

ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ им. А.А. ТРОФИМУКА СО РАН
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

A.A. TROFIMUK INSTITUTE OF PETROLEUM GEOLOGY AND GEOPHYSICS SB RAS
NOVOSIBIRSK STATE UNIVERSITY

*Series "Electrical models of petroleum plays
in West and East Siberian basins"*

Issue 1

M.I. Epov, Yu.N. Karogodin, S.V. Klimov, G.D. Ukhlova, M.F. Khramov

Parts 2 and 3

**AN ELECTRICAL MODELS
OF THE GEORGIEVKA-SIGOV AND YANOVSTAN PETROLEUM PLAYS
OF THE JURASSIC SECTION IN WEST SIBERIA**

Scientific Editor
Academician *M.I. Epov*

NOVOSIBIRSK
IPGG SB RAS
2012

Серия “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири”

Выпуск 1

М.И. Эпов, Ю.Н. Карогодин, С.В. Климов, Г.Д. Ухлоva, М.Ф. Храмов

Части 2 и 3

**ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ
ГЕОРГИЕВСКО-СИГОВСКОГО И ЯНОВСТАНСКОГО
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Научный редактор
академик *М.И. Эпов*

НОВОСИБИРСК
ИНГГ СО РАН
2012

УДК 551.762+553.98(571.1)
ББК 26.33
Э455

Эпов, М.И. Электрофизические модели георгиевско-сиговского и яновстанского нефтегазоносных комплексов юры Западной Сибири : учебное пособие / М.И. Эпов, Ю.Н. Карогодин, С.В. Климов, Г.Д. Ухлова, М.Ф. Храмов ; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирский государственный университет. – Новосибирск : ИНГТ СО РАН, 2012. – 103 с. – (Серия “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири”. Вып. 1, в 3-х ч. Ч. 2 и 3). – ISBN 978-5-4262-0035-7.

Во второй и третьей частях пособия серии “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири” на примере неопознанных георгиевско-сиговского и яновстанского региональных нефтегазоносных комплексов морского разреза юры Западной Сибири демонстрируется теоретико-методологический (системно-литмологический) подход к унификации важнейшего понятия (термина и операционного определения) в нефтяной геологии – нефтегазоносного комплекса. Это необходимо для создания его электрофизической модели, чрезвычайно важной при решении теоретических и практических задач (оценки ресурсов, подсчета запасов, прогноза и ориентированного научно обоснованного поиска, разведки и оптимальной эксплуатации залежей и месторождений нефти и газа). Подобная разработка оказалась возможной (к тому же с идентификацией нефтегазоносного комплекса) на основе принципа сопряженности систем.

The second and third parts of the book series “Electrical models of petroleum plays in West and East Siberian basins” on the example of unidentified Georgievka-Sigov and Yanovstan regional oil and gas Jurassic marine complexes of the Western Siberia shows the theoretical and methodological (system-litmological) approach for the unification of the most important concepts (terms and operational definition) in the petroleum geology – oil and gas industry. It is necessary to create an electrophysical model, that is extremely important in solving of the complex theoretical and practical problems (resource assessment, reserves evaluation, prognosis, and oriented science-based exploration and optimal exploitation of deposits of oil and gas). This modeling was possible (in addition to the identification of the complex of oil and gas) based on the principle of conjugation systems.

© Эпов М.И., Карогодин Ю.Н.,
Климов С.В., Ухлова Г.Д., Храмов М.Ф., 2012
© ИНГТ им. А.А. Трофимука СО РАН, 2012
© Новосибирский государственный
университет, 2012

ISBN 978-5-4262-0035-7

Часть 2

**ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ
ГЕОРГИЕВСКО-СИГОВСКОГО
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА**

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее учебное пособие является очередной, второй, частью (после васюганского) в серии “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири” под редакцией академика М.И. Эпова. Оно посвящено обоснованию возможности *моновариантного* выделения в разрезе георгиевско-сиговского (ГС) регионального нефтегазоносного комплекса (РГ НГК) и представлению его электрофизической модели (ЭФМ). По своему строению комплекс во многом похож на нижележащий, васюганский [Эпов и др., 2012], который подавляющим большинством геологов выделяется в объеме одноименной васюганской свиты. Поэтому РГ НГК и получил ее название. Немаловажно в рассматриваемом аспекте (системной сопряженности) и то, что васюганская свита, в принципе, – это региональный трансгрессивно-регрессивный циклит (сиквенс). Георгиевская свита (она же и “горизонт”, как и васюганская) подавляющим большинством геологов не опознается и не считается телом трансгрессивно-регрессивного цикла, циклитом. И это одна из основных причин непризнания РГ НГК в стратиграфическом объеме георгиевского горизонта (и свиты).

Следовательно, одна из важных задач настоящего пособия заключается в обосновании реальности существования данного НГК, аналогичного васюганскому. Успешная идентификация его в разрезе возможна благодаря электрофизической модели, а ее пока нет. И конечная задача пособия – ее создание, представление и описание по комплексу данных скважинного зондирования. Именно они являются важнейшими в понимании того, что представляют собой тот или иной интересующий геологов НГК и его составляющие элементы – резервуары и экраны. Кернового материала для этого бывает чаще всего недостаточно или он отсутствует вообще.

Для решения этой системы задач, на наш взгляд, важно продемонстрировать (впервые) возможность успешного использования системного принципа сопряженности для моновариантного (однозначного и однотипного) выделения РГ НГК в разрезах седиментационных бассейнов любого типа и возраста. Вот те основные задачи и цель данного пособия, как и серии в целом.

Прежде чем рассматривать ЭФМ данного НГК, целесообразно отметить некоторые отличия его от предыдущего, васюганского, НГК [Эпов и др., 2012]. Они сводятся в основном к следующему.

- Рассматриваемый в данном пособии НГК, как отмечалось выше, никем не признается. Поэтому он и не выделяется в разрезе в отличие от васюганского, признанного подавляющим большинством геологов. Поскольку для одних нефтегазоносных районов васюганский комплекс является основным (Березовский, Шаимский и др.)¹, для других (Сургутский, Нижневартовский) – весьма важным, вторым, после меловых комплексов. В его составе открыты сотни залежей нефти и газа.

- Этим объясняется более значительная изученность васюганского комплекса по сравнению с непризнанным рассматриваемым НГК.

- Васюганский НГК получил вполне ориентирующее название по названию свиты, с резервуарами которой и связаны многочисленные залежи углеводородов (УВ). Чего никак нельзя сказать о георгиевской свите. Поэтому предлагается название из терминов двух свит, как будет обосновано ниже.

¹ Поэтому Ф.Г. Гурари предлагал назвать его *абалакско-васюганским*.

• В каждом из этих комплексов по два резервуара, идентичных по условиям образования и положению в разрезе НГК. Но их продуктивная значимость различная, о чем пойдет речь дальше.

Немаловажным основанием для идентификации рассматриваемого НГК явилось следующее. В последние годы внимание геологов стали привлекать северо-восточные районы бассейна, в которых на стратиграфическом уровне *георгиевского горизонта* в разрезе выявлены залежи нефти в песчаных пластах, которые ошибочно считаются в составе васюганского НГК (возрастные аналоги “горизонта” Ю₁). Именно этот материал, по объему несравненно менее значительный, чем по васюганскому НГК, использован для настоящего пособия. С учетом этого в структуру книги внесены определенные изменения, по сравнению с первым, васюганским, выпуском.

Поскольку создание ЭФМ НГК на базе системного принципа сопряженности выполняется впервые, представлялось целесообразным продемонстрировать его проявление на каждом отдельно взятом элементе рассматриваемого комплекса как системы. И только потом представить модель, составленную (собранную) из этих элементов, в обобщенно-цельном виде.

Для рассматриваемого комплекса предлагается название георгиевско-сиговский, поскольку эти два стратона – *георгиевская свита* (она же и “горизонт”) и *верхнесиговская подсвита*, – выделяемые в разрезах разных фациальных районов, вместе взятые, наиболее полно представляют структуру НГК с полным набором его резервуаров и экранов. Именно с таким, двойным, названием он будет отвечать одному из важных требований к термину – *ориентированности* на содержание.

Необходимо также показать причину столь длительного неопознания данного НГК. Важны и обоснованность избранного подхода идентификации, и значимость ее в теоретическом и практическом отношениях, именно с этого и предлагается начать пособие.

1. ПРИЧИНЫ НЕОПОЗНАНИЯ ГЕОРГИЕВСКО-СИГОВСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

В разрезе верхних бат-титонских (волжских) отложений Западной Сибири (ЗС) чаще всего (в последнее время) принято выделять два нефтегазоносных комплекса: *васюганский* и *баженовский*. Это и две свиты (два “местных” стратона), и два стратиграфических горизонта (“региональных” стратона) с теми же названиями. Возраст их соответственно поздний бат–позднеоксфордский и волжский (титонский) в большей части [Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004]. По ним делаются прогнозные оценки ресурсов и выполняются подсчет запасов и весь необходимый для этого комплекс геологических построений и палеореконструкций. Рассматриваемый комплекс при этих построениях исключается.

Однако между этими свитами (и горизонтами) находится еще *георгиевская свита* (она же и одноименный горизонт) позднеоксфордского–ранневолжского возраста. Она (и глинистая часть горизонта) распространена на обширной площади центральных и юго-восточных областей бассейна (рис. 1), охватывающей ряд фациальных районов: Пур-Иртышский, Сильгинский, Ажарминский, Омский (рис. 2). Это по существу региональный экран.

Немаловажно, что это территория и таких крупных нефтегазоносных областей (НГО), как Среднеобская, Фроловская, Васюганская и прилегающих к ним земель (рис. 3). А георгиевская свита практически всюду (или почти всюду), как будет показано ниже, в разрезах представлена морскими глинами мощностью от 0 (!) и первых метров (чаще всего) до 80 м, поэтому она рассматривается в основном лишь в качестве регионального экрана [Атлас ХМАО, 2004]. Это представление о преимущественно глинистом составе горизонта в пределах обширной площади бассейна и явилось важнейшей причиной непризнания (и невыделения) в его стратиграфическом объеме самостоятельного НГК. К тому же в разрезах ряда площадей свита вообще отсутствует, и в этом случае перекрывающая ее глинистая баженовская свита залегает непосредственно на васюганской свите. Считается, что это могло быть либо из-за отсутствия отложений в результате размыва, например, в разрезе на границе Ажарминского и Сильгинского фациальных районов и др. (см. рис. 2), либо из-за замещения породами других свит, отличающихся стратиграфическим объемом и/или литологически. Но в разрезах районов с *васюганской* и *баженовской свитами* других свит между ними нет. И, казалось бы, это тоже веский аргумент в пользу невыделения НГК в объеме георгиевского горизонта. Вот те причины неопознания НГК, которые можно назвать в первую очередь.

Но есть и другая причина, скрытая. Это официальное непризнание многими геологами данного горизонта породно-слоевым телом трансгрессивно-регрессивного регионального цикла (циклита), подобного васюганскому. А данный нефтегазоносный комплекс невозможно выделить вне представления о циклическом строении *георгиевского горизонта*. Поскольку это не просто тело седиментационного цикла (циклита, сиквенса), а клиноциклит, клиноформа. В таком представлении *георгиевскую свиту* и *верхнесиговскую подсвиту* следует рассматривать в качестве ее элементов – соответственно фундаформы и ундаформы. И это веское основание для использования системного принципа сопряженности: цикллит–литмостратон–нефтегазоносный комплекс–электрофизическая модель.

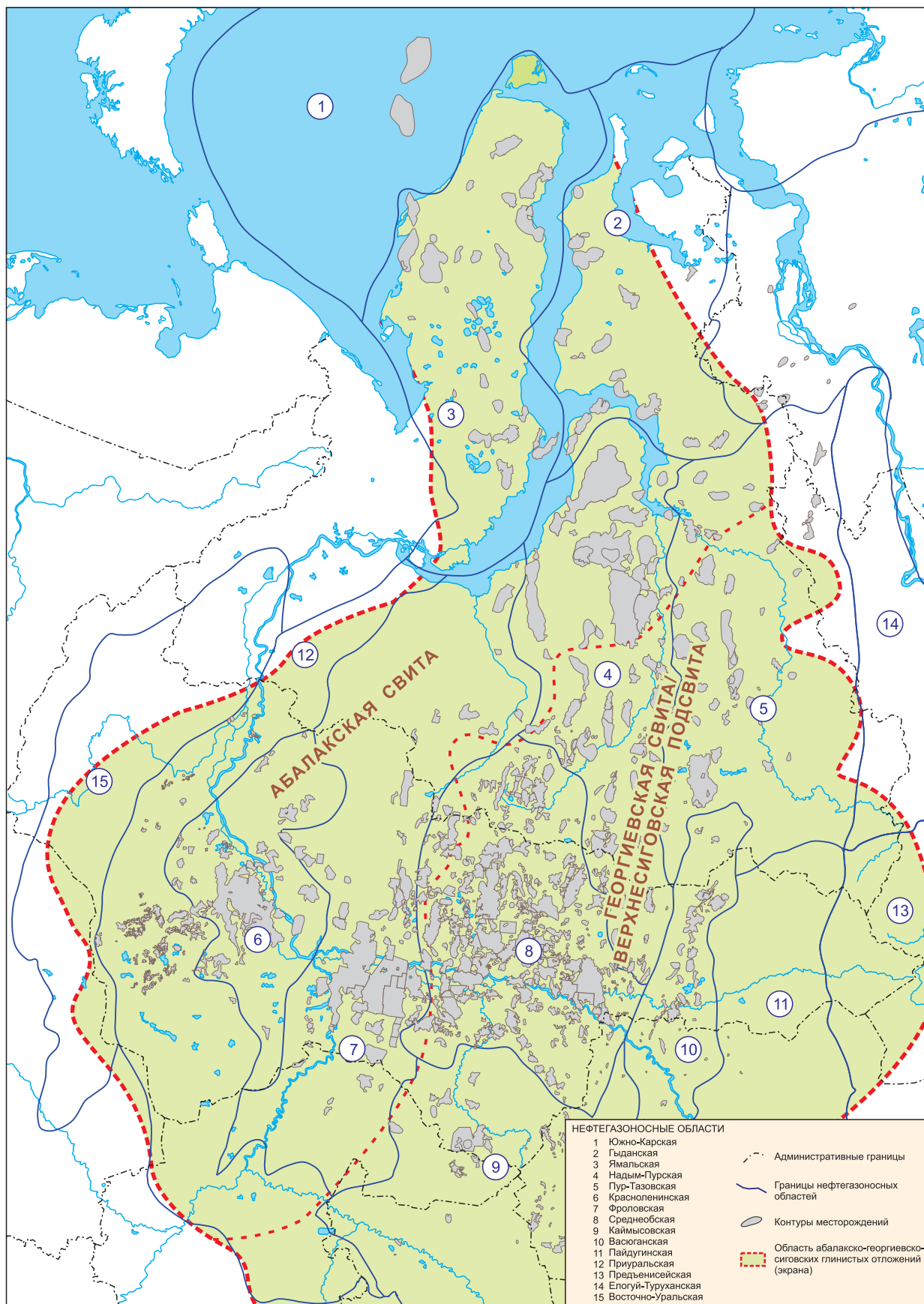


Рис. 1. Схема распространения абалакско-георгиевско-сиговского глинистого экрана (по данным В.Ф. Гришевича, И.Л. Пономаревой)

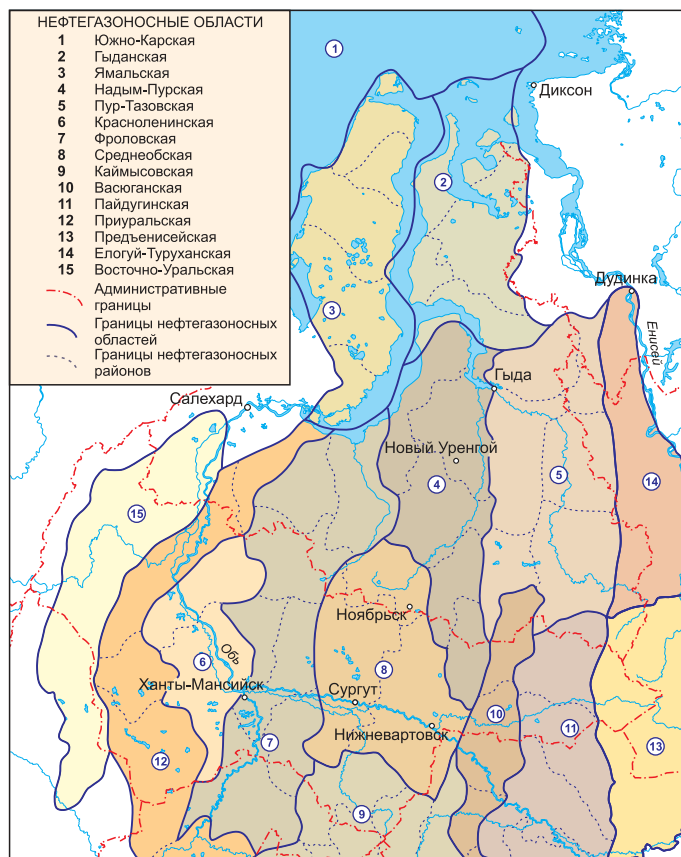


Рис. 3. Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под ред. А.Э. Конторовича)

Таковы главные причины непознания рассматриваемого НГК, а также основание для версии о возможной причине отсутствия *георгиевской свиты* в некоторых разрезах.

2. СИСТЕМНО-ЛИТМОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ ПОДХОД КАК ОСНОВА БАСЕЙНОВОЙ СТРАТИГРАФИИ И ИДЕНТИФИКАЦИИ В РАЗРЕЗЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ

В первой части пособия [Эпов и др., 2012] рассматривались основные теоретические и методические вопросы реальной возможности *моновариантного выделения* НГК в осадочном разрезе любого бассейна, независимо от его типа и возраста. Несмотря на это, в данном случае есть необходимость остановиться еще раз на некоторых важнейших теоретико-методологических аспектах, поскольку реальность наличия и идентификация георгиевско-сиговского НГК обосновывается в данной работе впервые, в отличие от васюганского НГК, признанного практически всеми.

Основой данного направления исследований является теоретико-методологическая база системно-стратиграфической парадигмы [Карогодина, 2010]. Ее сущность заключается в следующем. *Осадочный разрез любого седиментационного бассейна (в том числе и нефтегазоносного) представляется и рассматривается в качестве иерархически организованной породно-слоевой системы систем-стратонов*. А это служит основанием возводить породно-слоевые тела-системы (а не “совокупности горных пород” [Стратиграфический кодекс, 2006, с. 14, 24; Международный стратиграфический справочник, 2002, с. 10]) в статус **стратонов**, и не просто стратонов, а **стратонив-систем**. Со всей системной атрибутикой (свойствами, принципами, правилами, “привилегиями”), важной при решении тех или иных задач изучения конкретного объекта природы.

В теоретико-методологической базе бассейновой стратиграфии и нефтегазоносности это выполняется впервые с использованием принципа сопряженности. Суть его в том, что *с одной слоевой системой сопряжено несколько других систем*. И если существует метод однозначного опознания *базовой* (“сопрягающей”) системы, то нет проблемы в столь же определенном одновариантном опознании сопряженных систем различного вида. И именно в этом видится решение главной задачи однозначного (общепринятого) понимания и определения термина НГК, а значит, и создания его ЭФМ. Существует множество видов сопряженности. В данном случае целесообразно использовать *принцип сопряженности* в версии “цепной” сопряженности: циклит-свита/горизонт–литмостратон–нефтегазоносный комплекс–его модель–электрофизическая модель.

Разрез любого бассейна можно расчленить множеством способов на системы, в том числе и иерархически организованные, с *различными интегративными свойствами*. В данном подходе, когда породно-слоевая система представляется как стратон (литмостратон), важнейшим ее интегративным (системообразующим, эмерджентным) свойством является связь во времени² формирования элементов.

В рассматриваемом случае природа объекта исследования седиментационная, точнее седиментационно-циклическая. Это тела седиментационных циклов – *циклиты, сиквенсы, синтемы, циклотемы* (и множество других наименований). А любой цикл

² Принцип “интенсивности связи” внутри системы заимствован у биологов [Василевич, 1966].

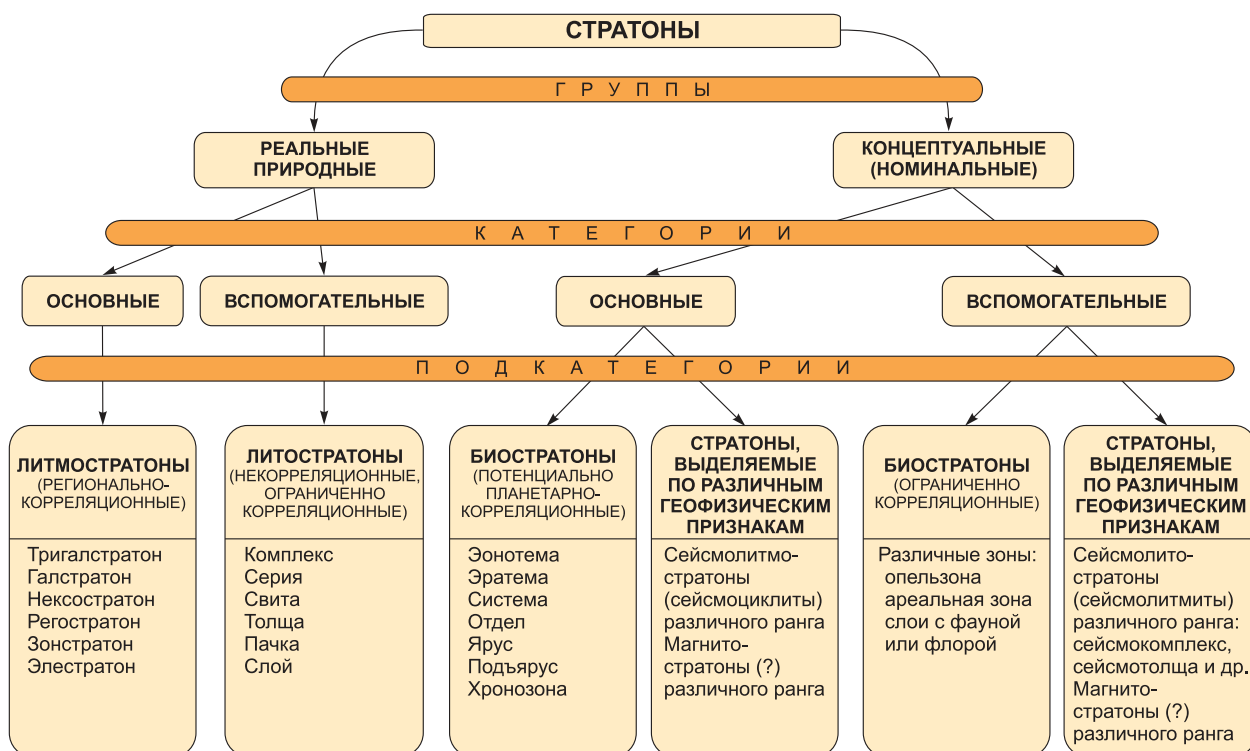


Рис. 4. Классификация стратонов [Карогодин, 2009]

(в том числе и седиментационный) является *целостной во времени формировании системы* по определению. И это конкретный пример реализации системного *принципа сопряженности*. Стратиграфическая система (стратон) сопряжена, связана с породно-слоевой литмологической системой (циклитом). Именно поэтому такие породно-слоевые тела-системы являются вещественными представителями (носителями, “памятью”, “отпечатками”) геологического времени, т. е. стратонами. В рамках данной парадигмы существенно уточнены понятие и определение стратона [Карогодин, 2010] как системы. И на этой основе разработана принципиально новая их классификация (рис. 4). А это имеет непосредственное отношение к выделению НГК в разрезе и созданию электрофизической модели. Именно данный подход и был использован при создании ЭФМ васюганского НГК, как и описываемого.

В связи с тем, что принцип сопряженности впервые используется в решении столь важного для нефтяной геологии вопроса и создания ЭФМ, целесообразно кратко остановиться на его сущности и важности.

3. СИСТЕМНЫЙ ПРИНЦИП СОПРЯЖЕННОСТИ, ЕГО СУЩНОСТЬ И ЗНАЧЕНИЕ

Сущность данного принципа состоит в том, что с любой целостной системой, ее свойствами, структурой может быть связано (“в упряжку”, сопряжено) несколько систем другого рода (вида, класса, типа) с их структурой, функциональными свойствами и особенностями. Например, с локомотивом (паровозом, электровозом) могут быть сопряжены вагоны различного функционального назначения (пассажирский, вагон-ресторан, грузовой, почтовый, ремонтный); с лошадью – телега, бричка, сани, плуг и т. д. Из этих примеров видно, что сопряженность – это и связь, но не всякую связь можно считать сопряженностью. Как известно, существует множество видов сопряженности. И связь, о которой идет речь в данном случае, вероятно, нельзя с полным основанием назвать сопряженной (сопряженностью). Эта связь по своей сути и структурно-временная и пространственно-временная.

Породно-слоевые тела-системы, циклиты – это идентифицированные стратоны, литмостратоны, т. е. связанные в пространстве и времени своего формирования. Однако если у них совпадают не только внешние границы, но и структурные элементы, то связь более сложная – структурно-пространственно-временная. Хорошо бы для принципа такой связи иметь собственный термин. Пока он не найден (краткий, ориентирующий), условимся называть его принципом сопряженности. Это не противоречит и этимологии: “сопряженный – взаимно связанный” [Ожегов, 1968, с. 738].

При “цепной” сопряженности, как в нашем случае, первым ее звеном (“локомотивом”) будет *литмостратон, связанный с циклитом*, как уже отмечалось. В рассматриваемом случае актуально сопряжение *регионального литмостратона с региональным циклитом*.

Второе звено (в рассматриваемой цепи сопряженности) – это *региональный литмостратон – региональный нефтегазоносный комплекс*. Это сопряженность не только системы с системой и их пространственно-временных границ, но и внутренних элементов. Отсюда и значение понятия **регионального нефтегазоносного комплекса** как основного (базового) в иерархической структуре нефтегазоносных подразделений осадочного разреза любого бассейна. Он же и система коллекторских породных (и породно-слоевых) тел (способных принимать, вмещать и отдавать флюиды) и экранирующих толщ, *сопряженных с элементами регионального циклита и литмостратона*. Последнее уточнение весьма важно. Поскольку в комплексе должно быть от одного до нескольких **резервуаров**. Однако этим термином обозначаются разные понятия.

Под **нефтегазоносным резервуаром** у отечественных геологов обычно принято понимать *сочетание породного тела-коллектора с породным телом относительно непроницаемым* – экраном (“покрышкой”) сверху или сверху и снизу (флюидоупором), а также со всех сторон (“замкнутый резервуар” – ловушка). Зарубежные геологи чаще всего под нефтегазоносным резервуаром понимают только проницаемое тело-коллектор. В таком понимании данный термин принимается и в настоящей публикации, чтобы избежать тем самым противоречия правила выделения резервуаров принципу сопряженности [Карогодин, 2010]. Кроме того, это важно для разработки в дальнейшем единых, унифицированных правил моновариантного выделения РГ НГК в *осадочном разрезе* любого бассейна. К тому же, в одной из наиболее востребованных и

распространенных *классификаций резервуаров* (как у отечественных, так и у зарубежных геологов) выделяются группы, виды только как породные тела-коллекторы: **резервуары пластовые, многопластовые, массивные** и т. д.

Вышесказанное позволяет дать следующее определение нефтегазоносного комплекса. Нефтегазоносный комплекс – *это структурное седиментационно-циклично организованное подразделение породного разреза (с резервуарами) осадочного бассейна*. Иными словами, НГК – это породно-слоевое тело седиментационного цикла. А поскольку, как принято считать, 99 % залежей углеводородов связано с осадочными породами, то данное определение относится именно к осадочным НГК и резервуарам в их составе. Для 1 % залежей УВ в резервуарах вне осадочных пород (метаморфических, интрузивных, эффузивных и т. п.) необходимо собственное (или уточняющее вышеприведенное) определение, поскольку флюиды (в том числе нефть и газ) “безразличны” к генезису пород.

Важнейшим свойством пород, необходимым для скопления УВ в залежи и месторождении, считается *миграционно-аккумуляционная способность*. Это значит наличие в их составе коллекторов, независимо как от их генезиса (первичные, конседиментационные и постседиментационные), так и от пород. И даже не только от пород. Углеводороды, как известно, содержатся (растворенными) в пластовых водах и в немалых объемах (особенно газ, метан), мигрируя вместе с ними латерально и вертикально по разломам и трещинам. Диффузионные свойства пород могут способствовать как созданию, так и разрушению залежей. В принципе для традиционных скоплений и перемещений УВ даже не важно, естественное это образование или искусственное (газо- или нефтехранилище, газо- или нефтепровод). Основные запасы нетрадиционных УВ – газогидратов – не связаны вообще с какой-либо породой. Они находятся в придонных водах морей.

Из вышеизложенного напрашивается вывод о важности и необходимости дальнейшей разработки определений и классификации понятий *нефтегазоносный комплекс* и *резервуар*. А пока в данном пособии будем пользоваться приведенными выше определениями.

4. ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ В “ЦЕПНОЙ” СОПРЯЖЕННОСТИ С ЛИТОСТРАТОНОМ И ЦИКЛИТОМ

Для понимания структуры и сущности электрофизической модели представляется целесообразным дать описание ЭФМ НГК в порядке положения в разрезе (снизу вверх), а значит, и в порядке последовательности образования во времени каждого из его элементов в цепной сопряженности: *литостратон–элемент циклита–литостратона–нефтегазоносного комплекса–электрофизической модели*. При этом *литостратоны* используются в качестве “кирпичиков”, необходимых для конструирования и создания модели циклита и породно-слоевой литостратон-системы. За основу стратиграфических подразделений с их названиями принята утвержденная стратиграфическая схема юры Западной Сибири [Решение..., 2004] с необходимыми уточнениями и дополнениями. Но, учитывая, что эта схема с несущественными (для основной массы геологов) отличиями была опубликована в коллективной монографии [Шурыгин и др., 2000], представляется более удобным (особенно читателям) использовать далее эту работу и схему в ней.

Следует также заметить, что в последнем Стратиграфическом кодексе [2006, с. 11] нет категории литостратонов. Они “признаны вспомогательными по отношению к местным”, и к ним отнесены толща, пачка, маркирующий горизонт и *клиноформа*. А “таксономическая шкала местных подразделений состоит из следующих единиц: *комплекс, серия, свита и пачка*” [Там же, с. 29]. Повезло только пачке. Она и в “местных” (основных), и во “вспомогательных” к ним.

При этом следует заметить, что в Международном стратиграфическом справочнике [2002], все вышеперечисленные “единицы” стратонов – и основные, и вспомогательные (кроме клиноформ) – принадлежат категории литостратонов – формаций. Поэтому многими геологами (в том числе авторами данного пособия) свиты, в подавляющем большинстве своем, воспринимаются как формации, т. е. литостратоны с их частями и элементами, описываемыми ниже. “Правильно выделенные свиты в стратиграфических разрезах одноформационны” [Рудкевич и др., 1988, с. 57]. А литостратоны – разноформационны в подавляющем большинстве, как отмечалось выше.

Исходя из данного представления о литостратонах можно начать последовательную (снизу вверх в разрезе, а значит, и во времени образования) лито- и литостратиграфическую *поэлементную* характеристику модели георгиевско-сиговского циклита и нефтегазоносного комплекса с его электрофизической моделью.

Георгиевская свита как основа одноименного горизонта занимает обширную территорию бассейна. В разрезах Ажарминского, Сильгинского, Пур-Иртышского, Омского, Тебисского, Тазо-Хетского и Паксинского фациальных районов (см. рис. 2 и 5) в основании *георгиевской, марьяновской свит и верхнесиговской подсвиты (георгиевского комплекса)* выделяется *барабинская пачка* песчаников ($Ю_1^0$ – от 1–8 до 10 м). Название она получила, как известно, от разреза Барабинской опорной скважины, в котором впервые была вскрыта и опознана в качестве основания вышележащей свиты. Пачка отличается от подстилающих и перекрывающих отложений зеленым цветом, обусловленным повышенным содержанием глауконита. Это и базальные слои регионального циклита по ряду характерных признаков. Установлено, что они “часто залегают трансгрессивно с размывом”. И “на ряде площадей были отмечены значи-

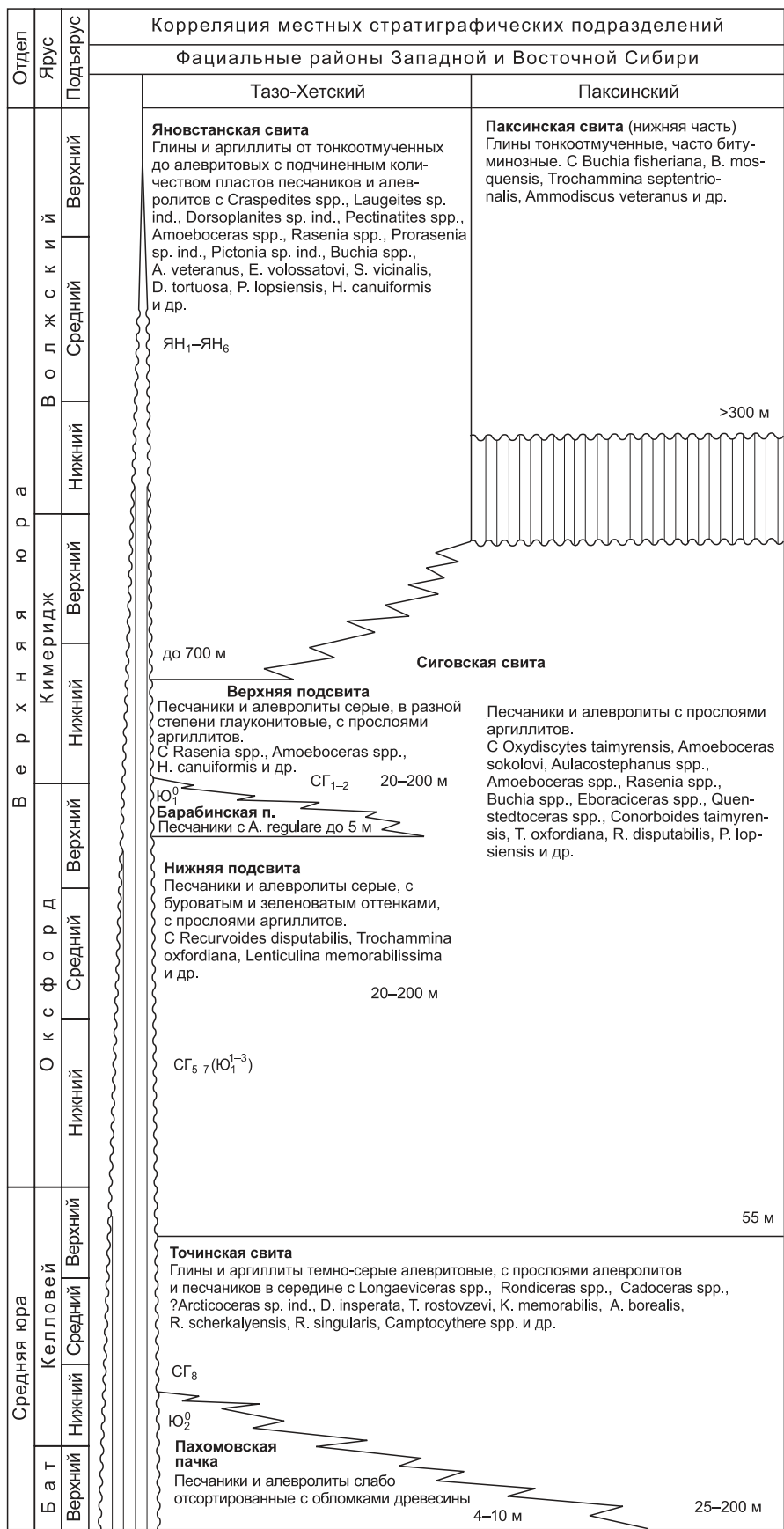


Рис. 5. Фрагмент стратиграфической схемы келловей и верхней юры Западной Сибири [Шурыгин и др., 2000]

тельные перерывы в верхах васюганской свиты, отвечающие интервалам среднего–верхнего келловей–частично оксфорда” [Шурыгин и др., 2000, с. 371]. Считается также, что “диапазон скольжения нижней и верхней границ пачки на юге Западной Сибири изменяется в пределах верхов верхнего оксфорда–нижнего кимериджа” [Там же, с. 372].

Во всех вышеназванных районах вверх по разрезу песчаники замещаются морскими, явно трансгрессивными глинами. Наличие базальных слоев в виде *барабинской пачки* у циклита, а значит, и у литмостратона, подтверждает правомерность и значимость правила базальности.

Сущность его в том, что у каждого регионального (и не только) трансгрессивно-регрессивного циклита (и сопряженного с ним литмостратона) *имеются так или иначе выраженные в разрезе той или иной территории базальные слои*. Яркость их проявления в разрезе, как правило, напрямую связана с рангом циклита. Чем выше его ранг, тем значительнее проявление (в мощностях, площади распространения) базальных слоев, при прочих равных условиях. Они формируются в границах зоны привноса терригенного материала в виде полос (зон) различной ширины и меняющейся (до полного выклинивания) мощности, субпараллельных береговой линии. Они могут формироваться и вокруг локально-зональных источников сноса внутри бассейна. Яркими примерами служат архипелаги островных поднятий в позднеюрское время Березовского, Шаимского и других районов ЗС.

Начало любой, особенно региональной, трансгрессии отражается в разрезе в виде группы (горизонта) двух и более ингрессивных и трансгрессивных базальных слоев. Как правило, это *проциклиты* (парасиквенсы) локальные или зональные. С сокращением мощности песчаных пластов (нижнего элемента циклита) от одного к другому снизу вверх по разрезу в том же направлении увеличиваются их глинистость и мощность верхнего элемента циклита, глин. Глинизация последнего, верхнего, базального пласта может быть настолько значительной, что у него могут существенно ухудшаться фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Как, например, у *пахомовской пачки* васюганского циклита. И наоборот, в определенных тектоно-фациально-седиментационных условиях все пласты “сливаются” в единый, представляя собой наиболее объемный коллектор. Ближе к источнику сноса песчаники могут улучшить ФЕС. В таком случае они получают индивидуальную индексацию каждого из пластов, теряя название *барабинской пачки*.

Системно-литмологический подход к расчленению и корреляции разрезов позволяет сделать немаловажные уточнения строения как базального основания рассматриваемого циклита, так и всего циклита в целом. *Барабинская пачка* в одних фациальных районах наращивается снизу песчаными пластами, в других – сама превращается в песчаный пласт с достаточно хорошими ФЕС, как будет показано далее. А это имеет непосредственное отношение к расшифровке как структуры литмостратона, так и сопряженного с ним нефтегазоносного комплекса и его отражения в ЭФМ.

Так, под *барабинской пачкой* в юго-восточных разрезах Томской области (Васюганская НГО и прилегающие к ней земли) и северо-восточных (Паксинского и отчасти Тазо-Хетского фациальных районов зоны “шельфа”), приближенных к региональному источнику сноса, появляются еще два-три базальных пласта. В разрезах большинства месторождений Томской области (юго-востока бассейна) это основные продуктивные пласты, индексируемые как Ю₁¹, Ю₁². Официально [Решение..., 2004] и большинством геологов [Шурыгин, и др., 2000] их принято считать в составе *васюганской свиты*. И в то же время, вопреки этому, авторы монографии, используя сиквенс-стратиграфический подход, утверждают, что “нижний пласт надугольной толщи (Ю₁²) может интерпретироваться как трансгрессивный системный тракт (TST). Он имеет черты типичного базального трансгрессивного пласта...” [Там же, с. 352].

Неправомерность отнесения пластов, индексируемых как $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, к *васюганской свите* еще и в том, что по основному из принципов выделения свит, предписанному Стратиграфическим кодексом, перерыв внутри свиты недопустим. А он, как известно, фиксируется палеонтологически и литологически в разрезах скважин многих площадей ряда районов. Базальные трансгрессивные пласты с явным размывом нередко залегают на васюганской межугольной толще. Данные пласты, как и вся надугольная толща, морские. И это означает начало новой, георгиевской трансгрессии, как признают многие томские геологи (Е.Е. Даненберг, В.Б. Белозёров, Н.А. Брылина, А.В. Ежова, Т.Г. Тен и др.). Так, Т.Г. Тен, понимая, что надугольные пласты являются базальными слоями георгиевской трансгрессии, справедливо считает, что им “следовало бы присвоить индекс $Ю_1^0$ ”³. Однако, чтобы не “вступать в противоречие с многолетней традицией, породы надугольной толщи индексируются как $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$ ” [Тен, 2003, с. 7] и относятся к васюганской свите. Хотя во многих работах (в том числе кандидатских и докторских диссертациях) в явном виде отражена разная направленность пластов $Ю_1^4 - Ю_1^3$ (регрессивная) и $Ю_1^2 - Ю_1^1$ (трансгрессивная). В некоторых разрезах (Вертолетная площадь и др.) эти два базальных пласта объединяются из-за отсутствия между ними пачки глин [Чернова, 2003]. Трансгрессивные слои картируются с “продвижением” во времени и в процессе осадконакопления в сторону суши (вслед за трансгрессией). В.Б. Белозёров называет это “возрастным скольжением песчаных резервуаров трансгрессивного интервала верхневасюганской подсвиты (надугольной толщи)”, которое отражается “в эшелонированном размещении песчаных резервуаров $Ю_1^0 - Ю_1^2$ в разрезе” [Белозёров, 2008, с. 27]. А омоложение регрессивных (в финале васюганского цикла) пластов происходит, наоборот, в сторону приосевой части бассейна (вслед за регрессией).

Это было достаточно убедительно продемонстрировано в первой части пособия [Эпов и др., 2012].

Ошибка не только в отнесении к *васюганской свите* этих верхних, явно трансгрессивных, базальных пластов в разрезах юго-восточных районов, но и в изображении возрастного скольжения угольного пласта $У_1$ [Шурыгин и др., 2000]. Это место стратиграфического несогласия и размыва в разрезе между группами пластов разнонаправленного формирования, фиксирующего границу между циклитами – региональной васюганской регрессией и георгиевской трансгрессией. Электрокаротажные (электрофизические) и фациальные характеристики базальных пластов $Ю_1^2 - Ю_1^1$ “*васюганской свиты*” достаточно изучены и подробно описаны в работах А.В. Ежовой [2009; и др.], в диссертации Т.Г. Тен [2003] и работах других исследователей (В.Б. Белозёров, Н.А. Брылина, Е.Е. Даненберг, О.С. Чернова и др.). Это “васюганские” пласты и *барабинская пачка*, представляющие собой единый нижний резервуар георгиевско-сиговского РГ НГК. В нем содержатся основные промышленные залежи углеводородов Томской области.

Ошибка, аналогичная описанной выше, с фациально-стратиграфическим положением базальных пластов рассматриваемого циклита существует и в разрезах северо-восточных районов (Пур-Тазовской НГО), где выделяется *верхнесиговская подсвита* в объеме *георгиевского горизонта (и свиты)*. В разрезах площадей Тазо-Хетского фациального района (см. рис. 5), вскрывших верхнеюрские отложения, выявлены базальные пласты песчаников. Они представляют собой возрастные и фациально-литмологические аналоги “васюганских” пластов $Ю_1^0$, $Ю_1^1$, и $Ю_1^2$. По направлению с запада на восток-северо-восток (вкрест простирания пластов) (рис. 6) выполнено де-

³ Таковую индексацию предложил Г.М. Татьяна для базальных пластов *барабинской пачки*.

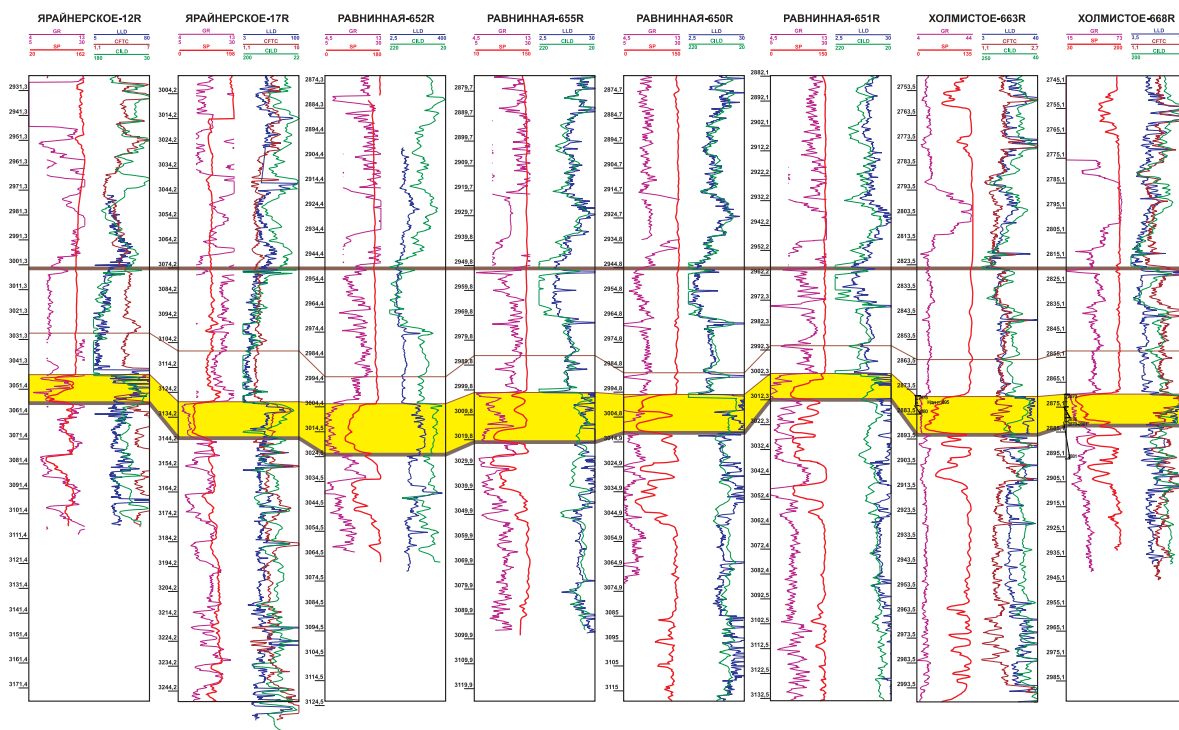


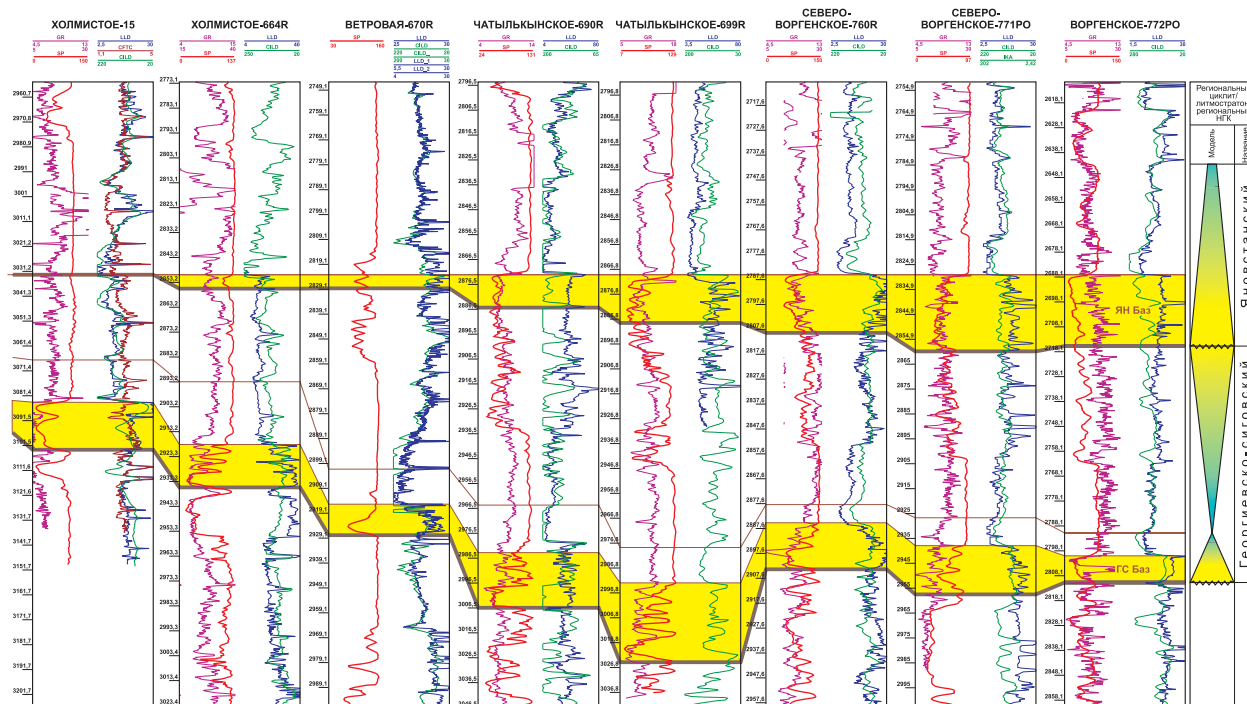
Рис. 7. Пример корреляционной схемы (западный фрагмент) георгиевско-сиговского (вблизи Тазо-Хетского)

ным зондирования скважины № 17R на глубинах 3128–3142 м (см. рис. 9, а). И верхняя, и нижняя его границы четко выделяются по комплексу промыслово-геофизических данных со всеми описанными выше характеристиками и их сочетанием. Понять, какой это пласт – первый или последний (третий), можно только на основе анализа детальной, попластовой корреляции. С учетом самого западного положения площади в районе, вероятнее всего, это ГС Баз₃, т. е. последний, поскольку еще западнее все песчаные пласты (и не только базальные) замещаются глинами георгиевской свиты. В таком случае его можно считать возрастным аналогом *барабинской пачки*. В системно-литмологическом отношении он (как и другие базальные пласты) представляет основание элементарного проциклита (парасиквенса, в сиквенс-стратиграфической терминологии).

В разрезе соседней к востоку Равнинной площади, в одной из скважин № 652R (в интервале глубин 3003–3023 м), также отчетливо выделяется более значительный по мощности (20 м) базальный пласт (см. рис. 9, б). Возможно, данное увеличение его мощности произошло за счет объединения пластов 2 и 3. Не исключен и размыв глинистой пачки между ними.

Еще дальше к востоку, в разрезе скважины № 668R соседней Холмистой площади (в интервале глубин 2870–2882 м), не менее отчетливо, чем в двух предыдущих случаях, выделяется базальный пласт мощностью 12 м (см. рис. 9, в). Вид комплекса электрофизических кривых скважинного зондирования представляет практически несколько уменьшенную копию пласта в разрезе Ярайнерской скважины № 17R.

Два-три базальных пласта встречаются в разрезах нередко и, чем дальше на восток, тем чаще. В качестве примера разрезов с двумя базальными пластами можно привести скважины № 15, 660R и 661R Холмистой площади (см. рис. 9, г–е). Отмеченное выше возрастное скольжение границ базальной *барабинской пачки* может ин-



литмостратона в разрезе юго-восточной части Пур-Иртышского фациального района

терпретироваться как самое отдаленное от источника сноса (в результате продвижения трансгрессии) литолого-фациальное замещение любого из трех этих пластов.

В этом же направлении увеличивается песчанистость подстилающих отложений *нижнесиговской подсвиты*. Верхняя ее часть, безусловно, размывалась, переотлагаясь в виде базальных слоев следующего, георгиевско-сиговского, циклита. Сходство состава тех и других отложений (регрессивных и трансгрессивных, сформированных за счет их размыва) отражалось на характере и значениях кривых скважинного зондирования. Поэтому без привязки к керну затруднительно достоверно определить границу циклитов. Решению этой задачи способствует достаточно отчетливо фиксирующаяся *резкая граница разнонаправленности* кривых скважинного зондирования (реализация двух основных правил выделения циклитов-систем – *разнонаправленности* и *характера границ*). Как, например, в разрезах скважин № 652R, 658R Равнинной площади, скважины № 664R Холмистой площади (рис. 10) и некоторых других.

Описанные выше базальные пласты ГС регионального циклита (и одноименного литмостратона) вполне обоснованно можно считать нижним (базальным) резервуаром регионального нефтегазоносного комплекса. В одном случае с ним может быть связана одна крупнейшая или гигантская залежь, как, например, Талинская. В другом – он является составной частью (элементом) гигантского резервуара в десятки и даже сотни метров, как на месторождениях Самотлор, Бованенковское, Ямбургское.

В связи с идентификацией неопознанных до этого базальных слоев в неопознанном ранее НГК небезынтересно обратить внимание на значимость данного вида резервуаров в нефтегазоносности вообще. Установлено, что ряд основных залежей месторождений-гигантов мира, в том числе в Западной и Восточной Сибири, связан, так или иначе, с данным вида резервуарами.

Приведем несколько примеров. Нефтеносные пласты Ю₁¹, Ю₁⁰ и связанная с ними Талинская гигантская залежь *шеркалинской свиты* – это базальный резервуар с ингрессивными слоями раннеюрской трансгрессии, воды которой проникли по руслу реки.

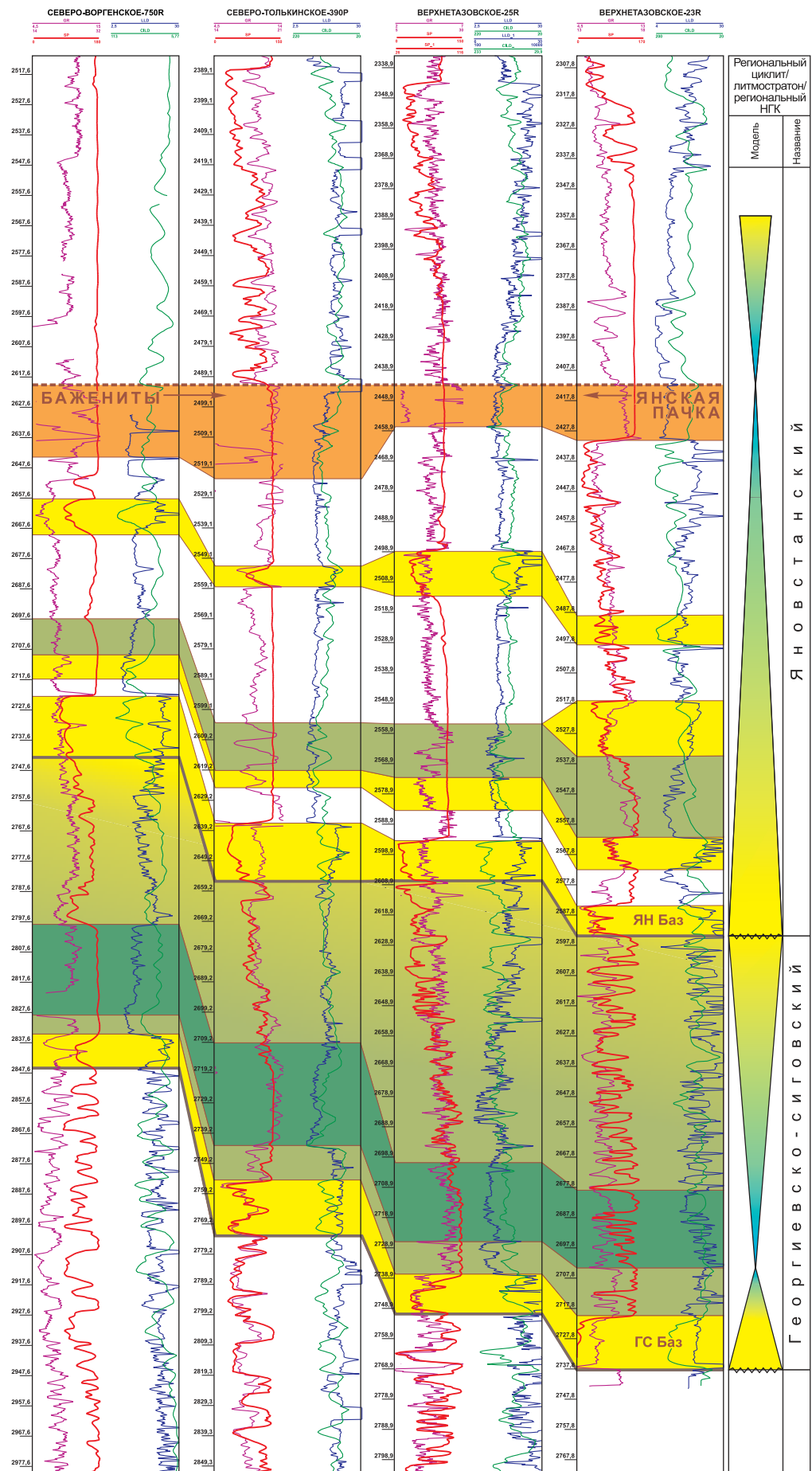


Рис. 8. Пример корреляционной схемы (восточный фрагмент) георгиевско-сиговского литостратона в разрезе юго-восточной части Пур-Иртышского фациального района (вблизи Тазо-Хетского)

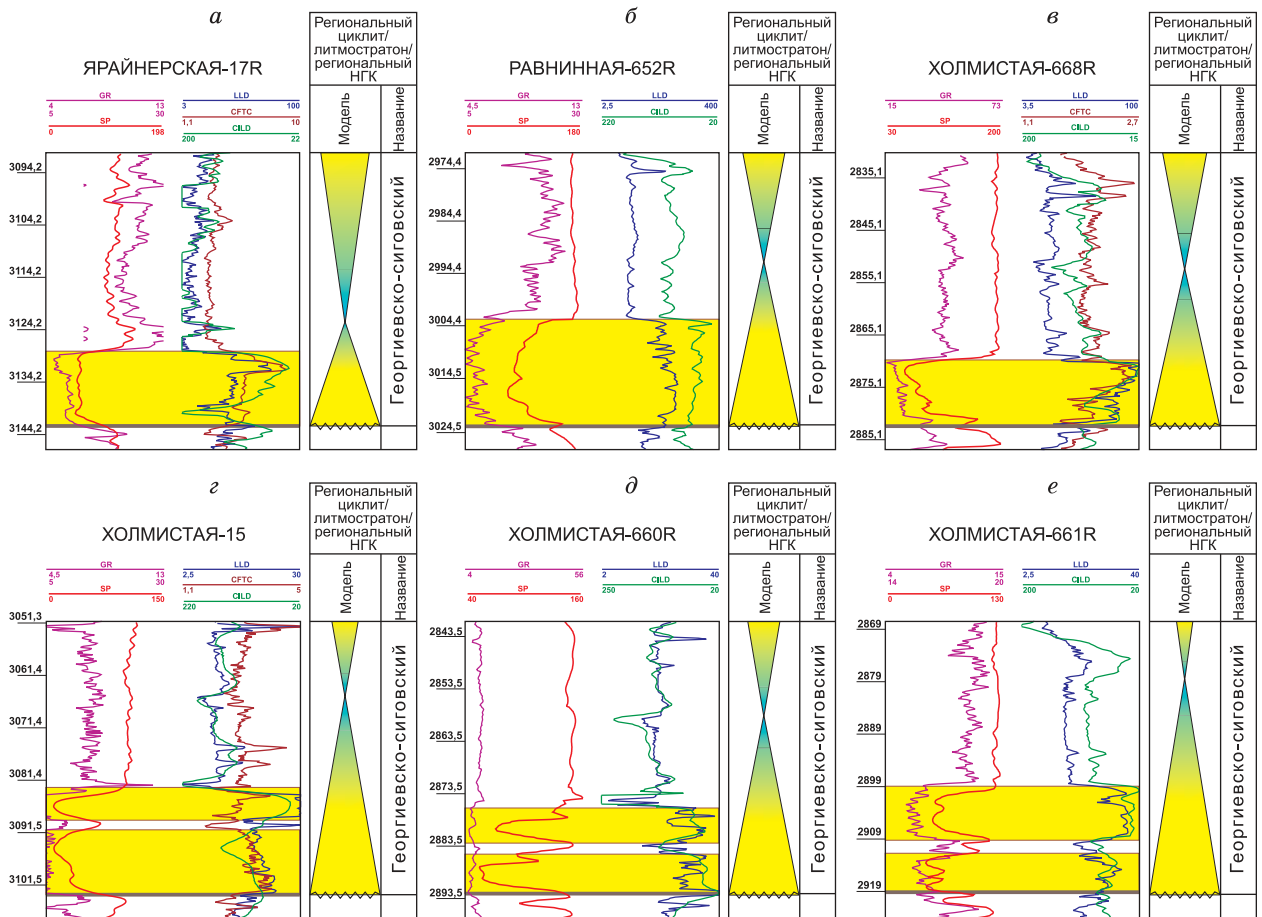


Рис. 9. Базальные пласты георгиевско-сиговского регионального циклита и нижнего резервуара нефтегазоносного комплекса:

а-е – примеры электрокаротажных диаграмм базальных пластов

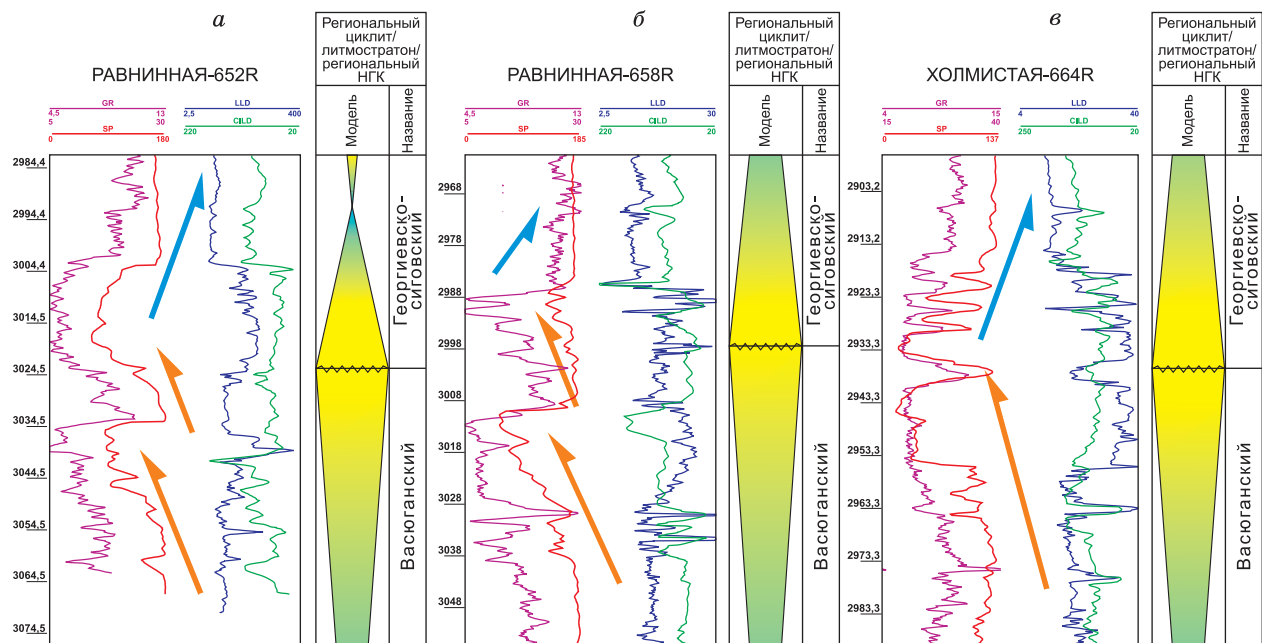


Рис. 10. Примеры (а-в) резкой разнонаправленности кривых скважинного зондирования, отражающие положение нижней границы георгиевско-сиговского литомстратона и нефтегазоносного комплекса (с нижележащим васюганским)

В Непско-Ботуобинской, Ангаро-Ленской и некоторых других НГО Лено-Тунгусской провинции основные запасы нефти и газа, в том числе и самые крупные месторождения нефти (Верхнечонское) и газа (Ковыктинское), связаны с базальными отложениями первой вендской региональной трансгрессии.

Красноленинский свод “залит” нефтью в пластах $ВК_1$, $ВК_2$ (базального резервуара)⁴ ханты-мансийской (альбской) трансгрессии. Улучшенными коллекторскими свойствами обладают песчаники в стратиграфических врезках, связанных с русловыми образованиями речной системы [Медведев, 2010].

Базальный аптский резервуар с пластами $АВ_1$, $АВ_2$ (“рябчик”) *алымской свиты* завершает сверху огромный (более 140 м) резервуар основной залежи Самотлорского нефтяного месторождения-гиганта.

По другим континентам можно привести множество примеров связи залежей месторождений-гигантов с базальными слоями (Ист-Техас, Панхендл-Хьюгтон – Северная Америка; Хасси-Месауд, Хасси-Р`Мель – Африка, месторождения бассейна Маракойбо – Южная Америка и др.).

Описанные базальные слои в рассматриваемом районе Западной Сибири перекрываются мощной толщей преимущественно глин. Кривая ПС (SP) с резко (по сравнению с нижележащим песчаником) положительным значением почти не дифференцирована. В этом большое сходство толщи с *нижневасюганской подсвитой*. В разрезах многих площадей (см. рис. 7 и 8) в этой глинистой толще достаточно отчетливо выделяется по кривой повышенного значения ИК (CILD) (в унисон с ней) и кривой пониженного удельного сопротивления (LLD) (по сравнению с выше- и особенно нижележащими отложениями) глинистая пачка от нескольких до 20 м с лишним (рис. 11). Ее кровля служит достаточно хорошим репером, прослеживаемым в подавляющем большинстве разрезов рассматриваемого района. Есть основание предполагать, что это трансгрессивный (финально-трансгрессивный) элемент георгиевско-сиговского регионального циклита. Это вполне коррелируется с небольшой мощностью трансгрессивных глин васюганского циклита.

В верхней части глинистой толщи, более значительной по мощности (30–70 м, до 120 м), чем описанная, можно по характеру кривых выделить в ее составе две пачки. В западной части рассматриваемой территории (рис. 12, а) для нижней пачки (в среднем примерно 30 м) характерна кривая ИК (CILD) с пониженными в целом значениями и повторяющимися ее повышенными значениями сопротивления (LLD). Верхняя пачка (по мощности соразмерная нижней) наоборот характеризуется повышенными значениями ИК (LLD) и пониженными значениями сопротивления (LLD). Кривая ПС (SP) в этой части разреза не дифференцируема. В разрезах северо-восточных площадей (Чатылькынская, Воргенская) (см. рис. 12, б, в) для нижней пачки наблюдается чередование интервалов пониженных и повышенных значений ИК (CILD) и менее ярко – значений кривой ГК (GR), но ПС (SP) при этом остается почти прямой, недифференцированной, как у ниже- и вышележащих пачек. Вероятно, это связано с появлением пластов алевритистых глин.

Граница с верхней пачкой глин достаточно отчетливая по резко возрастающим значениям кривой ИК (CILD), депрессии кривой ПС (SP) и повышающимся значениям КС (LLD). Примерно с середины пачки наблюдается симметричное снижение ИК (CILD). Кривая ПС (SP) в отличие от нижней пачки имеет сильно дифференцированный характер. Верхняя граница пачки, она же и граница *яновстанской свиты*, в разрезах всех площадей достаточно уверенно определяется (см. рис. 7 и 8). Эти две пачки представляют регрессивный гемициклит. Нижнюю можно считать инициально-регрессивной (ИР), верхнюю – финально-регрессивной (ФР).

⁴ Ошибочно считаются в составе *викуловской свиты* апта.

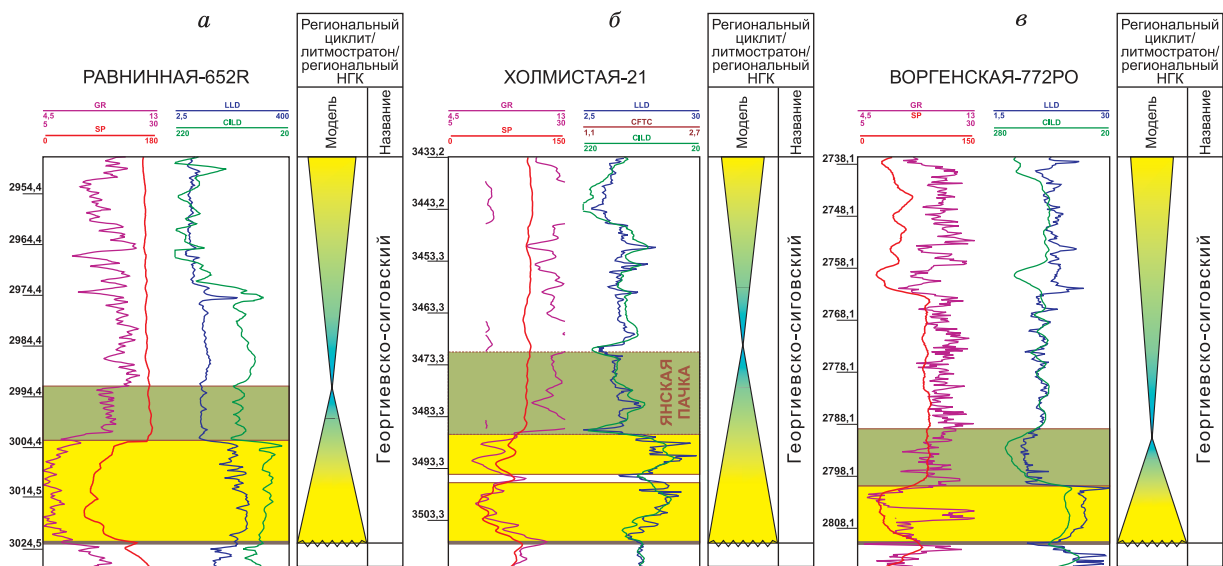


Рис. 11. Примеры (а–в) электрокаротажной характеристики финально-трансгрессивной (янской, ядра циклита) глинистой пачки в разрезе георгиевско-сиговского литостратона

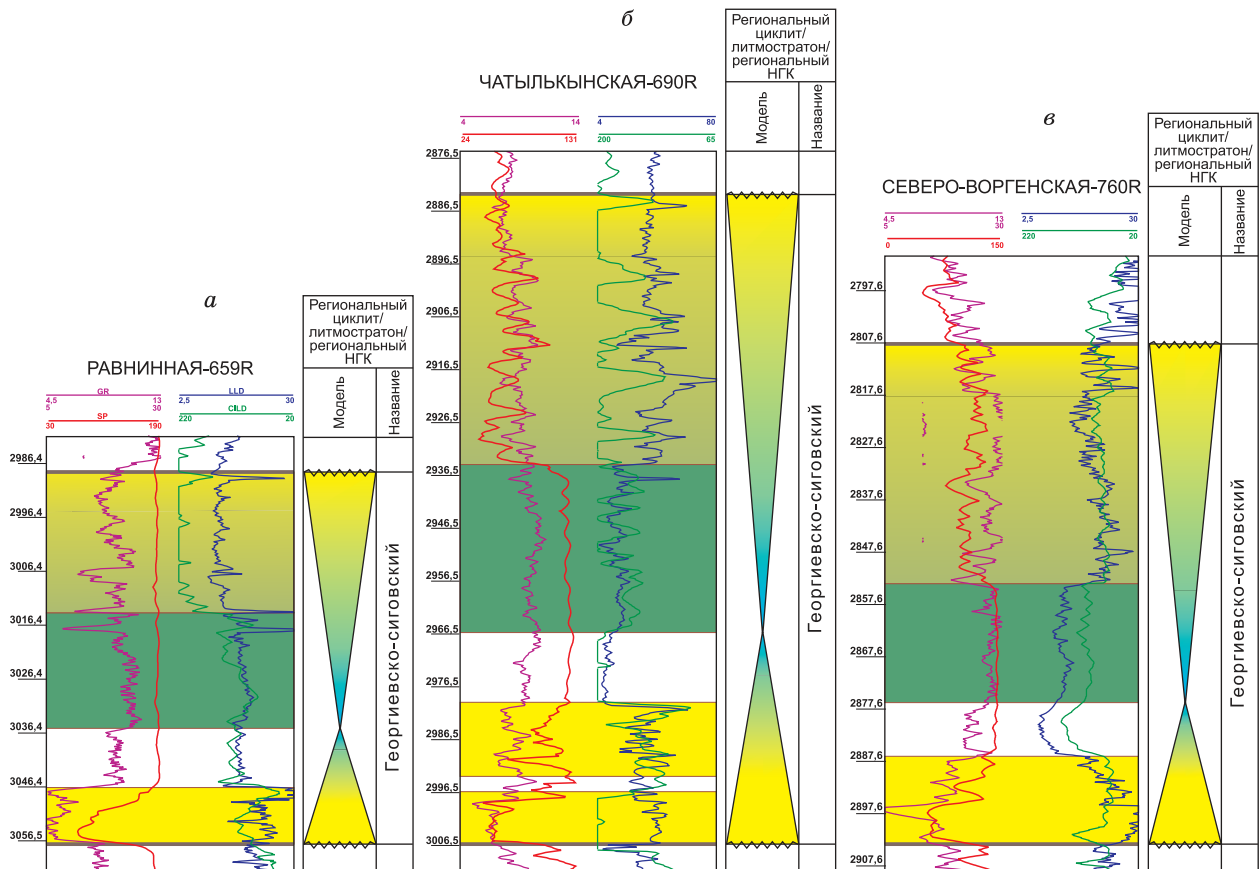


Рис. 12. Примеры (а–в) электрокаротажной характеристики регрессивных глинистых пачек в разрезе георгиевско-сиговского литостратона

В литмологической терминологии песчаные базальные пласты являются инициально-трансгрессивными элементами циклита (и нижними литмостратона), а перекрывающая пачка глин – финально-трансгрессивный его элемент (“ядро” циклита, по В.Ф. Гришкевичу, янская пачка, по П.А. Яну). В традиционной стратиграфии подобный (и очень важный) элемент циклита (и стратона), как правило, не выделяется. В сиквенс-стратиграфической терминологии элементы сиквенса также имеют свои названия в зависимости от трактовок положения уровня моря. Общее название – системные тракты. Так, нижний базальный пласт Ю₂ по принятой схеме юры 2004 г. (он же СГ Баз₁¹ в предлагаемой нами номенклатуре) определяется как трансгрессивный тракт (TST), а верхний – Ю₁ (СГ Баз₁²) – почему-то назван трактом низкого стояния моря (LST) [Шурыгин и др., 2000, с. 70–73]. В нашей трактовке сиквенса оба пласта плюс *георгиевская пачка* (там, где она выделяется) – это элементы трансгрессивного тракта.

А перекрывающая их глинистая пачка – это системный тракт высокого стояния моря (HST). Представляется, что более точным было бы название “трансгрессивный тракт максимально высокого стояния”, так как он отражает финал трансгрессии.

Две вышележащие глинистые пачки *верхнесиговской подсвиты*, как уже отмечалось, отражают этапы начавшейся регрессии и снижения уровня моря в пределах значительной территории бассейна. Также выше отмечалось, что глинистую толщу *верхнесиговской подсвиты*, состоящую из этих трех пачек, можно сравнить с нижней глинистой частью *нижневартовской подсвиты*. В сиквенс-стратиграфической модели она представляет трансгрессивный тракт высокого стояния [Шурыгин и др., 2000]. Это достаточно мощная пачка глин под крупным песчаным пластом Ю₁⁴, завершающим подсвиту. Он определяется как тракт низкого стояния. Маломощная *пахомовская пачка* (Ю₂⁰) в основании свиты справедливо оценивается как трансгрессивный тракт. Точнее было бы его назвать инициально-трансгрессивным.

В строении регионального георгиевско-сиговского нефтегазоносного комплекса все три пачки глин (равно как и *георгиевская свита* в целом, при отсутствии *барабинской пачки*) над базальными песчаниками представляют собой региональный флюидоупор (экран, “покрышку”) нижнего резервуара. В восточном направлении, ближе к источнику регионального сноса (Сибирской платформы), верхняя часть циклита наращивается за счет появления песчаных пластов. Так, в разрезе скважины № 670R Ветровой площади над глинистой толщей, в самой верхней части циклита, появляется песчаный пласт мощностью 20 м. Еще восточнее, в разрезах Чатылькынских скважин, мощность этой существенно песчаной толщи увеличивается до 50 м (см. рис. 7). А в разрезах Верхне-Тазовской площади (самой северо-восточной в районе) она достигает 100 м (см. рис. 8). В литмологическом отношении ее правомерно считать финально-регрессивной. В сиквенс-стратиграфической терминологии это тракт низкого стояния.

Электрофизическая характеристика верхней регрессивной, существенно песчаной части циклита может быть сведена к следующему. В качестве общего отличительного признака данной толщи от нижележащей глинистой выступает *сильная дифференцированность* (пилообразный характер) всех кривых скважинного зондирования. Это может интерпретироваться как частое переслаивание маломощных и не выдержанных (судя по схеме корреляции) пластов песчаников и алевролитов с пачками глин (см. рис. 7 и 8). И только в некоторых разрезах Чатылькынской площади (например, в скважине № 695R) выделяется песчаный пласт примерно 10 м. Он хорошо фиксируется резкой депрессией ПС (SP) (до 50 мВт), кривой пониженных значений ГК (GR), повторяющей ее форму, а также достаточно резкой депрессией ИК (CILD) (до 50 мСм/м) наряду с повышенными значениями кажущегося сопротивления (LLD) (до 23 Ом·м)

Рис. 13. Пример пласта-коллектора верхнего клиноформного резервуара георгиевско-сиговского НГК

(рис. 13). В этом видится определенное сходство данного пласта с пластом нижневасюганской подсвиты, залегающего также на регрессивной толще глин.

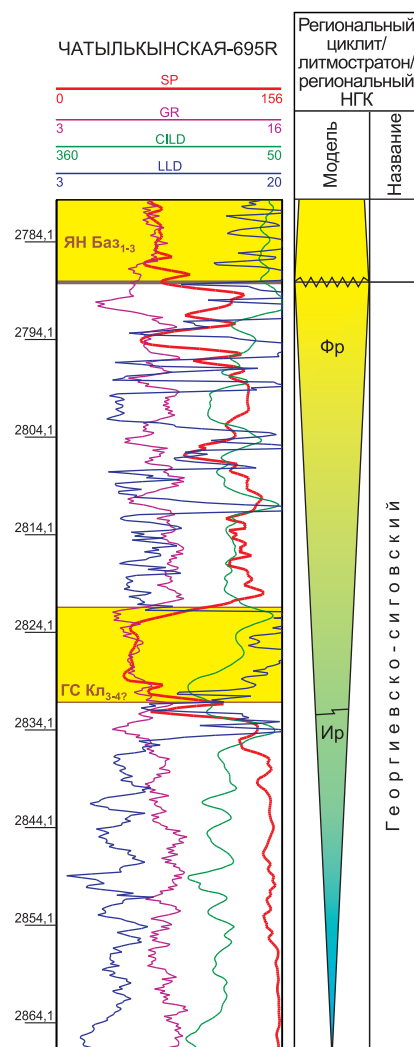
Из рассмотренного выше следует, что нижняя глинистая толща с песчаными базальными пластами и верхняя, существенно песчанистая, представляют собой типичный региональный георгиевско-сиговский циклит, а следовательно, и литмостратон, подобный васюганскому [Эпов и др., 2012]. И это реализация одного из четырех правил выделения циклитов – *двухединого строения* циклита как породно-слоевой системы.

Поскольку известно (и описано выше), что на западе, в приосевой и осевой частях бассейна, его более чем 200-метровый разрез превращается в маломощную глинистую *георгиевскую свиту*, напрашивается вполне обоснованный вывод. Георгиевско-сиговский региональный циклит является *клиноциклитом*, а литмостратон, следовательно, – *клиностратоном*, как и васюганский. *Георгиевская свита*, как и описанные выше три глинистые пачки *верхнесиговской подсвиты*, – это часть клиноформы (*клиноциклита*), она является *фондаформой*. А восточные разрезы, в которых отчетливо проявляются обе части циклита (трансгрессивная и регрессивная), правомерно считать его *ундаформой*.

Следует отметить, что впервые клиноформное строение *верхнесиговской подсвиты* и *яновстанской свиты* как регоциклитов было признано и отражено на схеме (рис. 14) А.А. Неждановым [1990]. Клиноформное строение рассматриваемого циклита устанавливается “по данным бурения и сейсморазведки МОВ ОГТ” [Нежданов и др., 1990, с. 96].

Оно присуще не только неокому и рассматриваемому стратону, но и всему разрезу верхней юры [Карогодин, Климов, 2008]. Однако данная точка зрения никак не была учтена при составлении стратиграфических схем юры Западной Сибири в 1991 г., а также последней, “уточненной”, и не отражена на них [Решение..., 2004]. Как не отражена она и в крупной коллективной монографии (рис. 15) [Шурыгин и др., 2000]; схема составлена без какого-либо намека на клиноформное строение не только георгиевского стратона, но и всей юры. И это одна из основных причин неопознания самостоятельного нефтегазоносного комплекса (подобного васюганскому), связанного с данным клиностратоном.

Определение верхней границы *сиговской свиты* (с вышележащей *яновстанской*), а значит, литмостратона и нефтегазоносного комплекса нередко представляется сложным, потому и бывает ошибочным. Сложности обусловлены следующим. Иногда в разрезе и *верхнесиговская подсвита*, и перекрывающая ее *яновстанская свита* представлены только толщами глин. *Верхнесиговская подсвита* в таком случае – *фондаформа*. Это разрезы западных площадей – Холмистой, Ярайнерской, Равнинной.



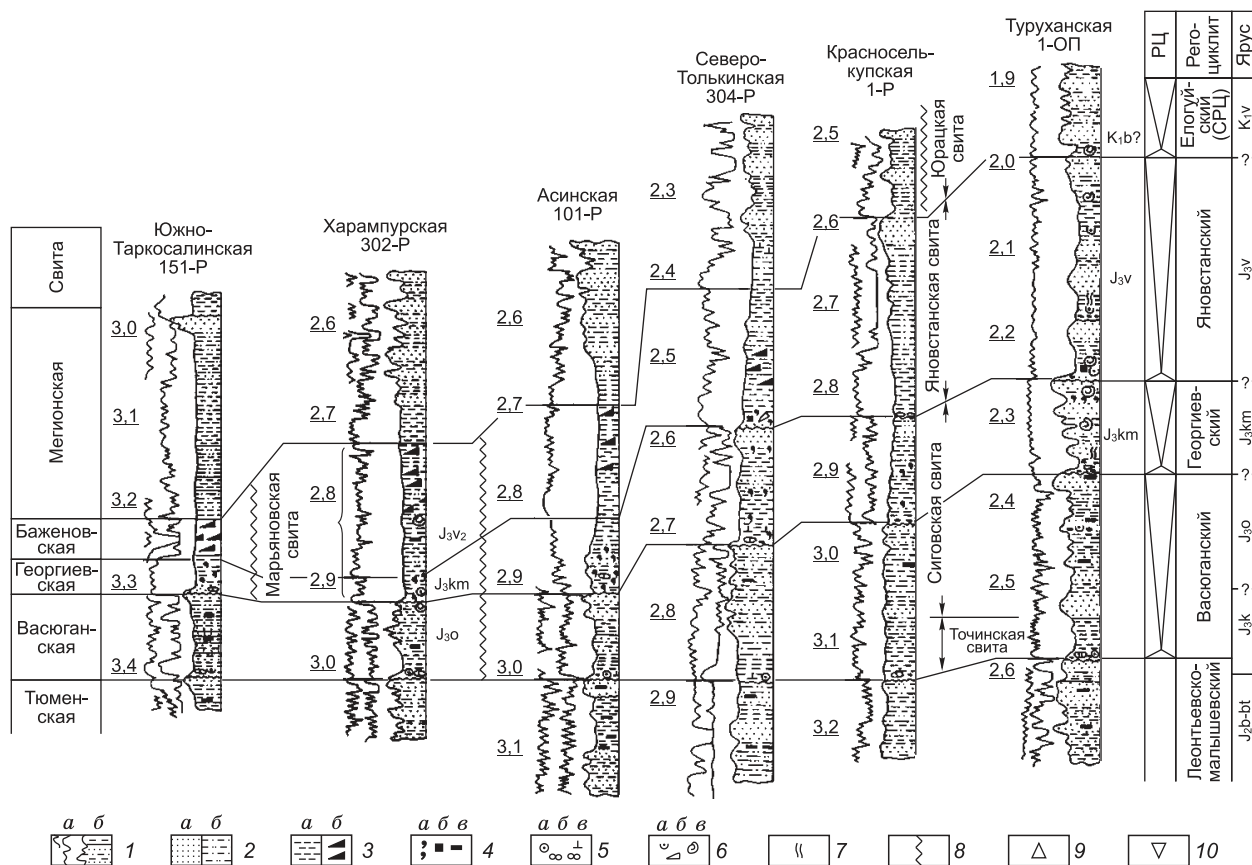


Рис. 14. Строение верхнеюрских отложений северо-восточных районов Западной Сибири [Нежданов, 1990]:

1 – кривые КС (а) и ПС (б); 2 – песчаники, глинистые песчаники (а), переслаивание глин и песчаников (б); 3 – глины (а), битуминозные глины (б); 4 – глауконит (а), пирит (б), угли (в); 5 – оолиты (а) и бобовины гидрогетита, шамозита (б), стяжения сидерита и кальцита (в); 6 – двустворки (а), белемниты (б), аммониты (в); 7 – ходы илоедов; 8 – фациальные замещения; 9 – прогрессивная и 10 – регрессивная части циклитов

В них отсутствуют базальные песчаные слои *яновстанской свиты*, выклинившиеся здесь. Поэтому кривая ПС (SP) начала одного (верхнего) циклита и окончания другого (подстилающего) представляет собой недифференцированную прямую линию, свойственную глинам. Но по комплексу других электрофизических значений, особенно ИК (CILD) в унисон с КС (LLD), отчетливо обозначается резкая смена одного (регрессивного) направления другим (трансгрессивным) на границе циклитов (рис. 16). Разнонаправленность кривых зондирования, отражающая характер литологической смены пород, – весьма важный признак в системно-литмологическом анализе. Это реализация одного из четырех правил – *направленности* выделения циклитов как породно-слоевых систем.

На востоке, где появляется до трех базальных песчаных пластов *яновстанской свиты*, как описано выше, казалось бы, нет проблемы определения границы между свитами, литмостратонами и НГК. Однако проблема имеется (и алогична той, что существует с границей васюганской и георгиевской свит [Эпов и др., 2012]) в зоне “шельфа”, ундаформы как георгиевско-сиговского, так и яновстанского циклитов из-за контакта финально-регрессивных песчаных отложений нижнего георгиевско-сигов-

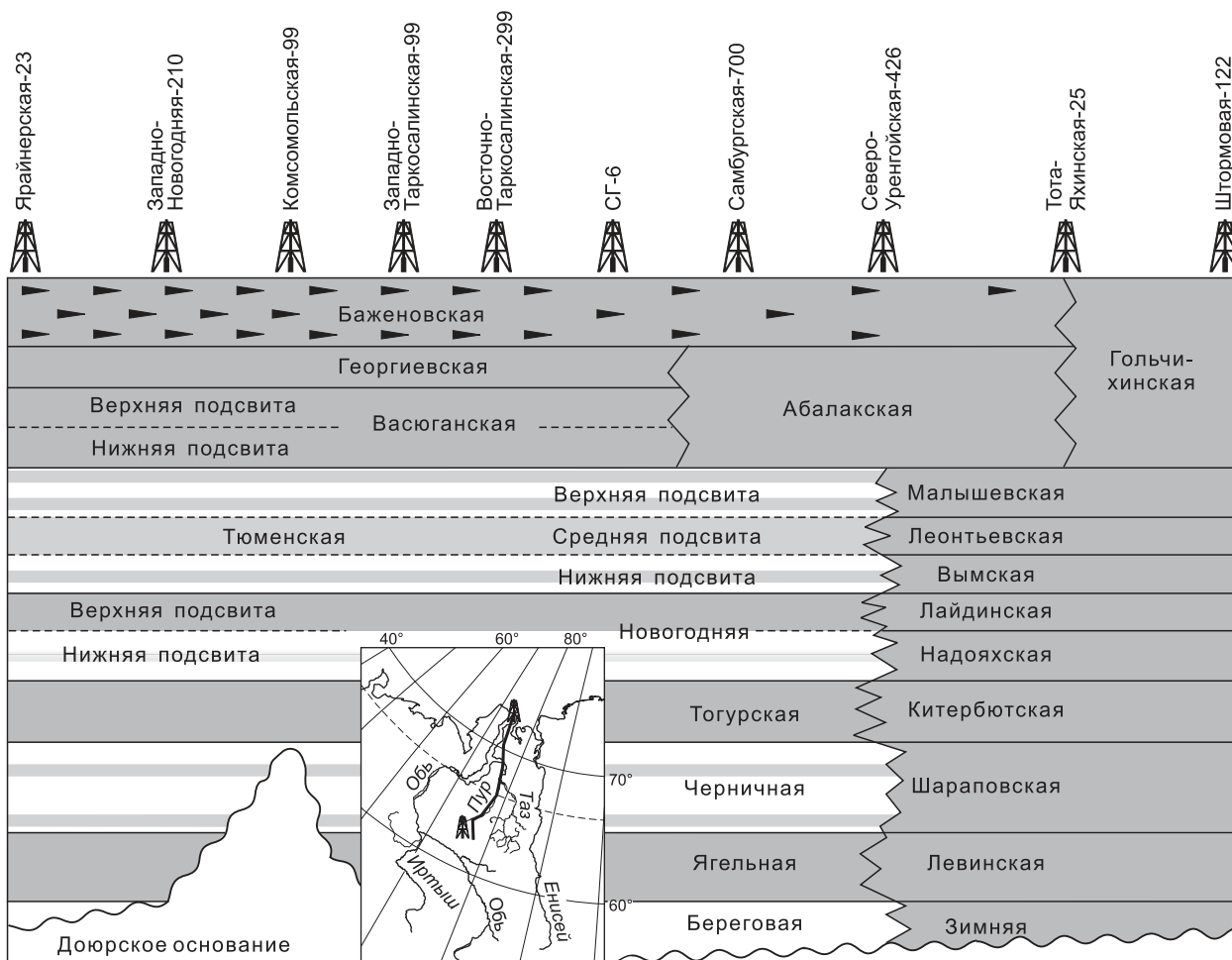


Рис. 15. Принципиальная схема замещения свит юры по латерали (профиль Ярайнерская 23 – Штормовая 122) на севере Западной Сибири [Шурыгин и др., 2000]

ского циклита с песчаными базальными пластами перекрывающего яновстанского. Характер рисунка кривых зондирования скважин, а также направленность их изменения могут помочь в решении задачи, как и в случае (описанном выше) с нижней границей. Единственный “железный” способ определения данной границы – это изучение керна и перенос результатов на каротажные диаграммы, а затем “привязка” к сейсморазведочным материалам. Даже создатели сейсмостратиграфии акцентировали внимание на том, что “стратиграфическая принадлежность отражений обычно выясняется после увязки результатов сейсморазведки со скважинными данными” [Шерифф, 1982, с. 12]. При современных методах сейсморазведки и способах обработки полученных данных удастся достаточно уверенно отличать базальные пласты от подстилающих отложений [Карогодин и др., 2007; Медведев, 2010].

Мощность циклита и сопряженных с ним литостратона и нефтегазоносного комплекса в пределах рассматриваемого профиля изменяется с запада на восток и северо-восток от 80–90 до 230 м (см. рис. 7 и 8). Это происходит в основном за счет увеличения мощности верхней, песчаной (регрессивной) части циклита. Мощность нижней, глинистой (вполне опознаваемой по каротажу), представляющей трансгрессивный и инициально-регрессивный его элементы, практически не изменяется, составляя примерно 40 м.

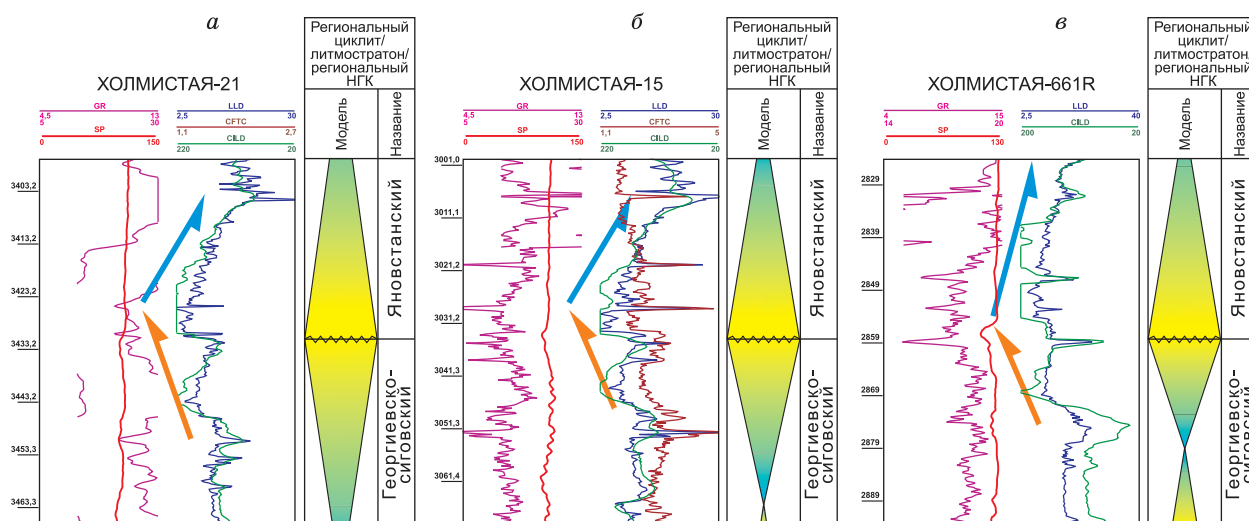


Рис. 16. Примеры (а–в) резкой разнонаправленности кривых скважинного зондирования, отражающие положение верхней границы георгиевско-сиговского литостратона (с перекрывающим яновстанским)

В приосевой и осевой частях бассейна общая мощность циклита (и литостратона), представленного глинами георгиевской свиты (горизонта), сокращается до нескольких метров и даже до нуля. С позиции клиноформного строения циклита (клиноциклита) это вполне объяснимо. *Георгиевская свита*, как отмечалось выше, – *фондаформа*, сформированная в доминирующих условиях некомпенсированного осадконакопления. Отсутствие свиты в некоторых разрезах и залегание *баженовской свиты* непосредственно на васюганской объясняются началом условий некомпенсированного осадконакопления с образованием аномально битуминозных глин (*баженитов*) уже в киме-ридже. В пользу этой версии свидетельствуют и находки фауны данного яруса в низах *баженовской свиты* (см. рис. 2) разрезов Пур-Иртышского фациального района.

Рассмотрев поэлементно строение циклита и литостратона с электрофизической характеристикой каждого и определив их роль в структуре НГК, целесообразно продемонстрировать его электрофизическую модель в целом. Для этого выбран один из наиболее представительных в этом отношении разрез скважины № 695R Чатылькынской площади (рис. 17). Разрез последней был принят в качестве стратотипа верхнеюрских продуктивных пластов Пур-Тазовской НГО. Весьма близкими по облику электрокаротажных диаграмм являются разрезы скважин № 690R, 699R и некоторые другие той же площади (см. рис. 7).

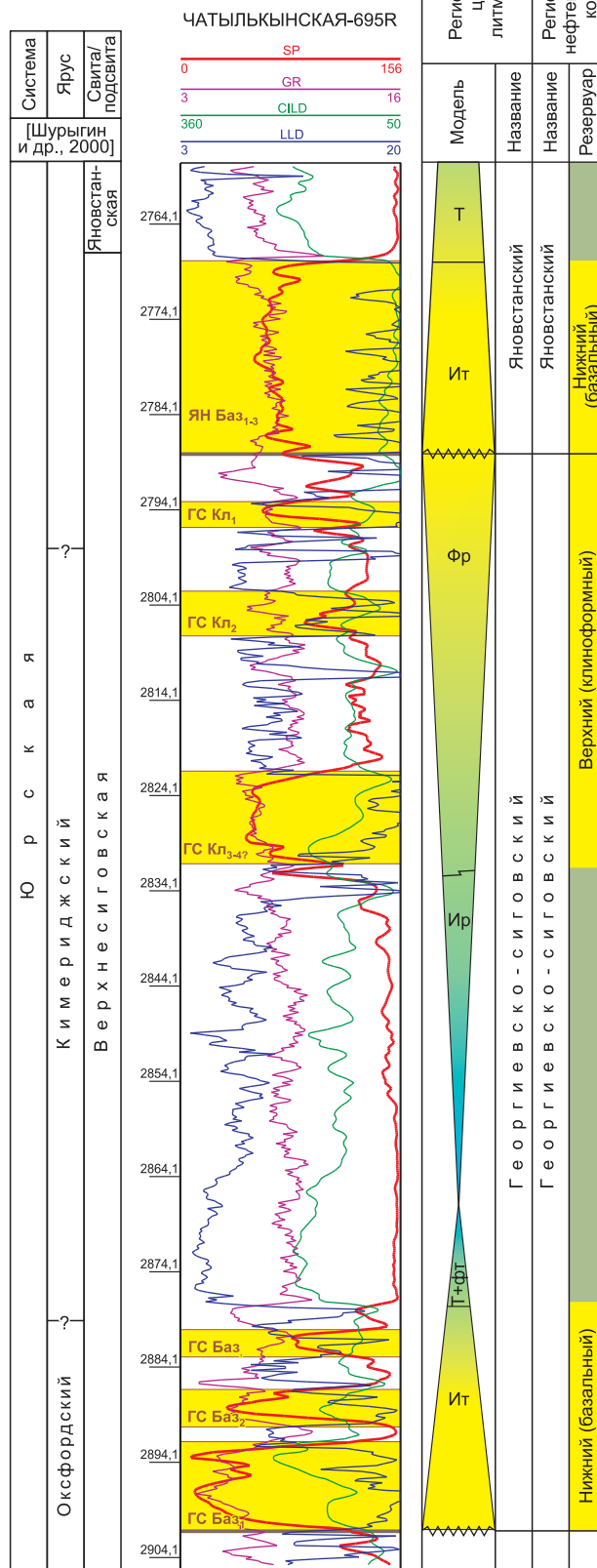
На этих и других каротажных диаграммах достаточно уверенно идентифицируются базальные пласты георгиевско-сиговского циклита. На каротажной диаграмме, выбранной в качестве модели (скважина Чатылькынская № 695R) по депрессии ПС (SP) и всем остальным зондам отчетливо выделяются три базальных пласта (см. рис. 17). Ярче других представлен самый нижний пласт, отличающийся наиболее значительной депрессией ПС (SP) и мощностью примерно 10 м. Кривую ПС (SP) в точности повторяет линия пониженных значений ГК (GR). Их “зеркальным отражением” на диаграмме являются кривые повышенных значений КС (LLD) и ИК (CLD) (соответственно 23 Ом·м и 230 мСм/м). В структуре НГК это элементарный нижний базальный резервуар (ГС Баз₁). Пласт перекрывается глинистой пачкой примерно 2 м, выполняющей роль локального экрана. В зависимости от локальных структурно-фациальных условий мощность может меняться, увеличиваясь или уменьшаясь до нуля.

Рис. 17. Электрофизическая модель георгиевско-сиговского нефтегазоносного комплекса на примере скв. Чатылькынская 695R, условно принятая в качестве эталонной

Следующий, вышележащий, базальный пласт (ГС Баз₂) по мощности значительно меньше (около 4 м) нижнего. Амплитуды всех кривых в его разрезе заметно уменьшились как при увеличении, так и при уменьшении значений. Мощность перекрывающих глин (“покрышки”, экрана) наоборот увеличилась (до 3,5 м). Еще выше выделяется третий базальный пласт (ГС Баз₃) с уменьшением мощности до 3 м, с наметившейся тенденцией изменения (уменьшения) значений всех кривых. Эту направленность изменения значений кривых зондирования можно считать трансгрессивной (прогрессивной). По мере продвижения (нарастания) трансгрессии мощность базальных пластов от одного к другому (в одном и том же разрезе) уменьшается в результате удаления (или сокращения площади) источника сноса обломочного материала⁵. Все три пласта (локальных резервуара) представляют собой базальный (нижний) региональный резервуар георгиевско-сиговского НГК. На примере Ярайнерского месторождения нефти видно, как в зависимости от структурного положения скважины вскрыто от одного до трех нефтенасыщенных базальных пластов (рис. 18).

В данном разрезе над песчаными пластами по кривой низких значений КС (LLD) и повторяющей ее форму кривой повышенных значений ИК (CILD), как было отмечено выше, достаточно определенно идентифицируется пачка трансгрессивных глин мощностью примерно 10 м. Это региональный экран рассматриваемого НГК. В данной срав-

⁵ Подобная закономерность неоднократно наблюдалась в разрезах обнажений самого различного возраста.



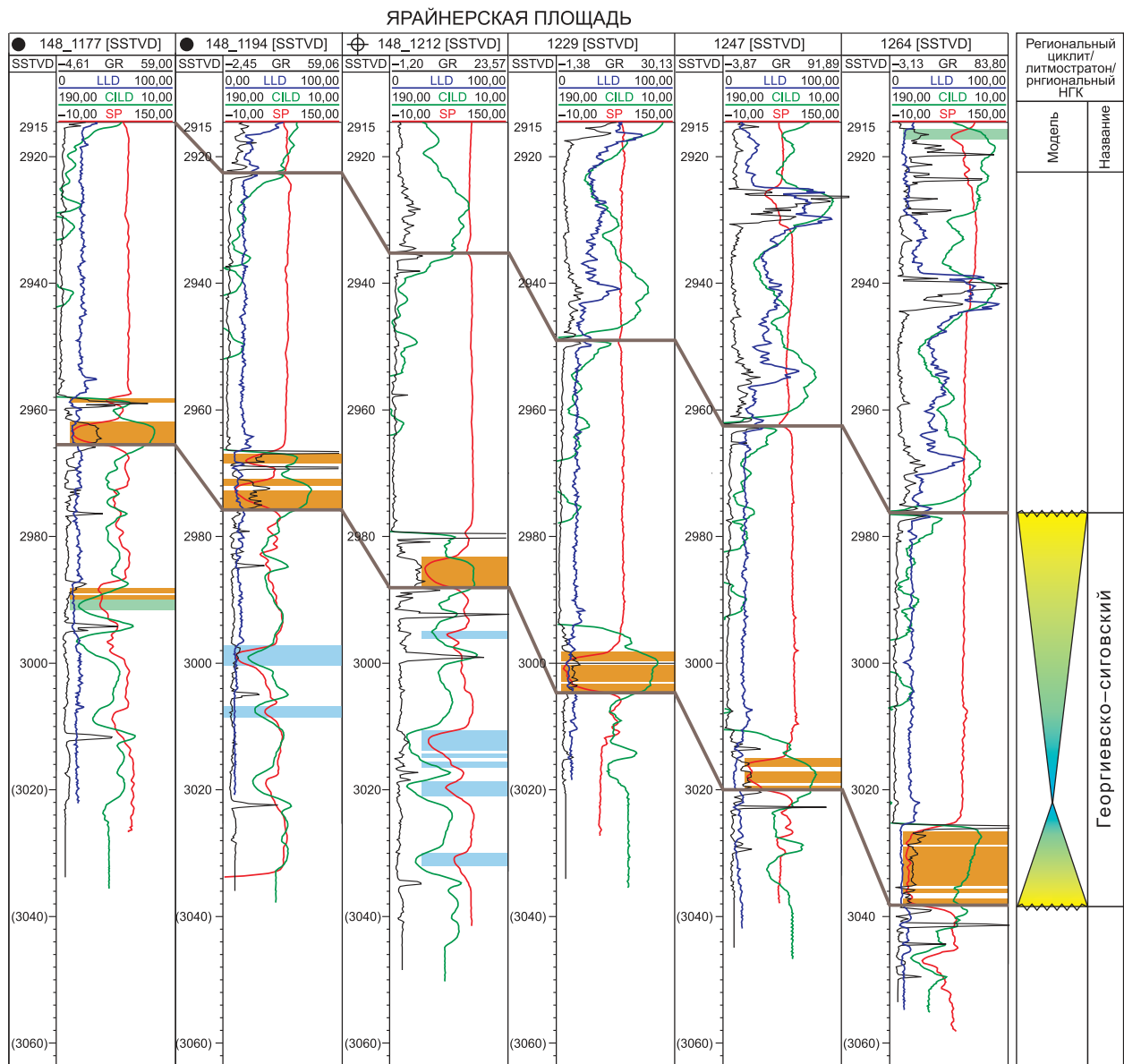


Рис. 18. Корреляционная схема георгиевско-сиговского литостратона вкост простирания Ярайнерского поднятия

нительно маломощной пачке, как и в васюганском НГК, трудно отделить трансгрессивные глины от финально-трансгрессивных.

К этому экрану сверху добавляются еще две пачки регрессивных глин. И в таком случае общая мощность глинистой толщи-экрана становится более 40 м. По характеру кривых зондирования эти пачки, как было отмечено выше, отличаются от ниже лежащей (Т+ФТ) в целом повышенным КС (LLD) и пониженными значениями ИК (CILD) на общем фоне слабо дифференцированной кривой ПС (SP).

Над этой глинистой толщей-экраном выделяется финально-регрессивная преимущественно песчано-алевролитовая толща (около 50 м). Ее, по аналогии с васюганским НГК, правомерно считать верхним (клиноформным) региональным резервуаром, подобным “горизонту Ю₁”. Но в отличие от него в данной толще нет отчетливого пере-слаивания пачек глин с песчаными пластами. Кроме одного – в самом ее основании.

Электрокаротажная характеристика этого пласта и толщи приведена выше. Если нижний, базальный, резервуар имеет уже доказанную нефтеносность, то отказывать в перспективах нефтегазоносности верхнему (клиноформному) нет оснований. Ведь в подобном резервуаре васюганского НГК открыто множество промышленных залежей углеводородов. В аналогичном яновстанском НГК также выявлена залежь нефти в пластах основания подобного (клиноформного) резервуара [Исаев и др., 2011]. Возможно, в разрезах с иными структурно-фациальными условиями будут встречены достаточно мощные и обособленные песчаные пласты и глинистые пачки, и они окажутся насыщенными нефтью или газом. Нумерация пластов *верхнесиговской подсвиты*, как принято [Шурыгин и др., 2000], предлагается сверху вниз, например $СГ_{1-4}$ – для толщи над *барабинской пачкой*. Вероятнее всего, это базальные пласты яновстанского циклита и НГК, ошибочно принимаемые за сиговские. И их будет не два, а больше, как и в васюганском резервуаре ($Ю_1^{1-4}$ ⁽⁵⁾). Пока условно обозначим отчетливо выделяющийся песчаный пласт в основании рассматриваемого регионального резервуара как $СГ_{4(3-4)}$, полагая, что вполне могут быть пласты и выше ($СГ_{1-3}$), и ниже этого ($СГ_{5-6}$)⁶. С позиции органической гипотезы нефти пласты верхнего (клиноформного) резервуара “обязаны быть” продуктивными, поскольку “классическая” нефтематеринская *баженовская свита* (как и *верхневасюганская*) – кимериджского возраста в определенных разрезах [Шурыгин и др., 2000]. Рассматриваемый НГК незаслуженно слабо изучен, как и яновстанский, поскольку и тот, и другой еще не опознаны и не признаны.

⁶ Хотя считаем неправомерной общепринятую нумерацию пластов сверху вниз, не отражающей последовательность их накопления во времени и распространение в пространстве.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Такой представляется электрофизическая модель не опознанного ранее регионального георгиевско-сиговского нефтегазоносного комплекса, идентифицированного в верхнеюрском разрезе бассейна с использованием системного принципа сопряженности. В составе НГК обосновано выделение двух различных по положению в его разрезе и генезису региональных резервуаров. Один из них (нижний, базальный) с доказанной нефтеносностью. Другой (верхний, клиноформный) – оценивается как перспективный. Дана их электрофизическая характеристика. Каждый из них, безусловно, представляет поисковый интерес, требуя индивидуального подхода к изучению, выявлению закономерностей пространственно-временного размещения и условий формирования. Это важно для обоснованной оценки перспектив, прогноза нефтегазоносности и направленного поиска определенного типа залежей, а он, как известно, обусловлен не только типом ловушки, но и типом резервуара, который отражен в предлагаемом названии, а также номенклатуре и индексации.

Системно-литмологический подход к выделению НГК, использованный в данном (как и в предыдущем) пособии, имеет не только важное практическое, но и теоретическое значение. Используя системный принцип сопряженности и понятия *циклит*, *литмостратон* с их определениями и классификациями, необходимо создать общее (согласованное с ними) определение *нефтегазоносного комплекса*. И такое в определенной мере *операциональное определение* было представлено. А это в свою очередь требует разработки классификации понятий, чего пока нет в принципе.

Развиваемый подход моновариантного понимания и принятия самой модели НГК с ее электрофизическим отражением открывает путь к изучению правомерно и однозначно сравнимых нефтегазоносных геологических объектов. Это и есть единственно реальное решение задачи раскрытия закономерностей пространственно-временного размещения и понимания условий формирования залежей нефти и газа любого бассейна.

Особенно это будет важно (во вполне обозримом будущем) при выходе с прогнозно-поисково-разведочными работами в области шельфа евроазиатских арктических морей (Баренцева, Карского, Лаптевых). Там эти работы будут на порядок сложнее континентальных, дороже и рискованнее.

ЛИТЕРАТУРА

Атлас “Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа”. – Ханты-Мансийск, 2004.

Белозёров В.Б. Седиментационные модели нефтегазоносных резервуаров как базовое направление для оптимизации систем их разведки и разработки (на примере горизонта Ю₁ Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции): Дис. ... д-ра геол.-мин. наук. – Томск, 2008. – 261 с.

Белозёров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа (Томская область) // Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980. – С. 92–101.

Белозёров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. К проблеме поисков литолого-стратиграфических ловушек в верхнеюрских отложениях юго-востока Западной Сибири // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1991. – С. 171–179.

Боганик Н.С. О “теории” циклов в современной геологии // Сов. геология. – 1939. – № 7. – С. 78–85.

Булыникова А.А., Карцева Г.Н., Байбародских Н.И. и др. К стратиграфии юрских и нижнемеловых отложений северо-восточных районов Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. – 1970. – № 5. – С. 37–47.

Василевич В.И. Что считать естественной классификацией // Философские проблемы современной биологии. – М.: Наука, 1966. – С. 177–190.

Вассоевич Н.Б. Флиш и методика его изучения. – Л.; М.: Гостоптехиздат, 1948. – 216 с.

Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. – 141 с.

Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учеб. пособие. – Томск: Изд-во Том. политех. ун-та, 2009. – С. 117.

Исаев А.В., Кринин В.А., Филипов Ю.А. и др. Перспективные нефтегазоносные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба: результаты сейсмогеологического моделирования // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 2. – С. 69–73.

Карогодин Ю.Н. Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии. Т. 1: Мел Западной Сибири. – Новосибирск: Академическое изд-во “Гео”, 2006. – 166 с.

Карогодин Ю.Н. Принципы системно-литмологической парадигмы бассейновой стратиграфии: Учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2009. – 144 с. (Сер. “Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии”).

Карогодин Ю.Н. Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии. Кн. 1: Теоретико-методологические основы системно-стратиграфической парадигмы. – Новосибирск: Академическое изд-во “Гео”, 2010. – 163 с.

Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал “Гео”, 2000. – 200 с.

Карогодин Ю.Н., Климов С.В. Где начало неокомских клиноформ Западной Сибири? // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии (Материалы VI Всерос. совещ., Новосибирск, 19–23 сент., 2008 г.). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2008. – С. 100–102.

Карогодин Ю.Н., Самохин А.А., Волкова Н.А., Курдина А.В. Системно-стратиграфическая модель альб-сеноманских нефтеносных отложений Красноленинского района Западной Сибири и ее практическое значение // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири (Материалы Междунар. академической конф., Тюмень, 11–13 окт. 2006 г.). – Тюмень, 2007. – С. 77–83.

Медведев А.Л. Комплекс заполнения врезанных долин – новый нефтепродуктивный объект в меловых отложениях Красноленинского свода Западной Сибири (на примере каменного месторождения): Дис. ... канд. геол.-мин. наук. – СПб., 2010. – 170 с.

Международный стратиграфический справочник: сокращенная версия. – М.: ГЕОС, 2002. – 38 с.

Нежданов А.А. Некоторые теоретические вопросы циклической седиментации // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. – Новосибирск: Наука, 1990. – С. 60–79.

Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И. и др. Региональная литмостратиграфическая 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.

Ожегов С.И. Словарь русского языка. – М.: Сов. энциклопедия, 1968. – 900 с.

Решения совещания по вопросам корреляции и индексации продуктивных пластов мезозойских отложений Тюменской области (20–21 февраля 1986 г.). – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1986.

Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

Рудкевич М.Я., Озерская Л.С., Чистякова Н.Ф. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. – М.: Недра, 1988. – 303 с.

Стратиграфический кодекс. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. – 52 с.

Тен Т.Г. Литолого-фациальные и палеотектонические предпосылки формирования залежей углеводородов в верхнеюрских отложениях Казанского и Пудинского нефтегазоносных районов: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 2003. – С. 7.

Чернова О.С. Системно-литмологическое расчленение и корреляция васюганской свиты Усть-Тымской впадины // Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2003. – С. 90–98.

Шерифф П.Е. Сейсмическая стратиграфия. – М.: Мир, 1982. – 375 с.

Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал “Гео”, 2000. – 480 с.

Эйхфельд И.И. Орографический взгляд на Валахию, Молдавию и Бессарабию // Горный журнал. – 1827. – Кн. 5. – С. 21–74.

Эпов М.И., Карогодин Ю.Н., Белослудцев П.Ю., Храмов М.Ф. Электрофизическая модель васюганского нефтегазоносного комплекса юры Западной Сибири: Учеб. пособие. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2012. – 79 с. (Сер. “Электрокаротажные модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири”. Вып. 1. Ч. 1).

Часть 3

**ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ
ЯНОВСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО
КОМПЛЕКСА**

ВВЕДЕНИЕ

Третий, ранее не опознанный, региональный нефтегазоносный комплекс (РГ НГК) морского разреза юры Западно-Сибирского бассейна идентифицируется с *яновстанской* свитой. Несмотря на большое сходство его строения и электрофизической модели с двумя нижележащими комплексами (васюганским и георгиевско-сиговским), он обладает рядом отличительных и весьма важных свойств. Поэтому их необходимо отразить на электрофизической модели для облегчения восприятия геологами, опознания по ГИС с целью выделения в разрезе, меняющемся от одной фациальной зоны к другой, и картирования. Это важно как в теоретическом, так и практическом отношении для понимания места, роли и значения выделяемых в нем элементов (резервуаров, экранов, нефтематеринских толщ и др.). Основные отличительные особенности сводятся к следующему:

- значительная максимальная мощность, достигающая многих сотен метров;
- весьма большая разница между максимальной и минимальной мощностями свиты;
- зарождение и формирование нефтематеринской *баженовской свиты* в разрезе. Замещение достаточно мощной верхней, клиноформной, части (литмостратона) в маломощный фрагмент *баженовской свиты*;
- начало неокомского клиноформного комплекса с *яновстанских* (“*яновстанско-нижнехетских*”) клиноформ с доказанной нефтеносностью песчаных пластов в самом основании.

Электрофизическую модель *яновстанского нефтегазоносного комплекса*, как и двух других, целесообразно рассматривать в версии (концепции) “цепной” сопряженности *циклит–свита–литмостратон–нефтегазоносный комплекс*.

1. ЛИТМОСТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ И ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛИ ЯНОВСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

В келловой-верхнеюрском разрезе Западной Сибири авторам коллективной монографии [Шурыгин и др., 2000] не представлялось возможным выделить не только *георгиевско-сиговский* региональный циклит, но и *яновстанский*. Вместо него (вторым, после *васюганского*, циклита) назывался *баженовский* в стратиграфическом объеме (верхов верхнего оксфорда–нижней части берриаса) одноименной свиты (и горизонта) [Шурыгин и др., 2000, с. 343]. А верхняя граница свиты (и горизонта), как известно, “поднялась” до готерива включительно. Основных причин столь значимой ошибки на четыре яруса несколько.

Самая общая причина явления – кризисное положение бассейновой стратиграфии. Оно обусловлено длительной (многовековой) гегемонией биостратиграфической и свитной парадигм. При полном (официальном), категорическом неприятии иных подходов и парадигм (например, сиквенс-стратиграфической, системно-стратиграфической и др.).

Именно этими обстоятельствами вызвана необходимость рассмотрения и обоснования *яновстанской* свиты как циклита и литмостратона, описания их электрокаротажной модели и сопряженной с нею электрофизической модели нефтегазоносного комплекса.

Яновстанская свита выделена А.А. Булынниковой и А.Н. Резаповым в 1965 г. С нею связывается положение в разрезе одноименного регионального *циклита* и *литмостратона*, с которым сопряжен *нефтегазоносный комплекс*, как отмечалось в начале пособия. Стратотип свиты установлен в разрезе Туруханской опорной скважины в интервале 2260–2032 м [Байбародских и др., 1968]¹. В официальных и всех рабочих корреляционных схемах она представлена и охарактеризована как “глины и аргиллиты от тонкоотмученных до алевроитовых с подчиненным количеством пластов песчаников и алевролитов... (ЯН₁–ЯН₆)” [Шурыгин и др., 2000, с. 113] и “редкими прослоями битуминозных разностей” [Там же, с. 376]. “Многочисленные находки разнообразных фоссилий позволили установить “скользящий” характер нижней границы *яновстанской* свиты: от верхов верхнего кимериджа до верхней половины нижнего кимериджа” [Там же, с. 376] (рис. 1).

Несмотря на это, она достаточно отчетливо прослеживается по ГИС и практически всеми геологами однозначно проводится по подошве аргиллитов [Шемин и др., 2000; и др.]. Ее мощность изменяется в весьма широком диапазоне – от 30–50 до 700 м. Хотя именно столь значительный диапазон изменения мощностей свиты можно считать в качестве одного из важных аргументов в пользу ее клиноформного строения. А непризнание этого – основная причина неоднозначного определения положения верхней границы свиты и циклита с ее названием.

В разрезах центральных, южных и юго-восточных районов бассейна ее возрастными аналогами являются *марьяновская*, *баженовская*, *тутлеймская* и *мульмынская* свиты.

Яновстанский региональный циклит впервые (как и *георгиевский*) выделен в стратиграфическом объеме одноименной свиты А.А. Неждановым с соавторами [Не-

¹ В монографии указан несколько иной интервал – 2200–1990 м [Шурыгин и др., 2000, с. 376] со ссылкой на ту же работу, что и у А.А. Нежданова.

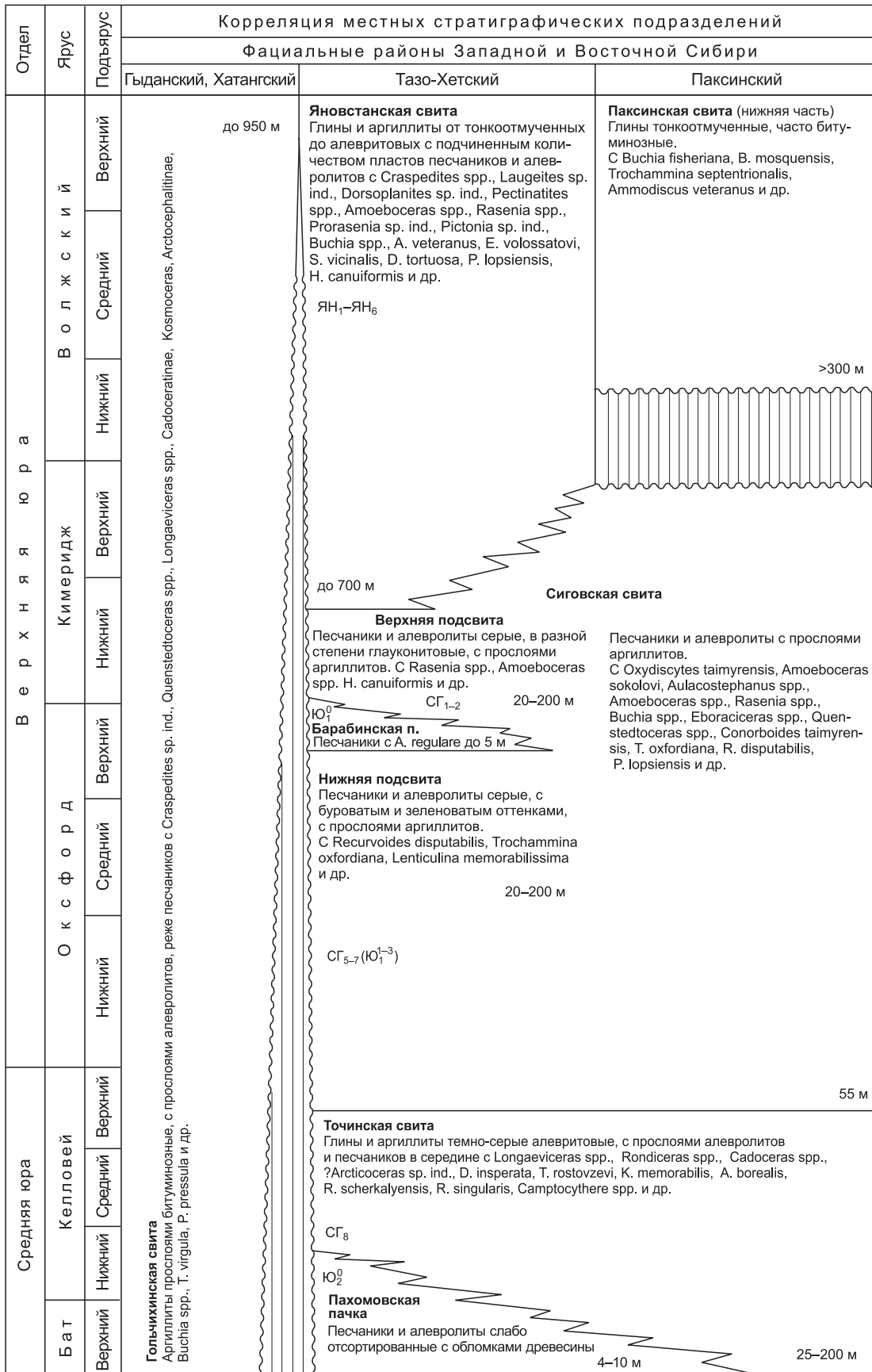


Рис. 1. Фрагмент стратиграфической схемы келловоя и верхней юры Западной Сибири [Шурыгин и др., 2000]

жданов и др., 1990]. Наиболее представительную электрокаротажную (электрофизическую) его модель и сопряженные с нею модели литмостратона и РГ НГК можно продемонстрировать на разрезах тех же скважин, что и георгиевско-сиговского регочиклита. Ниже, как и в двух предыдущих случаях, приводится характеристика циклита в сравнительном ключе со свитой для большего понимания отличия от нее литмостратона, что весьма важно и для представления о строении сопряженного с ним (в свою очередь) нефтегазоносного комплекса.

Наиболее выразительно и достаточно полно данный циклит представлен в разрезах Тазо-Хетского фациального района Пур-Тазовской НГО (рис. 2) северо-востока Западной Сибири. В качестве электрокаротажной модели яновстанского циклита можно принять пару Чатылькинских скважин № 690 и 695 (рис. 3), в определенном отношении дополняющих одна другую.

Данный циклит, как и любой другой (в том числе васюганский и георгиевско-сиговский), имеет двуединое строение, два гемициклита. Нижний – трансгрессивный и верхний – регрессивный. В каждом из них в свою очередь может быть выделено несколько элементов (снизу вверх): *инициально-трансгрессивный (базальные слои), трансгрессивный, финально-трансгрессивный, инициально-регрессивный и финально-регрессивный*. Ниже приводится краткая литолого-фациальная и электрокаротажная (качественная) характеристики модели циклита в целом и каждого из его элементов. Параллельно рассматриваются *сопряженные* с ними важные фрагменты *литмостратона* и *НГК*.

В основании нижнего, трансгрессивного, гемициклита в разрезах встречается от одного до трех песчаных пластов. Это инициально-трансгрессивные образования (элементы) яновстанского регионального циклита. В стратиграфической номенклатуре базальные пласты определяются как пачки (например, *пахомовская, георгиевская*)

с добавлением к индексу нижележащего пласта цифры “0” сверху (соответственно, $Ю_2^0, Ю_1^0$), как было показано ранее. У яновстанской свиты не принято выделять базальную пачку. А выделяемые нами базальные пласты, вопреки логике, принято считать в составе верхней части подстилающей *верхнесиговской* подсвиты соответственно с обозначениями $СГ_1, СГ_2$ или $СГ_{1-2}$ [Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004]. На корреляционных схемах в большинстве случаев они также включены в состав *верхнесиговской* подсвиты и с теми же обозначениями СГ (рис. 4 и 5). А подошва свиты, как уже отмечалось, практически всеми геологами проводится по подошве глин. И это несмотря на то, что в разрезе Туруханской опорной скважины в осно-

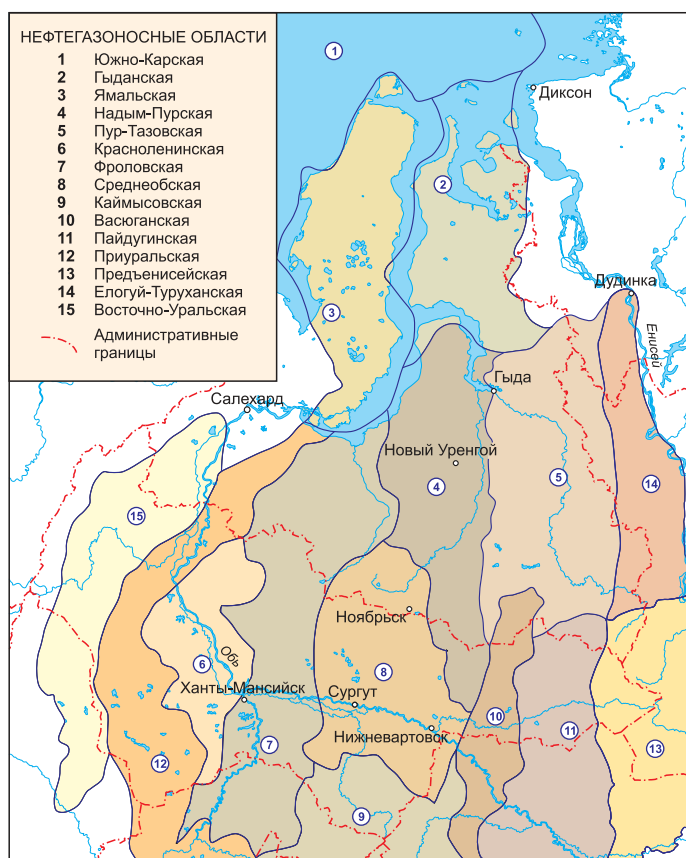
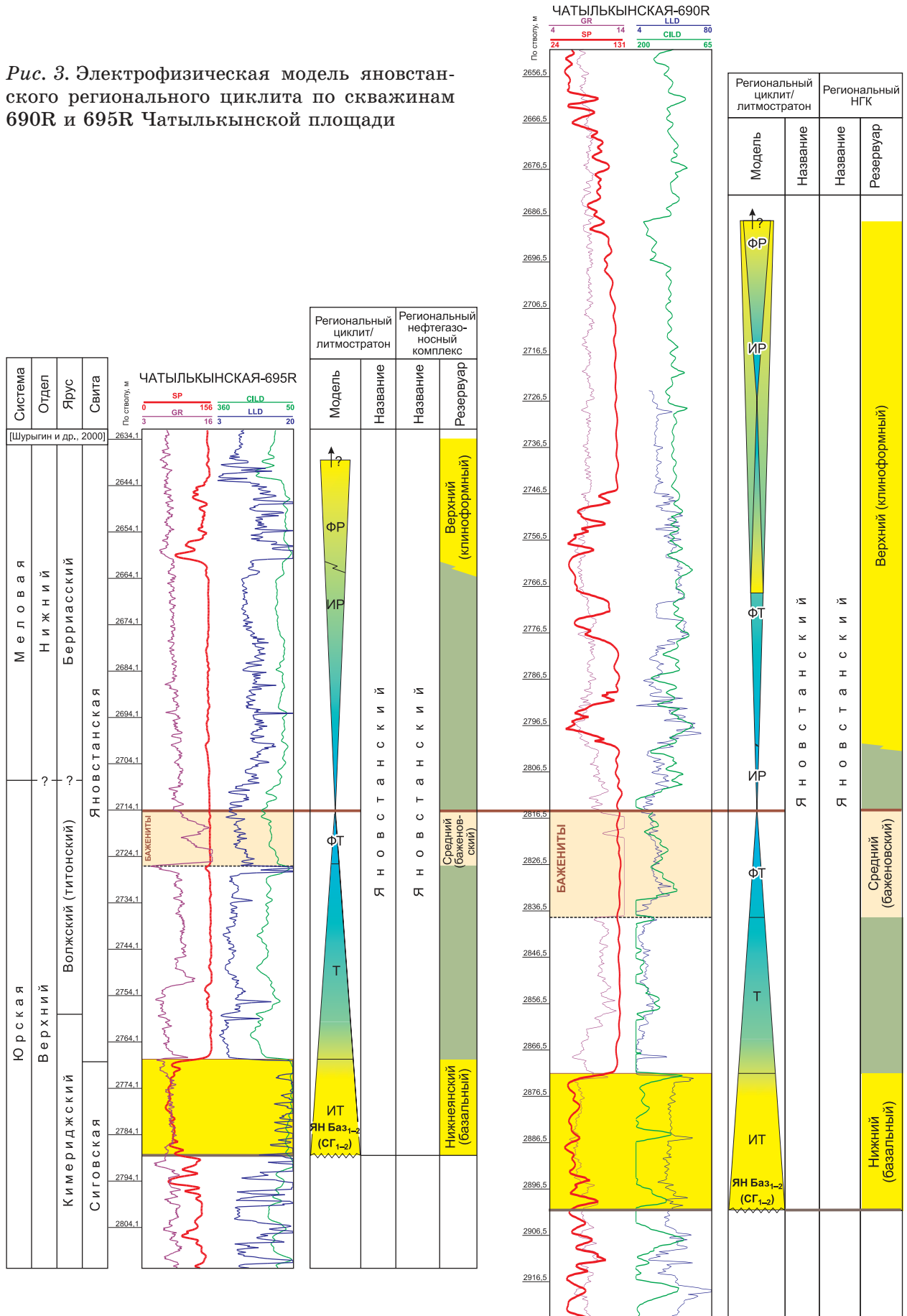


Рис. 2. Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Рис. 3. Электрофизическая модель яновстанского регионального циклита по скважинам 690R и 695R Чатылькынской площади



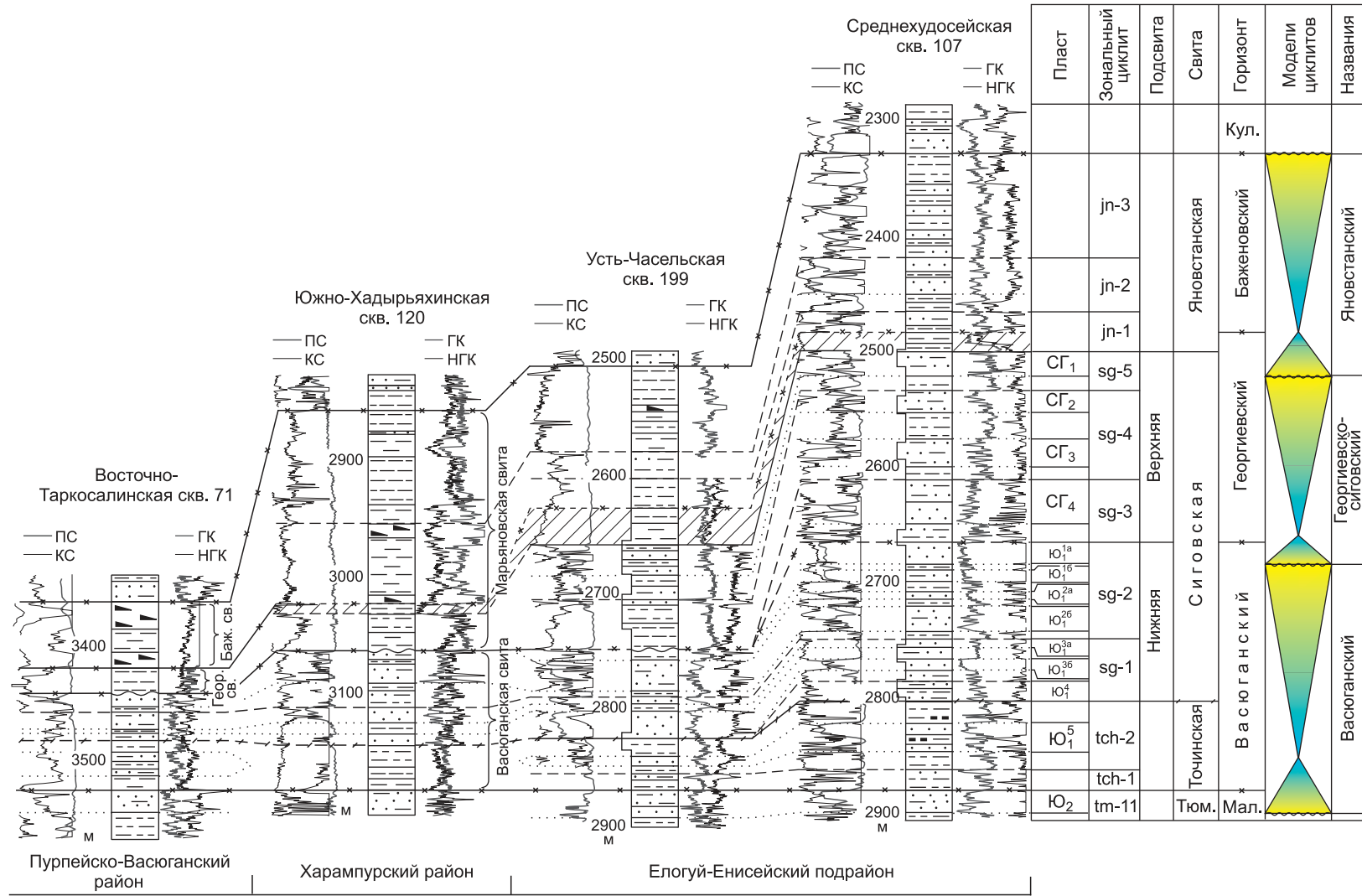


Рис. 4. Схема корреляции отложений келловая и верхней юры Турухан-Елогуйского подрайона, Харампурского, Пурпейско-Васюганского, Фроловско-Тамбейского и Березовского районов севера Западной Сибири [Шемин и др., 2000]

вании свиты (интервал 2264–2262 м), как известно, был вскрыт прослой глауконитового песчаника с включением галек. И он вполне правомерно был принят за базальный элемент циклита [Нежданов и др., 1990]. Возраст его в то время определялся как волжский.

Самый нижний, инициально-трансгрессивный, элемент яновстанского регионального циклита на электрокаротажных диаграммах чатылькыньских скважин (№ 690 и др.) выделяется достаточно определенно. В скв. № 695 по кривой ПС фиксируется резкая депрессия в интервале 2759–2720(23)? м, согласующаяся также с достаточно значительным снижением значений ГК. Форму кривой ПС идеально повторяет кривая ИК повышенных значений. А с нею в унисон следует кривая LLD пониженных значений. Еще более четко кровля и подошва пласта песчаника выделяются по ГИС в разрезе скв. № 690 (см. рис. 3). У литмостратона это пласт Ян Баз₁, по принятой нами индексации, и СГ₁₋₂ по [Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004]. К западу, в направлении приосевой части палеобассейна, его мощность уменьшается до полного выклинивания (в районе Холмистой площади). В противоположном направлении, к северо-востоку, мощность увеличивается (Воргенская площадь), а затем уменьшается также до полного выклинивания. И в разрезе Северо-Толькинской площади он отсутствует (рис. 6 и 7). Версию такого двустороннего выклинивания логичнее будет изложить после рассмотрения пространственно-временного положения вышележащих песчаных пластов.

Пласт песчаников перекрывается пачкой более 20 м аргиллитов. В других разрезах ее мощность может быть и значительно меньше (см. рис. 3). По ГИС она без труда опознается (в интервале 2720?–2698 м) по виду почти не дифференцированной кривой ПС, низким значениям КС, ИК и другим параметрам. Эту пару, песчаник (20 м)–аргиллит, можно рассматривать как элементарный инициально-трансгрессивный проциклит в составе регионального циклита.

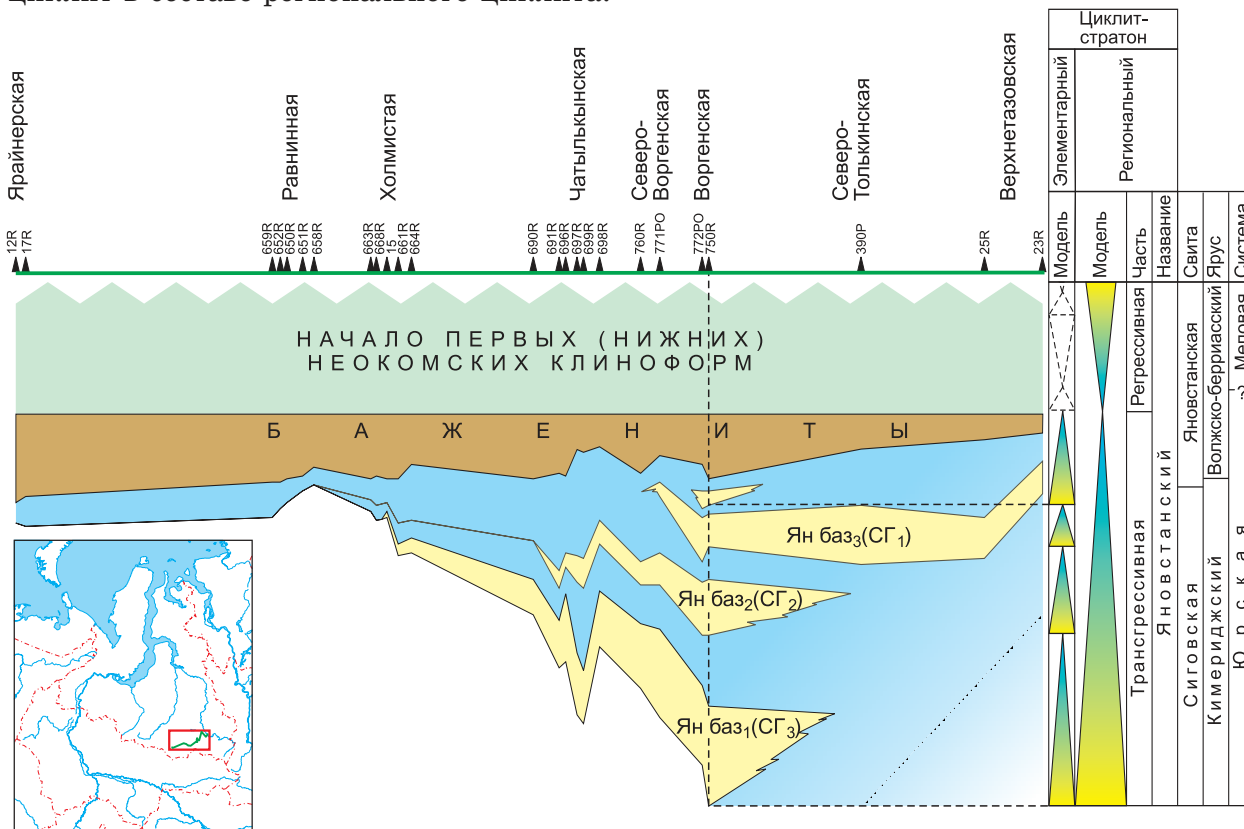


Рис. 6. Палеогеологический профиль трансгрессивной части яновстанского регионального циклита (на конец времени формирования баженинтов титона)

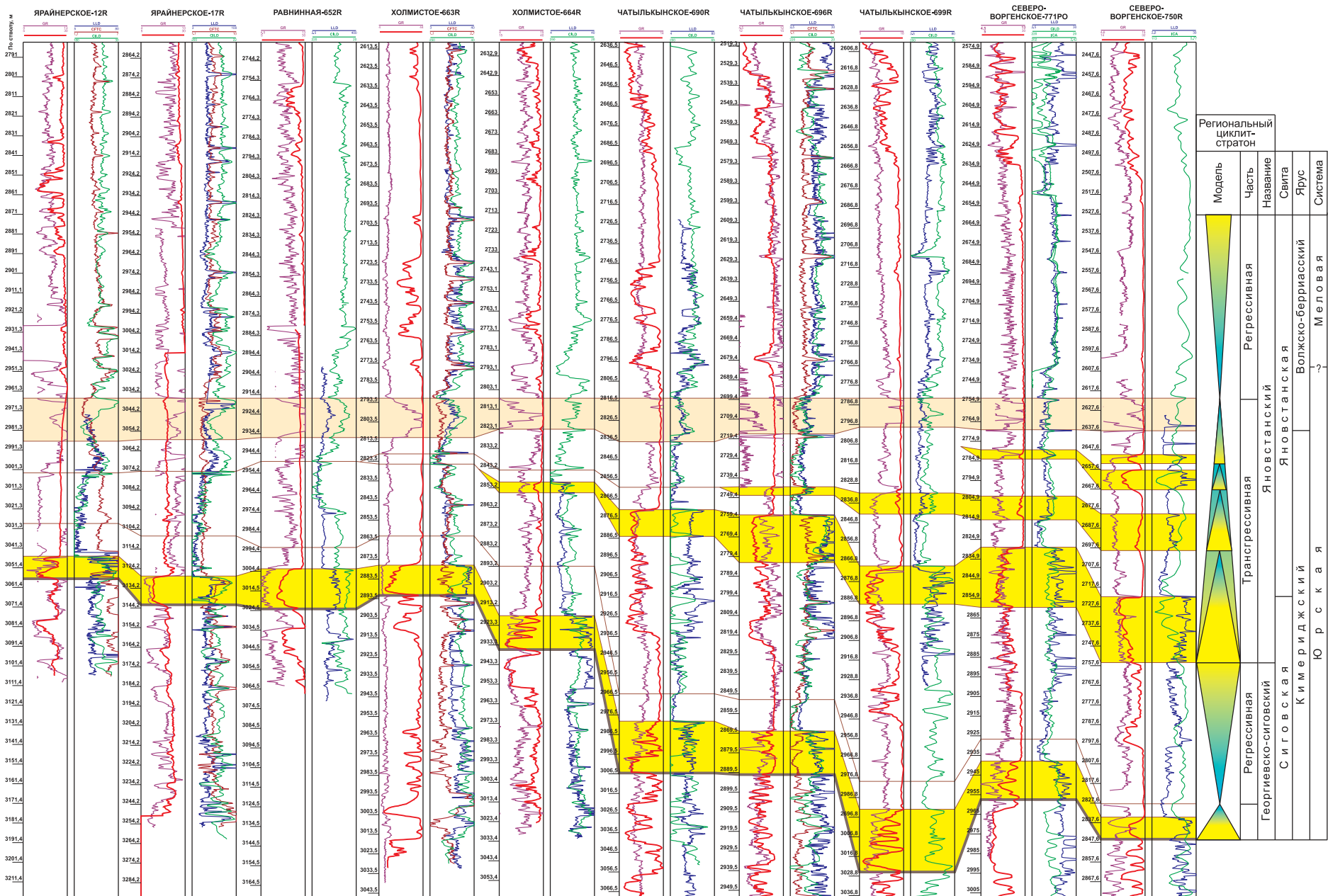


Рис. 7. Корреляционная схема разрезов георгиевско-сиговского и яновстанского литмостратонов

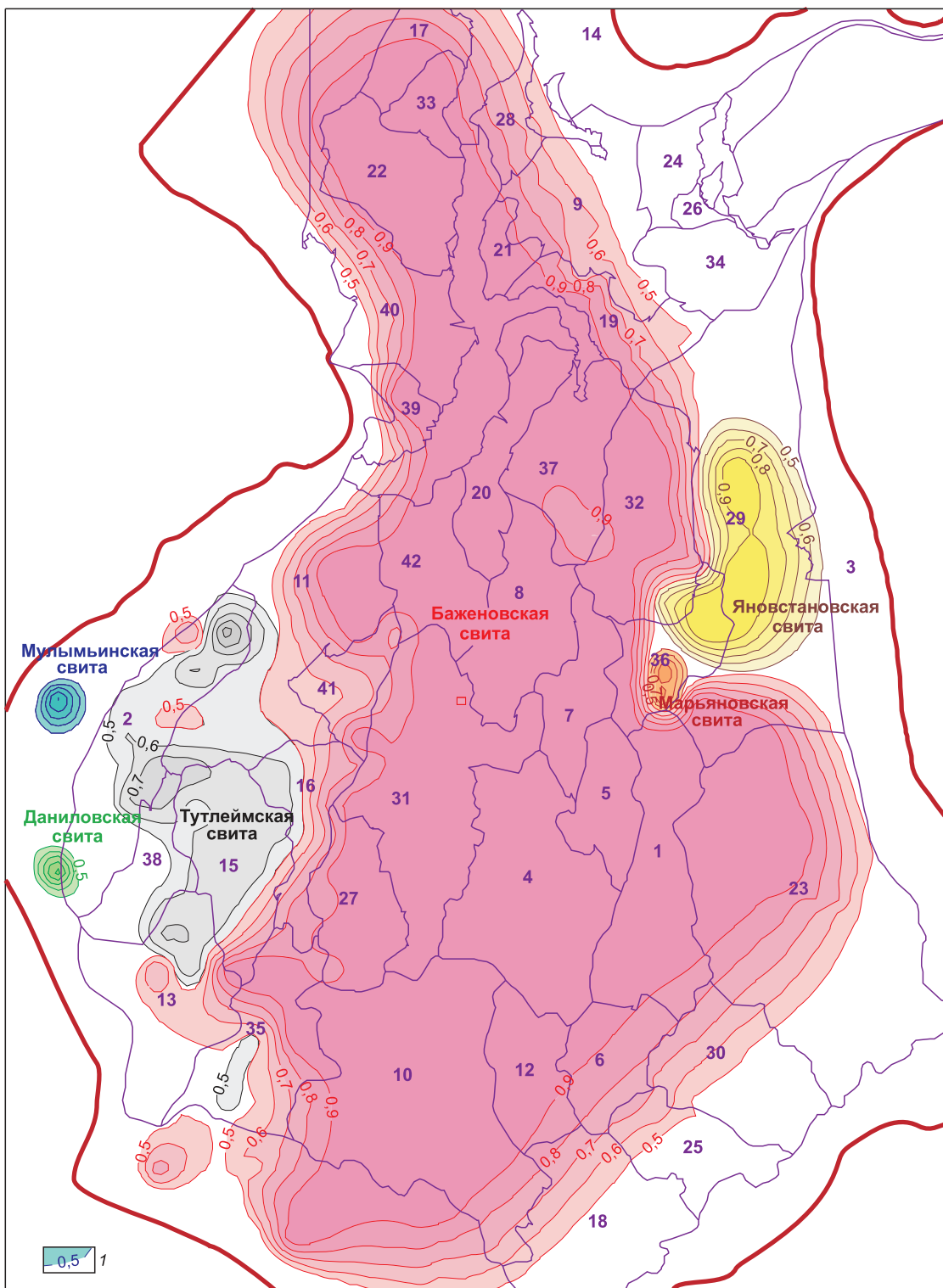


Рис. 8. Схема распространения основных стратонамов васюганского горизонта [Гришкевич, 2005]:

1 – изолинии относительных частот употребления имен свит; нефтегазоносные районы: 1 – Александровский, 2 – Березовский, 3 – Бесперспективный, 4 – Вартовский, 5 – Варьеганский, 6 – Васюганский, 7 – Венгапурский, 8 – Губкинский, 9 – Гыданский, 10 – Демьянский, 11 – Казымский, 12 – Каймысовский, 13 – Карабашский, 14 – Карский, 15 – Красноленинский, 16 – Ляминский, 17 – Малыгинский, 18 – Межовский, 19 – Мессовский, 20 – Надымский, 21 – Напалковский,

22 – Нурминский, 23 – Пайдугинский, 24 – Предтаймырский, 25 – Пудинский, 26 – Пясинский, 27 – Салымский, 28 – Северо-Гыданский, 29 – Сидоровский, 30 – Сильгинский, 31 – Сургутский, 32 – Тазовский, 33 – Тамбейский, 34 – Танамский, 35 – Тобольский, 36 – Толькинский, 37 – Уренгойский, 38 – Шаимский, 39 – Щучьинский, 40 – Южно-Ямальский, 41 – Юильский, 42 – Ярудейский

Выше по ГИС выделяется еще один пласт песчаников существенно алевритистых, глинистых (интервал 2720–2685? м): кривая ГИС с малоамплитудными отрицательными отклонениями, резко пониженными значениями ГК, ИК в кровле и повышенными КС. Это также инициально-трансгрессивный элемент *яновстанского* циклита. Пласту правомерно присвоить индекс Ян Баз₂ литмостратона. Он же второй (снизу) элементарный резервуар НГК. Пласт западнее выклинивается еще раньше, чем нижний (Ян Баз₁). В разрезах Ветровой, Удмуртской, Холмистой площадей он уже не прослеживается. На северо-востоке пласт также выклинивается, как и нижний (см. рис. 6). Еще дальше к северо-востоку в разрезе Северо-Воргенской, Воргенской, Северо-Толькинской, Верхнетазовской площадей появляется еще один пласт (Ян Баз₃) с той же тенденцией выклинивания, что и два нижних.

Исходя из явно намечающейся закономерности пространственно-временного распространения пластов с их асимметричным двусторонним выклиниванием можно высказать следующее предположение. Вероятно, их формирование и распространение связаны с проникновением ингрессивных вод последней верхнеюрской (волжской, титонской) трансгрессии. Ее проникновение на юг было связано с обширным Усть-Енисейским заливом через относительно узкий пролив (“шлюз”) в восточной (Приенисейской) части Малохетского порога, гряды (“дамбы”). Второй подобный “шлюз” выявлен на западе [Карогодин, 2011], в Приуральской части “дамбы”. Проливы открывались в периоды юрско-меловых трансгрессий, начиная с раннеюрского времени. Они играли весьма важную роль в палеогеографии бассейна и в пространственно-временной закономерности размещения залежей нефти и газа. В определенном отношении современными аналогами подобных проливов-“шлюзов” являются Гибралтарский (из Атлантики в Средиземное море) и Босфорский (из Мраморного моря в Черное). Подобная “дамба”, как известно, не так давно (в геологическом времени) соединяла Чукотку с Аляской, отделяя Тихий океан от Северного Ледовитого.

Следующий трансгрессивный (Т) элемент РГЦ составляют аргиллиты с кровлей на глубине 2649,5 м. По ГИС они выделяются недифференцированной линией ПС, низкими значениями КС в унисон с кривой повышенных значений ИК. Кривая ГК с некоторым смещением (возможно, технического характера) повторяет формы других кривых. Верхняя граница весьма резкая по всем кривым, особенно по ГК, поскольку она связана с подошвой вышележащей пачки (2649,5–2635 м) аномально битуминозных аргиллитов финально-трансгрессивного элемента (ФТ) циклита. Их принято называть *баженитами* как некое подобие (зарождение) *баженовской* свиты. С нею (и с ними) связан один из основных отражающих горизонтов Б (он же П\Па), ошибочно считающийся изохронным повсеместно.

В направлении к приосевой части бассейна (на запад) *бажениты* постепенно наращиваются в стратиграфическом объеме и мощности, превращаясь в *баженовскую* свиту. Она и одноименный горизонт охватывают обширную площадь (примерно 1 млн км²). В то время как *яновстанская* свита и другие ее “возрастные аналоги” (*тутлеймская*, *даниловская*, *мульмынская*) занимают несравненно меньшие площади фациальных районов бассейна (рис. 8 и 9). Как установлено, кровля свиты далеко не изохронна, вопреки широко распространенному и официально утвержденному представлению [Брадучан и др., 1986; Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004; и др.], а “скользит” на четыре яруса (титон, берриас, валанжин, готерив). И это уже ясно

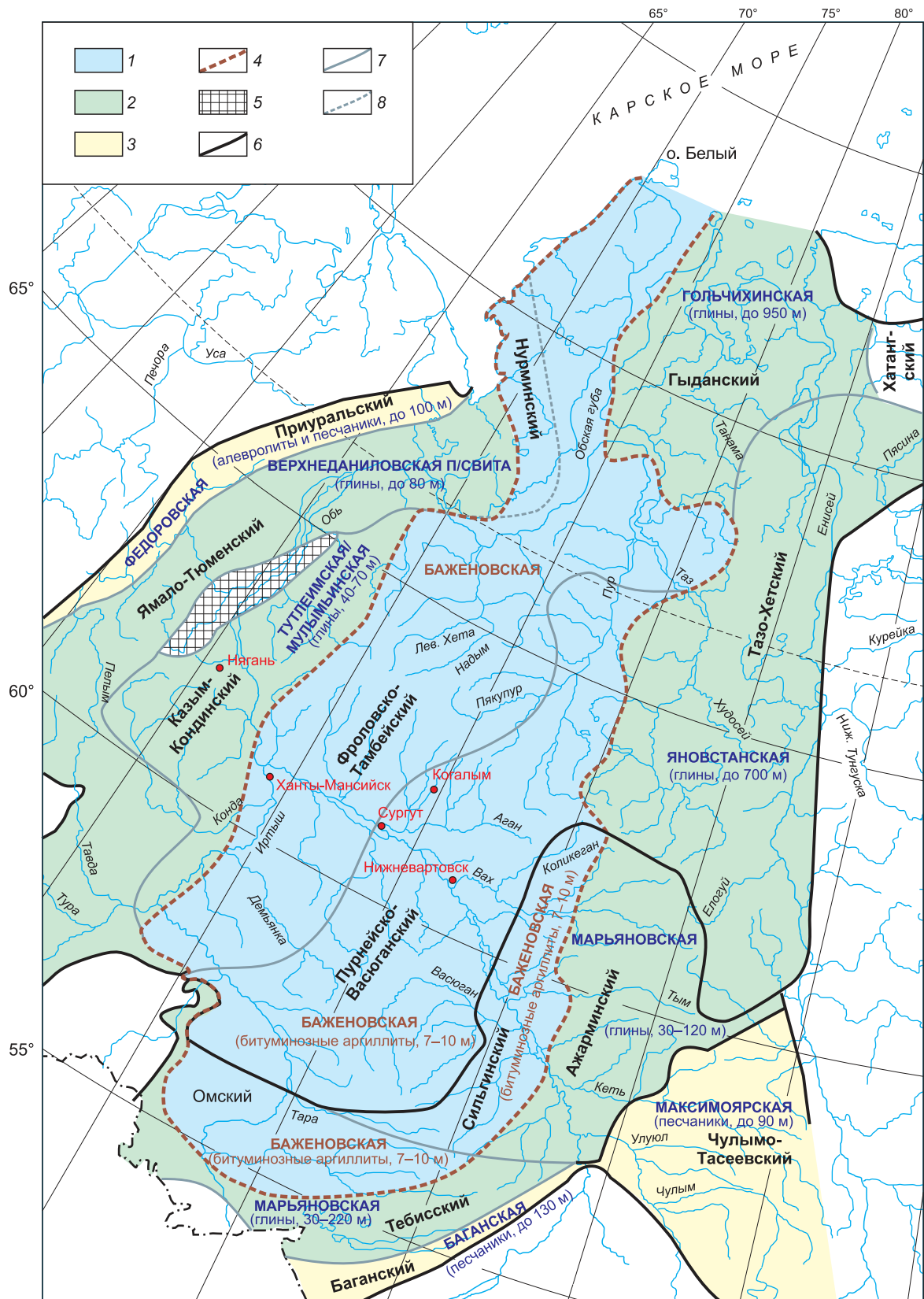


Рис. 9. Структурно-фациальное районирование келловей-верхнеюрских отложений [Решение..., 2004]:

1 – отложения некомпенсированного баженовского моря (битуминозные аргиллиты); 2 – аргиллиты; 3 – прибрежно-морские отложения; 4 – граница распространения битуминозных аргиллитов; 5 – зона выклинивания келловей-верхнеюрских отложений; 6 – границы фациальных областей; 7 – границы структурно-фациальных районов; 8 – границы структурно-фациальных подрайонов

многим геологам [Карогодин, Нежданов, 1988, 1988а]. Значит, и отражающий горизонт Б также “скользит”, а все построения и расчеты, основанные на его ошибочной “изохронности”, ложны.

Баженовская свита – во многих отношениях интересный и важный объект. Взять хотя бы ее мощность. На значительной площади распространения она составляет 25–30 м. Но есть разрезы с аномально малыми (7 м) и аномально большими (до 90 м) мощностями. Многочисленные дискуссии об их природе (особенно резко увеличенных) пока не привели к убедительному однозначному представлению². Выявление столь значительного возрастного скольжения *баженовского* горизонта означает необоснованность выделения данного породного тела в ранге “регионального стратона”, как и вообще таковой категории с названием “горизонт”. Ее нет ни в издании Международного стратиграфического справочника [2002], ни в кодексах каких-либо стран. Это чисто российское изобретение³. Возможно, это было сделано на пути поиска стратона-системы породно-слоевой с относительно изохронными границами. И, возможно, не так уж случайно васюганский и георгиевско-сиговский региональные циклиты соответствуют (в основе своей) горизонтам.

В нашей концепции основному требованию, предъявляемому к горизонтам, отвечают тела седиментационных циклов – региональные циклиты, сиквенсы, *синтемы*. Последний термин принят в качестве названия одной из категорий стратонов в Международном стратиграфическом справочнике [2002]. Нами предложен и используется в рассматриваемом значении термин *литмостратон*, как и следует из вышеизлагаемого. Не исключена его замена на более удачный, если такой найдется. Но термин *циклит*, понравившийся многим геологам, не стратиграфический, а литмологический. Это же касается и термина *сиквенс*.

Итак, *баженовский* горизонт полностью скомпрометировал не только себя как региональный стратон, но и горизонтную парадигму в целом. Породно-слоевое тело под таким названием – это формация, *литостратон*, но такой категории стратонов в отечественном кодексе нет. Она была в более раннем его издании, но исчезла без какого-либо обоснования. Возможно, под влиянием категорично резкого мнения известного биостратиграфа О. Шиндевольфа [1975], считавшего, что *литостратонам нет места* в стратиграфии.

Как отмечалось выше, в разрезах некоторых районов (центральных и близких к ним) *георгиевская* свита, подстилающая *баженовскую*, маломощна или вообще отсутствует. В таком случае *баженовская* залегает непосредственно на *васюганской* свите. Одна из версий причины данного явления – дефицит в процессе осадконакопления в “георгиевское время”: отлагавшиеся глины избыточно обогащались органическим веществом, принимая облик (и электрофизические свойства) *баженовской* свиты. Официально признано снижение подошвы *баженовской* свиты до кимериджа (рис. 10). А если где-то вдали от источника сноса дефицит приноса материала был уже в самом начале “яновстанского времени”, то граница *баженовской* свиты окажется совмещенной с подошвой *яновстанской* свиты, т. е. будет внутри верхней части кимериджа. К этой мысли приводит и то, что в разрезе скважин рассматриваемого района ниже *баженитов* появляются глинистые пачки с повышенными значениями ГК и другими данными ГИС, сходными с ними (см., например, рис. 3).

На восток, северо-восток мощность *баженитов* постепенно уменьшается до полного выклинивания в результате замещения аргиллитами небитуминозными. Так, в разрезе Верхнетазовской площади финально-трансгрессивный элемент циклита представлен пачкой аргиллитов не более 10 м с несколько повышенными значениями ГК

² Их обзору и анализу посвящена глава в конце пособия.

³ Рота шагает не в ногу.

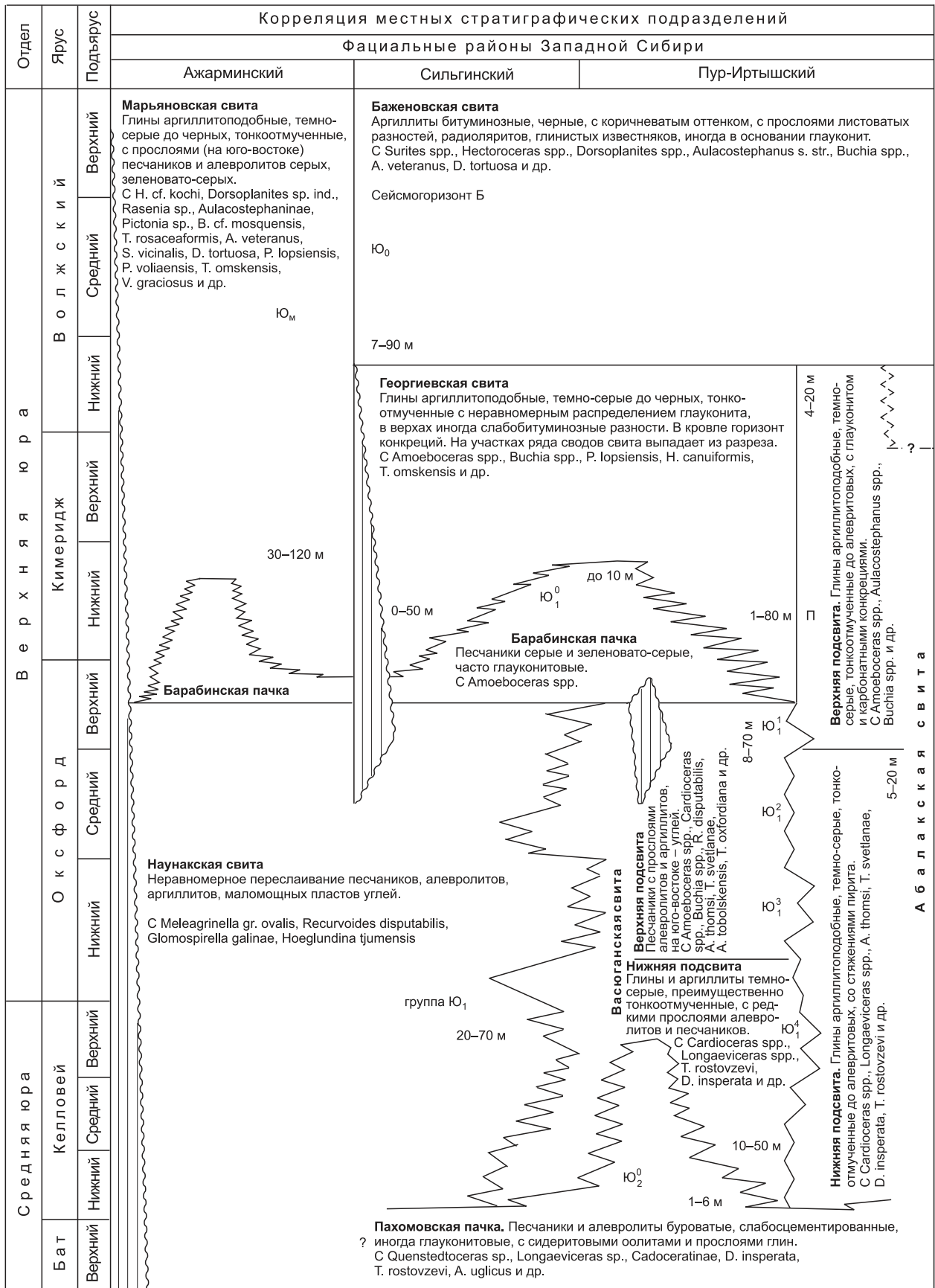


Рис. 10. Фрагмент стратиграфической схемы келловей и верхней юры Западной Сибири [Шурыгин и др., 2000]

и ИК по сравнению с ниже- и вышележащими отложениями. В составе свиты ФТ пачка, как и какие-либо другие элементы и части (подсвиты), не выделяется. Еще дальше на северо-востоке, в разрезе Туруханской опорной скважины (учитывая качество каротажа времени ее бурения), финально-трансгрессивную пачку выделить затруднительно. В самом северо-восточном районе, Енисей-Хатангском региональном прогибе, достаточно определенно в разрезе выделяется финально-трансгрессивная пачка в виде тонкоотмученных низкоомных низкоскоростных глин. С нею же связан и отражающий горизонт II (IIa) – аналог отражающего горизонта Б.

Все вышеописанные элементы *яновстанского* циклита, от инициально-трансгрессивных и трансгрессивного до финально-трансгрессивного, – это его трансгрессивная (прогрессивная) часть. Она же и нижняя часть литмостратона, в версии используемого принципа сопряженности.

Баженовская свита (и *бажениты*) имеют три важных значения. Как отмечалось выше, финально-трансгрессивная глинистая пачка циклита сама по себе почти всегда служит надежным экраном. А вместе с подстилающими трансгрессивными и перекрывающими инициально-регрессивными глинами экранирующая роль усиливается. Поэтому не случайно именно базальные слои песчаников нередко содержат основные залежи нефти и газа месторождения. Примером могут служить и открытые месторождения рассматриваемого района.

Выше, над *баженитами*, выделяется пачка (10–20 м) глин алевритистых. Нижняя ее граница достаточно хорошо фиксируется по резкому спаду значений ГК. Снизу вверх эти значения постепенно снижаются. Кривая ПС характеризуется слабыми, малоамплитудными колебаниями. Верхняя граница пачки выделяется заметным увеличением значений КС наряду со снижением ИК. Резко она выделяется, когда на ней непосредственно залегает песчаный пласт. Как, например, в разрезе Чатылькынской скв. № 690 (см. рис. 3) и др.

Эту пачку можно считать инициально-регрессивной – фациально-литмологическим аналогом *подачимовской* пачки клиноформного разреза неокома. Выше нее залегает достаточно мощная толща переслаивания песчаных пластов с пачками глин, однозначно выделяемых и опознаваемых по комплексу ГИС. Вне всякого сомнения, это клиноформные отложения. Начало неокомских клиноформ [Карогодин, 2011], верхнюю границу регионального литмостратона (циклита) и НГК еще предстоит идентифицировать в сложном клиноформном разрезе низов неокома. А та, что показана на рис. 3, вероятнее всего, служит границей между зональными циклитами. Из-за слабой обоснованности проведения верхней границы свиты и в опорном разрезе предлагалось поднять ее с 2032 до 1997 м [Нежданов и др., 1990], сделав более литологически опознаваемой. Можно предположить, что в разрезе скв. № 690 она будет находиться выше глубины 2500 м. Сейчас есть возможность точно определить верхнюю границу *яновстанского* циклита, расчленив весь берриасско-готеривский разрез на зональные и региональные клиноциклиты, используя данные современных методов ГИС и сейсморазведки. По предварительной версии ее, возможно, следует идентифицировать с отражающим горизонтом НБТ₁₆ (рис. 11 и 12). Для более точного определения ее положения следует песчаные пласты разреза разделить (пользуясь одним из методов сиквенс-стратиграфии) на налегающие и прилегающие (прислоненные), кровельные.

В качестве достаточно убедительных аргументов в пользу клиноформного строения рассматриваемого циклита можно привести следующие.

- Анализ зональной корреляционной схемы вкрест простирания отложений через Ярайнерскую, Равнинную, Чатылькынскую, Воргенскую, Северо-Толькинскую, Верхнетазовскую площади свидетельствует о явном (бесспорном) клиноформном строении разреза выше *баженитов* с явным *налеганием* пластов друг на друга при их миграции в сторону приосевой части бассейна. По *прилеганию* пластов в кровле тол-

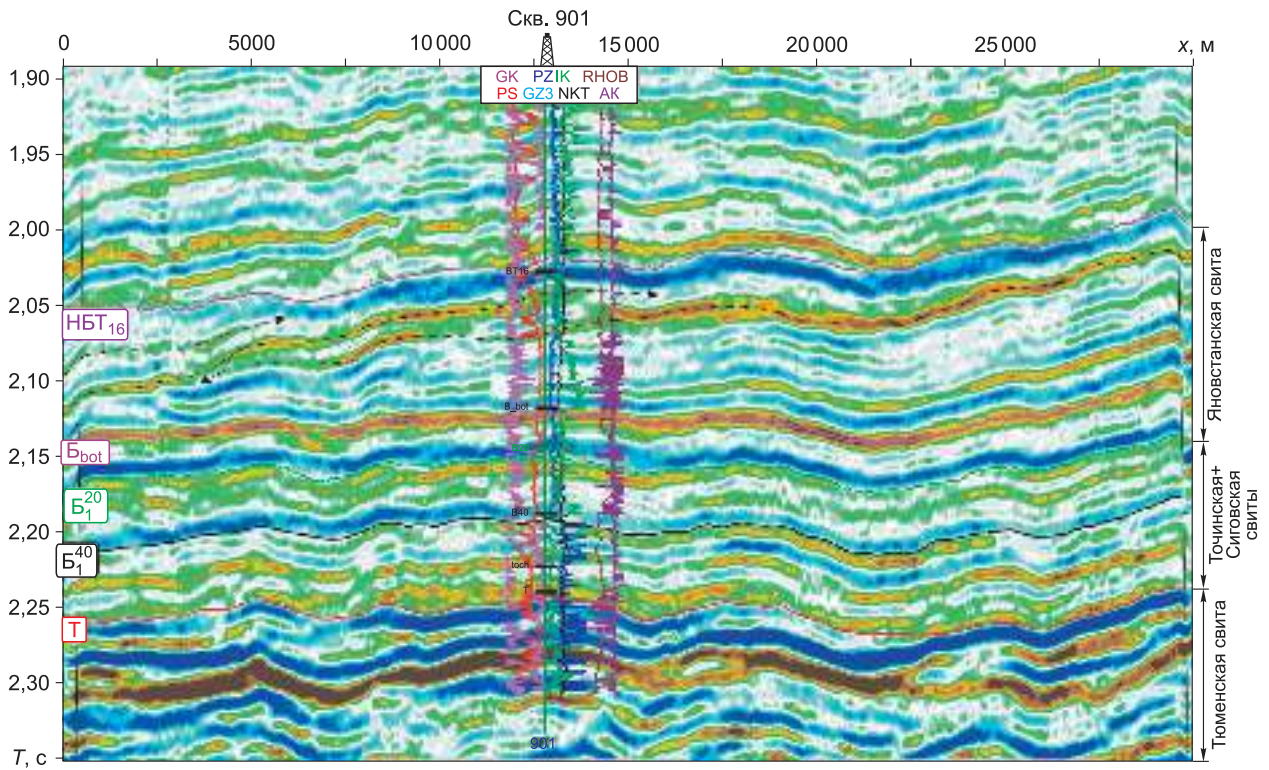


Рис. 11. Сейсмический разрез, иллюстрирующий клиноформное строение верхней части яновской свиты:

B_{bot} – аналог подошвы битуминозных аргиллитов баженовской свиты

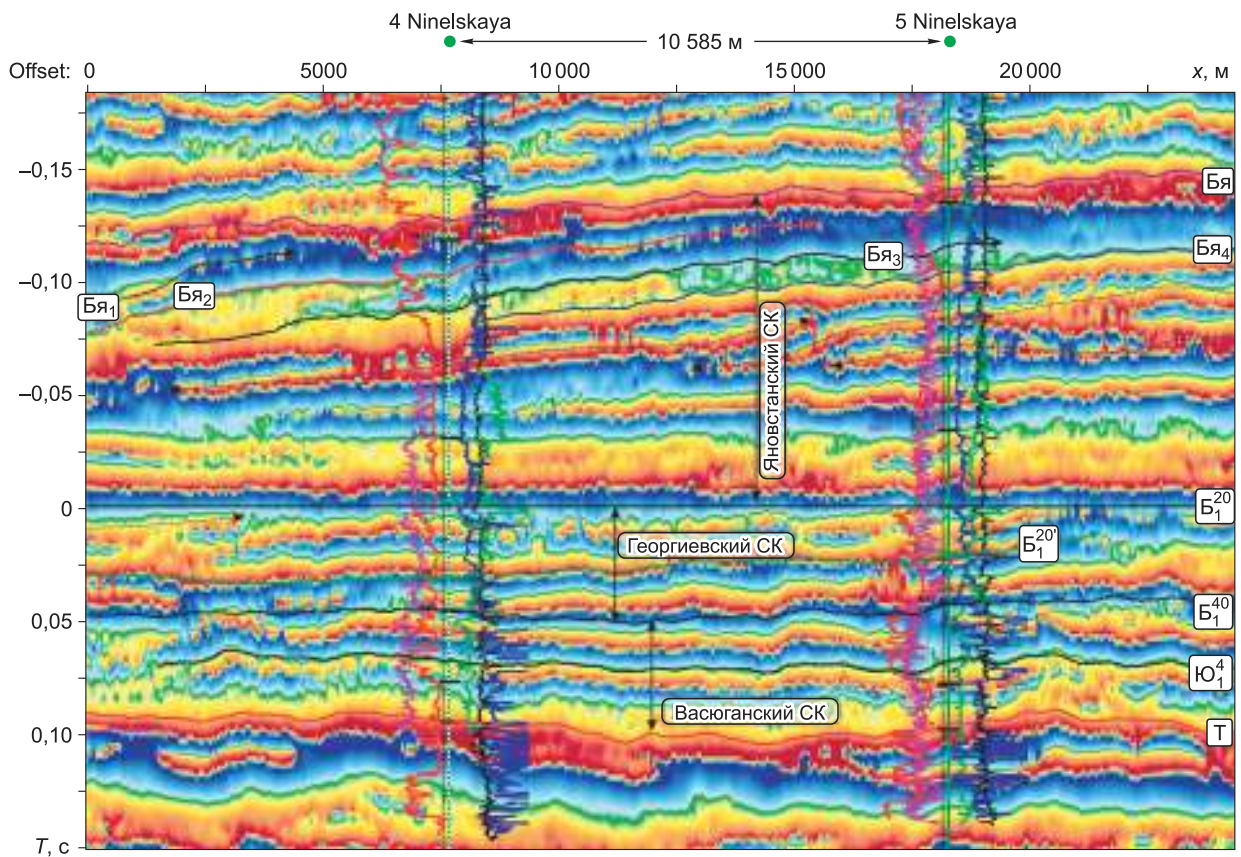


Рис. 12. Отображение строения седиментационных комплексов Тазо-Хетского района на сейсмическом палеоразрезе мгновенных фаз

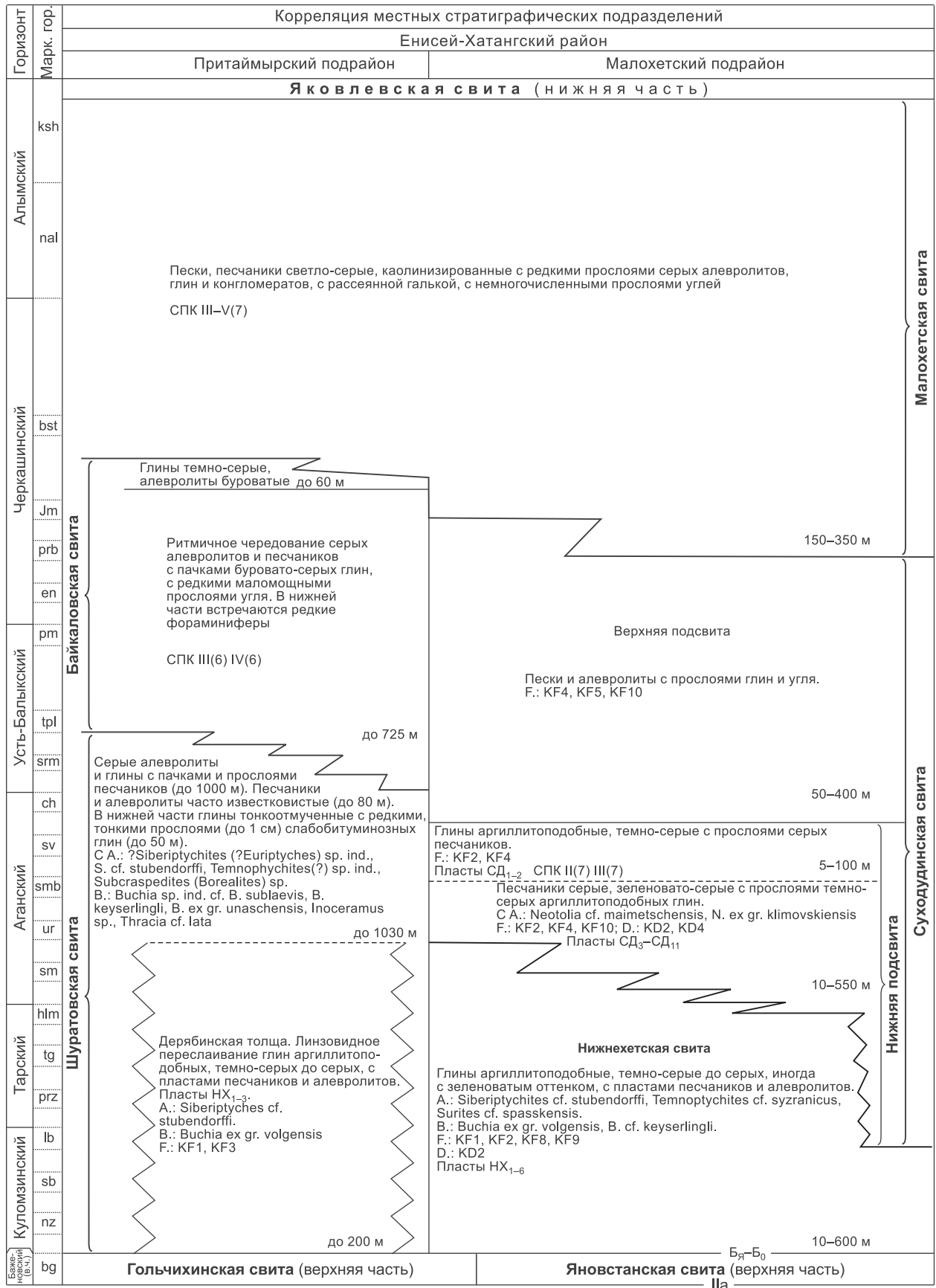


Рис. 13. Фрагмент региональной стратиграфической схемы берриас-аптских отложений Западной Сибири [Решения..., 1991]

щи с наращиванием нижних в противоположном направлении (т. е. к суше) можно уверенно определить верхнюю границу клиноформы (клиноциклита). При наличии стратиграфического несогласия и определении вида залегания пластов точность границ становится более достоверной.

- Клиноформное строение *яновстанской* свиты очевидно на сейсмопрофилях СВ ЗС (выше отражающего горизонта B_{bot} (B_{40} , Па) (см. рис. 11).

- Весьма контрастное изменение мощности (от 700 до 35 м), как отмечалось выше, *яновстанской* свиты, полное замещение маломощной аномально битуминозной *баженовской* можно объяснить только клиноформным строением. Мощное тело (в сотни метров) ундаформы (“шельфа”) и ортоформы (склона) клиностратона превращается в разрезах центральной части палеобассейна в маломощную (первые десятки метров) фондаформу (*баженовскую* свиту). Не менее контрастные изменения мощностей и у *нижнехетской* свиты (от 10 до 600 м), выделяемой в Малохетском фациальном подрайоне (рис. 13). Не без основания она считается клиноформной [Исаев и др., 2011].

- Клиноформное строение *яновстанской* (“юрской”) свиты признается рядом геологов. При этом считается, что оно отличается от неокомских. Поэтому в пределах Большехетской впадины СВ ЗС возникла проблема корреляции не только неокомских образований *ачимовской* толщи, но и “верхнеюрских” косослоистых (клиноформных) отложений *яновстанской* свиты. А также и “однозначного выделения границы между ними” [Бородкин, Кислухин, 2007].

Нижнехетская свита, перекрывающая *яновстанскую* в разрезе Малохетского подрайона (Енисей-Хатангского фациального района), представлена переслаиванием глин аргиллитоподобных с пластами песчаников и алевролитов (NX_1-NX_6). Для нее характерен, как уже отмечалось, весьма значительный диапазон изменения мощностей. В соседнем Притаймырском подрайоне того же фациального района, в том же стратиграфическом диапазоне (берриас–низы нижнего валанжина), выделяется *дерябинская* толща (мощностью до 200 м) *шуратовской* свиты (см. рис. 13). Не исключено, что именно эти два литостратона (полностью или частично) двух подрайонов представляют регрессивную часть *яновстанского* регионального циклита. Данные разрезы еще недостаточно изучены как палеонтологически, так и литмостратиграфически, несмотря на важность в нефтегазоносном отношении.

Более яркое выражение клиноформного строения регрессивной части регионального циклита по сравнению с двумя предыдущими обусловлено совпадением их формирования с началом неокомской регрессии циклита более высокого ранга – суперциклита⁴ юрско-неокомского. Очевидно усиливающее влияние резонанса, вызванное наложением двух регрессий разного ранга циклов.

Таковы в общем виде электрофизические модели *яновстанского* циклита и сопряженных с ним моделей стратона и нефтегазоносного комплекса. Далее важно рассмотреть структуру самого НГК в данной модели.

⁴ Этот термин используется в сиквенс-стратиграфии, а нами предложены термины *нексоцикл*, *нексоциклит*. *Нексо* – союз, система региональных циклов, циклитов.

2. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ СТРУКТУРЫ В ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЯНОВСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

Основные составляющие элементы любого нефтегазоносного комплекса – резервуары и экраны. Для сторонников органической гипотезы образования нефти важно еще и определение места и объема предполагаемых *нефтематеринских* отложений. Именно в таком аспекте рассмотрим структуру данного НГК.

В его основании, подобно двум другим НГК (васюганского и георгиевско-сиговского), выделяется нижний, *базальный*. В разрезе рассматриваемого района он представлен тремя пластами, тремя элементарными резервуарами. Как отмечалось выше, эти пласты составляют инициально-трансгрессивный элемент *яновстанского* циклита, являясь единым *нижним, базальным многопластовым* резервуаром яновстанского регионального НГК. Данный резервуар, как и другие базальные не только юрских, но и меловых НГК, считается “резервуаром-невидимкой”. Ни на официально принятой стратиграфической схеме юры [Решение..., 2004], ни на схеме коллективной монографии [Шурыгин и др., 2000], ни в других многочисленных публикациях у яновстанской свиты нет базальных слоев, а значит, и базального резервуара. Они интерпретируются, как отмечалось выше, верхнесиговскими. Не выделяется яновстанский НГК – нет и резервуаров. Идентификация НГК и резервуаров в них различной фациально-литологической природы и места в структуре выдвигает требование разработки правил обозначения резервуаров. Одно из важных требований к термину – ориентированность его на содержание. Поэтому в рассматриваемом случае предлагается ввести в обращение аббревиатуру “Баз” (от термина “базальный”) с номерами пластов (элементарных резервуаров) в порядке их накопления, т. е. снизу вверх (см. рис. 6). А не наоборот, как это и принято. В случае расчленения пласта на несколько их надо показать номерами сверху, над основным пластом. Немаловажно аббревиатурой обозначить принадлежность резервуара к тому или иному НГК. В данном случае это будет выглядеть примерно так – ЯН Баз $_{1-n}^{1-n}$. Подобная процедура обозначения базальных пластов-резервуаров предлагается и для всех других НГК. Ведь “резервуары-невидимки” присутствуют практически и всем остальным НГК юрско-мелового разреза ЗС. В то же время в рассматриваемом районе с данным базальным резервуаром связаны промышленные залежи нефти. А в некоторых НГО ЗС резервуары георгиевско-сиговского НГК, не признанные как базальные, являются основными нефтеносными.

В разрезе Чатылькынской и Воргенской площадей рассматриваемого района в последнее время открыты промышленные залежи нефти, связанные с песчаными пластами нижнего, базального, резервуара (рис. 14 и 15). Эти пласты ошибочно, как отмечалось выше, считаются *сиговскими*. Для оценки их нефтегазоносного потенциала необходимы “привязка” к сейсмическим материалам с целью картирования по площади и построение схем мощностей. Возможно, относительно резким было их восточное выклинивание, а более пологим и протяженным – западное. На проверку данной гипотезы необходимо ориентировать интерпретацию сейсморазведочных данных⁵. В настоящее время потенциал этих базальных пластов явно недооценен.

⁵ Тема достойна хорошей курсовой или даже дипломной работы. А проблема раскрытия роли “дамб” в решении вопросов стратиграфии, палеогеографии и нефтегазоносности вполне отвечает требованиям к задачам кандидатских работ, а в целом – решению проблемы докторской диссертации.

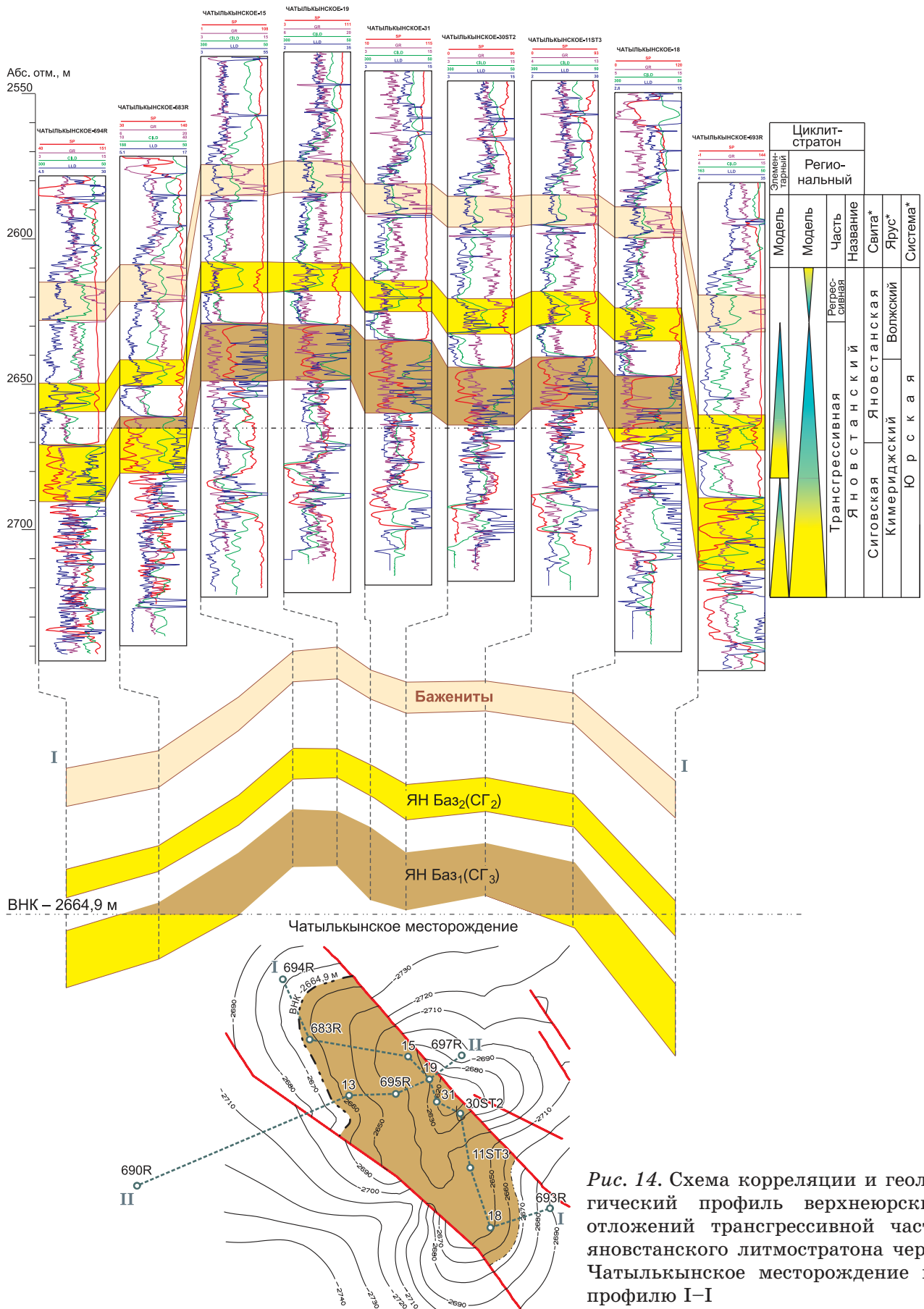


Рис. 14. Схема корреляции и геологический профиль верхнеюрских отложений трансгрессивной части яновстанского литмостратона через Чаталыкинское месторождение по профилю I-I

* По стратиграфической схеме 2004 г.

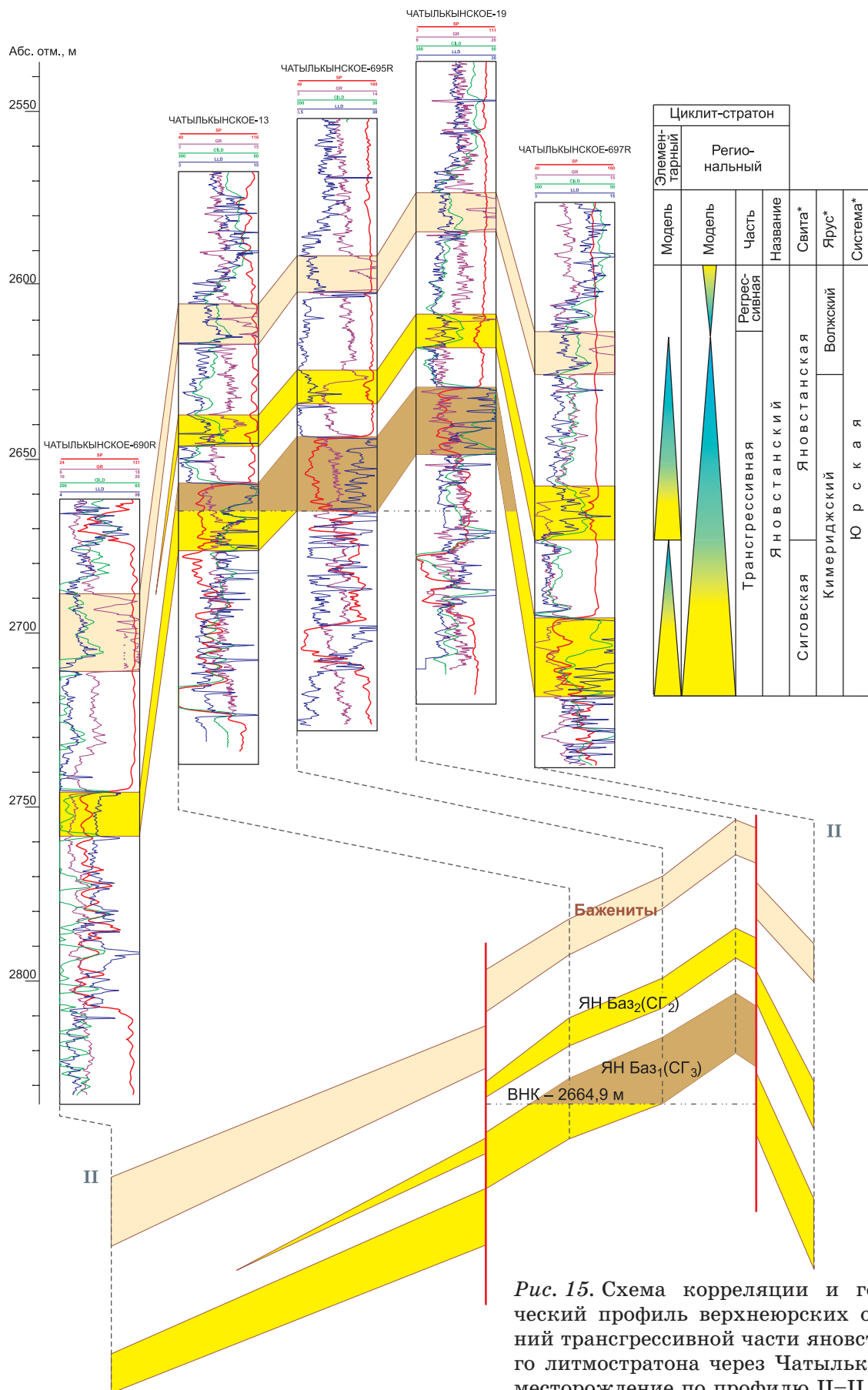


Рис. 15. Схема корреляции и геологический профиль верхнеюрских отложений трансгрессивной части яновстанского литмостратона через Чатылькынское месторождение по профилю II-II

* По стратиграфической схеме 2004 г.

Идентификация данных базальных слоев – один из конкретных примеров реализации важного правила *базальности*. Еще раз отметим, что суть его заключается в том, что циклиты (а следовательно, и литмостратоны) начинаются с базальных слоев, так или иначе выраженных в зависимости от пространственного положения по отношению к источнику сноса (вдоль или вокруг него, вблизи или на значительном удалении). У региональных циклитов базальные слои, как правило, достаточно ярко выражены в определенной фациальной зоне и вполне опознаваемы по ГИС. Они играют важную роль в качестве самостоятельного (нередко и основного) базального резервуара каждого регионального нефтегазоносного комплекса.

Неопознание базальных пластов-резервуаров в разрезе любого нефтегазоносного бассейна ведет к ошибкам создания моделей разработки залежей, связанных с ними. Роль их немаловажна и в глобальном масштабе, так как с ними связаны многочисленные, в том числе и гигантские, залежи нефти и газа бассейнов мира.

Представляется, что базальные слои, кроме важной роли резервуаров залежей, имеют существенную значимость путей и стратиграфических уровней латеральной миграции флюидов. И это следует учитывать при решении проблемы закономерностей пространственно-временного размещения и условий формирования залежей и целых зон их нахождения, а также прогноза.

У резервуара в понимании вместилища, коллектора для удержания углеводородов необходим, как известно, экран, флюидоупор. В терригенном разрезе юры и мела Западной Сибири экраном для базальных слоев служат пачки, свиты трансгрессивных, финально-трансгрессивных и инициально-регрессивных глин различной мощности. В терригенном разрезе мощность важна особенно для газовых залежей. В перечисленном выше литмологическом составе глинистых пачек наилучшими экранящими свойствами обладают финально-трансгрессивные пачки даже небольшой мощности. Так, гигантская нефтяная залежь (высота под 150 м) Самотлора с газовой шапкой удерживается маломощной (не более 30 м) финально-трансгрессивной *кошайской* глинистой пачкой.

В рассматриваемом разрезе финально-трансгрессивная пачка представлена битуминозными аргиллитами, называемыми местными геологами *баженитами*. Они довольно отчетливо выделяются на каротажных диаграммах резко повышенными значениями радиоактивности, кажущегося сопротивления, аномалии индукционного каротажа и др. В разрезе данного района происходит зарождение *баженовской* свиты. К востоку мощность *баженитов* сокращается до полного замещения опознаваемо маломощной пачкой небитуминозных глин. К ним, как и к *баженитам* (а также *баженовской* свите), приурочен опорный отражающий горизонт Б (II). *Баженовской* свите, как уже отмечалось, посвящена в этом пособии специальная глава. В Сургутском, Салымском и других районах в трещиноватых коллекторах свиты выявлены промышленные залежи самой легкой высокогазонасыщенной нефти. Таким образом, данная свита на большей части своего распространения в бассейне служит экраном⁶, а в отдельных районах – еще и своеобразным резервуаром. С ним, по версии И.И. Нестерова, связаны гигантские запасы. Если *баженовская* свита занимает объем почти всего неокома плюс титон, то вполне логично объяснение концентрации запасов нефти и открытие таких гигантских месторождений, как Самотлор, Мамонтовское, Федоровское, а также гигантской Приобской нефтеносной зоны.

В восточном направлении происходит постепенное замещение пачки трансгрессивных глин аномально битуминозными *баженитами* и превращение их в *баженовскую* свиту.

⁶ И нефтематеринской толщей, по версии органиков.

Выше *баженитов* с регрессивной частью циклита и литмостратона в северо-восточных районах бассейна сформировалась мощная толща переслаивания разновеликих пластов песчаников с пачками глин с явным наклоном на восток, северо-восток. Это их явное падение отчетливо фиксируется на сейсмопрофилях, как отмечалось выше. Поэтому регрессивную часть циклита (литмостратона) вполне обоснованно можно считать верхним, клиноформным резервуаром данного НГК (см. рис. 3). Судя по тому, как в клиноциклитах песчаные тела в разных его элементах (ундаформе и фундаформе) занимают пространственно различные места и отличаются формой, целесообразно выделять два субрезервуара. Один “шельфовый”, связанный с пластами ундаформы, и второй, в котором доминируют линзы так называемой *ачимовской толщи* фундаформы и ортоформы. В *ачимовском субрезервуаре* прогнозируются исключительно пластово-литологические залежи. А в шельфовом – различные, но доминирующие пластово-сводовые с элементами литологического, стратиграфического и тектонического экранирования.

Есть все основания и первые доказательства продуктивности пластов (и *ачимовских* линз) второго (верхнего), *клиноформного* резервуара *яновстанского* НГК. Как отмечалось выше и ранее [Карогодин, Климов, 2008], это самая нижняя, первая “неокомская”⁷ клиноформа. Ее песчаные пласты и *ачимовские* линзы безусловно представляют поисковый интерес. Они “обязаны” быть продуктивными, если следовать версии органической концепции генезиса нефти, поскольку вся эта достаточно мощная песчано-глинистая регрессивная толща подстилается, а на западе, в центральных районах бассейна, и замещается аномально битуминозными аргиллитами *баженовской* свиты. Положительная (высокая) оценка нефтеносности клиноформного резервуара *яновстанского* НГК [Карогодин, Климов, 2008] подтверждается. В 2009 г. скв. № 6 Пайяхской площади (рис. 16) Енисей-Хатангского регионального прогиба выявлены залежи нефти в двух пластах песчаников (по 20 м эффективной мощности). Они приурочены к самому основанию неокомского комплекса. “...Установлено, что продуктивные песчаники характеризуются повышенной скоростью (до 4000 м/с), залегают непосредственно на низкоскоростных яновстанских глинах” [Исаев и др., 2011, с. 78]. Вероятнее всего, это будут залежи, связанные с *ачимовскими* пластами яновстанского клиноциклита (низы *нижнехетской* свиты).

Нет сомнения в перспективах открытия залежей в клиноформном резервуаре “*надбаженитов*” и их возрастных аналогов (“ядра” циклита) *яновстанского* нефтегазоносного комплекса. Продуктивными могут быть самые “древние” (нижние, первые) песчано-алевролитовые *ачимовские* слои (линзы) как с промышленными литологическими залежами нефти и газа (обладающими АВПД), так и с “шельфовыми” пластами в ловушках различного типа. Возможно, они будут не столь богаты нефтью, как *ачимовские* залежи самой “молодой”, последней неокомской (готерив-барремской, *пимской*) клиноформы Приобской гигантской зоны [Карогодин и др., 1996]. Маловероятно, что с шельфовыми пластами будут связаны гигантские залежи типа Самотлорского, Федоровского и других месторождений-гигантов клиноформного неокома. Но промышленные залежи, без сомнения, будут выявлены.

Однако прогноз, поиски и эксплуатацию залежей углеводородов в разных субрезервуарах следует проводить с обязательным учетом их литологической специфики строения и формирования. Непонимание этого может привести к серьезным необоснованным затратам и другим неприятностям.

Индексация песчаных потенциально продуктивных пластов клиноформного резервуара (и его субрезервуаров) должна быть иной, чем базального. Вероятно, по аналогии с пластами *верхневасюганской* подсвиты горизонта Ю₁ (резервуара), пока можно

⁷ Точнее, это верхнеюрско-берриасский клиноциклит.

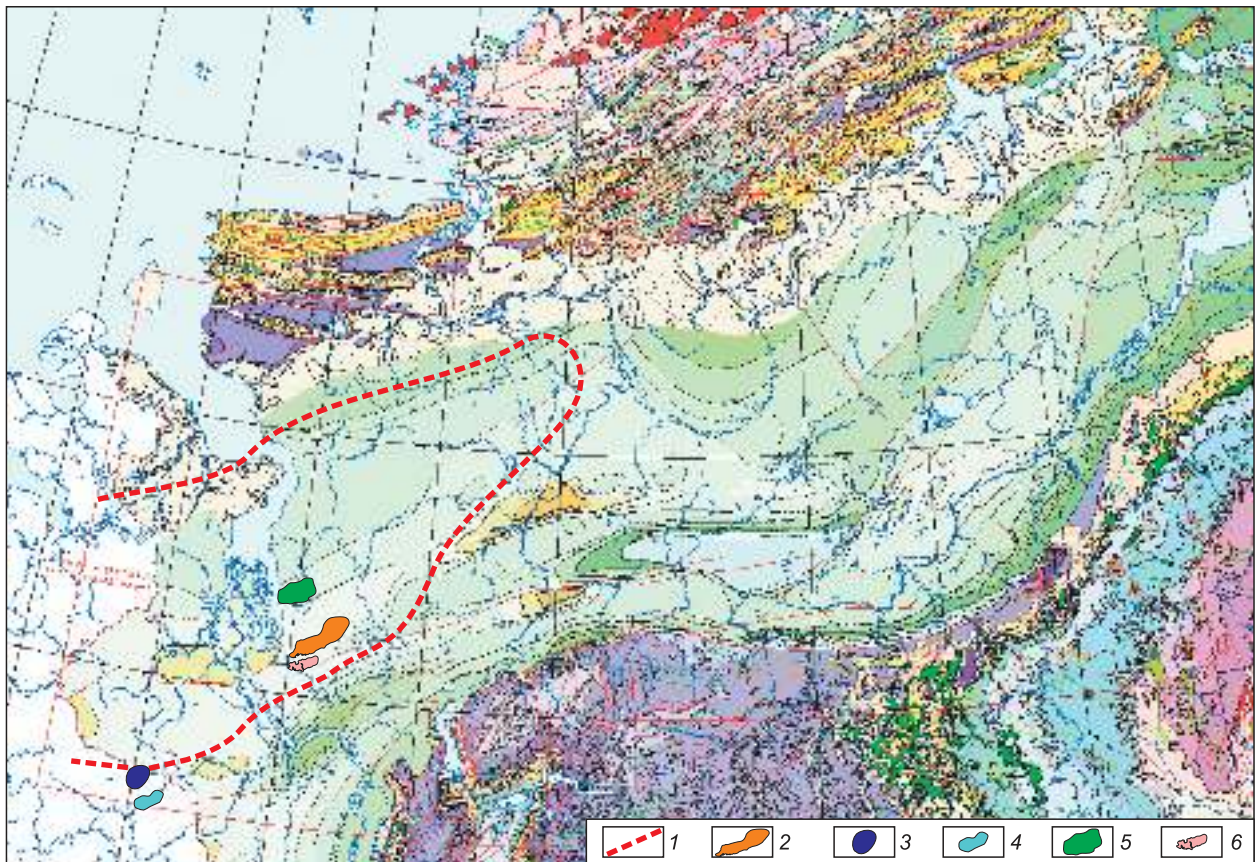
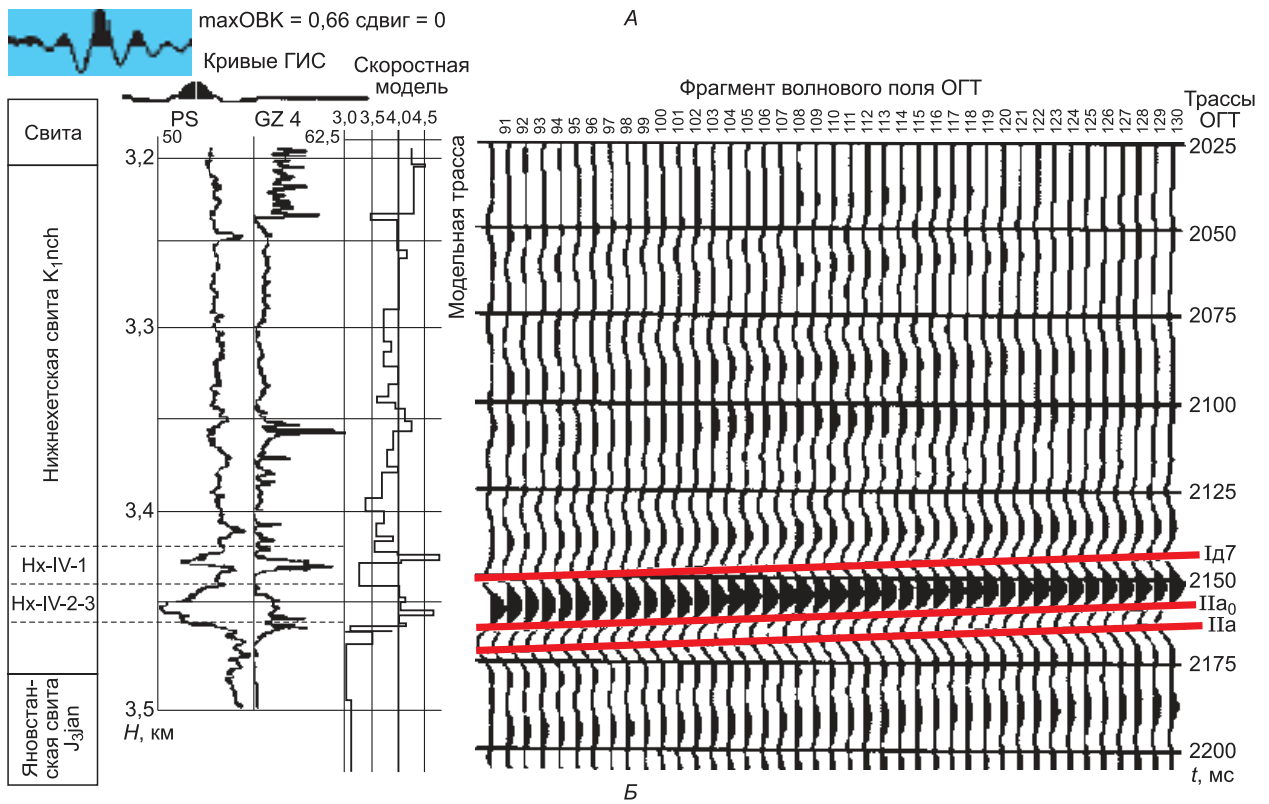


Рис. 16. Детальная стратиграфическая привязка продуктивных песчаников по Пайяхской скв. 6 (А) и обзорная геологическая карта Енисей-Хатангского регионального прогиба (Б) [Исаев и др., 2011]:

1 – граница клиновидного комплекса ЕХРП; месторождения: 2 – Северо-Пайяхское, 3 – Северо-Соленинское, 4 – Соленинское, 5 – Байкаловское, 6 – Пайяхское

оставить индексы и нумерацию, сверху вниз ЯН₁¹–ЯН₁⁶, предлагавшуюся ранее [Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004]. Хотя логичнее было бы оцифровывать пласты снизу вверх, в порядке их накопления. Не мешает и ориентирующая аббревиатура вида их резервуара – Кл (клиноформный).

Таким образом, в верхнем бат-берриасском разрезе Западной Сибири вполне правомерно выделение еще одного, третьего (ранее не опознанного), яновстанского регионального нефтегазоносного комплекса. Он, как и два других, идентифицирован с использованием системного *принципа сопряженности*. В составе комплекса два различных по структурному положению и генезису резервуара с доказанной нефтегазоносностью: *нижний, базальный, и верхний, клиноформный*. Во втором из них залежи будут связаны с двумя субрезервуарами.

В ряде районов центральной части палеобассейна, как отмечалось выше, выявлен еще и третий резервуар, связанный с трещиноватыми породами *баженовской* свиты и доказанной нефтегазоносностью исключительно в литологических ловушках. Поскольку *баженовская свита* так значима в стратиграфическом, геологическом и нефтегазоносном отношениях (с множеством дискуссионных вопросов), то целесообразно посвятить ей следующую специальную главу.

3. ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

3.1. ОБЗОР ОПУБЛИКОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И СТАНОВЛЕНИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ

Битуминозные баженовские отложения в виде самостоятельной пачки впервые были выделены Ф.Г. Гурами в 1959 г. в нижней части марьяновской свиты. Ф.Г. Гурами отметил наличие очень крепких известковистых аргиллитов с тонкой слоистостью (либо отсутствием сланцеватости), которые отличаются от остальной толщи повышенной плотностью, за счет чего резко возрастает их кажущееся сопротивление (до 75 Ом·м) на каротажных диаграммах [Гурами, 1959].

Баженовская свита является уникальным объектом, можно сказать, что “три в одном”:

- нефтематеринская толща, которая, как считает А.Э. Конторович, продуцировала свыше 80 % геологических ресурсов нефти Западно-Сибирской провинции, одной из величайших на планете [Конторович и др., 1998; Гурами, 2000];
- один из самых надежных флюидоупоров в терригенном разрезе Западно-Сибирской плиты для юрских коллекторов;
- глинистые отложения баженовской свиты, представленные листовыми микрослоистыми глинами с широкоразвитыми микротрещинами, являются и коллектором нефти.

Практически не известно другой осадочной толщ, столь обширной по площади (около 1 млн км²) и более-менее выдержанной по мощности и литологическому составу [Захаров, 2006]. Кроме того, за счет отличных от вмещающих терригенных пород свойств баженовская свита является ярко выраженным региональным реперным горизонтом на сейсмических разрезах, аналогов которому не существует. В акустическом разрезе ей соответствует аномальное уменьшение скоростей продольных волн (увеличение DT), что приводит к образованию интенсивной отраженной волны Б, прослеживаемой по временным разрезам большей части Западно-Сибирской плиты.

Первоначально предполагалось, что баженовская толща имеет однородный литологический состав и строение разреза [Ли и др., 1960], но по мере накопления фактического материала и совершенствования методов исследований стало ясно, что отложения баженовской свиты характеризуются значительно более сложным строением [Брадучан и др., 1986; Алексеев, 2009]. В настоящее время в составе баженовского горизонта выделяются 10 свит: собственно баженовская свита, представленная битуминозными аргиллитами; марьяновская; тутлеимская; мулымьинская; даниловская; яновстанская и гольчихинская, представленные глинистыми отложениями, преимущественно тонкоотмученными с битуминозными прослоями; а также максимоярская; баганская и фёдоровская, представленные песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов [Решение..., 2004] (см. рис. 9). Баженовская свита представлена аргиллитами битуминозными черными с коричневатым оттенком, массивными, плитчатыми, листоватыми, с прослоями радиоляритов, глинистых известняков, остатками морских фоссилий (рис. 17).

От центра Западно-Сибирского позднеюрского бассейна к периферии мощность баженовской свиты увеличивается, уменьшается битуминозность прослоев, происходит постепенное опесчанивание отложений и смена фациальных районов.

Рис. 17. Керн из баженовской свиты [Зарипов, Сонич, 2001]



В свою очередь отложения собственно баженовской свиты также не являются однородными. Еще в монографии “Баженовский горизонт Западной Сибири” [Брадучан и др., 1986] выделялось несколько типов разрезов баженовской свиты. Для центральной части Западно-Сибирской плиты по комплексу каротажных диаграмм можно выделить три основных типа разреза баженовской свиты: сургутский, нижневартовский и вахский (рис. 18–20).

Для *сургутского типа* разреза характерен резкий переход к перекрывающим отложениям и более плавный – к подстилающим (см. рис. 18). Значения радиоактивности (ГК) достигают 200 мкР/ч, при фоновых около 15 мкР/ч, кажущегося сопротивления (КС) – до 160 Ом·м. Мощность свиты в среднем составляет около 20 м, но может доходить и до 40 м. Свита характеризуется крайне неоднородным строением, в ее разрезе исследователи выделяют от двух [Алексеев, 2009] до десятков пачек [Ларичев, Фомичев, 2001]. На рис. 18 по комплексу каротажных диаграмм можно выделить три основные пачки. Нижняя пачка (первая) характеризуется понижением сопротивления и невысокими значениями радиоактивности.

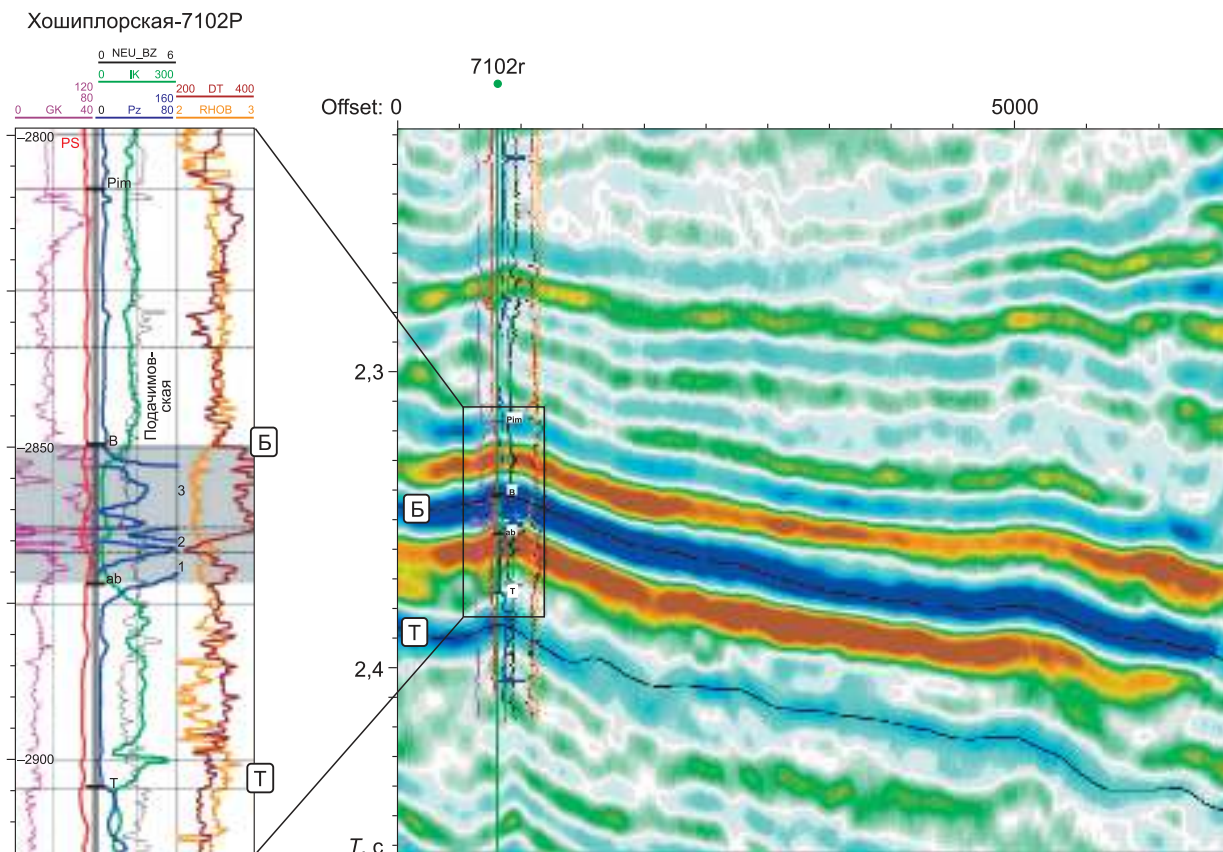


Рис. 18. Типичная (классическая) баженовская свита (Сургутский разрез)

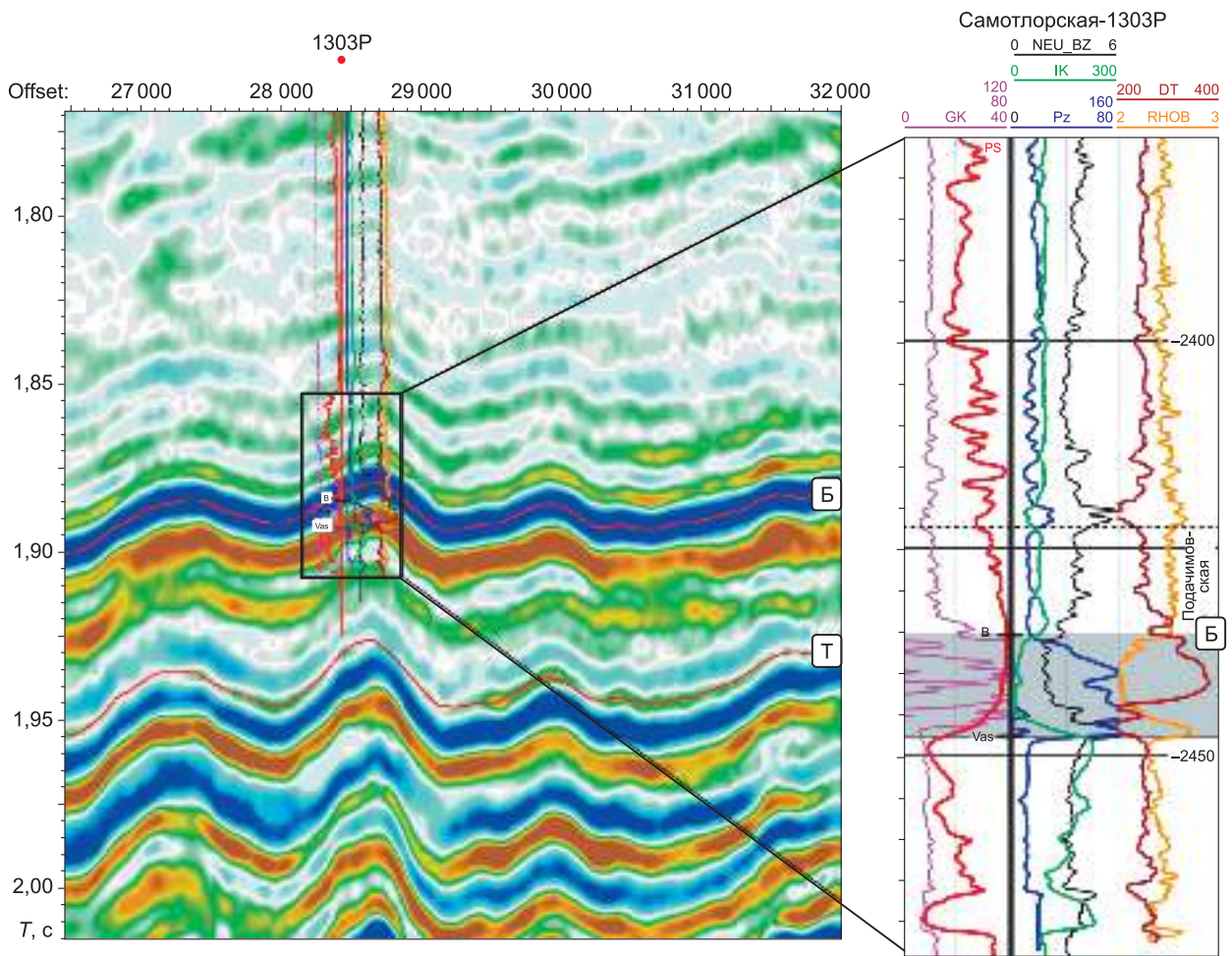


Рис. 19. Типичная (классическая) баженовская свита (Нижневартовский разрез)

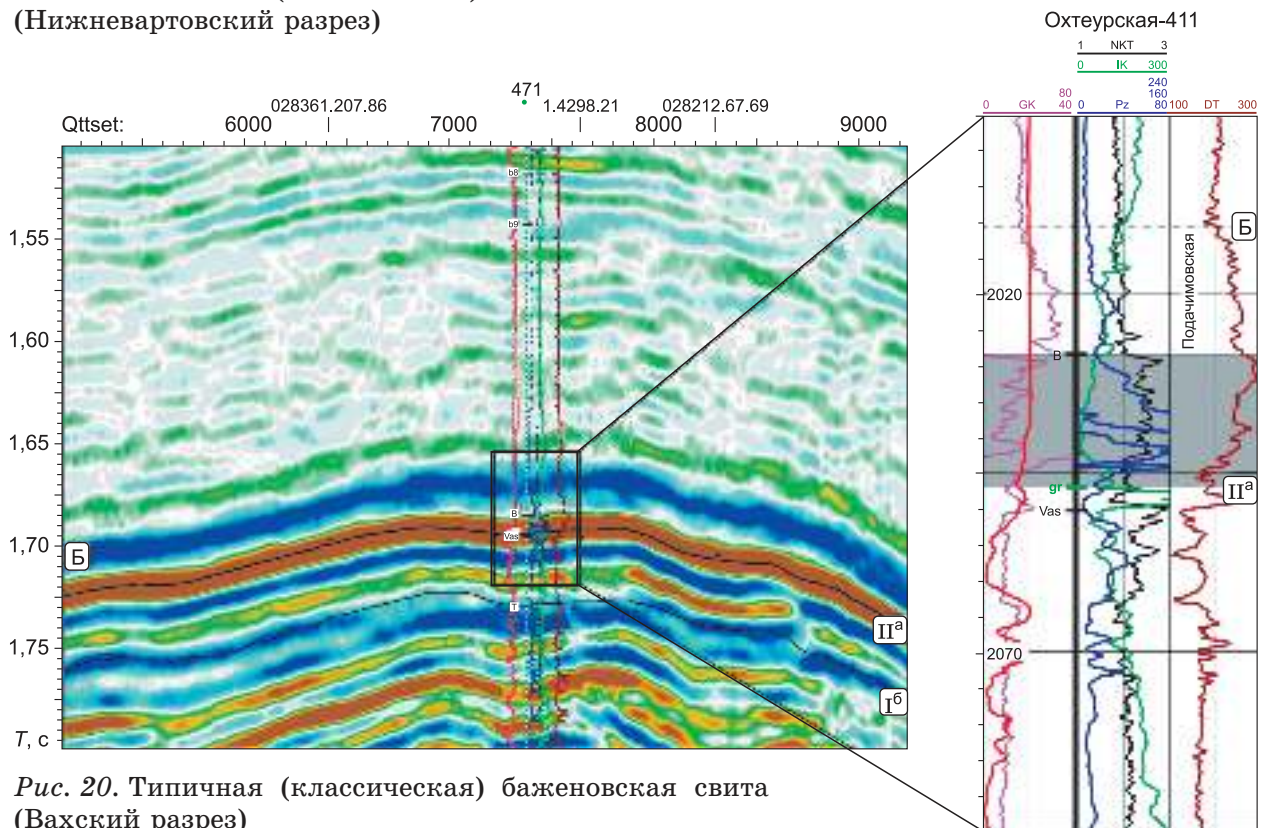


Рис. 20. Типичная (классическая) баженовская свита (Вахский разрез)

Вторая пачка характеризуется аномально высокими значениями ГК, пониженными значениями КС и ДТ, что не типично для отложений баженовской свиты, и несколько повышенными значениями плотности (РНОВ). Для третьей пачки характерны повышенные значения КС, ГК и ДТ. При более дробном расчленении данные пачки можно разделить на еще более мелкие. Неоднородность баженовских отложений этого типа иллюстрирует и фотография керна, представленная на рис. 21. К сожалению, керн отобран лишь из нижней и верхней пачек, т. е. на фото не представлены отложения, относящиеся к маломощной второй пачке.

Проводилось детальное изучение керогена битуминозных пород баженовской свиты Сургутского свода и установлено, что существует значительная латеральная неоднородность катагенетической измененности керогена даже на небольшой территории. Интервал изменения температуры от 456 до 1000 °С и более характеризует широкий диапазон углефикации: от стадии бурых углей до графита. При этом их чередование с глубиной не подчиняется ни литологическим, ни геостатическим закономерностям [Коровина, 2005].

Особое внимание уделяется салымскому подтипу баженовской свиты, который по предложенной классификации входит в сургутский тип. Это связано с промышленной продуктивностью данных отложений. Для салымского подтипа характерно линзовидное строение, обусловленное частым чередованием по вертикали и латерали линз массивных и тонкослоистых пород. Размеры таких линз самые разные, но в большинстве случаев их протяженность составляет 1–3 км при мощности 10–15 м [Зарипов, Соич, 2001].

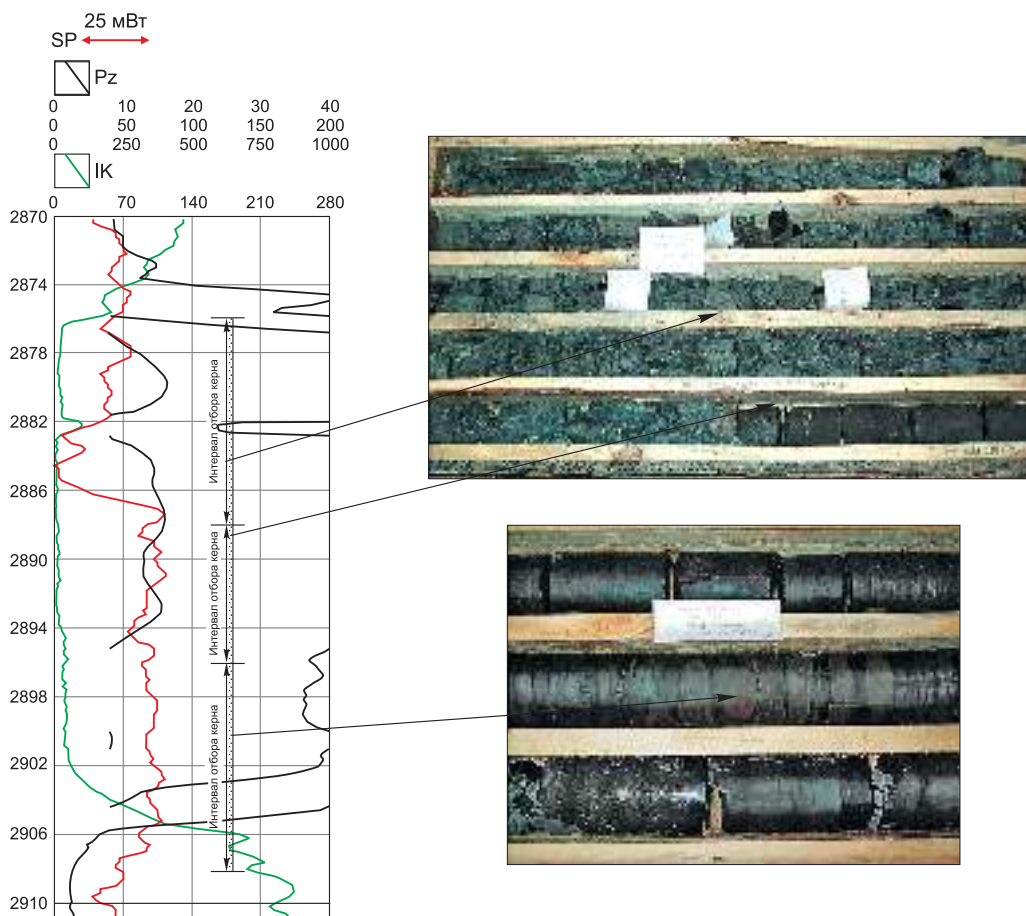


Рис. 21. Керн баженовской свиты (Сургутский свод)

На сейсмических разрезах в кровле баженовской свиты формируется высокоамплитудная, высококогерентная, динамически выдержанная фаза (отражающий горизонт Б) с отрицательными коэффициентами отражения за счет изменения акустической жесткости между высокоскоростными нижнемеловыми аргиллитами (или песчаниками) и низкоскоростными и менее плотными битуминозными аргиллитами баженовской свиты.

Для *нижневартовского типа* разреза характерно более-менее однородное строение по данным радиоактивного и стандартного каротажа (см. рис. 19). Но по данным акустического и плотностного каротажа в низах баженовской свиты выделяется пачка, похожая на пачку № 2 в сургутском типе разреза: пониженные (ниже фоновых) значения ДТ и повышенные (превышающие фоновые) значения плотности. В сводах некоторых поднятий из разреза выпадает георгиевская свита и битуминозные отложения несогласно залегают на васюганских песчаниках. И верхнюю, и нижнюю границы свиты характеризует резкий переход к вмещающим отложениям. Мощность свиты в среднем составляет около 15 м, значения радиоактивности достигают 120 мкР/ч, кажущегося сопротивления – до 90 Ом·м. На сейсмических разрезах данный тип смотрится аналогично таковому для Сургутского свода.

Для *вахского типа* разреза характерны невысокие (относительно двух других) значения радиоактивности – до 60 мкР/ч и наличие в нижней части разреза пачки с максимальными (до 240 Ом·м) значениями сопротивления (см. рис. 20). Нижняя граница свиты имеет резкий контакт с георгиевской свитой по значениям ГК и КС, а верхняя граница характеризуется постепенным переходом. В соответствии с таким строением на сейсмических разрезах в интервале, приуроченном к подошве баженовской свиты, формируется положительное высокоамплитудное, динамически выдержанное отражение за счет изменения акустической жесткости между низкоскоростными аргиллитами баженовской свиты и высокоскоростными верхнеюрскими песчаниками (при условии небольшой мощности георгиевской свиты). Поэтому в Томской области на сейсмических разрезах реперным считается отражающий горизонт П^а, отождествляемый с подошвой баженовской свиты. Основной вклад в формирование отражения вносит перепад акустических жесткостей на границе баженовских битуминозных аргиллитов с отложениями георгиевской свиты, характеризующимися повышенными значениями скорости и плотности, а также песчаниками пласта Ю₁ в кровле васюганской свиты.

Для отложений баженовской свиты характерно увеличение ДТ по отношению к вышележащим породам, что приводит к формированию акустической границы с отрицательным коэффициентом отражения. Глинистая подачимовская пачка обладает похожими свойствами и также характеризуется увеличением ДТ, а кроме того – и повышенной радиоактивностью, что иногда приводит к затруднению при отождествлении кровли баженовской свиты и по каротажным диаграммам. Таким образом, в волновом поле сейсмических разрезов наблюдается две рядом расположенные толщи со сходными акустическими границами. При этом от скважины к скважине выраженность отражения может меняться. Такое строение приводит к образованию сложного интерференционного, двумодального отрицательного отражения.

За более чем полувековую историю исследований в отношении баженовской свиты так и не сформировалось единой точки зрения на природу ее формирования. И в последние годы интерес к данному объекту не только не угас, но и стал проявляться все более активно. Например, лишь в МГУ за последний год защищено три диссертации на соискание степени кандидата геолого-минералогических наук на тему строения баженовской свиты (по данным сайта geo.web.ru).

Доманикитовые отложения (черносланцевая толща), к которым относятся и отложения баженовской свиты, распространены по всему миру в широком возрастном

диапазоне: от кембрия (куонамская толща Сибирской платформы) до миоцена (сланцы Монтерей, Тихоокеанское побережье США). В настоящее время популярна тема добычи жидких УВ из сланцев, что подогревает интерес к проблеме баженовской свиты. Кроме того, складывается такая ситуация, что чем глубже и детальней изучаются данные отложения, чем современнее становится диагностическая аппаратура и методы исследований, тем больше возникает вопросов и противоречий.

На генезис баженовской свиты существуют две противоположные точки зрения. Одна группа исследователей считает, что баженовская свита формировалась в наиболее глубокой части эпиконтинентального бассейна с застойными придонными водами [Ясович 1981; Брадучан и др., 1986; Карогодин, 1996; Мкртчян и др., 1987; Гурари, 2000; Корнев, 2000; Нежданов, 2004; Захаров, 2006; и др.]. Глубины моря в бассейне превышали 200 м, а некоторые исследователи полагают, что глубина баженовского моря могла достигать и 600–700 м [Гурари, 2000; Захаров, 2006] и даже 1000 м [Гурари и др., 1988].

Большинство исследователей, придерживающихся глубоководного генезиса баженовской свиты, считает, что ее образование связано с глобальной трансгрессией: резкий подъем уровня моря на большой территории, повышение базиса эрозии и уменьшение терригенного стока впадавших рек. Но Ф.Г. Гурари, раньше также считавший, что доманикитовые образования отвечают эпохам максимальных трансгрессий [Гурари и др., 1988], в последние годы своих исследований особое внимание уделял не столько колебаниям уровня моря, сколько климату. Он полагал, что основной фактор образования доманикитов – это аридный, жаркий сухой климат [Гурари, 2000]. Хотя среди ученых нет согласия и с определением палеоклимата. По данным других исследователей Западной Сибири, в течение всего волжского времени здесь господствовал субтропический климат – аридный на юге и гумидный на севере [Захаров, 2006].

Другая группа исследователей [Зарипов, Сонич, 2001; Ларичев и др., 2002; Зубков, Пормейстер, 2005] полагает, что баженовское море было мелководным либо его глубина в течение волжского времени не была постоянной. При низком стоянии уровня моря некоторые подводные возвышенности представляли собой мелководные банки, где развивался бентос и произрастали водоросли, корни которых содержали значительное количество клетчатки [Ларичев и др., 2002].

Как известно, не существует прямых индикаторов палеоглубин, поэтому батиметрию баженовского моря можно реконструировать лишь косвенными методами. Гипотеза глубоководного морского бассейна выглядит наиболее логичной, если принимать во внимание клиноформную модель строения неокомских отложений, которая предполагает существование некомпенсированного глубоководного бассейна с боковым заполнением осадками, а каждая клиноформа является палеопрофилем бассейна.

По нашему мнению, условия седиментации баженовской свиты значительно сложнее и разнообразнее, о чем свидетельствует неоднородность ее строения.

В.Ф. Гришкевич с соавторами предлагают альтернативную модель формирования битуминозных аргиллитов, которая подробно изложена в монографии [Гришкевич, 2005]. Данная модель предполагает, что в зоне высокой биопродуктивности на присклоновой подводной равнине флокулярно-пелетные агрегаты могут преобладать в общем потоке осадочного вещества и образовывать тонкие, обогащенные органикой органо-терригенные осадки (будущие битуминозные аргиллиты). Далее, в открытом море, концентрация терригенной взвеси падает до минимальных значений, падает и интенсивность фотосинтеза [Лисицын, 1988; Гришкевич, 2005].

Нам данная модель представляется наиболее логичной и объясняющей многие факты, в том числе и образование аномальных разрезов (АР) баженовской свиты, о чем речь пойдет ниже. Такая модель объясняет вертикальную и латеральную измен-

чивость литологического состава баженовской свиты как прямое следствие одновременного накопления ее осадков в динамичной зоне проделты и условиях открытого моря. Линзовидное строение баженовской свиты установлено на Салымском месторождении [Зарипов, Сонич, 2001]. Объясняет данная модель и расхождение во мнениях многих специалистов о солености палеобассейна [Захаров, Сакс, 1983].

Предполагается, что битуминозные аргиллиты формируются в относительно узкой (около 50 км) полосе, примыкающей к подножию склона. Эта полоса соизмерима с поперечным размером фондоформных частей седиментационных комплексов (клиноформ), в далеком море отложения практически не возникают. По мере заполнения верхнеюрско-нижнемелового бассейна осадками происходила миграция зоны высокой биопродуктивности к центру бассейна. Таким образом, отложения баженовской свиты являются диахронными и постепенно омолаживаются в сторону осевой части бассейна от титона до готерива. Еще в 1987 г. О.М. Мкртчян с соавторами писал о том, что баженовская свита представляем собой “несколько разобщенных в геологическом пространстве битуминозно-глинистых слоев”. Последовательно, с востока на запад, происходит неоднократное региональное выклинивание баженовских литофаций и появляются новые подобные же литофации (но на более высоком стратиграфическом уровне) по тому же закону, что и миграция ачимовских клиноформ [Мкртчян и др., 1987].

В.Ф. Гришкевич пишет, что битуминозные аргиллиты имеют скользящий возраст кровли от поздневолжского на востоке, в районе Алекснадровского свода, до раннеготеривского в Шаимском районе [Гришкевич, 2005]. Но вряд ли существуют надежные палеонтологические подтверждения этой территории. До сих пор некоторые исследователи отрицают и наличие разновозрастных неокомских клиноформ, которые примыкают к баженовской свите. Трудно судить о том, почему до сих пор не найдено убедительных палеонтологических доказательств резкого омоложения отложений от периферии к центру бассейна. Это может быть связано с недостаточным количеством находок или ненадлежащей сохранностью руководящих групп организмов. Обычно смена групп организмов происходит в результате изменения температурного, гидрохимического и гидродинамического режимов бассейна. В течение развития волжско-неокомского бассейна эти условия оставались более-менее постоянными, что не могло не сказаться на видовом разнообразии живых организмов [Нежданов и др., 2005].

А.А. Нежданов с соавторами в своих работах показывают, что клиноформная модель неокома не противоречит палеонтологическим данным. Ими был проведен детальный анализ находок палеонтологических остатков в Широком Приобье и северной части Западной Сибири и составлена клиноформная схема стратиграфического расчленения неокома по аммонитам и бухиям [Нежданов и др., 1992, 2000, 2005]. На схеме показано, что по мере продвижения с востока на запад отложения, примыкающие к баженовской свите, омолаживаются с берриаса (Северо-Васюганская площадь) до готерива ($K_1h_1^2$) на Заозерной площади. К сожалению, подобных исследований нам больше не встречалось, хотя, конечно, невозможно уследить за всеми публикациями по данной теме. Но в настоящее время существует еще одна проблема – коммерческая тайна. Большинство получаемой информации в ходе изучения недр принадлежит частным компаниям, которые не разрешают использование своих материалов для публикаций.

3.2. ВЫДЕЛЕНИЕ АНОМАЛЬНЫХ РАЗРЕЗОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

Большой интерес представляют собой так называемые аномальные разрезы баженовской свиты, которые были впервые выделены в конце 1970-х гг. По всей видимости, впервые о данном типе разреза было сообщено Г.С. Ясовичем и Г.П. Мясниковой

[Гурари и др., 1988]. Данный тип разреза был назван аномальным, так как это совершенно особые образования, не характерные для отложений баженовской свиты. Были описаны разрезы на ряде площадей Среднего Приобья, в которых битуминозные глинистые породы чередуются с песчаниками и алевролитами, идентичными по составу и текстурам ачимовским песчаникам. Характер взаимоотношений этих пород разнообразный даже в пределах разреза одной скважины. Иногда они залегают горизонтально среди битуминозных аргиллитов, но чаще смяты, имеют флюидално подобную текстуру, разбиты трещинами с зеркалами скольжения, и среди них могут встречаться брекчированные обломки битуминозных пород. Аномальные разрезы, как правило, имеют большие мощности (до 100 м и более). Например, в скв. № 11а Западно-Перевальная мощность аномального разреза составляет 126 м.

Нижняя граница АР соответствует кровле георгиевской или абалакской свиты, а верхняя граница – кровле последнего пласта битуминозных аргиллитов, перекрывающихся АР отложениями подачимовской или ачимовской толщи.

В большинстве случаев распространение АР по площади картируется сейсморазведкой МОГТ (рис. 22 и 23) и впоследствии подтверждается бурением. Зоны с АР баженовской свиты на сейсмических разрезах выделяются по следующим признакам:

- резкое, скачкообразное изменение времени регистрации отражающего горизонта Б без смещения осей синфазности отражений следующих за ним отражающих горизонтов Т, Т₁ и др. (отождествляемых с границами в юрском интервале разреза);
- увеличение разницы времен регистрации отражающего горизонта Б и другого, следующего за ним, т. е. происходит резкое и локальное увеличение мощности отложений баженовской свиты;
- уменьшение амплитуды горизонта Б.

По данным анализа, проведенного В.А. Корневым в Среднем Приобье, аномальные разрезы баженовской свиты закартированы на 57 площадях, причем с каждым годом этот список увеличивается на три-четыре площади [Корнев, 2000]. Если следо-

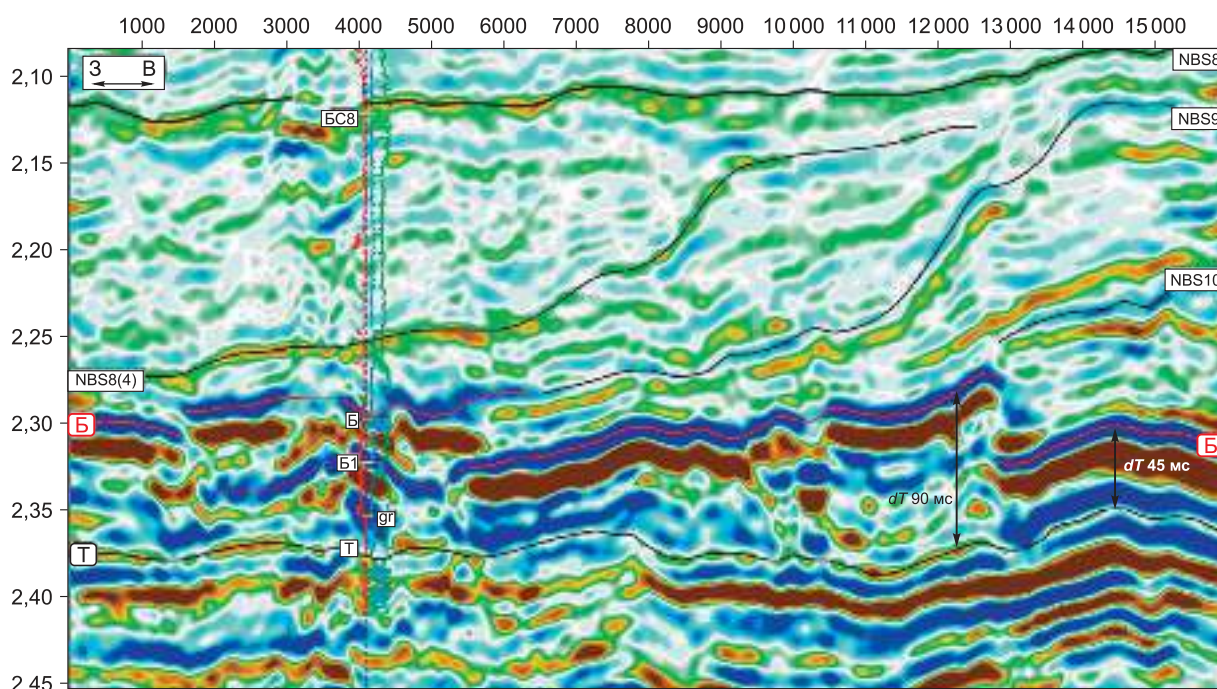


Рис. 22. Фрагмент сейсмического разреза на Сургутском своде в области развития АР горизонта Б

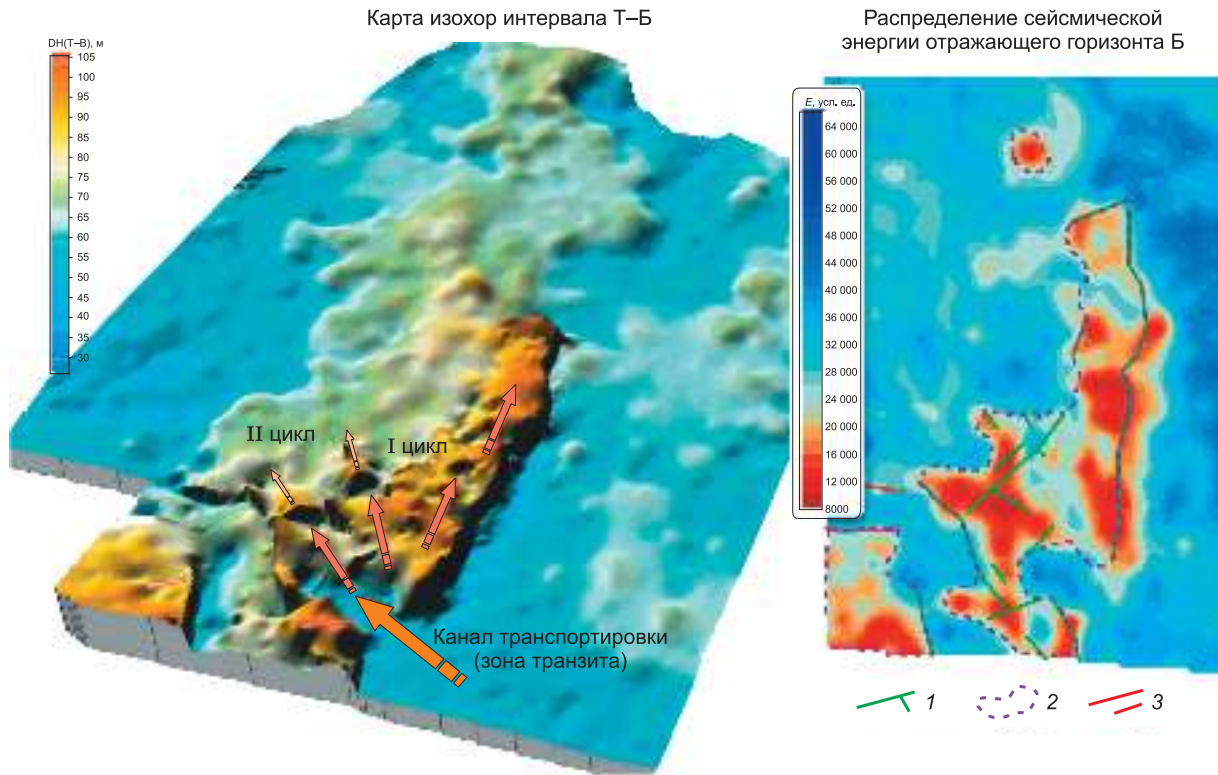


Рис. 23. Пример выделения АР баженовской свиты по данным сейсморазведки:
 1 – линии скачкообразного изменения глубины залегания кровли баженовской свиты; 2 – граница области развития АР горизонта Б; 3 – тектонические нарушения

вать этому прогнозу, в настоящее время таких зон должно быть около 100. Наличие аномальных разрезов установлено практически по всей территории распространения битуминозных аргиллитов не только баженовской свиты, но и ее стратиграфических аналогов: мулымьинской и тутлеймской (рис. 24). Кроме того, предполагается нали-

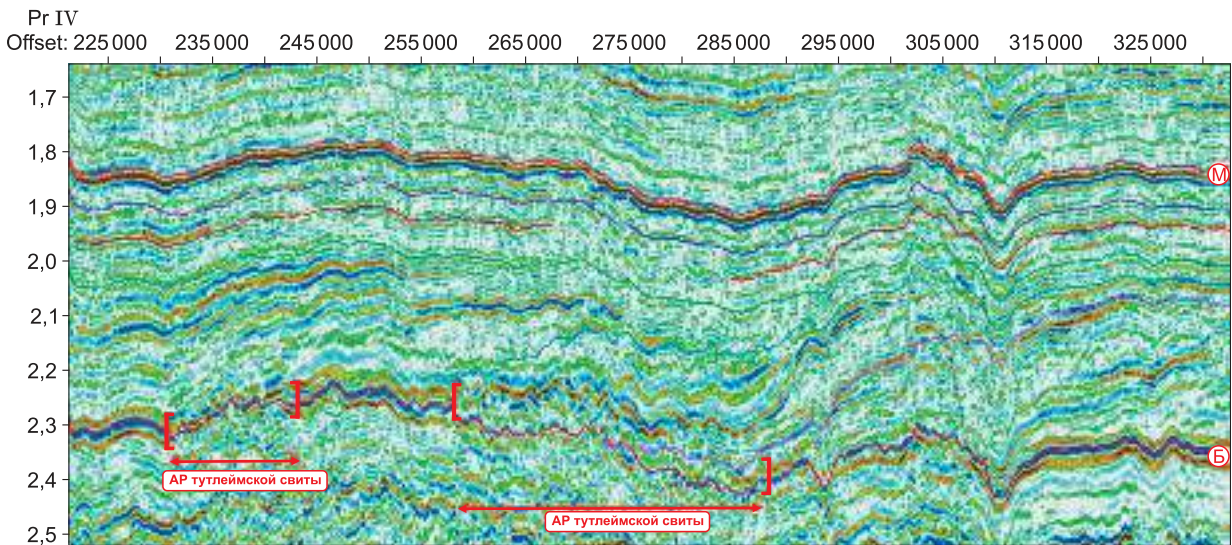


Рис. 24. Возможное отображение аномальных разрезов тутлеймской свиты

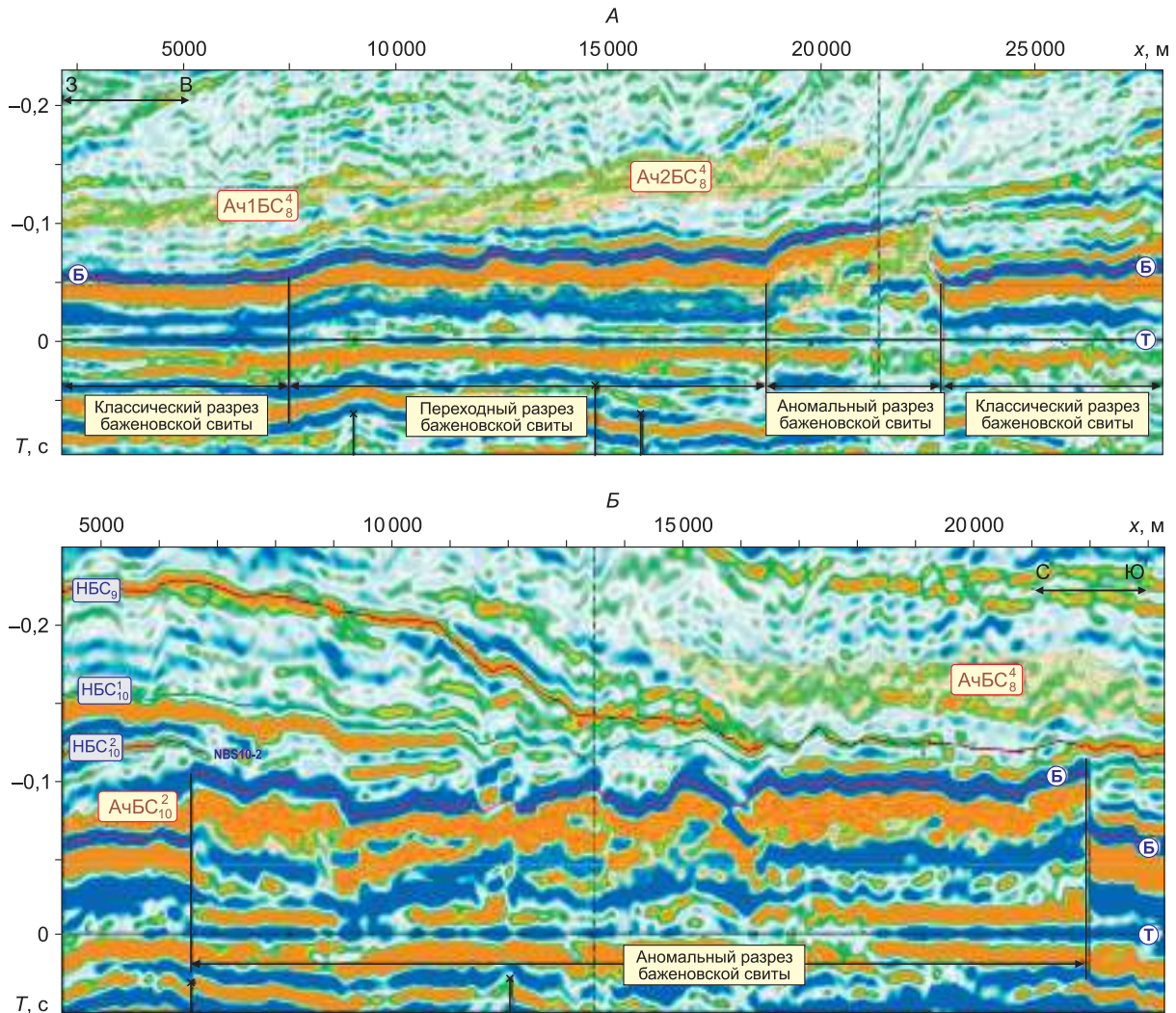


Рис. 26. Отображение строения аномальных разрезов баженовской свиты на сейсмических палеоразрезах:

А – вдоль напластования (субширотный разрез); В – вкrest напластования (субмеридиональный разрез)

незначительное, визуально энергия волны В остается максимальной. Тем не менее при более детальном рассмотрении и такой переходный тип картируется по данным сейсморазведки (см. рис. 26, А). Еще более однозначно переходный тип выделяется по разрезам R^0 (AVO-атрибут), на этом параметре видно, как падают коэффициенты отражения в области AP баженовской свиты (рис. 28).

Нами были составлены разрезы по скважинам вдоль напластования (юго-восточное направление), и даже по скважинам видно, как кулисообразно располагаются битуминозные прослои по аналогии с ачимовскими пачками (см. рис. 27 и 29) и как они переходят вверх по восстанию в небитуминозные глинистые неокомские отложения. На рис. 27 в скв. № 601, 44, 46 наблюдаются AP баженовской свиты, представленные преимущественно алевритопесчаными отложениями, заключенными между битуминозными аргиллитами и абалакской свитой. По мере продвижения в восточном направлении эти алевритопесчаные отложения переходят в ачимовские (скв. № 109, 117).

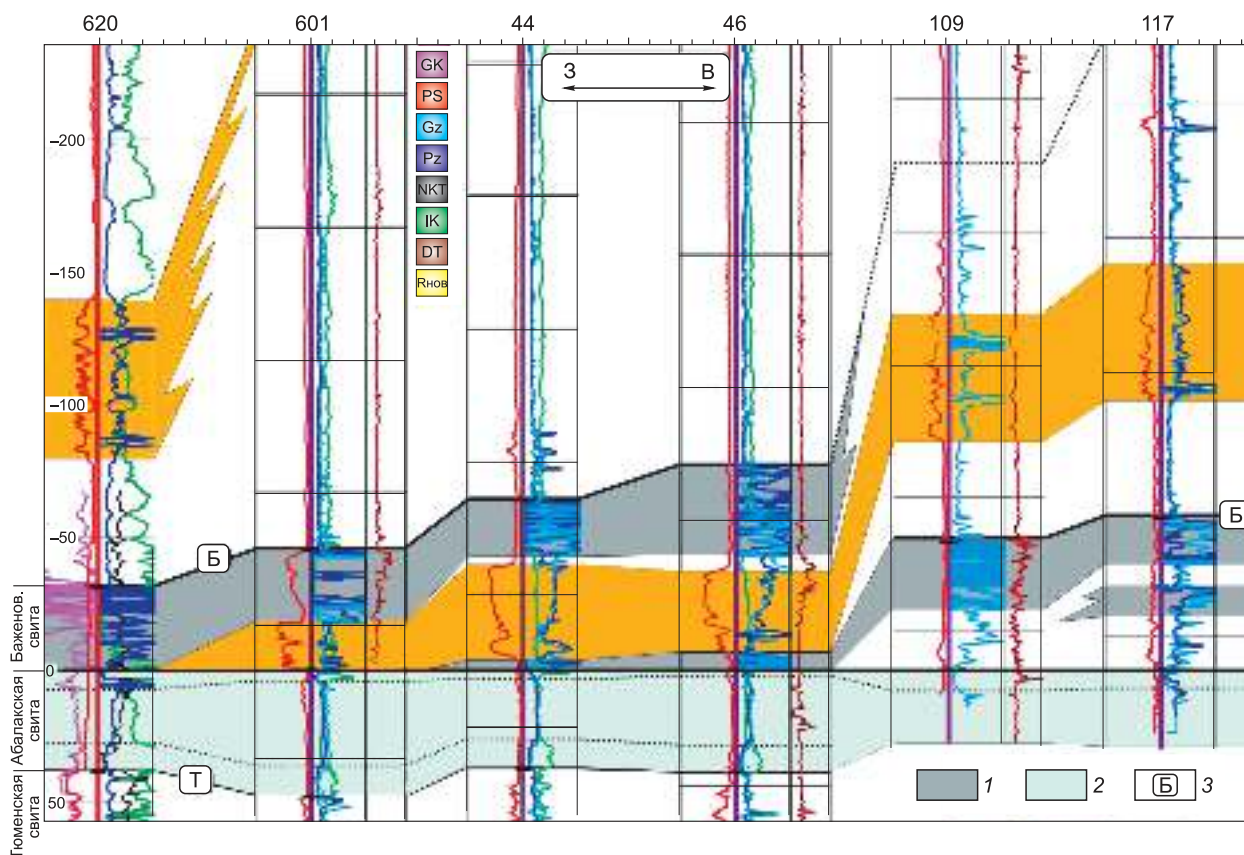


Рис. 27. Строение аномальных разрезов баженовской свиты с мощными песчаными пластами (Перевальная площадь, Сургутский свод):

1 – битуминозные аргиллиты; 2 – абалакская свита; 3 – индекс отражающего горизонта

А на рис. 29 АР горизонта Б представлены преимущественно алевритоглинистыми отложениями. Аналогичная картина наблюдается и в нижнемеловых ачимовских отложениях, т. е. был дефицит песчаного материала, отразившийся и на ачимовских отложениях, и на АР баженовской свиты. Этот факт еще раз косвенно свидетельствует о генетическом единстве АР горизонта Б и неокомских отложений.

Все многообразие АР, выделяемых по каротажным диаграммам в скважинах, можно свести к трем основным типам. Для *первого типа* характерно наличие одной высокоомной и высокорadioактивной пачки в верхней части разреза мощностью около 15–20 м. Ниже по разрезу, до отложений абалакской или георгиевской свиты, наблюдаются породы, характерные для ачимовской толщи (см. рис. 27, скв. № 601, 109; рис. 29, скв. № 115, 102, 106).

Второй тип характеризуется наличием двух или более высокоомных и высокорadioактивных пачек, аналогичных по своим каротажным характеристикам классическим разрезам баженовской свиты и сопоставимых с нею по мощности. Причем одна из пачек всегда залегает в верхней части свиты, именно по ней и определяется кровля аномального разреза. Между этими пачками могут залегать и песчаники, и алевриты, и глины, а чаще всего наблюдается сложное чередование этих пород, аналогичное по строению ачимовской толщи (см. рис. 17, скв. № 44, 46, 117; рис. 29, скв. № 101, 100).

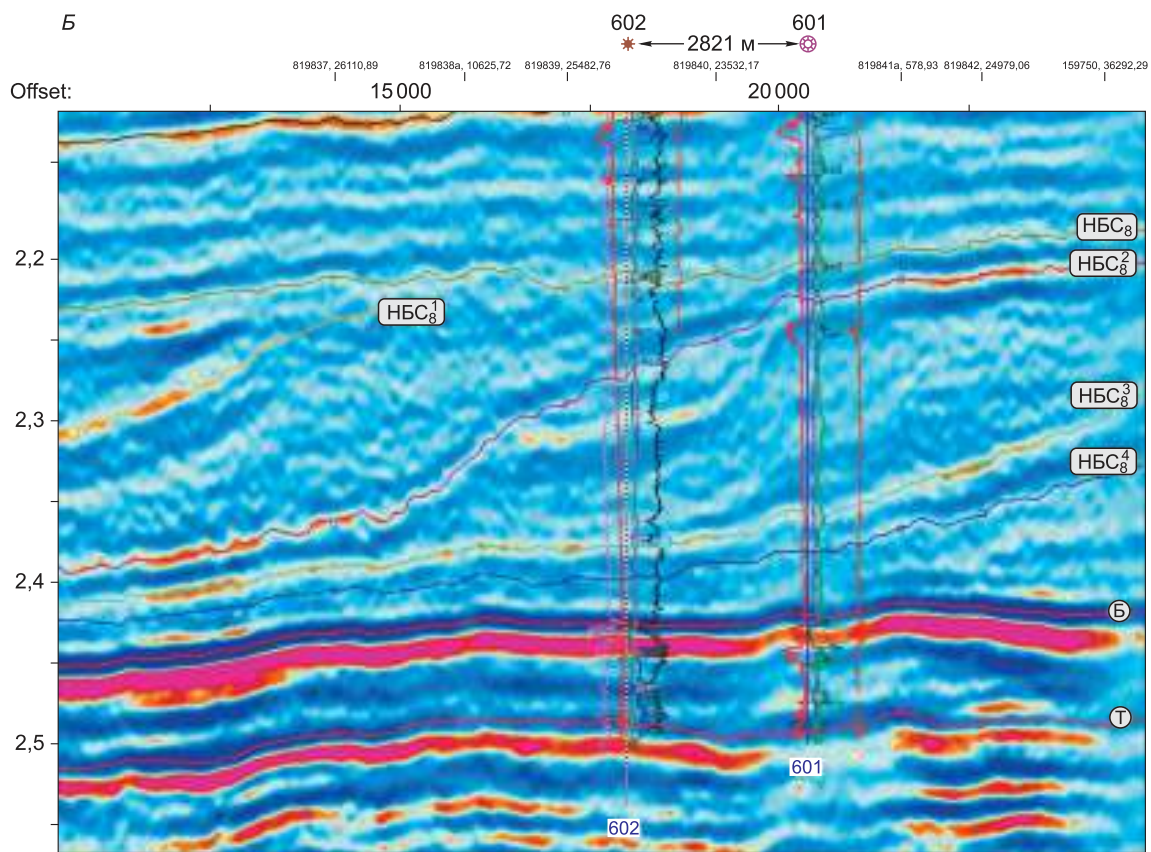
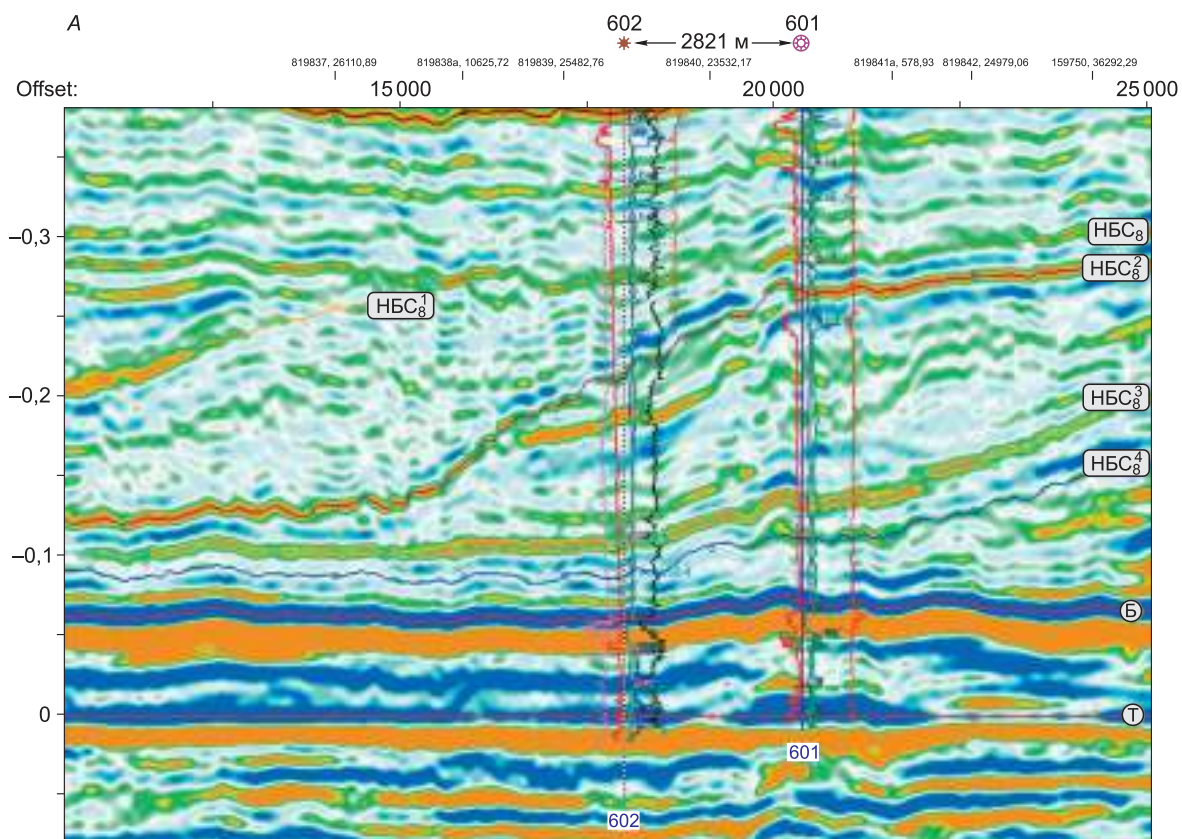


Рис. 28. Отображение разрезов баженовской свиты “промежуточного типа” на палеоразрезе амплитуд (А) и на разрезе R^0 – атрибута AVO (Б)

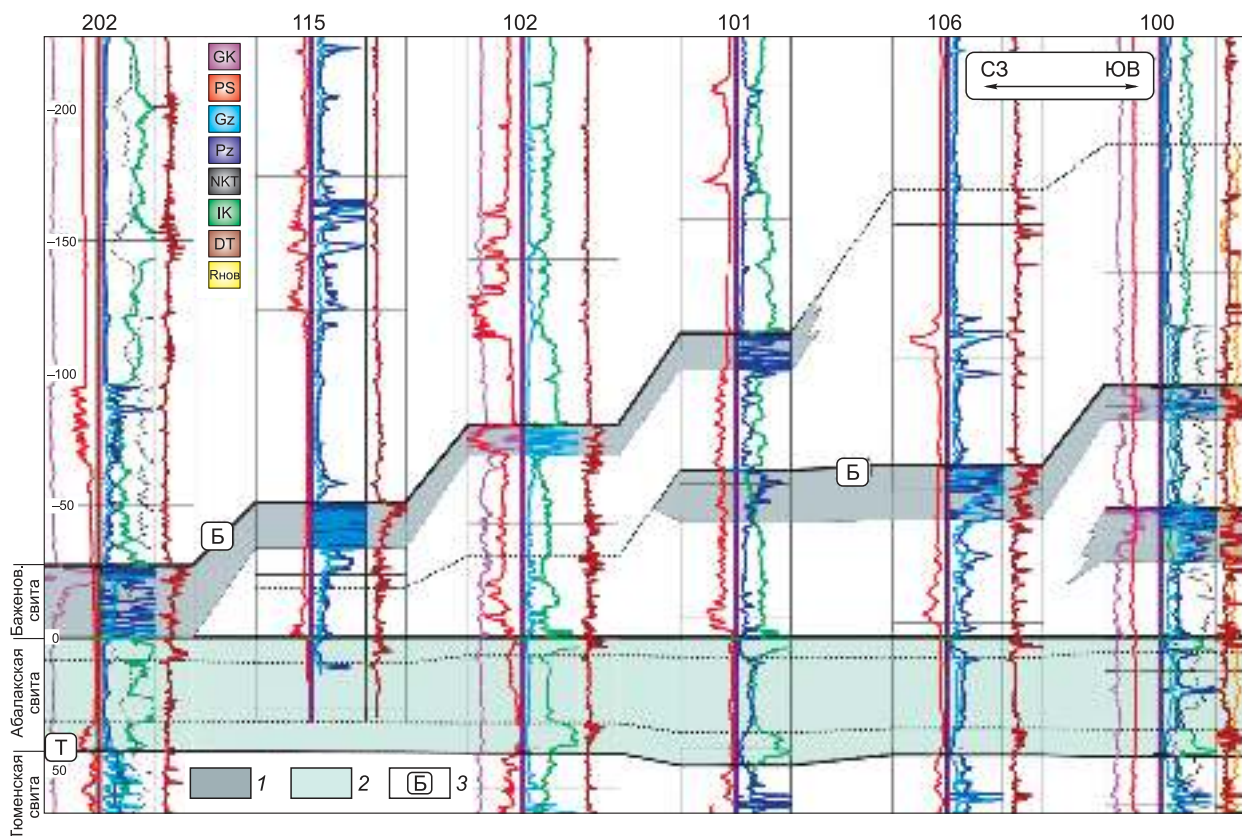


Рис. 29. Строение аномальных разрезов баженовской свиты с заглинизированными небитуминозными прослоями (Тянская площадь, Сургутский свод):

1 – битуминозные аргиллиты; 2 – абалакская свита; 3 – индекс отражающего горизонта

Третий тип АР характеризуется практически полным отсутствием высокобитуминозных отложений классической баженовской свиты (рис. 30). В разрезе скважин могут наблюдаться отложения, интерпретируемые (по каротажным диаграммам) как аргиллиты с повышенным сопротивлением или с повышенной радиоактивностью.

3.3. ФОРМИРОВАНИЕ АНОМАЛЬНЫХ РАЗРЕЗОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Несмотря на многочисленные исследования и публикации, вопрос о строении и происхождении аномальных разрезов баженовской свиты остается открытым (рис. 31). До сих пор некоторые исследователи полагают, что происхождение АР баженовской свиты можно рассматривать с позиции тектонических движений [Чернавских, 1994; Аухатов, 2001; Трофимова и др., 2008; Гутман и др., 2011; и др.].

В публикациях И.С. Гутмана с соавторами нет упоминания об аномальных разрезах баженовской свиты, но эти зоны показаны на рисунках к статье (об аномальных разрезах Северо-Конитлорского месторождения) [Гутман и др., 2011]. По мнению И.С. Гутмана, поскольку большинство пачек ачимовской толщи сложено плотными аргиллитами переменной толщины, формирование их происходило в условиях попеременного неравномерного прогибания дна глубоководного бассейна при волнообразных тектонических движениях.

В научно-исследовательской лаборатории литологии СургутНИПИнефть сформировалась следующая точка зрения на генезис АР баженовской свиты: “Аномальные разрезы пограничных слоев юрского и мелового возраста, в которых битуминозные

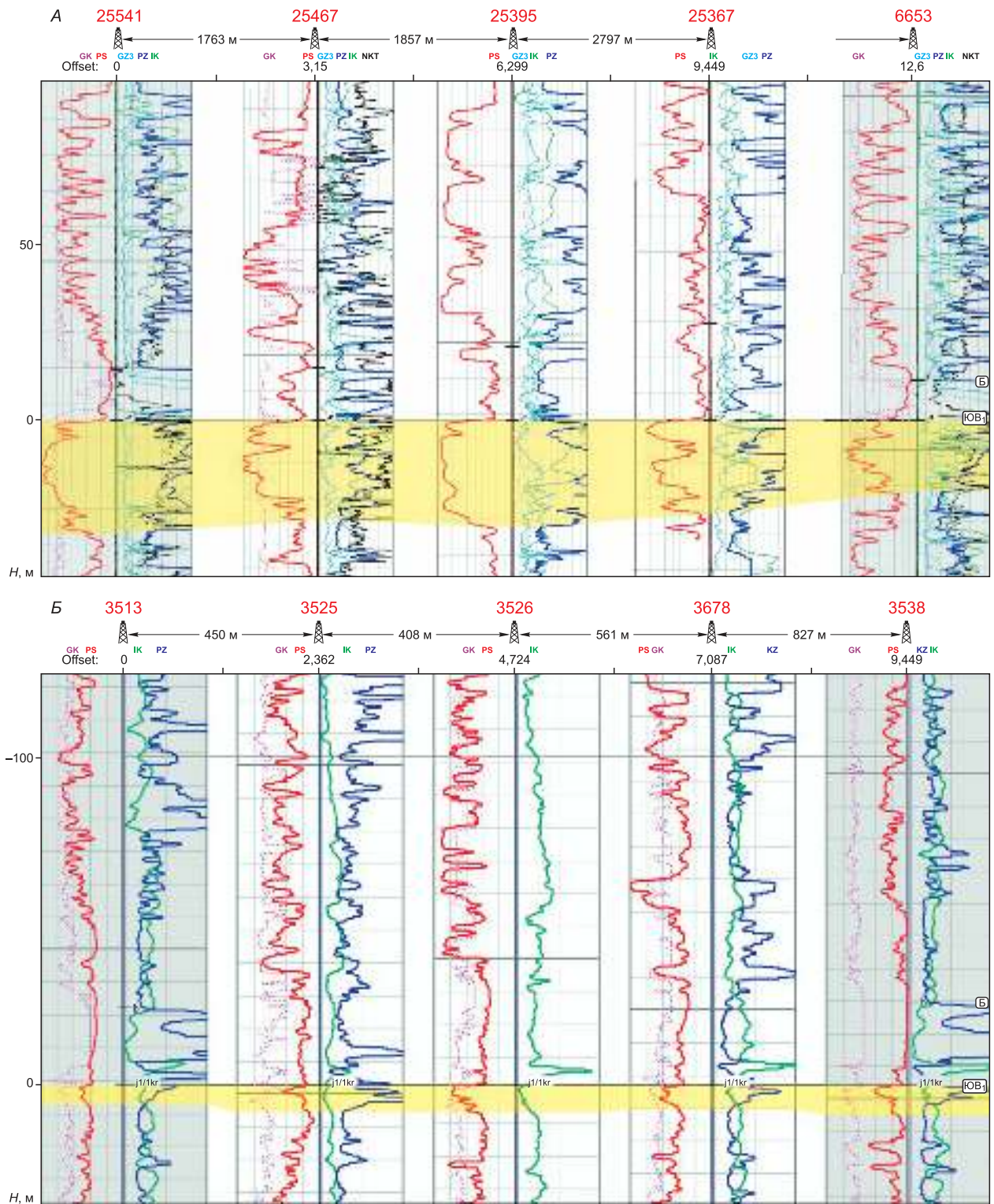


Рис. 30. Разрезы скважин с аномальной мощностью баженовской свиты:

А – Самоглорское месторождение (скв. № 25467, 25395, 25367); Б – Ван-Еганское месторождение (скв. № 3525, 3526, 3678)

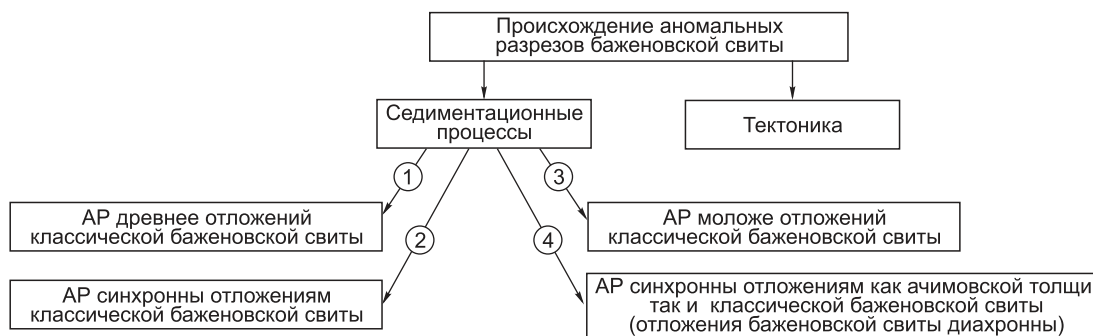


Рис. 31. Гипотезы о природе происхождения аномальных разрезов баженовской свиты

отложения баженовской свиты расчленяют нижнюю часть неокомского комплекса, имеют тектонический генезис и связаны с дизъюнктивными дислокациями – надвигами” [Трофимова и др., 2008]. Но для отложений осадочного чехла Западной Сибири еще никто не доказал наличие надвиговой тектоники.

На наш взгляд, тектоника не могла играть решающую роль в формировании АР баженовской свиты. Распространение АР баженовской свиты напрямую не коррелируется с блоками фундамента и с возможными тектоническими нарушениями, выделяемыми по сейсмическим разрезам.

Большинство исследователей все же придерживается седиментационной модели формирования АР баженовской свиты, но и среди них нет единства взглядов. Все существующее многообразие взглядов мы объединили в соответствии с их стратиграфической приуроченностью. Существуют два типа разрезов баженовской свиты: классические разрезы и аномальные. По их взаимоотношению, без учета механизма формирования отложений, можно выделить всего три гипотезы (см. рис. 31):

- АР баженовской свиты могут являться подстилающими отложениями, т. е. быть древнее классических баженовских отложений;
- АР баженовской свиты могут являться перекрывающими отложениями (ачимовскими), постгенетичными, т. е. быть моложе классических баженовских отложений;
- АР баженовской свиты могут являться сингенетичными отложениями классической баженовской свиты, т. е. одновозрастными им.

Ну, а если отойти от канонических законов стратиграфии и принять во внимание то, что отложения и классической, и аномальной баженовской свиты АР могут являться диахронными образованиями, то появляется и четвертая гипотеза: АР баженовской свиты синхронны и отложениям классической баженовской свиты, и ачимовским песчаникам.

Далее рассмотрим эти гипотезы подробнее.

Первая гипотеза. Некоторые исследователи полагают, что отложения аномальных разрезов древнее отложений классической баженовской свиты [Гайдебурова, 1982; Онищенко, 1995; Зарипов, Сонич, 2001]. Е.А. Гайдебурова АР баженовской свиты считала аномальными разрезами васюганской свиты, опираясь на разрез скв. № 11а Перевальная [Гайдебурова, 1982]. Действительно, в этой скважине наблюдается разрез классической баженовской свиты мощностью 27 м, под которым залегает мощная песчаная толща, которая и была ошибочно отнесена к васюганской свите. Тем не менее при выравнивании на кровлю тюменской свиты, которая определяется уверенно, видно, что выше нее залегают классические отложения абалакской свиты с пахомовской (пласт Ю₂⁰) и барабинской (аналог пласта Ю₁⁰) пачками. Абсолютные отметки залегания кровли тюменской, абалакской и сортымской свит находятся на уровне рядом расположенных скважин, а вот кровля битуминозных аргиллитов располагается метров на 100 выше, чем в окружающих скважинах.

По мнению Б.А. Онищенко, АР баженовской свиты представляют собой коры выветривания нижележащих пород. “АРБС по латерали не переходят в нормальные разрезы баженовской свиты, т. е. они не являются ее стратиграфическими аналогами. Во всех изученных нами разрезах скважин, где присутствуют АРБС и баженовская свита, она со значительным стратиграфическим несогласием залегает на АРБС, что говорит о ее более молодом возрасте” [Онищенко, 1995]. Доказательством своей гипотезы Б.А. Онищенко считает “пятнистый” характер распространения АР баженовской свиты, обусловленный, по его мнению, не седиментацией, а постседиментационными процессами, континентальной эрозией.

О.Г. Зарипов и В.П. Сонич в своей статье [2001] полагают, что необязательно в качестве источников сноса терригенного материала в баженовское время рассматривать только осадки дельтовой и/или прибрежно-морской фациальных зон. Они полагают, что могли существовать местные источники сноса в пределах самой акватории в виде островных выступов. Песчано-алевритовые прослои в разрезе баженовской свиты Северо-Алехинского месторождения могут представлять собой продукт размыва песчаных пластов нижележащих стратиграфических горизонтов (пласта Ю₁ и даже угленосных песчаников пласта Ю₂). Точку зрения этих авторов можно отнести как к первой гипотезе, так и к третьей, так как они признают дуальность процессов.

А.Р. Бембель практически любые интересные процессы в земной коре связывает с геосолитонами. Не стали исключением и аномальные разрезы баженовской свиты, он считает их верхнеюрскими турбидитовыми отложениями, которые во времена затишья геосолитонной активности перекрывались обычными битуминозными аргиллитами [Бембель, Минченков, 2003].

Вторая гипотеза. Многие исследователи [Ясович, 1981; Никонов и др., 1998; Гурари, 2000; Кропотова и др., 2001; и др.] полагают, что песчаники АР баженовской свиты являются сингенетичными образованиями битуминозных отложений и сформировались за счет донных течений и мутьевых потоков.

Например, Ф.Г. Гурари полагает, что главную роль в образовании АР баженовской свиты играл климат. “Возникновение доманикитов связано... с периодами господства аридного, реже семиаридного, жаркого, сухого климата. Засуха подавляла речную сеть, резко уменьшала величину твердого стока, представленного в основном пелитовым материалом. В периоды крайне редких дождей в бассейны, помимо пелитовых частиц, выносился турбидитами, мутьевыми потоками более грубый алеврито-песчаный материал. Так создавались узкие линейные зоны аномальных разрезов в баженовской свите” [Гурари, 2000]. Ачимовские же отложения образовывались, по мнению Ф.Г. Гурари, в совершенно других условиях. Произошла смена аридного климата гумидным, резко увеличилось количество атмосферным осадков, что привело к пробуждению всей дренажной системы.

Но мы считаем, что нельзя отрицать практически полную идентичность песчаников АР баженовской свиты и ачимовских песчаников [Брадучан и др., 1986; Кропотова и др., 2001; Осыка, Гарифуллин, 2005], что свидетельствует об их едином генезисе. Е.П. Кропотова с соавторами полагают, что генетическое сходство ачимовских отложений и песчаников в аномальных разрезах баженовской свиты обусловлено не “внедрением” ачимовских песков в баженовские толщи осадков, а близкими условиями осадкообразования и литогенеза.

Кроме того, не наблюдается четкой приуроченности АР баженовской свиты к депрессионным зонам верхнеюрского рельефа. Хотя следует признать, что палеорельеф не всегда восстанавливается точно, используя лишь мощности отложений.

Третья гипотеза. К этой гипотезе мы относим все теории, которые предполагают, что песчаники в составе АР баженовской свиты образовались позднее, чем битуминозные аргиллиты [Нестеров и др., 1986; Брадучан и др., 2005].

Широко распространена гипотеза механизма образования АР баженовской свиты за счет “подныривания, взрезывания и расщепления” баженовских отложений сползающими ачимовскими песчано-алевритовыми осадками более молодого возраста [Нежданов, Ушатинский, 1986; Никашин и др., 1997; Корнев, 2000; Беспалова и др., 2004; Нежданов, 2004; Скачек и др., 2004, 2005; Осыка, Гарифуллин, 2005; Топычканова и др., 2007; и др.]. Сторонники данной теории обычно предполагают, что внедрение ачимовских тел в баженовскую толщу происходило, когда осадки еще не были литифицированы, а породы, залегающие ниже баженовской свиты, уже прошли стадию литификации [Никашин и др., 1997]. Но “расщепление толщи пород, тем более нелитифицированных, неминуемо должно приводить к ее взмучиванию и нарушению первичных текстур, чего в баженовских отложениях не наблюдается в отличие от “аномальных” песчаных пластов” [Кропотова и др., 2001; Бордюг и др., 2010]. Кроме того, при таком механизме образования АР мощность битуминозных пропластков должна быть всегда меньше мощности отложений нормальной баженовской свиты, чего в действительности не наблюдается (см. рис. 27 и 29). По каротажным диаграммам фиксируется, что отложения классической баженовской свиты и битуминозные пачки в АР сопоставимы по мощности.

Сторонники этой гипотезы обычно приводят в качестве одного из главных доказательств тот факт, что для аномальных разрезов характерны многочисленные тектонические контакты, представляющие собой зеркала скольжения. Но существуют данные о том, что это не тектонические, а литогенетические трещины. “Возникающие литогенетические напряжения по силе могли равняться тектоническим и проявлялись неравномерно из-за пестроты литологического состава пород свиты и их нефтегенерационного потенциала... Эти особенности могли способствовать возникновению отдельных очагов напряжений, деформаций растяжения и раскалывания, раздробления, даже с небольшими смещениями блоков относительно друг друга, внешне очень похожих на дизъюнктивные нарушения” [Зарипов, Сонич, 2001].

А.А. Нежданов [2004] относит формирование аномальных разрезов к сейсмоторбидитам, т. е. седиментационным оползневым явлениям, обусловленным тектоническими процессами (например, мелкофокусными землетрясениями).

Нельзя не принимать во внимание тот факт, что подстилающие отложения георгиевской (или абалакской) свиты всегда остаются ненарушенными. Свидетельством ненарушенности георгиевской свиты, помимо керна, является наличие залежей нефти в пласте Ю₁ верхневасюганской свиты под водонасыщенными пластами АР баженовской свиты (например, на Тевлинско-Русскинском месторождении) [Бордюг и др., 2010]. Если бы широко был распространен механизм сейсмоторбидитов, то на каких-нибудь площадях встречались бы внедрения ачимовских песчаников и в георгиевскую свиту.

В последнее время многие исследователи благодаря большому разнообразию аномальных разрезов считают, что и формироваться они могли под действием самых разных факторов, и принимают существование нескольких гипотез, причем даже на одной площади [Зубков, Пормейстер, 2005; Судакова и др. 2005; Бордюг и др., 2011].

Четвертая гипотеза. Наиболее реальной, на наш взгляд, является гипотеза, предполагающая единство и взаимосвязь АР баженовской свиты, ачимовских песчаников и всей неокомской клиноформной толщи в целом. В пользу этой теории – “бесспорные” доводы сторонников как второй, так и третьей гипотез. Битуминозные отложения баженовской свиты являются «фронтальными “хвостами” трансгрессивного глинистого основания верхнеюрско-неокомских циклитов различного ранга» [Грунис и др., 2003]. Таким образом, баженовская свита имеет региональное клиноформное строение. С востока на запад происходит выклинивание более древних пород баженовской свиты и образуются более молодые. Каждое такое скачкообразное перемещение

баженовских литофаций вверх по разрезу приурочено к зоне постепенного уменьшения мощности в западном направлении ачимовской клиноформы, разделяющей подошвенные и кровельные отложения баженовского типа. Образование баженовской свиты происходит в тесной пространственно-генетической связи с формированием неокомских клиноформ и ачимовской толщи в частности [Мкртчян и др., 1987; Корнев, 2000].

В принципе, поддерживается данная гипотеза и В.П. Алексеевым с соавторами, но они осторожны в своих выводах и резонно отмечают, что данная проблема требует дальнейшего изучения [Алексеев и др., 2007].

Е.Б. Грунис с соавторами считают, что “разрезы скважин, описанные ранее как аномальные, по сути дела являются различными сочетаниями разновозрастных и разнофациальных пачек, возникновение которых определено характером седиментации” [Грунис и др., 2003].

Такую гипотезу подтверждает и анализ сейсмических разрезов, на которых в области распространения АР баженовской свиты мы наблюдаем, как отражающий горизонт В “скользит” вверх по разрезу и переходит в клиноформные неокомские глинистые пачки и разрезы по скважинам, выстроенным в соответствии с направлением седиментации (с северо-запада на юго-восток) (см. рис. 27 и 29).

Разрезы, похожие на АР баженовской свиты (см. рис. 26, А, Б) наблюдаются и ближе к периферии верхнеюрско-нижнемелового бассейна. Но в этих областях они связаны не с аномальными разрезами, а с зонами перехода в небитуминозные и более молодые отложения. Например, при переходе отложений тутлеймской свиты в даниловскую (рис. 32, А, Б) [Ухлоva, Варламов, 2011]. Похожая волновая картина, на наш взгляд, не случайна, она косвенно подтверждает диахронность отложений баженовского горизонта и его генетическую связь с нижнемеловыми (неокомскими) отложениями.

О диахронности кровли тутлеймской свиты свидетельствует другая часть профиля, на которой видно, что кровле тутлеймской свиты соответствуют два отражения (в разных частях площади). В районе ПК 387000 ОГ Б₁ теряет свою динамическую выраженность, становится интерференционным. Но после него (ниже по разрезу) регистрируется динамически выраженная отрицательная фаза, которая следует далее на север и по характеру волнового поля и привязке к скважинам также отождествляется с кровлей тутлеймской свиты. Данный ОГ был проиндексирован как Б₃ (см. рис. 32, В). В области развития двух отрицательных фаз скважины от других отличается повышенная мощность (до 25 м) верхнетутлеймской подсвиты (рис. 33). Южнее и севернее этой площади мощность верхнетутлеймской подсвиты составляет примерно 10 м. В соответствии с привязкой скважины к сейсмическому разрезу (см. рис. 32) ОГ Б₁ сопоставляется с кровлей тутлеймской свиты, а ОГ Б₃ – с кровлей нижнетутлеймской подсвиты. Таким образом, можно сделать вывод, что кровли и верхнетутлеймской, и нижнетутлеймской свит не являются изохронными поверхностями, а представляют собой очень пологонаклонные линзы, омолаживающиеся к центральной части бассейна (по мере удаления от источника сноса).

Похожая волновая картина наблюдается и на северо-востоке Западно-Сибирской плиты при переходе отложений баженовской свиты в яновстанскую (рис. 34). По сейсмическим разрезам данный переход прежде всего выражается в изменении интенсивности отражения приуроченного к кровле рассматриваемого комплекса, в изменении рисунка сейсмической записи и в резком увеличении мощности интервала Т–Б [Ухлоva и др., 2007].

Учитывая диахронность отложений, хронозначимость сейсмических границ и закон Вальтера–Головкинского, можно сделать предположение о том, что одновременно образуется следующий фациальный ряд: *песчано-алевритовые мелководные отложения* → *склоновые аргиллиты* → *глубоководные конусы выноса ачимовских песча-*

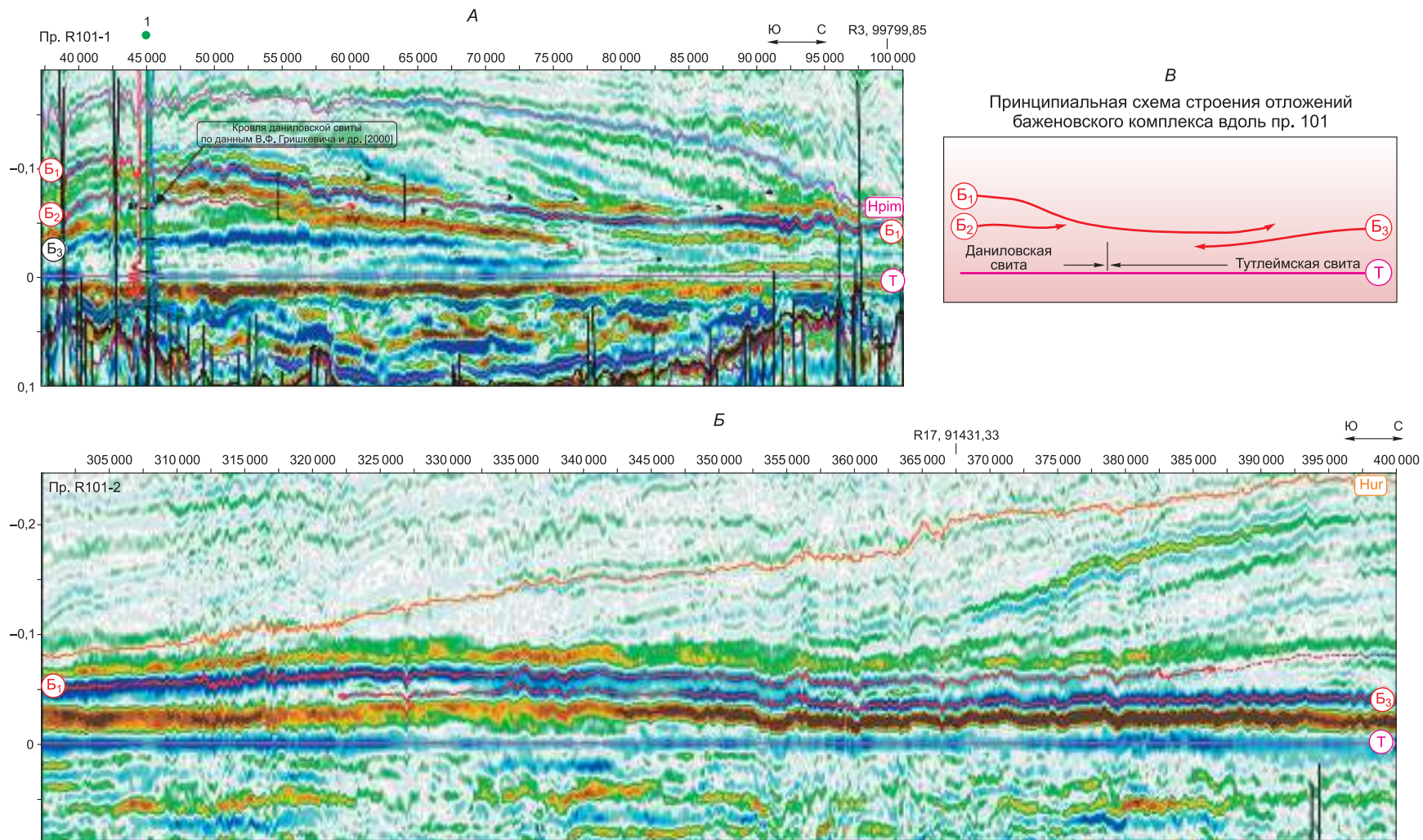


Рис. 32. Отображение неоднородного строения отложений баженовского комплекса на профилях 101-1 и 101-2:

А – по профилю 101-1; Б – по профилю 101-2; В – принципиальная схема строения отложений баженовского комплекса вдоль профиля 101

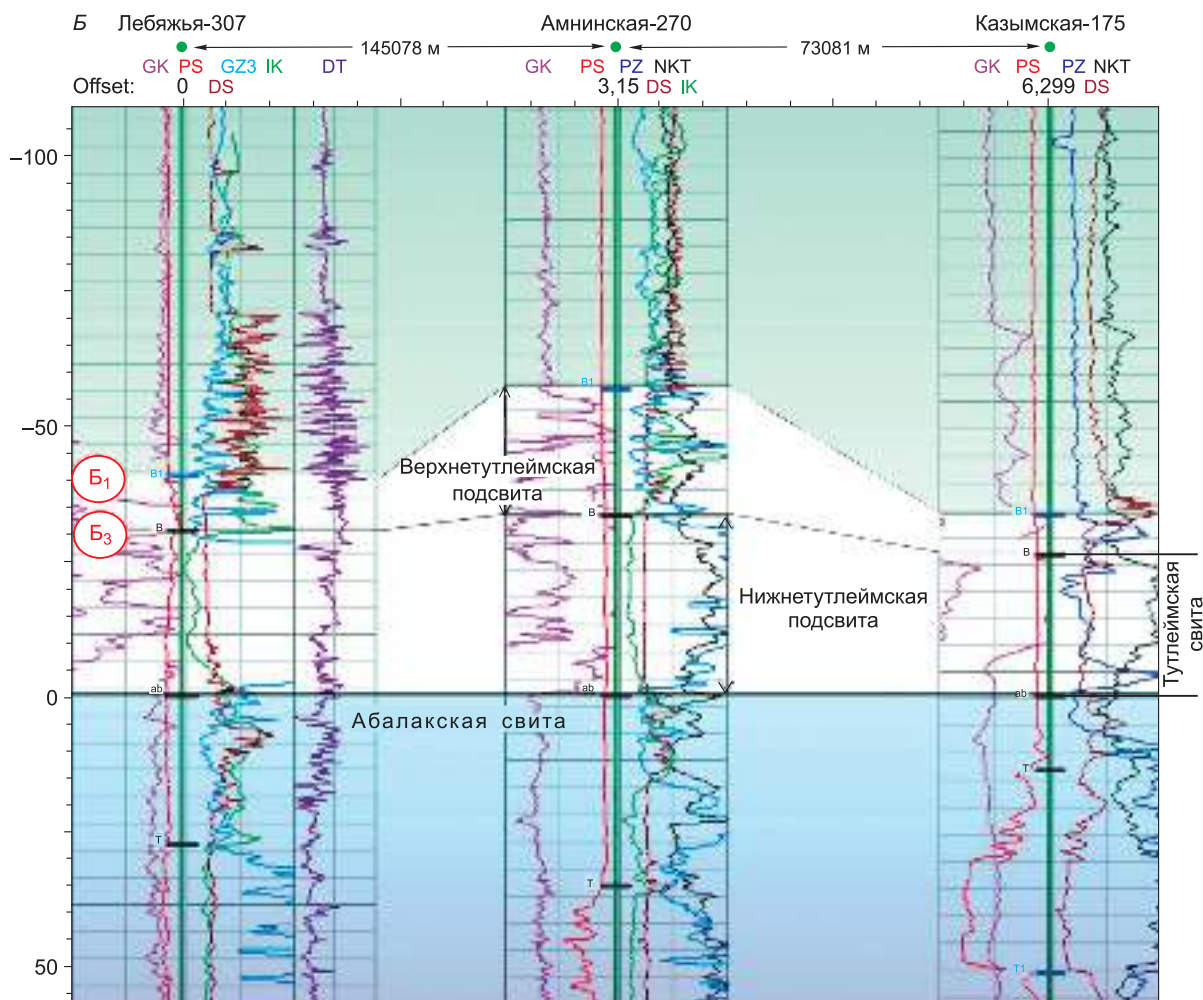
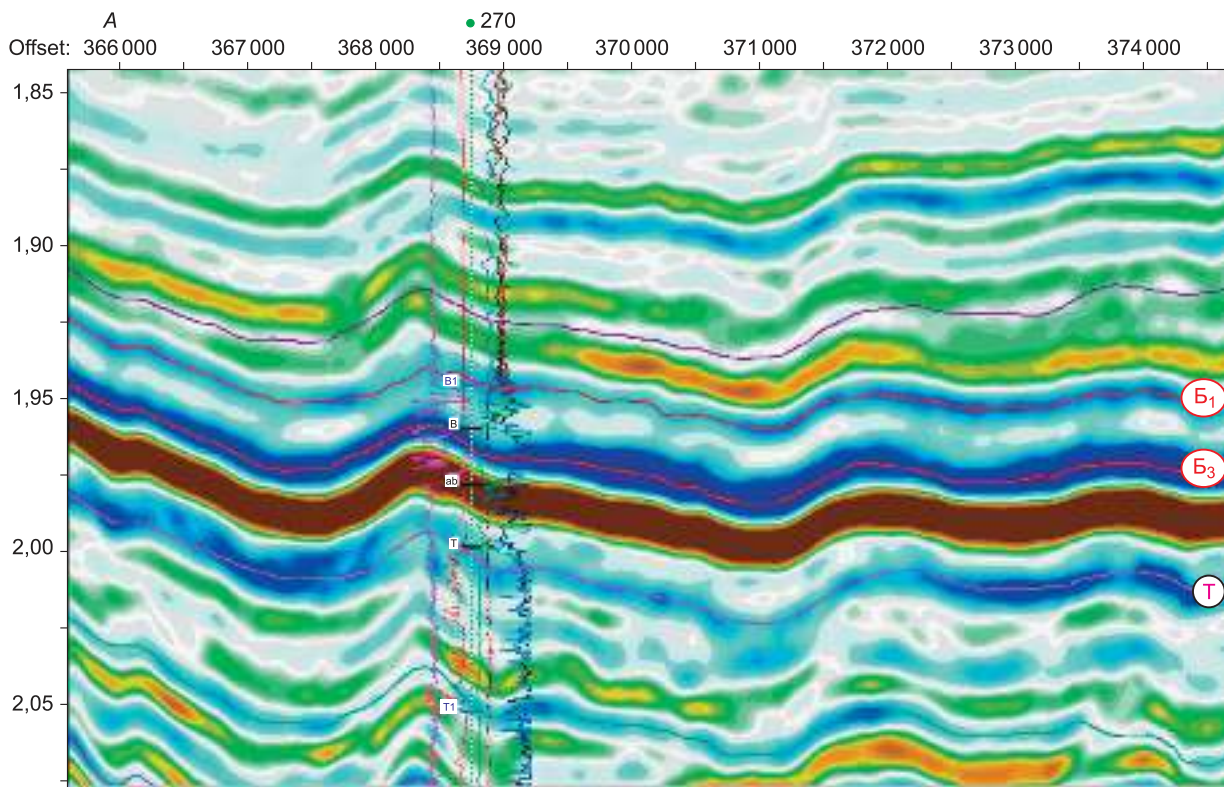


Рис. 33. Отображение строения тутлеймской свиты на сейсмическом разрезе (А) и на каротажных диаграммах (Б)

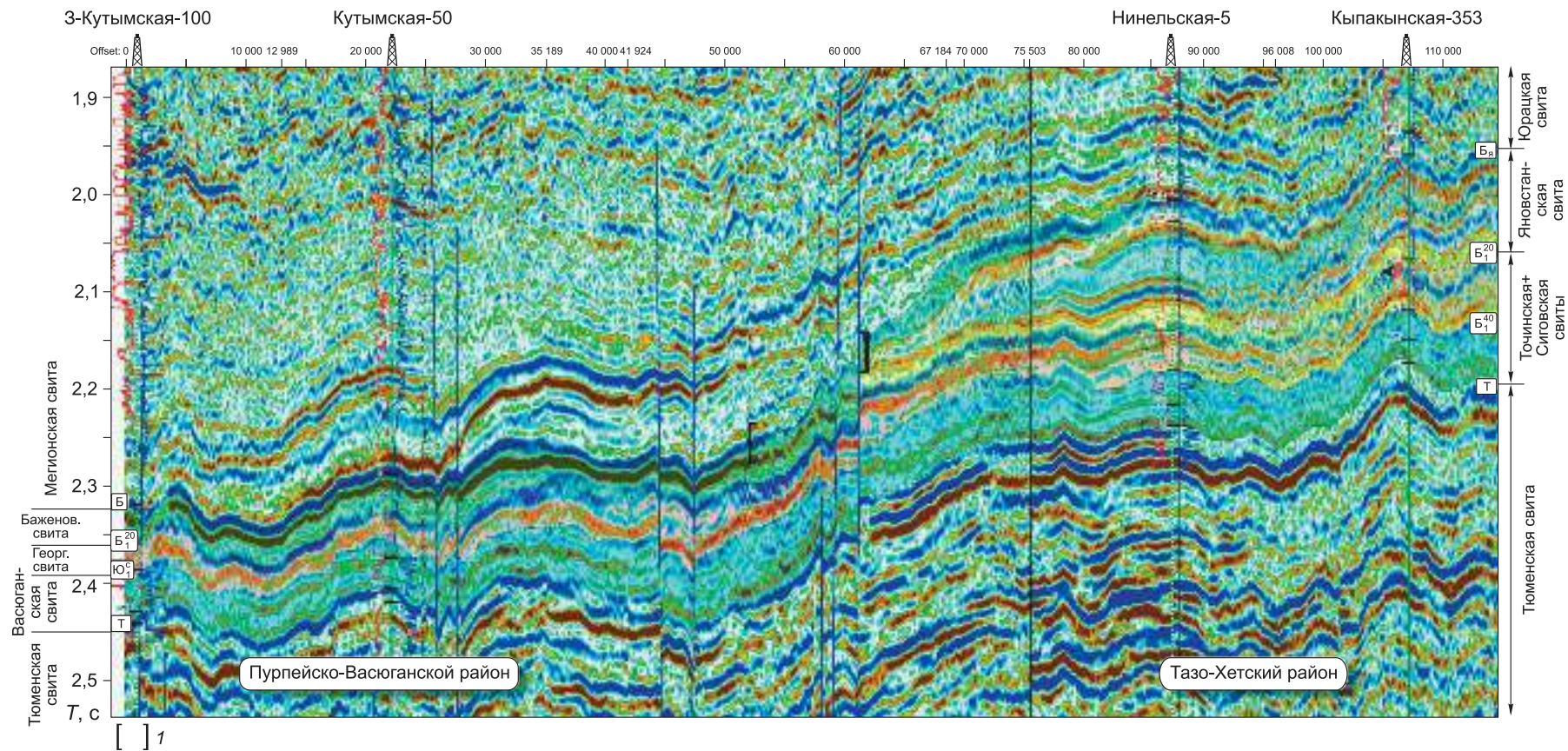


Рис. 34. Сейсмогеологический разрез верхнеюрско-неокомских отложений:

1 – область перехода баженовской свиты в яновстанскую

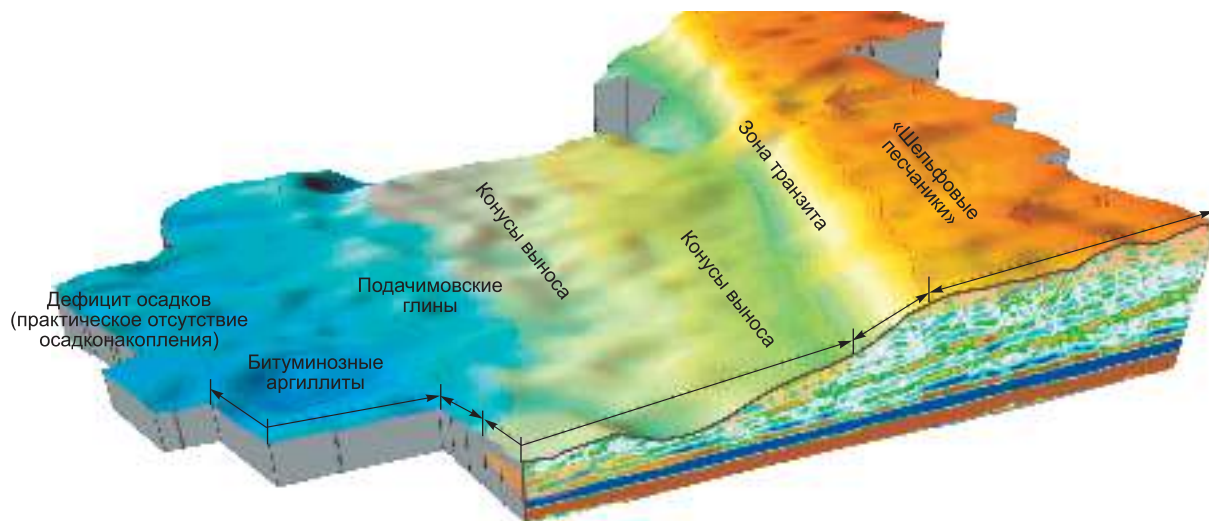


Рис. 35. Модель формирования нормального фациального ряда волжско-готтеривских осадков на примере чеускинского сейсмокомплекса

ников у подножия склона → глинистые отложения подачимовской пачки → битуминозные аргиллиты баженовской свиты (рис. 35). Выделяемые на сейсмических разрезах сигмовидные отражения можно условно сопоставить с палеопрофилем поверхности накопления осадков. По мере заполнения некомпенсированного волжско-неокомского Западно-Сибирского палеобассейна фации смещаются перпендикулярно береговой линии. При этом процессе возможны локальные кратковременные аномальные явления, связанные с катастрофическим, лавинным привнесом осадочного материала. Эти явления и приводят к образованию аномальных разрезов баженовской свиты. При этом ключевую роль играют скорость, объем и продолжительность аномального поступления осадков с аккумулятивного шельфа.

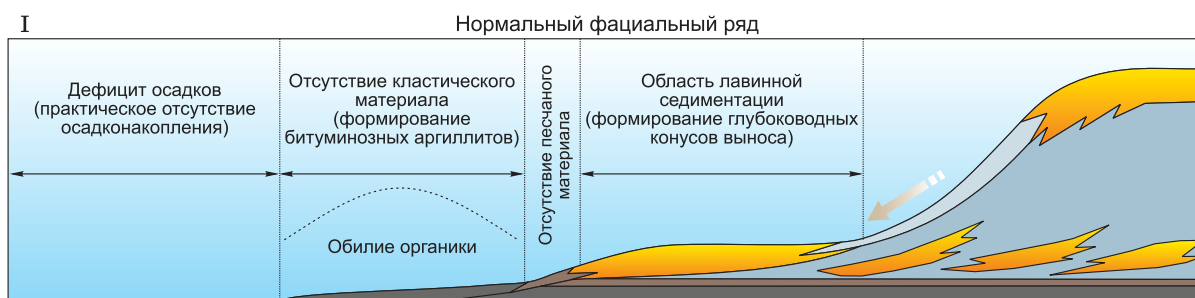
Аномальные разрезы баженовской свиты формировались при аномально высоком (лавинообразном) привнесе осадочного материала и высокой энергии транспортировки. Предполагается наличие оползневых явлений, при которых огромные массы осадков переносились на значительно большие расстояния, чем при образовании ачимовских тел, формируя конусы выноса в далеком море.

На рис. 36 проиллюстрировано образование АР баженовской свиты. В обычных условиях формируется нормальный фациальный ряд (I). При единовременном аномальном (катастрофическом) поступлении осадков с аккумулятивного шельфа осадочный материал за счет большой энергии потока и, возможно, при благоприятных условиях рельефа транспортируется на значительно большие расстояния (II). Верхняя часть уже отложившихся и, видимо, прошедших стадию диагенеза глубоководных органотерригенных осадков (будущей баженовской свиты) могла разрушаться. Объемы взмучивания и разрушения контролируются лишь энергией потока. При большой энергии может быть разрушена и вся накопившаяся толща органотерригенных осадков в целом. Нижние слои на тот момент уже могли превратиться в породу. В результате чего в песчаниках АР наблюдаются включения битуминозных аргиллитов.

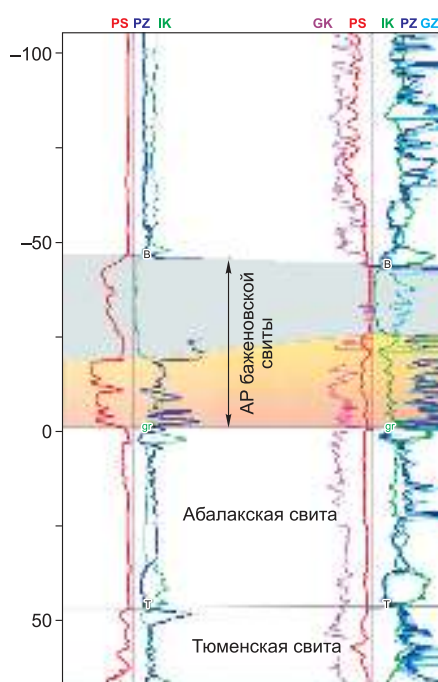
При последующей стабилизации условий осадконакопления и неизменном уровне моря вновь формируется нормальный фациальный ряд (III). Глубоководные конусы выноса перекрываются обычными для этой зоны органотерригенными осадками. Так формировались АР баженовской свиты 1-го типа.

Если затем, вместо относительной регрессии, при том же уровне моря, следует новая аномальная порция осадков, аналогично этапу II, то над органотерригенными

ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ АР БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ 1-ГО ТИПА



Скважины



Сейсмический разрез

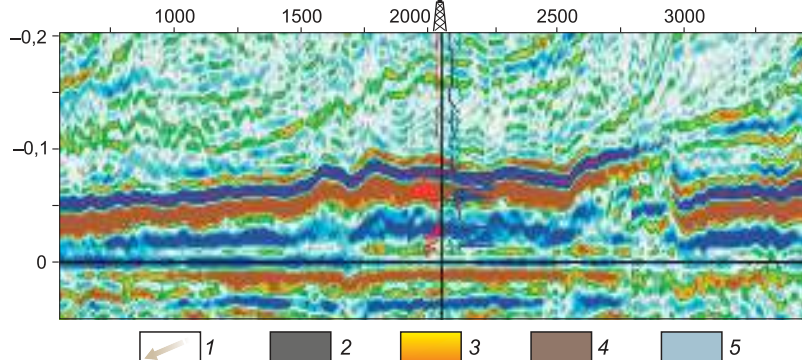


Рис. 36. Формирование аномальных разрезов баженовской свиты 1-го типа:

1 – направление поступления осадочного материала; 2 – битуминозные аргиллиты; 3 – песчаники; 4 – конденсированные глины; 5 – глины

ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ АР БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ 2-ГО ТИПА
Катастрофическое поступление осадков

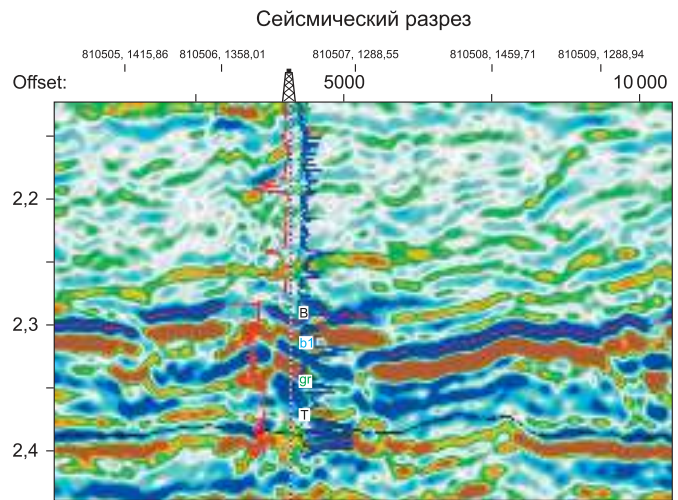
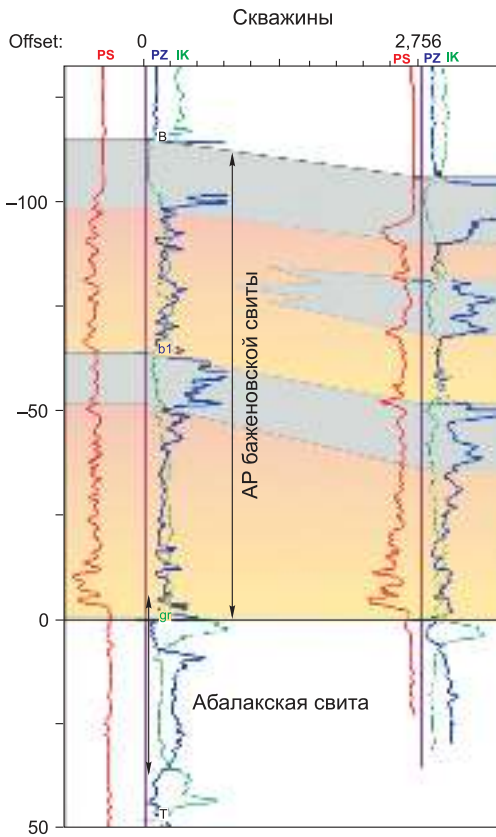
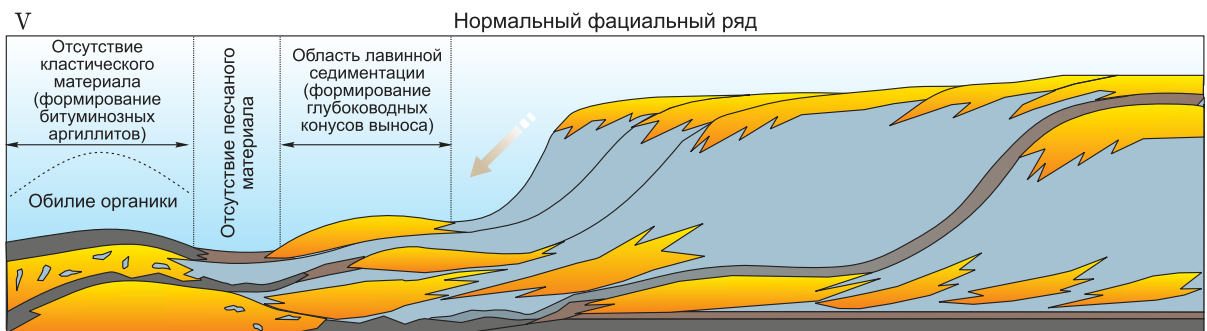
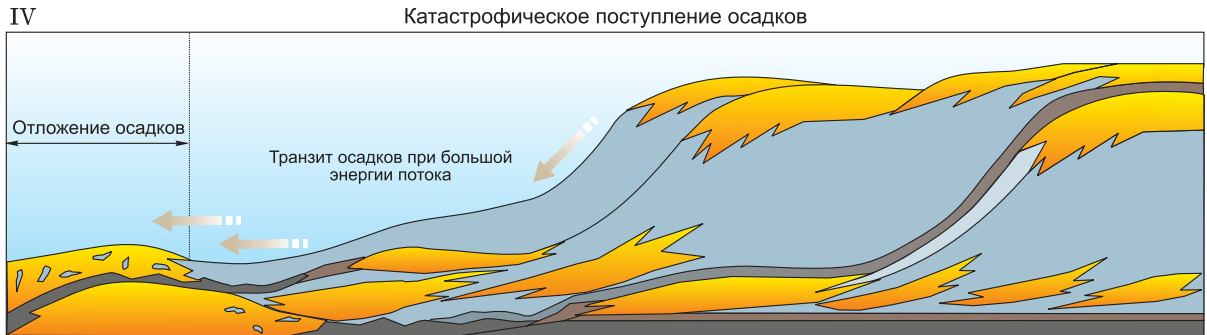


Рис. 37. Формирование аномальных разрезов баженовской свиты 2-го типа:
усл. обозн. см. на рис. 36

осадками вновь формируется глубоководный песчано-алевритовый конус выноса с обломками битуминозных аргиллитов. Далее этот процесс может повторяться несколько раз. Сколько битуминозных прослоев в АР наблюдается, столько и было уровней стабилизации после катастрофического привноса осадочного материала. Таким образом, формируются большие мощности АР баженовской свиты с несколькими битуминозными прослоями (рис. 37).

Формирование нормального фациального ряда (I) может быть нарушено постоянным аномальным поступлением осадков, и битуминозные аргиллиты в таком случае не формируются (рис. 38). Так как формирование аномальных глубоководных конусов выноса происходит в области с обильным осаждением органики, возможно образование глин, обогащенных органическими остатками (но не органотерригенных осадков), которые выделяются на каротажных диаграммах по повышенным значениям радиоактивности.

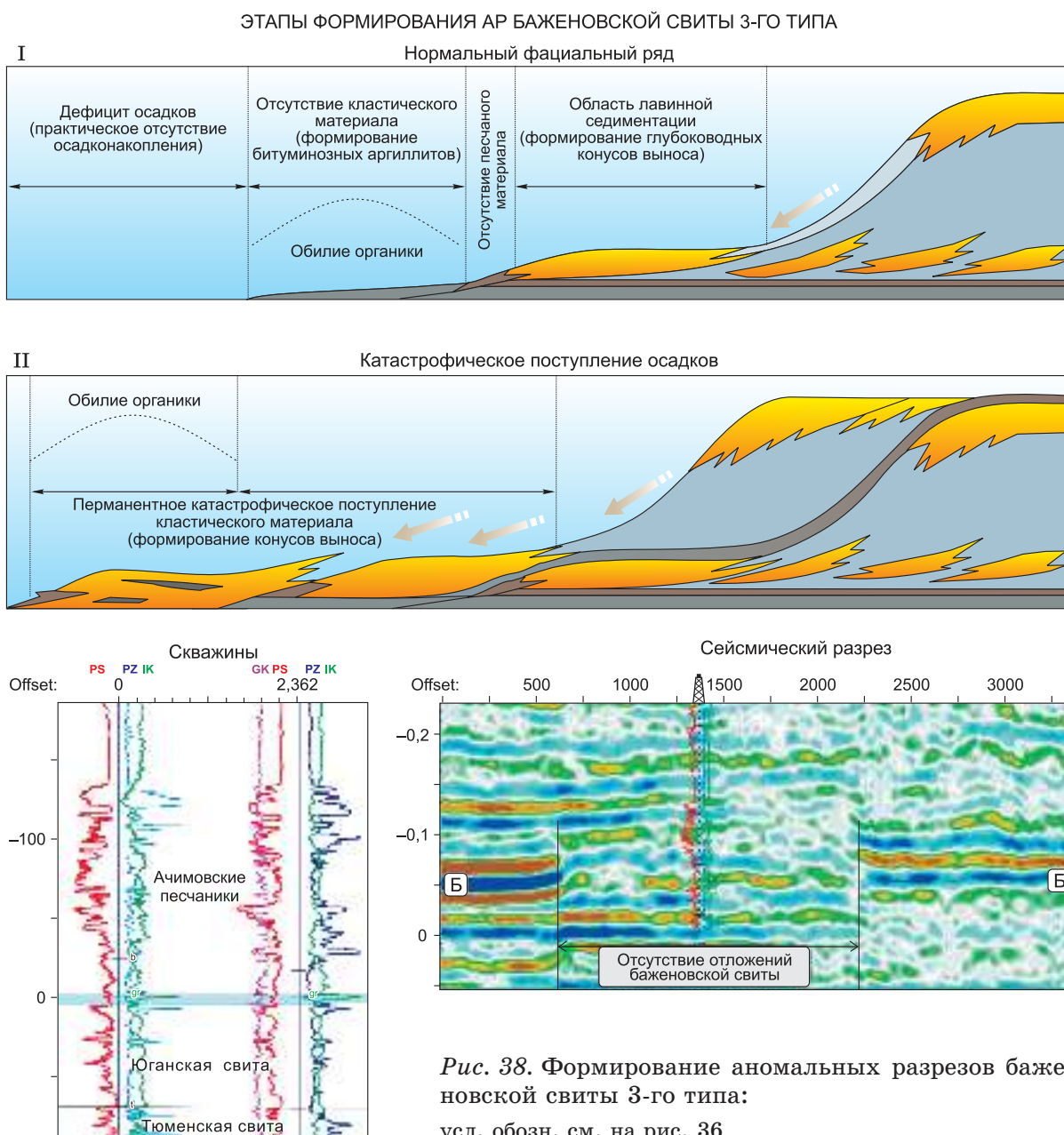


Рис. 38. Формирование аномальных разрезов баженовской свиты 3-го типа:

усл. обозн. см. на рис. 36

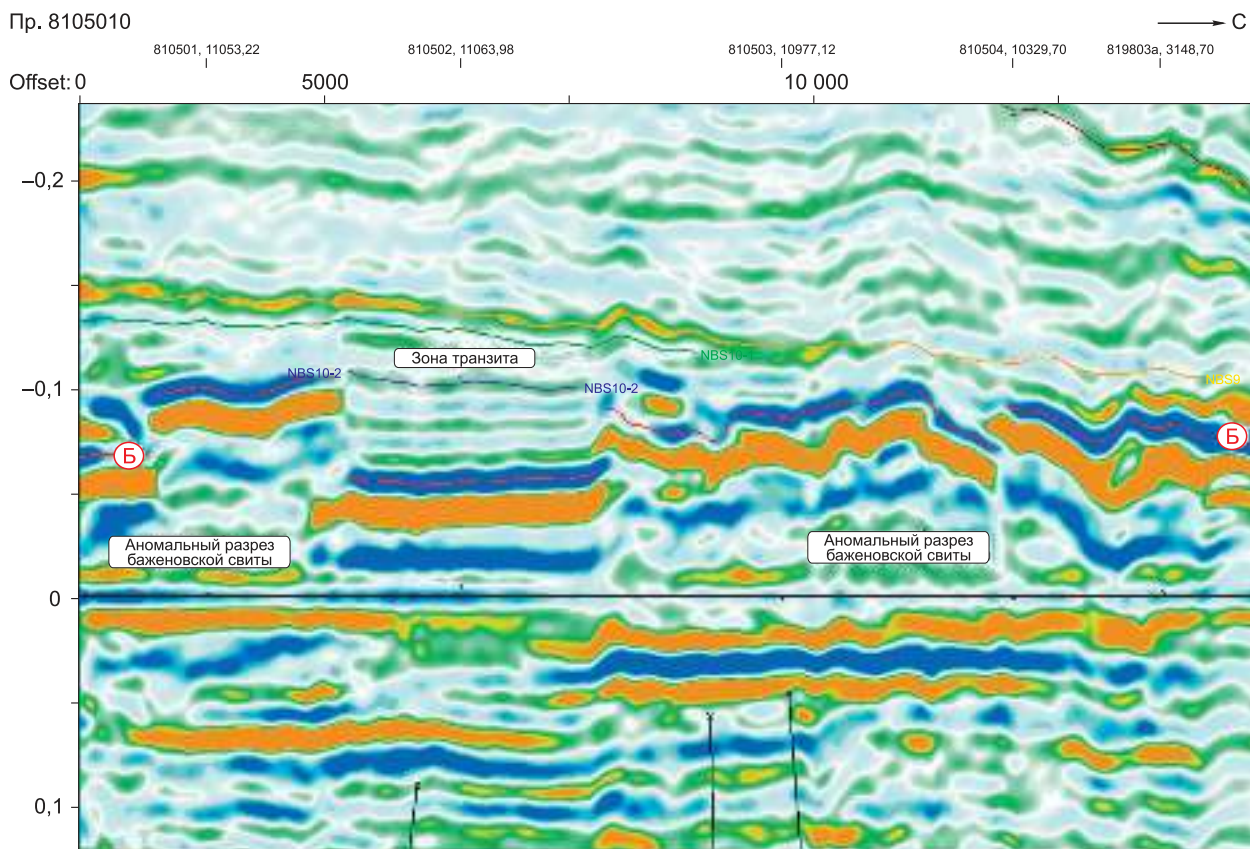


Рис. 39. Отображение “зоны транзита” на сейсмическом разрезе

Аномальное поступление кластического материала для всех типов АР происходило в достаточно локальных областях и связано с положением питающих каналов, которые иногда достаточно четко картируются по данным сейсморазведки. Но для формирования АР 3-го типа необходимо поступление терригенного материала с аккумулятивного шельфа в течение длительного периода при высоком стоянии уровня моря. Положение канала транспортировки может быть связано с длительно существующим опущенным блоком, по которому переносилась основная масса осадков [Громова и др., 2004].

На рис. 23 видно, что выделяются два основных этапа образования АР баженовской свиты. Первый этап связан со временем формирования седиментационного комплекса (BC_{10}^2), а второй – со временем формирования другого, более молодого, седиментационного комплекса (BC_9). Области развития АР баженовской свиты ограничены по площади и, вероятно, приурочены к определенным путям транспортировки осадочного материала. Возможно выделение направления перемещения тела оползня в каждом из двух этапов образования АР. Причем достаточно ярко для комплекса BC_{10} выделяется канал транспортировки (рис. 39).

3.4. О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕНОСНОСТИ АНОМАЛЬНЫХ РАЗРЕЗОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Ф.Г. Гулари вскоре после выделения разрезов баженовской свиты указал и возможные ее перспективы нефтеносности по аналогии с другими доманикитовыми образованиями. На сегодня суммарные геологические запасы нефти, сосредоточенные в

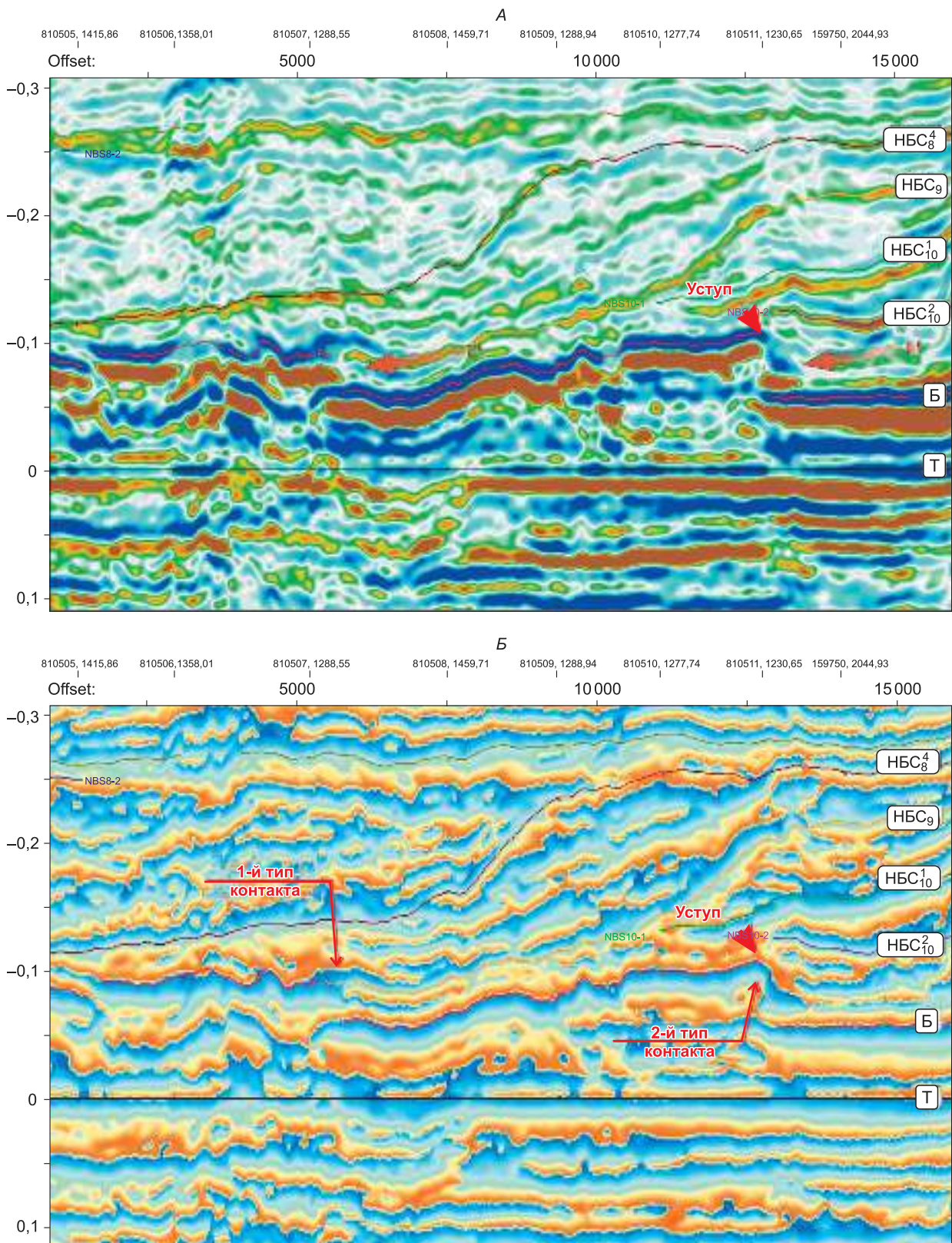


Рис. 40. Разные типы контактов аномальных разрезов баженовской свиты с вмещающими отложениями на субширотном палеоразрезе амплитуд (А) и мгновенных фаз (Б)

баженовской свите, по смелым оценкам И.И. Нестерова, могут составлять десятки миллиардов тонн [Бордюг и др., 2010].

Многие исследователи полагают, что главным фактором, определяющим высокую нефтеперспективность аномальных разрезов, является тесное сочетание в разрезе богатых органическим веществом битуминозных аргиллитов и гранулярных песчаных коллекторов.

На многих площадях из песчаников аномальных разрезов баженовской свиты получены промышленные притоки нефти. Одним из таких месторождения является Северо-Конитлорское, которое достаточно хорошо изучено и сейсморазведочными работами в модификации 2Д и 3Д, и бурением (более 350 скважин) [Беспалова и др., 2004; Скачек и др., 2004, 2005; Брадучан и др., 2005; Судакова и др., 2005; Бордюг и др., 2010], и прилегающие к нему площади [Варламов, Ухлоva, 2006].

По сейсмическим разрезам в зонах скачкообразного изменения глубины залегания кровли баженовской свиты отмечается различный характер сочленения седиментационных тел АР с вмещающими отложениями (рис. 40, 41). Первый тип: АР составляют единое целое с ачимовскими отложениями, в этом случае отражение Б достаточно плавно переходит в отражения, приуроченные к клиноформной толще. Залежи нефти в этом типе АР скорее всего не образовывались, так как УВ мигрировали вверх по восстанию коллектора (в ачимовские пласты). Но с данным типом могут быть связаны структурные ловушки, как и в ачимовской толще. Во втором типе можно предположить наличие субвертикального контакта, отделяющего седиментационное тело АР от ачимовской толщи. В этом случае, как правило, отмечается относительно резкое прекращение прослеживаемости отражения Б (уступ) с локальным увеличением времени регистрации (выполаживанием). Такой контакт формируется, вероятно, за счет вдольсклонового разноса привносимого материала, образующего положительные формы рельефа. Для этого типа следует предполагать существование гидродинамического экрана между коллекторами АР и ачимовской толщи и, как следствие, возможность формирования залежи в АР [Варламов, Ухлоva, 2006]. Подобное же различие в строении АР баженовской свиты на сейсмических разрезах отмечают и другие исследователи [Бордюг и др., 2010].

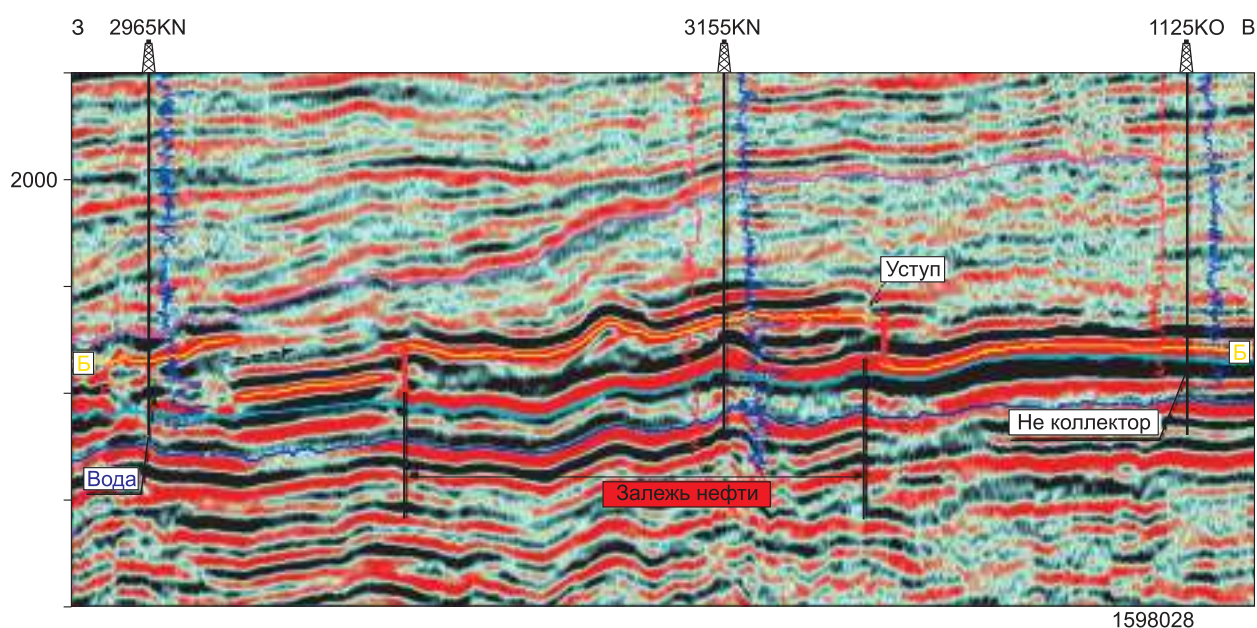


Рис. 41. Пример выделения залежи нефти по данным сейсморазведки и бурения

Первоначальные притоки нефти из таких коллекторов составляют до 15 м³/сут, в то время как в ачимовских отложениях – до 50 м³/сут. Это может быть связано с тем, что условия вскрытия пластов АР баженовской свиты специально не подбираются и отличаются от таковых для ачимовских пластов. В большинстве случаев, опасаясь аномально высоких пластовых давлений (АВПД), аномальные разрезы проходят на тяжелых буровых растворах [Бордюг и др., 2010], как и классическую баженовскую свиту.

Сложность геологического строения, значительная литологическая изменчивость, отсутствие сейсмических реперов, а также зачастую некорректные априорные модели формирования затрудняют изучение АР баженовской свиты.

Понимание седиментационной модели строения битуминозно-глинистых пачек, их стратиграфической приуроченности и пространственного положения в осадочном бассейне непосредственно влияет на создание структурной и каркасной литологической моделей резервуаров ачимовского и баженовского нефтегазоносных комплексов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использованная в пособии методика создания *электрофизических моделей региональных нефтегазоносных комплексов* вполне приемлема для всего разреза. И не только данного бассейна, но и любого другого, независимо от его типа и времени формирования. Представленная и охарактеризованная выше электрофизическая модель *яновстанского* РГ НГК призвана облегчить геологам и геофизикам опознание его в разрезах различных недостаточно изученных площадей севера и северо-востока ЗС, нуждающихся в обоснованной оценке перспектив нефтегазоносности каждого из резервуаров. При совершенствовании подходов создания *электрофизических моделей региональных нефтегазоносных комплексов* немаловажную роль несомненно будут играть такие современные комплексы ГИС, как ВИКИЗ и др. [Антонов, Жмаев, 1979; Антонов, Эпов, 1998, 2000, 2000а, 2001, 2002; Антонов, 1999; Эпов и др., 2000; Антонов и др., Эпов, 2002, 2003, 2008, 2008а].

Весьма важно, что электрофизические модели облегчают опознание, идентификацию НГК в разрезе. С использованием принципов системности и сопряженности впервые появилась реальная возможность *одновариантного* (моновариантного) выделения НГК в любом НГБ, ориентируясь на их ЭФМ. А это реальный путь к выявлению пространственно-временных закономерностей и условий формирования залежей нефти и газа, их научно обоснованного прогноза, поиска, разведки и оптимальной эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

Алексеев А.Д. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широкого Приобья: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – М., 2009. – 27 с.

Алексеев В.П., Манзина А.И., Медведева Т.Ю. и др. Некоторые штрихи к реконструкциям условий формирования аномального разреза баженовской свиты (на примере Южкунского участка Северо-Покачевского месторождения) // Литология и геология горючих ископаемых. – Екатеринбург: Изд-во Урал. гос. горного ун-та, 2007. – Вып. 1 (17). – С. 135–147.

Антонов Ю.Н. Интерпретация диаграмм ВИКИЗ // НТВ “Каротажник”. – 1999. – Вып. 64. – С. 6–43.

Антонов Ю.Н., Жмаев С.С. Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ). – Новосибирск, 1979. – 104 с.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И. ВИКИЗ – обоснование и интерпретация // Состояние и пути развития высокочастотного электромагнитного каротажа. – Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН; Изд-во СО РАН, 1998. – С. 5–12.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И. Динамика флюидов в коллекторах горизонтальных скважин по данным электромагнитного зондирования (ВИКИЗ) // Горизонтальные скважины: бурение, эксплуатация, исследование: Материалы семинара-дискуссии. – Казань: Мастер Лайн, 2000а. – С. 233–244.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И. Критические параметры в коллекторах с переходной и окаймляющей зонами по данным ВИКИЗ // Горизонтальные скважины: бурение, эксплуатация, исследование. – Казань: Мастер Лайн, 2000б. – С. 245–251.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И. Метод ВИКИЗ – новая технология электромагнитного зондирования вертикальных и горизонтальных скважин // II китайско-российский симпозиум по проблемам промысловой геофизики (Шанхай, 2–10 нояб. 2002 г.). – Уфа, 2002. – С. 164–178.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И. Экспресс-оценка насыщенности переходной зоны коллекторов по данным ВИКИЗ // НТВ “Каротажник”. – 2001. – Вып. 84. – С. 103–115.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Глебочева Н.К., Драпчук И.Д. Неоднородности коллекторов в горизонтальных скважинах по данным электромагнитного зондирования // НТВ “Каротажник”. – 2002. – Вып. 97. – С. 9–52.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Карогодин Ю.Н. Геофизические и сиквенс-стратиграфические технологии при решении фундаментальных и прикладных задач нефтегазовой геологии. – Томск: Изд-во ТГУ, 2002. – С. 35–55.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Каюров К.Н. Зондирование продуктивных пластов с косою слоистостью из горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 36–40.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Каюров К.Н. Синтетическое моделирование проблемных задач зондирования косослоистых пластов из горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2008а. – № 2. – С. 34–37.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Каюров К.Н. Способ электромагнитного каротажного изопараметрического зондирования. Патент РФ № 2365946. Приоритет от 19.12.2007.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Лукьянов Э.Е., Глебочева Н.К. Электромагнитные зондирования в комплексе с геолого-технологическими исследованиями – новые перспективы ГИРС // НТВ “Каротажник”. – 2003. – Вып. 103. – С. 41–59.

Аухатов Я.Г. Влияние надвиговых движений на характер строения продуктивных пластов Тевлинско-Русскинского месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы IV науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск: Изд-во “Путиведь”, 2001. – С. 399–401.

Байбародских Н.И., Бро Е.Г., Гудкова С.А. и др. Расчленение юрских и меловых отложений в разрезах скважин, пробуренных в Усть-Енисейской синеклизе в 1962–1967 гг. // Уч. зап. НИИГА. Региональная геология. – 1968. – Вып. 12. – С. 5–24.

Бембель А.Р., Минченков Н.Н. О модели формирования аномальных разрезов баженновской свиты на площадях Среднего Приобья // Вестн. недропользователя ХМАО. – 2003. – № 10.

Беспалова Е.Б., Поляков А.А., Кучерявенко Д.С. Особенности строения и условий образования аномальных разрезов баженновской свиты на примере Конитлорского и Куррагинского месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. – 2004. – № 1. – С. 6–13.

Бордюг М.А. Перспективы нефтеносности и освоения верхнеюрско-нижнемеловых природных резервуаров в зонах развития “аномальных” разрезов баженновской свиты (Широтное Приобье): Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – М.: Изд-во МГУ, 2011. – С. 21.

Бордюг М.А., Славкин В.С., Гаврилов С.С. Особенности строения и формирования аномального разреза баженновской свиты на примере Северо-Конитлорского месторождения // Геология нефти и газа. – 2010. – № 1. – С. 32–40.

Бородкин В.И., Кислухин В.И. Проблемы картирования восточной границы ачимовских клиноформных образований с верхнеюрскими наклонными горизонтами северных районов Западной Сибири // Горные ведомости. – 2007. – № 8. – С. 24–33.

Брадучан Ю.В., Глушко Н.К., Комисаренко В.К. и др. О возрасте отложений аномальных разрезов пограничных слоев юры и мела по скважинам Северо-Конитлорского месторождения (предварительное сообщение) // Вестн. недропользователя ХМАО. – 2005. – № 16. – С. 28–30.

Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. Баженновский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1986. – 217 с.

Варламов С.Н., Ухлоva Г.Д. Модель формирования и прогноз нефтеносности аномальных разрезов баженновской свиты центральной части Западно-Сибирской плиты // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы IX науч.-практ. конф. Т. 1. – Ханты-Мансийск, 2006. – С. 176–184.

Варламов С.Н., Ухлоva Г.Д. Проблемы палеогеографии и стратиграфии баженновской свиты (граница юры и мела, центральная часть Западной Сибири) // I Всерос. совещ. “Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии”. – М.: ГИН РАН, 2005. – С. 40–42.

Гайдебурова Е.А. Типы разрезов доманикитов Западной Сибири // Доманикиты Сибири и их роль в нефтегазоносности. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. – 135 с.

Гришкевич В.Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа. – Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2005. – 116 с.

Громова З.И., Ухлоva Г.Д., Чернышова Т.И. и др. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ масштаба 1:50 000, проведенных сейсморазведочными партиями № 4/00-01, 4/01-02 в пределах Самотлорского лицензионного участка № 133 на территории Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. – Новосибирск: ОАО “Сибнефтегеофизика”, 2004. – 238 с.

Грунис Е.Б., Барков С.Л., Филина С.И. Уточнение геологической модели пограничных слоев юры и мела Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2003. – № 5. – С. 2–5.

Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья // Тр. СНИИГГиМС. – 1959. – Вып. 3. – 173 с.

Гурари Ф.Г. Условия образования доманикитов – главных нефтематеринских свит и сопряженных с ними клиноформ // Материалы региональной конф. геологов Сибири, Дальнего Востока и северо-востока России. – Т. 1. – Томск, 2000. – С. 238–239.

Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Москвин В.И. и др. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. – М.: Недра, 1988. – 199 с.

Гутман И.С., Кузнецова Т.П., Марьина А.В. и др. Особенности формирования клиноформ в ачимовской толще Западной Сибири по данным бурения и сейсмических исследований // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 8. – С. 20–28.

Зарипов О.Г., Сонич В.П. Новый тип разреза баженовской свиты и перспективы увеличения извлекаемых запасов на территории деятельности ОАО “Сургутнефтегаз” // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы IV науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск: Изд-во “Путеведь”, 2001. – С. 143–153.

Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриасской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии // Эволюция биосферы и биоразнообразия. К 70-летию А.Ю. Розанова. – М.: Тов-во научных изданий КМК, 2006. – С. 552–568.

Захаров В.А., Сакс В.Н. Баженовское (волжско-берриасское) море Западной Сибири // Палеобиогеография и биостратиграфия юры и мела Сибири. – М.: Наука, 1983. – 182 с.

Зубков М.Ю., Пормейстер Я.А. Клиноформное строение неокома и “аномальных” разрезов баженовской свиты в пределах Кальчинского месторождения (по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы VIII науч.-практ. конф. Т. 2 – Ханты-Мансийск, 2005. – С. 305–318.

Исаев А.В., Кринин В.А., Филипцов Ю.А. и др. Перспективные нефтегазоносные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба: результаты сейсмогеологического моделирования // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 2. – С. 69–73.

Карогодин Ю.Н. Системно-стратиграфическая модель классификации и номенклатуры стратонов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – № 1. – С. 48–53.

Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Сафонов В.С. и др. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект. – Новосибирск: Изд-во СО РАН; НИЦ ОИГТМ СО РАН, 1996. – 252 с.

Карогодин Ю.Н., Климов С.В. Где начало неокомских клиноформ Западной Сибири? // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Материалы IV Всерос. совещ. (Новосибирск, 19–23 сент., 2008 г.). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2008. – С. 100–102.

Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А. Литмологические закономерности пространственного размещения резервуаров и залежей углеводородов Западной и Восточной Сибири // Геология и геофизика. – 1988. – № 7. – С. 3–10

Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А. Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения // Геология нефти и газа. – 1988а. – № 10. – С. 9–14.

Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А., Белослудцев П.Ю. и др. Разработка системно-стратиграфических принципов и их реализация на разрезах верхней юры Западной Сибири // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Материалы Междунар. академической конф. 20–22 нояб. 2007 г. – Тюмень, 2008. – С. 197–200.

Карогодин Ю.Н., Уклова Г.Д., Варламов Е.Н. Аномальные разрезы баженовской свиты, их место в системно-стратиграфической клиноформной модели юрско-меловых отло-

жений и роль в приросте нефти и газа Западной Сибири // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири: Материалы Междунар. академической конф. 20–22 нояб. 2007 г. – Тюмень, 2008. – С. 251–254.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Новые идеи в геологии нефти и газа (к 60-летию геол. ф-та МГУ): Материалы второй международной конференции, МГУ. – Москва, 1998. – С. 108–110.

Корнев В.А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири). – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – 374 с.

Коровина Т.А. Генетические аспекты нефтеносности баженовской свиты // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы VIII науч.-практ. конф. Т. 1. – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2005. – С. 140–147.

Кропотова Е.П., Коровина Т.А., Федорцов И.В. и др. Генезис, морфология и вещественный состав пород верхнеюрских и ачимовских отложений на Конитлорской площади // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы IV науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск: Изд-во “Путиведь”, 2001. – С. 196–205.

Ларичев А.И., Фомичев А.С. (отв. исп.) Отчет о результатах научно-исследовательских работ “Выполнить оценку начальных геологических ресурсов УВ в породах баженовской свиты – нового перспективного объекта поисков УВ в Томской области”. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2002. – 256 с.

Ларичев А.И., Фомичев А.С. (отв. исп.) Отчет о результатах научно-исследовательских работ «Прогноз зон нефтенакпления с целью выявления поисковых объектов на баженовской свите на территории деятельности ОАО “Сургутнефтегаз”». – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2001. – 314 с.

Ли П.Ф., Равдоникас О.В., Пятницкий В.К. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Березовского газоносного района Западно-Сибирской низменности. – Л.: Гостоптехиздат, 1960. – 175 с.

Лисицын А.П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. – М.: Наука, 1988. – 309 с.

Международный стратиграфический справочник: сокращенная версия / Под ред. М.А. Мерфи, А. Сальвадора. – М.: ГЕОС, 2002. – 38 с.

Мкртчян О.М., Трусов Л.Л., Белкин Н.М., Дегтев В.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. – М.: Наука, 1987. – 126 с.

Нежданов А.А. Геолого-геофизический анализ строения нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ: Дис. ... д-ра геол.-мин. наук. – Тюмень, 2004. – 454 с.

Нежданов А.А. Некоторые теоретические вопросы циклической седиментации // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. – Новосибирск: Наука, 1990. – С. 60–79.

Нежданов А.А., Карогодин Ю.Н., Огибенин В.В., Герасимова Е.В. Системно-литмологическая (циклическая) модель верхней юры северных и арктических областей Западной Сибири // Материалы I Всерос. совещ. “Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии”. – М.: ГИН РАН, 2005. – С. 172.

Нежданов А.А., Огибенин В.В., Бабурин А.Н. и др. Сейсмогеологический прогноз и картирование неантиклинальных ловушек, залежей нефти и газа в Западной Сибири // Обзор ВИЭМС. Сер. “Разведочная геофизика”. – М.: МГП “Геоинформмарк”, 1992. – Ч. 1. – 99 с.; Ч. 2. – 101 с.

Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И. и др. Региональная литмостратиграфическая 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.

Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 247 с.

Нежданов А.А., Ушатинский И.Н. Состав и условия образования аномальных разрезов баженовской свиты // Геохимия процессов нефтеобразования и нефтегазоаккумуляции в мезозойских отложениях Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Тюмень: Изд-во ЗапСибНИГНИ, 1986. – С. 118–127.

Нестеров И.И., Нежданов А.А., Ушатинский И.Н. Аномальные разрезы баженовской и мегийской свит Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1986. – № 4. – С. 23–28.

Никашин А.М., Титова А.В., Шерстнов В.А. Новые типы ловушек ачимовско-баженовской продуктивной толщи (на примере месторождений ОАО “Сургутнефтегаз”) // Нефть Сургута. – М.: Нефтяное хозяйство, 1997. – С. 82–89.

Никонов В.Ф., Санин В.П., Медведев Н.Я., Кос И.М. Геотектоническое районирование фундамента и чехла в свете современных данных и закономерности распространения залежей нефти и газа Сургутского свода и прилегающих территорий // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск, 1998. – С. 76–83.

Онищенко Б.А. Новый взгляд на проблему строения и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Отечественная геология. – 1995. – № 7. – С. 3–7.

Осыка А.В., Гарифуллин И.И. Литологическая характеристика аномальных разрезов баженовской свиты и возможные условия их формирования на территории деятельности ТПП “Когалымнефтегаз” // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы VIII науч.-практ. конф. Т. 1. – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2005. – С. 284–289.

Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54с.

Решения 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.). – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

Скачек К.Г., Осыка А.В., Гарифуллин И.И. Перспективы нефтеносности баженовской свиты Когалымского региона // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы VII науч.-практ. конф. Т. 2. – Ханты-Мансийск, 2004. – С. 162–170.

Скачек К.Г., Теплоухова И.А., Предеин С.П. Особенности геологического строения Северо-Конитлорского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы VIII науч.-практ. конф. Т. 2. – Ханты-Мансийск, 2005. – С. 18–22.

Судакова В.В., Кычкин А.Н., Шерстнов В.А. Геологическая модель строения и нефтеносность баженовско-ачимовских отложений Конитлорского месторождения Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской НГО // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы VIII науч.-практ. конф. Т. 2. – Ханты-Мансийск, 2005. – С. 115–125.

Топычканова Е.Б., Ермакова С.А., Коробенко С.В. и др. Строение аномального разреза баженовской свиты на Восточно-Тромбеганском месторождении // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы X науч.-практ. конф. Т. 1. – Ханты-Мансийск, 2007. – С. 365–371.

Трофимова Е.Н., Алексеева Е.В., Усманов И.Ш. и др. Макроизучение керн. К вопросу о формировании аномальных разрезов баженовской свиты и клиноформного строения неокомского комплекса // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Материалы XI науч.-практ. конф. Т. 1. – Ханты-Мансийск, 2008. – С. 240–259.

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 баженинов Западной Сибири // Коллекторы нефти и газа и флюидоупора. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние. 1983. – С. 46–53.

Ухлова Г.Д., Варламов С.Н. Сейсмостратиграфический анализ при создании моделей строения верхнеюрских отложений (на примере западной части ЗСП) // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: VI Всерос. совещ. Научные материалы / Отв. ред. В.А. Захаров. – СПб.: Изд-во “ЛЕМА”, 2011. – С. 237–239.

Ухлова Г.Д., Варламов С.Н., Урасинов Б.Л. Строение верхнеюрских отложений северо-востока Западно-Сибирской плиты // Технологии ТЭК. – 2007. – № 5. – С. 10–15.

Чернавских А.В. Условия формирования верхнеюрских–нижнемеловых отложений центральной части Западной Сибири в зоне Сибирских увалов // Геология нефти и газа. – 1994. – № 10. – С. 13.

Шемин Г.Г., Бейзель А.Л., Левчук М.А. и др. Детальная корреляция нефтегазоносных отложений келловее и верхней юры северных районов Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41. – С. 1131–1144.

Шиндевольф О. Стратиграфия и стратотип. – М.: Мир, 1975. – 136 с.

Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал “Гео”, 2000. – 480 с.

Эпов М.И., Антонов Ю.Н., Ельцов И.Н. и др. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство. – Новосибирск: НИЦ ОИГТМ СО РАН; Изд-во СО РАН, 2000. – 122 с.

Ясович Г.С. Перспективы нефтеносности зон развития аномальных разрезов баженовской свиты Среднего Приобья // Тр. ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1981. – Вып. 166. – С. 51–59.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Часть 2. ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГЕОРГИЕВСКО-СИГОВСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА	5
Введение	7
1. Причины неопознания георгиевско-сиговского нефтегазонасного комплекса . . .	9
2. Системно-литмостратиграфический подход как основа бассейновой стратиграфии и идентификации в разрезе нефтегазонасных комплексов	13
3. Системный принцип сопряженности, его сущность и значение	15
4. Электрофизическая модель в “цепной” сопряженности с литостратоном и циклитом	17
Заключение.	36
Литература	37
Часть 3. ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЯНОВСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА	39
Введение.	41
1. Литмостратиграфическая и электрофизическая модели яновстанского нефтегазонасного комплекса	42
2. Основные элементы структуры в электрофизической модели яновстанского нефтегазонасного комплекса	59
3. Особенности строения баженовской свиты	66
3.1. Обзор опубликованной литературы и становление представлений о баженовской свите	–
3.2. Выделение аномальных разрезов баженовской свиты и их классификация	72
3.3. Формирование аномальных разрезов баженовской свиты	79
3.4. О перспективах нефтеносности аномальных разрезов баженовской свиты .	92
Заключение.	96
Литература	97

Учебное пособие

Серия “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов
Западной и Восточной Сибири”

Выпуск 1

Эпов Михаил Иванович, **Карогодин** Юрий Николаевич, **Климов** Сергей Викторович,
Ухлова Галина Дадар-ооловна, **Храмов** Матвей Федорович

Части 2 и 3

ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ГЕОРГИЕВСКО-СИГОВСКОГО
И ЯНОВСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ
ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Разработка выполнена в рамках реализации
Программы НИУ, 2009–2018 гг.

Редакторы: *О.А. Кислова, Н.А. Лукашова*
Художественный редактор *Н.Ф. Суранова*
Дизайнер обложки *Л.Н. Ким*
Корректор *В.В. Борисова*
Компьютерная верстка *Н.М. Райзвих*

Подписано в печать 17.04.13. Формат 60×84 ¹/₈. Гарнитура SchoolBookC. Печать офсетная.
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 12,1. Уч.-изд. л. 11,0. Тираж 100 экз.

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3
Редакционно-издательский центр НГУ
630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2