

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 “Electrophysical models of petroleum plays
in West and East Siberian basins”*

Issue 2

M.I. Epov, Yu.N. Karogodin, G.D. Ukhlova

Part 1

**AN ELECTROPHYSICAL MODEL
OF THE PIMSK PETROLEUM PLAY
OF THE CRETACEOUS IN WEST SIBERIA**

Scientific Editor
Academician *M.I. Epov*

NOVOSIBIRSK
IPGG SB RAS
2014

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

Выпуск 2

М.И. Эпов, Ю.Н. Карогодин, Г.Д. Уклова

Часть 1

**ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ
ПИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА
МЕЛА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Научный редактор
академик *М.И. Эпов*

НОВОСИБИРСК
ИНГГ СО РАН
2014

УДК 551.762+553.98(571.1)
ББК 26.33
Э455

Эпов, М.И. Электрофизическая модель пимского нефтегазоносного комплекса мела Западной Сибири : учебное пособие / М.И. Эпов, Ю.Н. Карогодин, Г.Д. Ухлова ; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирский государственный университет. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2014. – 73 с. – (Серия “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири”. Вып. 2, в 3-х ч. Ч. 1). – ISBN 978-5-4262-0051-7.

Данное пособие является первой частью второго выпуска серии “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири”. Оно посвящено электрофизической модели пимского регионального нефтегазоносного комплекса – основного по запасам нефти в Западно-Сибирском бассейне. Именно в нем сосредоточено 90 % запасов нефти бассейна. В том числе такие уникальные скопления в месторождениях-гигантах, как Самотлорское, Федоровское и Приобская гигантская нефтеносная и Восточно-Уренгойская газоконденсатные зоны. Поэтому важно было обосновать и представить электрофизическую модель, показав место комплекса в литостратиграфической и сиквенс-стратиграфической моделях. Использование в пособии современных геолого-геофизических методов и подходов позволяет объективно оценивать перспективы нефтегазоносности как уже достаточно изученных бассейнов, так и новых, слабо изученных.

Пособие, учитывая его новизну, оригинальность и креативность, будет востребовано не только студентами-нефтяниками старших курсов, магистрантами, аспирантами, но и научными сотрудниками. Вполне реальной становится перспектива выполнения подобной работы и по другим бассейнам не только Сибири, но и Евразии, мира. А это путь как к выяснению условий формирования и раскрытию закономерностей пространственно-временного размещения залежей нефти и газа бассейна, планеты, так и научно обоснованному прогнозу и успешному поиску залежей.

This manual is the first part of the second book of the series “Electrophysical models of petroleum plays in West and East Siberian basins”. It is concerned with the electrophysical model of the Pima regional petroleum play with the major oil reserves of the West Siberian Basin. The play contains 90 % of the basin oil reserves, including unique pools in giant fields, such as the Samotlorskoe and Fedorovskoe pools, and the Ob’ giant oil and East Urengoi gas condensate zones. This made it important to justify and present an electrophysical model showing the significance of the play in lithostratigraphic and sequence-stratigraphic models. Using the modern geologo-geophysical methods and approaches ensures an unbiased assessment of the petroleum potential of both well-explored and new, poorly studied basins.

This new original and creative manual will be of interest not only to petroleum students, undergraduates, and postgraduates but also to researchers. Such models might also be promising for application to other basins, not only in Siberia but also in Eurasia and in the world as a whole. This will help to elucidate the conditions of formation and the regularities of the spatial-temporal localization of oil and gas pools in a basin and in the world as a whole and will favor a science-based prediction and a search for petroleum pools.

ISBN 978-5-4262-0051-7

© Эпов М.И., Карогодин Ю.Н., Ухлова Г.Д., 2014
© ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН, 2014
© Новосибирский государственный университет, 2014

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее пособие по электрофизическим моделям (ЭФМ) одного из нефтегазо-комплекса (НГК) мелового разреза Западно-Сибирского бассейна является продолжением серии “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири”. Первые три пособия первой книги были посвящены ЭФМ юрских НГК данного бассейна. Учитывая, что основные запасы нефти и газа Западной Сибири (ЗС) связаны с меловыми НГК, важно представить их ЭФ модели. Это обусловлено и тем, что прогноз и поиск залежей, как и разведка с последующей эксплуатацией, своим успехом во многом обязаны геофизическим моделям. Особенно это актуально при проведении предстоящих работ на шельфе северных морей. Их перспективы оцениваются весьма высоко, а условия суровы и во много раз более затратны, чем на суше.

Немаловажно отметить, что мел занимает вполне определенное место в системно-литмологической и сиквенс-стратиграфической моделях. Поэтому целесообразно кратко рассмотреть его положение в композиции этих моделей и познакомить пользователей пособия с данным направлением на конкретном примере¹.

Известно, что сиквенс-стратиграфия активно и успешно используется практически всеми зарубежными нефтяными компаниями. А с использованием методов литмо-стратиграфии написано также множество монографий по большинству систем фанерозоя и даже дофанерозоя (венду, рифею) [Карогодин и др., 2011a].

Созданию данных пособий по мелу благоприятствует и ряд следующих обстоятельств.

Весь разрез мела, в отличие от юры, в целом ряде районов бассейна представлен морскими отложениями и без значительных (ярус и больше) перерывов в осадконакоплении. Поэтому весь комплекс региональных циклитов в разрезе мела уверенно выделяется как по литолого-фациальным признакам керна, так и геофизическими методами (ГИС и материалам сейсморазведки). А циклиты – это тот “локомотив”, с которым сопряжена “цепочка”: *циклиты–литмостратоны–региональные нефтегазоносные комплексы и их электрофизические модели*.

Важно и то, что литмостратонам, сопряженным с циклитами (регионального ранга), посвящена монография “Мел Западной Сибири” [Карогодин, 2006] серии “Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии”². А также монография “Болевые точки” стратиграфии и геохронологии нефтегазоносных бассейнов” [Карогодин и др., 2005b]. Немаловажно и то, что используемые принципы системно-литмологической парадигмы были специально рассмотрены в учебных пособиях [Карогодин, Самохин, 2007; Карогодин, 2009] и монографии “Теоретико-методические основы системно-стратиграфической парадигмы” [Карогодин, 2010] той же серии³.

Выбор именно пимского РГ НГК в качестве первого пособия по мелу определялся рядом немаловажных факторов. С ним связаны основные залежи нефти Самотлорско-

¹ За рубежом опубликовано несколько учебников по сиквенс-стратиграфии, как и у нас в стране: в МГУ, в Томском университете.

² Поддержана издательским грантом РФФИ и решением Научного совета ИНГГ СО РАН.

³ Поддержаны грантом РФФИ.

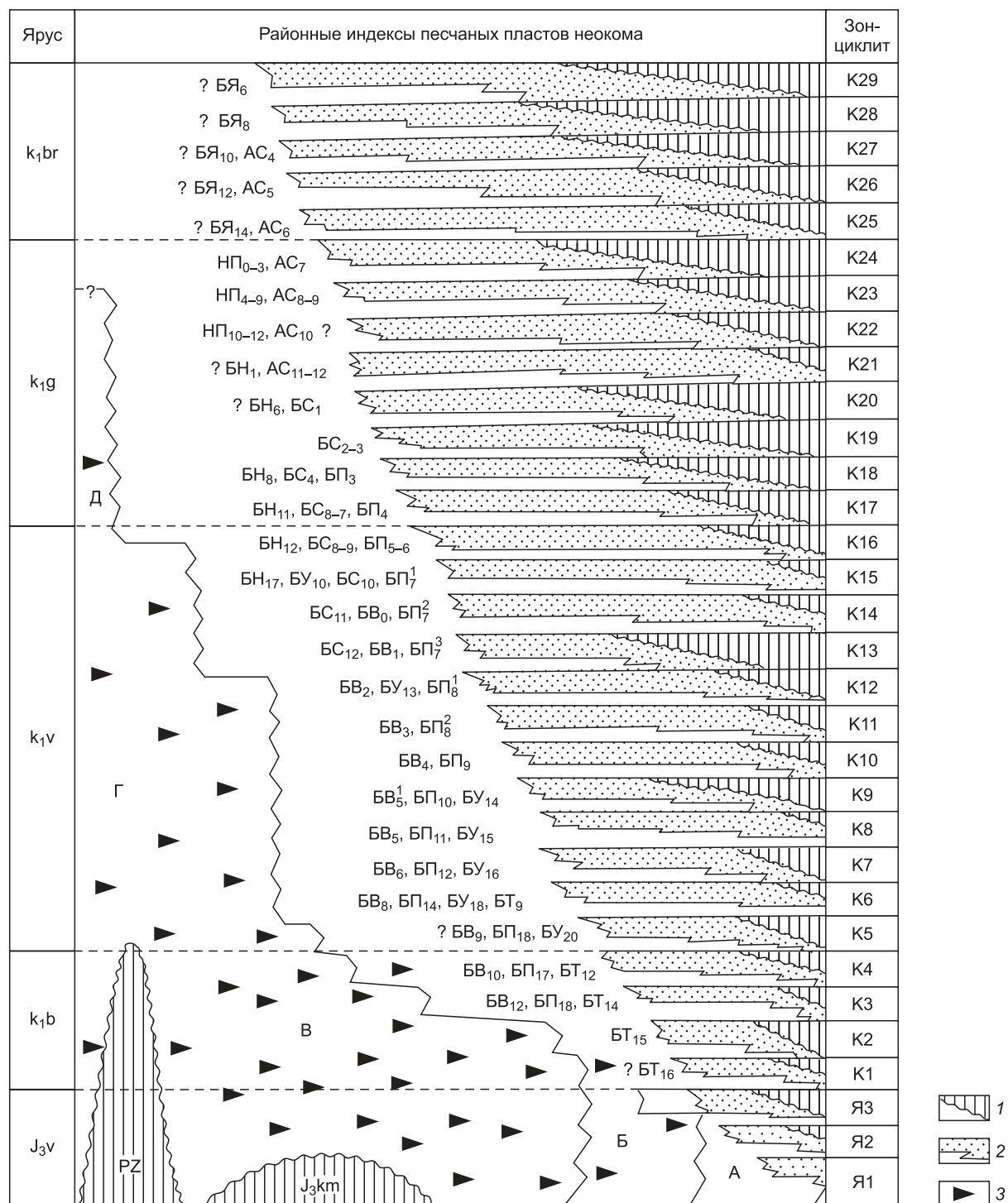


Рис. 1. Принципиальная схема строения зон циклитов волжско-неокомского регоциклита Западной Сибири [Нежданов и др., 1990]:

1 — стратиграфические несогласия; 2 — песчаные пласты (вверху) и глины; 3 — битуминозность. Свиты, отвечающие прогрессивной (трансгрессивной) части регоциклита: А — яновстанская, Б — ма-
 рьяновская (верхняя часть), В — баженовская, Г — тутлеймская, Д — мулымьинская

го и Федоровского месторождений-гигантов, а также многих крупных Среднеобской НГО Западно-Сибирского бассейна.

Особенность комплекса еще и в том, что он является последним, завершающим в формировании клиноформного разреза неокома бассейна. И может быть оценен как суперрегиональный⁴ (группа региональных) нефтегазоносный комплекс. Его начало (основание) – это регрессивная часть титон-берриасского Яновстанского регионально-го клиноциклита [Карогодин и др., 2011б] и идентифицированного регионального НГК [Эпов и др., 2012]. И тот, и другой (первый и последний) РГ НГК вполне определенно опознаются, маркируясь на электрокаротажных диаграммах и сейсмопрофилях региональными отражающими горизонтами Б и М. А между ними в разрезе неокома выделяются более 20 клиноформ (клиноциклитов) различного ранга. А.А. Нежданов и другие геологи их ранг принимали зональным (рис. 1) [Нежданов и др., 1990]. А значительное количество (29, по [Нежданов и др., 1990]) связывалось с резко возрастающим темпом осадконакопления в регрессивную половину данного, как, вероятно, и любого другого гигацикла⁵. Определить точно ранг каждого из циклитов (сиквенсов) затруднительно, поскольку методика их ранжирования далека от совершенства. Можно лишь предположить, что между пимским и яновстанским региональными клиноциклитами находятся еще три такого же ранга. А все остальные (субрегио-, мезо-, субмезоциклиты, клиноциклиты) в их составе.

Названия клиноформам (клиноциклитам) чаще всего присваиваются по названию свит или глинистых пачек, являющихся их нижними, в основном трансгрессивными, составляющими⁶

В данной серии меловых ЭФМ НГК, аналогично серии юрских, будут рассмотрены три региональных НГК (снизу вверх): *пимский*, *алымско-викуловский* и *хантымансийско-уватский*. И если пимский НГК известен гигантскими запасами нефти, то два других отличаются преимущественно запасами месторождений газа и газокодентата. Это гиганты: Уренгойское, Ямбургское, крупнейшее Бованенковское и более 100 других месторождений. Они образуют обширную по площади и уникальную по запасам Уренгойско-Ямбургскую заполярно-арктическую зону ЗС, простирающуюся на севере, вероятнее всего, в область Карского моря. По обосновываемым ниже (в последней части пособия) представлениям, хантымансийско-уватский НГК, кроме гигантских запасов газа, содержит и крупные (если не гигантские) запасы нефти в Красноленинском районе.

⁴ Название условное. Необходим поиск более ориентирующего термина на его содержание.

⁵ Термины “гигацикл” и “гигациклит” предлагаются вместо прежних “нексоцикл” и “нексоциклит”. Они более созвучны с терминами “мегацикл” и “мегасиквенс”, близкими к ним по значению.

⁶ Только Ф.Г. Гурари [1994, 2003] и Н.А. Брылина [Брылина, Данинберг, 1989; Брылина, 1998] считают, что в основании клиноформ – песчаники, а в верхней половине – глины (“покровные”).

**МЕЛ В ЛИТМО- И СИКВЕНС-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ
МОДЕЛЯХ**

По некоторым оценкам мел является основной геологической системой по запасам и добыче углеводородов бассейнов мира. Некоторые исследователи это связывают с самой значительной продолжительностью (более 76 млн лет) мела в фанерозойской истории Земли. Меловые отложения, являясь одним из основных нефтегазоносных объектов, занимают и обширные пространства не только “молодых” платформ (Западно-Сибирская, Туранская, Скифская и др.), но и “древних” (Африкано-Аравийская, Северо-Американская, Бразильская). С ними связаны супергигантские и гигантские месторождения нефти Аравийской плиты и Месопотамского прогиба, Сиртской провинции (Ливии), Африкано-Аравийской платформы, Мексиканского залива США, Западной Сибири¹. Общеизвестно и гигантское месторождение битумов Атабаски в меловых отложениях Канады. К отложениям этой системы приурочена уникальная по запасам и крупнейшая в мире по добыче гигантская Уренгойско-Ямбургская газоносная зона Западной Сибири, как отмечалось выше. Все это вызывает повышенный интерес к данной геологической системе вообще, а у нефтяников в особенности.

Желание раскрыть причины углеводородного богатства данной геологической системы, условий формирования и закономерностей пространственно-временного размещения залежей нефти и газа привлекало (и продолжает привлекать) внимание многих геологов. Решение этих вопросов имеет важное теоретическое и особенно практическое значение для целого комплекса задач. Первостепенную роль здесь играет стратиграфия. Она – основа (“краеугольный камень”, фундамент) геологии любого бассейна, в том числе в решении таких вопросов первостепенной важности, как оценка ресурсов и перспектив, подсчет запасов по каждому из региональных нефтегазоносных комплексов. Это ориентированный, научно обоснованный поиск залежей и месторождений, а также создание оптимальных схем их разработки. Стратиграфические ошибки (как, например, с возрастным диапазоном баженовской свиты и одноименного горизонта), ведущие к произвольному (порой не обоснованному по возрасту) выделению стратонов и на их основе к НГК, дорого обходятся как геологам, так и государству.

Определенная неудовлетворенность традиционной (классической) стратиграфией, основанной на палеонтологии (по сути – биостратиграфией), – главная причина появления множества (более 100) названий стратиграфий [Егоян, 1987, 1989]. В палеонтологически “немых” осадочных толщах различного возраста многих бассейнов выявлены залежи нефти и газа. Это и гигантская Юрубчено-Тохомская нефтегазоносная зона среднего рифея Сибирской платформы, основные залежи венда Непско-Ботуобинской антеклизы. В Китае только один (Таримский) нефтегазоносный бассейн представлен морскими отложениями, а все остальные – континентальными, в которых традиционная биостратиграфия бессильна.

Из множества “стратиграфий”, кроме традиционной, существует и успешно используется нефтяниками на практике, а потому и активно развивается в настоящее время только одна (в двух видах, направлениях). Это литмостратиграфия² (у нас в стране) и сиквенс-стратиграфия (за рубежом). Поэтому значительный интерес представляет определение положения мела³ в моделях этих стратиграфий. Но прежде чем рассматривать данный вопрос, целесообразно еще раз кратко напомнить основные понятия и стоящие за ними термины этих двух нетрадиционных направлений стратиграфии.

¹ На заре сиквенс-стратиграфии ее меловая модель не публиковалась, будучи, вероятно, засекреченной из-за важности объекта.

² Впервые литмологию интегрирующей наукой назвал и обосновал (устно) философ-системщик (разработчик направления системодейтельности) Г.П. Щедровицкий, принимавший активное участие в работе полевого системно-литмологического семинара на базе геологической практики Ставропольского университета “Лиманчик” в 1986 г.

³ Как и всех остальных геологических систем фанерозоя.

1.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ТЕРМИНЫ ЛИТМОЛОГИИ И СИКВЕНС-СТРАТИГРАФИИ

Сущность и общность в рассматриваемых направлениях стратиграфии состоит в том, что у них единый объект исследования – породно-слоевые тела седиментационных циклов – циклиты [Трофимук, Карогодин, 1974], синтемы (с предложением заменить на сиквенсы) [Сейсмическая стратиграфия, 1982; Международный..., 2002]. Общее у них и одно из определений (операциональное) терминов “циклит” и “сиквенс”. Оно отражает их сущность и операцию опознания, идентификации, а значит и моновариантное выделение в разрезе.

Циклиты и сиквенсы (синтемы) – это породно-слоевые тела, системы седиментационных циклов. Они являются важной категорией стратоноров в зарубежных стратиграфических кодексах [Международный..., 2002], но полностью упорно игнорируются российским кодексом [Стратиграфический кодекс, 2006]. Главным признаком их идентификации в осадочном разрезе является ограничение снизу и сверху несогласиями или адекватными им поверхностями.

Есть и значимое отличие этих стратиграфий, и оно в следующем. **Сиквенсы** – это породно-слоевые тела циклов эвстатического колебания уровня моря, океана. А **циклиты** – тела седиментационных циклов любой природы, в том числе, и в первую очередь – эвстатической, а также тектонической, климатической, эоловой, комбинированной и др. Они, как и сиквенсы (синтемы), являются важной категорией стратоноров – литмостратоноров. Такой категории стратоноров нет в российском стратиграфическом кодексе [2006]. Ее признанию противостоит яростное неприятие стратиграфов без каких-либо причин и логически обоснованных аргументов, как уже отмечалось ранее [Карогодин, 2006, 2010].

Есть и немаловажные различия в теоретико-методологическом основании этих двух направлений, но на них не стоит останавливаться в данном пособии. Отметим лишь, что цикллит, в отличие от сиквенса, рассматривается осознанно как целостная во времени формирования породно-слоевая система, со всеми присущими любой системе атрибутами – правилами, принципами, законами [Карогодин, 2010]. Слабая теоретико-методологическая база сиквенс-стратиграфии обедняет ее и приводит на практике нередко к существенным ошибкам. Например, как уже отмечалось [Карогодин и др., 2005а; Карогодин, Климов, 2008], принятие субпараллельной, “блинной” модели Приобской нефтегазоносной зоны [Карогодин и др., 1996] и васюганской свиты [Шурыгин и др., 2000]. Хотя единственная сиквенс-стратиграфическая модель, именно этой свиты, описывается в данной монографии.

Очень кратко обсудим возникновение и состояние этих двух направлений.

И литмостратиграфия, и сиквенс-стратиграфия возникли практически одновременно, независимо друг от друга, в 70-е годы прошлого столетия. Сиквенс-стратиграфия и на ее основе сейсмостратиграфия получили широкое распространение за рубежом. Первая монография у нас в стране появилась в 1982 г. [Сейсмическая стратиграфия, 1982]. Сейчас практически все зарубежные нефтяные компании используют сиквенс-стратиграфическую методику расчленения и корреляции разрезов естественных обнажений, скважин и на сейсмопрофилях. При этом большинство пользуются нашей символикой обозначения видов циклитов (сиквенсов), оказавшейся весьма простой и удачной, а потому ставшей практически общепринятой [Трофимук, Карогодин, 1974]⁴.

За рубежом опубликовано достаточно много статей и крупных монографий, посвященных различным вопросам сиквенс-стратиграфии, в том числе иерархической классификации сиквенсов, которая все еще находится в стадии становления. Как отмечалось выше, составлены учебники сиквенс-стратиграфии как за рубежом, так и у нас в

⁴ Без ссылок на авторство чаще всего.

стране (в МГУ, в Томском университете). Учебников по литмологии нет, хотя монографию “Введение в нефтяную литмологию” [Кародин, 1990а] многие принимают и используют как учебник.

1.2. КЛАССИФИКАЦИЯ, НОМЕНКЛАТУРА, ТЕРМИНОЛОГИЯ СИКВЕНС- И ЛИТМОСТРАТИГРАФИИ

Иерархическая организация (классификация и номенклатура) сиквенсов, наиболее часто используемая в настоящее время, представлена следующими таксонами. *Мегасиквенс* – один из основных высокоранговых таксонов. В фанерозое их шесть. В каждом из них в большинстве случаев выделяются нижняя и верхняя части. Существует представление, что мегасиквенсы, объединяясь по два с сохранением названий каждого, образуют три группы в фанерозое.

В составе мегасиквенсов выделяются *суперсиквенсы* и их группы (две-три) с буквенными обозначениями А (нижняя) и В (верхняя) по 3-4 суперсиквенса в каждой (рис. 1.1). Породные тела самых кратковременных колебаний уровня моря называли *сиквенсами третьего порядка* [Naq et al., 1988] (рис. 1.2).

В литмостратиграфии также существует иерархическая классификация литмостратонов, сопряженных с циклитами [Кародин, 1990а, рис. 1, а, б]. Начало своего формирования она берет с семидесятых годов прошлого века [Кародин, 1971, 1976, 1977, 1978; и др.], независимо от сиквенс-стратиграфии. В современном виде ее можно считать определенным итогом многолетнего системно-литмологического изучения разрезов седиментационных бассейнов Западной Сибири, Сибирской платформы, Средней Азии, Кавказа и Предкавказья, Болгарии, Китая. Отличие и сходство ее от представленной выше сиквенс-стратиграфической модели в следующем.

Литмостратиграфическая классификация [Кародин, 1990а,б] более иерархична, чем сиквенс-стратиграфическая. В ней не три-четыре ранга стратонов, а в два раза больше – восемь. И их иерархическая структура (“лестница”) выглядит следующим образом (сверху вниз).

Тригалциклит, *галциклиты*⁵ *гигациклиты*⁶ (вместо нексциклитов), *региональные (рего) циклиты*, *зональные циклиты (зон) циклиты*, *темциклиты (субзональные циклиты)* и *элементарные (эле) циклиты*. Совершенство и важность классификации принято оценивать по степени ее многоуровненности, иерархичности. Любая классификация подвержена уточнению, совершенствованию и усложнению. Но если ее основа выбрана верно, то при всех неизбежных изменениях и дополнениях, она остается жизнеспособной. Ярким примером может служить классификация элементов Менделеева, претерпевшая значительные дополнения и модернизацию, но в основе своей оставшаяся прежней.

Несмотря на иерархическое отличие рассматриваемых независимо составленных классификаций, в них есть и сходство. Оно в следующем. Тригалциклит⁷ – это три галциклита и три группы (пары) мегасиквенсов. Их, как и гигациклитов, шесть в венд-фанерозое⁸. И это, в принципе, полные стратиграфические объемы осадочных чехлов “древних” платформ (Сибирской, Русской, Северо-Американской, Бразильской, Африкано-Аравийской). А два верхних гигациклита и мегасиквенса (с определенным уточнением нижней и верхней границ) фанерозоя – это чехлы “молодых”,

⁵ От термина “галактический год”, учитывая близость по его продолжительности в млн лет.

⁶ Нексо – союз (возможно девяти) региональных циклитов, наиболее близких по рангу мегасиквенсу. Поэтому далее по тексту удобнее использовать терминологический элемент *мега* (мегацикл, мегациклит), вместо некса.

⁷ В сиквенс-стратиграфии у него нет названия.

⁸ Без четвертичной системы.

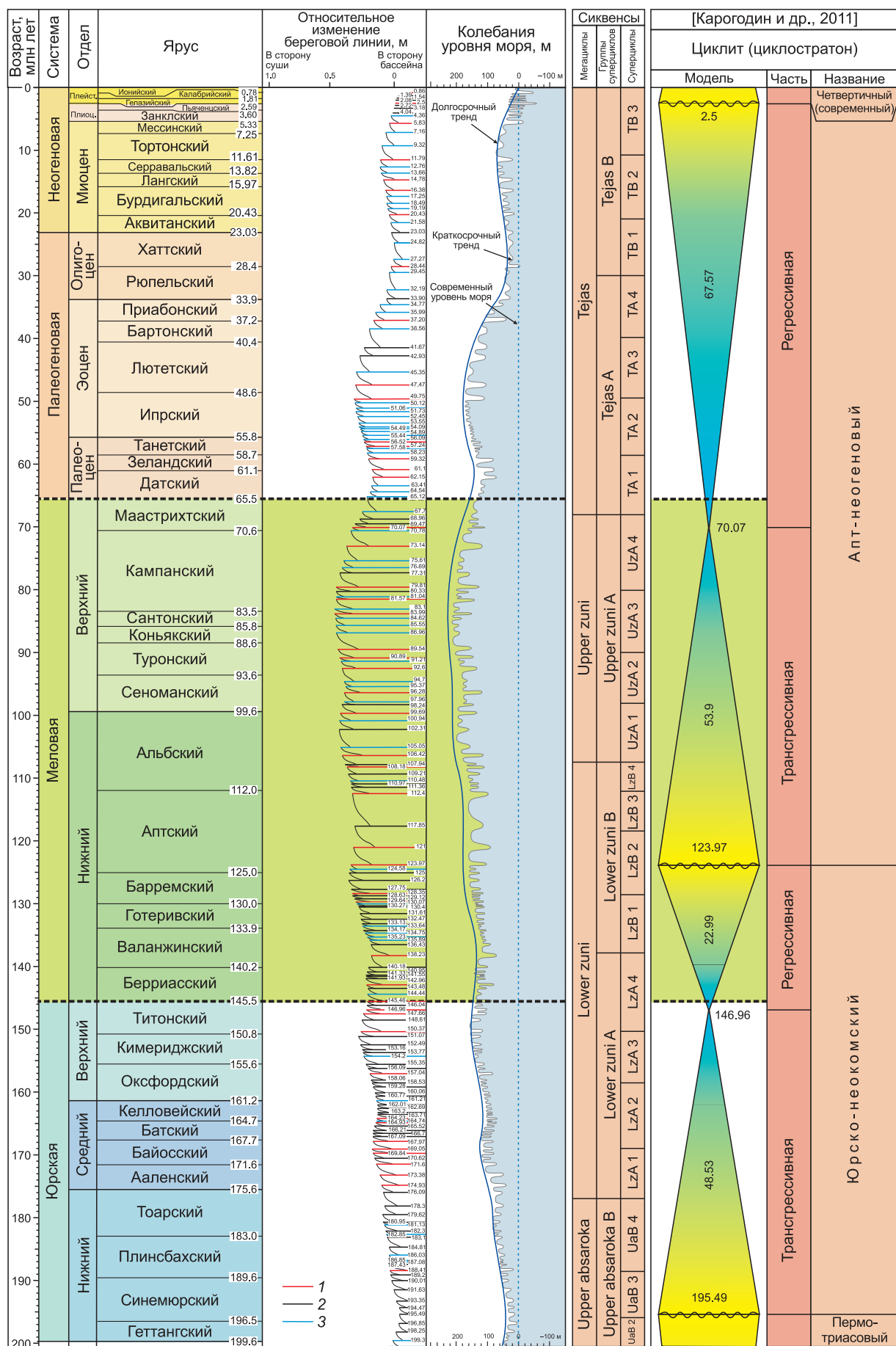


Рис. 1.1. Мел в сиквенс- и литмостратиграфических моделях (кривые относительного изменения береговой линии по: [Hardenbol et al., 1998]; кривые уровня моря и сиквенсы по: [Naq et al., 1988]; с дополнениями Ю.Н. Карогодина):

Относительные колебания уровня моря: 1 – крупные (<75 м), 2 – средние (25–75 м), 3 – мелкие (<25 м)

эпигерцинских платформ: Западно-Сибирской, Туранской, Скифской, Центрально-Европейской и др.

Границы, а следовательно, и объемы мегасиквенсов и гигациклитов в одних случаях совпадают, в других – нет. Хотя количество их в фанерозое, как отмечалось выше, одинаковое. Вопрос границ и объемов разного ранга циклитов и сиквенсов требует специального обсуждения, а также неформального рассмотрения (сопоставления) на конкретных разрезах, что до сих пор никем не проводилось.

И та и другая модели, чтобы претендовать на статус общепланетарных, нуждаются в серьезном обосновании, хотя бы потому, что ни одна из них не учитывает реальные (“развернутые”, распрямленные до первоначальных – субгоризонтальных) размеры площадей суши и моря ныне существующих складчатых (сжатых, смятых) областей.

На уровне (ранге) суперсиквенсов и их групп усматриваются и сходство, и определенное отличие от регоциклитов в составе гигациклитов.

Независимо от типа и стратиграфического объема осадочного бассейна, весьма определенно (ярко) обособливается (выделяется) ограниченное (возможно девять) количество циклитов, подчиненных рангу гигациклитов. Вначале они были названы мезоциклитами, а позже и в настоящее время к ним прижился термин “региональные регоциклиты” (РГЦ). Они явно играют роль “несущих” блоков в структурной композиции разреза любого седиментационного бассейна. Следовательно, их правомерно считать его важнейшими нефтегазоносными составляющими – комплексами, рего-комплексами нефтегазоносными. Термины “регоциклит” и “суперсиквенс” по положению в иерархической версии представляются близкими, но все-таки не синонимами. И более приемлемым для данной категории сиквенсов видится термин “регосиквенсы”. Терминоэлементы *мега-* и *супер-* в широком обиходе не различаются, поэтому нередко и меняются местами.

Регоциклиты также можно представить как две группы с двумя подгруппами. Две группы – это две (а не три) части: трансгрессивная и регрессивная гигациклита. Отличие у них всегда явное и существенное по целому ряду важных в нефтегазоносном отношении признаков. Это и будет продемонстрировано на конкретных примерах настоящей серии пособий.

Две подгруппы регоциклитов в каждой группе – это РГЦ в разрезе начально-трансгрессивных и трансгрессивных отложений, начально-регрессивных и финально-регрессивных образований. Подгруппы РГЦ не во всех разрезах бассейнов могут явно опознаваться. Но там, где это наблюдается, необходимо это учитывать.

Значительное число суперсиквенсов в некоторых мегасиквенсах может быть обусловлено двумя причинами. Одна из-за ошибочного принятия за суперсиквенсы образований рангом ниже. Их в литмостратиграфии принято называть мезоциклитами. Подобные ошибки известны. И они связаны с отсутствием разработанных общих принципов создания *иерархических классификаций*. Второй причиной множественности (как и подозрительной ограниченности) суперсиквенсов может быть неточное (недостаточно обоснованное) положение границ мегасиквенсов по ряду причин. Задача решения обоснованного положения границ мегасиквенсов, как и гигациклитов, представ-

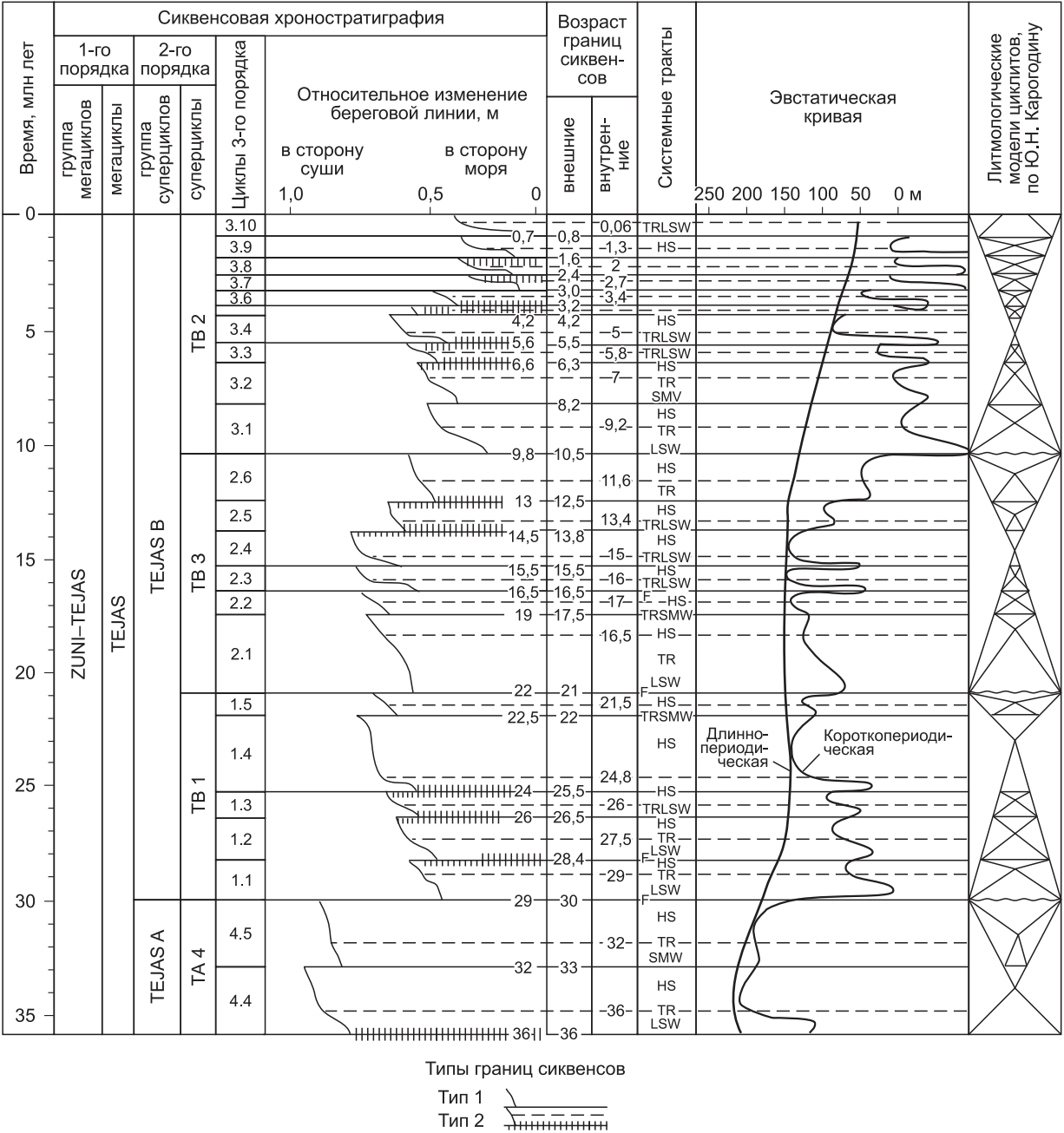


Рис. 1.2. Фрагмент диаграммы относительного изменения береговой линии и эвстатических колебаний уровня моря (по [Наq et al., 1988], с дополнениями Ю.Н. Карогодина).
HS – отложения высокого стояния, TR – отложения трансгрессии, LSW – клин низкого стояния, F – конус выноса, SMW – клин морского шельфа

ляется не менее важной, чем границ систем. Как известно, на их поиск и признание (“вбитие золотого гвоздя”) нередко требовались многолетние дорогостоящие исследования геологов всего мира.

После такого теоретического размышления логично рассмотреть положение мела в этих двух моделях, важное для понимания места нахождения в них региональных НГК.

1.3. ПОЛОЖЕНИЕ МЕЛА В ЛИТМО- И СИКВЕНС-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ

В литмостратиграфической модели мел занимает две разные части двух смежных трансгрессивно-регрессивных гигациклитов. Полностью верхнюю неокомскую (регрессивную) половину юрско-неокомского гигациклита и практически всю нижнюю (трансгрессивную) часть апт-неогенового гигагациклита (см. рис. 1.1). Подобная связь границ геологических систем с границами трансгрессий и регрессий крупных циклов была подмечена ранее [Трофимук, Карогодин, 1985].

В сиквенс-стратиграфической модели положение мела существенно иное. Он находится в составе не двух, а одного мегасиквенса Zuni. Его нижняя граница проходит в верхней части тоара нижней юры, отличаясь от положения основания юрско-неокомского гигациклита. А верхняя либо совпадает с границей мела и палеогена, т.е. мезозоя и кайнозоя (по одной версии), либо допускается несколько ниже (примерно в середине маастрихта). С палеогена начинается последний, шестой (кайнозойский) мегасиквенс Tejas (см. рис. 1.1). В то время как в литмостратиграфической модели это начало второй, регрессивной половины апт-неогенового гигациклита. А нижняя граница юрско-неокомского гигацикла совмещается с подошвой юры либо проходит несколько выше – между геттангом и синемюром. А его кровля совмещается с кровлей неокома, как следует из вышеизложенного.

Анализ изменения уровня океана и соотношения при этом суши и моря позволяет сделать следующие заключения.

Максимальный подъем уровня моря произошел в самом конце мела. А самые значительные (даже ниже современного положения) его снижения были в ранней юре и неогене⁹. Тем самым ярко обозначены: а) внешние границы галциклита как доказательство определенного единства пар как гигациклитов, так и мегасиквенсов и б) его внутренняя граница, связанная с финалом общей трансгрессии и подъемом уровня океана в конце мела. Возможно, где-то на границе кампана–маастрихта (или маастрихт-дата).

Еще раз подчеркнем, что на рассматриваемом примере подтверждается высказанное выше предположение о глобальной смене биоты на границах фаз подъема и снижения уровня моря гигациклов. Именно важные, существенные рубежи смены биоты и являются, как правило, границами геологических систем [Трофимук, Карогодин, 1985]. В рассматриваемом случае это очевидно на примере меловой и юрской, меловой и палеогеновой систем. В отдельных случаях данная закономерность подтверждалась и на более низком уровне стратонов (ярусов) и региональных циклитов [Карогодин и др., 1980].

После такого краткого рассмотрения положения мела в литмо- и сиквенс-стратиграфических моделях наиболее высокоранговых подразделений (геми, мега и выше), важно понять и место в нем основных региональных нефтегазоносных комплексов. Также немаловажно дать попытку объяснения закономерностям пространственно-временного размещения преимущественно нефтяных и газовых комплексов. Одним из таких важных НГК и является пимский. Данный вопрос представляется логичным рассмотреть после характеристики ЭФМ пимского регионального нефтегазоносного комплекса.

⁹ Неогеновые отложения полностью отсутствуют на всей территории Сибирской платформы и почти на всей территории Западно-Сибирской плиты, тем самым фиксируя яркость и обоснованность принятия положения верхних границ апт-неогенового гигациклита и юрско-неогенового галциклита, как и фанерозойского (без антропогена) тригалциклита. Этой согласованностью наложения финальных фаз циклов высокого ранга вызвано явление резонанса многих планетарных явлений (эвстатического, климатического и др. согласованно-сопряженных трендов). Их “эхо” доходит до нас и сейчас, живущих как бы в самом начале “юрского” периода.

**ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПИМСКОГО
РЕГИОНАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА**

В пособиях по юре серии “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири” [Эпов и др., 2012, 2013] были изложены теоретико-методологические и методические основы, и приемы, использованные при создании и описании этих моделей. Поэтому в данной серии меловых электрофизических моделей нефтегазоносных комплексов нет необходимости в повторении. Есть смысл лишь кратко напомнить основные из них. Они сводятся к следующему.

2.1. ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СИСТЕМНО-ЛИТМОЛОГИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ВЫДЕЛЕНИЮ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ И СОЗДАНИЮ ИХ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

В монографии “Теоретико-методологические основы системно-стратиграфической парадигмы [Карогодин, 2010] сформулировано семнадцать системно-литмологических принципов и комплекс правил их реализации. В серии настоящих пособий непосредственно использовано несколько из них: *сопряженности систем, стратоносистемности, иерархичности*. Основополагающий принцип выделен жирным шрифтом. В той или иной мере использованы и некоторые другие принципы и правила. В данном пособии есть смысл кратко остановиться лишь на некоторых из основных.

Сущность принципа *сопряженности* состоит в том, что *с любой целостной системой, ее свойствами, структурой может быть связано (“в упряжку”, сопряжено)¹ несколько систем другого рода, (вида, класса, типа) с их структурой, функциональными свойствами и особенностями*. Это связь по своей сути и *структурно-временная, и пространственно-временная*. Виды сопряженности многообразны. В данном случае сопряженность можно назвать *цепной*. Это означает сопряжение с одной (“головной”) системой нескольких, связанных, сопряженных, сцепленных последовательно между собой, одна с другой, подобно звеньям цепи.

“Головной” системой (“локомотивом”) в рассматриваемом случае является *породно-слоевая система* – тело *седиментационного цикла* (циклит, сиквенс). А любой цикл, в том числе седиментационный, является системой по определению. Немаловажно и то, что правила выделения циклитов разработаны и широко используются на разрезах обнажений (естественных и искусственных), в скважинах по керну, методам электрофизического зондирования и по данным сейсморазведки.

Первое звено в этой цепи – *стратон, литмостратон*, сопряженный с циклитом. Для названия литмостратона в работе принято использовать термины литостратонов (“местных” стратонов, по [Стратиграфический кодекс, 2006]). И предпочтительно выбирать те названия, которые известны и часто используются широкой аудиторией геологов, а значит, и названия, ориентирующие² на литологию вполне определенного породного тела (в рассматриваемом разрезе). Это термины таких свит, как, например, васюганская, георгиевская, сиговская, алымская, викуловская, хантымансийская, уватская, а также пачек (пимская, сармановская) и т. д.

В данном пособии при описании ЭФМ мела использована терминология литостратонов (“местных стратонов”) стратиграфических схем мела ЗС 1991 г. (рис. 2.1) и практически не отличающейся от рабочей схемы 2004 г. (рис. 2.2).

¹ Сопряженный – взаимно связанный” [Ожегов, 1982, с. 738].

² Ориентированность на содержание – важное свойство термина.

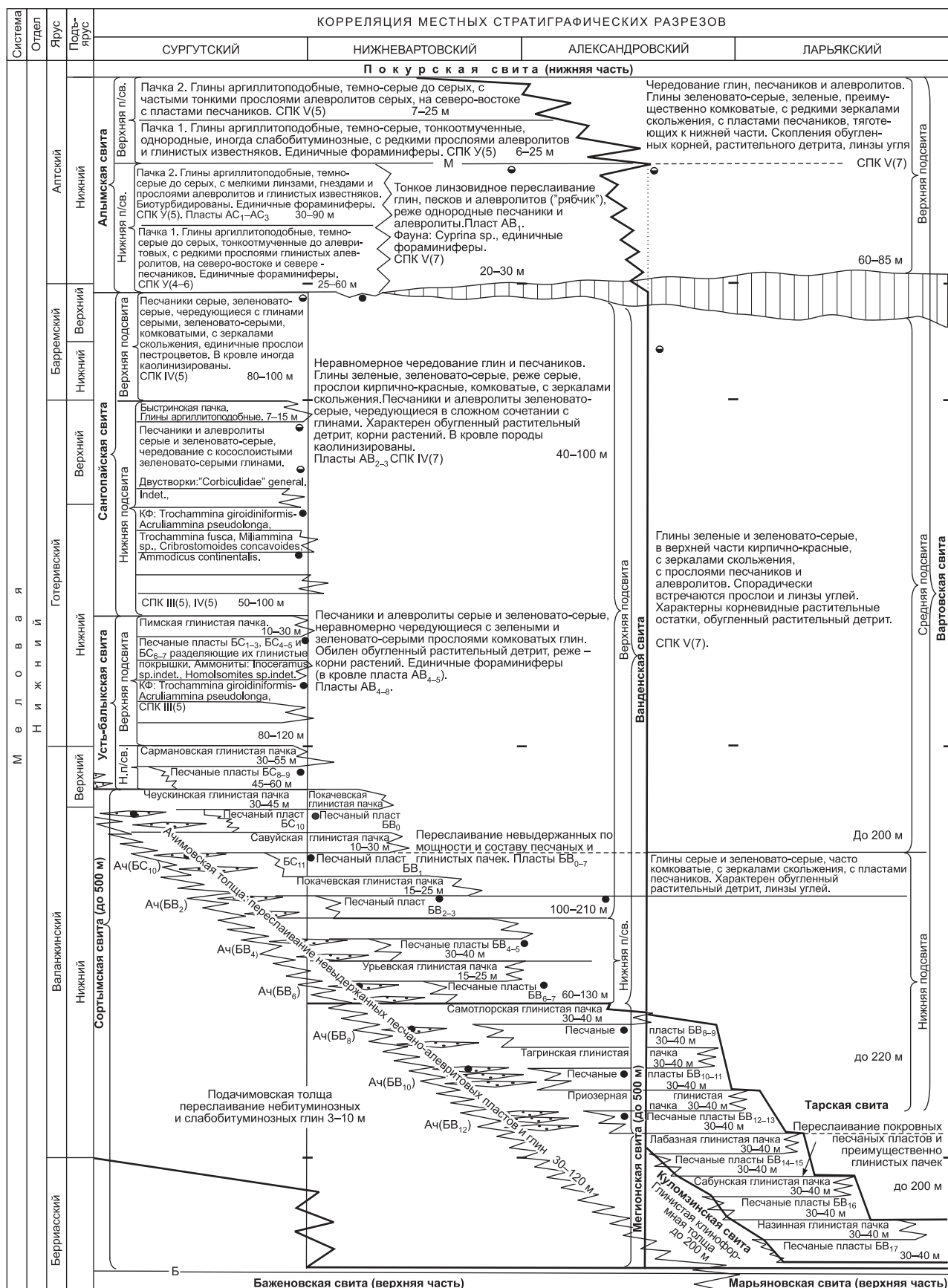


Рис. 2.2. Фрагмент неомел-аптской рабочей стратиграфической схемы Западной Сибири [Решение..., 2004] (схема принята на заседании СибРМСК 24.03.2004)

Следующее звено в этой цепи – *сопряженность с литмостратоном* нефтегазоносного подразделения разреза, нефтегазоносного комплекса, т. е. его литмостратиграфической модели. И последнее звено в этой цепной сопряженности – *электрофизическая модель*. Цепная сопряженность представляется в следующем виде: *циклит (как целостная породно-слоевая система)–литмостратон (как целостная система литмостратонов)–нефтегазоносный комплекс–его породно-слоевая модель–электрофизическая модель НГК*. Именно в такой последовательности целесообразно вести описание как данной, так и других ЭФМ НГК. В таком моновариантном, системно-литмологическом подходе к пониманию и вполне определенной процедуре выделения нефтегазоносных комплексов в разрезе бассейна любого типа и возраста заключается его значимость, поскольку ситуация с определением этого важнейшего понятия нефтяной геологии – полнейший хаос, как уже отмечалось ранее [Эпов и др., 2012].

Второй важный системный принцип – *иерархичность*. Системы любого рода иерархичны. В том числе и породно-слоевые (циклиты). А значит и сопряженные с ними литмостратоны и НГК. Наиболее часто используемым в нефтяной геологии является номенклатурный термин *региональный нефтегазоносный комплекс (РНГК)* [Рудкевич и др., 1988; и др.]. На примере васюганского регионального нефтегазоносного комплекса, с описания которого и его ЭФМ начата настоящая серия, очевидно следующее. Он сопряжен с одноименным региональным трансгрессивно-регрессивным циклито [Эпов и др., 2012]. А регоциклит весьма важный составляющий элемент в структуре мегациклита, как обосновано выше. Региональные циклиты и сопряженные с ними литмостратоны – это важнейшие блоки в структуре любого НГБ. Поэтому в данном пособии, как и в предыдущих (а также последующих), региональный нефтегазоносный комплекс принимается сопряженным с региональным стратоном, а через него с региональным циклито.

Поэтому возникает предложение принять и использовать номенклатурную терминологию циклитов, литмостратонов и для НГК. Но в данном пособии описывается ЭФМ главным образом одного регионального ранга РНГК. Хотя и будут использованы термины “зональный”, “элементарный” циклит.

Региональный нефтегазоносный комплекс (как и другого ранга) – это и система коллекторских, проницаемых породных (и породно-слоевых) тел (способных принимать, вмещать и отдавать флюиды) и экранирующих тел (способных удерживать УВ), сопряженных с элементами регионального циклита и литмостратона. Широко распространенным термином, отражающим важный элемент в структуре НГК, является “резервуар”. В комплексе их от одного до нескольких. При этом следует заметить, что этим термином обозначаются разные понятия.

Под нефтегазоносным резервуаром у отечественных геологов обычно принято понимать сочетание породного тела-коллектора с породным телом относительно непроницаемым – экраном. Когда он сверху у залежи, то принято его называть “покрышкой”. А если снизу (достаточно редкий гравитационный тип залежей³) – флюидоупор, со всех сторон – “замкнутый резервуар” литологической ловушки. Зарубежные геологи чаще всего под нефтегазоносным резервуаром понимают только проницаемое тело-коллектор. В таком значении данный термин принимается и в настоящих пособиях. Это сделано с целью исключения противоречия их выделения при использовании принципа “сопряженности” [Карогодин, 2010]. Кроме того, это важно и для разработки в дальнейшем единых, унифицированных правил моновариантного выделения РГ НГК в осадочном разрезе любого бассейна. К тому же, в одной из наиболее востребо-

³ Например, Тимано-Печорской провинции.

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

Итак, осадочный разрез *любого нефтегазоносного бассейна рассматривается в качестве иерархически организованной породно-слоевой системы циклитов, с которыми, сопряжена система стратонов, литмостратонов, а с ними и НГК, и его ЭФМ.* Такое понимание НГК, исходящее из его операционального определения, предоставляет следующие важные преимущества. Возможность однозначного выделения НГК в любом разрезе НРБ. А это необходимый и реальный путь к выявлению пространственно-временных закономерностей размещения и условий формирования залежей УВ. Без чего невозможна научная оценка перспектив нефтегазоносности, прогноза и обоснованного направленного поиска и успешного открытия месторождений.

Успех данного подхода определяется разработанными правилами выделения циклитов, значит и НГК [Карогодин, 1990а]. Это же и путь к пониманию структуры, сущности электрофизических моделей и описанию как системы в цепной сопряженности: *литостратон–циклит (в модели литостратонов)–литмостратон–нефтегазоносный комплекс–электрофизическая модель.* При этом в качестве “кирпичиков” используются литостратоны, необходимые для конструирования и создания модели циклита и литмостратона-системы породно-слоевой [Карогодин, 2006]. Но даже в последнем “Стратиграфическом кодексе” [2006, с. 11], как уже отмечалось ранее, нет не только категории литмостратонов, но и литостратонов. Хотя к последним отнесены толща, пачка, маркирующий горизонт и клиноформа, которые названы и “признаны вспомогательными по отношению к местным” стратонам. А “таксономическая шкала местных подразделений состоит из следующих единиц: комплекс, серия, свита и пачка” [Там же, с. 29]. Повезло пачке, она и в категории “местных” (основных) стратонов, и во “вспомогательных” к ним.

По существу же, как вполне логично представлено в “Международном стратиграфическом справочнике” [Международный..., 2002], все вышеперечисленные стратоны (и основные, и вспомогательные, кроме клиноформ) принадлежат категории *литостратонов – формаций*. Поэтому многими геологами (в том числе авторами пособия) свиты в подавляющем большинстве своем воспринимаются как типичные формации. По сути, они являются литостратонами, с их частями и элементами (пачками, пластами). “Правильно выделенные свиты в стратиграфических разрезах одноформационны” [Рудкевич и др., 1988, с. 57]. А литмостратоны – *разноформационны* в подавляющем большинстве. Исходя из данного представления о литостратонах, можно начать характеристику электрофизической модели пимского НГК.

2.2. ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПИМСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

Название данного регионального нефтегазоносного комплекса, как и клиноформы (и клиноциклита), а также литмостратона заимствовано от пимской пачки. В приводимом ниже описании пимского (и других) НГК в данной серии пособий использована рабочая схема мела (2004) с ее названиями стратонов и их границами (объемом). Поскольку утвержденной и опубликованной схемы мела не существует⁴, используемый готерив-аптский фрагмент схемы практически не отличается от утвержденной схемы 1991 г. (см. рис. 2.1, 2.2). В литмостратиграфической схеме границы и объем уточняются [Карогодин, 2006].

⁴ По известной причине и, видимо, еще долго не будет.

Пимский литмостратон, с которым сопряжен НГК и его ЭФМ наиболее полно представлен в разрезах Сургутского структурно-фациального района (рис. 2.3). В нефтеносном отношении, как будет показано ниже, это важнейший комплекс Сургутского и Вартовского нефтеносных районов Среднеобской, а также Фроловской НГО (рис. 2.4). Именно с ним связаны основные крупнейшие залежи нефти Самотлорского, Федоровского месторождений-гигантов и ряд крупных рассматриваемой провинции.

Пимский региональный литмостратон – это последняя (верхняя) по отношению к нижележащим отложениям региональная клиноформа (клиноциклит), завершающая клиноформный разрез неокома. Приняв один из разрезов Сургутского района (рис. 2.5) за некий условный, но достаточно представительный его эталон, можно дать следующее описание РГ НГК и характеристику его ЭФМ. Используя при этом и некоторые другие скважины (рис. 2.6), дополняющие те или иные особенности элементов НГК и его ЭФМ.

Рассматриваемый трансгрессивно-регрессивный циклит, подобно другим, представлен двумя частями (половинами, гемициклитами): нижней, трансгрессивной (точнее прогрессивной) и верхней, регрессивной. Каждая из них состоит из 2–3 элементов, отражающих постепенную разнонаправленность процесса формирования породно-слоевого тела седиментационного цикла, циклита (сиквенса).

На этом примере можно проиллюстрировать важнейшее свойство понятия “система”, любое определение которой начинается с термина “множество”. Система – это множество Минимальное множество – два. Система, у которой вторая половина (часть) близка к нулю или равна ему, считается вырожденной. Она не способна обладать всеми теми свойствами, которые присущи системе вообще и рассматриваемого (данного) рода. Например, если в трансгрессивно-регрессивном циклите отсутствует вся или значительная часть второй (регрессивной) половины в результате наступившего перерыва осадконакопления или размыва, то такая система будет считаться *вырожденной*. А значит и неспособной быть полноценным нефтегазоносным комплексом. Роль таких “систем” в нефтегазоносности разреза бассейна весьма различна – от значительного или полного уничтожения залежей до способствования формированию гигантских скоплений углеводородов. Это будет продемонстрировано в пособиях даже на примере мелового разреза Западной Сибири, а также других бассейнов. Перерывы в осадконакоплении и размывы ранее образовавшихся отложений выступают в качестве одного из важных признаков подавляющего большинства месторождений-гигантов нефти, газа и, безусловно, битумов бассейнов мира (планеты).

Характеристика пимского РГ НГК и его ЭФМ, рассматриваемая ниже, приводится по каждому из элементов частей – с их основания (подошвы) до завершения (кровли).

Важным элементом в основании пимского регионального циклита (и литмостратона), как и обычно в такого ранга циклитах, являются так или иначе выраженные *базальные пласты* (или пласт). Их мощность, площадь распространения зависят от структурно-фациального положения района и скважины, вскрывающей разрез, их удаленности от источника сноса обломочного материала и ряда других факторов. В рассматриваемом разрезе (см. рис. 2.5) пласт (БС₁₋₃)⁵ достаточно отчетливо фиксируется под пимской пачкой по депрессии ПС, повышенному значению КС, понижением ГК и “зеркальным отражением” повышенных значений НГК. Мощность его составляет 10–15 м. Судя по кривым скважинного зондирования, в его составе есть маломощ-

⁵ В скобках здесь и далее официально принятая аббревиатура и нумерация продуктивных пластов, принятая в официальной стратиграфической схеме.

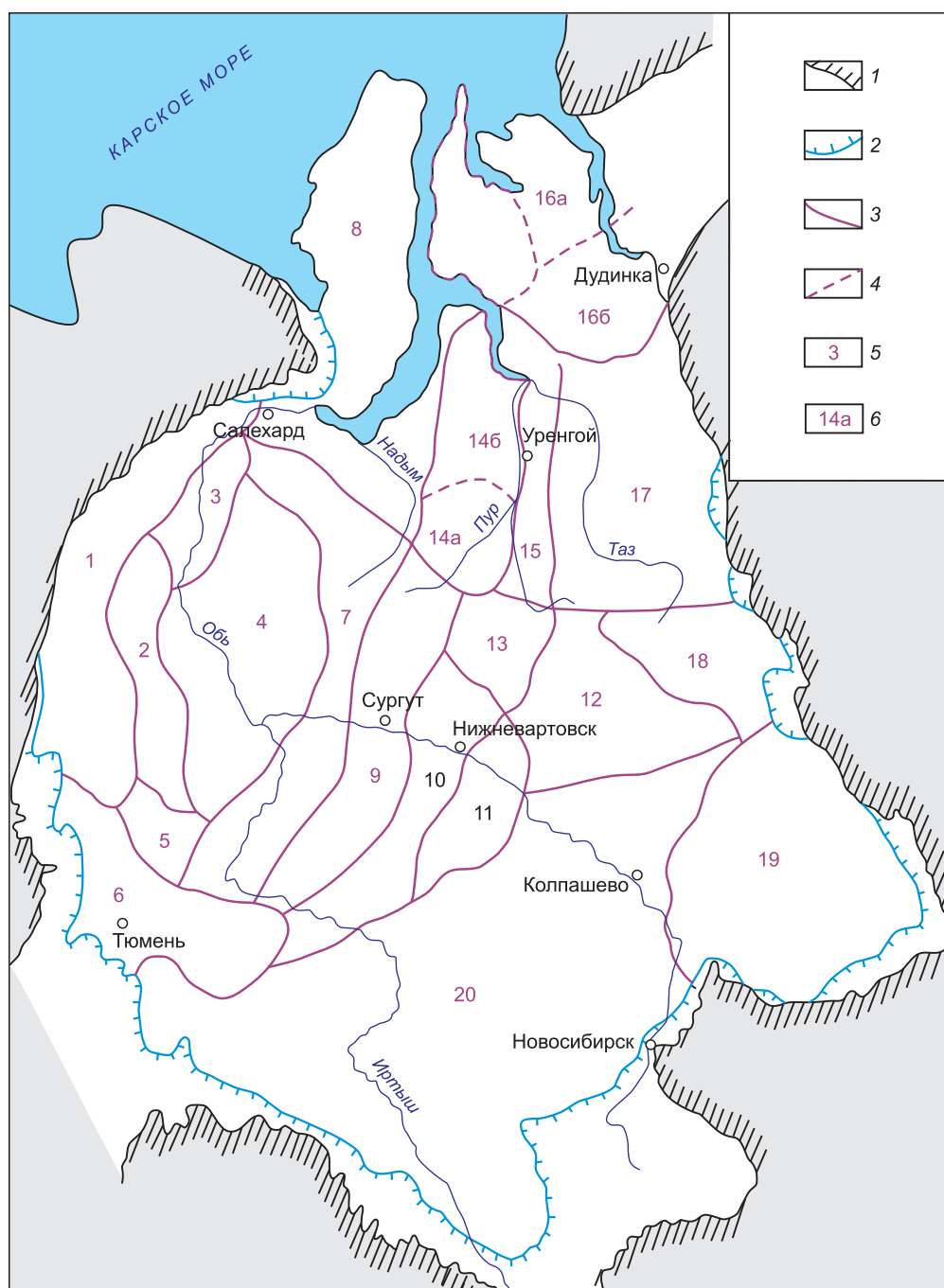


Рис. 2.3. Схема районирования неокомских отложений Западной Сибири [Решения..., 1991]:

1 – обрамление; 2 – граница распространения неокомских отложений; 3 – граница района; 4 – граница подрайона; 5 – район; 6 – подрайон.

Районы и подрайоны: 1 – Полярное и Приполярное Зауралье, 2 – Игримско-Шаимский, 3 – Березовский, 4 – Фроловский, 5 – Карабашский, 6 – Тюменский, 7 – Тобольско-Надымский, 8 – Полуиско-Ямальский, 9 – Сургутский, 10 – Нижневартовский, 11 – Александровский, 12 – Ларьякский, 13 – Вэнгапурский, 14 – Пурпейско-Уренгойский, 14а – Пурпейский, 14б – Уренгойский, 15 – Тазовский, 16 – Усть-Енисейский, 16а – Притаймырский, 16б – Малохетский, 17 – Туруханский, 18 – Елогуйский, 19 – Чулымо-Енисейский, 20 – Рявкино-Васюганский

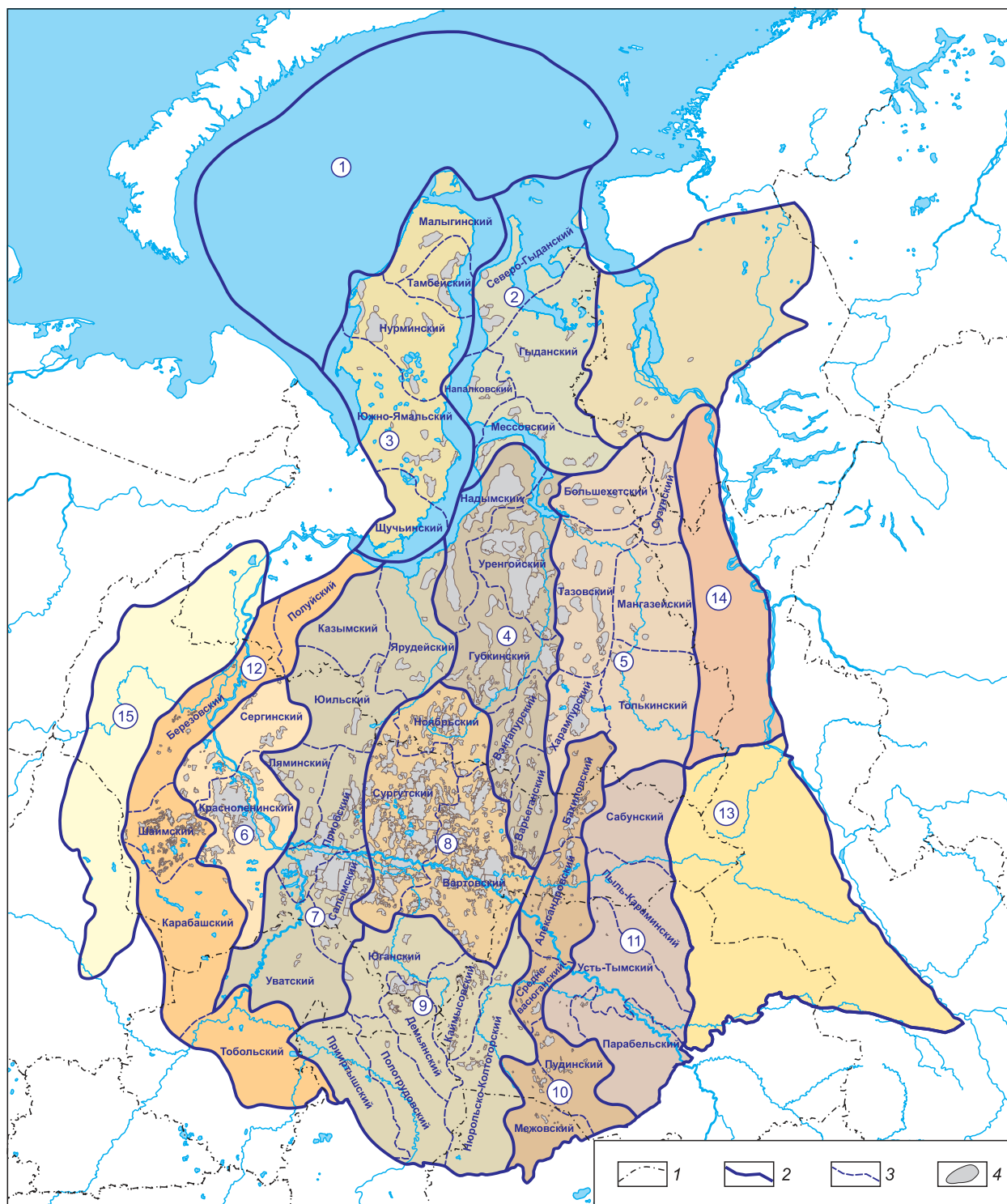


Рис. 2.4. Схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под ред. А.Э. Конторовича):

1 – административные границы, 2 – границы нефтегазоносных областей, 3 – границы нефтегазоносных районов, 4 – контуры месторождений.

Нефтегазоносные области: 1 – Южно-Карская, 2 – Гыданская, 3 – Ямальская, 4 – Надым-Пурская, 5 – Пур-Тазовская, 6 – Красноленинская, 7 – Фроловская, 8 – Среднеобская, 9 – Каймысовская, 10 – Васюганская, 11 – Пайдугинская, 12 – Приуральская, 13 – Предъенисейская, 14 – Елогуй-Туруханская, 15 – Восточно-Уральская

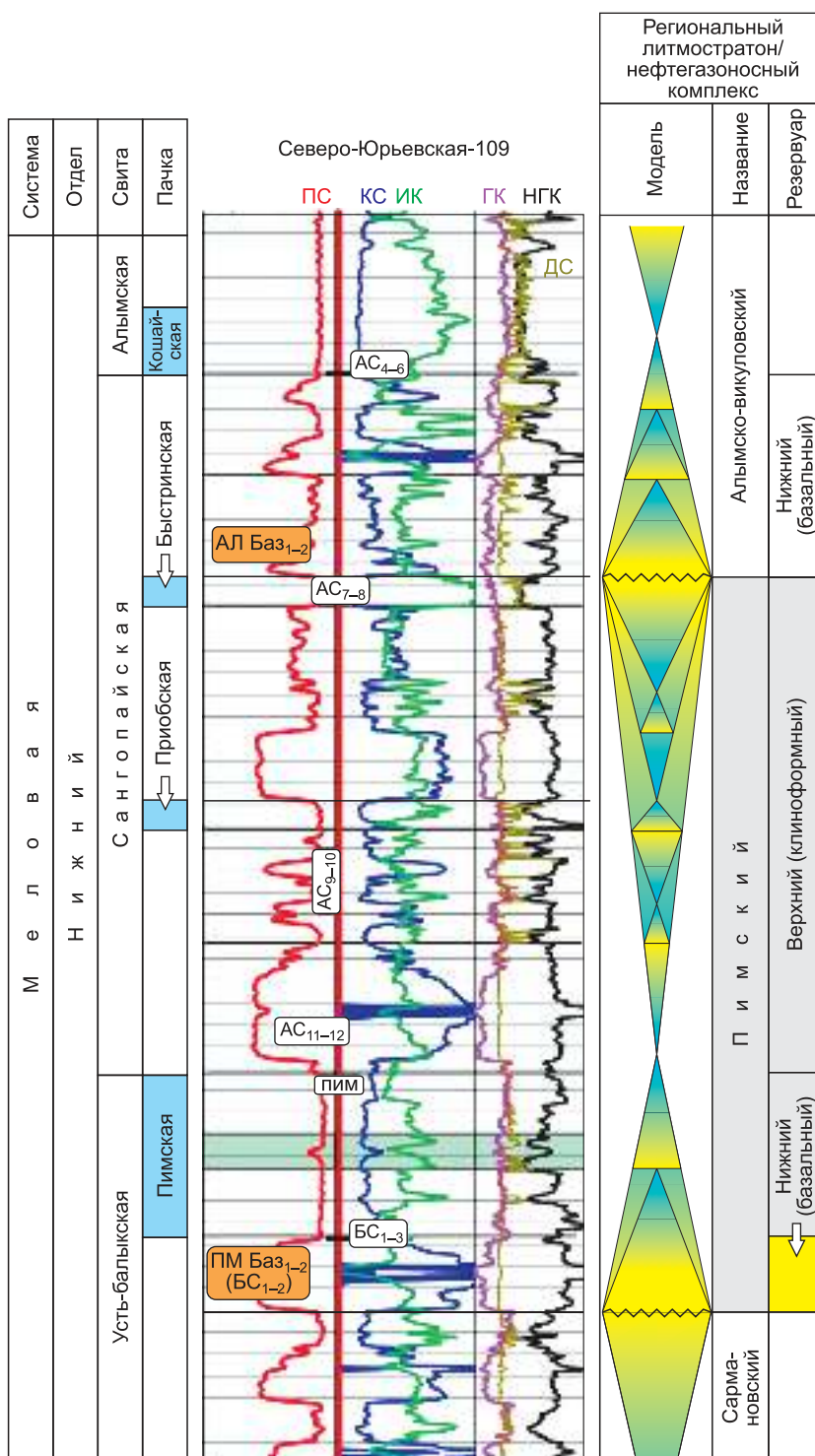


Рис. 2.5. Разрез пимского регионального НГК, принятый за эталонный

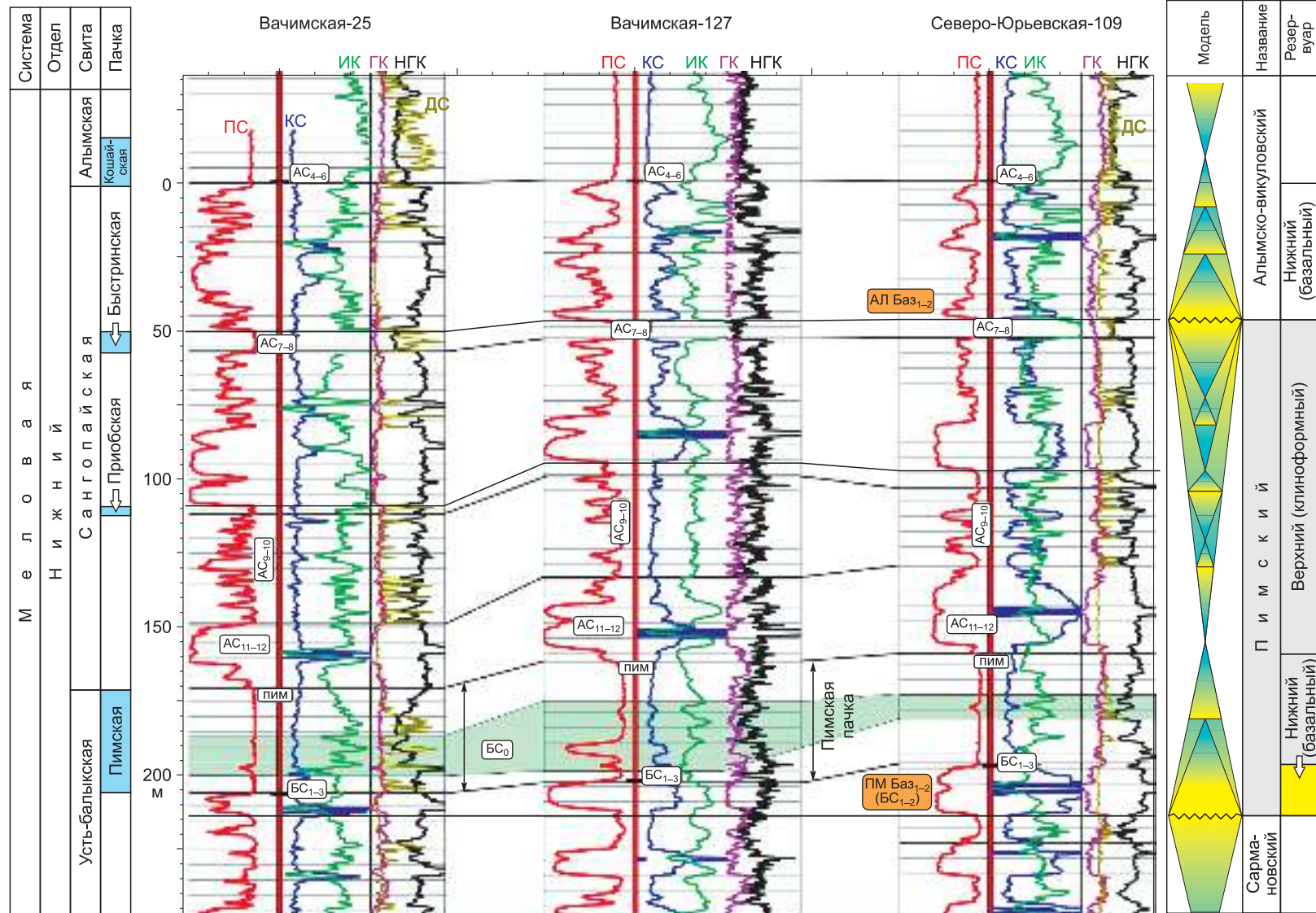


Рис. 2.6. Схема корреляции пимского НГК по скважинам Вачимской и Северо-Юрьевской площадей

ный алевролитоглинистый пропласток (или линза). В разрезах скважин Вачимовская 25, 127 мощность пласта уменьшается в два раза (см. рис. 2.6). А в каких-то разрезах, существенно удаленных от источника сноса, положение пласта в разрезе опознается только по присутствию глауконита в алевритистых глинах керна основания пимской пачки. Нижняя граница его очень резкая практически по всем кривым ГИС. Особенно по ПС, КС, ГК и НГК на западе, в разрезах фроловской свиты Мансийской синеклизы (приосевой зоны неокотского палеобассейна) базальный пласт не фиксируется, выклиниваясь.

На востоке, в разрезах Вартовского района, он также не фиксируется (рис. 2.7), но по другой причине. В этом районе не было условий для формирования трансгрессивных глинистых отложений пимской пачки, ориентирующей на опознание базального слоя. В готеривское время в данный район, с его достаточно контрастным Нижневартовским сводом, уже не проникали (со стороны Мансийской синеклизы) воды пимской трансгрессии. Их проникновение в Вартовский район завершилось в валанжине, оставив в разрезе (этого и Сургутского районов) “следы” в виде нескольких глинистых пачек. Как например, сармановская, чеускинская (30–55 м) над пластами, соответственно, AC_{8-9} и AC_{10} (BB_0) (см. рис. 2.1, 2.2).

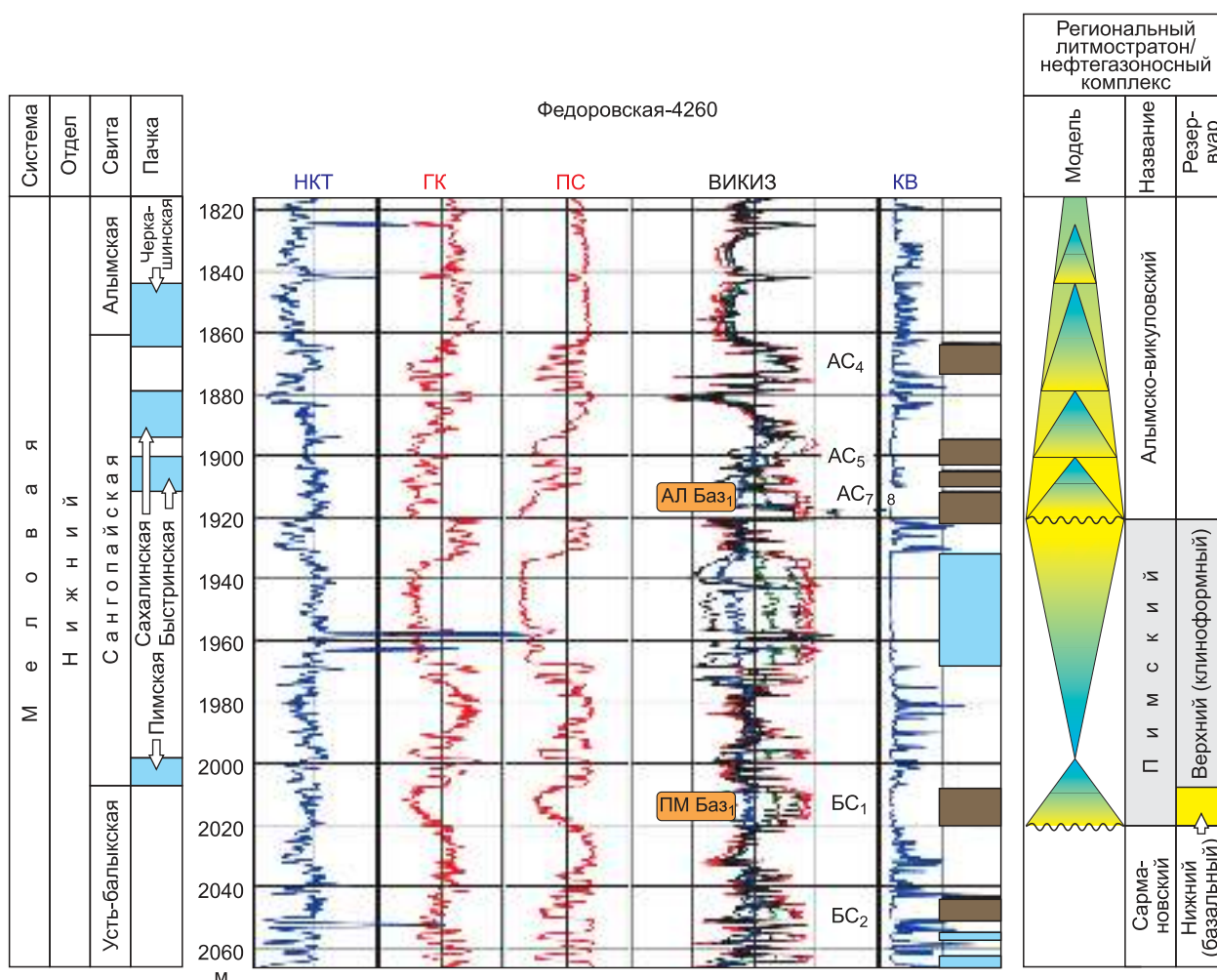


Рис. 2.7. Электрофизическая модель пимского регионального НГК по скв. 4260 Федоровского месторождения Сургутского района

Пимская глинистая пачка (20–40 м) согласно перекрывает базальный пласт. Вместе они находятся в составе верхней подсвиты *усть-балыкской свиты* нижнего готерива (см. рис. 2.1, 2.2). Учитывая сравнительно небольшую мощность пачки ее можно считать, с некоторой долей условности, финально-трансгрессивным элементом РГЦ. Хотя, судя по нерезкому (постепенному, плавному) характеру всех кривых скважинного зондирования (НКТ, ГК, ПС и ВИКИЗ) (см. рис. 2.7), несколько метров в ее основании можно считать трансгрессивным элементом. А первые метры верхней части – инициально-регрессивным. Пимская глинистая пачка вместе с подстилающим базальным пластом (БС₁) в литмологическом отношении представляет элементарный проциклит (парасиквенс). Это нижняя, прогрессивная (трансгрессивная) половина (гемициклит) пимского регионального циклита.

Песчаный пласт, обозначаемый как ПМ Баз₁ (БС₁), в модели нефтегазоносного комплекса и его электрофизической модели (см. рис. 2.5) является нижним, базальным резервуаром. Пласт вполне определенно выделяется по депрессии ПС и другим кривым скважинного зондирования, а глинистая *пимская пачка* над ним – его экран. Он характеризуется низкими значениями КС, ГК, НГК, ИК, по ВИКИЗу.

Выше этой, сравнительно маломощной, трансгрессивной глинистой пачки находится значительно увеличенная в мощности (порядка 100 м и более в разрезе фондаформы) регрессивная половина пимского регионального клиноциклита. Она представлена толщей переслаивания песчаных пластов (АС_{1–12}) и пачек глин над ними (см. рис. 2.1, 2.2, 2.5). Это ритмичное переслаивание песчаников с глинами (см. рис. 2.5), с обычно присущими им электрофизическими характеристиками, происходит на фоне общей тенденции опесчанивания разреза снизу вверх. Обе эти части (половины) циклита (сиквенса) представляют последнюю региональную клиноформу неокомского разреза.

На склоне шельфа, за его бровкой, в ундаформе мощность клиноциклита значительно увеличивается. А в существенно погруженной западной, фондаформной части она сокращается до пачки (надбаженовской) небольшой мощности, прижимающейся к *баженовской свите*. В наиболее погруженной части палеобассейна пачка и свита сливаются, превращаясь в единую маломощную верхнюю часть баженовской свиты.

В ЭФМ регрессивную половину регионального клиноциклита (литмостратона) следует рассматривать как верхний, региональный клиноформный (КФ) резервуар, рассматриваемого НГК. А песчаные пласты группы АС в его составе считать зональными (и элементарными) резервуарами.

На официально принятой и утвержденной стратиграфической схеме мела 1991 г. выделяется только одна, быстринская пачка готерива (7–12 м). Над ней пласты АС_{4–6}, под ней – АС_{7–12} (см. рис. 2.1). В уточненной схеме 2004 г. (неутвержденной и поэтому неопубликованной) тоже только эта пачка (см. рис. 2.2).

В разрезе пимского РГЦ выделяются два субрегиональных циклита с условными названиями (снизу вверх): нижнепимский и приобский (рис. 2.8). В нижнем – три зональных циклита, а в верхнем – семь [Карогодин и др., 1996].

Песчаные пласты АС_{1–3}. Это базальные слои уже вышележащего алымско-викуловского РГЦ. В стратиграфической схеме 1991 г. они находятся в составе пачки 2 нижнеалымской подсвиты апта. В соседнем Фроловском районе (к западу от Сургутского) – это песчано-алевролитовая пачка М (30–50 м), но уже в составе кошайской свиты.

Следует обратить внимание на быстринскую глинистую пачку, принимаемую за трансгрессивную часть одноименного зонального циклита в составе пимского регионального. У нее по всем кривым ГИС резкая верхняя граница (см. рис. 2.5–2.7). И это позволяет сделать немаловажное предположение: это эрозионная граница. А вся верхняя, регрессивная половина зонциклита, вероятно, отсутствует в результате размыва в наиболее приподнятых зонах Сургутского палеосвода, как и самые верхние зональ-

Ярус	Свита	Клино-форма	РГЦ	СРГЦ	ЗЦ	СЗЦ	Индексы пластов ПНВ	Модели		
								ЗЦ	СРГЦ	РГЦ
Готеривский	Барремский	Черкашинская	Быстринская	Пимский	Приобский					
							П-X	АС ₄		
							П-IX	АС ₅		
							П-VIII	АС ₆		
							П-VII	Быстринская пачка		
							П-VI	АС ₇		
							П-V	АС ₈		
							П-IV	АС ₉		
							П-IV ²	АС ₁₀ ⁰		
							П-IV ¹	АС ₁₀ ¹		
							П-III	АС ₁₀ ²		
							П-III ²	АС ₁₁ ⁰		
							П-III ¹	АС ₁₁ ¹		
							П-II ⁴	АС ₁₁ ²		
							П-II ³	АС ₁₁ ³		
							П-II ²	АС ₁₂ ⁰		
							П-II ¹	АС ₁₂ ¹		
							П-I ³	АС ₁₂ ²		
							П-I ²	АС ₁₂ ³		
							П-I ¹	АС ₁₂ ⁴		
Ахская		Пимская		Пимский	П-0		Надпимская пачка			
							Пимская пачка			
							БС			

Рис. 2.8. Положение продуктивных пластов и горизонтов Приобской нефтеносной зоны в структуре пимского регионального циклита

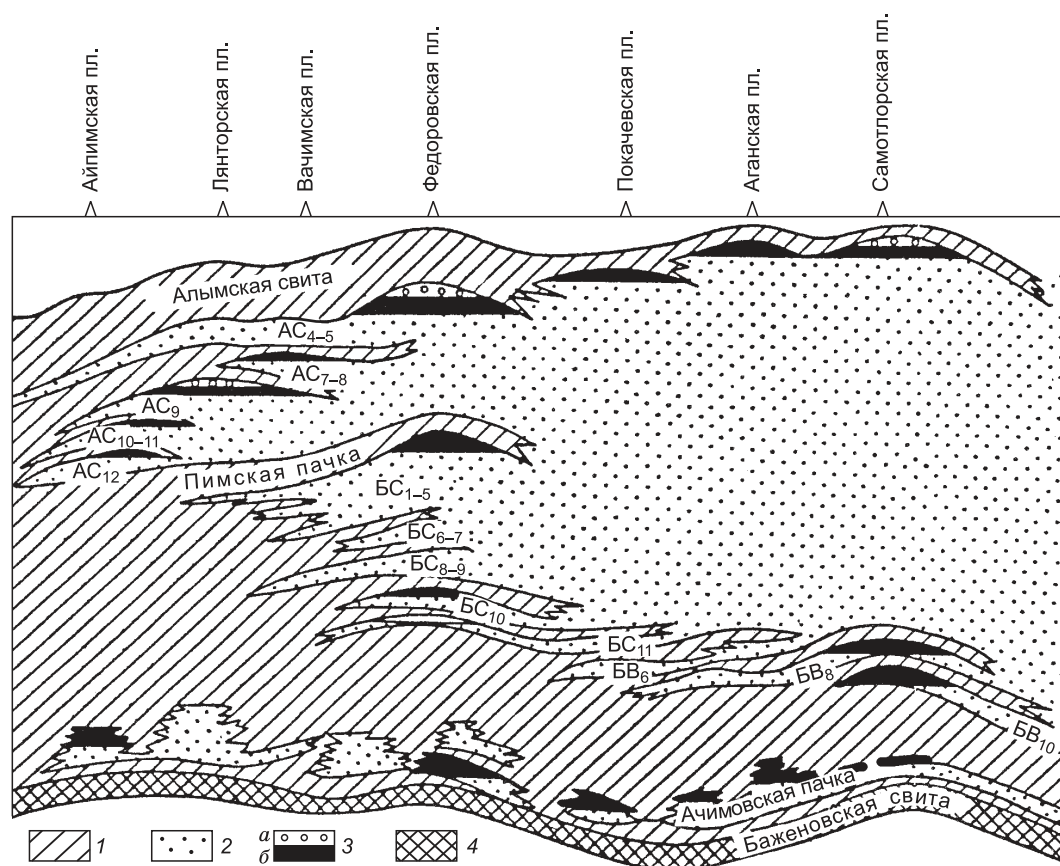


Рис. 2.9. Схематический геологический профиль неокомских отложений Среднего Приобья [Нестеров и др., 1985]:

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

ные циклиты, присутствующие в разрезах более погруженной Приобской нефтеносной зоны. Поэтому данную границу можно принять за кровельную рассматриваемого регионального циклита, литмостратона и нефтегазоносного комплекса с его электрофизической моделью. Граница перерыва и размыва между региональными циклитами и литмостратонами, а значит и РГ НГК, бесспорно идентифицирована⁶ по керну в разрезе скважин Самотлорского месторождения, соседнего к востоку Нижневартовского свода, как будет описано в следующей (второй) части пособия.

На уточненной схеме 2004 г. перерыв на этом стратиграфическом уровне (между барремом и аптом)⁷ показан в разрезах Нижневартовского, Александровского и Ларьякского районов (см. рис. 2.2). Следует заметить, что примеры размывов не только зональных, но и региональных циклитов известны, и описаны в разрезах триаса [Карогодин, 1982; Дагис и др., 1984, с. 157–171] и венд-кембрия⁸ [Карогодин, 1982, 2003]. А на границах мегациклов (мегасиквенсов) может отсутствовать от одного яруса и даже отдела (например, неогена ЗС, апта, олигоцена в разрезе Ферганского бассейна) [Карогодин и др., 1981] до нескольких систем.

⁶ Одним из авторов пособия.

⁷ Хотя, как известно, ни барремской, ни аптской фауны в разрезе ЗС не обнаружено.

⁸ Личные наблюдения одного из авторов пособия.

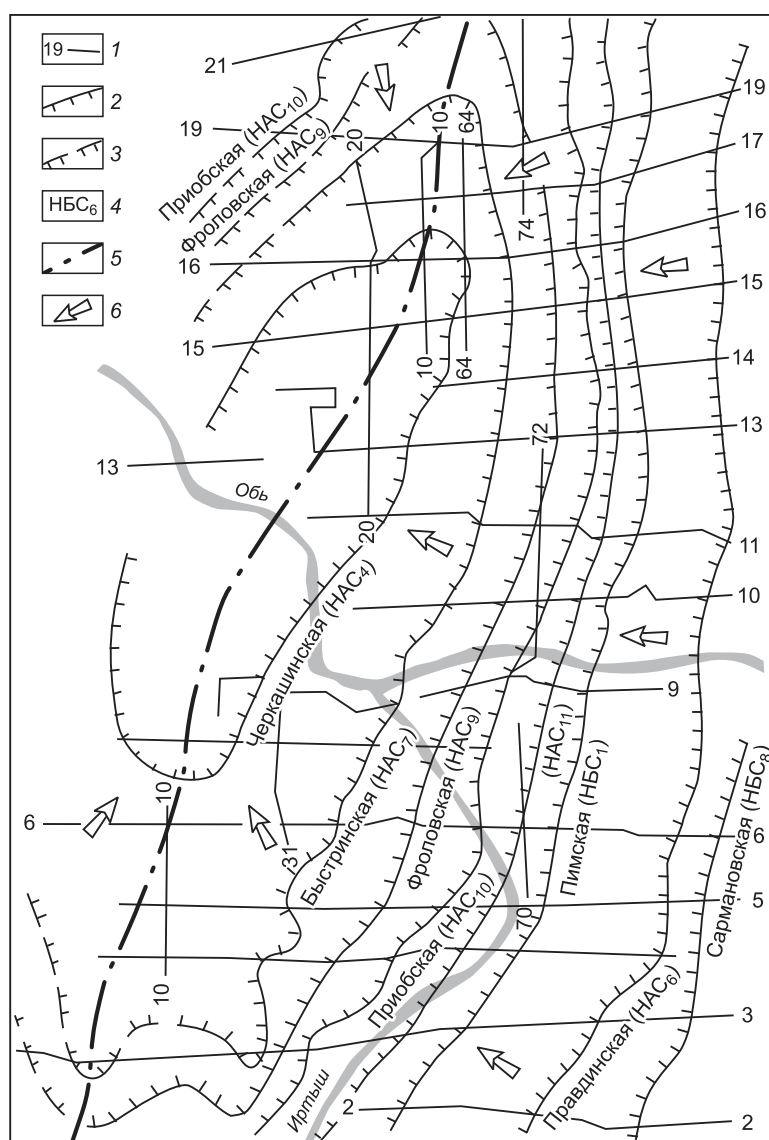


Рис. 2.11. Схема прослеживания кромок прибрежно-морских террас во фроловском районе [Игошкин, 1992]:

1 – региональные сейсмические профили; кромки террас: 2 – закартированные, 3 – предполагаемые; 4 – индексы отражающих горизонтов; 5 – ось неокимского палеобассейна; 6 – направление сноса осадков

В интервале разреза между трансгрессивной быстринской (одноименного зонального вышележащего циклита) и пимской пачками некоторые авторы выделяют еще 2–3 пачки. Их с определенной долей условности можно принять за трансгрессивные элементы зональных (а некоторые – субзональных) циклитов, являющихся экранами песчаных пластов-резервуаров. Так, на схеме И.И. Нестерова и др. [Нестеров и др., 1985] ниже быстринской пачки, судя по номерам пластов под ней, изображено еще три пачки (без названий) над продуктивными пластами (не считая над пластами AC_{7-8}) соответственно AC_9 , AC_{10-11} и C_{12} (рис. 2.9). Глинистая пачка над пластом AC_9 получила несколько названий – восточно-горшковская (рис. 2.10), фроловская (рис. 2.11) и др. Еще одна глинистая пачка-экран опознается в некоторых разрезах ниже, над плас-

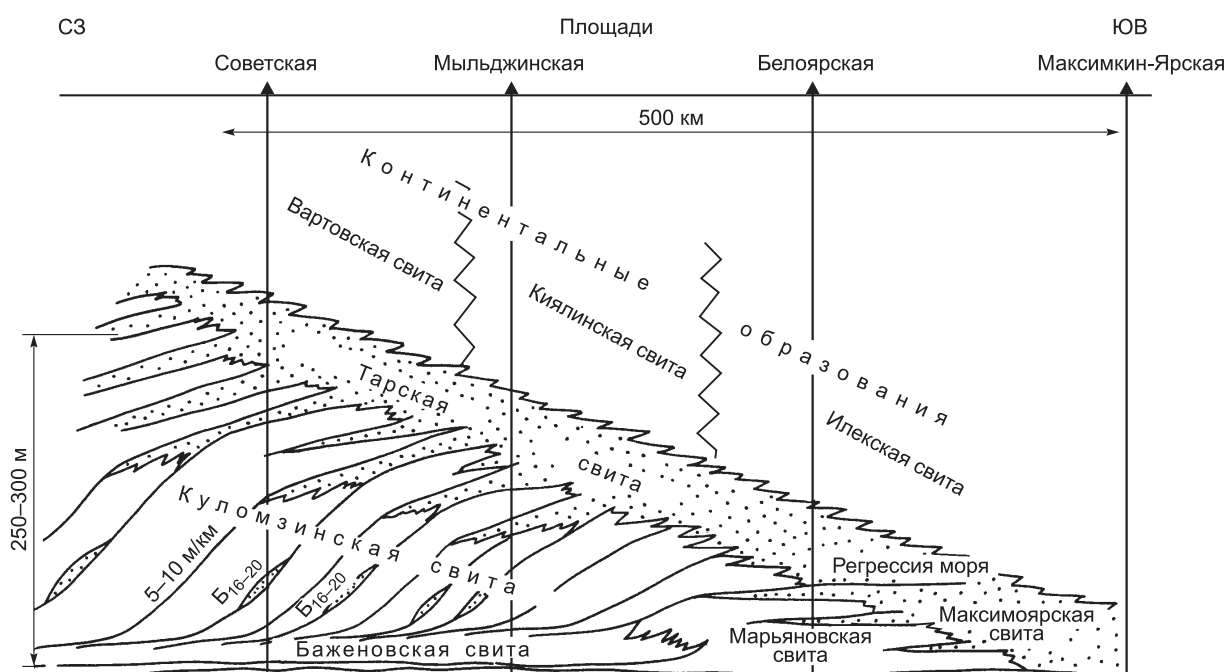


Рис. 2.12. Принципиальная схема формирования разреза верхнеюрско-валанжинских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины [Наумов, 1977]

том AC_{10} , и названа приобской (или восточно-горшковской), как и зональный циклит [Мкртчян и др., 1987; Карогодин и др., 1996]. Над пластами AC_{11-12} выделяется мелкая пачка глин (см. рис. 2.10).

Такова принципиальная структура пимского регионального циклита-системы и сопряженных с ним литмостратона, РГ НГК и его электрофизической модели. Она принципиально не отличается в своей основе от таковых в разрезах морских отложений юры [Эпов и др., 2012, 2013]. Это тоже клиноформы, клиноциклиты и литмостратоны. Существенное отличие циклитов (клиноциклитов) неокома от юры и в более значительных их общих мощностях (и особенно регрессивной половине). Это одна из основных причин непризнания (и до сих пор многими стратиграфами)⁹ клиноформного строения морской юры [Шурыгин и др., 2000; и др.]. Различие в мощностях клиноформ юры и неокома обусловлено тем, что первые формировались в трансгрессивную фазу мегацикла. А неокомские – в регрессивную, отличающуюся существенным (“лавинным” в некоторых бассейнах) усилением скорости седиментации. Малые мощности клиноформ – небольшие углы падения, скрывающие клиноформное строение разреза. Резко увеличенные мощности, превращающиеся к центру бассейна в мало-мощные свиты, подсвиты и даже пачки глин – бесспорное доказательство клиноформного строения разреза. Впервые это было обосновано А.Л. Наумовым [Наумов, 1977] (рис. 2.12). И великолепно подтвердилось при целенаправленной интерпретации сейсмопрофилей, которыми покрыта вся ЗС. Поэтому уместно продемонстрировать отражение клиноформного строения пимского циклита (и сопряженных с ним литмостратона и НГК) на примерах сейсмопрофилей.

⁹ Это бы означало признание ошибочности стратиграфии юры в крупной коллективной монографии.

**ПИМСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС
В СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ**

По данным сейсморазведки на территории Западно-Сибирской плиты в нижнемеловых отложениях, как известно, выделяются два региональных отражающих горизонта (ОГ): М – отождествляемый с подошвой *кошайской* глинистой пачки *алымской* свиты апта и Б – отождествляемый с кровлей *баженовской* свиты. Эти горизонты прослеживаются практически по всей территории Западно-Сибирской плиты и имеют ранг региональных реперов (рис. 3.1). Отложения, заключенные между этими ОГ представляют собой один из основных продуктивных стратиграфических уровней (интервалов) центральной части нефтегазоносной провинции. Условно его можно назвать неокомским нефтегазоносным суперкомплексом¹ (ННГ СК).

В нефтегазоносном отношении традиционно принято деление его на две части (сверху вниз): группа пластов А (баррем–низы апта) и Б (берриас–валанжин). Границей между ними принято считать *пимскую* глинистую пачку, с которой связан сейсмический отражающий горизонт N_{pim} . На рис. 3.1 показан фрагмент сейсмического разреза регионального профиля XIV с тремя основными ОГ: Б, N_{pim} и М.

В центральной части Западно-Сибирской плиты (включая Сургутский район) пласты группы АС характеризуются субпараллельным залеганием (рис. 3.2). На этом рисунке также видно, что наиболее протяженными, динамически выраженными являются только три отражающих горизонта: Б, N_{pim} и М, являющиеся границами региональных породно-слоевых комплексов, циклитов.

К западу от Сургутского свода, по мере приближения к осевой части Западно-Сибирского раннемелового палеобассейна, пимская пачка начинает погружаться (рис. 3.3). Ундаформные субпараллельные отложения переходят в клиноформные (ортоформные и фондаформные). Это место на площади бассейна и в разрезе принято называть *бровкой шельфа*. Ее положение картируется по распределению энергии сейсмической записи во временном интервале, соответствующем залеганию вышележащей *быстринской* пачки. Оно характеризуется резким падением значений энергии. За бровкой шельфа, к центру бассейна существенно меняется строение разреза клиноциклита. Из субпараллельно-горизонтального оно становится сложным косослоистолинзовидным. Достаточно резко увеличивается (в несколько раз) мощность. И все более и более отчетливо начинают проявляться и картироваться циклиты меньшего ранга (зональные). Их количество может увеличиться до десяти (рис. 3.4). Именно с такими отложениями, называемыми *ачимовской* (Ач) толщей, связана продуктивность уникальной Приобской нефтеносной зоны [Карогодин и др., 1996]. В ее составе выделяются три пласта, каждый из которых делится еще на 2–4 “пласта” (пропластка, линзы): $АС_{10}$ ($АС_{10}^1, АС_{10}^2$), $АС_{11}$ ($АС_{11}^0, АС_{11}^1, АС_{11}^{2-3}$), и $АС_{12}$ ($АС_{12}^{0-1}, АС_{12}^2, АС_{12}^3, АС_{12}^4$). Впрочем, индексация и количество пластов у разных исследователей может быть иное. Морфологически это различного размера линзы, разновозрастные шельфовым пластам. Поэтому для их обозначения было предложено (и большинством геологов принято) ставить аббревиатуру Ач перед индексацией разновозрастного им пласта (на шельфе). Например, АчАС₁₀. А при его расщеплении на несколько пластов-пропластков, помечать это номерами снизу вверх, над номером пласта. Например, АчАС₁₀¹, АчАС₁₀² и т. д. Некоторые геологи предпочли ставить аббревиатуру Ач не перед индексом пласта, а после него. Такое обозначение в любом из этих двух вариантов отражает признание разновозрастности ачимовских отложений. В отличие от прежней версии их разновозрастности (и изохронности) [Еханин, 1978; Еханин, Шпильман, 1975, 1978] и нумерации их пластов всегда от первого (сверху вниз) до множест-

¹ А.А. Нежданов [Нежданов и др., 1990] разрез неокома считал единым региональным циклитом.

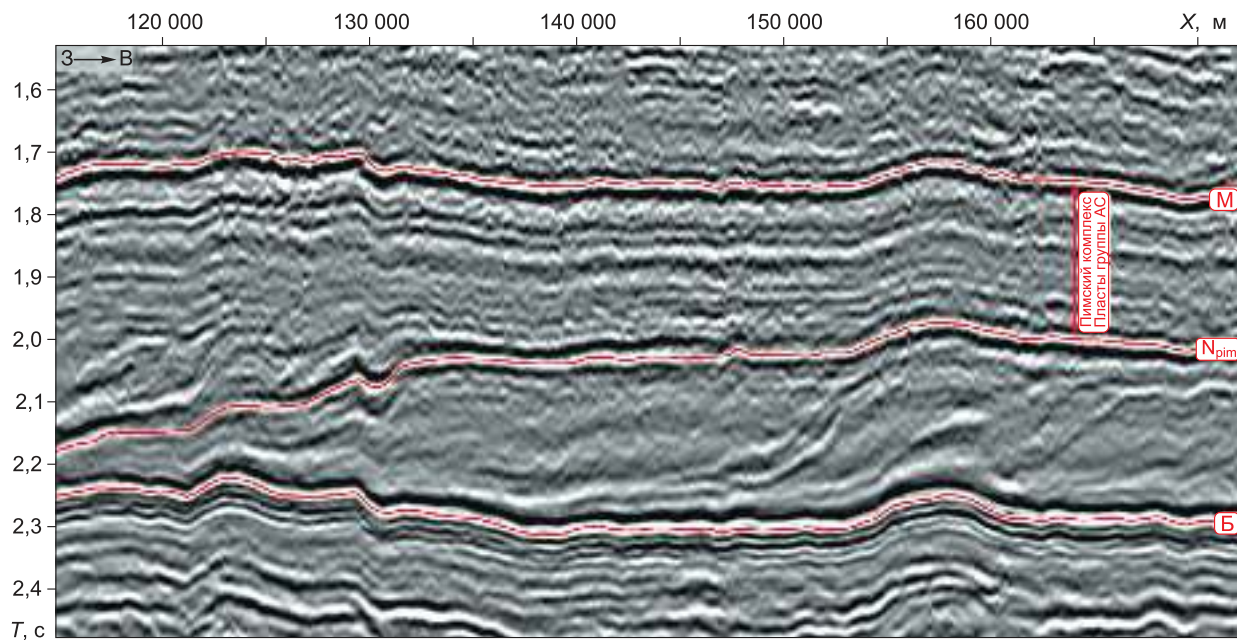


Рис. 3.1. Выделение границ пимского сейсмокомплекса на региональном сейсмическом разрезе SRP XIV

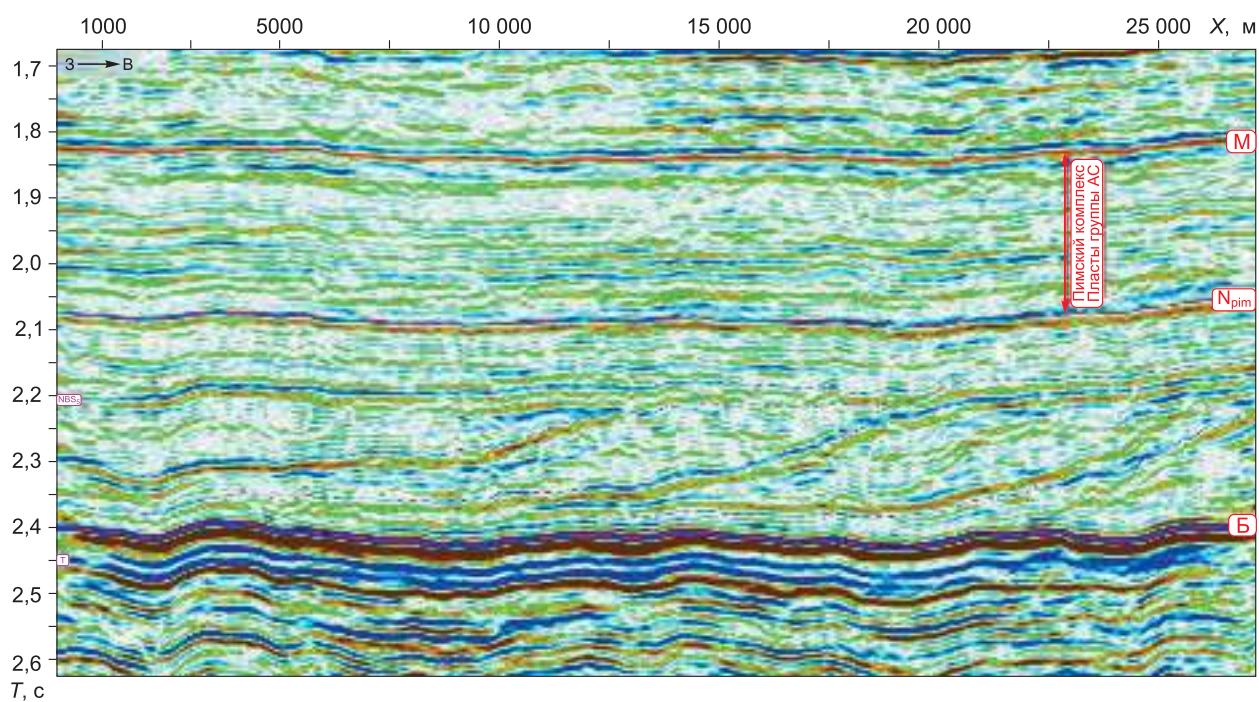


Рис. 3.2. Выделение границ пимского сейсмокомплекса на сейсмическом разрезе Северо-Сургутской моноклинали

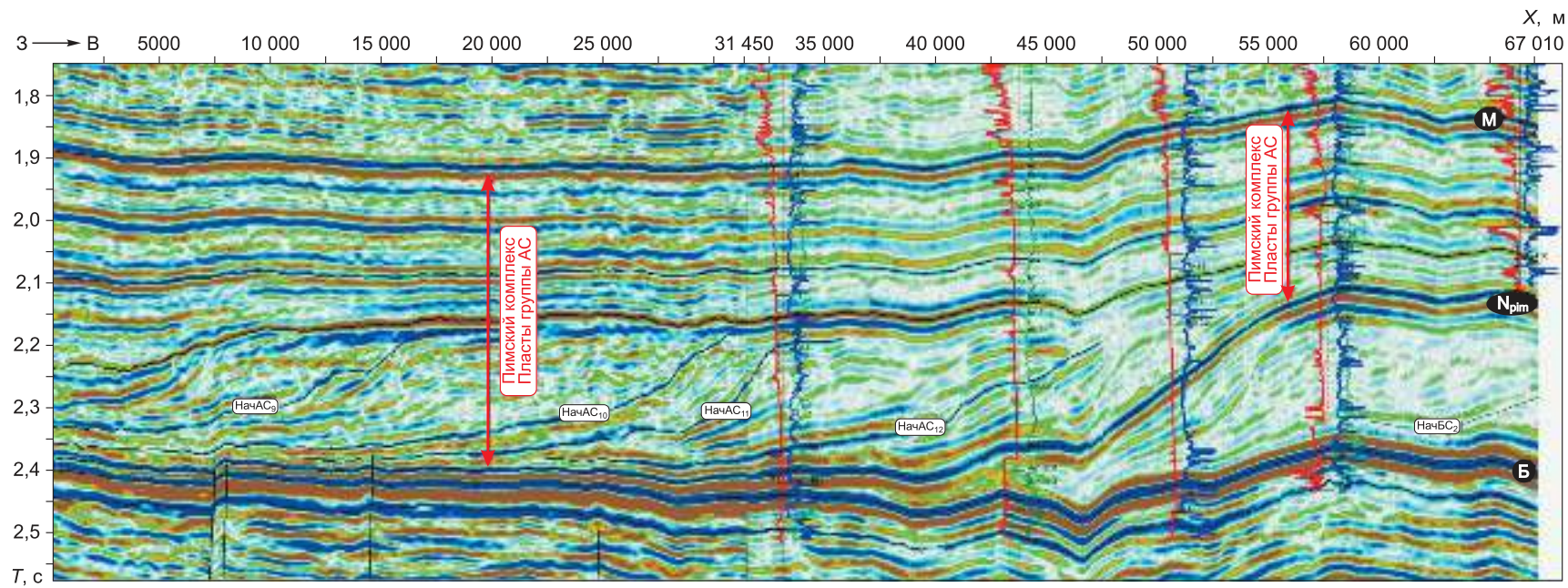


Рис. 3.3. Отображение строения пимского сейсмокомплекса на сейсмическом разрезе восточного склона Мансийской синеклизы

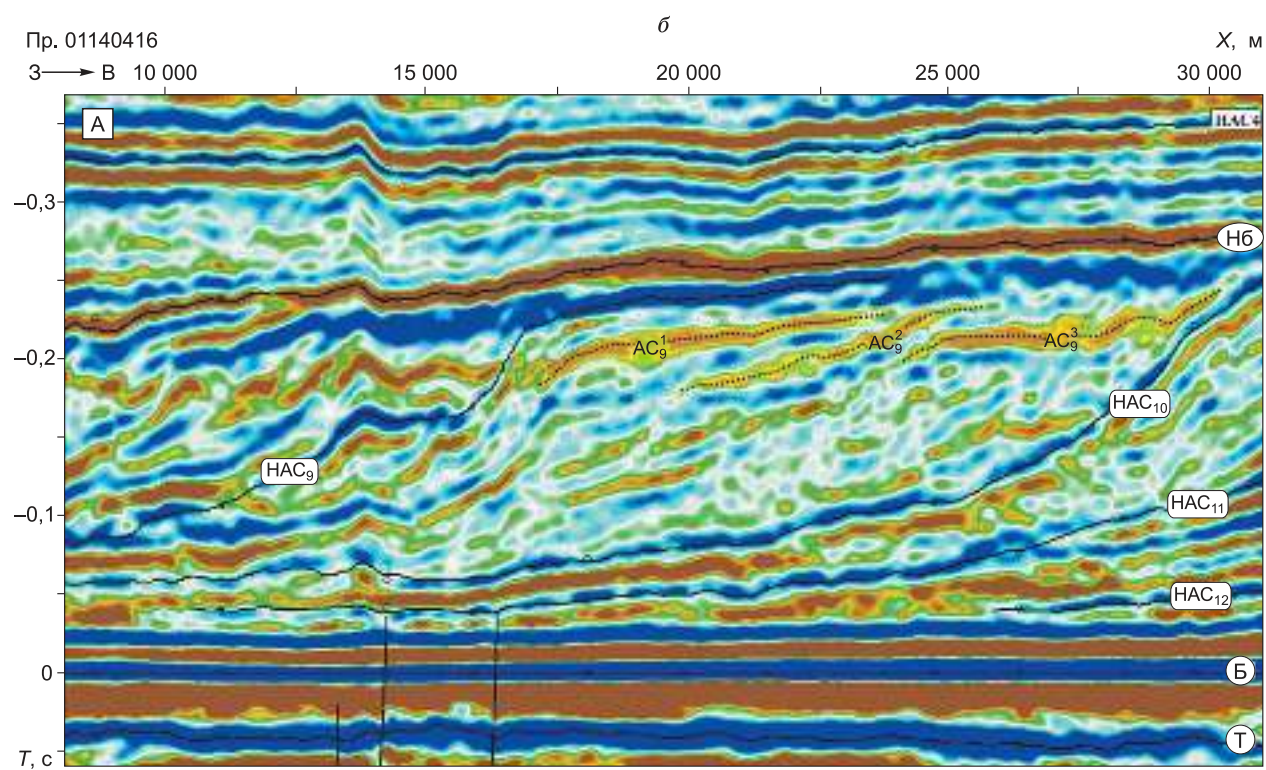
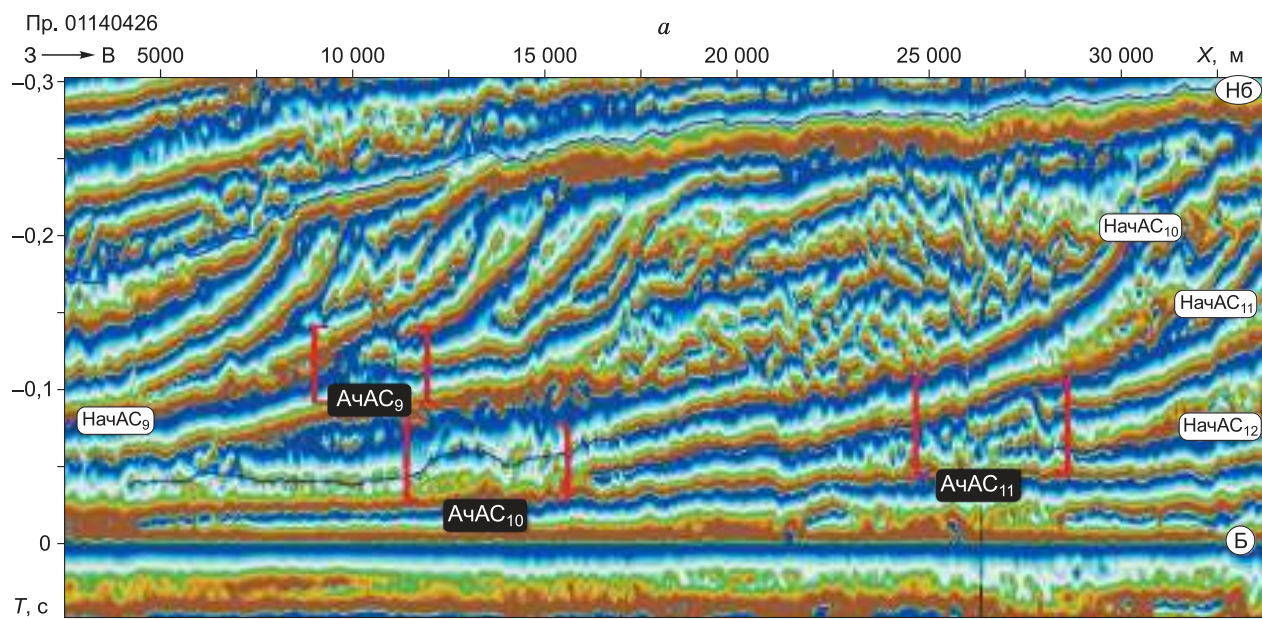
ва [Бородкин, 1984; Бородкин и др., 1986, 1989, 1995, 1997, 1999], меняющейся в разрезах от района к району, принципиально изменилось и представление о природе ачимовских отложений. Явно ошибочная концепция о формировании ачимовской толщи круговым течением вдоль окраин бассейна одновременно на всем его пространстве сменилась признанием клиноформного строения неокома. Ачимовские тела обрели свое законное место в ортоклиноформных частях каждой из клиноформ, являясь возрастными аналогами шельфовых пластов. Следовательно, это не разновозрастная, а разновозрастная толща, как и песчаные пласты-линзы, составляющие ее. Линзовидное строение толщи наглядно проявляется на сейсмопрофилях (рис. 3.5, а, б), где видно, что песчаные линзы разной протяженности и разного возраста. В плане каждая линза и их серия имеют общее для клиноформ субмеридиональное простирание, но различную форму, протяженность и занимаемую площадь, что обусловлено энергией того или иного конуса выноса песчаного материала. Это достаточно убедительно было показано в монографиях [Карогодин и др., 1996, 2000] и будет продемонстрировано в следующей главе.

Целесообразно остановиться на строении основания рассматриваемого циклита и литмостратона – *пимской* пачке. Из анализа каротажных диаграмм следует, что ее строение практически всегда представляется неоднородным. Так, нередко внутри глин фиксируется алевролитовый пропласток. Он принимается некоторыми геологами за базальный пласт с принятым в таком случае обозначением BC_0 . В некоторых разрезах он может быть представлен как песчаный пласт, например, в разрезе Вачимовской скв. 127 (см. рис. 2.6). Такое строение находит закономерное отображение и в волновом поле сейсмических разрезов (рис. 3.6). Подошва пимской пачки (как и у большинства других глинистых пачек-реперов) на сейсмических разрезах отображается в виде фазы с отрицательными коэффициентами отражений. Однако проследить однозначно отрицательную фазу сложно, а иногда и невозможно. Поскольку она характеризуется сложной интерференционной волновой картиной. Это обусловлено неоднородностью строения пачки и фрагментарного появления в ней пласта BC_0 . Но главная причина ее неоднородности в достаточно сложном литмологическом содержании, несмотря на небольшую мощность. Она представляет собой следующие несколько элементов регионального циклита (снизу вверх): инициально-трансгрессивный песчано-алевролитовый, трансгрессивный (глины), финально-трансгрессивный (тонкоотмученные глины) и инициально-регрессивный (глины в различной степени алевритистые). Два последних (верхних) – это, вероятнее всего, глины выше пласта, обозначаемого BC_0 . А два нижних элемента включают несколько пластов (BC_{1-3}).

К востоку от Сургутского свода пимская пачка постепенно опесчанивается, уменьшаясь в мощности, и полностью исчезает в разрезе Нижневартовского свода. Это же наблюдается и в северном направлении, в Ноябрьском нефтегазоносном районе Среднеобской НГО. И там важную экранирующую роль начинает играть *сармановская* пачка глин еще одного нижележащего регионального циклита литмостратона и РГ НГК.

В фундаформной части глины пимской пачки к западу постепенно переходят в глины диахронной *подачимовской* пачки. Пимская пачка в ортоформной части имеет достаточно крутое падение – 50 м/км (или 2,8°). При этом ширина зоны наклонных слоев ортоформной и фундаформной частей составляет порядка 20 км, а субпараллельных ундаформы – более 250 км.

На сейсмопрофилях с “привязкой” к ЭФМ скважин вполне определенно можно опознать места перехода всех трех составляющих элементов пимской клиноформы (клиноцилита). Так, в районе Июльской площади вполне очевиден (с запада на восток) переход ундаформной части в ортоформную, а на Логачевской – в фундаформную.



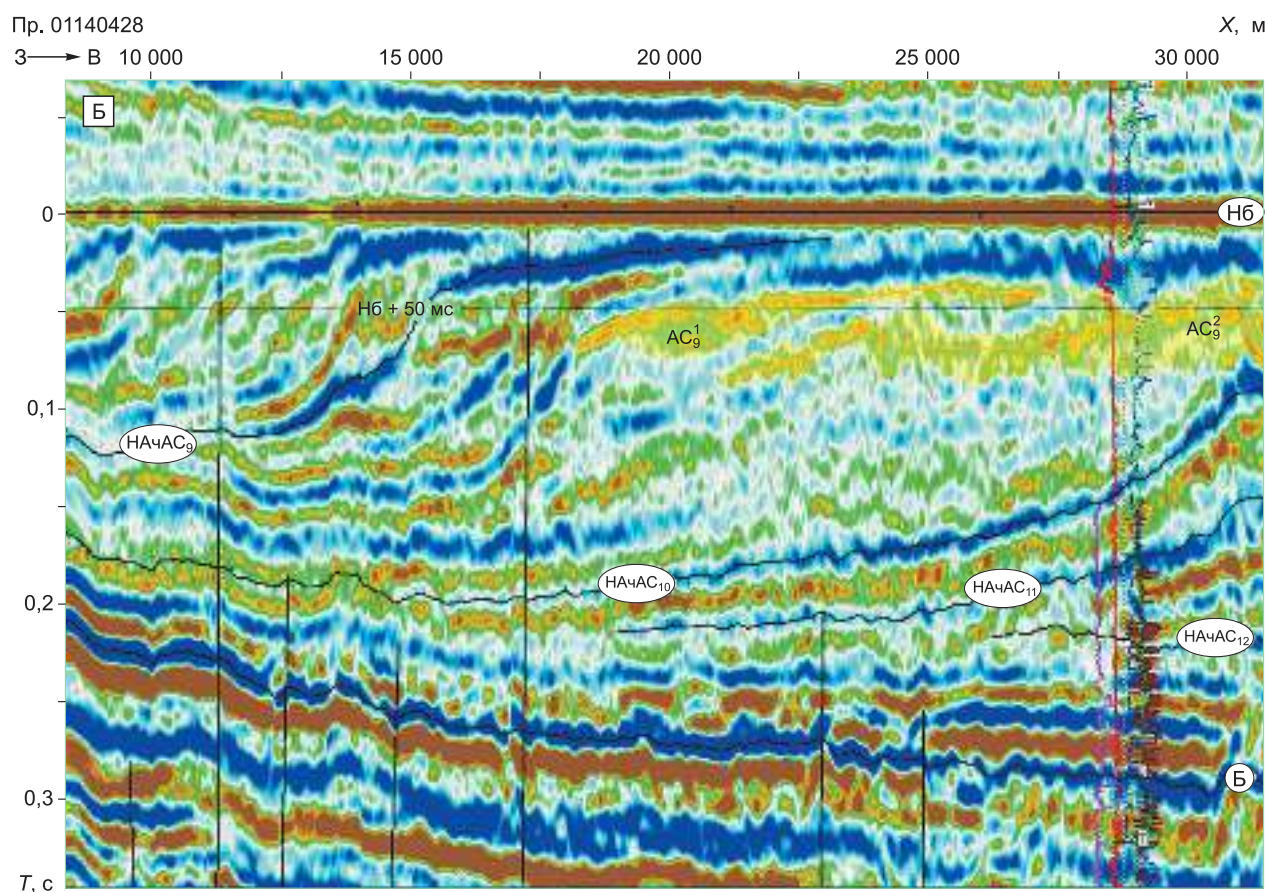


Рис. 3.5. Отображение конусов выноса в пимском сейсмокомплексе (а) и отображение линзовидного строения пимского сейсмокомплекса на временных разрезах (б) (А и Б – разрезы с различным графом обработки)

Таким образом, в сейсмических моделях отчетливо отражаются и границы, и важные черты структуры Пимской ЭФМ РГ НГК, сопряженного с одноименным клиноциклитом и литмостратоном. Этому способствует хорошая прослеживаемость глинистых пачек, служащих важными реперами как на каротажных диаграммах, так и на сейсмических разрезах. А они являются вполне определенными элементами региональных и зональных (субрегиональных) циклитов, а значит и литмостратонов с собственными названиями. Это и экранирующие образования резервуаров различного ранга – от элементарного до регионального. Немаловажно и то, что песчаные пласты, являясь резервуарами НГК, занимают вполне определенное место в структуре зональных (субзональных) и элементарных циклитов. На сеймопрофилях они достаточно уверенно отражаются и обозначаются как ачимовские (Ач) сейсмокомплексы под номерами содержащихся в них пластов (СКАС₈, СКАС₉, СКАС₁₀ и т. п.) (рис. 3.7).

Внутри пимского СК на временных разрезах вполне определенно выделяются и прослеживаются четыре отрицательных экстремума, отождествляемых с границами локальных (или зональных) седиментационных циклитов: АчАС₉, АчАС₁₀, АчАС₁₁ и АчАС₁₂ (см. рис. 3.5, 3.7). Эти обозначения границ даны в соответствии с принятой индексацией ачимовских песчаных пластов. Каждый перекрывающий комплекс, возможно, залегает с некоторым несогласием на подстилающем, что находит отражение на типе кровельного прилегания. Кроме того, на сейсмических разрезах наблюдается

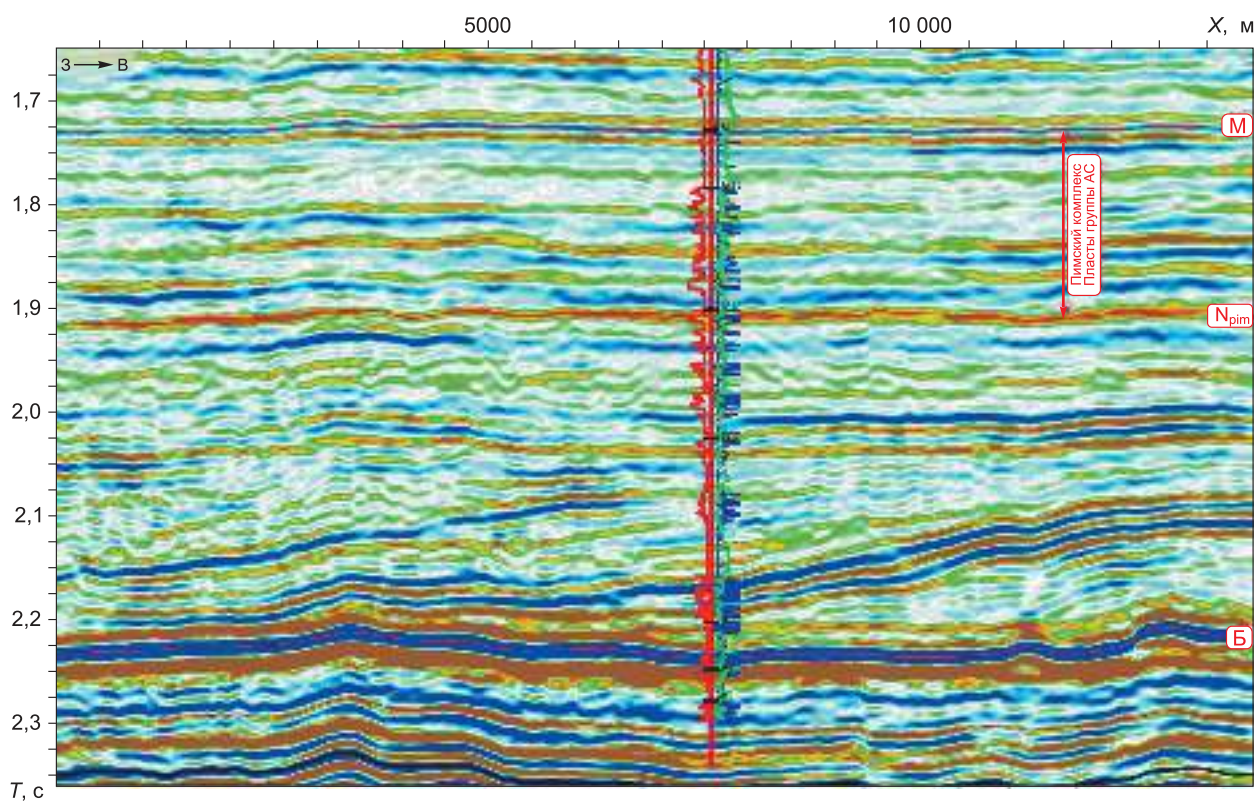


Рис. 3.6. Выделение границ пимского сейсмокомплекса на сейсмическом разрезе Сургутского свода

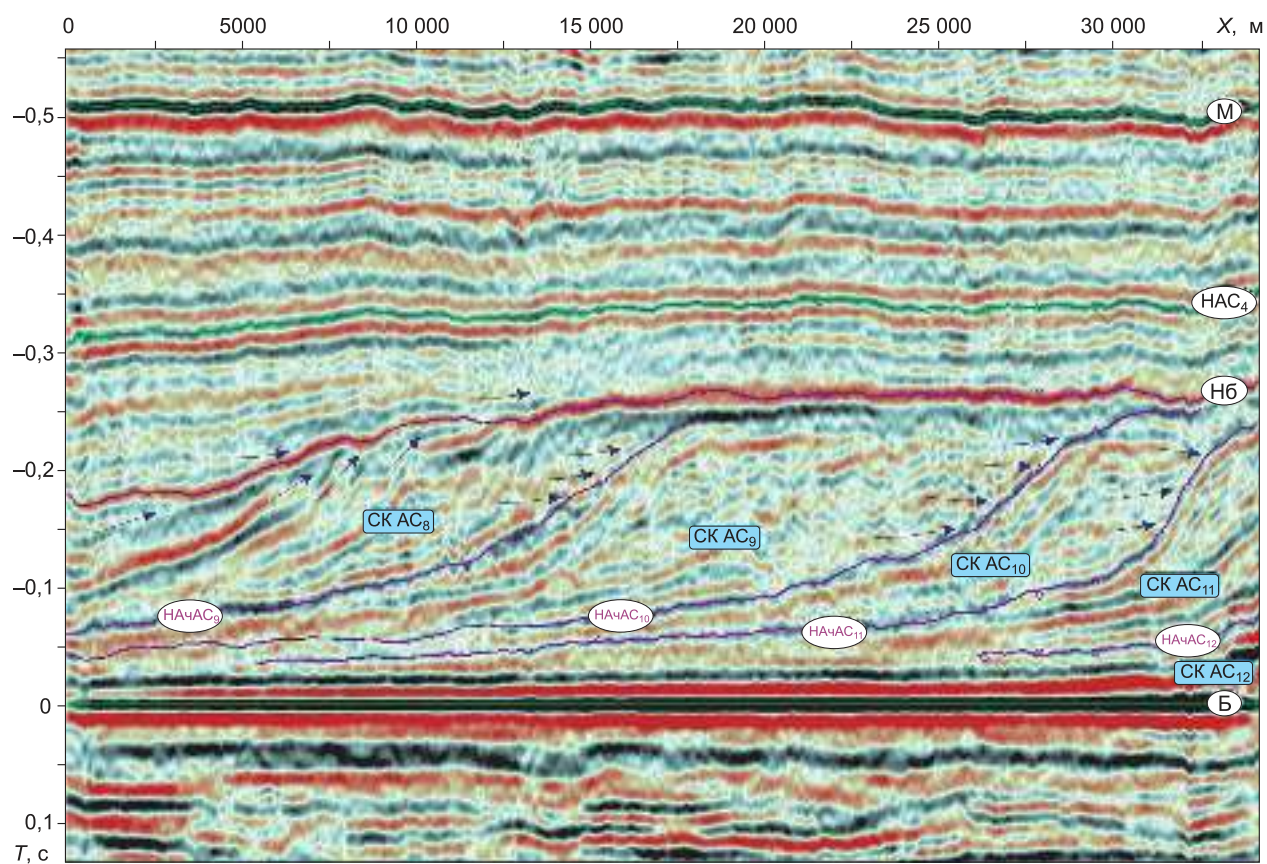


Рис. 3.7. Выделение локальных сейсмокомплексов в пимском региональном на Ляминской площади

прекращение прослеживания отражающих горизонтов, связанных с границами СК по типу кровельного прилегания к отражению, отождествляемому с кровлей подачимовской пачки.

Каждый локальный СК является самостоятельным объектом для поиска залежей УВ. Границы СК хорошо прослеживаются на сейсмических временных разрезах, что дает возможность строить структурные карты по кровле каждого комплекса. Кроме того, каждый СК представляет собой более или менее замкнутую и стабильную систему, включающую резервуар (гранулярные коллекторы) и покрывку, представленную глинами.

Из вышеизложенного следует, что сейсмолитмологический анализ позволяет вполне обоснованно выделять в разрезе региональные циклиты и сопряженные с ними РГ НГК. Немаловажно и распознавание в них пространственно-временного положения резервуаров углеводородов различного типа и фациальной природы (генезиса). А это реальная основа создания и сейсмолитмологических моделей РГ НГК, сопряженных с созданными ЭФМ. И в этом залог успешного решения целого комплекса актуальных первоочередных задач геологии нефти.

*Мансийская синеклиза – это “котел”,
в котором “варилась” нефть.
Академик А.А. Трофимук*

ГЛАВА 4

ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕНОСНОСТИ ПИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА В ПРЕДСТАВЛЕННОЙ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Пимский РГ НГК является уникальным в неокомском *нефтегазоносном супер-комплексе*¹. В нем открыты основные залежи Самотлорского и Федоровского месторождений-гигантов и ряда других, крупных по запасам. В его резервуаре впервые была выявлена гигантская Приобская нефтеносная зона, состоящая исключительно из литологических залежей². И это еще одна причина важности создания его электрофизической модели.

Следует также обратить внимание еще на одну немаловажную системно-литмологическую особенность комплекса. Она заключается в структурном положении мегациклита. Как уже отмечалось выше, это последний, самый верхний (девятый?) региональный циклит (клиноциклит), литмостратон и сопряженный с ним РГ НГК юрско-неокомского трансгрессивно-регрессивного мегациклита. Это последняя, верхняя региональная неокомская клиноформа, а самая нижняя (первая) региональная клиноформа – титон-берриасская яновстанская [Эпов и др., 2012].

Пимская клиноформа, как было продемонстрировано в предыдущей главе, наиболее полно представлена в разрезах восточного склона неокомского палеобассейна (ныне Мансийской синеклизы). А в разрезах приосевой и осевой его частей (в ундаформе) это сравнительно маломощная *надбаженовская* пачка глин. Под ней *баженовская* свита аномально битуминозных глин (точнее аргиллитов).

Бажениты (подобно карбонатным доманикитам девона) сторонниками органической гипотезы происхождения нефти считаются типичной нефтематеринской свитой. И если принять вполне обоснованную версию ее титон-неокомского возраста³, вопреки официальной стратиграфической схеме [Шурыгин и др., 2000; Решение..., 2004], то становится вполне логична и объяснима аномально высокая нефтеносность неокома. А также открытие в нем месторождений-гигантов и гигантской зоны литологических залежей нефти.

Особенность и в том, что практически каждый из резервуаров неокома Приобской зоны, независимо от его ранга (от элементарного до регионального), насыщен нефтью при наличии ловушки.

Месторождения-гиганты многократно описаны [Конторович и др., 1975; Западная Сибирь, 2000], как и Приобская нефтегазоносная зона [Карогодин и др., 1996]. Поэтому в данном пособии важно лишь показать положение гигантских залежей в рассматриваемой электрофизической модели данного нефтегазоносного комплекса. Немаловажно и дать объяснение этому явлению с позиции системно-литмологического подхода.

4.1. САМОТЛОРСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ-ГИГАНТ

Основная залежь нефти с газовой шапкой этого месторождения связана с пластами группы АВ₁₋₆₍₇₎ баррем-нижнего апта (рис. 4.1) Вартовского (В) района. Ее первоначальная высота превышала 140 м. Продуктивные пласты гидродинамически связаны. Следовательно, резервуар многопластово-массивный. В структуре пимского НГК – это верхний резервуар с субпараллельным залеганием пластов в разрезе ундаформной части клиноформы. Но верхние его пласты АВ_{1-2(3?)} – это базальные слои нижнего резервуара вышележащего алымско-викуловского регионального нефтегазоносного комплекса. Их гидродинамическая связь с нижележащими пластами верхне-

¹ Термин предлагается на обсуждение, поскольку он задействован уже, как *суперсиквенс*, близкий к понятию регоциклит.

² Позже, как известно, была открыта еще одна, Восточно-Уренгойская, гигантская зона. Но не нефтяных, а газоконденсатных залежей, и не в барремских, а в валанжинских отложениях.

³ Скользящей верхней границы на четыре яруса.

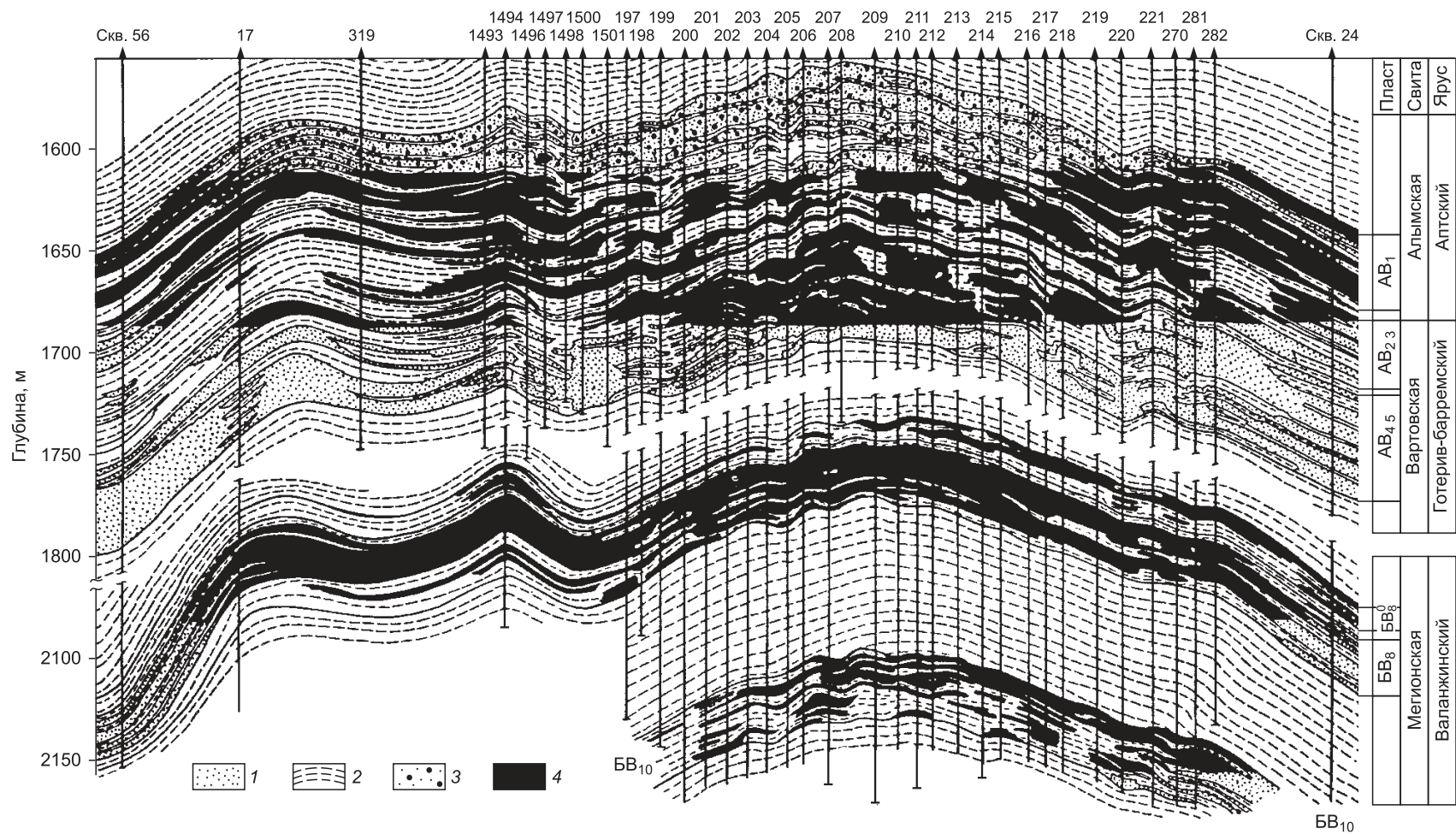


Рис. 4.1. Принципиальная схема гигантской залежи Самотлорского месторождения в пимском НГК:

1, 2 – породы: 1 – преимущественно песчаные, 2 – преимущественно глинистые; 3 – газ; 4 – нефть

го резервуара объясняется следующими фактами. В разрезе данного месторождения эти базальные пласты алымской трансгрессии апта залегают с размывом на нижележащих породах готерив-барремского пимского НГК. Точно не установлено, в каких частях Нижневартовского свода и сколько пластов размыто. Свод не только существовал, но и его рост усилился в конце неокома, финале гигацикла. Усиление тектонической активности с началом регрессии и максимумом ее в конце – это установленная общая закономерность связи структурно-тектонической активности с седиментационной цикличностью⁴ [Карогодин, 1990а]. В наиболее возвышенной части свода и на различных присводовых участках формируется и размывается разное количество пластов. В результате перерыва могли быть размыты, как было отмечено выше, частично или даже полностью пласты верхней регрессивной половины подстилающего быстринского зонального циклита. И не только в пределах месторождения, но и на многих возвышающихся участках Нижневартовского и Сургутского сводов. В таком случае принятая нумерация пластов АВ и АС (без учета отсутствующих, размытых) оказывается ошибочной. Граница перерыва и размыва между региональными циклитами и литмостратонами, а значит и РГ НГК, бесспорно идентифицирована по керну скважин в разрезе скважин Самотлорского месторождения.

Базальные слои (“рябчик”) визуально отличаются от подстилающих пород. А явным доказательством размыва является наличие в сероцветном рябчике гальки (окатышей) размытых нижележащих пестроцветов. Некоторые геологи (Г.П. Мясникова, Л.Л. Трусов, В.И. Шпильман и др.) также придают значение стратиграфическим несогласиям в формировании клиноформного комплекса, полагая, что в пределах Нижневартовского свода практически полностью отсутствуют барремские отложения [Шпильман и др., 1993, с. 2]. Это вполне объяснимо в связи с тем, что перерыв приходится на границу двух гигациклов. А чем крупнее цикл, тем значительнее перерыв в осадконакоплении [Карогодин, 1974].

Перерыв в осадконакоплении и размыв барремских отложений был одним из основных важных факторов формирования гигантской залежи нефти рассматриваемого месторождения. Он объединил резервуары двух РГ НГК – пимского и алымско-викуловского, создав единую гидродинамическую систему. При этом основным по мощности и емкостным свойствам (а значит и основным по запасам) оказался мощный нижележащий, многопластово-массивный пимский резервуар.

В этой связи, небезынтересно отметить, что *стратиграфические несогласия почти всегда, так или иначе (прямо или косвенно), сопряжены с залежами месторождений-гигантов мира. Наличие несогласия – одно из пяти общих признаков залежей месторождений-гигантов мира.*

Нередко перерыв в осадконакоплении и размыв пород является важнейшим фактором формирования гигантской залежи нефти, газа и определяющим в супергигантских скоплениях битумов (в меловых отложениях!) Канады и Венесуэлы. В качестве типичной (“классической”) стратиграфической залежи (точнее, ловушки) в меловых отложениях можно привести пример нефтяного месторождения-гиганта Ист-Техас в провинции Мексиканского залива.

Важнейшая функция стратиграфического несогласия и размыва заключается в формировании крупных и крупнейших скоплений УВ за счет их активной миграции и перетока из нескольких размытых резервуаров нижележащих отложений в один общий, вышележащий. Уровни стратиграфических несогласий в разрезе являются так-

⁴ Проявление принципа координации динамических систем – седиментационной и тектонической активности.

же и уровнями, благоприятными для латеральной миграции флюидов из-за нарушения структуры (рыхлости, трещиноватости, кавернозности) размытых пород.

Немаловажным фактором в формировании гигантской залежи в пластах группы АВ Самотлорского месторождения было и отсутствие в разрезе как пимского глинистого экрана готерива, так и валанжинского, сармановского. А это явно благоприятствовало активной, беспрепятственной вертикальной миграции УВ под региональный алымский (кошайский) экран. И хотя он сравнительно маломощный (порядка 30 м), но с достаточно надежными экранирующими свойствами. Они присущи финально-трансгрессивным слоям (“ядру” циклита), способным удерживать даже значительную газовую шапку, как на Самотлоре.

С этими же пластами группы А (АС) связана крупнейшая залежь Федоровского месторождения-гиганта в пределах соседнего к западу Сургутского (С) нефтегазоносного района и одноименного свода.

4.2. ФЕДОРОВСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ-ГИГАНТ

В разрезе Федоровского месторождения (рис. 4.2) Сургутского (С) района основная залежь нефти с газовой шапкой, как и Самотлорская, приурочена также к верхним пластам группы А (АС). Но самые верхние пласты АС₁, АС₂ и, вероятно, АС₃ полностью заглинизированы в разрезе этого месторождения, как и всего Сургутского района. Поскольку он представляет собой более погруженную (глубоководную) часть палеобассейна по сравнению с Вартовским районом, поэтому первыми базальными песчаными слоями алымской трансгрессии в нем оказались АС₄₋₅, и, возможно, даже АС₆ (см. рис. 2.6). С ними связана газовая шапка. А нефтяная залежь находится в финально-регрессивных пластах АС₇₋₈ (как принято обозначать нумерацию пластов без учета размыва). Это многопластово-массивная структурная нефтяная залежь с газовой шапкой (рис. 4.3, 4.4). По рис. 4.2 видно, что высота этой залежи меньше Самотлорской, но площадь ее, занимаемая несколькими локальными структурными ловушками, довольно обширная. Поэтому объем и соответственно запасы значительны. Главные факторы связи формирования основной залежи именно с этими пластами, те же, что и у Самотлорского месторождения. Это наличие регионального и существенно увеличившегося алымского (аптского) экрана, активное влияние размыва на миграцию флюидов в крупную ловушку. Хотя оно, вероятно, было и менее значительным, чем в пределах Нижневартовского свода. Свою роль сыграла маломощность и линзовидный характер ряда нижележащих валанжин-готеривских глинистых пачек-экранов. Остается пока загадкой, почему и само Федоровское месторождение и эта залежь оказались по запасам меньше, чем Самотлорское месторождение и его залежи. Что мешало всю возвышенную часть Сургутского свода как структурной ловушки заполнить нефтью, подобно Нижневартовскому своду? И это несмотря на близость района к осевой зоне неокомского бассейна, откуда предполагается латеральная миграция УВ.

В разрезе крутого восточного борта поздне-неокомского бассейна залежи нефти связаны исключительно с литологическими ловушками. И представляют по запасам целую гигантскую нефтеносную зону. Она достойна краткого рассмотрения для понимания важной роли признания клиноформного строения неокомского разреза.

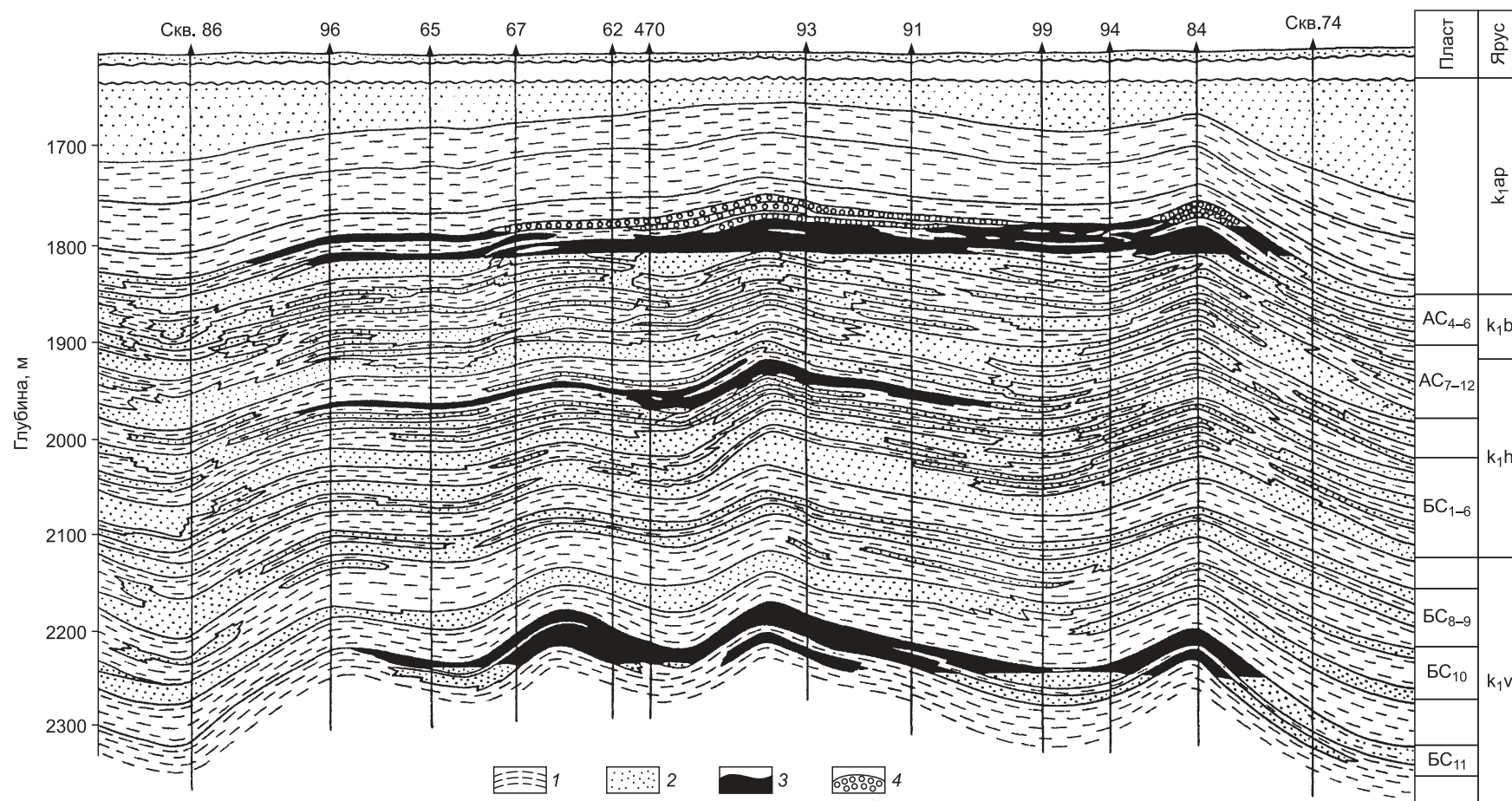


Рис. 4.2. Принципиальная схема гигантской залежи Федоровского месторождения в пимском НГК:

1, 2 – породы: 1 – преимущественно глинистые, 2 – преимущественно песчаные; 3 – нефть; 4 – газ

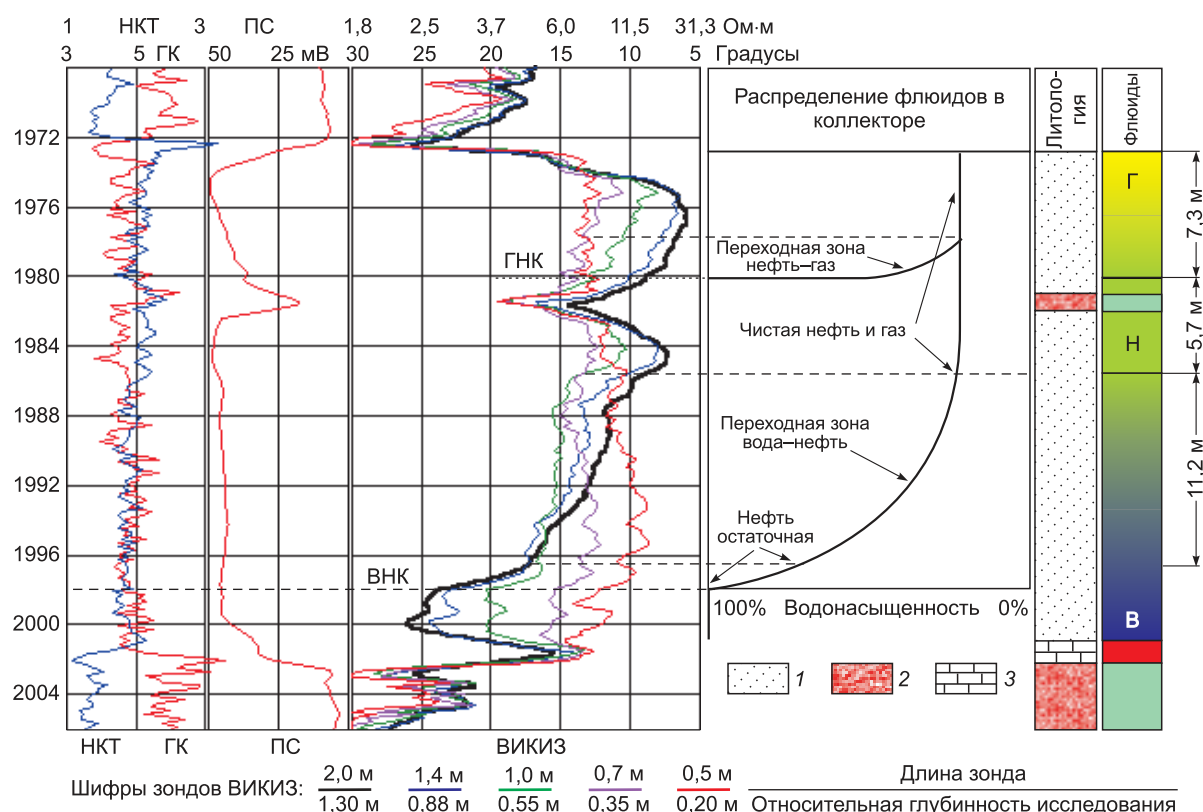


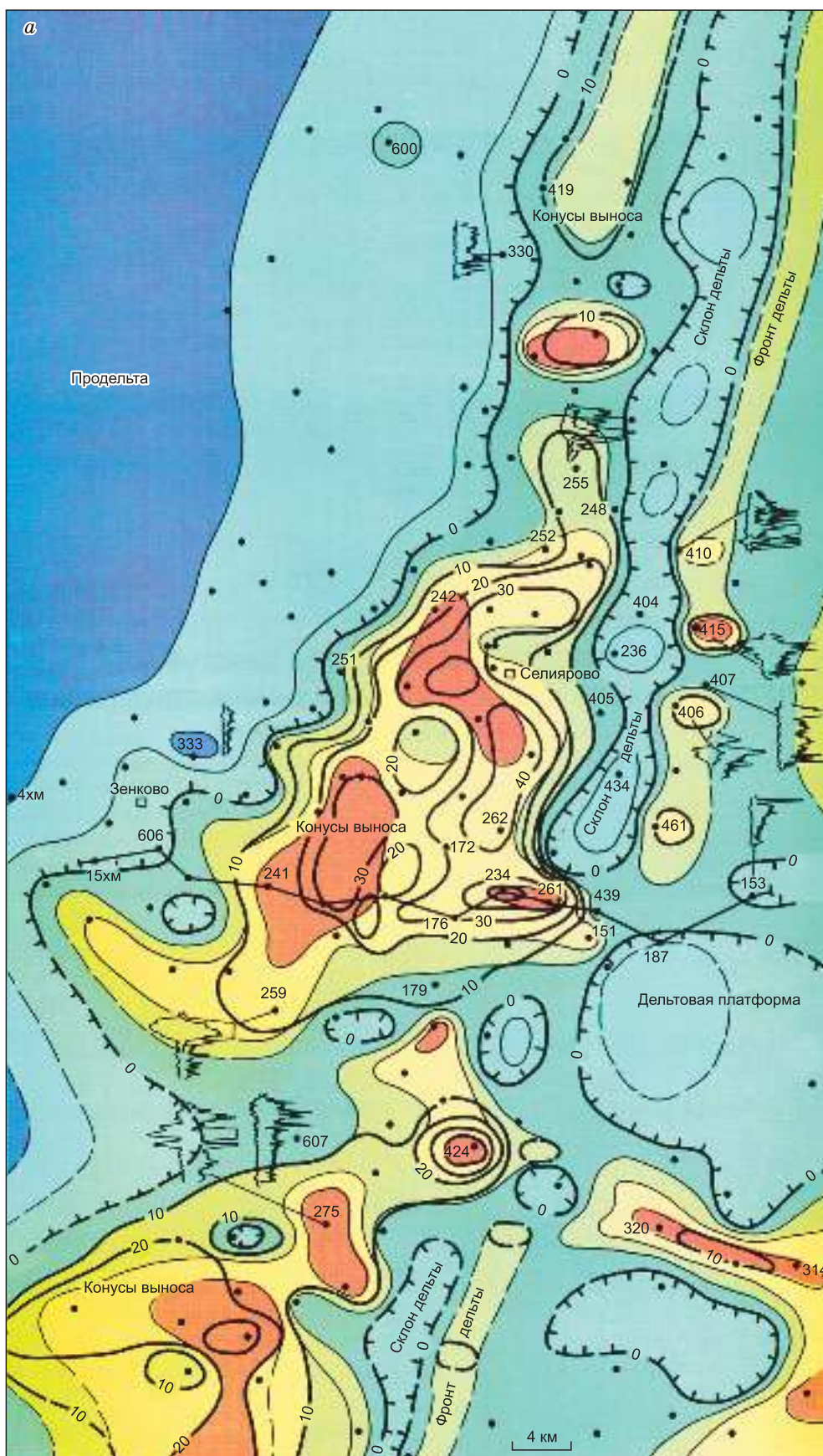
Рис. 4.4. Фрагмент электрофизической модели разреза продуктивной части (пласты АС) Федоровского месторождения:

1 – песчаник, 2 – глина, 3 – песчаник с карбонатным цементом

4.3. ПРИОБСКАЯ НЕФТЕНОСНАЯ ЗОНА

Первая залежь в неокомских отложениях зоны, позже названной Приобской, была выявлена в 1983 г., хотя бурившаяся скважина была ориентирована на среднеюрские отложения. Выявленных залежей нефти, связанных с пластами АС, оказалось несколько. В процессе проведения поисково-разведочных, а затем и эксплуатационных работ, геологи ОАО «Юганскнефтегаз» (НК ЮКОС-АМОКО) столкнулись с рядом проблем, в том числе и с закачкой законтурных вод для поддержания пластового давления.

К решению возникших проблем были привлечены сотрудники ОИГГМ СО РАН. По результатам проведенных ими системно-литмологических исследований была установлена причина неудач и возникших проблем. Они были связаны с использованием геологами НК ЮКОС-АМОКО, концепции (модели) *субгоризонтально-параллельного* залегания продуктивных слоев. Применительно к отложениям изучаемого разреза она оказалась ошибочной. Продуктивная часть разреза Приобской зоны, как было установлено, оказалась в основном ортоклиноформной частью региональной пимской клиноформы (клиноциклита). В ее составе несколько зональных и субзональных клиноформ (клиноциклитов). Преимущественно глинистый разрез фондаформы, значительно превышающий мощность (более 600 м) субгоризонтально-параллельно залегающих слоев ундаформы (80–100 м), изобилует песчано-алевролитовыми линзами различной мощности (от 5 до 40 м) и площади распространения. Подобное породное



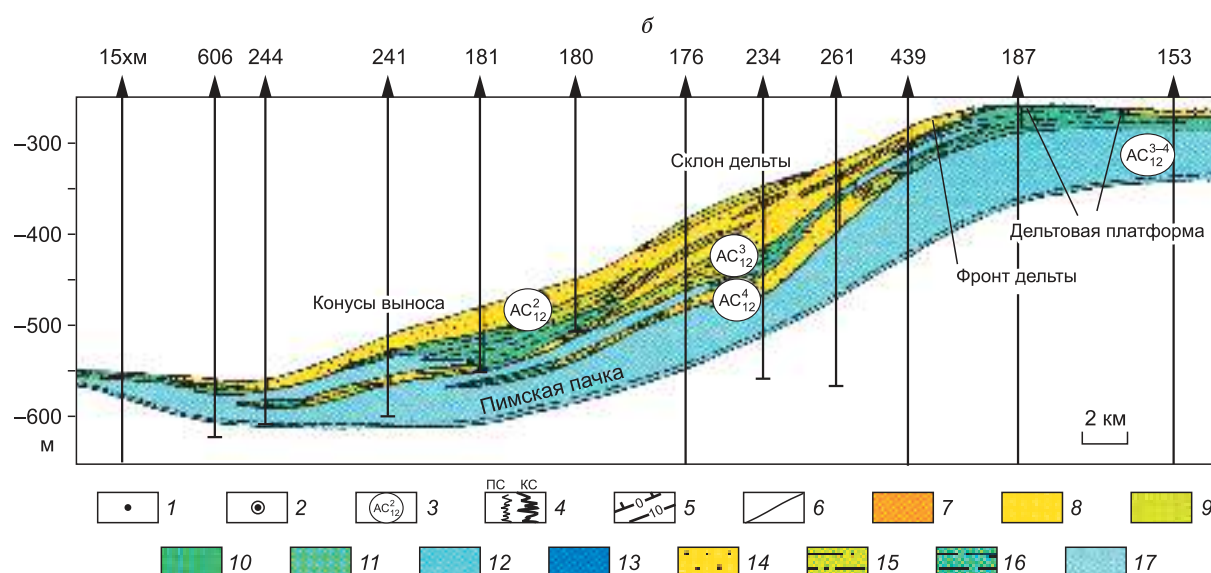


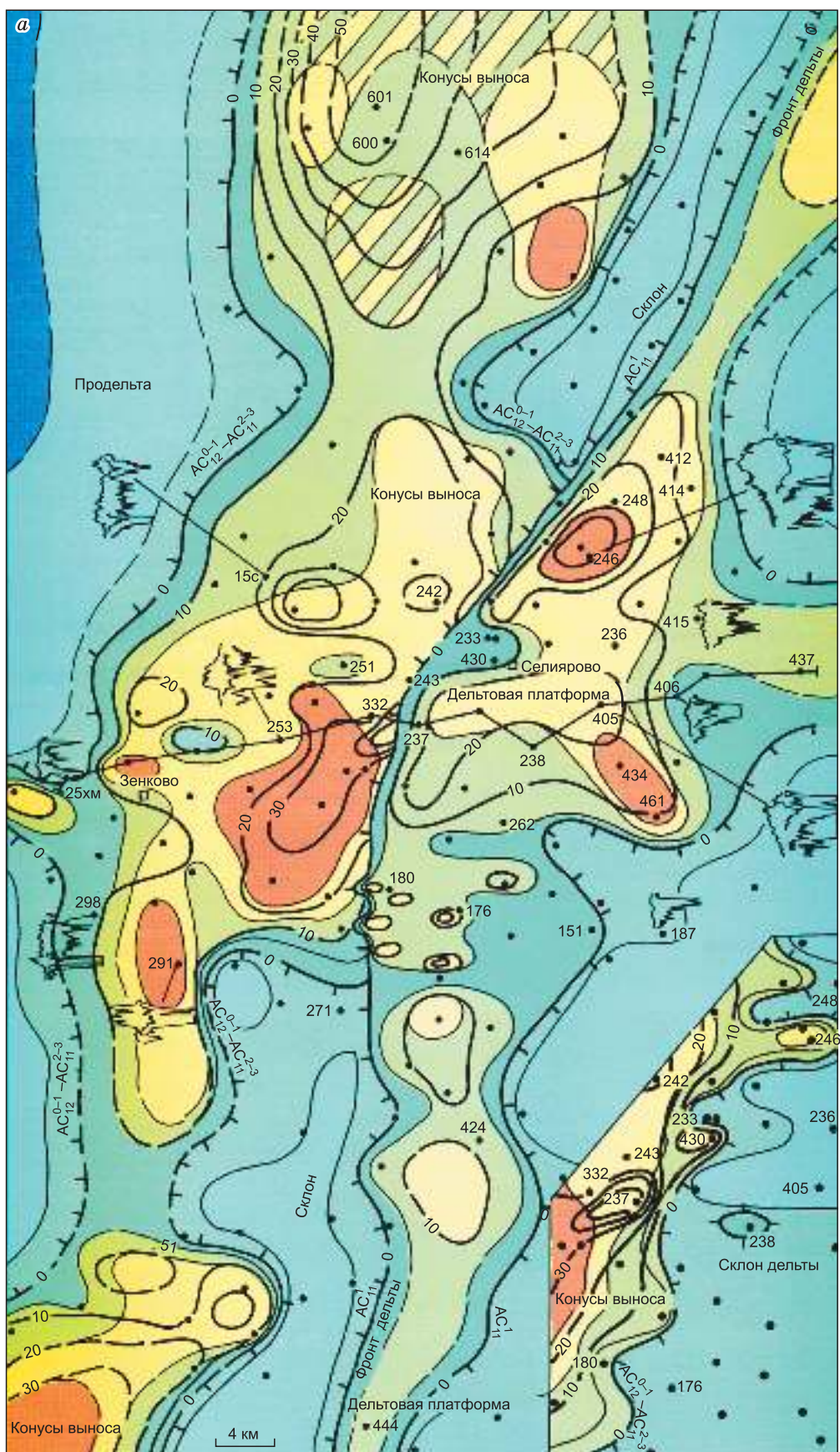
Рис. 4.5. Карта распространения песчаных тел пласта AC_{12}^{2-4} Приобской нефтеносной зоны (а) и его палеоструктурное положение на начало апта (б):

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

тело принято называть *ачимовской толщей*. Долгое время, как отмечалось выше, она считалась одновозрастной по всему Западно-Сибирскому бассейну, поскольку в разных разрезах занимала одинаковое положение по отношению к “изохронной” *баженновской свите*⁵. И поначалу ачимовские пласты в разрезе каждого района обозначались сверху вниз (с первого и далее) без “привязки” к шельфовым пластам, но с аббревиатурой названия нефтегазоносного района (АС). Последнее делалось из-за интуитивного понимания, что под одним и тем же номером в разрезах разных (даже соседних) районов будут разновозрастные пласты в сходном литостратиграфическом и глубинном положении. Позже, с признанием *ачимовской толщи* определенной (ортоклиноформной) частью клиноформ различного ранга и возраста, обозначения ачимовских пластов эволюционировали, улучшаясь. Песчаные линзы признаны одновозрастными телами шельфовых пластов ундаформы, их стали обозначать аббревиатурой пласта района с его номером внизу и ачимовским (одним или несколькими при расчленении) вверху [Карогодин и др., 1996]. Затем номер ачимовского пласта (или пластов) обозначается внизу аббревиатуры Ач и района (например, Ач AC_{12}). Некоторые геологи считали более логичным аббревиатуры названия толщи и района поменять местами.

Западнее от Приобской зоны, ближе к центру бассейна, ортоклиноформа переходит в маломощную глинистую пачку фондаформы, прилегающую (прижимающуюся) к *баженновской свите*.

⁵ Ачимовская толща, даже в последнем пересчете запасов УВ ЗС, принята в качестве самостоятельного нефтегазоносного комплекса.



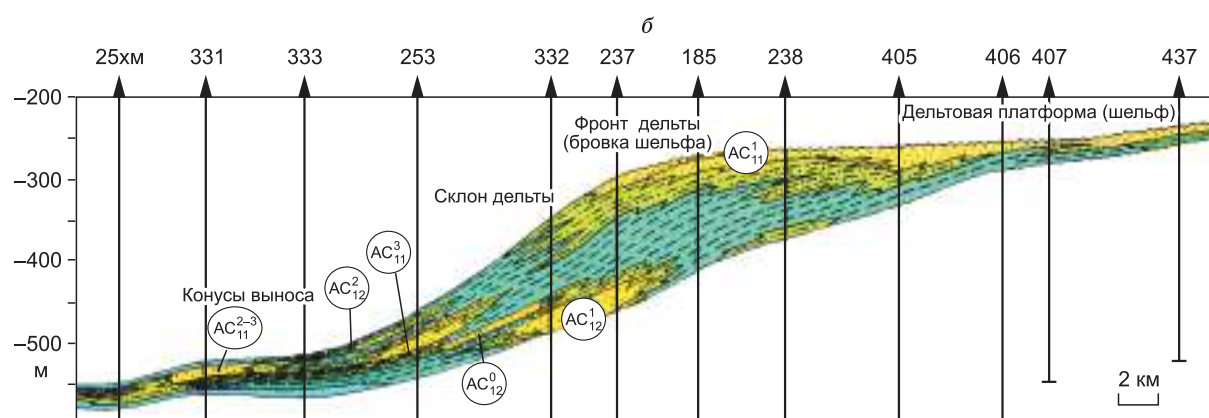


Рис. 4.6. Карта распространения песчаных тел пластов AC_{11}^{1-3} – AC_{12}^{01} Приобской нефтеносной зоны (а) и их палеоструктурное положение на начало ашга (б).

Усл. обозн. см. на рис. 4.5

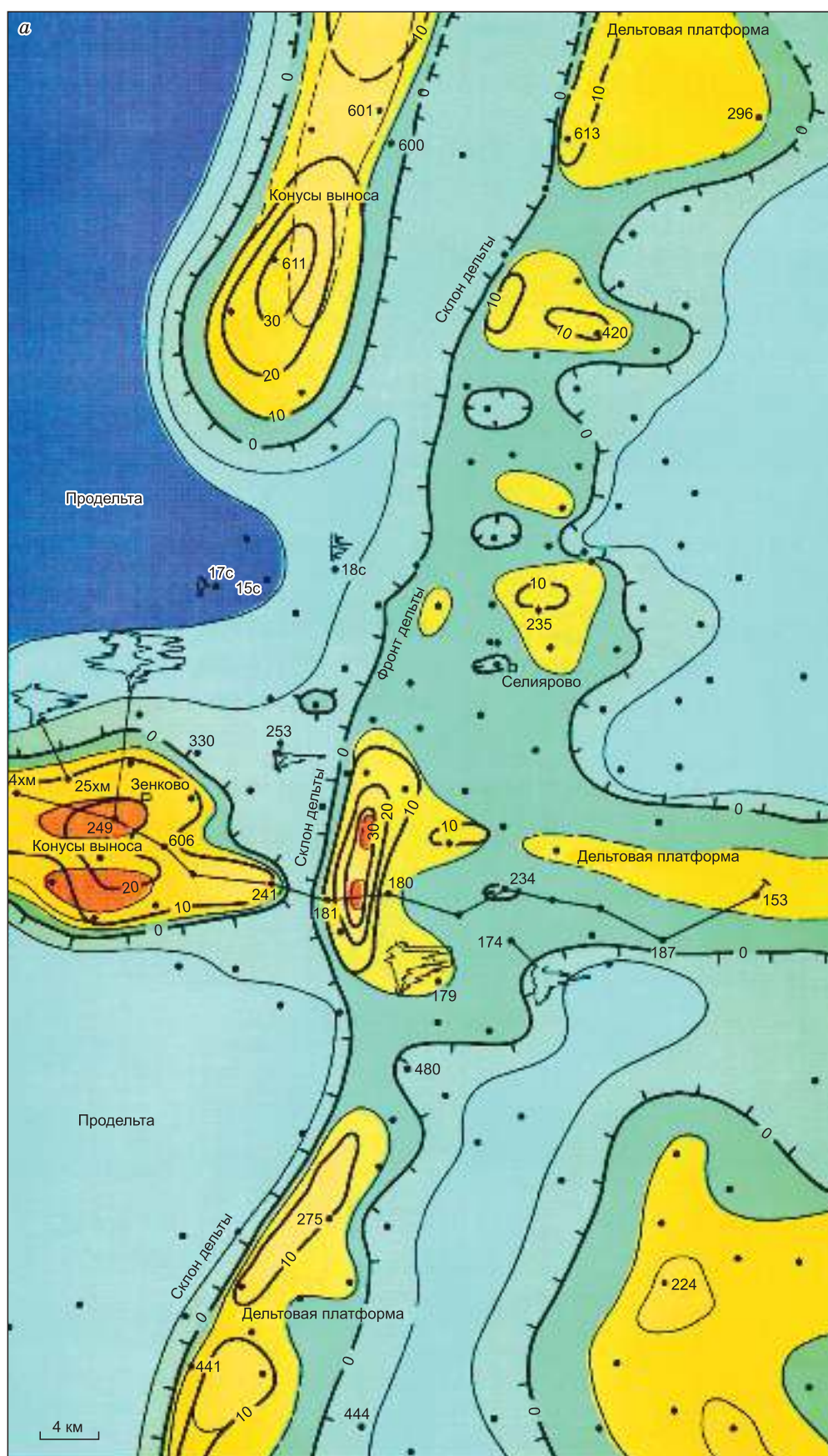
Еще раз подчеркнем, что песчаные тела, в том числе нефтеносные, это элементы (“хвосты”) верхних, “шельфовых” пластов регрессивных частей клиноформ. И в отличие от шельфовых *пластов* ундаформы, песчаные тела являются *линзами*.

Клиноформная модель была принята ЮКОСом и АМОКО после неоднократных обсуждений ее в Нефтеюганске, Москве, Хьюстоне, Талсе (с участием Ю.Н. Карогодина и С.В. Ершова), а также проведения полевого семинара на обнажениях клиноформного мелового разреза бассейна в Нью-Мексико (плато Колорадо), организованного в 1994 г. НК АМОКО. Руководители семинара П. Манугян (от АМОКО) и Ю.Н. Карогодин (от ЮКОСа).

С учетом клиноформного строения нефтеносного разреза Приобской зоны была составлена новая модель ее разработки. А по результатам этих работ издана монография “Приобская нефтеносная зона Западной Сибири” [Карогодин, 1996]. В ней впервые представлены карты (и палеопрофили) распространения песчаных тел (линз) продуктивных ачимовских пластов AC_{10} , AC_{11} и AC_{12} пимского РГ НК (рис. 4.5–4.8).

Участники полевого семинара в Нью-Мексико (плато Колорадо) по обсуждению возможностей детального расчленения и корреляции клиноформных разрезов методами сиквенс-стратиграфии и литмостратиграфии





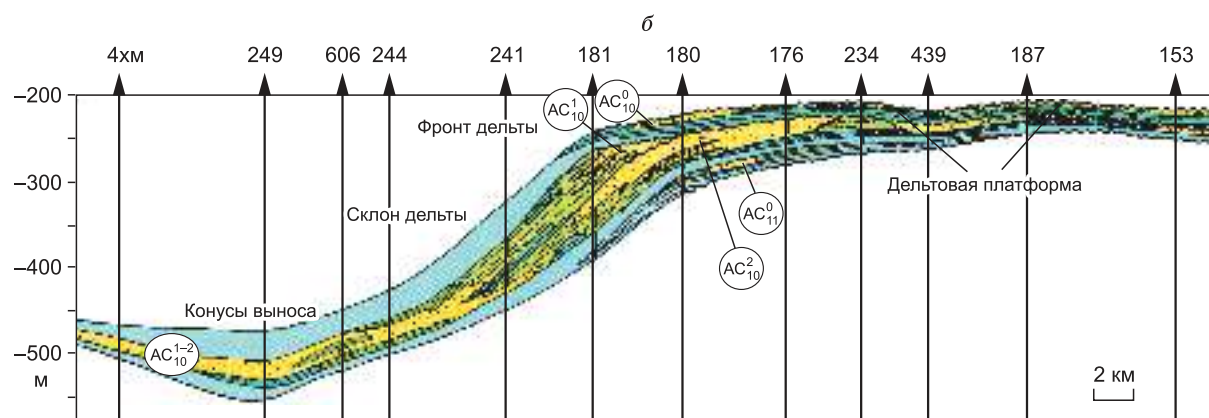


Рис. 4.7. Карта распространения песчаных тел пласта AC_{10}^{0-2} Приобской нефтеносной зоны (а) и их палеоструктурное положение на начало апта (б).

Усл. обозн. см. на рис. 4.5

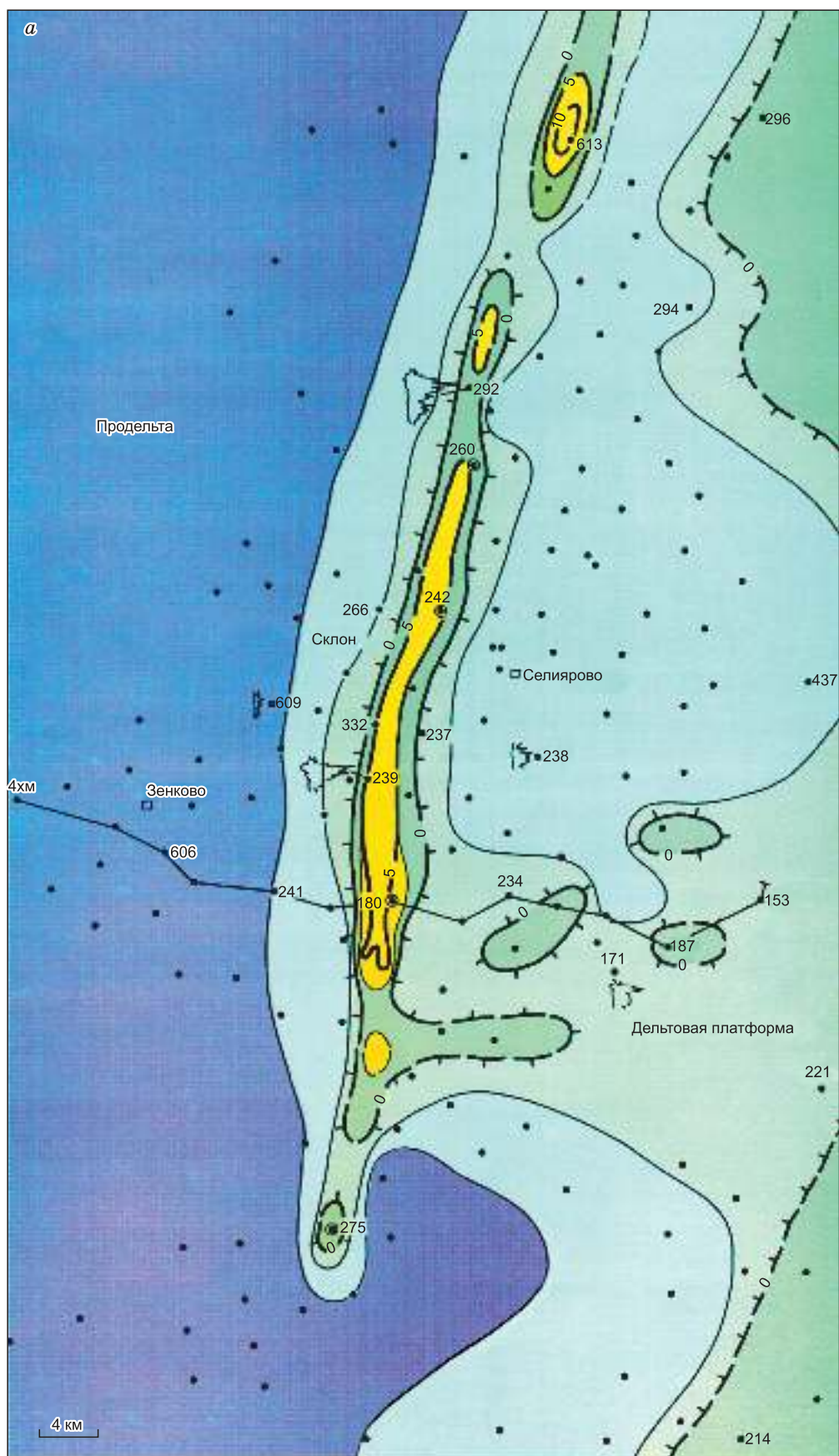
Еще более ярко размеры и форма распространения ачимовских пластов БС (БП) проявляются в нижележащем сармановском РГ НГК Северного Приобья Ноябрьского нефтегазоносного района (рис. 4.9–4.12).

Таким образом, важные отличия нефтеносности пимского НГК Приобской зоны от Самотлора Вартовского нефтегазоносного района и Федоровского месторождения Сургутского нефтегазоносных районов Среднеобской НГО в следующем.

Продуктивными являются не верхние, барремские “шельфовые” пласты песчаников, субгоризонтально залегающие, с которыми связаны гигантские залежи Самотлора и Федоровского месторождения. В пределах Приобской зоны эти пласты (даже до AC_8 включительно), на удивление геологам, водоносны. А нефтеносны самые нижние группы АС – $AC_{10(9)-12}$. Точнее, их возрастные, ачимовские аналоги (“хвосты”) в виде групп линз (см. рис. 4.5–4.8). Они различной мощности, формы и общей площади распространения, как отмечалось выше. В системно-литмологическом отношении это пласты-линзы регрессивных частей зональных и субзональных клиноформ (клиноциклитов), формировавшиеся в глубоководной части бассейна. Причина наблюдаемой пространственно-временной дифференциации залежей нефти в данном РГ НГК представляется вполне объяснимой.

Приобская зона в тектоническом отношении находится, как уже отмечалось выше, в пределах сравнительно пологого восточного борта (моноклинали) Мансийской синеклизы. Западный, приуральский ее борт более крутой. Именно в этом проявляется широтная асимметрия Западно-Сибирского бассейна. Поэтому основной (и даже единственный) вид ловушек УВ в рассматриваемой зоне – *литологический* (линзы песчаников в глинах). В пределах рассматриваемого участка моноклинали отсутствуют структурные ловушки, важные для верхних, слабонаклонных, субпараллельных пластов. К тому же, самые верхние пласты AC_{1-3} существенно заглинизированы. В пределах Сургутского и Нижневартовского сводов доминируют структурные ловушки, какими являются и они сами.

Залежам легкой высокогазонасыщенной нефти в литологических ловушках ачимовской толщи Приобской НГЗ присущи аномально высокие давления. Они обусловлены замкнутостью литологических ловушек и значительными глубинами залегания. Гранулярные коллекторы резервуаров не обладают высокими фильтрационно-



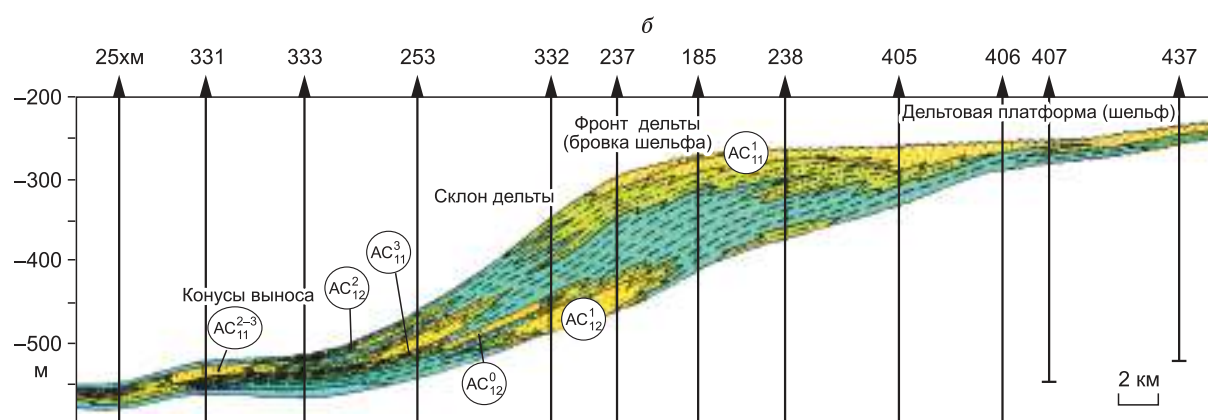


Рис. 4.8. Карта распространения песчаных тел пластов $AC_{10}^{0-2} - AC_{11}^0$ Приобской нефтеносной зоны (а) и их палеоструктурное положение на начало апта (б).

Усл. обозн. см. на рис. 4.5

емкостными свойствами, а значит и высокими дебитами. Хотя на начальном этапе эксплуатации скважины дебиты могут быть весьма значительными за счет аномально высокого давления в залежи. Это приводило нередко к авариям, чего и боялись буровики, вскрывая ачимовские и баженовские отложения. Однако дебиты нефти оказалось возможным весьма существенно увеличить (до 1000 т и более в сутки!). Это стало возможным при гидроразрыве продуктивной части разреза, вскрытой наклонно-горизонтальными скважинами. Они “нанизывают” нефтеносные линзы, как на шампур, искусственно создавая значительно увеличенный общий (единый) объем резервуара.

Приобской зоной ограничивается распространение пимского РГ НГК на западе. Границы его на площади бассейна определяются как наличием в разрезе трансгрессивной пимской пачки глин (снизу), так и глинистого экрана алымской (кошайской) свиты (сверху). Это Среднеобская НГО с Сургутским и Вартовским районами. В разрезе Ноябрьского НГР (этой НГО) данный комплекс не выделяется из-за отсутствия в его разрезе вышеуказанных составляющих. По той же причине в явном виде он не выделяется в северных НГО, богатых газом: Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Ямальской и Гыданской. Значение этого явления будет рассмотрено в следующем пособии.

Таковы особенности нефтегазоносности самого верхнего пимского РГ НГК, завершающего неокотский уникальный по запасам нефтеносный суперкомплекс, и его электрофизической модели. В заключение будет уместно определить его место в описанных выше литмо- и сиквенс-стратиграфических моделях.

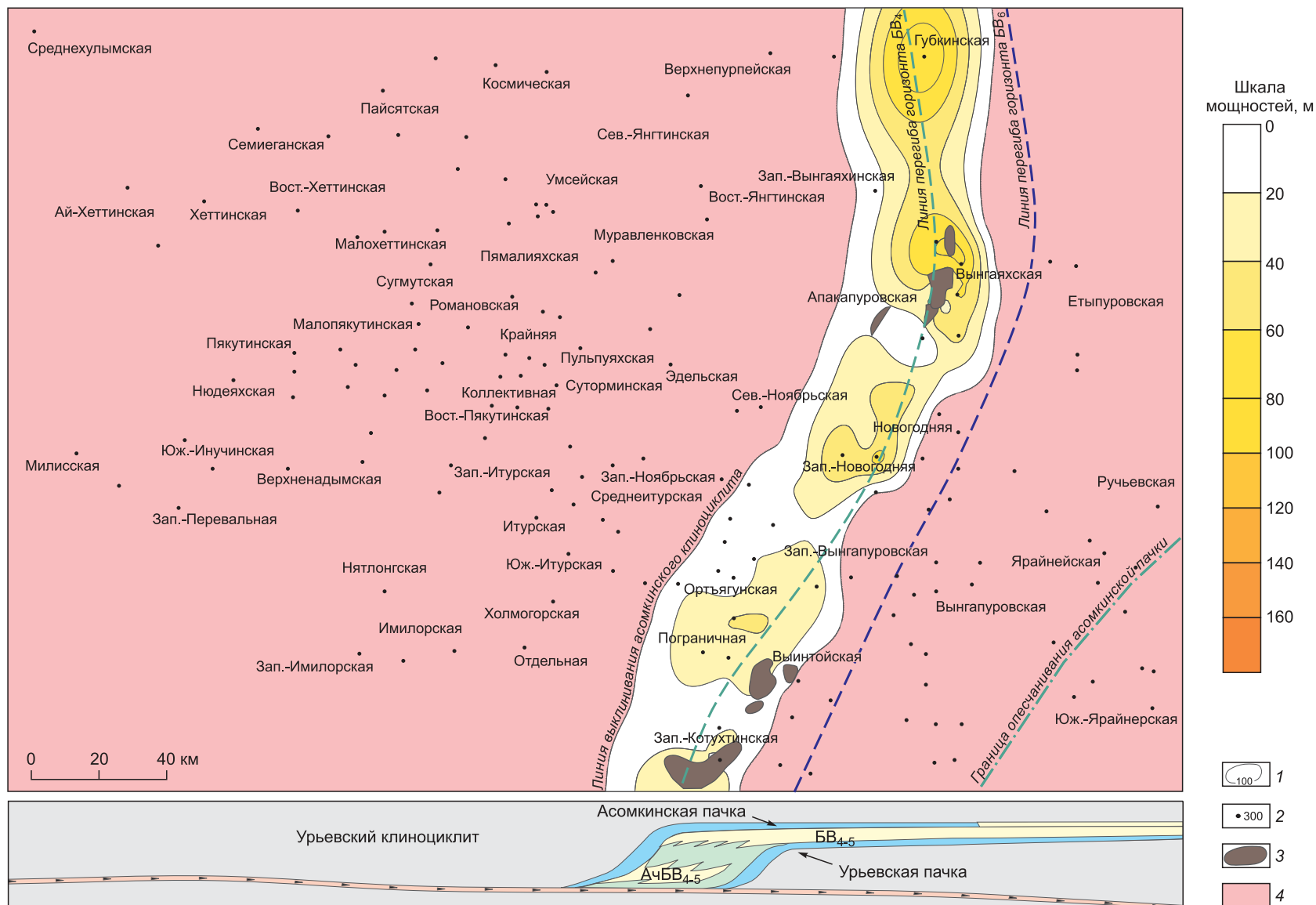


Рис. 4.9. Карта изопахит глубоководных (дистальных) песчано-алевритовых отложений урьевского субрегионального клиноциклита (горизонты АЧБВ₄₋₅, АЧБП₁₂₋₁₃):

1 – изопахиты; 2 – поисково-разведочные скважины; 3 – залежи нефти; 4 – зона распространения битуминозных отложений

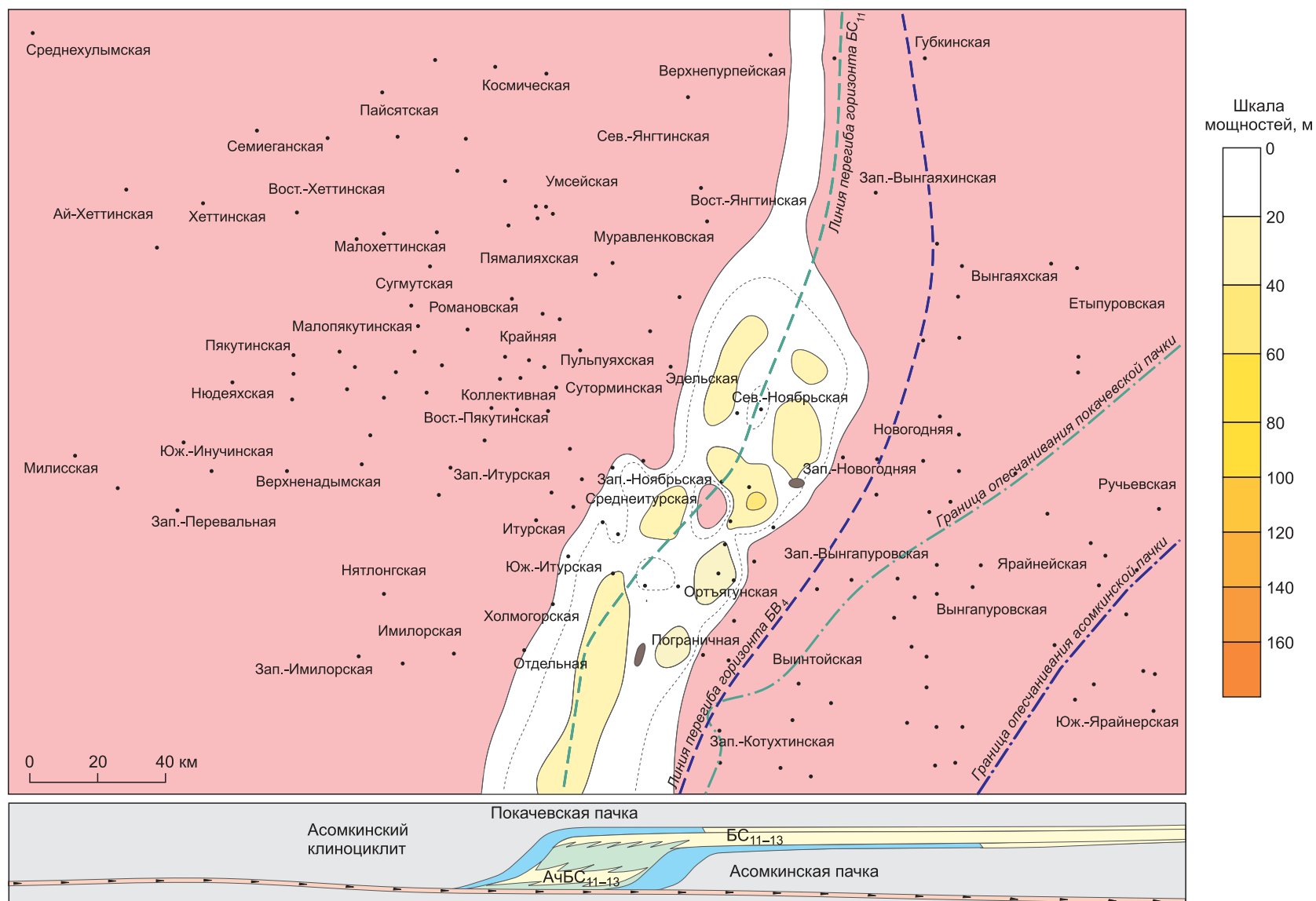


Рис. 4.10. Карта изопахит глубоководных (дистальных) песчано-алевритовых отложений асомкинского субрегионального клиноциклита (горизонты АчБВ₀₋₃, АчБС₁₁₋₁₃, АчБП₁₂₋₁₃).

Усл. обозн. см. на рис. 4.9

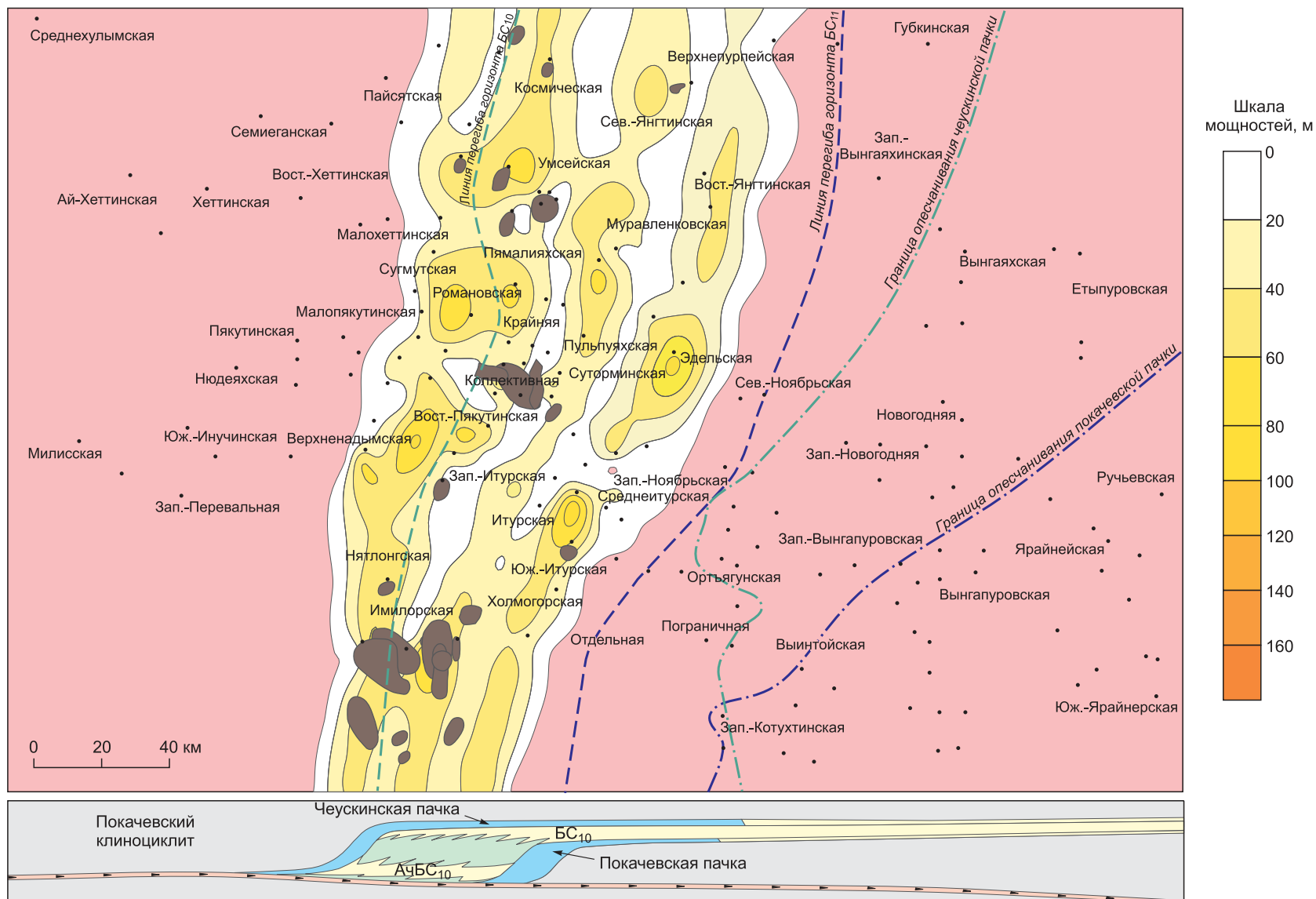


Рис. 4.11. Карта изопахит глубоководных (дистальных) песчано-алевритовых отложений покачевского субрегионального клиноциклита (горизонт А4BS₁₀):

1 – зона распространения одновозрастных клиноциклиту битуминозных отложений. Остальные усл. обозн. см. на рис. 4.9

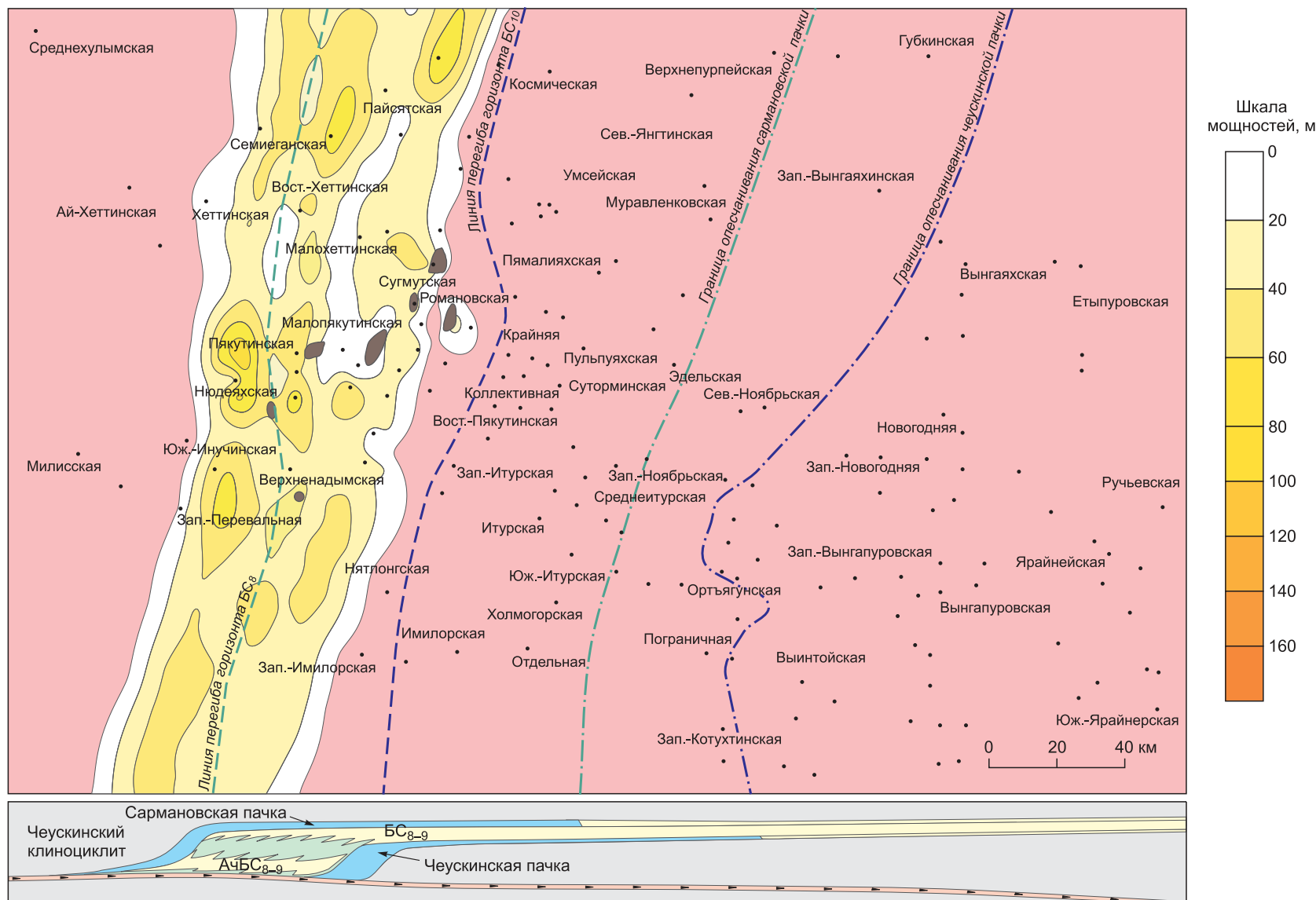


Рис. 4.12. Карта изопахит глубоководных (дистальных) песчано-алевритовых отложений чеускинского субрегионального клиноциклита (горизонт АЧБС₈₋₉).

Усл. обозн. см. на рис. 4.9

4.4. ПИМСКИЙ НГК В ЛИТМО- И СИКВЕНС-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ

Выше было рассмотрено положения мела в сиквенс-стратиграфических моделях. Не менее важно понять и положение рассматриваемого РГ НГК и его ЭФМ в мегасиквенсе и гемициклитах. Пимский РГ НГК, как уже отмечалось, связан с последним (завершающим) регоциклитом юрско-неокомского гемициклита, с его финально-регрессивной частью. Этим объясняется и достаточно яркая выраженность верхнего, клиноформного резервуара по сравнению с подобными нижележащих РГ НГК. Этим структурным положением рассматриваемого комплекса, вероятно, можно объяснить связь основной, гигантской залежи нефти именно с его верхним резервуаром в восточном Вартовском районе Среднеобской нефтегазоносной области. Здесь были весьма благоприятные условия для активной вертикальной миграции нефти вследствие опесчанивания разреза между аномально битуминозной *баженовской* свитой (внизу) и кошайским экраном сверху. А также вполне вероятный размыв верхней части разреза НГК, способствовавший латеральной миграции нефти по нескольким пластам в крупную и весьма амплитудную структурную ловушку в наиболее возвышенной части Вартовского свода. Западнее, ближе к центральной части бассейна (Сургутский район), нефть могла быть перехвачена и более глубокими, валанжинскими песчаными пластами. Так, основные залежи нефти Мамонтовского месторождения-гиганта связаны с валанжинскими продуктивными пластами БС₁₀, БС₁₁, обширной площади (более чем 10 площадей). А еще западнее, ближе к приосевой части мелового палеобассейна, на его восточном пологом борту (ныне Мансийской синеклизы) в песчаных линзах *ачимовской* толщи сформировалась гигантская Приобская нефтеносная зона литологических залежей. Существенно глинистый разрез фондаформы пимской клиноформы не позволял нефтяным флюидам активно передвигаться как по вертикали, так и латерально. Этим объясняется и аномально высокое пластовое давление в залежах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем пособии публикуемой серии в качестве наиболее важного в нефтеносном (основные залежи Самотлорского и Федоровского месторождений-гигантов, гигантская Приобская зона) и весьма представительного в электрофизическом отношении выбран пимский региональный НГК. Последнее немаловажно, так как распознавание комплексов происходит, прежде всего, на электрокаротажных диаграммах, а затем уже и по другим признакам и методам. Именно рассматриваемый комплекс в составе меловых отложений юрско-мелового гигациклита наиболее опознаваем и признаваем большинством геологов в качестве самостоятельного РГ НГК.

При рассмотрении пимского НГК и его ЭФМ выявлено определенное сходство и немаловажное отличие с клиноформными моделями ранее рассмотренных НГК юры [Эпов и др., 2012, 2013]. Оно обусловлено их принципиально различным положением в структуре гигациклита. Юрские НГК – это его (как и мегасиквенса) трансгрессивные образования, а неокомские (в том числе пимский) – регрессивной половины гигациклита. Понимание данной особенности весьма важно. Поскольку две части, половины любого ранга трансгрессивно-регрессивных циклитов и сиквенсов, формируются с разной скоростью осадконакопления, отражающейся в мощностях, формирующейся слоевой системы и ее элементов. В регрессивную фазу скорости и мощности значительно выше (достигая “лавинной седиментации”) трансгрессивной. Сравнительно малые мощности трансгрессивных отложений юры – одна из основных причин непознания и признания клиноформного ее строения многими геологами. И даже сиквенс-стратиграфический анализ васюганской свиты, с наиболее ярко выраженным клиноформным строением, не позволил авторам опознать его [Шурыгин и др., 2000].

Вне литмостратиграфической модели строения разреза невозможно многое понять и объяснить. Именно она позволила определить особый тип и место резервуаров (и связанных с ними залежей нефти) в пимском циклите. А значит и в одноименном РГ НГК мелового разреза Приобской нефтеносной зоны. Версия связи залежей зоны с ачимовской толщей ортоформы и пимской региональной клиноформы (клиноциклита), как отмечалось выше, была признана после неоднократного обсуждения в Нефтеюганске, Москве и Хьюстоне с геологами и руководством НК ЮКОС-АМОКО. У них была представлена субгоризонтальная (“блинная”) модель продуктивных отложений Приобской зоны. Руководством НК АМОКО был организован специальный полевой семинар в Нью-Мексико на плато Колорадо для сравнения методик сиквенс- и литмостратиграфии (см. фото). Там, в обнажениях мелового разреза (международный маршрут), опознается клиноформное его строение.

Позже подобная крупная (возможно, даже гигантская) зона залежей газоконденсата была выявлена также в ортоклиноформе (ачимовской толще) Южно-Уренгойской площади. Но в более древних (чем в Приобской зоне), валанжинских отложениях.

Только с позиции клиноформно-литмостратиграфической модели можно понять пространственно-временное положение залежей нефти, выявленных в разрезе нижнехетской свиты Пайяхской площади Енисейско-Хатангского регионального прогиба [Исаев и др., 2011]. Они связаны с наиболее древней (в отличие от самой “молодой” в разрезе Приобской зоны) ачимовской толщей. Эти слои (резервуар) тоже ортоформы,

но Яновстанского РГ клиноциклита – первых (самых нижних, изначальных) клиноформных образований неокома, в отличие от последних (верхних) образований рассматриваемого Пимского клиноциклита и РГ НГК.

С позиции развиваемой системно-литмологической концепции можно высказать версию закономерностей пространственно-временного размещения залежей (включая гигантские) и концентрации нефти в пределах главной, Среднеобской, нефтегазоносной зоны Западной Сибири. Концепцию условно можно назвать “ступенчато-вертикально-латерально-миграционной”. Суть ее в следующем.

Рассматривая (в попытке понять) закономерности пространственно-временного размещения основных запасов (крупных и гигантских залежей) принимается во внимание роль в этом ряда факторов. Важнейшие из них следующие: а) пространственно-временное положение РГ НГК (и его резервуаров) в гигациклите; б) положение баженовской свиты (не приемля термин “нефтематеринской”¹) в генерации нефтяных углеводородов; в) температурный фактор; г) фациальный фактор; д) структурно-тектоническое положение разреза. Логично также начать анализ с запада на восток широтного течения Оби, на широте Сургут–Нижневартовск. В палеофациальном и тектоническом отношении это означает рассмотрение от восточно-бортовой части неокомского палеобассейна (Мансийской синеклизы) к его к восточному берегу, основному источнику сноса обломочного материала.

Первые крупные² скопления нефти в данном направлении связаны с последним (верхним) пимским РГ НГК, представляющим региональную клиноформу, клиноциклит. Основной ачимовский резервуар его в данном западном (Приобском) районе приурочен к ортоформе. Как следует из вышеизложенного, в глинах этой толщи сосредоточено множество песчаных линз различного размера и формы. К западу, ближе к приосевой зоне неокомского бассейна, фундаформа рассматриваемой клиноформы представлена маломощной толщей битуминозных аргиллитов баженовской свиты (самой верхней части) и пачкой надбаженовских глин.

Коллекторы, как известно, имеются только в баженовской свите в виде преимущественно субгоризонтальных трещин. Закономерность их пространственно-временного размещения и генезис до сих пор не установлены. Одной из наиболее приемлемых версий генезиса баженовских коллекторов представляется их связь с зонами тектонических разгрузок тангенциальных напряжений [Трофимук, Карогодин, 1981, 1983]. Они могли возникнуть в результате тектонической активизации Уренгойско-Колтогорского грабена и его “оперений”. Субгоризонтальному растрескиванию аргиллитов (с образованием “пузырей”) способствовали и зоны очагов³ повышенных температур в пределах Мансийской синеклизы (например, район салымской группы поднятий и др.). Залежи в таких коллекторах и литологических ловушках оказались запечатанными глинами. Этим и объясняются аномально высокие давления в залежах баженитов. Притом остается неясным, какой клиноформе (или каким) принадлежат коллекторы и залежи нефти в них. Задача идентификации фундаформ неокомских клиноформ в аргиллитах баженовской свиты пока не решена (и не решается). Залежи нефти пимского РГ НГК, вероятнее всего, связаны в основном с генерацией УВ, в которой участвовали отложения не только верхней (готеривской) части битуминозных отложений баженовской свиты, а всего ее (и не только ее) разреза. А это фон-

¹ Для нее более подходит термин “повитуха”, т. е. “дама”, способствующая, помогающая рождению нефти. Н.Б. Вассоевич, наоборот, назвал ее “неразродившейся дамой”.

² Некоторые геологи оценивают запасы зоны гигантскими.

³ Системный принцип очаговости.

даформы (и, возможно, ортоформы) всех клиноформ различного ранга (в том числе регионального) неокома и титона⁴.

Как известно, в зонах разгрузок тангенциальных напряжений пластичные породы (соли, глины, магма) образуют в разрезе бассейна диапиры (соляные, глиняные, гранитные и др.). Проявление вулканизма (“грязевого”, магматического) также связано с разгрузкой напряжений. Баженовские аргиллиты могут только разрушаться, растрескиваясь и ломаясь под действием тектонических, температурных и флюидодинамических факторов, превращаясь в коллекторы. Отсутствие залежей, тем более крупных, над ачимовскими в пределах Приобской зоны во многом объясняется моноклинальным структурным положением. В ее пределах нет значительных (и, видимо, не было во время активной миграции УВ) структурных ловушек, способных их улавливать.

А в купольной части крупного и высокоамплитудного Сургутского свода, где были структурные ловушки, формировались крупные залежи (как и гигантская) в пластах группы АС Федоровского месторождения.

Наличием крупной литолого-стратиграфической ловушки в валанжинских отложениях (пласты БС₁₀₋₁₁) данного района обусловлено и формирование гигантской залежи Мамонтовского месторождения. Она простирается в виде протяженной полосы, захватывающей (так или иначе) территории одиннадцати(!) локальных поднятий. Вполне логично предположить, что ловушка могла быть заполнена углеводородами, мигрировавшими со стороны Мансийской синеклизы. Там и могла происходить их генерация с участием разновозрастных (и подстилающих, берриас-титонских) отложений баженовской свиты.

Та же процедура заполнения ловушек структурных залежей в вышележащих пластах АС разреза Сургутского свода вполне вероятна. Вертикальная миграция нефти (по разломам) от баженовской свиты вплоть до подошвы алымской (апта) с формированием крупных залежей (и даже гигантской Федоровского месторождения) в пимском НГК не находит обоснования. Многие месторождения района, как известно, находятся в разработке. Однако ни у одной залежи (в неокомских отложениях) не обнаружено явных, достоверных элементов тектонического экранирования.

В неокомском разрезе, соседнего к востоку Вартовского свода и НГР (см. рис. 2.3), более удаленного от Мансийской синеклизы и приближенного к восточному берегу неокомского моря, представлены (почти полностью) все региональные клиноформы (клиноциклиты), а значит и сопряженные с ними через литмоостратоны РГ НГК. Приближение района к источнику сноса (Сибирской платформе) отразилось в опесчанивании разреза неокома, особенно группы АВ готерив–баррем. Так, пимская трансгрессивная пачка глин готерива практически опесчанена в наиболее приподнятой части свода и опознается по ГИС, с определенной долей условности, лишь в разрезах погруженных частей его склона. Следовательно, в разрезе данного района она не является экраном для залежей.

Представляется, что именно эта особенность разреза (а не разломы) района была определяющей в формировании гигантской нефтяной залежи (с газовой “шапкой”) в верхних пластах группы АВ Самотлорского месторождения. Берриас-валанжинские ловушки (в основном структурные) пластов группы БВ, полностью заполнившись, предоставляли возможность нефти мигрировать не только латерально вверх по восста-

⁴ Не исключено, что в ряде районов битуминозность пород, баженинов “опускается” до киме-риджа. Это может быть тот нередкий случай, когда георгиевская свита в разрезе минимальна или даже полностью отсутствует.

нию, но и в вышележащие отложения, не встречая препятствий в виде глинистых пачек. Самая верхняя экранирующая кошайская пачка алымской свиты апта, как раз и была тем региональным экраном, способным удерживать не только нефть, но и газ гигантской залежи. Залежь, как отмечалось выше, многопластово-массивная, что свидетельствует о неспособности глинистых пластов (возможно, с песчаными “окнами”) внутри нее удерживать нефть, тем более газ.

Используемый в публикуемой серии методических пособий системно-литмологический подход с его принципами (сопряженности, иерархичности и др.), важными при идентификации РГ НГК и создании их ЭФМ, позволил сформулировать вышевысказанную версию закономерностей пространственно-временного размещения и условий формирования залежей нефти как в рассматриваемом НГК, так и в объеме всего неокома. Подобная версия будет изложена и по вышележащим НГК мела, алымско-викуловскому и хантымансийско-уватскому, сконцентрировавшим гигантские запасы газа. И в этом тоже видится важность развиваемого теоретико-методологического подхода к созданию ЭФМ впервые таким образом идентифицированных РГ НГК.

ЛИТЕРАТУРА

Бородкин В.Н. Закономерности размещения и прогноз залежей нефти, конденсата и газа в меловых отложениях северной части Надым-Тазовского междуречья: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Тюмень, 1984. 24 с.

Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Кулахметов Н.Х. Геологическое обоснование бурения глубоких скважин на Уренгойском поднятии в прилегающих районах // Перспективы поисков нефти и газа в Западной Сибири. Тюмень, 1986. С. 56–59.

Бородкин В.Н., Высоцкий В.Н., Козлов О.А., Косарева Л.Г., Нестеров И.И. (мл.), Слепцов В.Т. Прогноз ловушек-резервуаров ачимовской толщи в пределах Восточно-Уренгойской–Пырейной группы поднятий по материалам сейсморазведки // Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинеклизы. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1989. С. 61–68.

Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Огнев А.Ф. Методы прогноза зон улучшенных коллекторов в ачимовской толще севера Западно-Сибирской равнины // Геология и нефтегазоносность Надым-Пур-Тазовского междуречья. Тюмень – Тарко-Сале, 1995. С. 83–96.

Бородкин В.Н., Бочкарев В.С., Дещеня Н.П. Характеристика строения и условия формирования пласта Ач₁₆ ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны на основании комплексирования различных видов исследований // Нефть и газ. Тюмень, 1997. № 6. С. 17–28.

Бородкин В.Н., Брехунцов А.М. Условия формирования и фации ачимовской толщи севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 1999. № 5. С. 1–16.

Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Палеогеоморфологические предпосылки поисков залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа в отложениях васюганской свиты на юго-востоке Западно-Сибирской плиты // Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. С. 115–123.

Брылина Н.А., Камынина Л.И., Аносов В.В. Клиноформное строение нижненеокомского разреза на примере Каймысовского свода // Актуальные вопросы геологии и геофизики Сибири: Материалы науч. конф. Т. 2. Томск: Изд-во ТГУ, 1998. С. 30–35.

Гурари Ф.Г. Клиноформы – особый тип литостратонов // Геология и геофизика. 1994. Т. 35, № 4. С. 19–26.

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

Дагис А.С., Казаков А.М., Карогодин Ю.Н. Стратиграфия, литология и цикличность триасовых отложений севера Средней Сибири. Новосибирск: Наука, 1984. 176 с.

Егоян В.Л. Тенденции в развитии современной стратиграфии. Ст. 3. Квазистратиграфические шкалы // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1987. Т. 62, вып. 1. С. 3–17.

Егоян В.Л. Тенденции в развитии современной стратиграфии. Ст. 3. Терминологические проблемы // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1989. Т. 64, вып. 1. С. 4–13.

Еханин А.Е. Условия формирования и нефтеносность ачимовской толщи Западной Сибири: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1978. 18 с.

Еханин А.Е., Шпильман В.И. Выделение перспективных зон для поисков залежей нефти и газа в отложениях берриас-валанжина (ачимовская пачка) Западной Сибири // Нефтегазовая геология и геофизика. 1975. № 2. С. 15–19.

Еханин А.Е., Шпильман В.И. Морфогенетическое районирование ачимовской толщи с целью поиска структурных и неструктурных ловушек. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1978. С. 97–102.

Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / Ред. 2-го тома: А.Э. Конторович, В.С. Сурков. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. 477 с.

Игошкин В.П. Сейсмостратиграфический анализ неокомских отложений северных и западных районов Широкого Приобья в связи с поиском и разведкой сложнопостроенных залежей нефти: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М.: ИГиРГИ, 1992. 20 с.

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

Казаков А.М., Дагис А.С., Карогодин Ю.Н. Литостратиграфические подразделения триаса севера Средней Сибири // Био- и литостратиграфия триаса Сибири. М.: Наука, 1982. С. 5–37. (Тр. ИГиГ; Вып. 462).

Карогодин Ю.Н. Классификация, структура и номенклатура ритмов и соподчиненных с ними литостратиграфических, гидрогеологических и нефтегазоносных подразделений // Проблемы нефтеносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971. С. 151–162.

Карогодин Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М.: Недра, 1974. 176 с.

Карогодин Ю.Н. Элементы теории и методика изучения седиментационной цикличности. Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1976. 23 с.

Карогодин Ю.Н. Методологические и методические вопросы седиментационной цикличности // Теоретические и методические вопросы седиментационной цикличности. Новосибирск: Наука, 1977. С. 48–72.

Карогодин Ю.Н. Понятийно-терминологическая база седиментационной цикличности. Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1978. 43 с.

Карогодин Ю.Н. Структура слоевых ассоциаций (циклитов) венд-кембрийской толщи мотской свиты и закономерности размещения резервуаров нефти и газа // Геология и геофизика. 1982. № 4. С. 140–141.

Карогодин Ю.Н. Введение в нефтяную литологию. Новосибирск: Наука, 1990а. 240 с.

Карогодин Ю.Н. Модель иерархической организации литосферы // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. Новосибирск: Наука, 1990б. С. 7–18.

Карогодин Ю.Н. Перспективы выявления неструктурных ловушек и связанных с ними крупных зон нефтегазонакопления в постседиментационных коллекторах // Проблемы нефтегазоносности Сибирской платформы: Материалы науч.-практ. конф., тез. докл. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003. С. 72–76.

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 // Серия “Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии”: Учеб. пособие. Новосибирск: Изд-во НГУ, 2009. 144 с.

Карогодин Ю.Н. Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии: В 2 т. Т. 2. Юра: Кн. 1: Теоретико-методологические основы системно-стратиграфической парадигмы. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2010. 163 с.

Карогодин Ю.Н., Самохин А.А. Системно-стратиграфическая модель альб-сеноманских нефтегазоносных отложений Западной Сибири // Серия “Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии”: Метод. пособие. Новосибирск, Изд-во НГУ, 2007. 16 с.

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

Карогодин Ю.Н., Левчук М.А., Шурыгин Б.Н. О связи этапов развития биоты с седиментационной цикличностью // Проблемные вопросы литостратиграфии. Новосибирск: Наука, 1980. С. 60–67.

Карогодин Ю.Н., Малашенков Г.Н., Саидходжаев Ш.Г. Цикличность и нефтегазоносность палеогена Северного Таджикистана. Новосибирск: Наука, 1981. 216 с.

Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Сафонов В.С., Ефремов И.Ф., Манугян П., Овердал Ф., Валасек Д., Потапов А.М., Конышев А.И., Кузнецов В.И. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: системно-литмологический аспект. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1996. 252 с.

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

Карогодин Ю.Н., Белослудцев П.Ю., Жуковская Е.А., Чернова О.С. Теоретическое значение и практическая важность создания системно-литмологической клиноформной модели юрских отложений Западной Сибири // Материалы науч.-практ. конф. “Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области”. Т. 1. Тюмень, 2005а. С. 149–154.

Карогодин Ю.Н., Куликович А.Е., Якимчук Н.А. “Болевые точки” стратиграфии и геохронологии нефтегазоносных бассейнов. Сер. “Осадочные бассейны Евразии и мира”. Вып. 1. Киев: ЦММ НАНУ, 2005б. 228 с.

Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А., Белослудцев П.Ю., Варламов Е.Н., Климов С.В., Ухлова Г.Д., Шпуров И.В., Цимбалюк Ю.А. 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 ноября 2007 г. Тюмень, 2008. С. 197–200.

Карогодин Ю.Н., Карпов И.А., Храмов М.Ф. Девон в сиквенс-стратиграфической и литмостратиграфической композициях стратонев // Материалы Междунар. конф. “Биостратиграфия, палеогеография и события в девоне и раннем карбоне”. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011а. С. 65–68.

Карогодин Ю.Н., Климов С.В., Храмов М.Ф. Новый верхнеюрский нефтегазоносный комплекс Западной Сибири (системно-литмологический аспект) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2011б. № 2. С. 69–73.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.

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

Мкртчян О.М., Трусев Л.Л., Белкин Н.М. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. М.: Наука, 1987. 126 с.

Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. 1977. № 10. С. 38–47.

Нежданов А.А., Огибенин В.В., Куренко М.И. 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.

Нестеров И.И., Шпильман В.И., Плавник Г.И., Судат Л.Г. Перспективы нефтегазоносности неокмских отложений Тюменской области // Геология нефти и газа. 1985. № 4. С. 8–13.

Ожегов С.И. Словарь русского языка. М.: Рус. яз., 1982. 816 с.

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.

Решение V межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. 54 с.

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

Сейсмическая стратиграфия / Ред. Ч. Пейтон. М.: Мир, 1982. 375 с.

Стратиграфический кодекс. 3-е изд., доп. СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. 52 с.

Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. Основные типы циклокомплексов нефтегазоносных бассейнов Сибири // Докл. АН СССР. 1974. Т. 214, № 5. С. 1156–1199.

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, 1983. С. 46–53.

Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. О соотношении биологической этапности и седиментационной цикличности // Изв. АН СССР. 1985. № 2. С. 128–131.

Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Трусев Л.Л. Перерывы при формировании неокомских клиноформ в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1993. № 6. С. 2–5.

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., Карогодин Ю.Н., Белослудцев П.Ю., Храмов М.Ф. Электрофизическая модель васюганского нефтегазоносного комплекса юры Западной Сибири: учеб. пособие. В 3 ч. / науч. ред. М.И. Эпов. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2012. – 78 с. – (Сер. “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири”. Вып. 1, ч. 1).

Эпов М.И., Карогодин Ю.Н., Климов С.В., Ухлова Г.Д., Храмов М.Ф. Электрофизические модели георгиевско-сиговского и яновстанского нефтегазоносных комплексов юры Западной Сибири: учеб. пособие. В 3 ч. / науч. ред. М.И. Эпов. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – 103 с. – (Сер. “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири.” Вып. 1, ч. 2, 3).

Haq B., Hardenbol J., Vail P. Mesozoic and cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-level change // Sea-level changes: an intergrated approach. Spesc Publ. 1988. N 42. P. 71–108.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
Глава 1. МЕЛ В ЛИТМО- И СИКВЕНС-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ	8
1.1. Основные понятия и термины литмологии и сиквенс-стратиграфии.	10
1.2. Классификация, номенклатура, терминология сиквенс- и литмостратиграфии	11
1.3. Положение мела в литмо- и сиквенс-стратиграфических моделях	15
Глава 2. ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПИМСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА	16
2.1. Основные теоретико-методологические и методические основы системно-литмологического подхода к выделению нефтегазоносных комплексов и созданию их электрофизических моделей	17
2.2. Электрофизическая модель пимского регионального нефтегазоносного комплекса	21
Глава 3. ПИМСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС В СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ	34
Глава 4. ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕНОСНОСТИ ПИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА В ПРЕДСТАВЛЕННОЙ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ	44
4.1. Самотлорское нефтяное месторождение-гигант.	45
4.2. Федоровское нефтяное месторождение-гигант	48
4.3. Приобская нефтеносная зона	51
4.4. Пимский НГК в литмо-и сиквенс-стратиграфических моделях	64
Заключение	65
Литература	69

Учебное пособие

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

Выпуск 2

Эпов Михаил Иванович, **Карогодин** Юрий Николаевич, **Ухлова** Галина Дадар-ооловна

Часть 1

ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ
ПИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА
МЕЛЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Издание подготовлено в рамках реализации *Программы развития
государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования
«Новосибирский государственный университет» на 2009–2018 годы*

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

Подписано в печать 11.04.14. Формат 60×84 ¹/₈. Гарнитура SchoolBookC. Печать офсетная.
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 8,6. Уч.-изд. л. 6,5. Тираж 200 экз. Заказ № 94.

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