

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

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

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

Issue 1

M.I. Epov, Yu.N. Karogodin, P.Yu. Belosludtsev, M.F. Khramov

Part 1

**AN ELECTRICAL MODEL
OF THE VASYUGAN PETROLEUM PLAY
OF THE JURASSIC SECTION IN WEST SIBERIA**

Scientific Editor
Academician *M.I. Epov*

NOVOSIBIRSK
IPGG SB RAS
2012

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

Выпуск 1

М.И. Эпов, Ю.Н. Карогодин, П.Ю. Белослудцев, М.Ф. Храмов

Часть 1

**ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ
ВАСЮГАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА
ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Научный редактор
академик *М.И. Эпов*

НОВОСИБИРСК
ИНГГ СО РАН
2012

УДК 551.762+553.98(571.1)
ББК 26.33
Э455

Эпов, М.И. Электрофизическая модель васюганского нефтегазоносного комплекса юры Западной Сибири : учебное пособие / М.И. Эпов, Ю.Н. Карогодин, П.Ю. Белослудцев, М.Ф. Храмов ; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирский государственный университет. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2012. – 78 с. – (Серия “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири”. Вып. 1, в 3-х ч. Ч. 1). – ISBN 978-5-4262-0034-0.

В пособии на примере признанного геологами васюганского регионального нефтегазоносного комплекса морского разреза юры Западной Сибири впервые демонстрируется теоретико-методологический (системно-литмологический) подход к унификации данного важнейшего в нефтяной геологии понятия. Это необходимо для создания (по предлагаемой методике) его электрофизических моделей. Они актуальны в решении целого комплекса теоретических и особенно практических задач, таких как: оценка ресурсов, подсчет запасов, прогноз и ориентированный научно-обоснованный поиск, разведка и оптимальная эксплуатация залежей и месторождений нефти и газа. Подобная разработка оказалась возможной на основе использования системного принципа сопряженности и ряда других. Пособие открывает серию “Электрофизические модели нефтегазоносных комплексов бассейнов Западной и Восточной Сибири” под редакцией академика М.И. Эпова.

In the Guide, a theoretical and methodological (system-lithmological) approach to the unification of this most important concept in petroleum geology is demonstrated for the first time by the example of the recognized Vasyugan regional petroleum play of the Jurassic marine section in West Siberia. This is necessary for elaborating electrical models of the play, using the proposed method. Such models are urgent for solving a complex of theoretical and, especially, practical problems, such as the assessment of resources, estimation of reserves, prediction and targeted science-based prospecting, and exploration and optimal exploitation of petroleum fields. The elaboration of this model was possible through the use of the system principle of conjugation and some others. The Guide begins the series “Electrical models of petroleum plays in West and East Siberian basins” edited by Academician M.I. Epov.

ВВЕДЕНИЕ

Модель в широком, общепринятом понимании – это любой мыслимый или условный образ в каком-либо виде, в том числе графическом изображении и описании, который может использоваться в качестве эталона, образца для массового “воспроизводства”, “трансляции” и тиражирования объекта, предмета, процесса, явления. Роль моделей, эталонов в любой отрасли человеческой деятельности (науке, экономике, технике и т. д.) весьма важна. Любое “изделие” получит жизнь и тиражирование, когда будет создана модель, эталон. Неоценимо значение общеизвестных эталонов меры времени, веса, длины и др.

В нефтяной геологии не существует универсальной модели и даже более или менее единого подхода к выделению (в разрезах седиментационных бассейнов) нефтегазоносных подразделений и их номенклатуры, а, по сути, необходимой многоуровневой, иерархической классификации. И это, безусловно, влияет на достоверность прогноза ресурсов, оценку запасов и их сравнение по бассейнам как одной страны, так и по миру в целом. Ведь нефть и газ, их запасы, добыча и особенно потребление оказывают огромное влияние на состояние экономики и жизненный уровень любой страны мира.

В крупнейшем в мире по запасам углеводородов (УВ) Западно-Сибирском (ЗС) нефтегазоносном бассейне (НГБ) также не выработано единой номенклатуры нефтегазоносных подразделений разреза, и даже определения такого важного и широко используемого геологами понятия, как *нефтегазоносный комплекс* (НГК). А это имеет прямое отношение к выявлению условий формирования, закономерностей размещения залежей и месторождений, качеству оценки ресурсов и подсчету запасов УВ, разработке оптимальных схем эксплуатации. Нефтегазоносные этажи чаще всего принято выделять в стратиграфическом объеме геологических систем (юрский, меловой этажи). В их составе выделяются нефтегазоносные комплексы в стратиграфическом объеме, как правило, нескольких ярусов. В Западной Сибири комплексу обычно дается еще и название одной или двух свит, с которыми он связан. Например, келловей-оксфордский НГК – это васюганский комплекс, т. е. связанный (сопряженный литостратиграфически) с васюганской свитой. Со временем возраст свит может неоднократно уточняться, а ее устоявшееся название остается. Поэтому часто название свиты присваивается и НГК, оно указывает на его место в разрезе и литологический облик, что немаловажно. Таким примером может быть васюганская свита юры, она же и НГК. Возрастной диапазон свиты уже дважды уточнялся, менялся, и есть основание полагать, что еще изменится, как будет показано ниже, а название остается прежним. И даже не было предпринято попыток изменить его. Причина такой устойчивости названия данной свиты видится в ее системном принципе выделения, в отличие практически от всех остальных свит юрско-мелового разреза бассейна.

В некоторых случаях “привязка” термина к названию свиты затруднена. И тогда название комплекса связывается с названием стратона Общей стратиграфической шкалы. Например, неокомский НГК: в нем порядка 20 свит, и связать название комплекса с какой-либо одной (или двумя) из них не будет ориентирующим. Некоторые исследователи [Рудкевич и др., 1988] в разрезе неокома выделяют четыре комплекса с названиями ярусов, а в верхней юре – всего один, верхнеюрский (келловей-киме-ридский).

Вопрос о необходимости создания альбома электрокаротажных, а также сейсмо-стратиграфических образов различного типа стратонов-систем (литмостратонов) и сопряженных с ними нефтегазоносных подразделений разреза ставился ранее [Карогодин, 2001]. Сейчас появилась реальная возможность для осуществления данного проекта, вначале на примере нефтегазоносных бассейнов Западной и Восточной Сибири, а в будущем – и Евразии.

Еще раньше ставился вопрос о важности создания Всесоюзного фонда геологических разрезов седиментационных (в том числе и нефтегазоносных) бассейнов с унифицированными комплексной характеристикой и описанием [Трофимук, 1978], существенным элементом которых должно быть отражение цикличности осадконакопления. Поскольку “все более и более очевидным становится, что изучение цикличности строения осадочных отложений весьма эффективно при изучении не только угленосных, но и нефтегазоносных бассейнов, а также при выявлении закономерностей размещения и условий формирования многих видов полезных ископаемых” [Трофимук, 1978, с. 3–4], это будет способствовать дальнейшей разработке теории седиментационной цикличности, которая “обещает дать новые результаты, открыть новые, ранее не известные стороны геологического строения и истории бассейнов” [Там же, с. 7].

В данной публикации электрокаротажная модель (ЭКМ) нефтегазоносного комплекса-системы представлена графическим образом, кривыми скважинного зондирования и их привязкой к свитам, литмостратонам и НГК. *Отличительной особенностью (и новизной) предлагаемого подхода к выделению НГК и представлению его ЭКМ является сопряженность с моделью регионального стратона-системы (литмостратона).* В таком варианте НГК это и флюидодинамическая система, тесно связанная (сопряженная) с породно-слоевой системой.

Представляется продуктивным использование принципа *системной сопряженности* в разработке иерархической классификации общей, универсальной номенклатуры НГП. Это означает, что *нефтегазоносные подразделения разреза (слои, “горизонты”, комплексы, этажи и т. д.) представляются сопряженными (напрямую, непосредственно) с ранговыми подразделениями литмостратонов.* А последние выделяются в разрезе в качестве породно-слоевых систем. Сопряженность в данном случае выступает в качестве одного из системных принципов (*сопряженности*) и как частное проявление более общих системных принципов *координации и иерархичности* [Карогодин, 2009а,б].

Важность использования данного вида сопряженности (НГП и ПСС) заключается еще и в том, что *любая система классифицируема* (системный принцип *классифицируемости*). Следовательно, системный подход – это реальный путь к разработке единой, унифицированной многоуровневой, иерархической классификации нефтегазоносных подразделений разреза любого нефтегазоносного бассейна, как уже отмечалось выше. А одно из важнейших свойств классификации – *прогнозируемость* – является главной составляющей геологии вообще и нефтяной, в частности.

Для понимания и большей наглядности использования данного *принципа* важно продемонстрировать *сопряженность* на каком-либо одном примере вида кривых диаграммы электрокаротажного зондирования. Поскольку подобная разработка выполняется впервые, то ее представление будет сопровождаться литологической и электрокаротажной характеристикой модели, как целостной породно-слоевой системы осадочного разреза (с составляющими ее элементами), нефтегазоносной с их функциональным значением и ее элементов (коллектор, экран, резервуар).

Таким образом, **нефтегазоносный комплекс** – это целостная флюидодинамическая система, сопряженная с региональной породно-слоевой системой, региональным литмостратоном. В литмологической терминологии это породно-слоевое тело регионального седиментационного цикла, *циклита*. Интегральным свойством НГК как це-

лостной системы является *тесная функционально-временная связь ее элементов – коллекторских слоев, “горизонтов” и экранов, флюидоупоров, резервуаров, непосредственно сопряженных с элементами породно-слоевой системы (литмостратона)*. Литмостратоны иерархически организованы, что является ярким проявлением системного принципа *иерархичности*.

Представляется целесообразным для наибольшей наглядности продемонстрировать сущность и важность принципа *сопряженности* именно на примере васюганского нефтегазоносного комплекса. Он является важным нефтегазоносным комплексом с ориентирующим названием свиты (и стратиграфического горизонта). Трансгрессивно-регрессивная природа *регионального циклита, литмостратона*, с которым он сопряжен, у большинства геологов не вызывает сомнений. К тому же это и сиквенс [Шурыгин и др., 2000], и синтема в терминологии Международного стратиграфического справочника [2002].

Весьма важно и то, что региональные литмостратоны, циклиты – это блоки в структуре осадочного разреза любого нефтегазоносного бассейна. Есть предположение, что вполне определенное их число (возможно, девять) составляет структуру литмостратона, циклита следующего, более высокого ранга. В обнажениях разрезов пород (независимо от типа литогенеза) они выражены весьма ярко литологически и морфологически (в рельефе), а значит – опознаваемы и картируемы.

При реализации принципа сопряженности целесообразно использовать имеющиеся теоретико-методологические наработки *системно-стратиграфической парадигмы*. Основная сущность ее проста, как “бритва Оккама”, и заключается в следующем.

Разрез любого седиментационного бассейна, в том числе нефтегазоносного, рассматривается в виде иерархически организованной породно-слоевой системы литмостратонов. Эта концепция положена в основу разработок комплекса системных принципов [Карогодин, 2007, 2009а] и правил их реализации, а на их основе – классификации стратонов и границ-реперов бассейновой стратиграфии Евразии. Основная концепция данной парадигмы может быть с успехом использована также и при создании иерархически организованной (многоуровневой) классификации и номенклатуры нефтегазоносных подразделений разреза любого седиментационного бассейна, как уже отмечалось выше.

Литмостратоны – это породно-слоевые тела седиментационных циклов, *цикли-ты* [Трофимук, Карогодин, 1976], *синтемы, сиквенсы* [Международный..., 2002]. Циклы, в том числе седиментационные (и их вещественные представители, носители), – это *системы*, по определению. В классификации стратонов российского Стратиграфического кодекса [2006] такой категории не предусмотрено, хотя в стратиграфических кодексах многих стран мира эта категория стратонов имеется.

Одним из важнейших уровней иерархической организации стратиграфических подразделений (в практическом и теоретико-методологическом отношениях), как следует из вышеизложенного, является ранг *региональных стратонов* (название условное, но достаточно распространенное), категории литмостратонов, группы реальных стратонов [Карогодин, 2009б]. В этой связи региональный нефтегазоносный комплекс вполне обоснованно может также считаться важнейшим номенклатурным и наиболее значимым нефтегазоносным подразделением разреза любого НГБ.

Поскольку ни стратиграфическое расчленение, ни решение любых вопросов геологии и нефтегазоносности немыслимо без данных промысловой геофизики и ее наиболее распространенной модификации – электрокаротажа, то на первый план выходит задача создания атласов электрокаротажных моделей-эталонов региональных нефтегазоносных комплексов различных бассейнов с использованием модели лито- и литмостратонов. Модели литостратонов (свит, формаций) важны для создания моделей литмостратонов и сопряженных с ними НГК, поскольку литостратоны в подавляю-

щем большинстве своем представляют собой части и элементы литмостратонов, являясь важным “строительным материалом” при их конструировании.

Излагаемые представления формировались на базе многолетних исследований юрско-меловых отложений, сопровождавшихся системно-литмологическим изучением большого объема скважинного материала и керна из хранилищ Тюменской и Томской областей (Тюмень, Шаим, Салехард, Старый Уренгой, Сургут, Нижневартовск, Васюганск, Томск, Колпашево и др.). В результате сложилось вполне устойчивое представление о системно-стратиграфическом (литмостратиграфическом) расчленении бат-верхнеюрского (точнее, верхнего байос-бат-берриасского) разреза. По крайней мере, на уровне региональных циклитов, литмостратонов (регостратонов-систем), а значит и НГК. Принципиальная литмостратиграфическая модель данного интервала разреза представляется достаточно простой, даже изящной, как и сопряженные с нею модели НГК.

Все более совершенствующиеся методы зондирования скважин и современные приемы обработки полученных данных [Эпов, Антонов, 2001] позволяют достаточно наглядно представить электрокаротажную модель регионального литмостратона, а значит и нефтегазоносного комплекса.

МОДЕЛЬ ВАСЮГАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА И ЕЕ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЙ ОБРАЗ

Рассматриваемый бат-верхнеюрско-берриасский разрез Западно-Сибирского бассейна представлен всего *тремя региональными трансгрессивно-регрессивными циклитами* (снизу вверх): *васюганский, георгиевско-сиговский и яновстанский* [Карогодин и др., 2009]. Применяя версию сопряженности, это и три НГК. Следует заметить, что в коллективной монографии [Шурыгин и др., 2000] утверждается наличие только двух циклитов: васюганского и баженовского.

В рамках системно-стратиграфической парадигмы вышеперечисленные циклиты являются и *реальными стратонами-системами, литмостратонами* [Карогодин, 2009б]. В официально принятой стратиграфической схеме в рассматриваемом диапазоне выделяются в качестве “региональных стратонов” три *горизонта* (снизу вверх): васюганский, георгиевский и баженовский.

Васюганский стратон (и его возрастные аналоги) является на сегодня одним из основных перспективных нефтегазоносных объектов в этом возрастном интервале разреза. Стратон литологически наиболее опознаваем в разрезах восточной части Среднеобской и всей Васюганской НГО (рис. 1). Это Пур-Иртышский, Пурпейско-Васюганский и отчасти Сильгинский структурно-фациальные районы (рис. 2, а). Именно здесь разрез наиболее изучен в литолого-фациальном, палеонтологическом и нефтегазоносном отношениях.

Васюганская свита описана многократно, начиная с ее выделения В.Я. Шерихорой [1961] в Нововасюганской скважине № 1-Р, а годом позже опубликованная Ф.Г. Гурари [1962] как локосовская, и кончая монографией “Юрская система” [Шурыгин и др., 2000], докторской диссертацией В.Б. Белозерова [2006]. Ее строению и нефтегазоносности посвящено множество статей, кандидатских и даже докторских диссертаций ряда исследователей (Ф.Г. Гурари, В.Б. Белозеров, П.Ю. Белослудцев, В.И. Биджаков, Ю.В. Брадучан, Е.Е. Даненберг, А.В. Ежова, М.О. Захрямина, И.А. Иванов, Ю.Н. Карогодин, М.В. Корж, Г.П. Мясникова, А.А. Нежданов, М.А. Павлова, Т.Г. Тен, Г.А. Ухолова, С.И. Филина, Л.С. Чернова, Г.С. Ясович и др.). Тем не менее, ряд важных особенностей ее строения, а, следовательно, и формирования остаются не познанными и не раскрытыми.

Васюганская свита широко распространена в центральных, восточных и юго-восточных фациальных районах Западной Сибири. Абалакская свита (точнее, подсвита), ее возрастной аналог, занимает широкую и весьма протяженную с юга на север пологообразную зону западной (приуральской) части бассейна (рис. 3). Поэтому рассматриваемый литмостратон и сопряженный с ним НГК, вероятно, правильнее было бы называть *абалакско-васюганским*. Некоторые геологи (например, Ф.Г. Гурари) использовали именно этот термин в публикациях.

Данный стратон, принимаемый в рамках принятой концепции НГК, наиболее изучен на значительной части территории Широкого Приобья Среднеобской НГО (см. рис. 1) – Пур-Иртышского структурно-фациального района (см. рис. 2, а), где он является вторым (после неокомского) по значимости нефтеносным объектом. Поэтому в качестве уже принятого и наиболее воспринимаемого представления за образ васюганской свиты (и горизонта) можно взять разрезы из скважин Вартовского нефтегазоносного района (рис. 4).

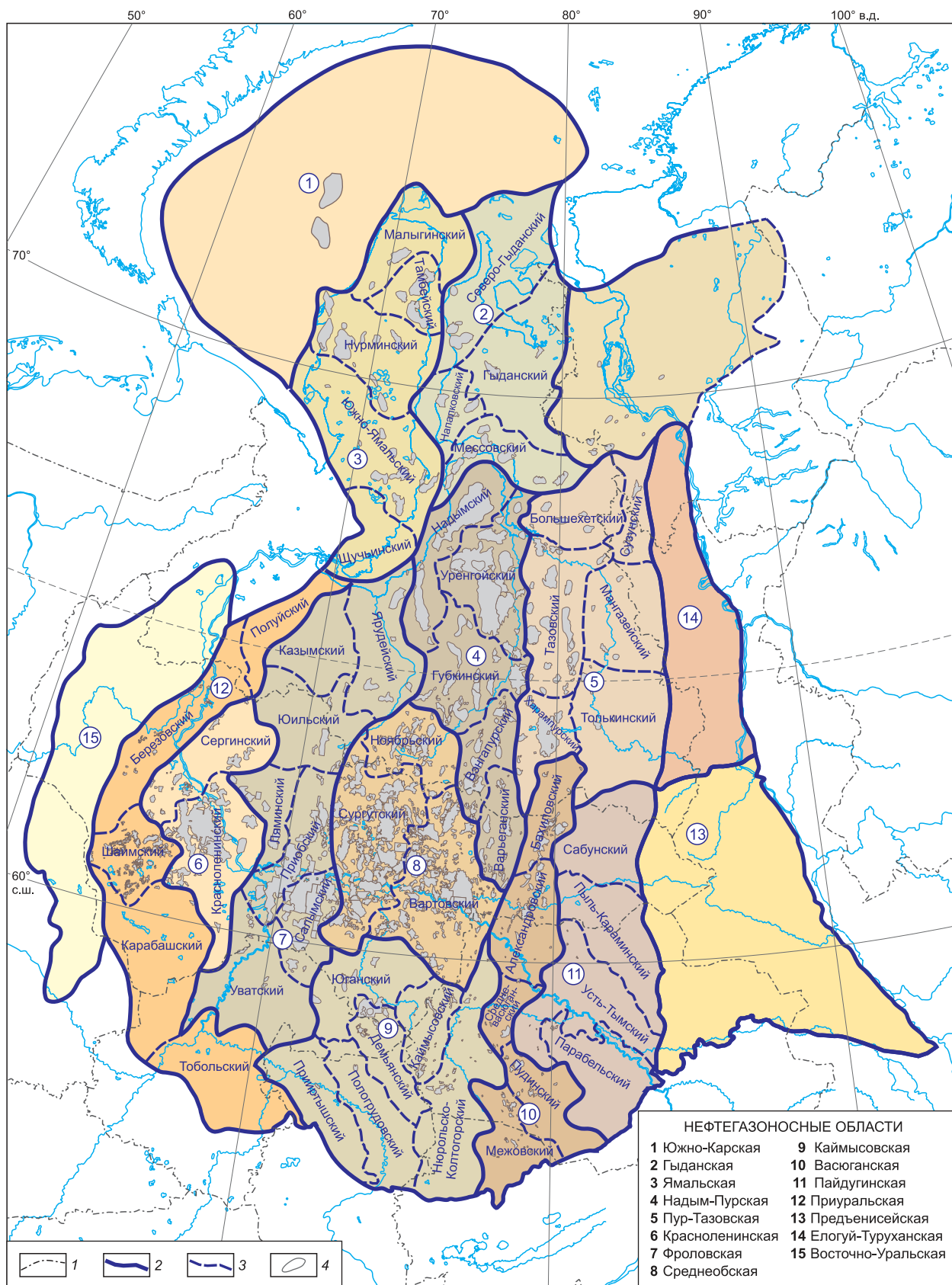


Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под ред. А.Э. Конторовича):

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

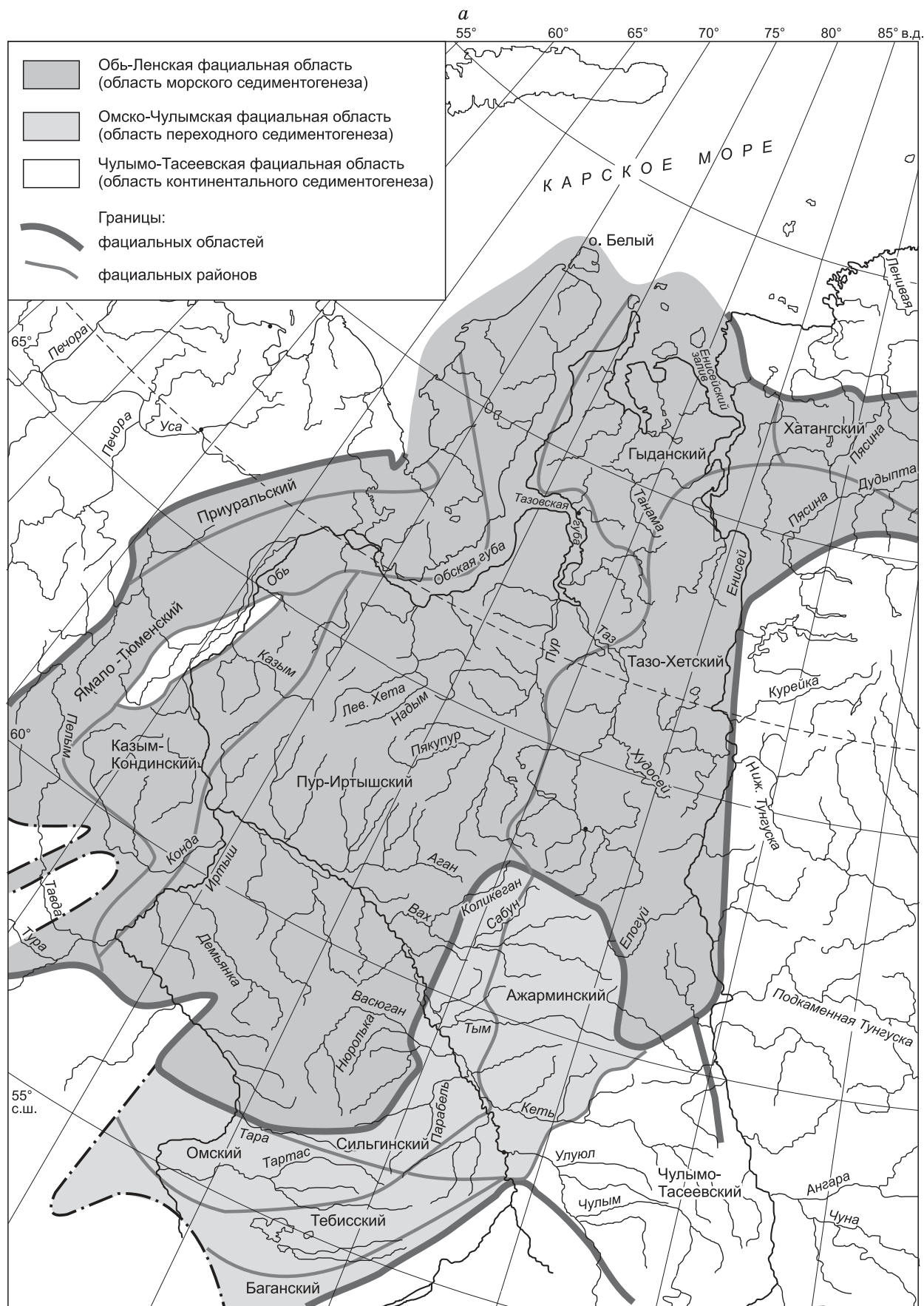


Рис. 2 (начало). Схема фациального районирования (а) и фрагмент региональной стратиграфической схемы (б) келловоя и верхней юры Западной Сибири, по [Шурыгин и др., 2000].

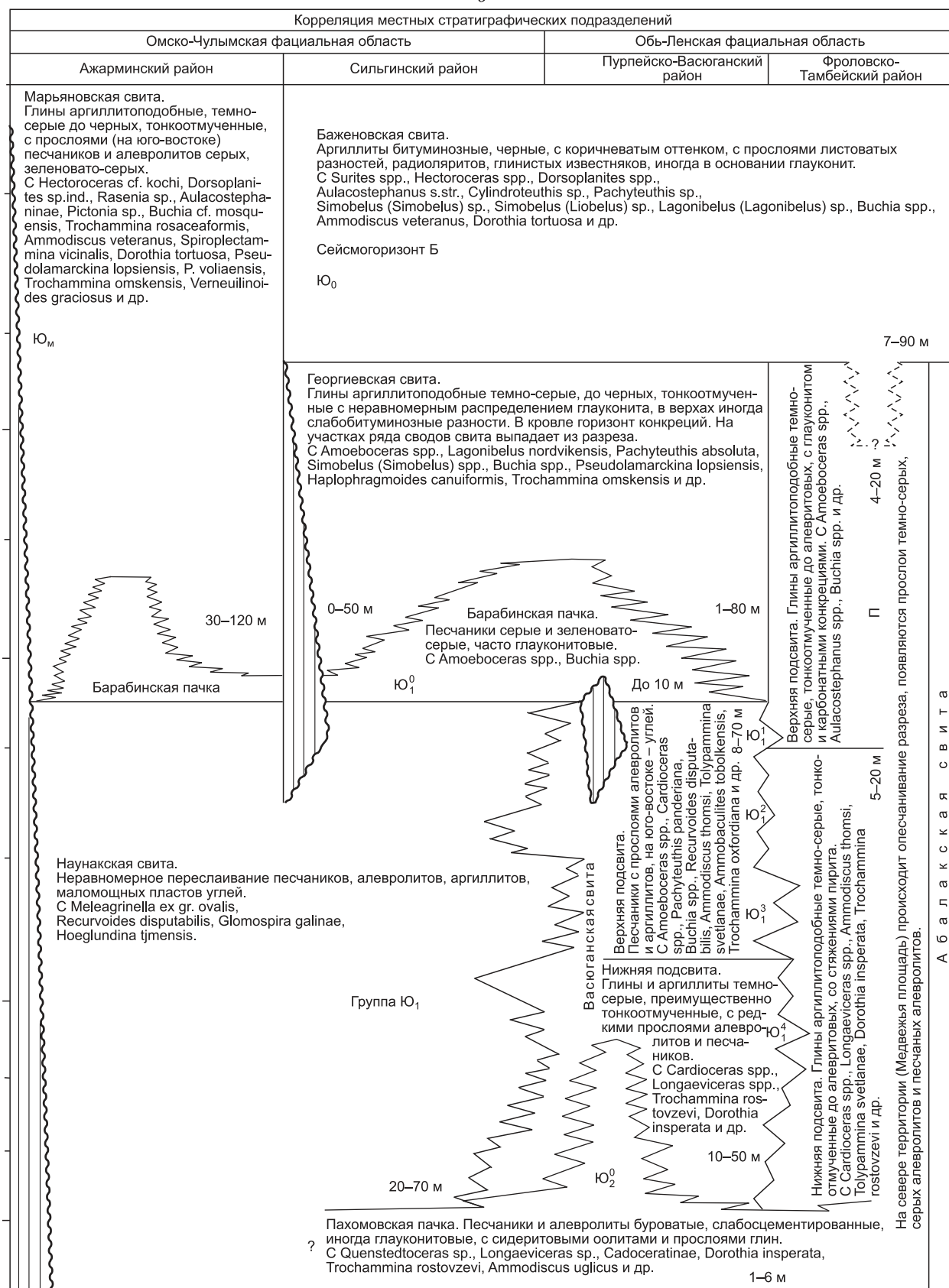


Рис. 2 (окончание).

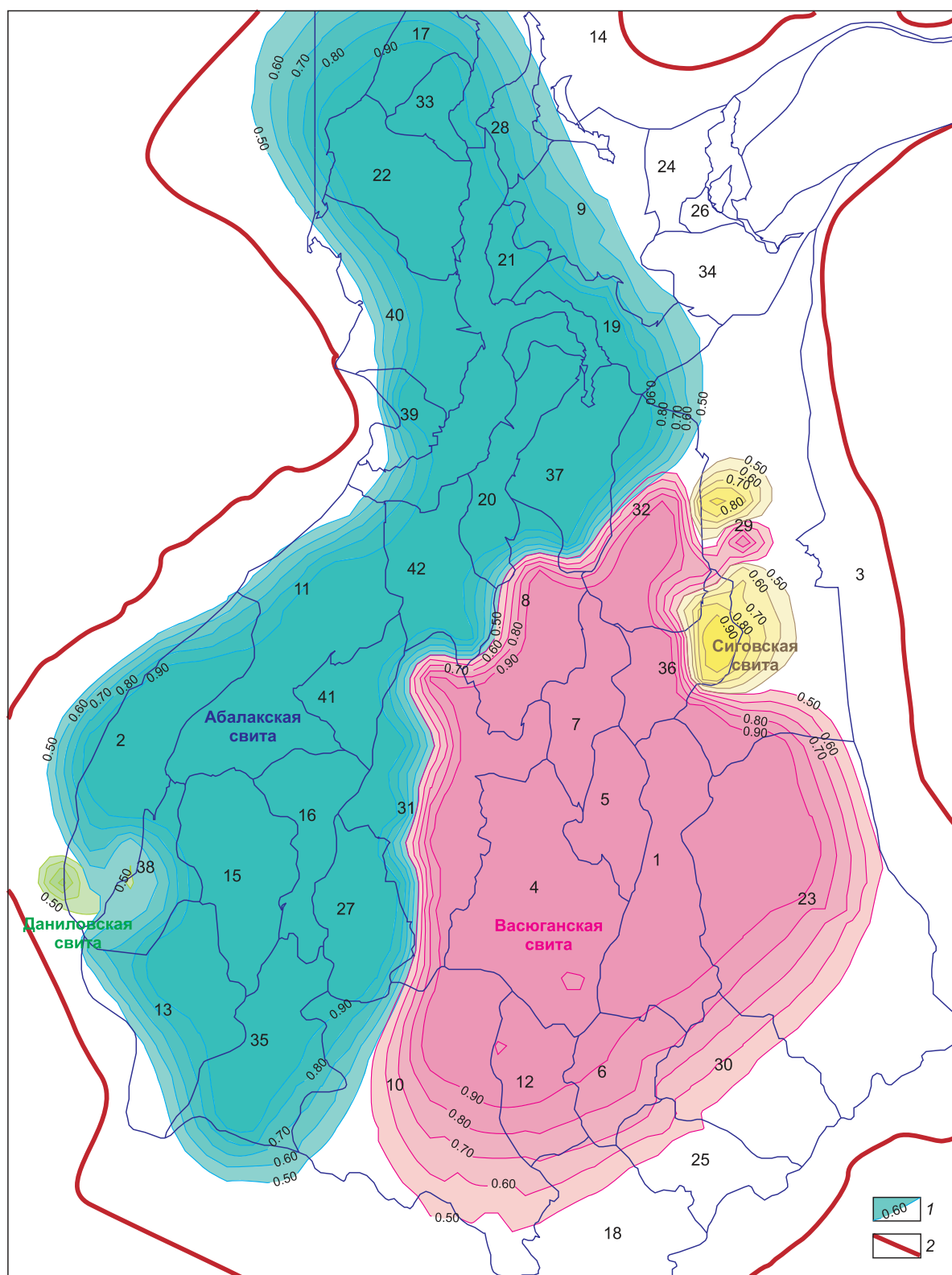


Рис. 3. Схема распространения основных стратонов васюганского горизонта, по [Гришкевич, 2005]:

1 – изолинии относительных частот употребления имен свит; 2 – граница Западной Сибири. Нефтегазоносные районы: 1 – Александровский, 2 – Березовский, 3 – Бесперспективный, 4 – Вартовский, 5 – Варьеганский, 6 – Васюганский, 7 – Вынгапурский, 8 – Губкинский, 9 – Гыданский, 10 – Демьянский, 11 – Казымский, 12 – Каймысовский, 13 – Карабашский, 14 – Карский, 15 – Красноленинский, 16 – Ляминский, 17 – Малыгинский, 18 – Межовский, 19 – Мессовский, 20 – Надымский, 21 – Напалковский, 22 – Нурминский, 23 – Пайдугинский, 24 – Предтаймырский, 25 – Пудинский, 26 – Пясинский, 27 – Салымский, 28 – Северо-Гыданский, 29 – Сидоровский, 30 – Сильгинский, 31 – Сургутский, 32 – Тазовский, 33 – Тамбейский, 34 – Танамский, 35 – Тобольский, 36 – Толькинский, 37 – Уренгойский, 38 – Шаимский, 39 – Щучьинский, 40 – Южно-Ямальский, 41 – Юильский, 42 – Ярудейский.

б

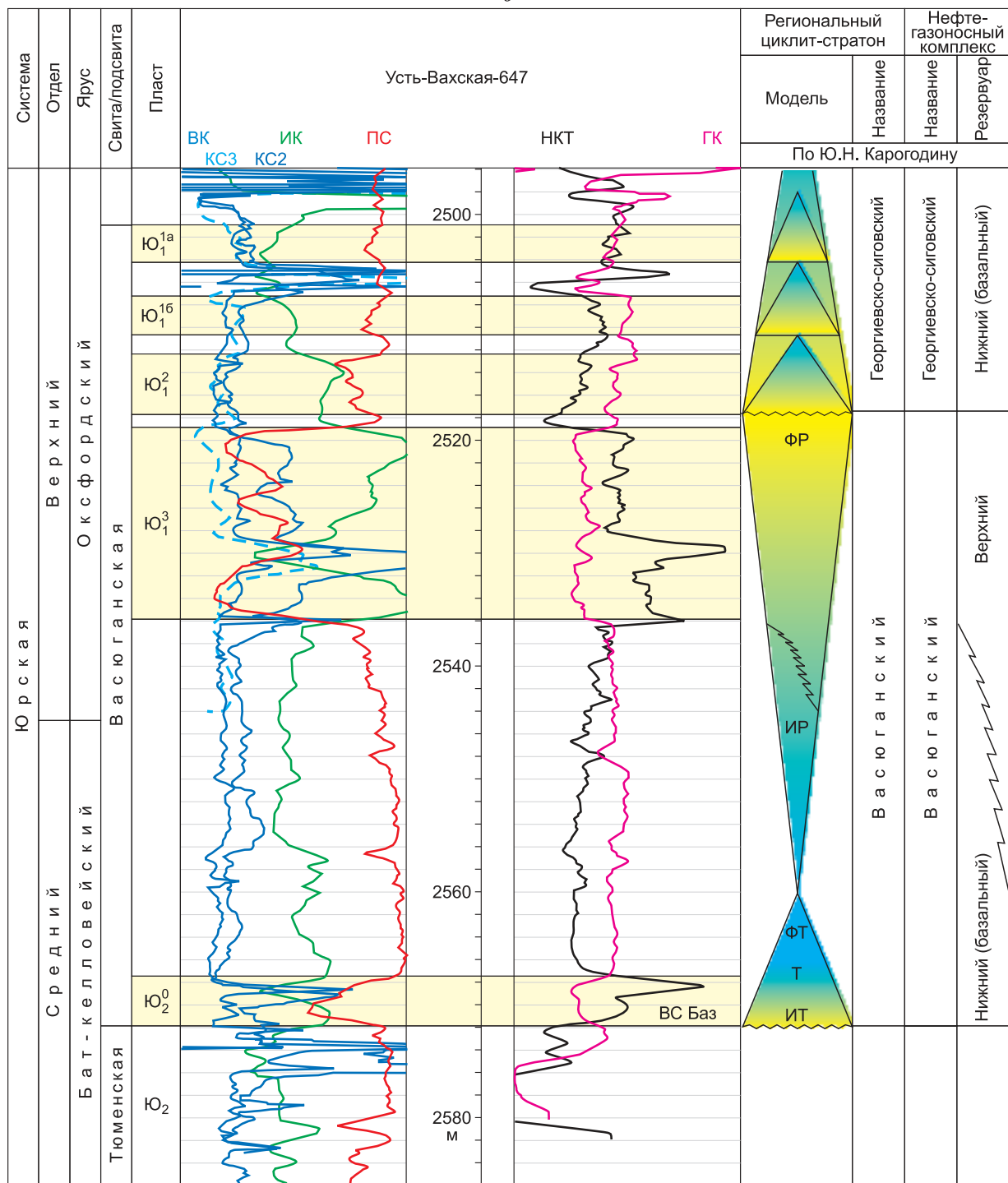


Рис. 4 (окончание).

Весьма высока изученность свиты также в Васюганской НГО Томского Приобья и прилегающих районов, где она является главным нефтегазоносным комплексом. Там “в ее” разрезе основные нефтегазоносные слои – чаще всего самые верхние, опшечно принимаемые, как будет показано ниже, за васюганские. Во многих публикациях и диссертационных работах имеются достаточно полные литологические, фациальные, электрокаротажные и другие характеристики свиты в целом и каждого из продуктивных пластов в отдельности. Поэтому важные для данной работы материалы использованы с согласия (или участия) авторов.

Задача настоящей работы – показать на примере наиболее значимых в нефтегазоносном отношении областей бассейна структуру васюганского НГК, сопряженную со структурой литмостратона, стратона-системы. При этом необходимо выявить существенные его отличия от модели одноименной свиты, продемонстрировав их немаловажную функциональную роль в структуре модели НГК. Для описания базовой модели и демонстрации наглядных примеров элементов структуры литмостратона (циклита-стратона), как некоего эталона, электрокаротажного образа НГК, использованы каротажные диаграммы из скважин, вскрывших различные структурно-фациальные зоны.

В качестве принятого и наиболее воспринимаемого представления на электрокаротажный образ васюганской свиты (и горизонта) можно привести разрезы скважин Вартовского района (см. рис. 4).

Для юго-восточных районов (более приближенных к региональному источнику сноса терригенного материала) в качестве образов-эталонов приняты разрезы скважин, описанные А.В. Ежовой [2009]. Скважина 18 Калиновой площади (рис. 5), скв. 10 Северо-Останинской площади (рис. 6), скв. 37Р Мыльджинского месторождения (рис. 7, а), скв. 89 Северо-Вахского месторождения (рис. 7, б) – эти типовые разрезы использованы А.В. Ежовой и Т.Г. Тен для построения серии профилей (рис. 8, 9) и фациальных карт.

По северо-восточной части Сургутского свода (и одноименного НГР) Среднеобской НГО использованы материалы диссертации М.А. Павловой [2008] (во многом опубликованные).

Обширный материал, выполненный в рамках подготовки диссертации, представил П.Ю. Белослудцев [Белослудцев, 2006а,б; Белослудцев и др., 2006] по большей части Широкого Приобья также Среднеобской НГО. Во всех этих разботах использованы основные теоретико-методические принципы, правила, классификация, символика циклитов и терминология системно-литмологического подхода. В связи с тем, что в этой работе участвуют специалисты нескольких организаций, геофизический материал представлен в разном формате (стандартный многозондовый каротаж, ВИКИЗ, Plotlog). Однако это не стало помехой для представления и характеристики моделей свиты, циклита и нефтегазоносного комплекса.

Описание модели НГК, сопряженного с васюганской свитой и одноименным литмостратоном (циклитом), целесообразно начать с юго-восточного типа разреза, дополняя характеристикой разрезов северо-западных районов с менее выраженными песчаными пластами и их количеством.

Васюганская свита, как и многие другие, состоит из двух подсвит: нижней – преимущественно глинистой и верхней – представленной переслаиванием песчаных пластов с пачками глин. Судя по публикациям, граница подсвит не выделяется однозначно. У нефтяников верхнюю часть свиты (или почти всю) с песчаными пластами принято именовать горизонтом Ю₁, обозначая песчаные пласты (сверху вниз) Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³ (см. рис. 4, 5) [Шурыгин и др., 2000]. Многие геологи считают свиту региональным циклитом, сиквенсом, как отмечалось выше, а некоторые исследователи называют “циклит Ю₁” [Тен, 2003].

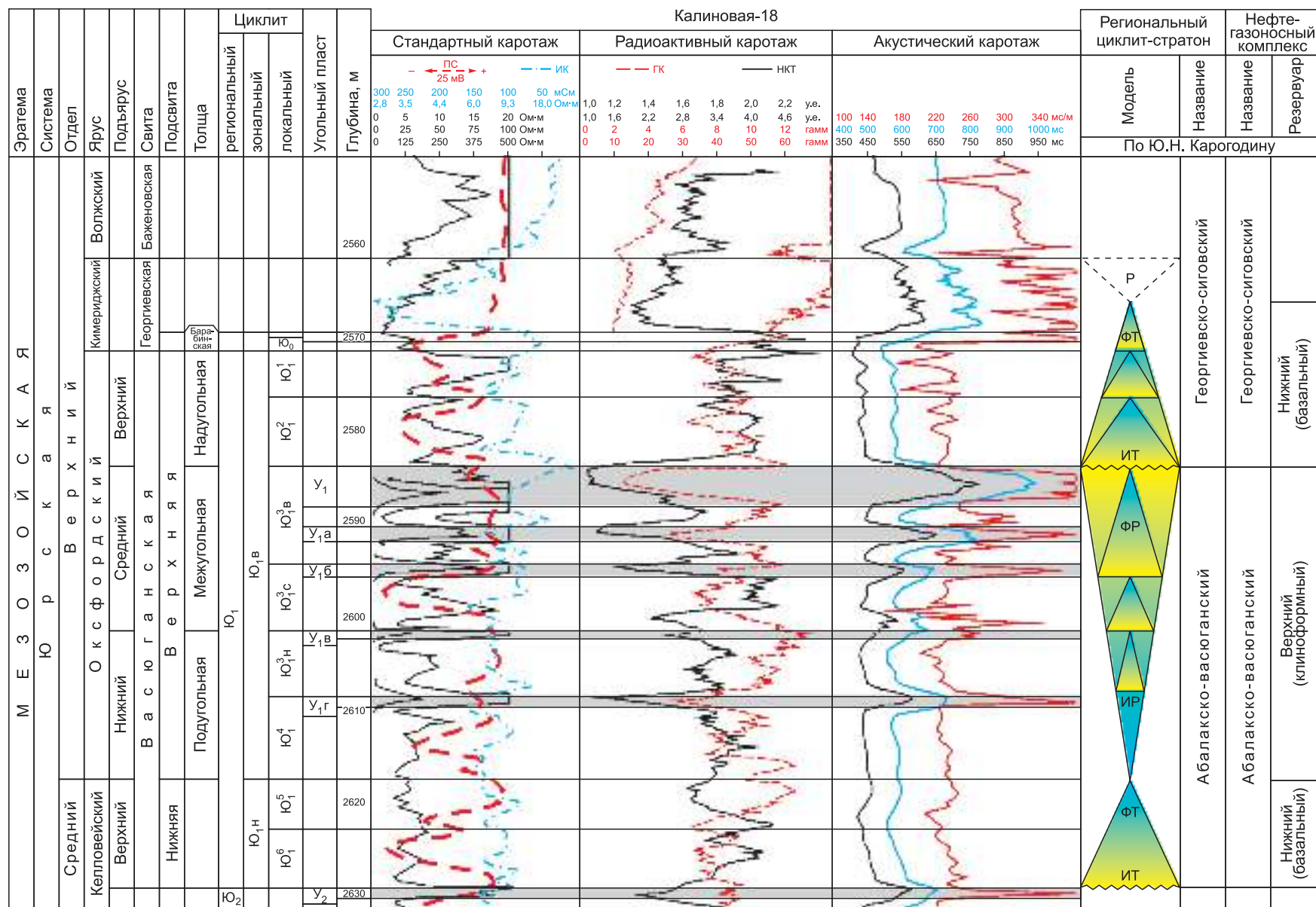


Рис. 5. Литолого-геофизический разрез средне-верхнеюрских отложений Казанского нефтегазоносного района, скв. Калинов-18, по Т.Г. Тен [2003] (с дополнениями Ю.Н. Каргодина).

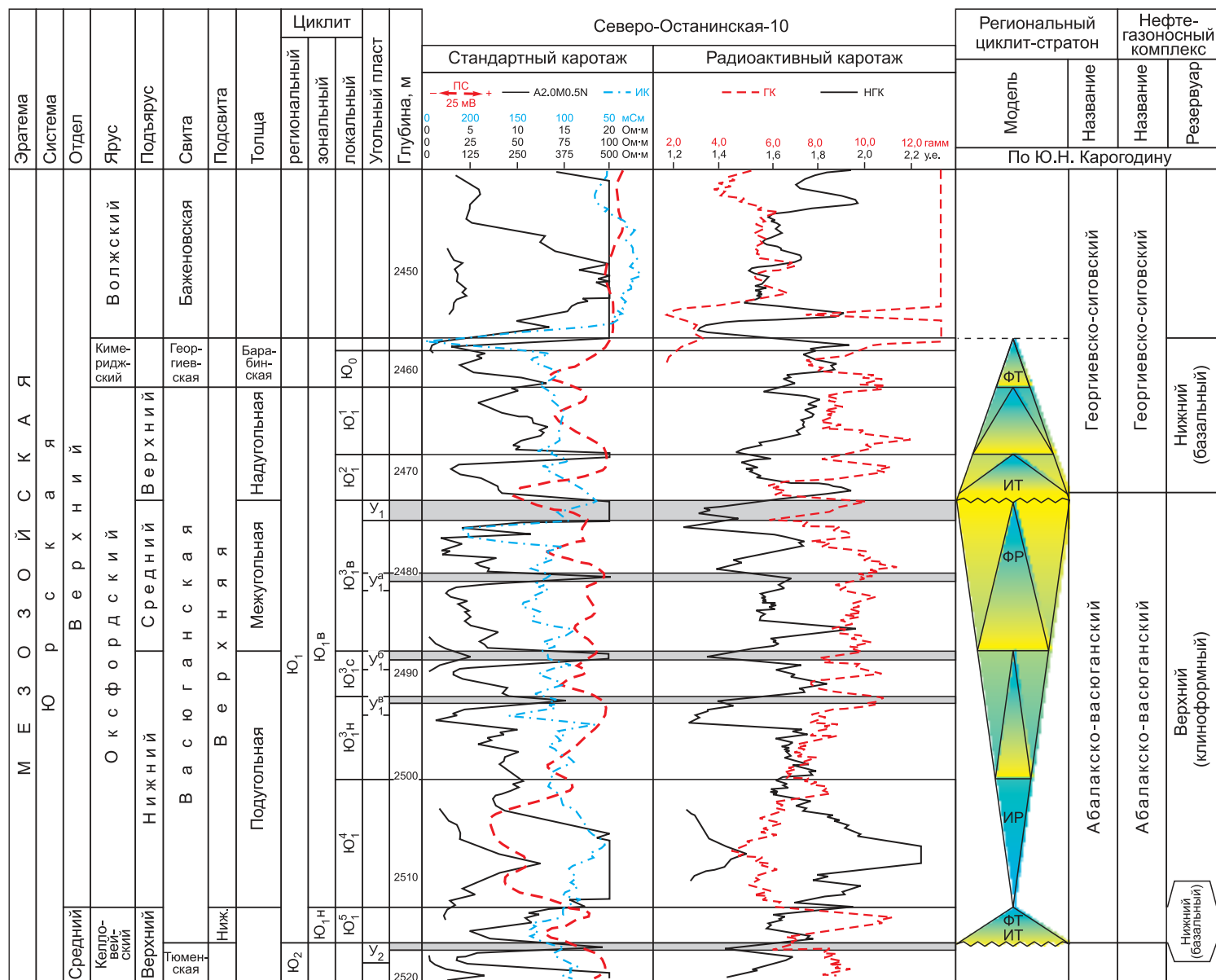


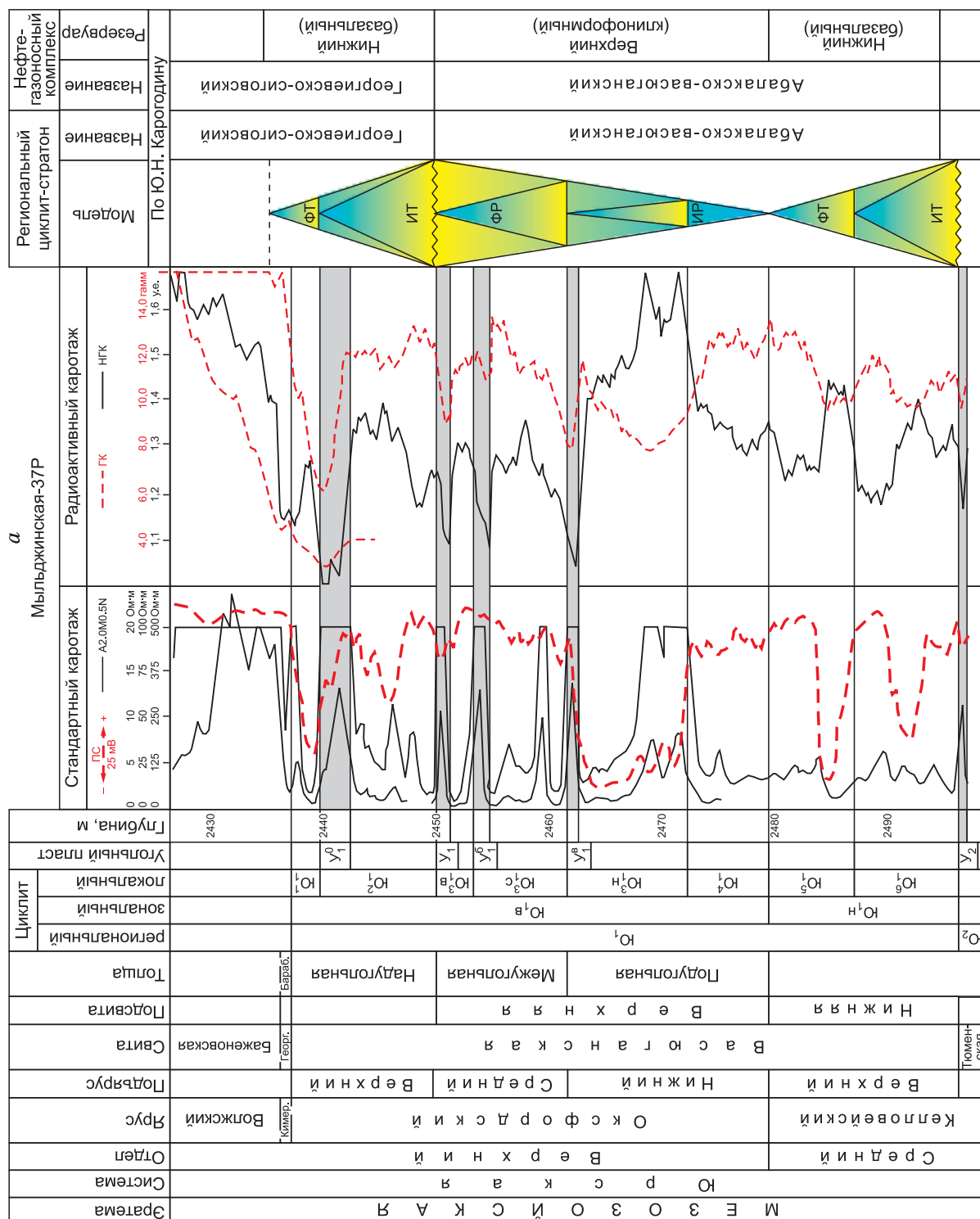
Рис. 6. Литолого-геофизический разрез средне-верхнеюрских отложений Пудинского нефтегазоносного района, скв. Северо-Останинская-10, по [Тен, 2003] (с дополнениями Ю.Н. Карогодина).

Однако две части свиты, как правило, это не две половины литмостратона, циклита. Хотя с литмологических позиций он как породно-слоевая система тоже состоит из двух частей. И это одно из немаловажных отличий структуры литмостратона от свиты. Сказанное в полной мере относится как к публикациям, так и к официально утвержденной схеме юры 2004 г. [Решение..., 2004]. При выделении литмостратона как системы породно-слоевой, его частей и элементов используется набор “четырех правил”, по которому учитываются *направленность, непрерывность, двуединое строение системы и характер границ* [Карогодин, 1990].

На примере вышеназванных типовых разрезов различных структурно-фациальных зон представляется вполне логичным продемонстрировать сопряженность моделей регионального нефтегазоносного комплекса с одноименным литмостратоном. Дадим краткую литологическую и промыслово-геофизическую характеристики каждой части элемента свиты снизу (с начала формирования) вверх (до окончания). Определяется их положение в структуре литмостратона, породно-слоевой системы и функциональное значение в нефтегазоносном комплексе. Все это отражается на каждом из типовых разрезов (рис. 4–7).

Васюганскую свиту, как отмечалось выше, принято делить по литологическому признаку на две части: нижнюю, преимущественно глинистую, и верхнюю – переслаивание песчаников и глин. На большей части территории рассматриваемых НГО в основании разреза нижневасюганской подсвиты (различной мощности) принято выделять песчано-алевролитовую *пахомовскую пачку*. Это *базальные слои* – первый (в данном типе разреза), важный, инициально-прогрессивный (трансгрессивный в данном случае) элемент циклита (а значит и литмостратона). Такое выделение пачки находится в полном соответствии с системно-литмологическим “правилом базальности” [Карогодин, 2009]. Подошва базальных слоев вообще (там, где они присутствуют) и данных, в частности, является нижней границей и литмостратона, и НГК. Для нефтяников это песчаный продуктивный пласт – “горизонт” $Ю_2^0$. В разрезах скважин ряда площадей юго-восточной части Нюрольского осадочного бассейна Томской области (Казанский и Пудинский НГР) (Арчинская-41; Калиновая-3–10, 14, 18–20, 22, 30; Северо-Калиновая-30; Останинская-418, 424; Урманская-2; Казанская-2, 7, 8 и некоторых других) (см. рис. 6–12) выделяются пласты $Ю_1^6$ и $Ю_1^5$. В разрезах более северо-западных районов, в том числе большей части Широного Приобья их не принято выделять. Пласты разделены маломощной (до метра) пачкой глин. Для них характерны низкие значения удельного электрического сопротивления (5–10 Ом·м) и положительные аномалии ПС, наряду с повышенными значениями естественной радиоактивности – 14014γ. Геологи, индексирующие данные пласты таким образом [Тен, 2003; Ежова, 2009; и др.], относят их к “горизонту” (и регоциклиту $Ю_1$), или к $Ю^0$. Вероятно, правы геологи [Белозеров и др., 1988], считающие эти пласты базальными. Нами предлагается для их обозначения аббревиатура “Баз” (базальные) с нумерацией снизу вверх в порядке их накопления, а не наоборот (формально). Неправоммерно использовать единую номенклатуру пластов для базальных и вышележащих регрессивных, к тому же клиноформных пластов.

В Сургутском, Нижневартовском и некоторых других нефтегазоносных районах не принято выделять пахомовскую пачку и вообще базальные пласты. Под глинами нижневасюганской подсвиты залегает тюменская свита. В разрезах на ряде площадей принято выделять песчано-алевролитовый “пласт” (он же “горизонт”), обозначаемый как $Ю_2$. Он характеризуется невысокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Причин невыделения базальных пластов в разрезах Широного Приобья несколько. Одна из них – пространственное взаиморасположение района седиментации и источника сноса терригенного материала. Чем ближе район к региональному (и даже



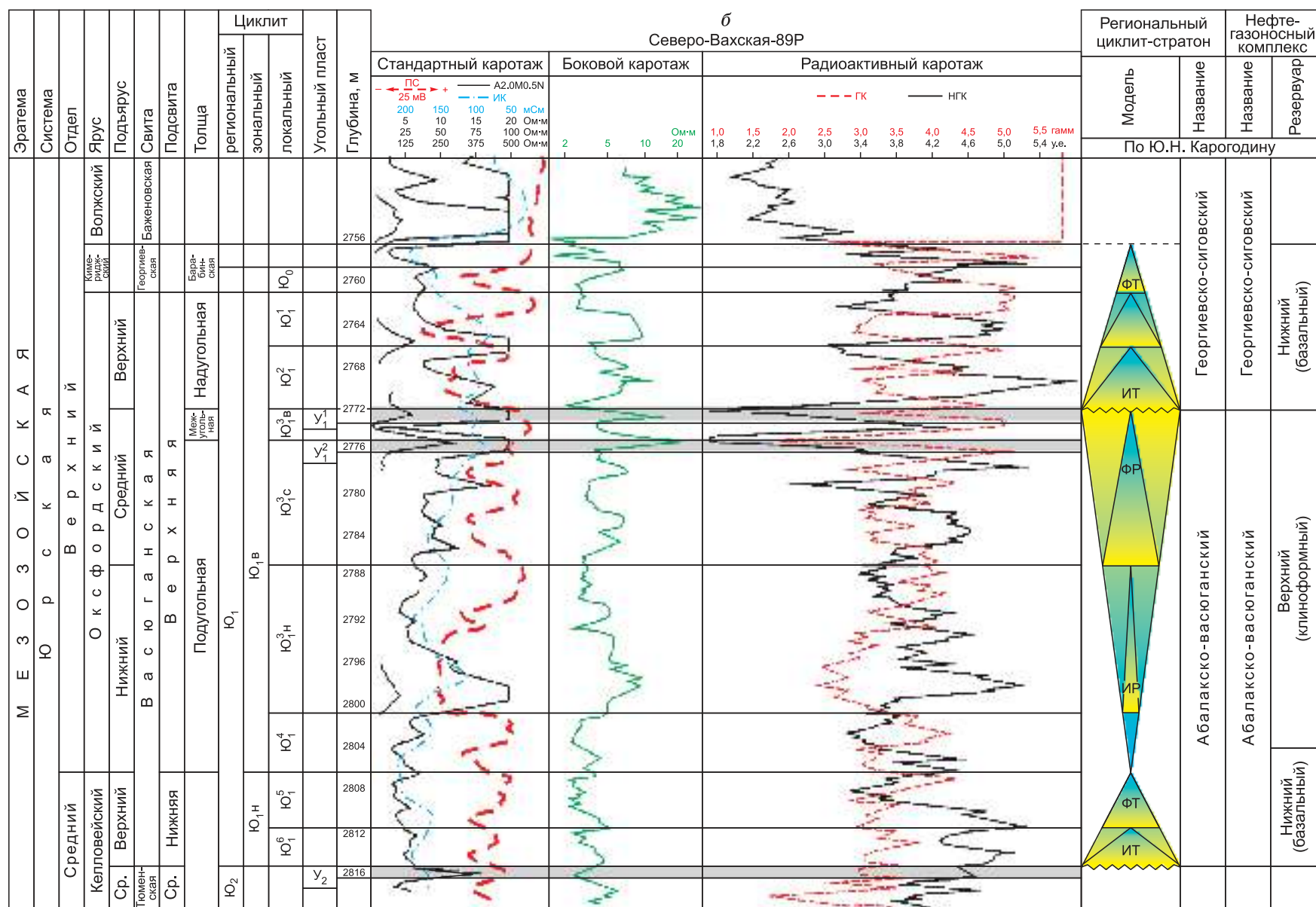
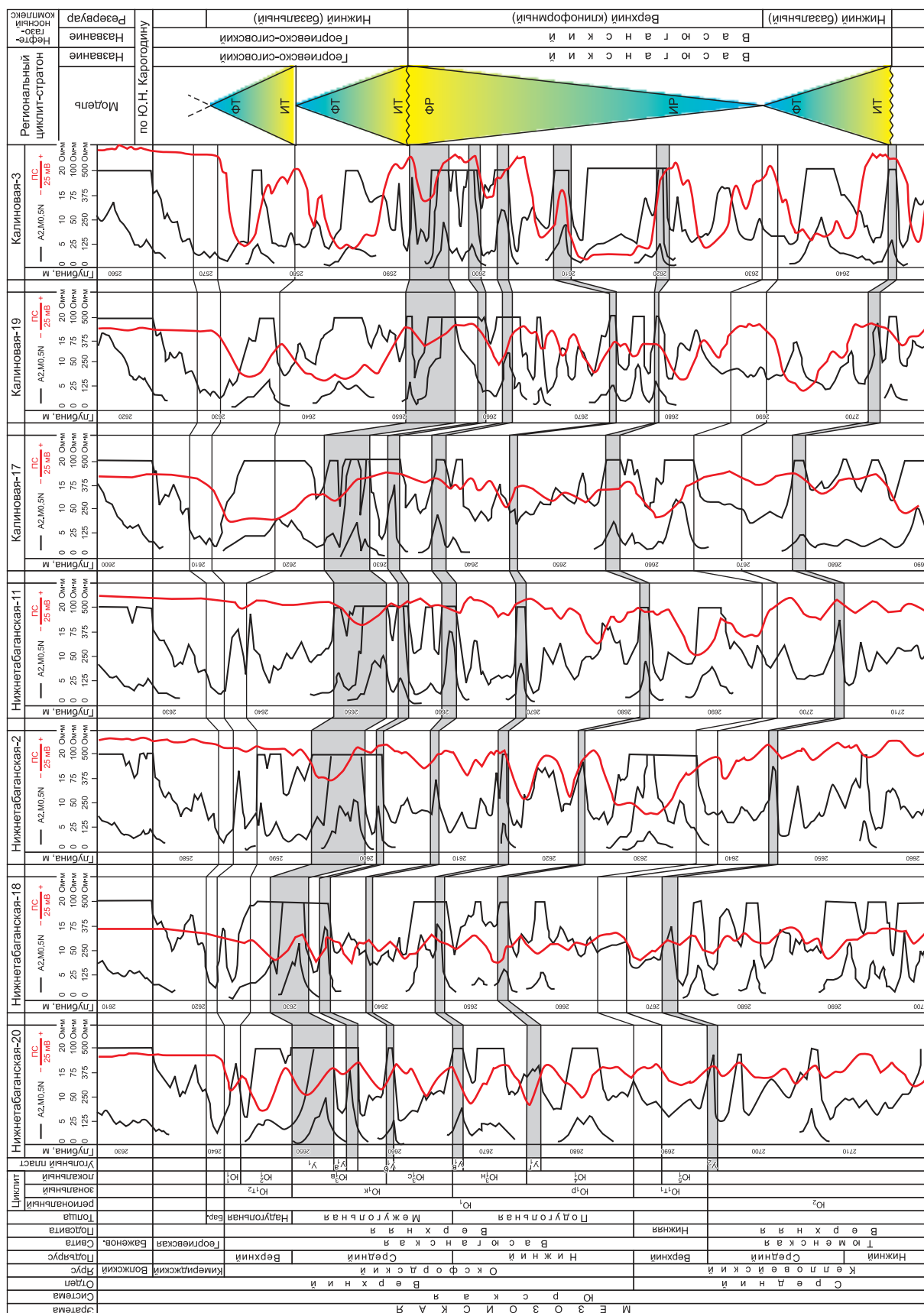


Рис. 7. Литолого-геофизический разрез средне-верхнеюрских отложений Средневасюганского нефтегазоносного района (а), Александровского нефтегазоносного района (б), скв. Мыльджинская-37Р, по [Тен, 2003] (с дополнениями Ю.Н. Карогодина).



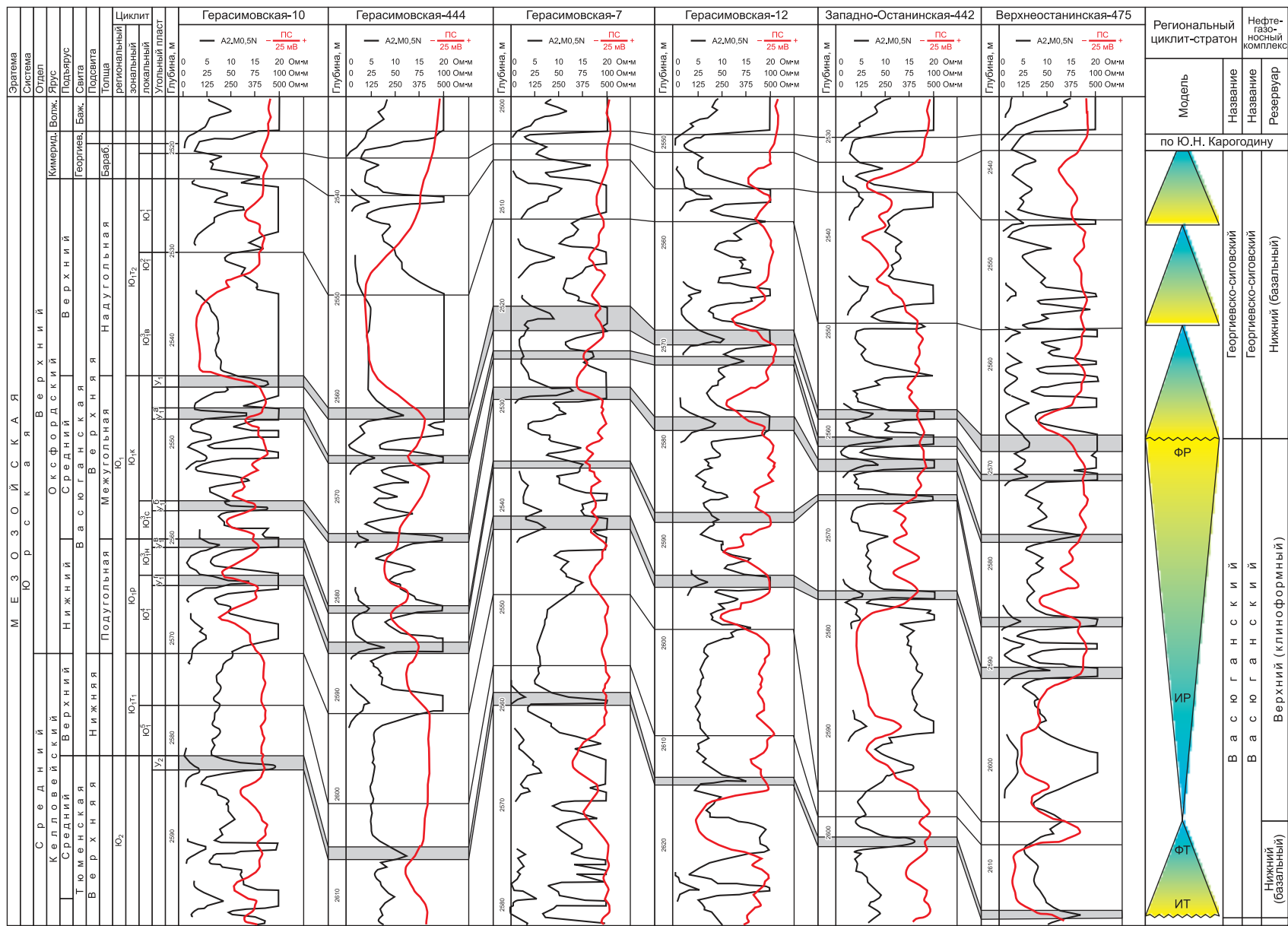


Рис. 8. Схема корреляции разрезов васюганской свиты Нюрольской впадины, по Т.Г. Тен (с дополнениями Ю.Н. Карогодина).

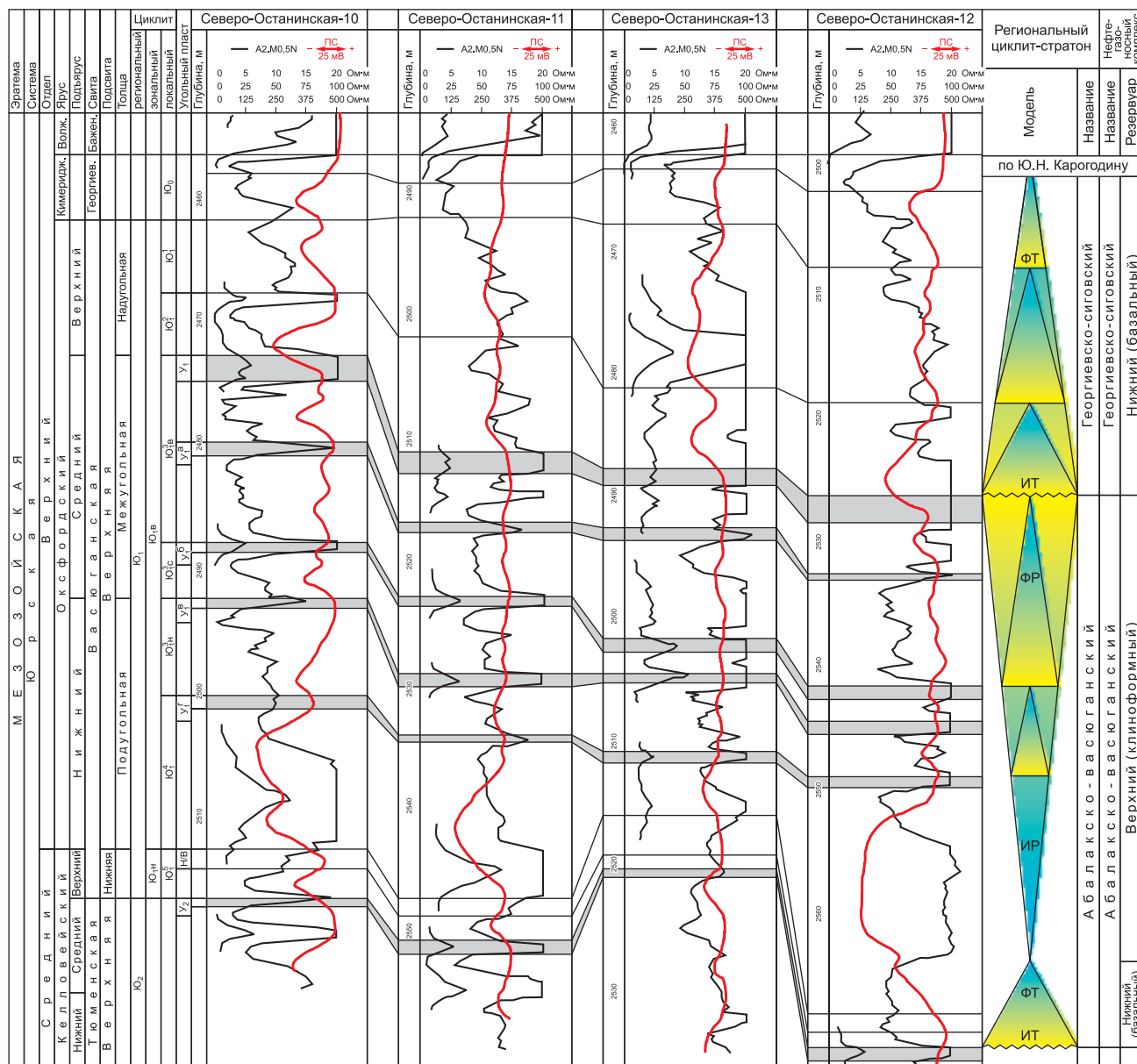


Рис. 9. Схема корреляции разрезов васюганской свиты Останинского месторождения (по А.В. Ежовой, с дополнениями Ю.Н. Карогодина).

локальному) источнику сноса, тем полнее и ярче представлены базальные слои. Это может быть не один, а два-три и более песчаных пласта, разделенных пачками глин. Во всех известных нам случаях это базальные пласты проциклитов (парасикквенсов) регионального циклита. Они могут формироваться и на значительном удалении от источника сноса, но только в прогибах, руслах палеорек и других частях, куда проникли ингрессивные воды. Они перемывали подстилающие отложения, сохраняя некоторые их свойства и литологические признаки.

В рассматриваемом случае такие слои, как правило, относятся к тюменской свите. Примером могут служить явно базальные, ингрессивные пласты абалакско-васюганской трансгрессии, индексируемые как ЮК₂, ЮК₃ и ЮК₄ (рис. 10), в составе верхнетюменской подсвиты юго-западных частей Красноленинской НГО (Талинского месторождения). “К” означает Красноленинский район. Глины над каждым из пере-

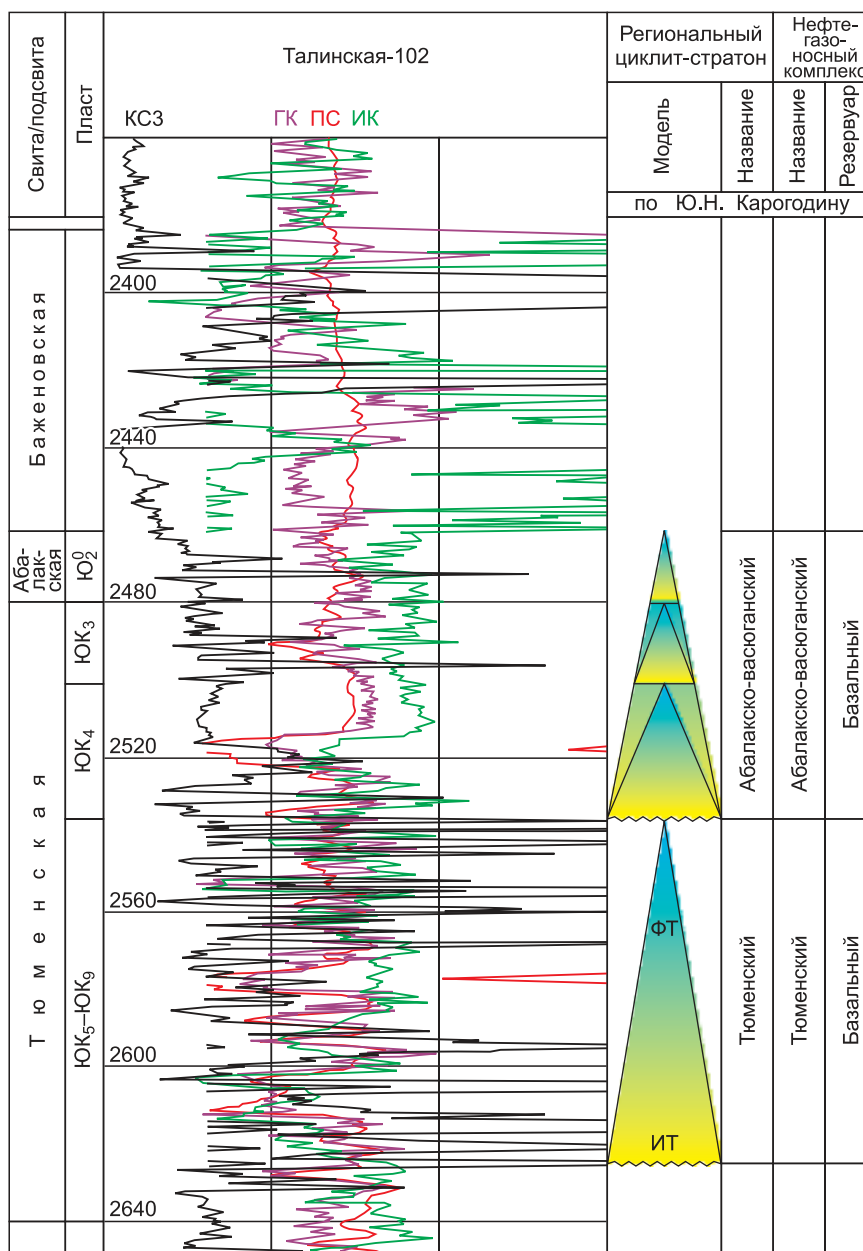


Рис. 10. Электрофизическая характеристика ингрессивных пластов ЮК₂, ЮК₃ и ЮК₄ абалакско-васюганской трансгрессии в разрезе “тюменской свиты” Красноленинского нефтегазоносного района, скв. Талинская-102.

численных пластов в разрезе Талинской скважины № 2797 (со значительным отбором керна) имеют облик морских отложений абалакской, васюганской (нижней половины) свит и достаточно ярко выраженный размыв в кровле (рис. 11). Это базальные ингрессивные слои элементарных проциклитов (парасиквенсов) абалакско-васюганской трансгрессии.

В других районах возрастным аналогом верхнетюменской подсвиты являются надымская или малышевская свиты (малышевский горизонт) верхнего байос-бата. Мощность подсвиты здесь превышает 100 м, а в ряде районов – 200 м. Возрастные определения основываются на довольно бедных данных микрофауны и главным образом спор и пыльцы. Принимая эти пласты за базальные, нижняя граница васюганского

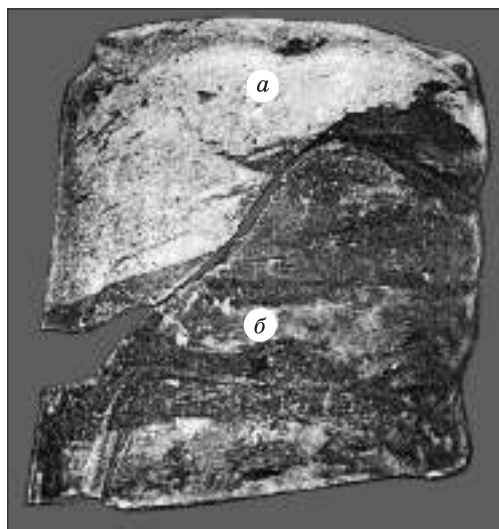


Рис. 11. Резкая нижняя граница пласта ЮК₃ “тюменской свиты” в разрезе скв. Талинская-2797 (интервал 2544,7–2549 м) Талинского месторождения-гиганта Красноленинской НГО:

а – базальные песчаники пласта ЮК₃; б – глины.

литмостратона и НГК должна опуститься с верхнебатского до верхнебайосского подъяруса. В связи с этим возникает предположение, что в рассматриваемой группе пластов тюменской свиты под одним и тем же номером находятся разновозрастные слои – от верхнего байоса до нижнего келловея. В этом проявляется нелогичность принятого принципа нумерации пластов во всех случаях сверху вниз от подошвы вышележащей глинистой свиты. В данном случае от подошвы

абалакской свиты, в другом случае от подошвы васюганской (или “кровли тюменской свиты” и ее “возрастных” аналогов) и т. д.

Следует заметить, что И.К. Рыбак и А.Г. Мухер [1984] эти пары (песчаник-аргиллит), практически соответствующие нашему расчленению разреза на циклиты, назвали “пачками”, обозначив индексами и номерами продуктивных пластов. Это не совсем логично, поскольку индексировать и нумеровать принято песчаные пласты. Пачкам глиен чаще всего присваиваются, подобно свитам, названия или просто номера без аббревиатуры. Видимо, интуитивно чувствуя в этой паре слоевую систему (циклит), авторы статьи решили таким образом присвоить им “имена”. Цифры-имена нередко используются в практике и не только у геологов Западной Сибири. Однако в теории терминов это считается временным явлением, суррогатом терминов. В дальнейшем рекомендуется замена на собственные имена или их аббревиатуру. Именно эти пласты (ЮК₂–ЮК₄) наиболее продуктивны и отличаются повышенными фильтрационно-емкостными свойствами и дебитами нефти по сравнению с нижележащими пластами тюменской свиты в данной структурно-фацальной зоне Мансийской синеклизы и соседнего Верхнекондинского мегапрогиба.

По нашим представлениям, в данную зону синеклизы раньше, чем в другие центральные и южные районы Западной Сибири, проникли с севера по наиболее погруженным участкам, прогибам и связанным с ними палеорекам ингрессивные воды абалакско-васюганской трансгрессии. Важную роль здесь сыграл узкий Приуральско-Пайхойский пролив (“шлюз”) Мессояхской гряды, порога (“дамбы”). Это не противоречит представлению геологов, считающих, что морские условия этого времени “уверенно определяются только на Крайнем Севере, до 66° с.ш., на остальной территории его распространения доля морских отложений с севера на юг уменьшается, но временами море по прогибам, ложбинам проникало далеко на юг” [Мухер и др., 2009, с. 154]. Не исключено, что с восточной, приенисейской части “дамбы” также существовал пролив (“шлюз”), через который проникали ингрессивные воды в Приенисейский прогиб.

Пахомовская пачка, как и явно базальные образования, не выделяется в районах, значительно удаленных от регионального источника сноса, которым на протяжении всего мезозоя и большей части кайнозоя (палеогена) была в основном Сибирская платформа. Такими были районы Сургутского и Нижневартовского сводов Широкого Приобья и ряд других приподнятых зон центральных областей бассейна. Сюда не проникали и воды васюганской ингрессии. Под глинами нижневасюганской свиты в раз-

резах этих областей в составе тюменской свиты выделяется продуктивный пласт Ю₂. Литологически он делится на две части. Нижняя – близка к континентальным отложениям тюменской свиты, а верхняя имеет явные признаки морского мелководья. Тем не менее это единый пласт (“горизонт”). По результатам комплексных исследований “горизонта” Ю₂ на обширной территории ряда центральных районов ЗС делается небезосновательный вывод. Отложения нижней его части несут следы континентального режима седиментации, а верхней (позднего бата) фиксируют явные признаки начала “постепенной трансгрессии, которая закончилась в келловее формированием глинистой нижневасюганской подсвиты” [Казаненков и др., 2009].

По существу это признание “горизонта” Ю₂ инициально-трансгрессивным элементом циклита, базальным элементом васюганского литмостратона, а не верхнетюменской подсвиты или малышевской свиты и одноименного горизонта. Неточность в процитированной фразе касается лишь положения нижневасюганской подсвиты, отложениями которой, по мнению авторов, закончилось осадконакопление при васюганской трансгрессии. Оно завершилось гораздо раньше формированием малоомощной янской пачки (“ядра циклита”), как будет обосновано ниже.

Признаки континентального режима седиментации в основании пласта Ю₂ вполне объяснимы. Осадки формировались за счет перемыва нижележащих континентальных пород тюменской свиты в зоне мелководья. А оно было связано с приподнятыми участками палеосводов, мегавалов, в пределах которых была активная динамика мелководья, создававшая необходимые условия для перемыва подстилающих пород.

Базальные слои в явном виде отсутствуют в разрезах многих районов, куда не доносился песчаный материал с суши и не было условий для активного перемыва подстилающих (тюменских) отложений. Тем не менее следы стратиграфического положения базальных слоев, границы НГК вполне опознаваемы, определены по комплексу геолого-геофизических данных с использованием правил системно-литмологического подхода.

Таким образом, используя системно-литмологический анализ, уточняются весьма важные детали строения, пространственно-временного распространения и в определенной мере условий формирования базальных пластов. В частности, это касается отнесения их к васюганскому стратону (свите, горизонту, литмостратону), а не к верхнетюменской подсвите или малышевской свите (и одноименному горизонту) в определенных районах. Это немаловажное уточнение к официально принятой стратиграфической схеме и широко бытующему представлению о стратиграфическом положении пластов Ю₂–Ю₄ [Шурыгин и др., 2000; Казаненков и др., 2009; Мухер и др., 2009; и др.]. Не менее важно данное уточнение в практическом отношении, поскольку базальные трансгрессивные отложения обычно существенно отличаются от подстилающих многими свойствами: фильтрационно-емкостными (в одном улучшенными, в другом, наоборот, ухудшенными), закономерностями пространственно-временного размещения, характером нефтегазоносности и др. Важно понимать, что не только пахомовская пачка, пласт Ю₂⁰, “горизонт” Ю₂, но и Ю₃, Ю₄ (в разрезах ряда районов) – это нижний, базальный “резервуар” одного *регионального васюганского (абалакско-васюганского) нефтегазоносного комплекса*.

Важность достоверного опознания в разрезе базальных слоев заключается еще и в том, что они являются “указателями” временного положения стратиграфических несогласий, перерывов в осадконакоплении или соответствующих им границ. Они и являются границами циклитов и сиквенсов, синтем, по определению, а значит литмостратонов и нефтегазоносных комплексов. Перерывы играют весьма важную роль в формировании залежей УВ вообще и гигантских в частности. Достаточно отметить, что основные залежи подавляющего большинства (более 90 %) месторождений-гигантов мира так или иначе (в том числе непосредственно, как Ист-Техас, Талинское,

Большой Бурган, Хасси Р'Мель, Хасси-Месауд, Панхендл-Хьюготон, Юрубчено-Тохомская гигантская зона рифея и др.) связаны со стратиграфическими несогласиями и ловушками. Супергигантские месторождения битумов Канады (Атабаска) и южного борта Оринокского прогиба Венесуэлы возникли в результате размыва нефтеносных толщ. Стратиграфические уровни перерывов в разрезе и его размыва – это еще и латеральные флюидоводы, играющие важнейшую роль в формировании крупных (и гигантских) залежей и целых зон скопления УВ.

А в мезозойском разрезе Западной Сибири в большинстве случаев стратиграфические несогласия остаются неопознанными и необозначенными на стратиграфических схемах. Это означает, что и нефтегазоносные комплексы, с которыми они связаны, неопознанны. Например, ранее неопознанными и донныне непризнанными по этой причине являются георгиевско-сиговский и яновстанский региональные нефтегазоносные комплексы. Их электрофизическим моделям (ЭФМ), подобным васюганской, будут посвящены следующие учебные разработки.

Итак, базальные слои литмостратона являются важным элементом (горизонтом коллекторов) нижнего резервуара рассматриваемого нефтегазоносного комплекса.

Второй элемент прогрессивной, трансгрессивной (Т) части (половины) регионального васюганского литмостратона, сменяющий вверх по разрезу песчано-алевролитовые инициально-трансгрессивные (ИТ) базальные слои – морские глины. Как правило, они маломощны (первые метры) и в разрезах многих нефтегазоносных районов сливаются с такими же маломощными (обычно первые метры) тонкоотмученными глинами финально-трансгрессивного (ФТ) элемента литмостратона (циклита). Эту финально-прогрессивную (финально-трансгрессивную в данном случае) пачку В.Ф. Гришкевич [2005] назвал “*ядром циклита*”. Литолог П.А. Ян [Аухатов и др., 2005] назвал ее “*янской*”, считая, что она “соответствует поверхности максимального затопления” [Ян, 2009, с. 270]. На диаграммах пачка достаточно отчетливо выделяется по индукционному каротажу (реперная граница), а также низкому значению кажущегося сопротивления, положительному значению ПС и другим данным (рис. 12).

Таким образом, это еще один важный элемент литмостратона (его нижней части, половины), который отсутствует в принятой и официально утвержденной стратиграфической схеме юры Западной Сибири 2004 г. Его выделение и фиксация на схемах не менее важно, чем базальных слоев как в теоретическом, так и в практическом отношении. Теоретически это важно, поскольку кровля пачки является границей двух разнонаправленных частей циклита, литмостратона, а не отдельных подсвит (в подавляющем большинстве случаев). Нередко она расположена значительно ниже границы между васюганскими подсвитами. Подсвиты и свиты, как известно, выделяются в терригенном разрезе Западной Сибири, чаще всего, по одному критерию: преимущественно глинистая или преимущественно песчанистая. Однако преимущественно глинистой может оказаться не только (и не столько) финально-трансгрессивная часть литмостратона, но и значительно бо́льшая по мощности его инициально-регрессивная составляющая.

Границы ФТ пачки (нижнюю и особенно верхнюю) принято считать наиболее изохронными реперами свиты, важными для корреляции, структурных построений и различного рода палеорекопструкций. Практикой доказано, что ФТ пачки НГК даже небольшой мощности обладают высокими флюидозакранирующими свойствами, поэтому их выделение и картирование по данным керна и каротажа весьма важно. Ярким примером надежного экрана может служить небольшая (20–30 м) финально-трансгрессивная кошайская пачка алымской свиты апта. Она удерживает основную залежь (высотой порядка 150 м) нефти с газовой шапкой Самотлорского месторождения-гиганта.

Граница подсвит, в отличие от границы частей литмостратона, неизохронная, скользящая, как вполне обоснованно считает ряд (далеко не все) геологов, базируясь

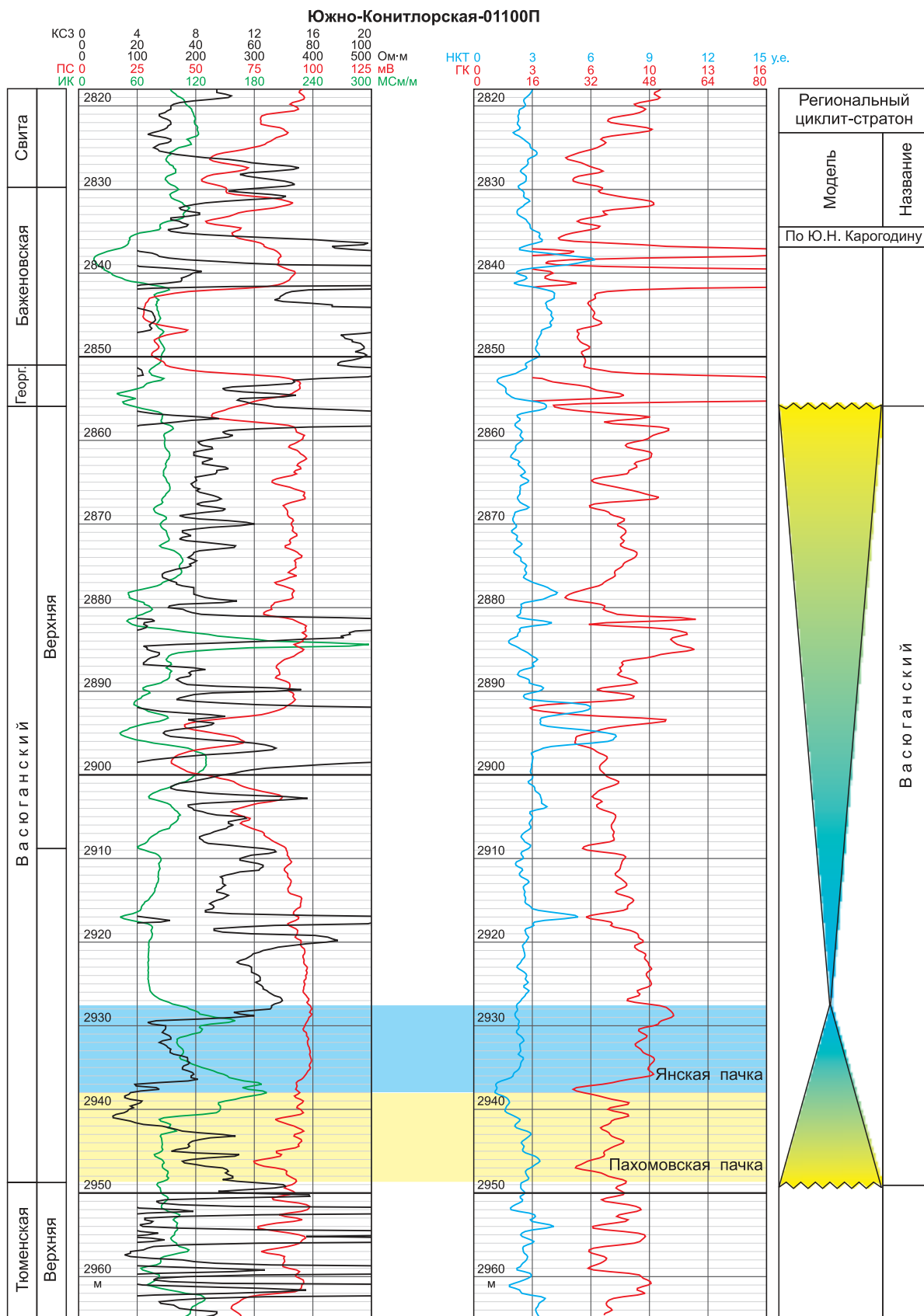


Рис. 12. Электрофизический образ финально-трансгрессивной (“янской”, “ядра циклита”) пачки на примере разреза скв. Южно-Конитлорская-01100П (предоставлено П.А. Яном).

на данных корреляции разрезов. В зависимости от величины ее скольжения меняется соотношение мощностей подсвит. Так, мощность нижневасюганской подсвиты изменяется в зависимости от структурно-фациального положения разреза от нескольких первых метров до 50 м и более в основных районах (Сильгинском и Пур-Иртышском) ее распространения (см. рис. 2, б). Ее кровля в юго-восточных районах Томской области, в зоне перехода васюганской свиты в наунакскую, может даже совпадать с кровлей ФТ (янской) пачки (см. рис. 8, 9). На представленных корреляционных схемах за эту пачку можно принять маломощные глины, перекрывающие базальный пласт, обозначенный А.В. Ежовой, Т.Г. Тен [2002] как $Ю_1^5$. Не исключено, что в ряде разрезов этот пласт вместе с $Ю_1^6$ (при его появлении в разрезе) также окажется базальным, как не без основания считают некоторые геологи. А перекрывающая их глинистая пачка – финально-трансгрессивной.

Выше этой пачки меняется направленность в изменении гранулометрического состава пород разреза нижневасюганской подсвиты, связанная с изменением направленности фациального режима бассейна. И это отражается в типе электрокаротажных диаграмм, обусловленном опесчаниванием разреза снизу вверх и появлением в глинах песчано-алевролитовых прослоев и пластов ($Ю_1^4$). В структуре литостратона это типичный инициально-регрессивный (ИР) элемент. В стратиграфической схеме 2004 г. данная граница подсвит проходит по кровле глин (подошве пласта $Ю_1^3$) (см. рис. 2, б, 4–6) и отражает широко принятое представление о строении васюганской свиты. Томские геологи (вслед за Е.Е. Даненбергом) в разрезе васюганской свиты, кроме подсвит, выделяют (в отличие от официально принятой схемы) еще и три толщи (снизу вверх): подугольную, межугольную и надугольную (см. рис. 5–9). Соотношение с подсвитами и песчаными пластами в их составе, как и границ толщ, у разных авторов отличается. Судя по схеме В.Б. Белозерова [2006], пласты от $Ю_1^1$ до $Ю_1^4$ представляют регрессивный ряд в составе нижневасюганской подсвиты, а межугольная толща является ее возрастным аналогом со “скользящими” границами. В разрезах Ажарминского района и отчасти Сильгинского она переходит в наунакскую свиту (см. рис. 2, б, 4).

Важнейший признак границы подсвит – достаточно резкое опесчанивание выше лежащих отложений с выделением пласта $Ю_1^4$. На официально принятой стратиграфической схеме верхняя подсвита начинается с пласта $Ю_1^3$ (см. рис. 2, б). Пласт $Ю_1^4$ вместе с перекрывающей глинистой пачкой (локальный циклит $Ю_1^4$, по терминологии А.В. Ежовой, Т.Г. Тен) представлен преимущественно песчаными породами от кровли глин маломощной нижневасюганской подсвиты до границы угольного пласта $У_1^Г$ (см. рис. 5–9), а при отсутствии углей в разрезах более северных районов – до подошвы пачки глин. Пласт $У_1^Г$ в подавляющем большинстве разрезов юго-восточных районов хорошо опознается на каротажных диаграммах по следующим признакам: УЭС от 20 до 100 Ом·м, а в разрезах отдельных скважин – до 150 и даже 200 Ом·м, минимальными значениями ГК и НКТ и максимальными – на кривых АК. Мощность его составляет порядка 1 м, но может увеличиваться до 2,0–3,6 м при его раздвоении (Мирная, Солоновская, Пинджинская, Южно-Табаганская-134; Урманская-9; Западно-Останинская-445; Останинская-420, 421, 457; Северо-Калиновская-23, 28, 30; Герасимовская-7) (см. рис. 17).

Характерно, что нижний слой отличается от верхнего более высокими значениями УЭС. В той или иной степени перекрывающие пласт $Ю_1^4$ глины, характеризуются низкими значениями УЭС – от 5–10 до 11–19 Ом·м.

Вышележащий пласт $Ю_1^3$ в разрезах юго-восточных районов бассейна (см. рис. 5–7) принято делить на три слоя: нижний ($Ю_1^3$ н), средний ($Ю_1^3$ с) и верхний ($Ю_1^3$ в). Нижний слой ($Ю_1^3$ н) сложен преимущественно песчаниками. Они перекрываются углями ($У_1^В$) со значениями УЭС от 20 до 50, редко до 100 Ом·м или углисто-глинистой поро-

дой (УЭС – 10–19 Ом·м). При этом в отличие от нижележащих отложений, подобные углисто-глинистые породы, перекрывающие слой $Ю_1^3$ н, встречаются чаще и доминируют в разрезах Солоновской и Арчинской площадей. А в единичных разрезах отмечаются в скважинах № 9 – Урманской, 2 – Южно-Урманской, 141 – Кулгинской, 1 – Маркинской, 1 – Нижнетабаганской, 2, 3, 4 – Сельвейкинской площадей.

Т.Г. Тен пары песчаник–глина ($Ю_1^4$ и $Ю_1^3$ н) интерпретирует как *локальные проциклиты* с явно выраженной регрессивной направленностью строения. Это дает ей основание для объединения их в зональный циклит $Ю_1$ р (регрессивный) в составе подугольной толщи.

Средний пласт (и локальный циклит, по [Ежова, Тен, 2002]) $Ю_1^3$ представляет собой толщу песчано-алевритовых слоев, разделенных пропластками глин мощностью 1–2 м. В разрезах ряда площадей (Калиновой, Северо-Калиновой, Широной, Пинджинской, большей части Нижнетабаганской, Южно-Табаганской, Западно- и Северо-Останинской) над ним залегает угольный пласт УД, характеризующийся значениями УЭС от 20 до 125 Ом·м. В остальных разрезах названных площадей, а также на большей части Останинской, Герасимовской, Тамбаевской, Урманской, Арчинской и Солоновской площадей слой перекрывается углисто-глинистыми породами (УЭС – 10–19 Ом·м). В разрезах единичных скважин (Сельвейкинская-1, 2, 3; Солоновская-41, 42; Арчинская-45, 51; Кулгинская-141) это глины (УЭС менее 10 Ом·м).

Слой $Ю_1^3$ в (верхний локальный проциклит) представлен чередованием песчано-алевритовых, глинистых и углисто-глинистых пород. Он перекрыт угольным пластом $У_1$ и достаточно уверенно опознается (см. рис. 5–7, 8, 9) по данным скважинного зондирования (УЭС от 20 до 375 Ом·м, минимальные значения НКТ и ГК, максимальные – на кривых АК, увеличение диаметра скважин до 0,32 м по данным кавернометрии).

Кровля угольного пласта $У_1$, как правило, проводится по резкому повышению значений КС и хорошо прослеживается на диаграммах РК, АК и КВ. Однако в разрезах большинства скважин Калиновой, Нижнетабаганской, Северо-Калиновой, Южно-Табаганской и Смоляной площадей кровля угля, судя по данным РК и АК, находится как бы в основании вышележащих песчаников пласта $Ю_1^2$. При этом значения УЭС в кровле углей резко увеличиваются (с 5–10–20 Ом·м до 100 и даже 250–375 Ом·м). Такое несоответствие данных стандартного, радиоактивного и акустического каротажей объясняется обилием углистых включений (линз, прослоек, крупных обугленных растительных остатков) в подошве песчаных отложений. Их появление, вероятно, связано с размывом подстилающего угольного пласта и переотложением его фрагментов в песчаниках. Мощность угольного пласта $У_1$ изменяется от 1,0–1,6 м (Останинская, Северо-Останинская, Западно-Останинская площади) до 4–6 м (Калиновая, Нижнетабаганская, Южно-Табаганская площади).

В пределах “циклита $Ю_1^3$ ” по геофизическим данным достаточно уверенно выделяются как песчаный пласт ($Ю_1^3$), так и перекрывающий его угольный ($У_1^a$) мощностью порядка 1 м. Иногда этот пласт практически сливается с вышеописанным пластом $У_1$, образуя единую углистую толщу (Северо-Калиновая площадь, большая часть скважин Калиновой, Северо-Останинской и Арчинской площадей). В разрезах Останинской, Мирной, Сельвейкинской, Южно-Табаганской, Солоновской, Смоляной, Казанской, Широной и Урманской площадей угольные пласты $У_1^a$ и $У_1$ разделены алеврито-песчаными, глинисто-алевритовыми или глинистыми отложениями. Ниже по разрезу спорадически отмечается еще один угольный пласт, а между ним и углями $У_1$ залегают песчано-алевритовые породы мощностью 1–4 м (Останинская-423, 428, 437; Южно-Тамбаевская-75, 76, 77; Калиновая-5, 6; Нижнетабаганская-3; Северо-Калиновая-28, 31, 35; Герасимовская-10, 11, 444; Широная-53).

“Локальные циклиты” $Ю_1^3$ с и $Ю_1^3$ в (особенно последний) А.В. Ежова и Т.Г. Тен [2002] вполне обоснованно относят к периоду накопления межугольной толщи в условиях преимущественно континентального режима, т. е. финала васюганской регрессии.

Таким образом, толща пород от кровли угольного пласта $У_2$ до кровли углей $У_1$ отражает последовательную закономерную смену фаций – от трансгрессии моря с базальными пластами ($Ю_5$ – $Ю_6$) и ее максимумом во время накопления тонкоотмученных глин (янской пачки) и последовавшей за ней регрессией с формированием пластов $Ю_1^4$ и $Ю_1^3$. В ее финале формировались отложения озерно-аллювиальной равнины с угольным регионально выдержанным угольным пластом $У_1$ в кровле континентальной толщи. Т.Г. Тен [2003] вполне обоснованно делает вывод, что кровля углей $У_1$ соответствует кровле васюганского регионального циклита ($Ю_1$), т. е. васюганского литмостратона. Поэтому вполне правомерно считать вышележащие отложения базальными, обозначаемые обычно как $Ю_0$. Смена регрессивного режима осадконакопления на трансгрессивный нашла яркое отражение на литолого-фациальных картах (рис. 13). И только отдавая дань многолетней традиции, пласты надугольной толщи А.В. Ежова и Т.Г. Тен оставляют в составе васюганской свиты с общепринятыми индексами $Ю_1^2$ и $Ю_1^1$. Немаловажным фактором отнесения этих пластов к базальным следующего регионального стратона (циклита) является залегание их с размывом на подстилающих отложениях васюганской свиты. Личное изучение керн и детальная корреляция разрезов позволили установить перерыв в осадконакоплении и размыв верхней части васюганской свиты (межугольной толщи), в том числе угольного пласта. Значительные размывы вплоть до отложений нижевасюганской подсвиты установлены в разрезах Красногорской, Горбуновской, Барабинской, а также Татарской, Большеречинской и ряда других площадей [Шурыгин и др., 2000]. Стратиграфическое несогласие, перерыв в осадконакоплении, размыв – это граница циклита (сиквенса), по определению. А перерыва не должно быть внутри свиты, тоже по определению.

Пласты $Ю_1^4$, $Ю_1^3$ – это коллекторские пласты, образующие вместе с перекрывающими их глинами-экранами, верхний (клиноформный) резервуар васюганского нефтегазоносного комплекса.

Залегающая над этими пластами барабинская пачка, обозначаемая как $Ю_1^0$ (см. рис. 2, б), входит в группу (завершает ее) базальных отложений (в данном районе $Ю_1^2$ и $Ю_1^1$) следующего, георгиевско-сиговского регионального литмостратона (регоциклита и НГК). В модели НГК это коллекторские пласты нижнего (базального) резервуара. Электрофизической модели данного нефтегазоносного комплекса, как отмечалось выше, будет посвящено следующее учебное пособие. Здесь уместно лишь заметить, что в разрезах подавляющего числа месторождений юго-восточных районов бассейна именно эти базальные пласты (а не васюганские) являются, если не единственными, то основными продуктивными, как, например, на Калиновом месторождении (см. рис. 14).

В северо-восточных районах Западной Сибири, тоже приближенных к восточному региональному источнику сноса, эти пласты пока единственные продуктивные в георгиевско-сиговском (верхнеюрском) НГК. Их принадлежность к сиговской свите, а не к базальным пластам георгиевской, также неправомерна, как и отнесение $Ю_1^2$ и $Ю_1^1$ к васюганской.

По разрезам васюганской свиты северо-восточного окончания Сургутского свода имеется качественный промыслово-геофизический материал. В том числе и данные (по 31 скважине) метода высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ), разработанного Ю.Н. Антоновым, С.С. Жмаевым, М.И. Эповым и др., и его литологическая интерпретация [Антонов, 1981, 1999; Антонов, Эпов, 2001; Антонов и др., 2002а,б, 2003а,б]. При их обработке М.А. Павловой [2007а–д, 2008] использован программный комплекс МФС–ВИКИЗ [Технология...,

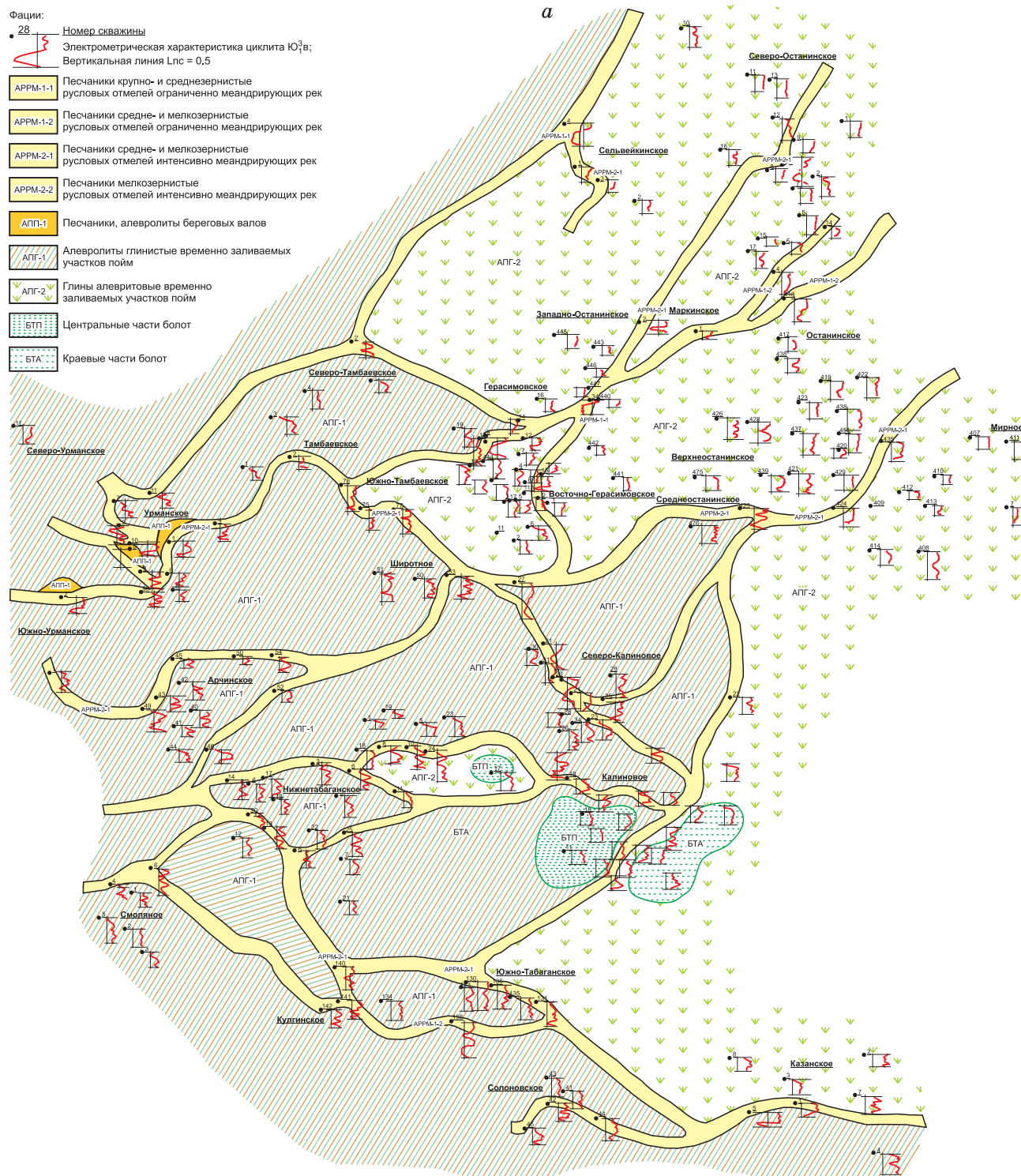


Рис. 13 (начало). Литолого-фациальная карта локального циклита Ю₁³ в (а), Ю₁² (б), Ю₁¹ (в), по [Тен, 2003].

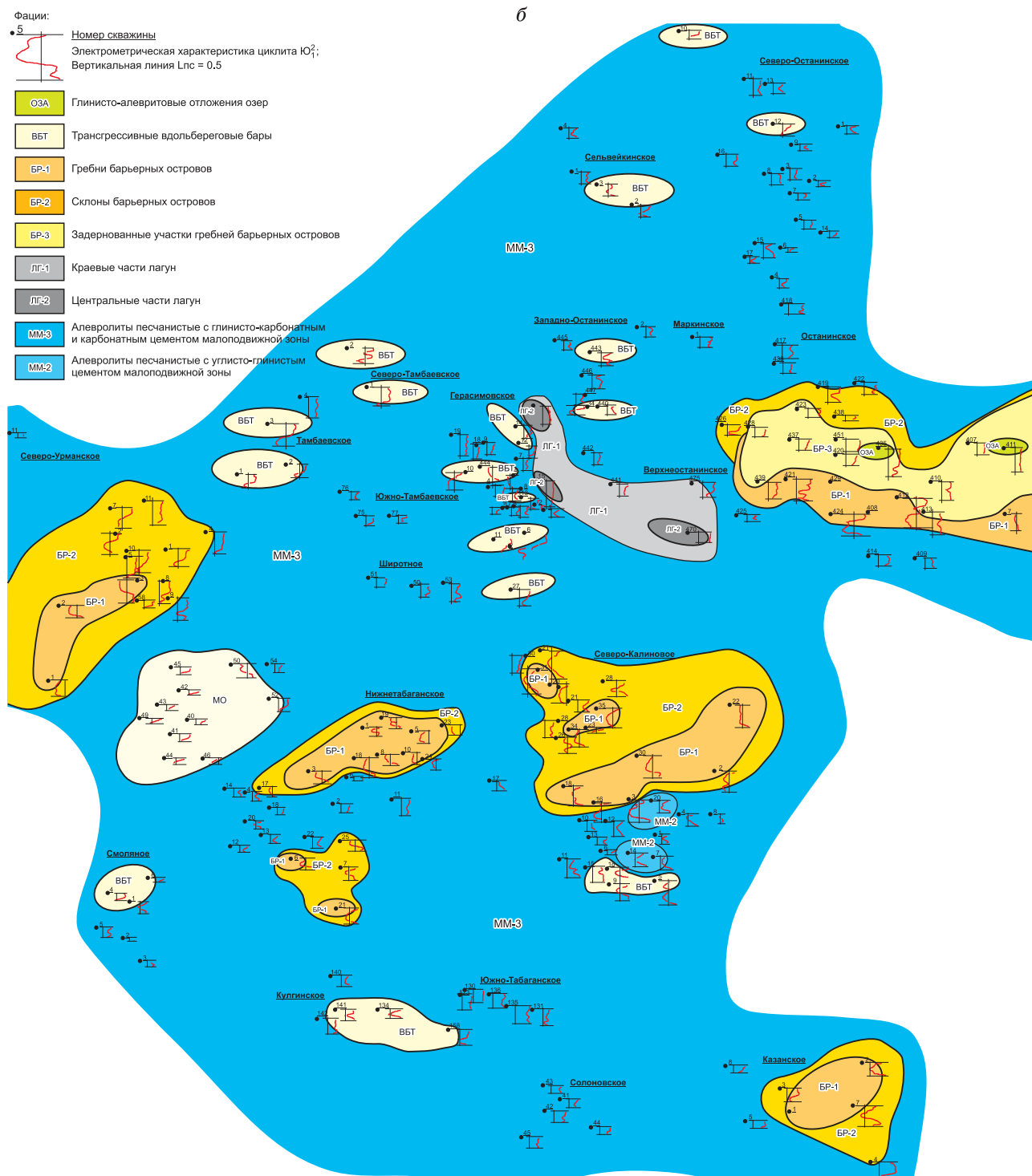


Рис. 13 (продолжение).

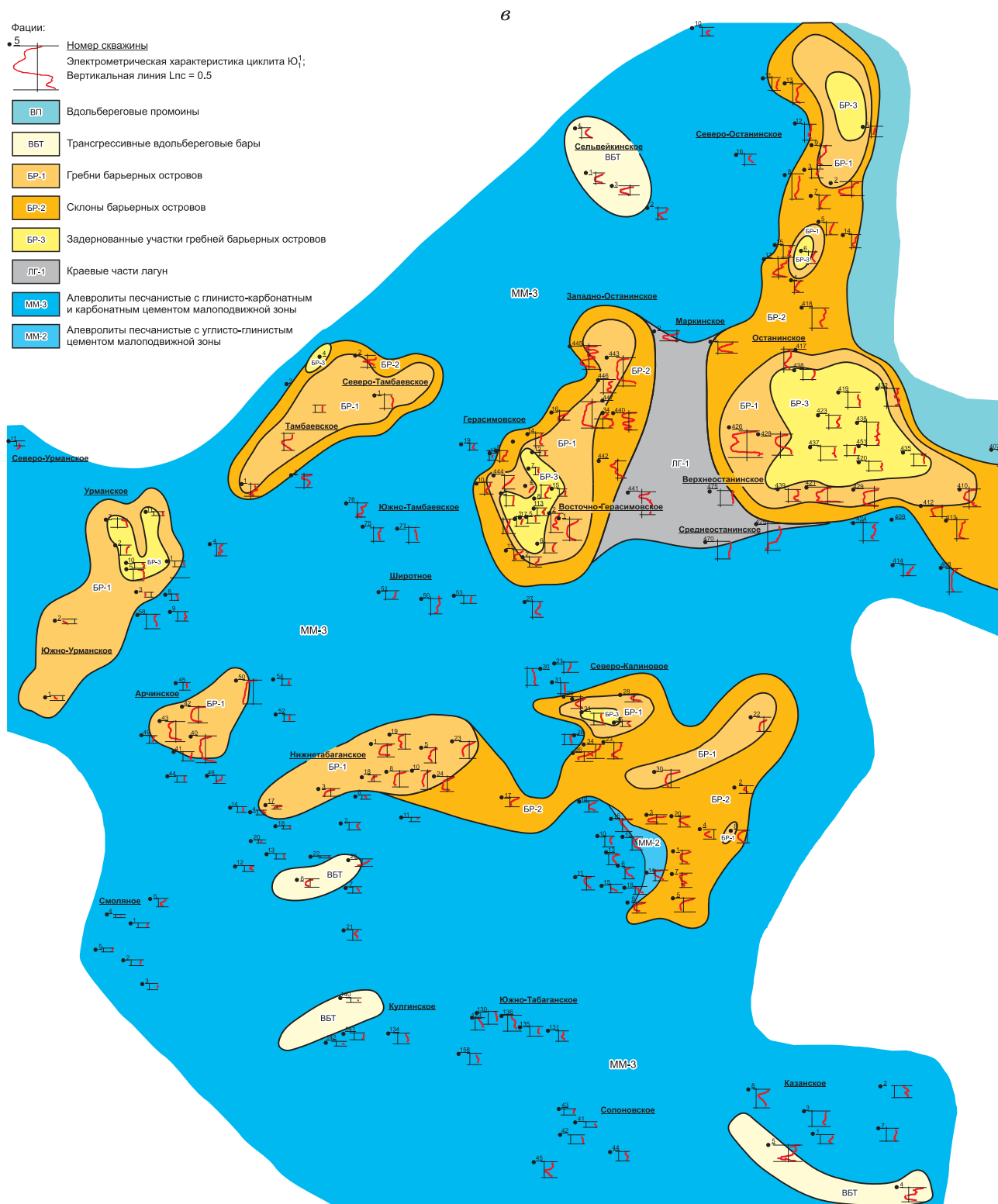


Рис. 13 (окончание).

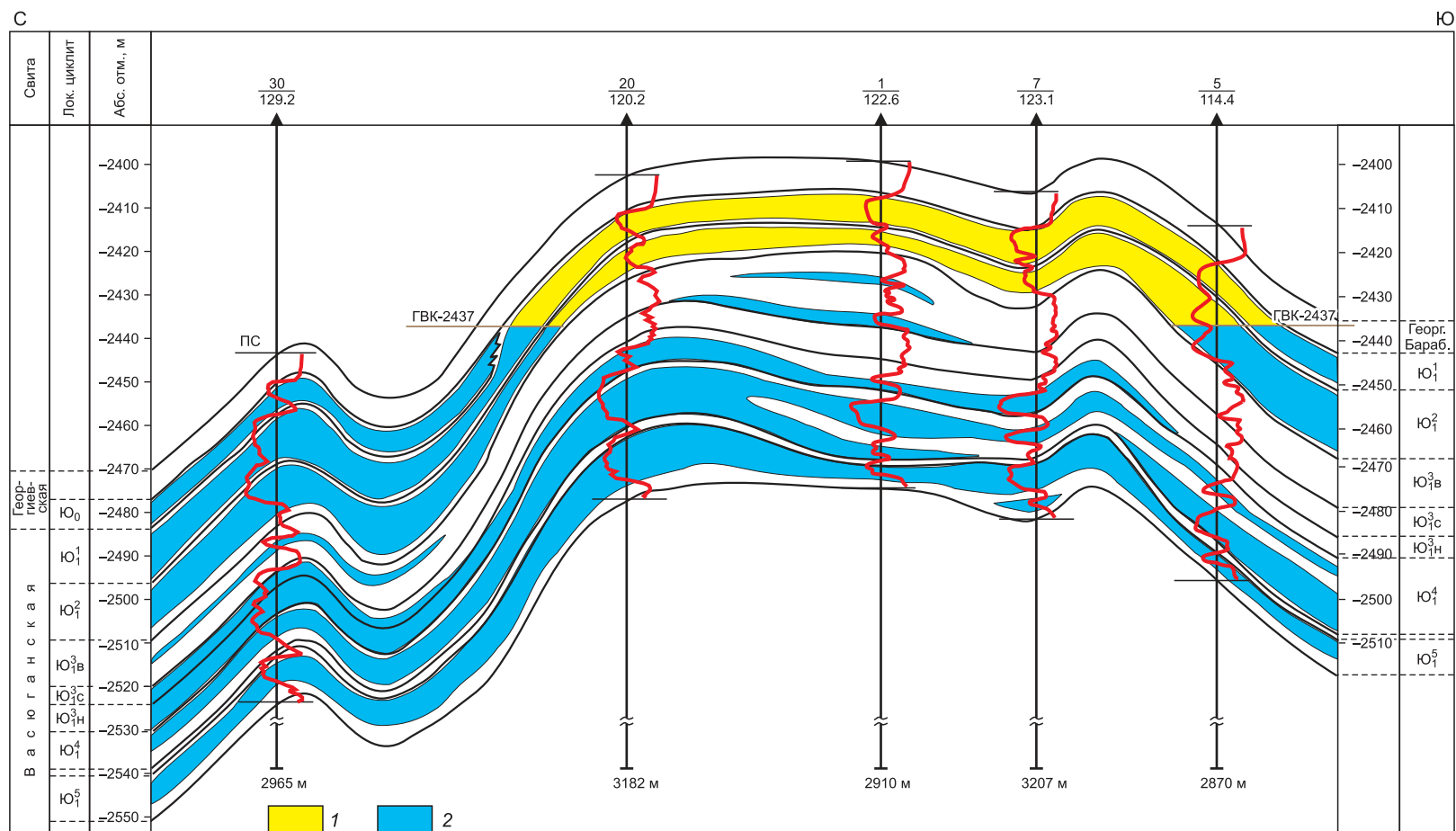


Рис. 14. Геолого-геофизический разрез средне-верхнеюрских отложений Калинового месторождения по линии скважин 30–20–10–1–7–5, по [Ежова, 2009].

Над чертой – номер скважины, под чертой – альтитуда; песчаники: 1 – газонасыщенные, 2 – водонасыщенные.

2000]. Поэтому есть смысл привести промыслово-геофизическую характеристику васюганского стратона в дополнение к вышеописанной по разрезам юго-восточных районов Западной Сибири. Сделанные М.А. Павловой выводы базируются на основе анализа детального, попластового расчленения и корреляции разрезов 338 скважин с использованием системно-литмологического подхода. Это в основном территория Рускинского нефтяного месторождения и прилегающая к нему (рис. 15) территория западной части Пурпейско-Васюганского структурно-фациального района (рис. 16).

Нижняя граница васюганской свиты обычно устанавливается по резкому увеличению КС (до 375 Ом·м) в тюменской свите (рис. 17, 18). Последняя представлена часто чередующимися угленосными песчаниками, алевролитами, аргиллитами и углями, что приводит к вариациям электрических, акустических и радиоактивных характеристик.

Нижевасюганская подсвита сложена преимущественно аргиллитами со сравнительно низкими (5–8 Ом·м) значениями УЭС (см. рис. 17, 18). Наличие тонких прослоев алевролитов, реже – песчаников вызывает слабые колебания кривой КС.

В самой нижней части васюганской свиты на диаграммах ИК и КС (см. рис. 17, 18) наблюдается резкое уменьшение кажущегося удельного сопротивления по сравнению с нижележащими отложениями, связанное с наличием железистых минералов – пирита, глауконита и сидерита в отложениях песчаного горизонта $Ю_2^0$ (рис. 19), мощность которого не превышает 4 м (скв. Рускинская-103). Выше повсеместно выделяются пропластки тонкоотмученных глин с низким УЭС 2–3 Ом·м (обозначен как i1). Их мощность изменяется от 2 до 4 м.

Эти отложения в разрезах юго-восточной части района перекрываются пачкой алевролитистых глин (a1) мощностью до 13 м (скв. Савуйская-109), а к северо-западу она исчезает.

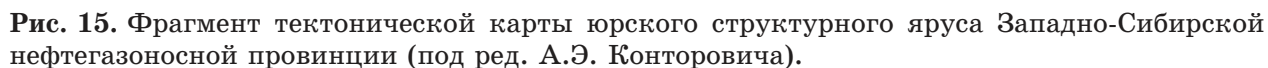
На юго-востоке, в разрезах Савуйских скважин, встречается песчано-алевритовый пласт $Ю_1^5$ мощностью до 3 м (скв. Савуйская-109). Он выклинивается в центральной части района. Этот пласт (и не только он), как будет показано ниже, не является возрастным аналогом пласта $Ю_1^5$ в разрезах юго-восточных районов.

Выше залегает слой аргиллитов i2 мощностью до 3 м с пониженным УЭС, схожий по составу с тонкоотмученными аргиллитами i1 самой нижней части нижевасюганской подсвиты. Он перекрывается пачкой алевролитисто-глинистого состава (a2), мощность которой изменяется от 23 м в разрезе скв. Савуйская-4251 и до нуля в разрезе скв. Рускинская-2027.

Еще выше, в центральной и юго-восточной частях, залегает песчаный пласт $Ю_1^4$, мощность которого не превышает 13 м (скв. Рускинская-219), а к северо-западу он выклинивается. Повышение КС на диаграммах разрезов северо-восточных скважин фиксирует кровлю этого песчаника. Пласт $Ю_1^4$, как и песчаник $Ю_1^5$, перекрывается слоем тонкоотмученных аргиллитов с пониженным УЭС i3, мощность которого изменяется в пределах от 1 до 5 м. На этих отложениях повсеместно залегает пачка алевролитистых глин a3. Ее мощность увеличивается от 2 м в юго-восточной части (скв. Савуйские-101, 109, 4251, 4252) до 34 м на северо-западе (скв. Рускинские-209, 2054).

Значения радиоактивности аргиллитов нижевасюганской подсвиты, как правило, составляют 10–12 мкР/ч, водородосодержание (по НК) низкое. Диаграмма ПС отображает положительную аномалию, что соответствует аргиллитам. Визуально в интервале нижевасюганской подсвиты диаграммы КС и ПС, НК и ГК расходятся (см. рис. 17, 18).

Таким образом, в юго-восточной части района нижевасюганская подсвита включает 3 песчаных пласта (снизу вверх, $Ю_2^0$, $Ю_1^5$ и $Ю_1^4$). Каждый из них перекрывается слоем с пониженным УЭС i1–i3, а затем и пачкой алевроитоглинистого состава a1–a3.



Структуры 0 порядка положительные: В – Хантейская гемиянтеклиза; *отрицательные:* G – Мансийская синеклиза. **Структуры I порядка положительные:** XII – Сургутский свод, XV – Нижневартовский свод; *отрицательные:* XVI – Пякупурско-Ампутинский наклонный мегапрогиб, XVII – Тундринская мегавпадина, XVIII – Юганская мегавпадина. **Структуры II порядка положительные:** 24 – Ортьягунский мезомыс, 25 – Лукъявинский наклонный мезовал, 26 – Центрально-Сургутское куполовидное мезоподняtie; *отрицательные:* 24 – Ляминско-Танловская мезовпадина, 30 – Сытоминская мезовпадина, 33 – Северо-Юганский мезопрогиб. **Структуры III порядка положительные:** 89 – Ноябрьское кп, 91 – Итурский структурный мыс, 93 – Холмогорское кп, 97 – Пограничное кп, 102 – Верхненадымский вал, 104 – Среднеляминский вал, 106 – Ягунское кп, 107 – Среднезенковский вал, 112 – Тевлинско-Венглинский вал, 113 – Федоровско-Минчинкинское кп, 115 – Южно-Зенковское кп, 123 – Ореховское кп; *отрицательные:* 71 – Верхнепякупурская впадина, 72 – Вынглорская впадина, 74 – Восточно-Вынглорский прогиб, 75 – Верхненянгунская впадина, 84 – Соимский прогиб, 87 – Ягунская впадина, 92 – Южно-Ягунская впадина, 96 – Пимский прогиб, 98 – Усть-Кульеганская впадина, 102 – Западно-Тундринская впадина, 103 – Северо-Гантельская впадина.

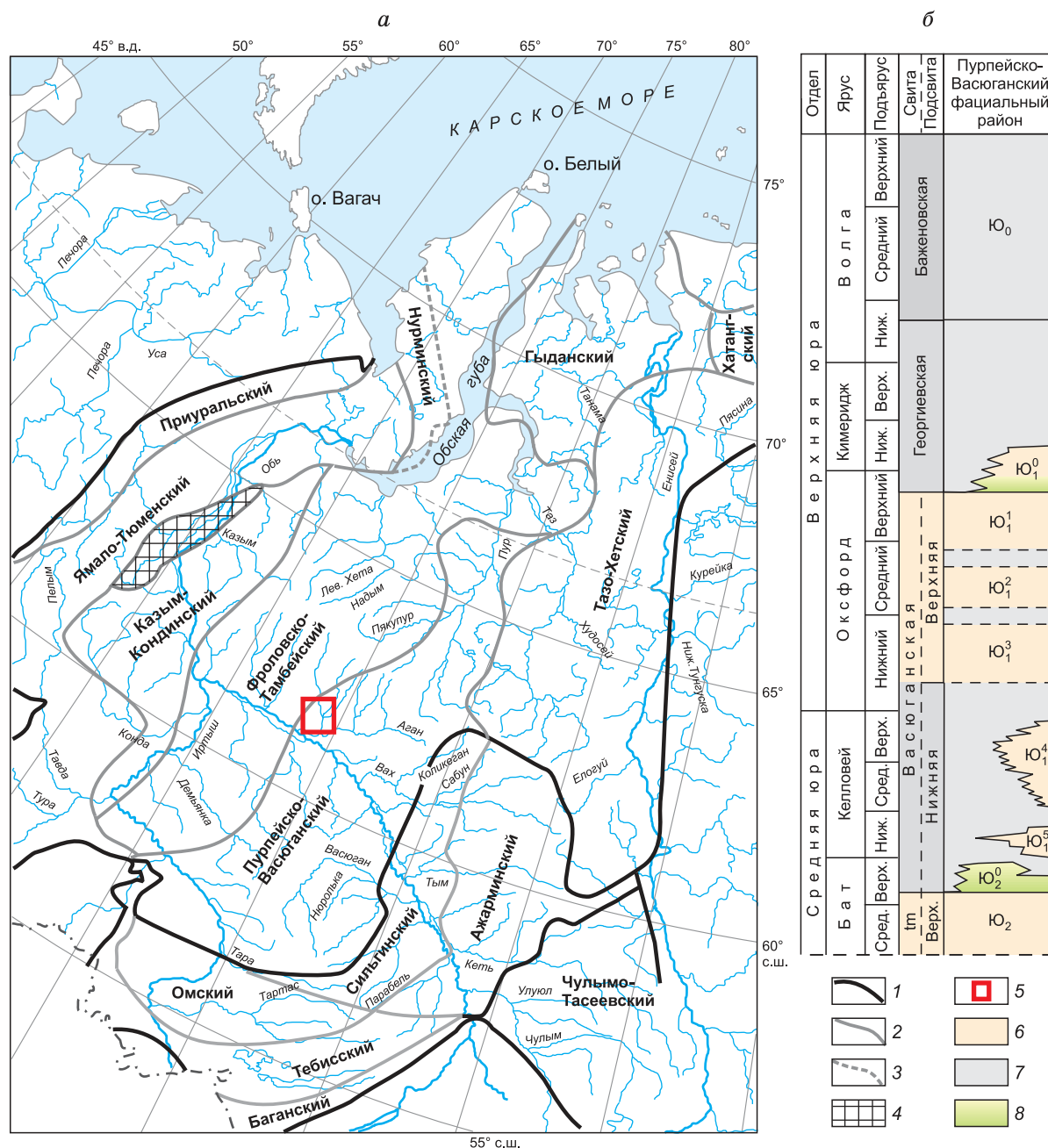


Рис. 16. Схема структурно-фациального районирования келловей и верхней юры Западной Сибири (а) и стратиграфические подразделения Пурпейско-Васюганского фациального района Обь-Ленской фациальной области (б), по [Решение..., 2004]:

а: 1–3 – границы: 1 – фациальных областей морского (северная), переходного (промежуточная) и континентального (южная) седиментогенеза, 2 – структурно-фациальных районов, 3 – структурно-фациальных подразайонов; 4 – зона выклинивания келловей-верхнеюрских отложений на западе Западной Сибири; 5 – район исследования. б: 6 – коллектор; 7 – флюидоупор; 8 – толща с повышенным содержанием железистых минералов; tm – тюменская свита.

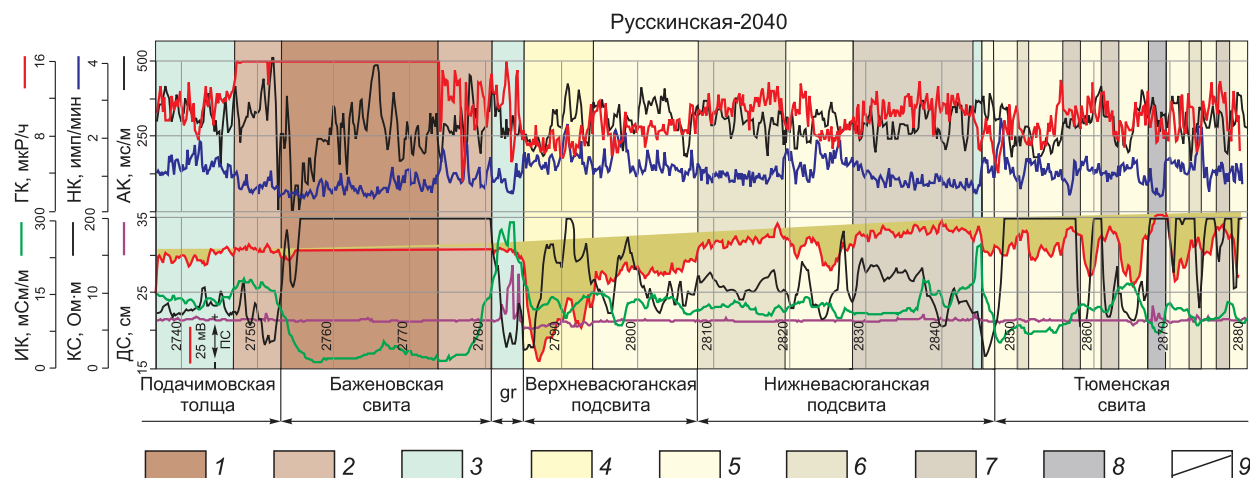


Рис. 17. Пример выделения “слоев” по каротажной диаграмме, скв. Русская-2049, по [Павлова, 2008]:

1 – высокобитуминовые аргиллиты и силициты баженовской свиты; 2 – породы с повышенной радиоактивностью выше баженовской свиты и с пониженной в нижней ее части; 3 – слои с пониженным УЭС – георгиевская свита (gr) и нижняя часть васюганской свиты; 4 – песчаники; 5 – песчаноалевритистые породы; 6 – алевриты; 7 – аргиллиты; 8 – уголь; 9 – границы пластов.

К центру и северо-западу сначала выклинивается $Ю_1^5$, а затем и $Ю_1^4$. Мощность нижневасюганской подсвиты изменяется от 52 м на юго-востоке (скв. Савуйская-109) до 17 м на северо-западе (скв. Русская-208).

Верхневасюганская подсвита представлена преимущественно песчаниками и алевритами, нередко с примесью карбонатного материала. Песчаники верхневасюганской подсвиты принято индексировать, как уже отмечалось, снизу вверх $Ю_1^3$, $Ю_1^2$ и $Ю_1^1$ (см. рис. 16). Они характеризуются низкой радиоактивностью, повышенным водородосодержанием, отрицательными (до 90 мВ) аномалиями ПС и, в случае их нефтенасыщенности, сравнительно высокими УЭС (более 16 Ом·м). На диаграммах ВИКИЗ в интервалах коллекторов верхневасюганской подсвиты наблюдается изменение УЭС в глубь пласта. УЭС пластов во многом зависят от насыщения коллектора (см. рис. 23), а также от времени между вскрытием пласта и проведением каротажа.

Песчаники с карбонатным цементом приурочены главным образом к границам песчаных тел с глинистыми прослоями. Распространение пород с катагенетическим кальцитовым цементом носит закономерный характер и приурочено к кровле и подошве пластов. Эти интервалы выявляются по резкому возрастанию УЭС (на КС и ВИКИЗ) и плотности (НК) при снижении радиоактивности (по ГК) (см. рис. 18). В верхней части пласта $Ю_1^3$ изучаемого района наблюдается карбонатизированный песчаник мощностью до 3 м, что также отмечалось в одной из работ по этому району [Степаненко и др., 2003].

В полных разрезах пласт $Ю_1^2$ отделен от нижележащего $Ю_1^3$ алевритовым слоем мощностью до 6 м (см. рис. 18, 19). На каротажных диаграммах он обособливается по уменьшению отклонения ПС от линии глиен (по сравнению с выше- и нижезалегающими песчаниками), по понижению УЭС на диаграммах КС и ИК.

Отложения $Ю_1^2$ мощностью не более 12 м характеризуются слабой отсортированностью терригенного материала, наличием *гравия (!)*, *глауконита*, *остатков морской микро- и макрофауны* [Степаненко и др., 2003]. Как правило, он характеризуется худшими коллекторскими свойствами по сравнению с другими песчаниками верхневасюганской подсвиты, что и отражается на диаграммах ПС меньшим отрицательным отклонением.

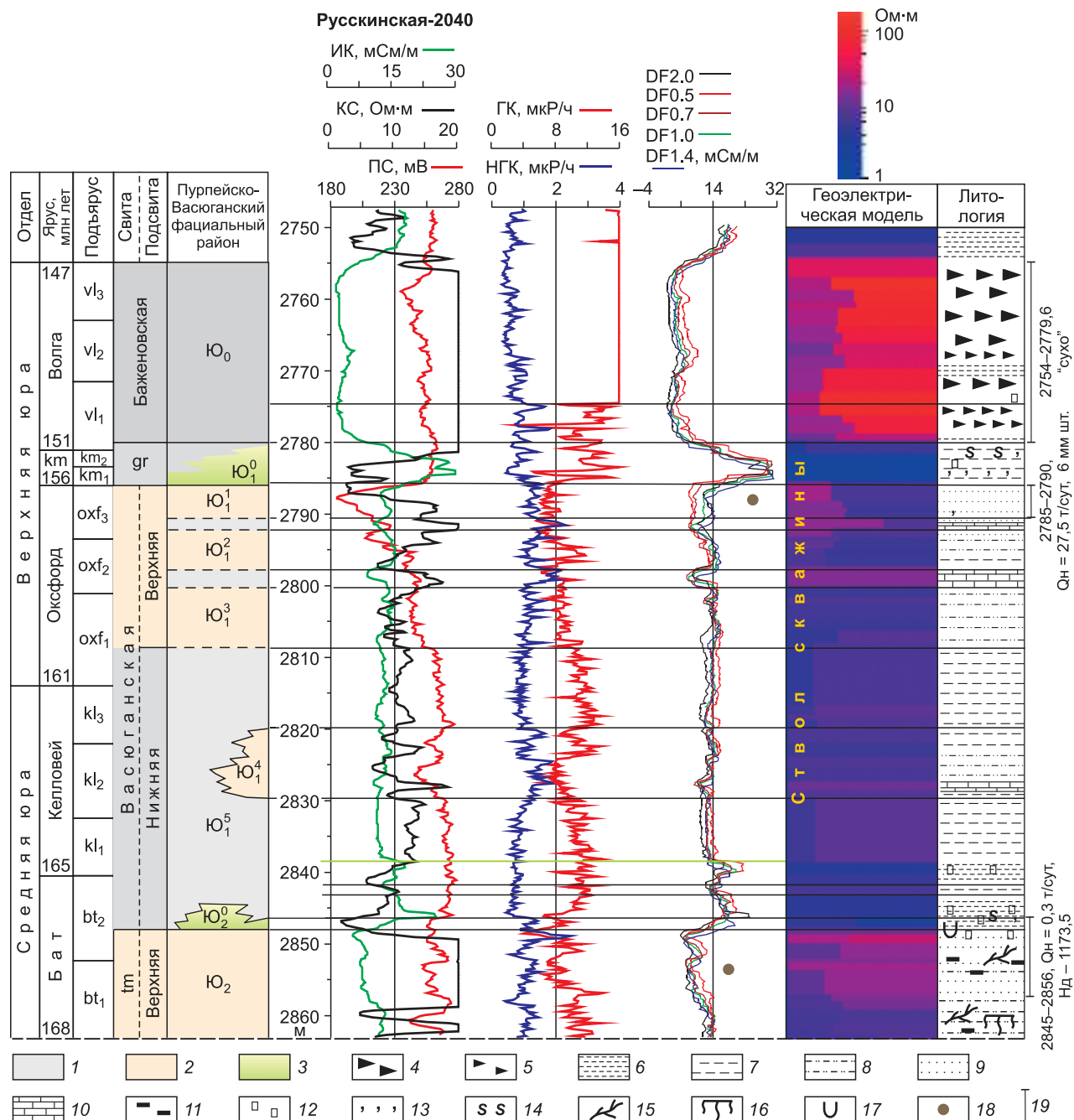
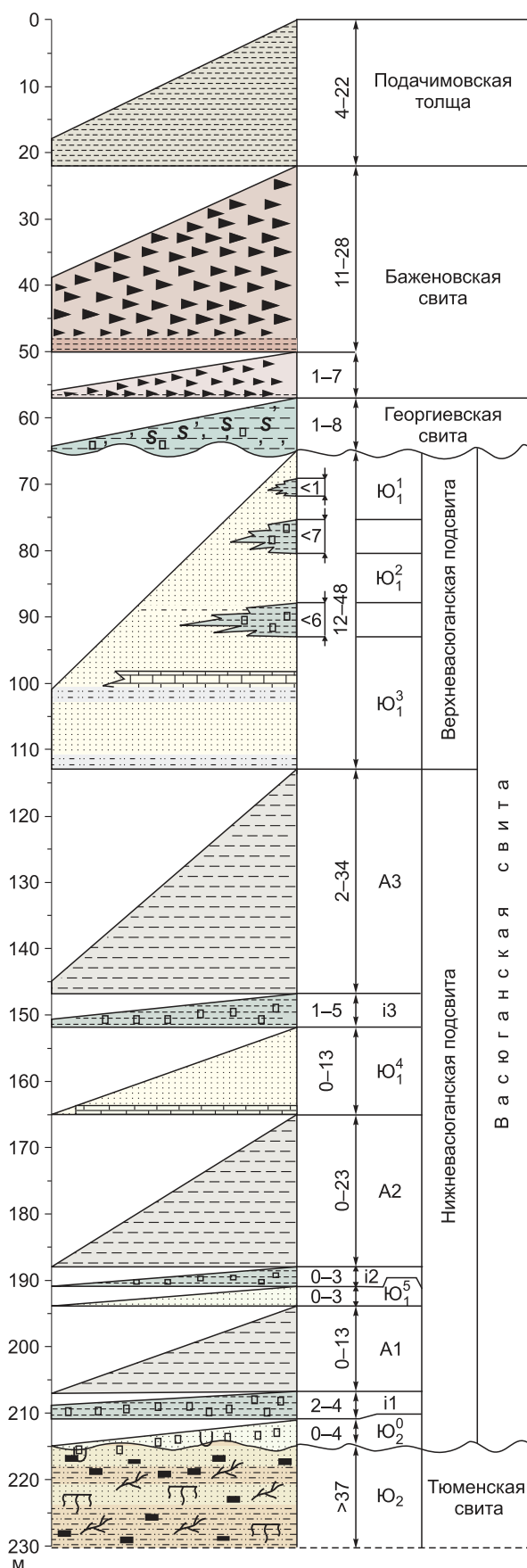


Рис. 18. Сопоставление стратиграфической схемы келловей и верхней юры Пурпейско-Васюганского фациального района, каротажных диаграмм, геоэлектрической модели и литологической колонки, скв. Русская-2040, по [Павлова, 2008]:

tm – тюменская, gr – георгиевская свиты; 1 – флюидопор; 2 – коллектор; 3 – толща с повышенным содержанием железистых минералов; 4–7 – битуминозные, слабобитуминозные, тонкоотмученные, алевритистые аргиллиты; 8 – алевриты; 9 – песчаники; 10 – карбонаты; 11 – углистость; 12 – пирит; 13 – глауконит; 14 – сидерит; 15 – углефицированный растительный детрит; 16 – ризоиды (остатки корневой системы растений); 17 – ходы илоедов; 18 – нефтенасыщенность; 19 – интервал испытания (м), дебит, динамический уровень, штуцер.



Песчаник пласта Ю_1^2 от выше-лежащего Ю_1^1 часто отделен алевритоглинистым слоем мощностью до 7 м (см. рис. 19), характеризующимся теми же признаками, что и слой, разделяющий песчаники Ю_1^2 и Ю_1^3 . Иногда, вследствие размыва и глубокой переработки подстилающих отложений наступающей трансгрессией, этот слой и верхняя часть пласта Ю_1^2 отсутствуют, и песчаники не разделяются.

Пласт Ю_1^1 выделяется в верхней части васюганской свиты и хорошо выявляется по ГИС (см. рис. 18). Он первый по счету от флюидопора – георгиевской свиты – и распространен на всей территории исследования. Пласт представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием песчаников. Мощность локальных прослоев аргиллитов иногда достигает 1 м. Общая мощность пласта изменяется от 1 до 22 м.

Мощность верхневасюганской подсвиты изменяется от 12 м на юго-востоке (скв. Савуйская-4252) до 48 м на северо-западе (скв. Рускинская-206) района. Общая мощность васюганской свиты варьирует в пределах от 53 м (скв. Северо-Варенская-2007) до 75 м (скв. Рускинская-457).

В верхней части васюганской подсвиты на диаграммах длинных зондов ВИКИЗ (DF14, DF20) наблюдается уменьшение кажущихся УЭС, обусловленное влиянием вышележащих высокопроводящих *глауконитовых алевритоглинистых* пород геор-

Рис. 19. Обобщенный схематичный геологический разрез келловей-верхнеюрских отложений Русской площади, по [Павлова, 2008].

Баженовские отложения: 1 – высокорadioактивные, 2 – низкорadioактивные; 3 – прослои алевритоглинистых отложений; 4 – прослои глин с пониженным УЭС. Остальные усл. обозн. см. на рис. 18.

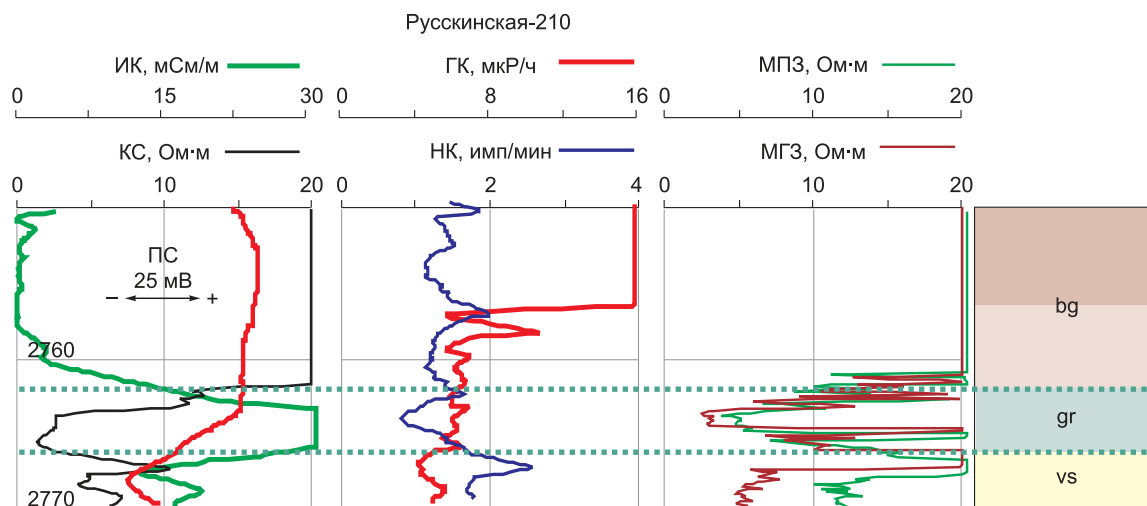


Рис. 20. Выделение георгиевской свиты на каротажных диаграммах, скв. Русскинская-210, по [Павлова, 2008].

Свиты: bg – баженовская, gr – георгиевская, vs – васюганская.

гиевской свиты (см. рис. 18). Георгиевская свита на каротажных диаграммах ИК и КС выделяется по резкому понижению кажущихся УЭС при полном отсутствии дифференциации на диаграмме ПС (см. рис. 17, 18, 20). Значение гамма-активности у нее больше, чем у залегающих ниже аргиллитов нижневасюганской подсвиты, но меньше, чем у перекрывающих отложений баженовской свиты. Довольно часто, но не всегда, кривые микроградиент- и микропотенциал-зондов сливаются в одну практически прямую линию (МГЗ и МПЗ на рис. 20). Мощность свиты обычно составляет 2–7 м, в районе она изменяется от 1 м (скв. Федоровская-2004) до 8 м (скв. Русские-221, 228, 229).

Если георгиевская свита в разрезе отсутствует, то верхнюю границу васюганской свиты принято проводить по подошве литологически устойчивого репера – баженовской свиты. По своим физическим параметрам, а именно: значениям КС от 5 до 500 Ом·м, отсутствию отрицательных аномалий ПС (кроме трещиноватых разностей), высокой естественной гамма-активности (свыше 16 мкР/ч), низким скоростям акустических волн она резко отличается от выше- и нижележащих пород (см. рис. 17, 18). Интервалы с высокими значениями КС не всегда совпадают с положительными аномалиями ГК – последние часто бывают “сдвинуты” вверх на 5–10 м (см. рис. 17, 18, 20).

Описанная выше геоэлектрическая модель васюганской свиты служила основой детальной корреляции скважин с использованием основных положений системно-литологического подхода. Для этого были использованы материалы 66 разведочных и 272 эксплуатационных скважин.

В зоне эксплуатации профили пересекали 147 скважин, наиболее полно вскрывших изучаемые отложения. Они использованы для построения каркаса корреляционных профилей: шести субширотных и дополнительно одного субмеридионального, увязывающего их между собой (рис. 21).

Обычно при корреляции верхнеюрских отложений диаграммы “выравнивают” на подошву баженовской свиты. Однако в данном случае М.А. Павлова использовала поверхность подошвы георгиевской свиты, однозначно идентифицируемую на диаграммах и распространенную во всех скважинах района. В качестве маркирующего горизонта вполне обоснованно приняты массивные аргиллиты, соответствующие финалу трансгрессии (янская пачка, “ядро” циклита, по [Гришкевич, 2005]) и этапу стабили-

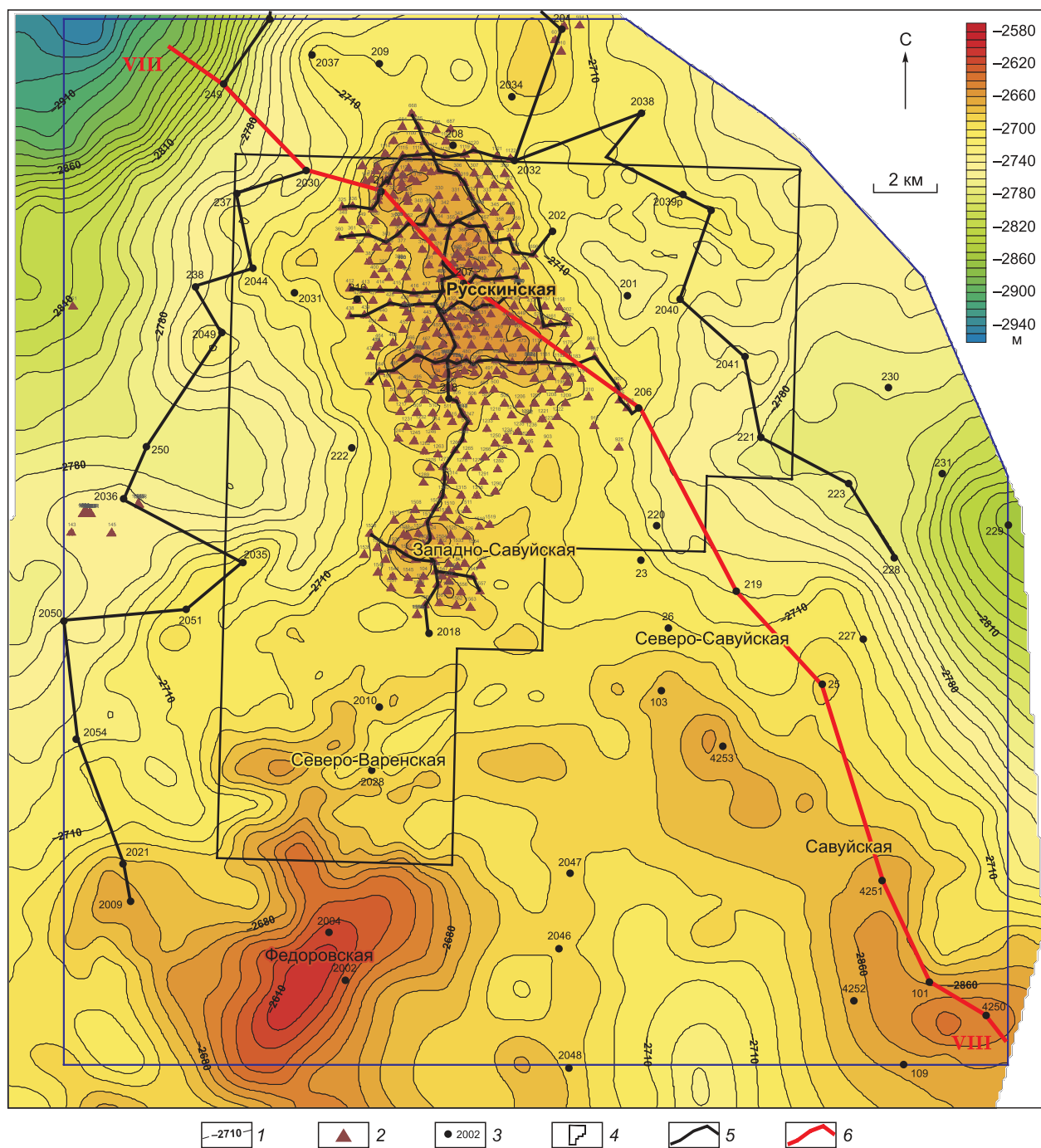


Рис. 21. Обзорная карта Рускинского месторождения, по [Павлова, 2008]:

1 – изолинии структурной карты по кровле горизонта Б; 2 – эксплуатационные скважины; 3 – разведочные скважины; 4 – контур работ 3-D; 5 – профили; 6 – профиль VIII–VIII.

зации тектонического режима [Карогодин, 1990, 2005]. Характерная особенность этой маркирующей пачки – уверенное выделение их по комплексу ГИС, что весьма важно при корреляции разрезов скважин. Пачка характеризуется минимальными значениями УЭС на диаграммах КС и ПС и максимальными положительными значениями по диаграммам ПС. Особенно четко они выделяются увеличением удельной электропроводности по данным ИК. На кривых радиоактивного каротажа отмечается низкими и средними значениями естественной радиоактивности. На кавернограмме эта пачка аргиллитов часто выделяется повышенными значениями кавернозности. Использовать ее в качестве границы репера-маркера для корреляции юрско-меловых отложений впервые предложено Ю.Н. Карогодиным [1974], нижнемеловых отложений – В.Н. Бородкиным с соавторами [1978], а в дальнейшем этот метод использовали А.А. Нежданов с соавторами [1990] для корреляции разрезов и построения схемы цикличности мезозойско-кайнозойских отложений Западной Сибири, В.Ф. Гришкевич [2005] для разработки циклостратиграфической схемы Западно-Сибирского осадочного бассейна и многие другие геологи.

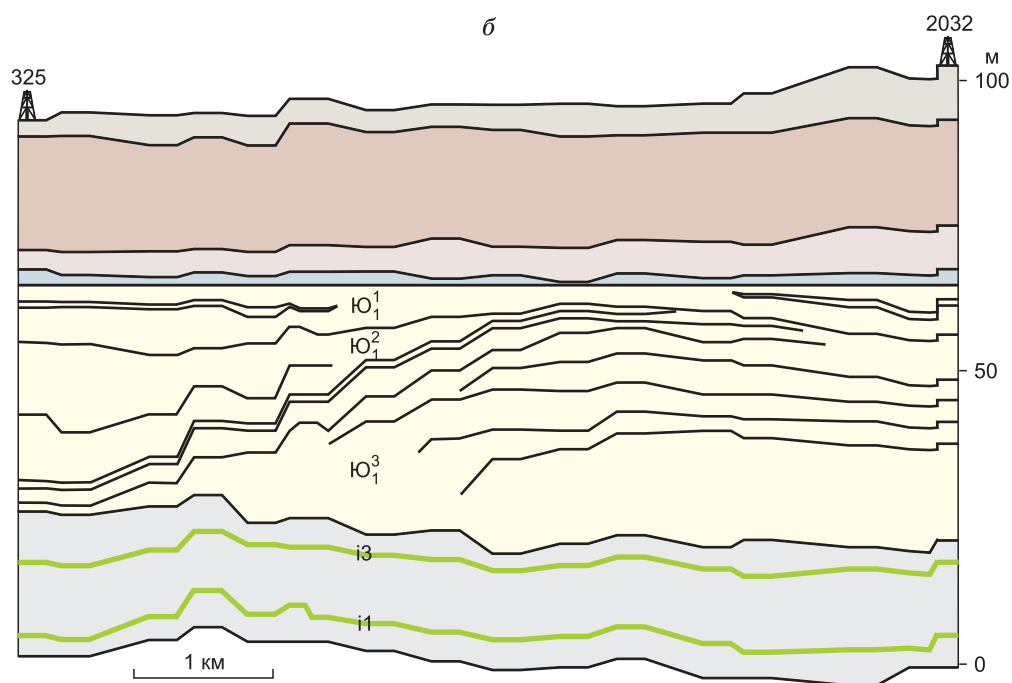
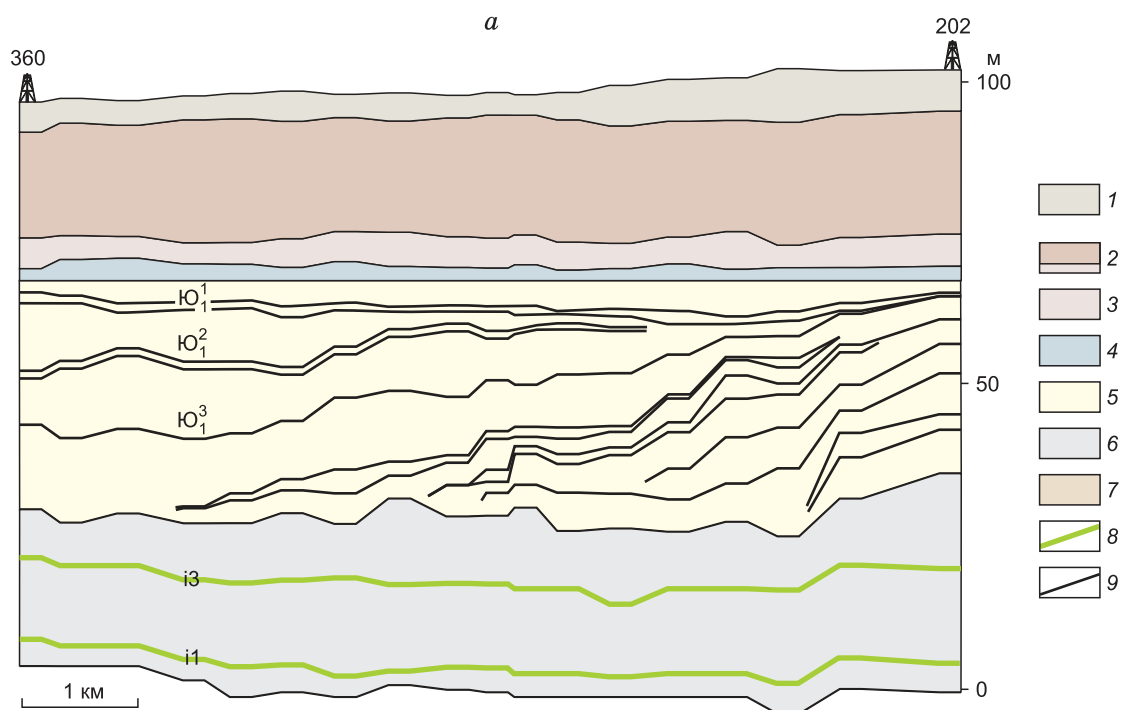
При наличии в нижней части нижневасюганской подсвиты базального песчаника Ю₂⁰ (i1 на рис. 19) этот репер отчетливо опознается непосредственно над ним. Он соответствует “чистым”, наиболее глубоководным глинам [Белослудцев, 2006а], содержащим остатки пиритизированных водорослей, тонкостенные раковины двустворок, а также белемниты, реже аммониты средне-позднекекловейского и оксфордского возраста [Нежданов, 1990].

Выше по разрезу свиты выделяются еще до трех пачек “чистых” глин (i1, i2 и i3, см. рис. 22) со сходными промыслово-геофизическими характеристиками вышеописанной пачки. Они также использованы при детальной корреляции в качестве реперов. Особенно четко их границы проявляются на кривых индукционного каротажа зонами пониженного УЭС.

На шести субширотных разрезах (см. рис. 21) выделены и прослежены все реперные границы, обладающие устойчивыми геофизическими параметрами (УЭС, радиоактивность, плотность и т. д.). Полученные разрезы были увязаны между собой и с субмеридиональным профилем VIII–VIII. В таблице указаны номера скважин, использованные при построении.

Таблица

Профиль	Скважины на профиле	Число скважин на пересечении профилей	Длина профиля, м
Субширотные профили			
1520–1557	1520–2013–1529–1537–1538–1539–105–106–1549–1557	10	4500
1196–206	1196–484–485–486–487–478–476–135–480–136–481–482–483–518–1181–1182–1183–867–907–875–1213–921–206	23	9850
438–1162	438–439–428–429–430–431–125–432–126–433–127–434–435–422–423–424–1157–1167–1161–1162	20	8085
412–410	412–413–414–415–416–417–418–419–207–406–124–407–408–409–410	15	5700
360–202	360–361–362–363–364–352–353–341–354–355–343–356–357–370–371–384–696–202	18	8400
325–2032	325–336–337–116–113–314–114–302–1115–1116–1117–1118–1119–1120–1121–1122–2032	17	6500
Субмеридиональный профиль			
2018–668	2018–1560–1554–108–105–1539–1531–2011–1524–1515–1509–1300–1313–1277–1264–1248–516–1247–512–505–218–497–137–479–469–456–444–431–418–405–392–119–367–355–343–344–332–319–306–305–1117–1101–685–668	44	18670



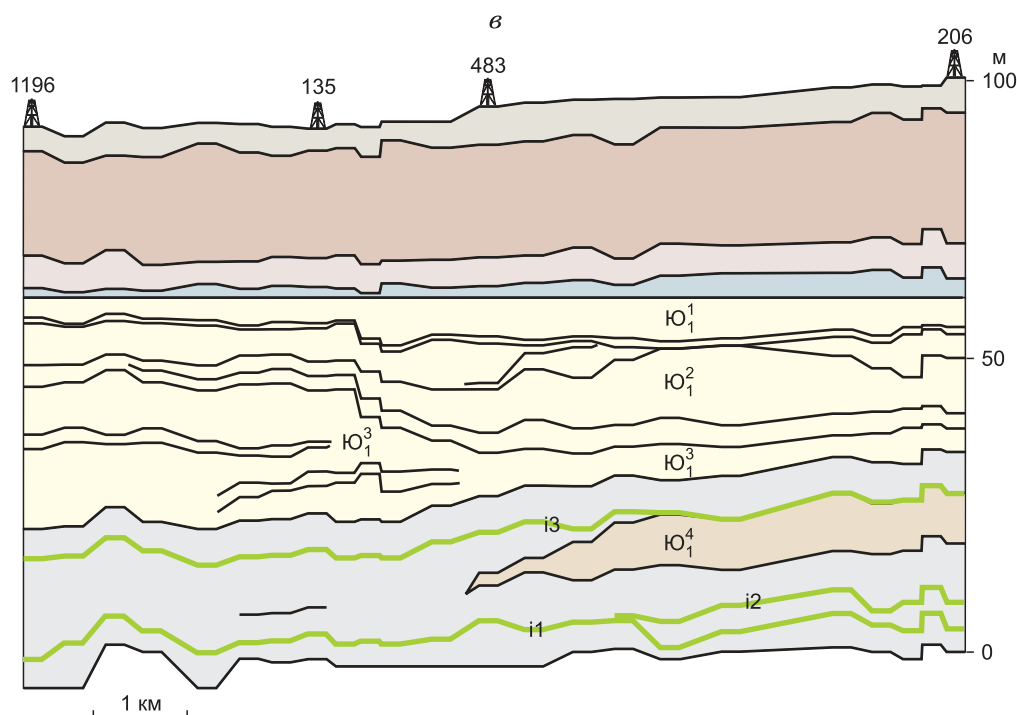


Рис. 22. Схематический корреляционный разрез келловей-верхнеюрских отложений по субширотным профилям V-V (а), VI-VI (б), II-II (в) Рускинской площади, по [Павлова, 2008]:

1 – подачимовская толща; 2–7 – келловей-верхнеюрские отложения (сверху вниз): 2 – баженовская свита, 3 – низкорadioактивная часть баженовской свиты; 4 – георгиевская свита, 5 – верхневасюганская подсвита, 6 – нижневасюганская подсвита, 7 – песчаный пласт Ю⁴₁; 8 – кровли слоев с пониженным УЭС; 9 – геологические границы.

Для облегчения восприятия на рисунках профилей оставлены только корреляционные линии по разрезам эксплуатационной зоны Рускинского месторождения. На субширотных профилях V-V (рис. 22, а), VI-VI (см. рис. 22, б) явно видно клиноформное строение свиты.

В профиле II-II (см. рис. 22, в) закартировано полное выклинивание пласта Ю⁴₁ в западном направлении. В том же направлении наблюдается последовательное прилегание Ю³₁ (см. рис. 22, а), затем и Ю²₁ (см. рис. 22, б) к подошве пласта Ю¹₁, с перекрытием одного другим. Это дает основание для предположения, что пласт Ю¹₁ является в разрезе данного района базальным образованием вышележащего георгиевского стратона. Хотя М.А. Павлова считает, что это не прилегание пласта (по П.Ю. Белослудцеву [2006б]), а срезание его “отложениями пласта Ю¹₁”. Признание несогласного залегания самого верхнего пласта (как и нижележащего Ю²₁) также можно трактовать в пользу его базальной природы, трансгрессивного характера (в отличие от нижележащих отложений), хотя М.А. Павлова считает и пласт Ю²₁ трансгрессивным, а контакт с подошвой вышележащего пласта и его отсутствие восточнее объясняет размывом, а не прилеганием. По литолого-палеонтологическому описанию, наличию гравия, глауконита, остатков морской микро- и макрофауны [Степаненко и др., 2003], как отмечалось выше, это явно морские, базальные отложения. Однако явное “ныряние” Ю²₁ (в отличие от субгоризонтально-параллельного залегания пласта Ю¹₁) – определенный признак клиноформного его характера (см. рис. 22, б). Не исключено, что данное противоречие связано с различной индексацией пластов, как будет продемонстрировано ниже на примере более протяженных профилей Широкого Приобья.

Описанное выше строение васюганского стратона, как и всего келловей-верхнеюрского разреза, М.А. Павлова называет “наклонным залеганием” слоев, в отличие от официально принятого “субгоризонтально-параллельного” [Решение..., 2004]. На самом деле это типично клиноформное строение. Долгое, устойчивое непризнание клиноформного строения юрского разреза вполне объяснимо с позиций системно-литологического подхода, как будет объяснено ниже. Явное клиноформное строение рассматриваемого стратона подтверждается и набором карт мощностей песчаных пластов, построенных М.А. Павловой. На них отражено “продвижение”, “ныряние” пластов и реперных границ на северо-запад с последовательным налеганием друг на друга (рис. 23).

Такова электрофизическая модель “местного” васюганского стратона-свиты северо-восточной части Сургутского свода и одноименного НГР Среднеобской НГО. Отличия модели одноименного *регионального литомостратона* (циклита) от модели свиты заключаются в следующем.

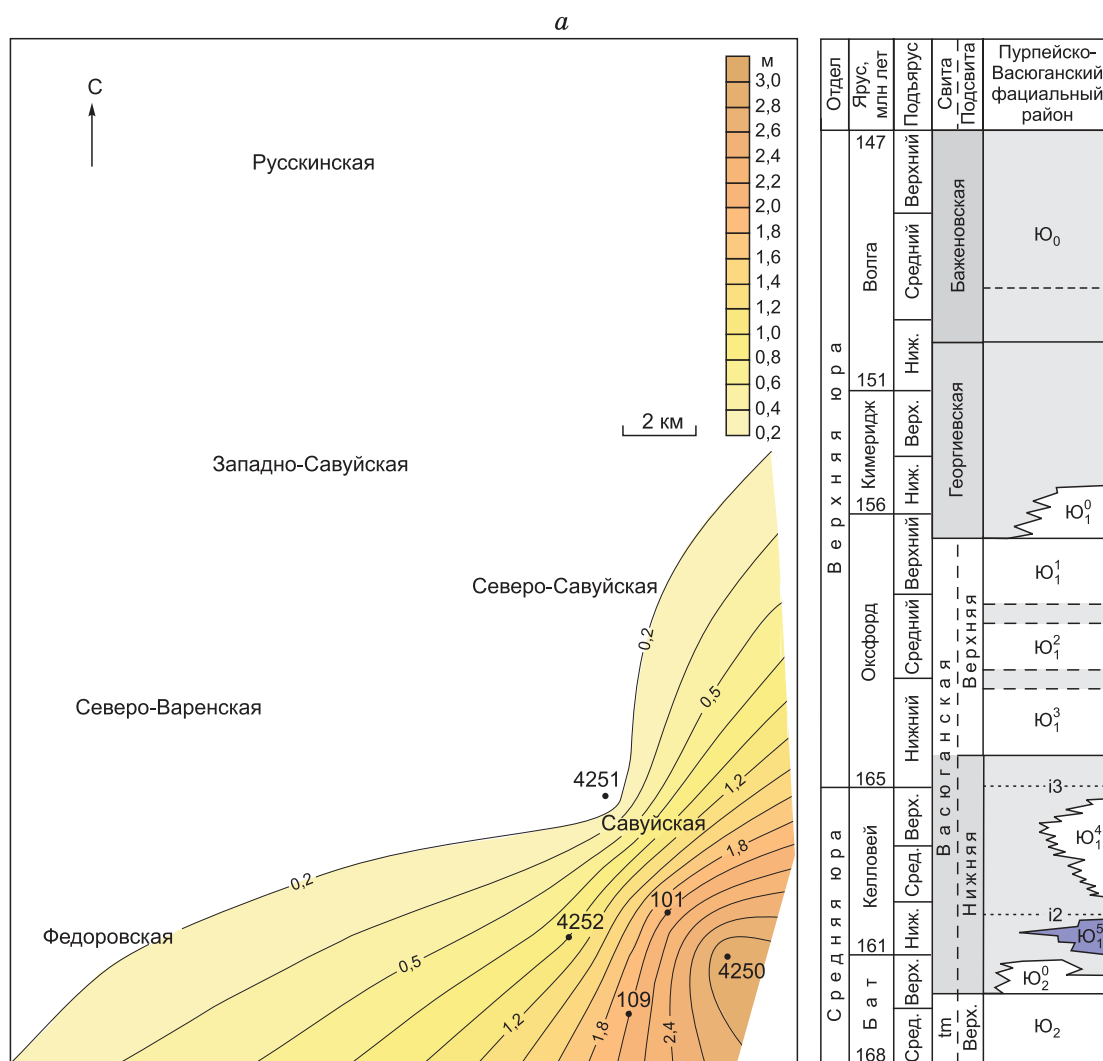


Рис. 23. Карта толщин песчаника Ю₁⁵ (а) и Ю₁⁴ (б) Рускинской площади, по [Павлова, 2008]:

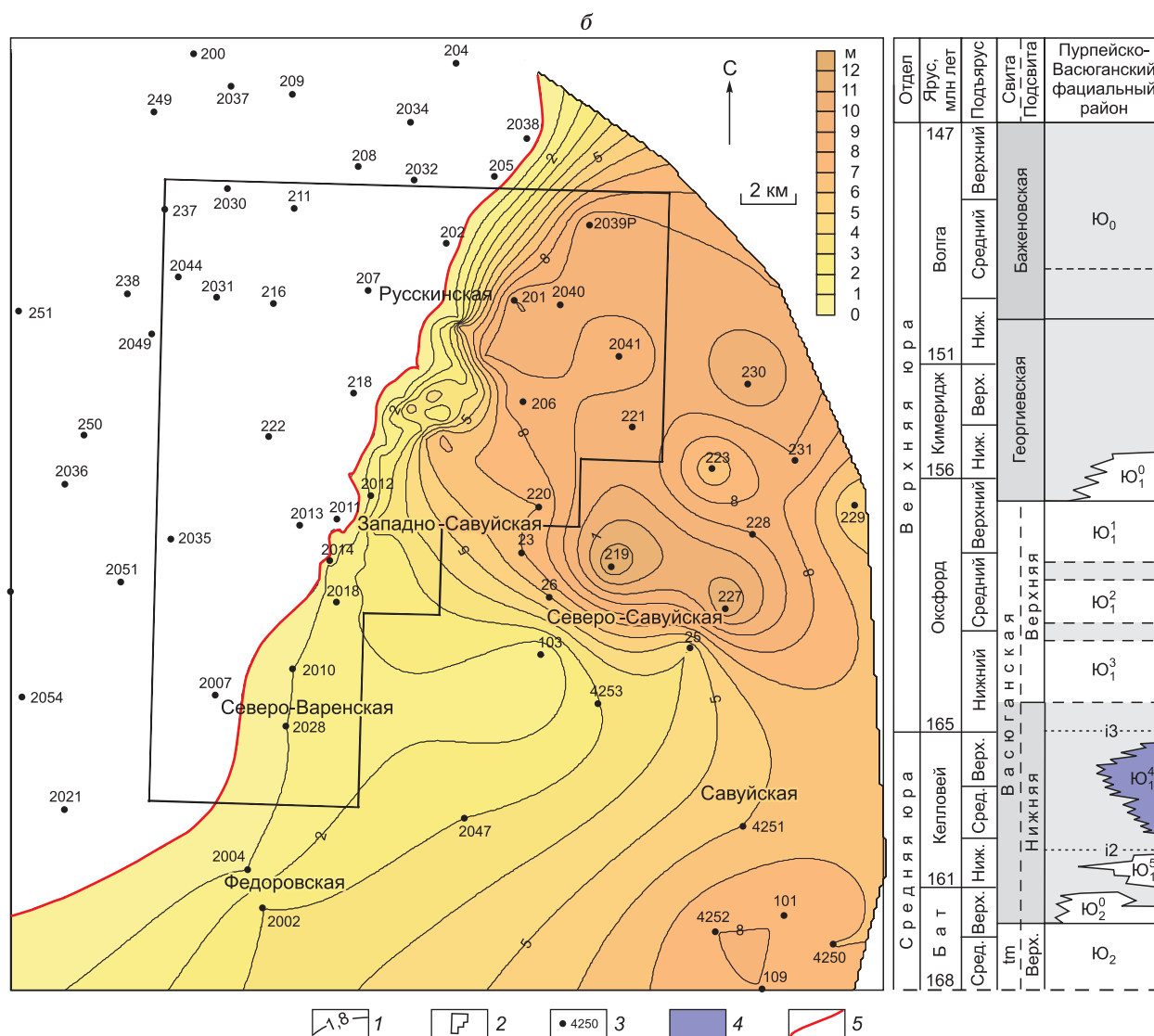
1 – изопакиты, 2 – контур работ 3D, 3 – разведочная скважина, 4 – расположение картируемых отложений, 5 – линия выклинивания песчаника.

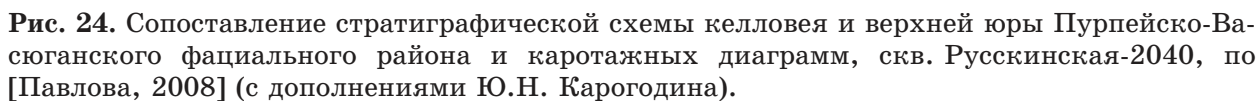
• Верхняя его граница, вероятнее всего, проходит по кровле пласта $Ю_1^2$, а $Ю_1^1$ – явно базальный пласт следующего, георгиевско-сиговского литмостратона (георгиевской свиты).

• Граница между трансгрессивной и регрессивной частями регионального васюганского циклита проходит по кровле пачки (янской) тонкоотмученных финально-трансгрессивных глин, обозначенной на рисунках 11.

Сопряженность нефтегазоносного комплекса с литмостратоном аналогична предыдущей. В составе НГК выделяются два резервуара: нижний, базальный (с коллекторским слоем $Ю_2^0$) и верхний, клиноформный с пластами $Ю_1^{4-5}$ – $Ю_1^2$ (рис. 24).

Несмотря на весьма высокое качество геофизического материала и профессиональное описание промыслово-геофизической модели васюганского стратона, в работе есть один недостаток. Он связан с территориальной ограниченностью района исследования, которая может быть восполнена работами П.Ю. Белослудцева [Белослудцев, 2006а,б; Белослудцев и др., 2006] по обширной территории Широкого Приобья той же Среднеобской НГО (рис. 25). В ней, несмотря на принципиальную общность в подходе к расчленению и корреляции разрезов, имеются и отличия от вышеописанных работ Т.А. Тен и М.А. Павловой. Они носят как объективный, так и субъективный





Свиты: tm – тюменская, gr – георгиевская; 1 – флюидоупор; 2 – коллектор; 3 – толща с повышенным содержанием железистых минералов.

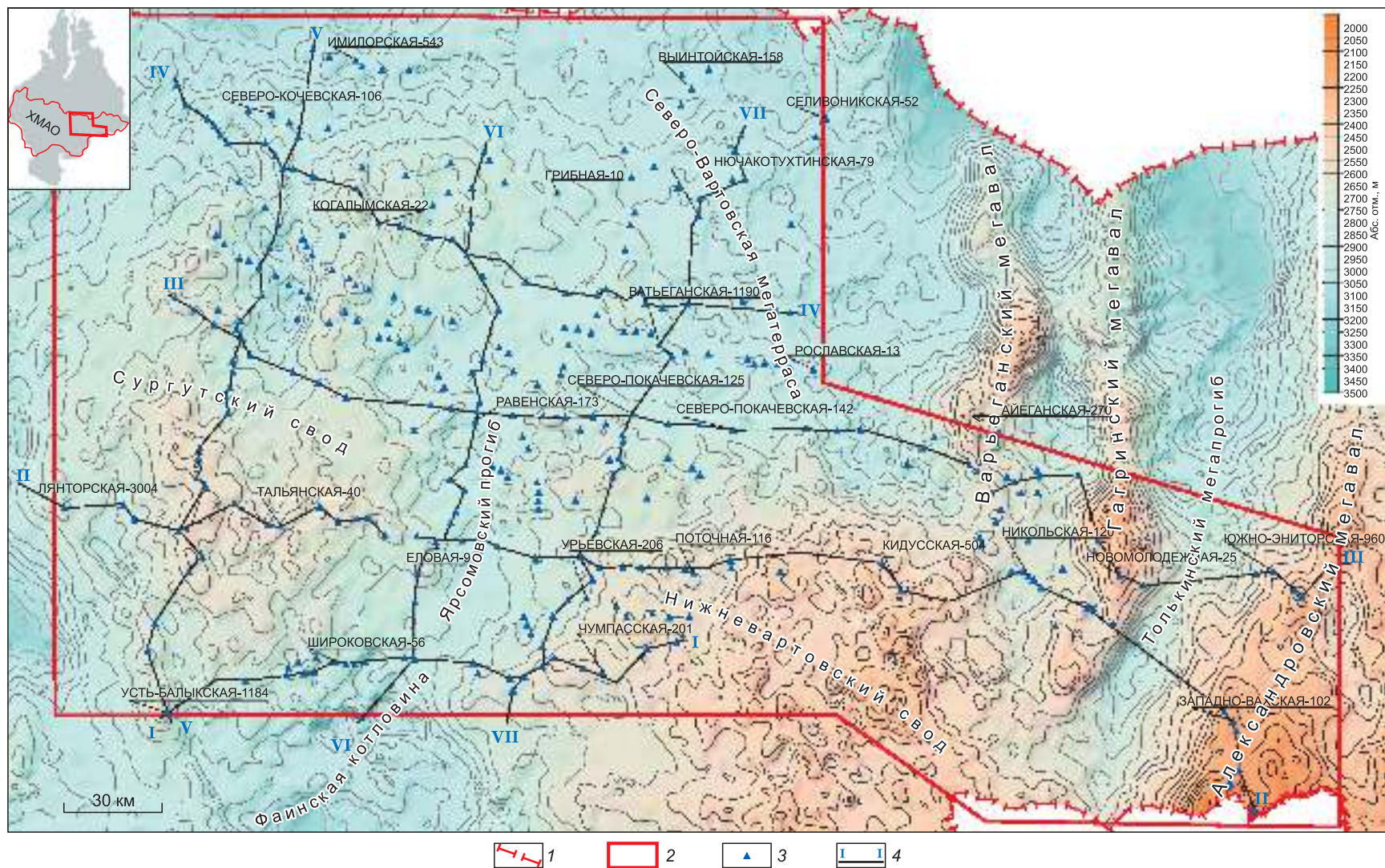


Рис. 25. Структурная карта кровли георгиевской свиты по данным ГП ХМАО “НАЦ РН им. В.И. Шпилъмана”, по [Белослудцев, 2006а,б]:

1 – административная граница ХМАО; 2 – граница района работ; 3 – скважины, использованные при корреляции пластов васюганской свиты; 4 – линии схем корреляции.

характер. Объективная причина связана с различием структурно-фациального положения изучаемых разрезов и масштабом территории исследования. Субъективность обусловлена различным стилем и требованиями к графике организаций, в которых работают исследователи, а также заказчика, для которого эта работа выполнялась. Тем не менее ясны основные особенности структуры васюганской свиты и отличия литмостратона от нее, важные для понимания структуры модели НГК. Они будут продемонстрированы в процессе краткой характеристики рассматриваемого стратона по П.Ю. Белослудцеву–Ю.Н. Кародину. В детальном промыслово-геофизическом описании его структуры нет необходимости. Оно дано выше с достаточной полнотой. Рассматриваемая территория Широкого Приобья охватывает (с запада на восток) борт Мансийской синеклизы, Сургутский свод и прилегающий к нему на востоке Ярсомовский мегапрогиб, а также значительную северную часть Нижневартовского свода (см. рис. 25).

В ее пределах пробурены тысячи скважин, в том числе сотни поисково-разведочных. В рассматриваемом НГК выявлено множество (десятки) залежей нефти. Поэтому появилась реальная возможность построить ряд субширотных и субмеридиональных профилей, используя модель васюганского литмостратона. Некоторые из них (рис. 26) целесообразно продемонстрировать в данной работе.

Субширотные профили пересекают вышеназванные крупные структурные элементы (см. рис. 25). После выполнения детальной, попластовой системно-литмологической корреляции разрезов по заданному каркасу профилей, проводилась еще дополнительно увязка разрезов по уплотненной сетке скважин между профилями и за их пределами. Анализ полученных результатов такой (“ковровой”) корреляции разрезов скважин позволяет сделать ряд важных выводов. Они существенно уточняют и дополняют представление о строении рассматриваемого стратона, отраженное в принятой стратиграфической схеме юры 2004 г., коллективной монографии [Шурыгин и др., 2000] и многих других публикациях. На большом фактическом материале убедительно подтверждаются выводы о клиноформном строении рассматриваемого стратона.

К верхним, регрессивным частям этих циклитов приурочены песчаные пласты регионального циклита. В разрезах ряда скважин (особенно восточных) выделен базальный пласт $Ю_2^0$ (см. рис. 26) в составе васюганской, или наунакской, либо тюменской (Урьевская скв. 110 и др.) свит. В самой кровле тюменской свиты отчетливо выделяется (по промыслово-геофизическим данным) в разрезах ряда площадей песчаный пласт, который принято индексировать как $Ю_2$. При целенаправленном изучении он может оказаться базальным, как описано выше. Пахомовскую пачку в разрезах Среднеобской НГО не принято выделять.

В самом основании разреза васюганской свиты над пластом $Ю_2^0$ достаточно отчетливо выделяется на электрокаротажных диаграммах маломощная пачка “тонкоотмученных” низкоомных глин (янская) финала трансгрессии.

В верхней, регрессивной половине стратона (в полном обобщенно-сводном разрезе) выделяются восемь песчаных пластов – от $Ю_1^{1a}$ до $Ю_1^6$. Это увеличение, по сравнению с их количеством (до четырех) в официально принятой схеме (субгоризонтально-параллельной, “блинной” модели) и в большинстве частных, обусловлено опознанием клиноформного строения разреза. Принятое официально число пластов до четырех кажущееся, потому что вместо одного выклинившегося пласта на более высоком стратиграфическом уровне появляется новый, более “молодой”. Таким образом, сохраняется общее количество пластов в разрезе. Присвоение номера исчезнувшего пласта новому становится ошибочным. А индексация, в которой самый верхний пласт (под георгиевской свитой) всегда первый, $Ю_1^1$ независимо от структурно-фациального положения разреза, неверна. Многие геологи, понимая это, соглашались на добавление

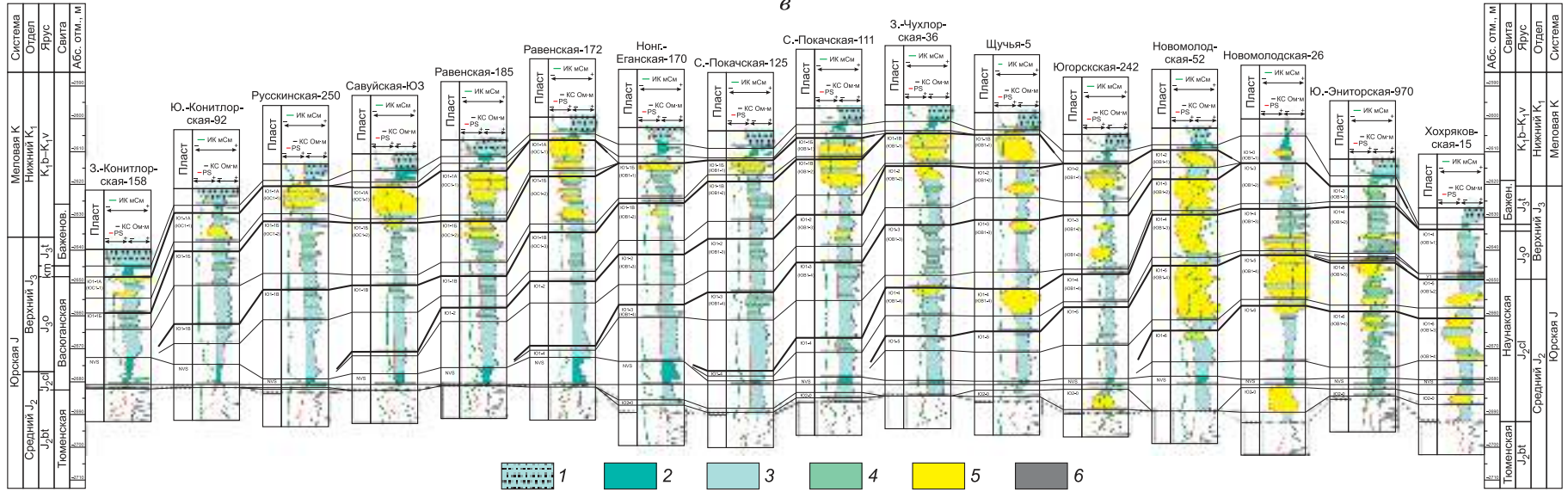
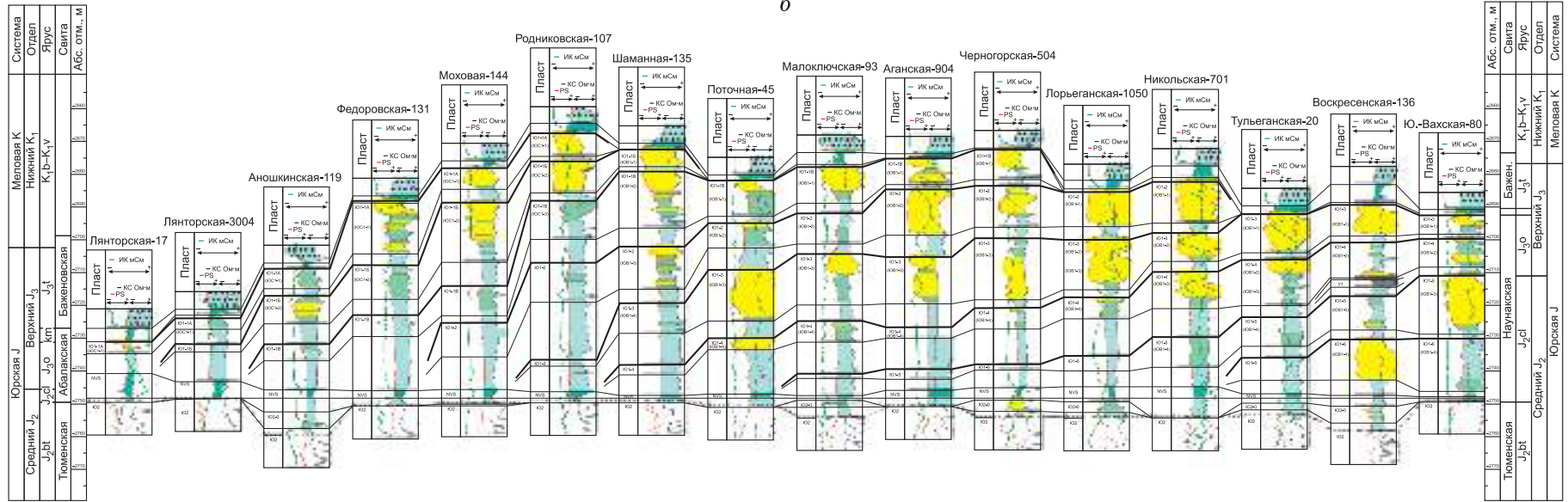


Рис. 26 (окончание).

аббревиатуры от названия нефтегазоносного района (ЮС – Сургутский, ЮВ – Вартовский и т. д.). Поэтому нумерация П.Ю. Белослудцева не соответствует официально принятой и широко используемой в практике.

На построенных им субширотных корреляционных профилях I–I – IV–IV (см. рис. 26), увязанных с субмеридиональными V–V и VII–VII, отчетливо наблюдается с востока на запад (вкрест простираения отложений) последовательное (снизу вверх) выклинивание с налеганием друг на друга всех песчаных пластов свиты (регрессивной половины регионального циклита) вплоть до практически полного замещения их на западе глинами нижнеабалакской подсвиты (см. рис. 26, а, б). Для корреляции пластов и их картирования (с целью оценки запасов и прогноза) важно не только закартировать границу их выклинивания по падению, но выявить границу прилегания сверху, к подошве георгиевской свиты. Это и будет участком, границей его пространственного зарождения.

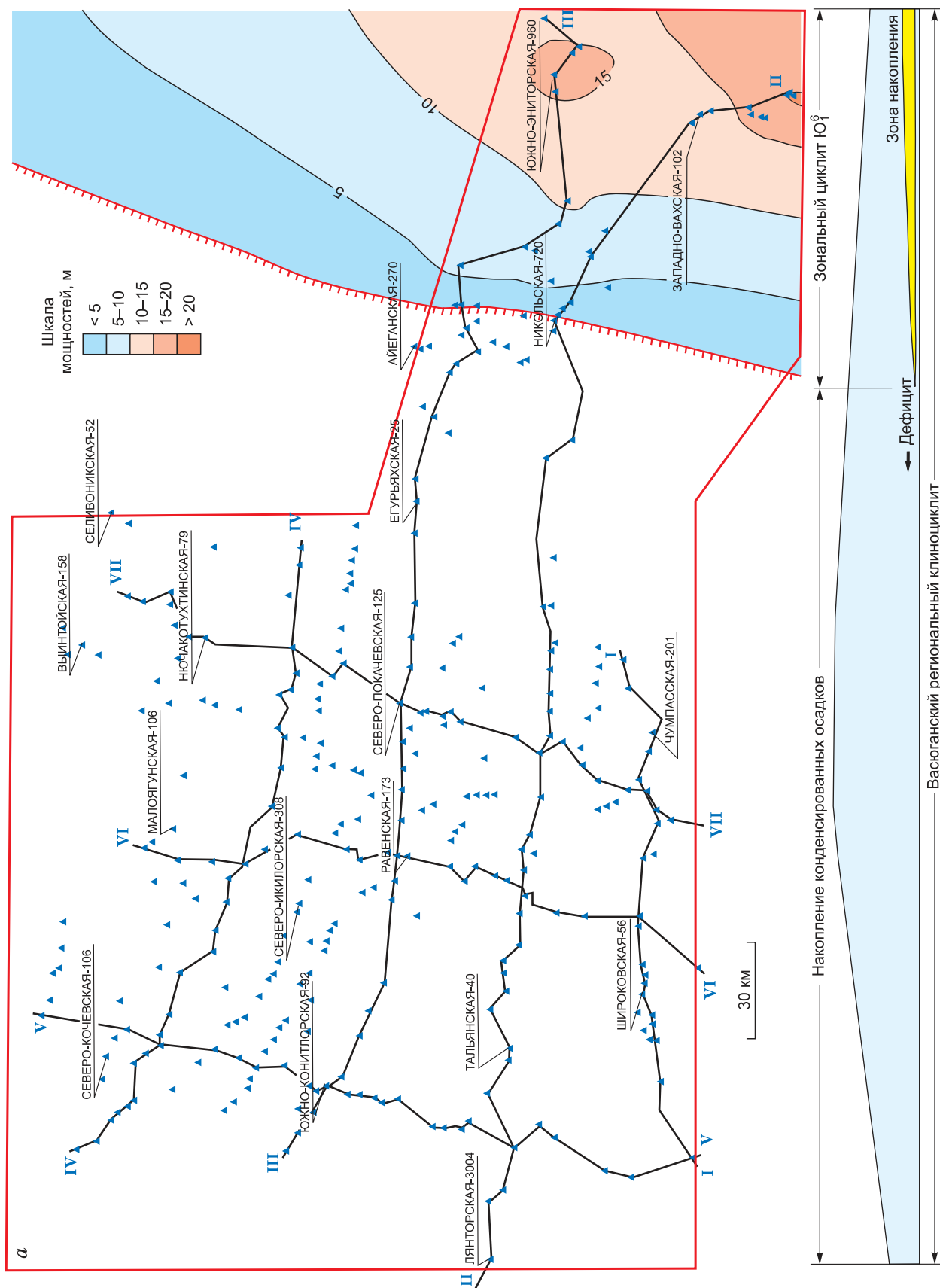
Так, например, на субширотном профиле (см. рис. 26, б) выше пласта ЮВ₁¹ (по новой индексации это пласт ЮВ₁²), западнее, в разрезе скв. Никольская-701 появляется еще один пласт с тем же индексом ЮВ₁¹ (на более высоком стратиграфическом уровне). Поэтому ему присваивается (условно) индекс Ю₁^{1б}, а в скобках оставляется принятый (ЮВ₁¹). Дальше на запад, в разрезе скв. Шаманная-135 появляется еще один более “молодой” пласт и также под индексом ЮВ₁¹. Ему присваивается индекс Ю₁¹⁶. Еще западнее, в разрезе скв. Родниковая-107 берет свое восточное начало самый верхний (“молодой”) пласт и тоже под индексом ЮВ₁¹. Ему присваивается индекс Ю₁^{1а} (см. рис. 26, б). Подобная ситуация наблюдается и на всех других широтных профилях (см. рис. 26, б, в). Именно поэтому в стратиграфически полной клиноформной модели (данного структурно-фациального района) не четыре-пять пластов горизонта Ю₁, как принято считать, а восемь.

Клиноформная модель васюганского стратона, отчетливо фиксирующаяся на корреляционных профилях, подтверждается картами изопакит пластов (рис. 27–29). На них отражено бесспорное логическое “продвижение” (с перекрытием и налеганием друг на друга) выделенных пластов с востока на запад. Понимание этого и картирование распространения каждого из пластов с последующим наполнением карт важной информацией (фациальной, структурной и палеогеоморфологической, характером изменения фильтрационно-емкостных свойств и т. д.) весьма актуально для успешного проведения как поисково-разведочных работ, так и достоверной оценки перспектив нефтегазоносности, ресурсов, подсчета запасов, оптимальной разработки месторождений.

Палеонтологические данные (рис. 30) также не противоречат клиноформному строению рассматриваемого стратона. Это еще раз подтверждает вывод, сделанный 20 лет назад, что “в целом васюганский региональный циклит по палеонтологическим данным характеризуется слабонаклонным с востока на запад к центру бассейна положением изохронных поверхностей” [Нежданов и др., 1990].

Оно подтверждается материалами сейсморазведки (рис. 31). Вероятно, В.А. Корневым [Рудкевич и др., 1988] впервые в юрском разрезе было отмечено полого-клиноформное строение сейсмокомплекса Т₁–Б (келловей-кимериджских отложений) на востоке региона. Оно выражалось в слабом наклоне с востока на запад осей синфазности отражений по отношению к горизонтальной плоскости. Сейсмофация с полого-клиноформным строением, вслед за уменьшением мощности данного сейсмокомплекса, переходила в западном направлении в сейсмофацию с параллельно-слоистым рисунком записи. Это соответствовало морским глинам абалакской свиты.

А.А. Нежданов с коллегами [1990] также отмечали, что “скважинная корреляция подтверждается сейсморазведочными данными – под отражающим горизонтом Б на широтных профилях МРВ ОГТ прослеживается серия прерывистых, слабонаклонен-



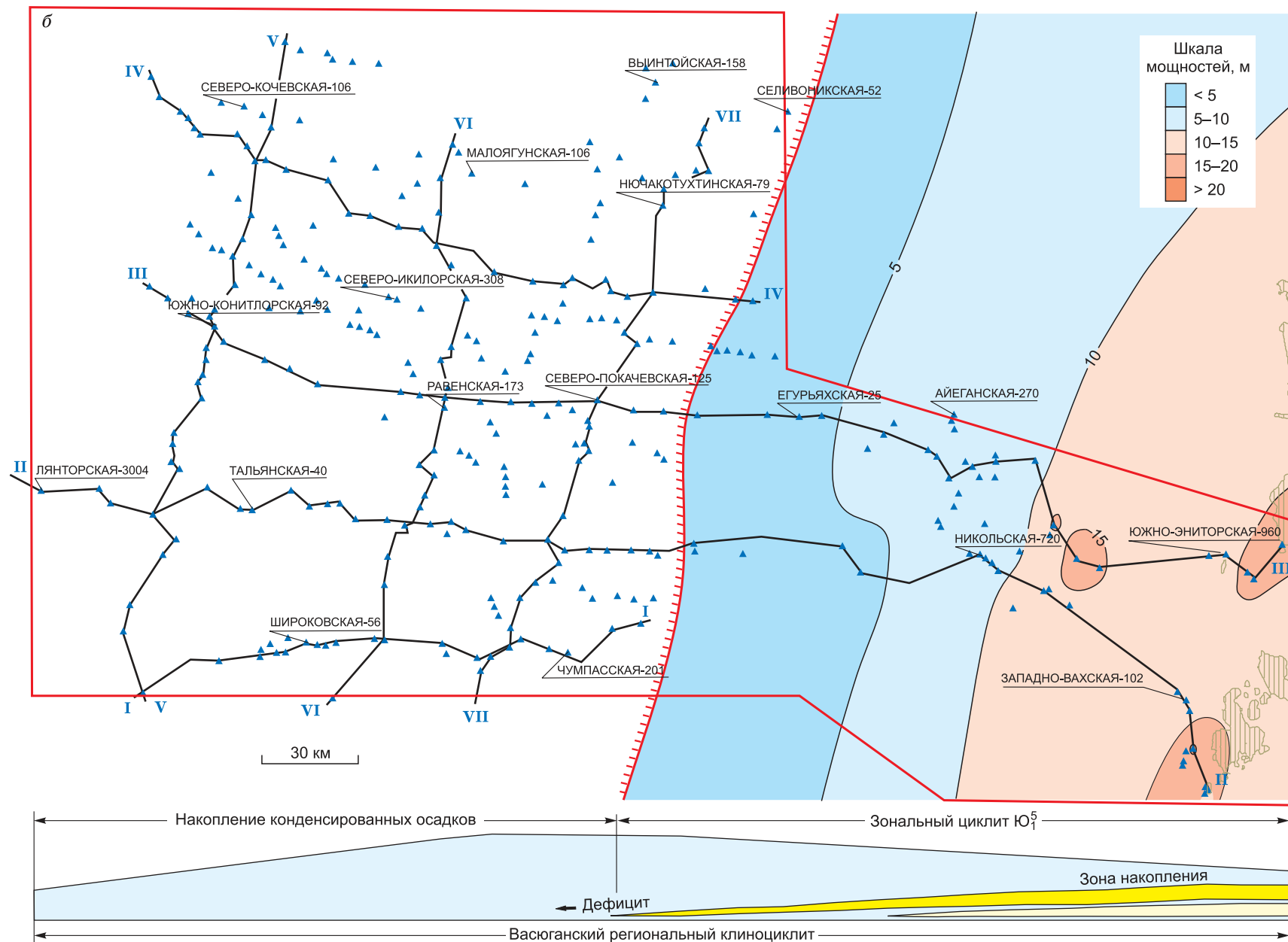
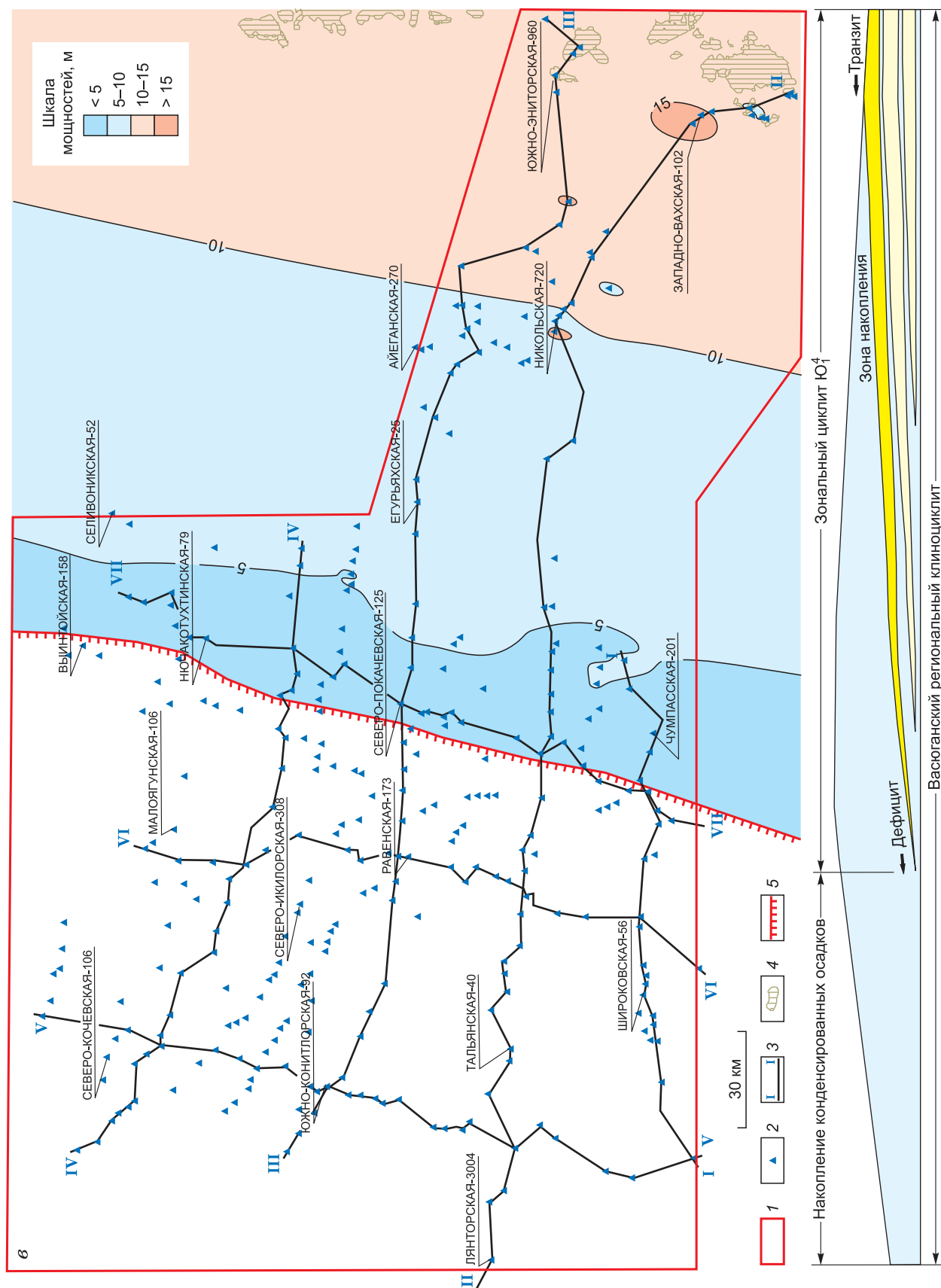


Рис. 27 (начало). Карта изопахит пласта Ю₁⁶ (а), Ю₁⁵ (б), Ю₁⁴ (в), по [Белослудцев, 2006а]:

1 – граница района работ; 2 – скважины, использованные при корреляции пластов васюганской свиты; 3 – линии схем корреляции; 4 – залежи нефти; 5 – западная граница распространения пласта.



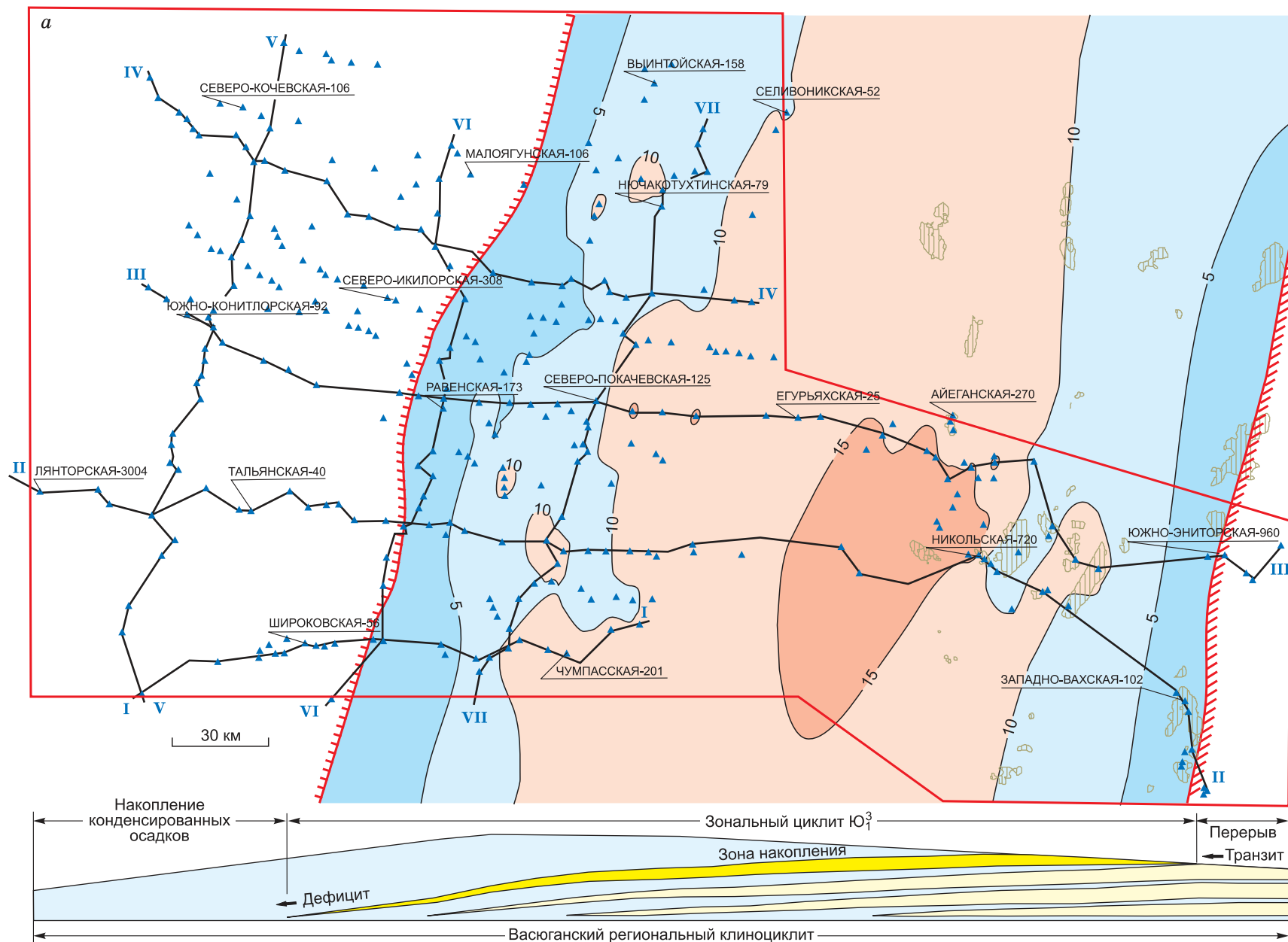
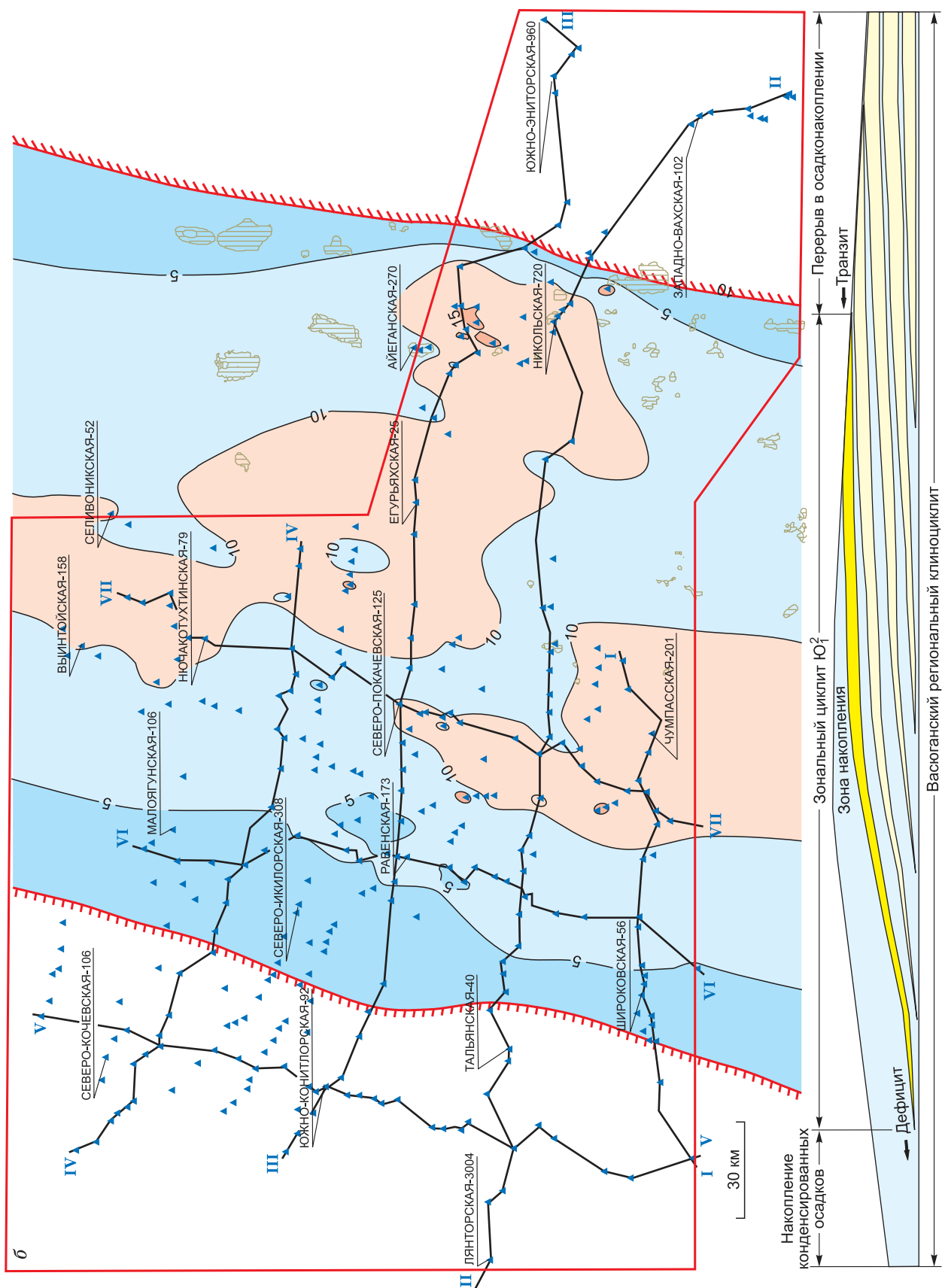


Рис. 28 (начало). Карта изопакт пласта Ю₁³ (а), Ю₁² (б), Ю₁^{1в} (в), по [Белослудцев, 2006а]:

1 – граница района работ; 2 – скважины, использованные при корреляции пластов васюганской свиты; 3 – линии схем корреляции; 4 – залежи нефти; 5 – восточная граница, 6 – западная граница распространения пласта.



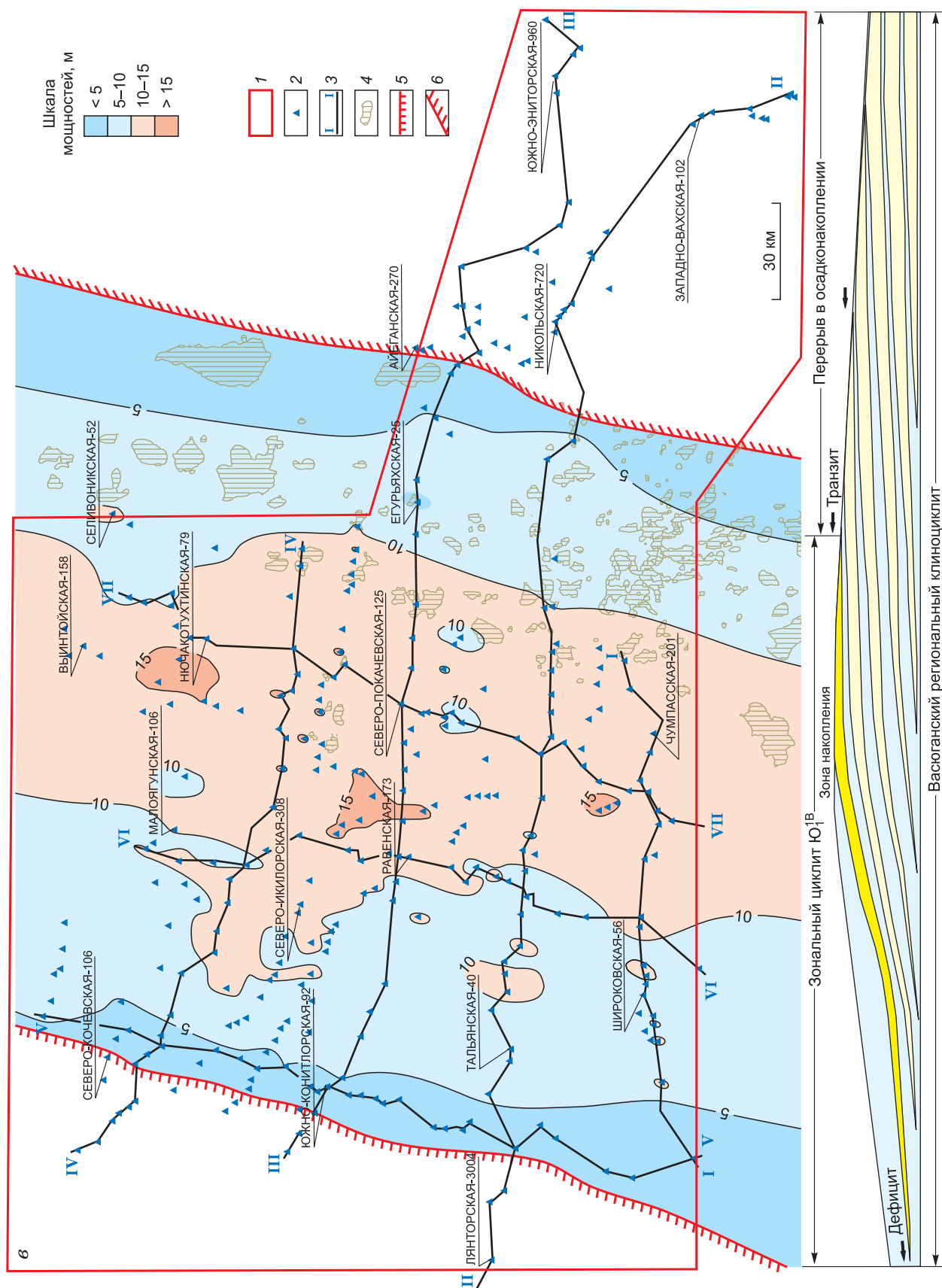
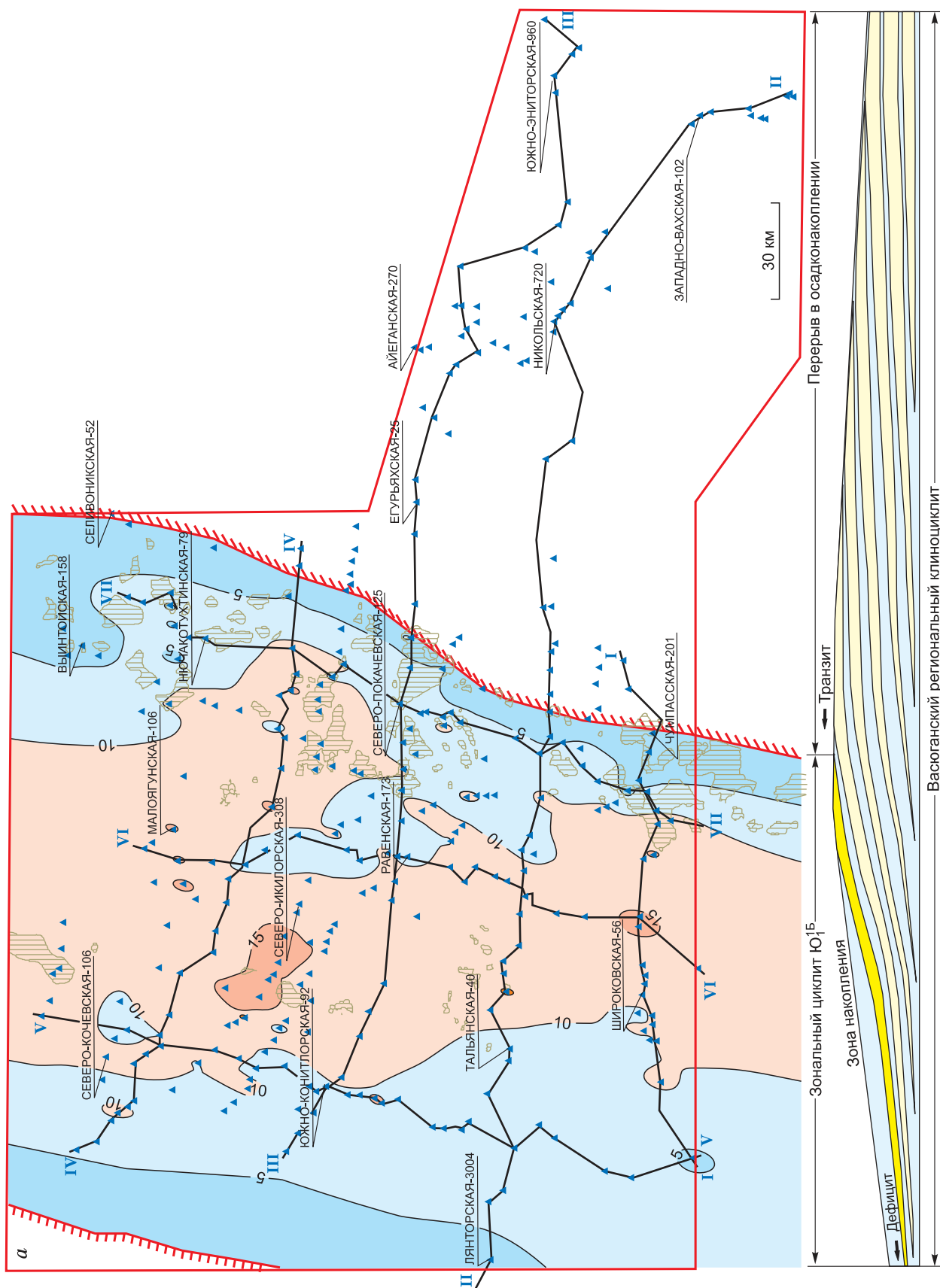


Рис. 28 (окончание).



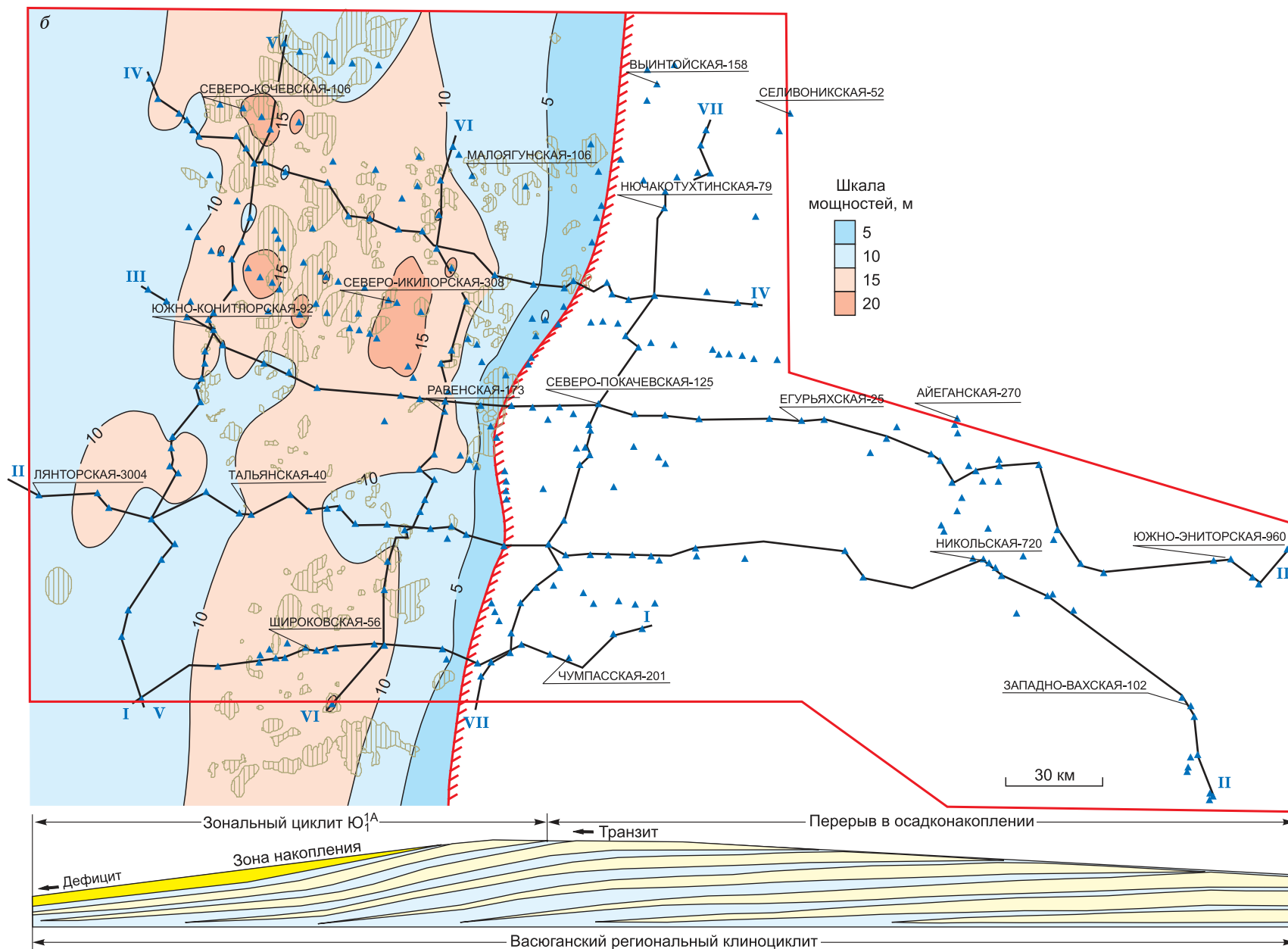


Рис. 29. Карта изопакт пласта Ю^{1₁₆} (а), Ю^{1_{1a}} (б), по [Белослудцев, 2006а].

Усл. обозн. см. на рис. 28.

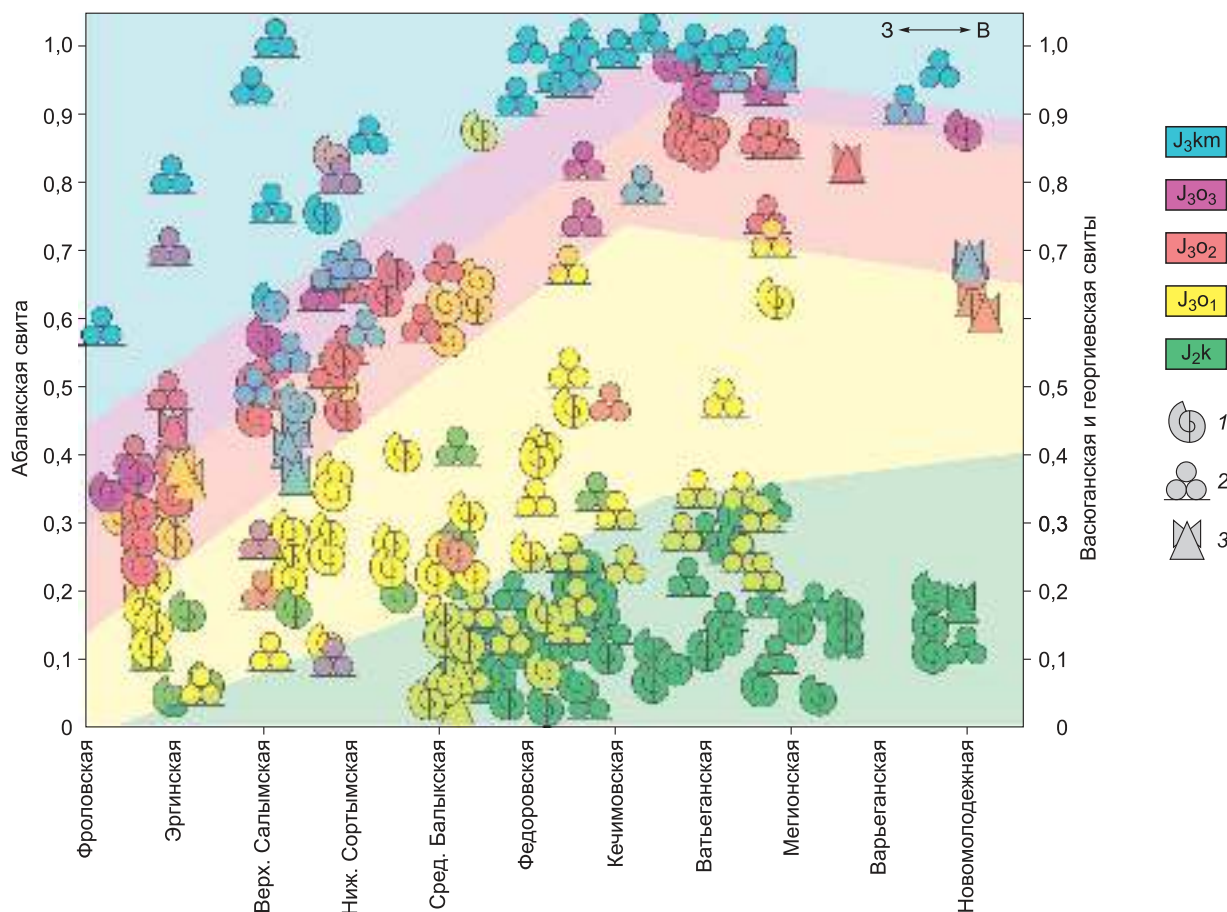


Рис. 30. Схема расположения фаунистических находок в разрезе келловей-верхнеюрских отложений Широкого Приобья, по [Белослудцев, 20066]:

1 – аммониты; 2 – микрофауна; 3 – двустворки.

ных на запад отражающих горизонтов” [с. 94–95]. Названия модели такого строения васюганской свиты разные: “косослоистая”, “косая” [Конторович и др., 2001, 2002], “пологонаклонная”, “пологоклиноформная” [Рудкевич и др., 1988], “микроклиноформная” [Мельников и др., 2000]. А суть одна – клиноформная модель. Однако несмотря на довольно многочисленные публикации, во вновь принятой (“уточненной”) и официально утвержденной стратиграфической схеме юры [Решение..., 2004], как и в коллективной монографии [Шурыгин и др., 2000] нет и намека на клиноформное строение не только васюганской свиты, но и всех юрских отложений. Ей приписано субгоризонтальное, субпараллельное (“блинное”) строение (рис. 32). И даже сиквенс-стратиграфическая модель васюганской свиты (рис. 33) [Шурыгин и др., 2000] не позволила опознать ее клиноформное строение [Sahagian et al., 1997; Шурыгин и др., 1999, 2000].

Понимание, принятие и отражение на стратиграфической схеме юры клиноформного строения васюганского стратона весьма важно как в общегеологическом плане, так и в определении особенностей структуры нефтегазоносного комплекса. Принципиальную модель клиноформного строения васюганского стратона, описанную выше, можно представить в следующем виде (рис. 34).

Электрофизическая модель НГК Широкого Приобья Среднеобской НГО и областей, прилегающих к ней с запада (Красноленинской и Фроловской НГО) и юго-восто-

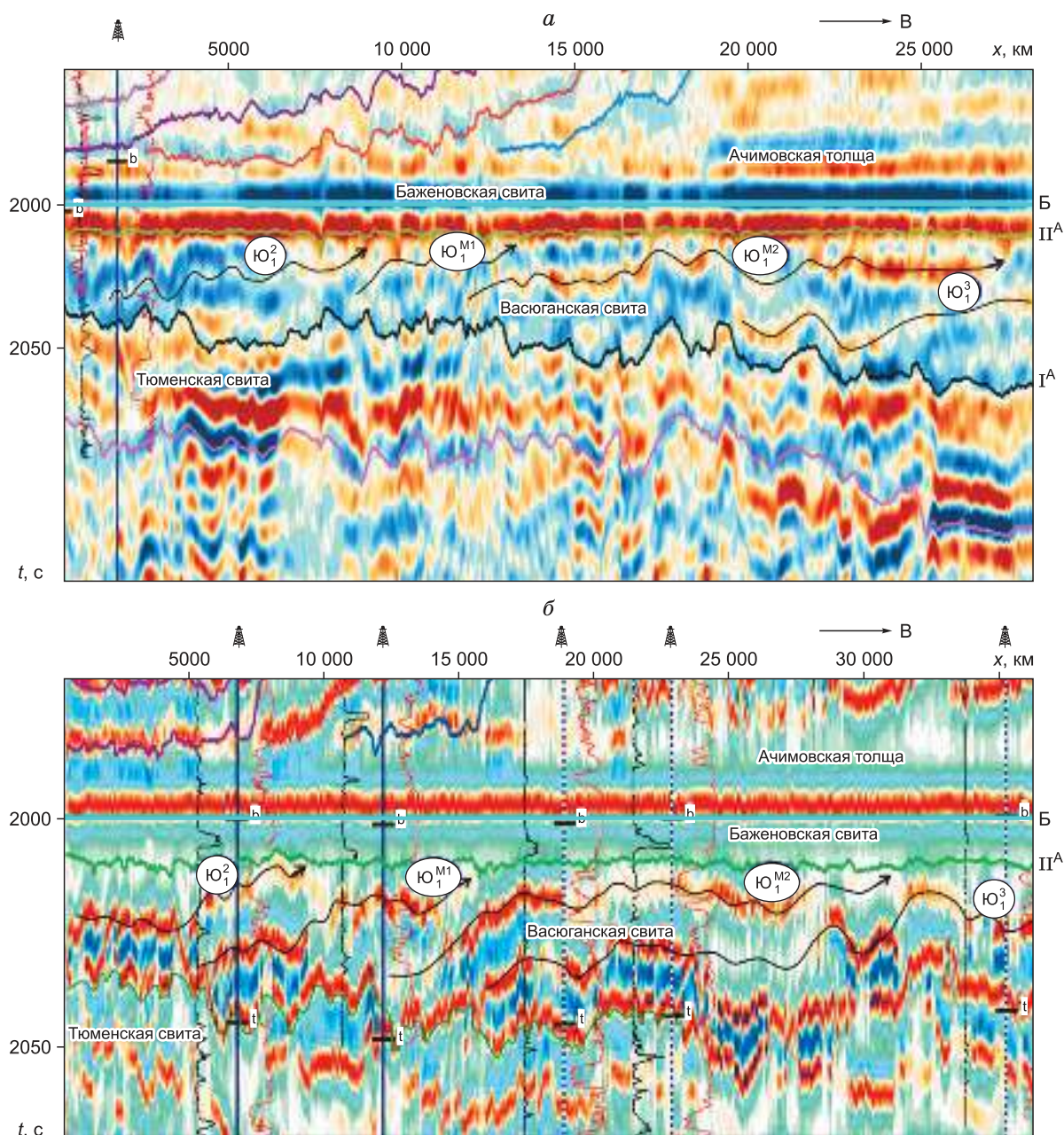


Рис. 31. Отображение косослоистого строения васюганской свиты на сейсмических па-
леоразрезах амплитуд (а) и высокочастотных мгновенных фаз (б), по Г.Д. Ухловой.

ка (Васюганской НГО), с учетом перечисленных выше уточнений (сопряженная с васюганским литмостратоном) может быть представлена следующими тремя основными в нефтегазоносном отношении элементами (снизу вверх).

Базальные слои. Для них целесообразно принять ориентирующую аббревиатуру “Баз” с аббревиатурой названия нефтегазоносного комплекса “Вас” (васюганский) и нумерацией пластов снизу вверх, т. е. в порядке их накопления: Вас Баз₁, Вас Баз₂, Вас Баз₃ и т. д. При расщеплении того или иного пласта, что нередко наблюдается, ставится номер сверху над его номером. Например, Вас Баз₃¹, Вас Баз₃² и т. д.

Базальные пласты (и базальный резервуар) важный и неотъемлемый элемент *каждого* регионального (и более высокого ранга) НГК. Он играет в той или иной фаціаль-

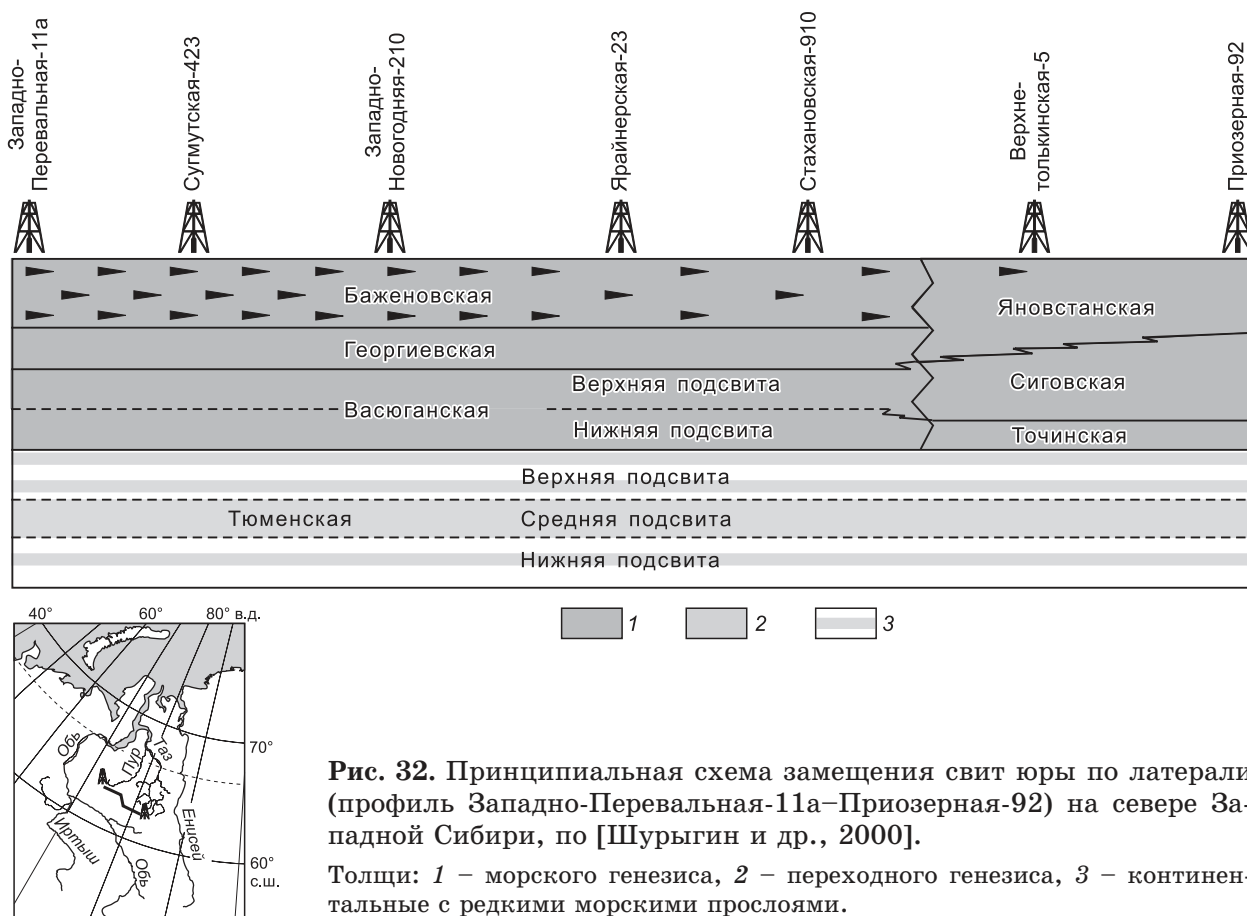


Рис. 32. Принципиальная схема замещения свит юры по латерали (профиль Западно-Перевальная-11а–Приозерная-92) на севере Западной Сибири, по [Шурыгин и др., 2000].

Толщи: 1 – морского генезиса, 2 – переходного генезиса, 3 – континентальные с редкими морскими прослоями.

ной зоне важную (или даже основную) роль в качестве “горизонта” коллекторов в резервуаре. Это правило *базальности*, которое далеко не всегда соблюдается и пласты в большинстве случаев не находят отражения на стратиграфических схемах, как и понимания их функционального значения в НГК.

Второй элемент НГК – это экранирующая глинистая толща нижневасюганской подсвиты. Ее верхняя граница (в отличие от нижней) “скользящая” во времени и пространстве. Малоомощная (как правило) финально-трансгрессивная пачка (янская) в основании подсвиты играет не последнюю роль в удержании залежей, особенно газа.

Базальные слои и экран образуют *нижний, базальный нефтегазоносный резервуар* НГК со своими отличительными особенностями от верхнего резервуара.

Третий элемент НГК – это регрессивные (второй половины нижневасюганской подсвиты), *клиноформные* (“косослоистые”) слои “горизонта” Ю₁ с пластами Ю₁^{1а,1б,1в} Кл, Ю₁² Кл, Ю₁³ Кл, Ю₁⁴ Кл, Ю₁⁵ Кл и Ю₁⁶ Кл, на территории их распространения. Это касается большей части Среднеобской НГО, Васюганской НГО и отчасти прилегающих к ней НГО (юго-восточные районы Западной Сибири). Правильнее и логичнее было бы пласты нумеровать снизу вверх, в порядке их накопления (и не только в данном НГК), а не сверху вниз, как это принято, когда под одним и тем же номером оказываются разновозрастные пласты. Но устоявшуюся традицию изменить сложно, хотя и возможно, ставя рядом с вновь принятым номером (в скобках) существующий номер осадконакопления пласта.

Такой представляется геоэлектрическая модель васюганского НГК, сопряженного со стратоном. Естественно, как меняется литологическая “начинка” стратона от одной

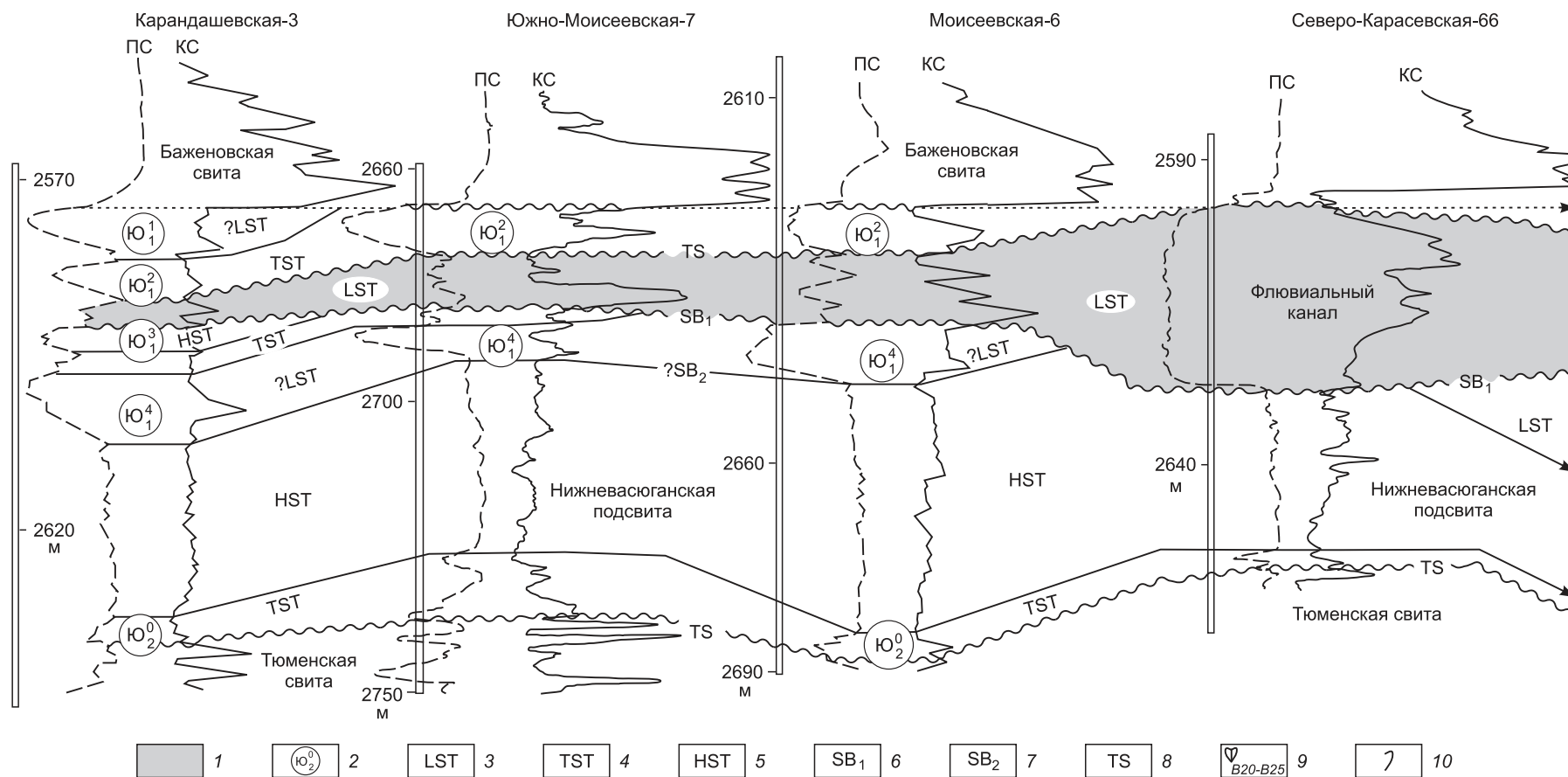


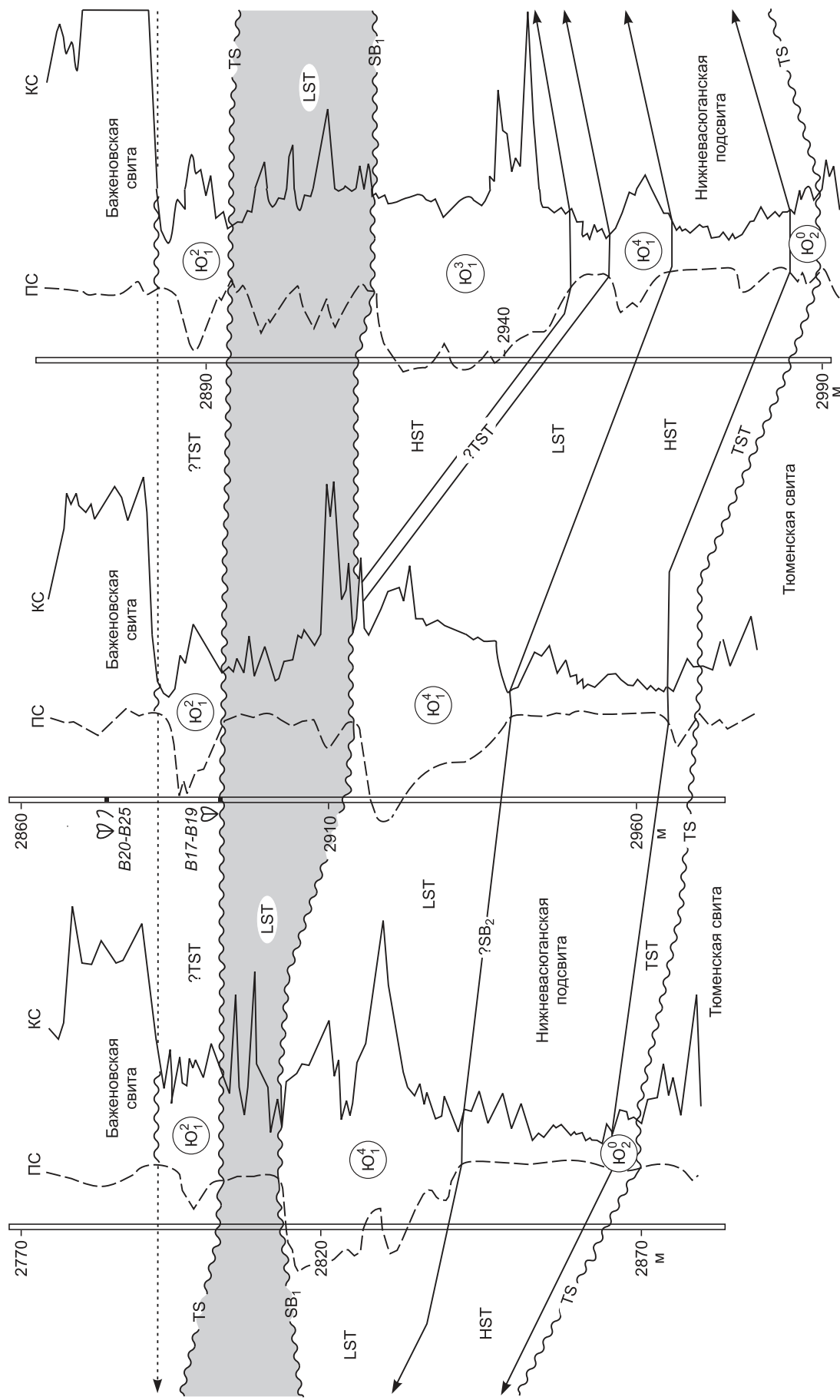
Рис. 33 (начало). Сиквенс-стратиграфическая интерпретация и корреляция разрезов келловоя и верхней юры по профилю скважин Карандашевская-3–Майская-1, по [Шурыгин и др., 2000]:

1 – аналоги межугольной толщи; 2 – песчаные пласты; 3–5 – системные тракты: 3 – низкого стояния, 4 – трансгрессивный, 5 – высокого стояния; 6, 7 – границы сиквенсов: 6 – первого типа, 7 – второго типа; 8 – трансгрессивные поверхности; 9 – находки двустворок; 10 – находки *Onychites*.

Восточно-Моисеевская-1

Поньжевая-302

Налимья-3



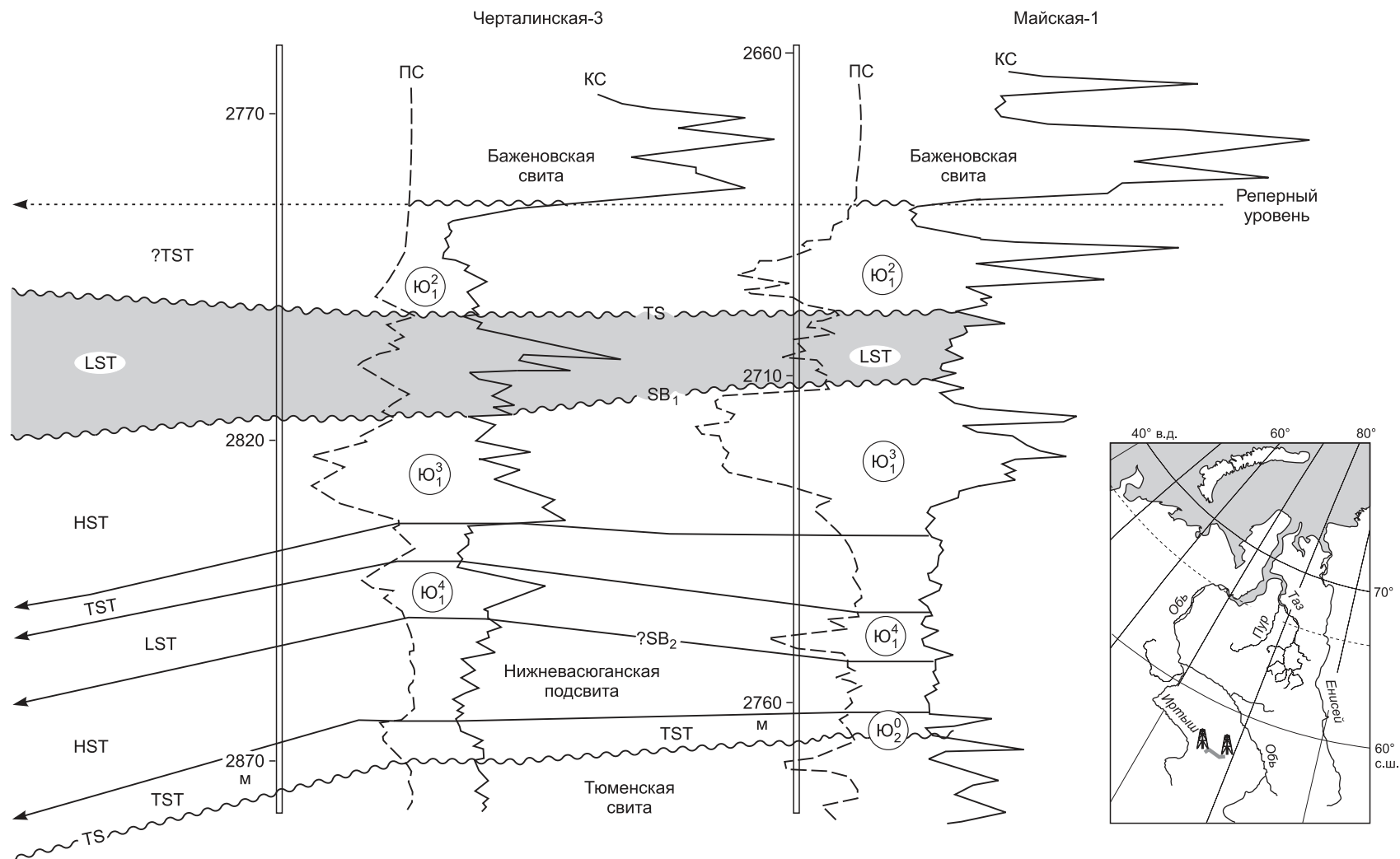


Рис. 33 (окончание).

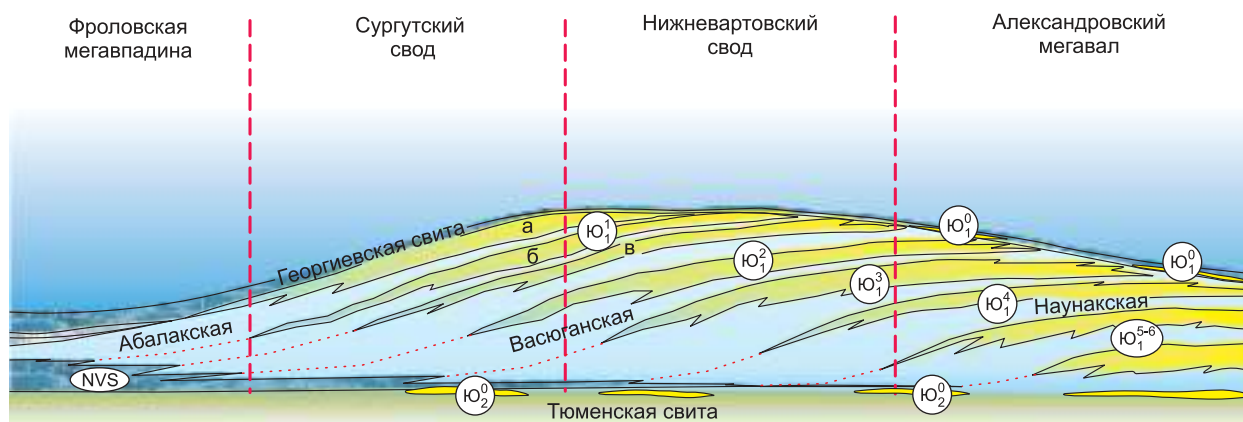


Рис. 34. Принципиальная модель васюганской свиты Широтного Приобья, по [Белослудцев, 2006].

структурно-фациальной зоны к другой, так вслед за ней будет меняться и модель сопряженного НГК. Но это будут уточняющие изменения, а не кардинально меняющие ее. Изложенный подход к созданию геоэлектрической модели требует не только определенной организации номенклатуры, но и индексации продуктивных пластов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренный пример сопряжения нефтегазоносного комплекса со стратоном свидетельствует о продуктивности и конструктивности предлагаемого подхода. Это следует рассматривать и как начало, и как призыв к разработке унифицированной иерархической (многоуровневой) классификации (на системно-стратиграфической основе) нефтегазоносных подразделений разреза. Подход применим к нефтегазоносным бассейнам любого типа и возраста. Следует подчеркнуть, что он будет оправданным и возможным лишь в том случае, когда электрофизическая модель НГК как системы (флюидо-динамической) окажется сопряженной не просто со стратоном, а именно со стратоном-системой *породно-слоевой, литмостратоном*. Однако в юрско-меловом разрезе Западной Сибири только одна, васюганская свита, как отмечалось выше, может рассматриваться в качестве литмостратона. Но даже и она с одноименным литмостратоном имеет существенные различия. Поэтому основные из них, важные для модели НГК, следует перечислить.

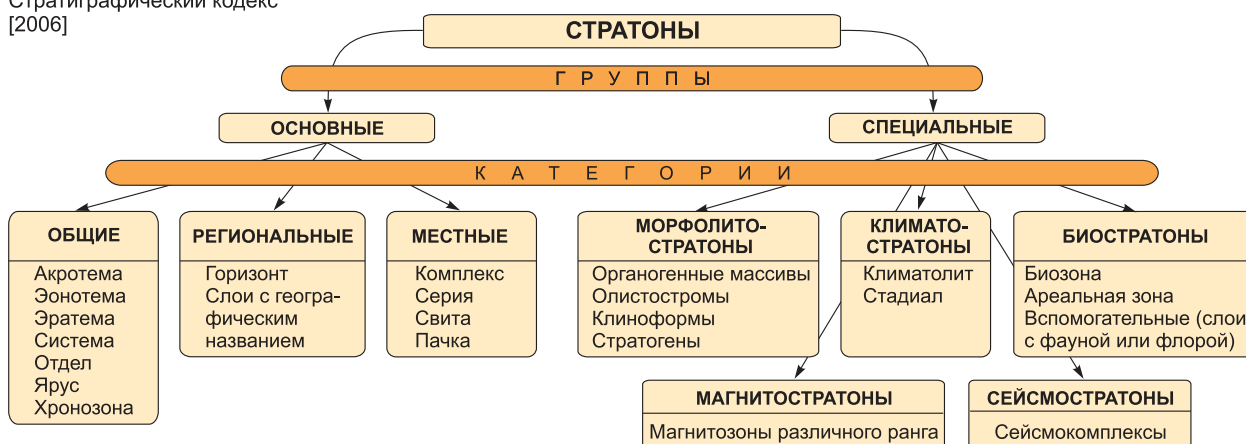
Сопряжение НГК непосредственно, напрямую, как следует из рассмотренного, не связано со стратонами любой из групп и категорий в классификации российского Стратиграфического кодекса [2006] (рис. 35). Поскольку ни местные стратона, свиты (кроме одной – васюганской), формации (по сути, свиты) в Международном стратиграфическом справочнике [2002], ни региональные стратона, горизонты (кроме одного – васюганского) не отвечают требованиям породно-слоевых стратон-систем. Цель данного пособия заключается в разработке и демонстрации электрофизической модели нефтегазоносного комплекса, сопряженного именно с такого рода стратонами. Их преимущество в однозначном определении границ в осадочном разрезе всеми геологами по разработанным принципам и правилам [Карогодин, 20096]. В юрско-меловом разрезе Западной Сибири только васюганская свита, как отмечалось неоднократно выше, наиболее близка к понятию породно-слоевой системы-стратона, *литмостратона*. В то же время у васюганского литмостратона есть целый ряд немаловажных отличий от одноименной свиты. Очевидно вполне обосновано изменение нижней и верхней границ, а, следовательно, и стратиграфического объема как литостратона, так и НГК.

- Нижняя, верхнебатская граница свиты (по официально утвержденной схеме 2004 г.) у литмостратона (и НГК) может опуститься до верхнего байоса, поскольку пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄ (в составе верхнетюменской подсвиты, она же малышевская свита и горизонт) являются в разрезах ряда районов инициально-трансгрессивными (ингрессивными), базальными слоями васюганского (точнее, абалакско-васюганского) литмостратона (регоциклита).

- Верхняя граница также должна опуститься в разрезах юго-восточных районов, т. е. там, где появляются базальные пласты георгиевского стратона. Они традиционно индексируются как Ю₁¹ и Ю₁², ошибочно принимаемые за васюганские. Это касается и северо-восточных районов.

- В этом случае верхняя граница литмостратона (и НГК) должна проводиться по кровле межугольной толщи или углей (У₁) при его наличии, а не по подошве барабинской пачки или георгиевской свиты при отсутствии отложений данной пачки, как это происходит на практике и принято в официальной схеме.

Стратиграфический кодекс
[2006]



Международный стратиграфический
справочник [2002]



Ю.Н. Карогодин [2009]

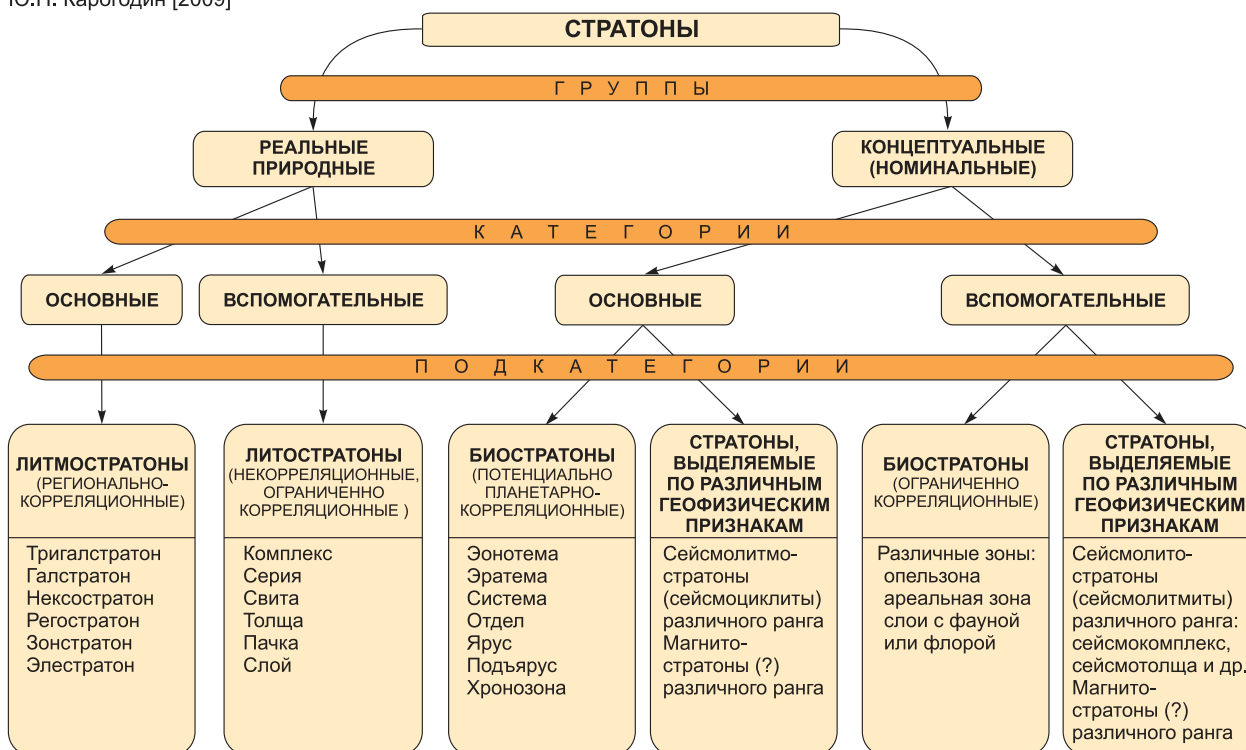


Рис. 35. Сравнение классификаций стратонов по Стратиграфическому кодексу [2006], Международному стратиграфическому справочнику [2002] и по [Карогодин, 2009].

- Обоснована необходимость выделения пачки (янской) тонкоотмученных фанально-трансгрессивных глин в качестве важного в стратиграфическом и нефтегазовом отношении самостоятельного элемента стратона.

- Признание кровли этой пачки границей двух частей (нижней и верхней половин) литмостратона. Тогда как граница двух частей свиты, как правило, фиксируется значительно выше. Пачка является важным экранирующим элементом в составе нижневасюганской подсвиты.

- Признание за этой границей литмостратона изохронной поверхности данного стратона. В то время как граница подсвит явно “скользящая” во времени и пространстве и непригодна для целого ряда геологических построений и реконструкций.

- Важнейшим отличием литмостратона от свиты (в официально и традиционно принятом понимании) является *клиноформное* строение. Юрские клиноформы (в том числе васюганские) иного, трансгрессивного генетического типа, чем неокомские – регрессивные.

Перечисленные изменения и дополнения означают изменения структуры стратона, значимые при обосновании сопряженной структуры электрокаротажной модели НГК. Поэтому превращение мезозойско-кайнозойского разреза ЗС в систему литмостратонов важно, необходимо и вполне реально. Особенно при решении таких вопросов геологии нефти, как оценка ресурсов УВ, подсчет запасов, прогноз и целенаправленное проведение поисково-разведочных работ, создание модели оптимальной разработки залежей с дифференцированным определением по пластам ФЕС и других.

Весьма важно и вполне возможно опознание моделей НГК на сейсмограммах для прогноза и картирования их в пространстве, между и за пределами скважин. А это – прямой путь к осознанно обоснованному прогнозу и поиску залежей УВ.

ЛИТЕРАТУРА

Антонов Ю.Н. Изопараметрическое каротажное зондирование (обоснование ВИКИЗ) // Геология и геофизика. 1981. № 6. С. 81–91.

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

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

Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Карогодин Ю.Н. Многоцелевые возможности электромагнитного зондирования скважин с детальной сиквенс-стратиграфией // Сб. трудов школы-семинара “Физика нефтяного пласта”. Новосибирск, 2002а. С. 1–6.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Карогодин Ю.Н., Юшин Д.П., Глебочева Н.К., Драпчук И.Д. Интерпретация данных ВИКИЗ в комплексе актуальных задач нефтяной геологии // НТВ “Каротажник”. 2002б. Вып. 100. С. 172–196.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Карогодин Ю.Н. Метод ВИКИЗ – новая технология для электромагнитного зондирования вертикальных и горизонтальных скважин. Пленарный доклад // Второй китайско-российский научный симпозиум по геофизическим исследованиям скважин (г. Шанхай, 3–5 нояб. 2002 г.) // Материалы симпозиума. Уфа, 2003а. С. 18–30.

Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Карогодин Ю.Н., Юшин Д.П., Глебочева Н.К., Драпчук И.Д. Системно-стратиграфическая интерпретация данных электромагнитного изопараметрического зондирования нефтегазовых скважин // Георесурсы. 2003б. № 2 (14). С. 38–45.

Аухатов Я.Г., Бурлева О.В., Вакуленко Л.Г. Янская пачка (келловей–нижняя часть нижнего оксфорда) в васюганском горизонте Западно-Сибирского осадочного бассейна // Материалы Первого Всерос. совещ. “Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии”. М.: ГИН РАН, 2005. С. 5–8.

Белозеров В.Б. Седиментационные модели нефтегазоносных резервуаров как базовое направление для оптимизации систем их разведки и разработки (на примере горизонта Ю₁ Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции): Автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. Томск, 2006. 20 с.

Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Литостратиграфия отложений васюганской свиты юго-востока Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. С. 75–83.

Белослудцев П.Ю. Теоретическое и практическое значение конденсированных слоев васюганской свиты // Третья Сибирская Междунар. конф. молодых ученых по наукам о Земле: Тез. докл. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2006а. С. 33–34.

Белослудцев П.Ю. Особенности клиноформного строения верхнеюрских отложений Широкого Приобья // Материалы науч. сессии, посвящ. 95-летию со дня рождения члена-корреспондента АН СССР В.Н. Сакса. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал “Гео”, 2006б. С. 170.

Белослудцев П.Ю., Карогодин Ю.Н., Лац С.А. Системная модель келловей-верхнеюрских отложений Широкого Приобья // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 2. (Девятая науч.-практ. конф.). Ханты-Мансийск, 2006. С. 204–208.

Бородкин В.Н. Выделение маркирующего горизонта в нижнемеловых отложениях северной и центральной частей Западной Сибири / В.Н. Бородкин, Н.Х. Кулахметов,

А.А. Нежданов, В.Н. Кислухин // Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1978. Вып. 132. С. 47–55.

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

Гурари Ф.Г., Нестеров И.И., Рудкевич М.Я. О стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. 1962. № 3. С. 3–10.

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

Ежова А.В., Тен Т.Г. Литология нефтегазоносных толщ: Учеб. пособие. Томск: Изд-во Томск. политех. ун-та, 2002. 112 с.

Казаненков В.А., Попов А.Ю., Вакуленко Л.Г., Саенко Л.С., Ян П.А. Обстановки формирования коллекторов горизонта Ю₂ в северо-восточной части Хантейской гемиянтеклизы (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. 2009. № 1. С. 46–53.

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

Карогодин Ю.Н. Введение в нефтяную литмологию. Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1990. 240 с.

Карогодин Ю.Н. О необходимости принципиального изменения корреляционной стратиграфической схемы нефтегазоносных отложений Западной Сибири (Предложения к совещанию по уточнению стратиграфической схемы Западной Сибири) // Вопросы устойчивого и бескризисного развития. 2001. № 3/2. С. 111–115.

Карогодин Ю.Н. Смена стратиграфической парадигмы – антикризисная программа стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии (на примере Западной Сибири) // Стратиграфия и седиментология нефтегазоносных бассейнов. 2007. № 1. С. 54–74.

Карогодин Ю.Н. Принципы системно-литмологической парадигмы бассейновой стратиграфии // Системная модель стратиграфии нефтегазоносных бассейнов Евразии: Учеб. пособие. Новосибирск: Изд-во Новосиб. ун-та, 2009а. 144 с.

Карогодин Ю.Н. Системно-литмологическая классификация стратонів // Стратиграфия и седиментология нефтегазоносных бассейнов. 2009б. № 1. С. 3–23.

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, 2005. С. 149–154.

Карогодин Ю.Н., Климов С.В., Храмов М.Ф. Региональные стратон-системы келловей-верхнеюрского разреза Западной Сибири (системно-литмологический подход) // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Третье Всерос. совещ.: Науч. материалы. Саратов: Изд. центр “Наука”, 2009. С. 83–85.

Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал “Гео”, 2002. 253 с.

Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1832–1845.

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

Мельников Н.В., Захрямина М.О., Ухлова Г.Д. Условия формирования песчаных тел васюганской свиты на севере Сургутского и Нижневартовского сводов (Северное Приобье) // Вопросы устойчивого и бескризисного развития общества № 2/2. Новосибирск: ИДМИ, 2000. С. 85–97.

Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Девятков В.П. Типовые разрезы юры – основа стратиграфии, региональной корреляции и индексации пластов Западно-Сибирского бассейна // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Третье Всерос. совещ.: Науч. материалы. Саратов: Изд. центр “Наука”, 2009. С. 149–153.

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

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. Сиб. отд-ние, 1990. С. 80–108.

Павлова М.А. Седиментационная модель строения келловей-верхнеюрских отложений Рускинского нефтяного месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь) по геофизическим данным // Восьмая Уральская молодежная науч. школа по геофизике (Пермь, 19–23 марта 2007 г.). Пермь, 2007а. С. 208–211.

Павлова М.А. Геологическая модель строения келловей-верхнеюрских отложений Рускинского нефтяного месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь) по комплексу геофизических данных // Материалы XXII Всерос. молодежной конф. “Строение литосферы и геодинамика” (Иркутск, 24–29 апреля 2007 г.). Иркутск: Ин-т земной коры СО РАН, 2007б. С. 233–235.

Павлова М.А. Циклическое строение верхнебат-оксфордских отложений по комплексу геофизических данных Рускинского нефтяного месторождения (Сургутский свод, Западная Сибирь) // Материалы Второго Всерос. совещ. “Юрская система России: Проблемы стратиграфии и палеогеографии” (Ярославль, 26–30 сент. 2007 г.). Ярославль: ГИ ЯГПУ, 2007в. С. 184–186.

Павлова М.А. Структурные особенности келловей-верхнеюрских отложений Рускинского нефтяного месторождения (Сургутский свод, Западная Сибирь) по комплексу геофизических данных // Тез. докл. VI Междунар. науч.-практ. конф. (школа молодых специалистов) “ГЕОФИЗИКА-2007” (Санкт-Петербург, 1–5 окт. 2007 г.). СПб.: СПбГУ, 2007г. С. 140–141.

Павлова М.А. Циклическое строение келловей-верхнеюрских отложений Рускинского нефтяного месторождения по комплексу геофизических данных (Сургутский свод, Западная Сибирь) // Материалы конф. молодых ученых, аспирантов, студентов “Трофимукские чтения 2007” (Новосибирск, 8–14 окт. 2007 г.) Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2007д. С. 45–49.

Павлова М.А. Геолого-геофизическая модель келловей-верхнеюрских отложений Рускинского нефтяного месторождения: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 2008. 16 с.

Рыбак И.К., Мухер А.Г. Детальная корреляция отложений тюменской свиты Талинской площади Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984. Вып. 188. С. 39–46.

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

Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.С., Корнев В.А., Максимов Е.Н. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирских нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1988. 303 с.

Степаненко Г.Ф., Чернова Л.С., Кроль Л.А., Кос И.М. Корреляция продуктивных пластов группы ЮС₁ восточной части Сургутского свода в связи с нефтегазоносностью // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (VI науч.-практ. конф.). Ханты-Мансийск, 2003. С. 169–176.

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

Тен Т.Г. Литолого-фациальные и палеотектонические предпосылки формирования залежей углеводородов в верхнеюрских отложениях Казанского и Пудинского нефтегазоносных районов: Автореф. дис. ... кан. геол.-мин. наук. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 2003. 7 с.

Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: Метод. руководство / Под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 2000. 121 с.

Трофимук А. А., Карогодин Ю.Н. Общетеоретические и методологические вопросы основных направлений и задач исследования геоцикличности // Геоцикличность. Новосибирск: Изд-во ИГиГ СО АН СССР, 1976. С. 9–15.

Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. О необходимости создания Всесоюзного фонда геологических разрезов // Геология и геофизика. 1978. № 7. С. 3–9.

Шерихора В.Я. О выделении васюганской свиты в составе юрских отложений // Вестн. ЗСГУ и НТГУ. 1961. Вып. 2. С. 60–63.

Шурыгин Б.Н., Пинус О.В., Никитенко Б.Л. Сиквенс-стратиграфическая интерпретация келловей и верхней юры (васюганский горизонт) юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика. 1999. Т. 40, № 6. С. 843–862.

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.

Ян П.А. Обстановки формирования бат-верхнеюрских отложений и причины эволюции Западно-Сибирского бассейна // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Третье Всерос. совещ.: Науч. материалы. Саратов: Изд. центр “Наука”, 2009. С. 268–270.

Sahagian D.L., Pinous O.V., Shurygin B.N. Application of high resolution sequence stratigraphy and a Quantified Eustatic curve to Mid-Upper Jurassic productive units of the Nyurolskaya Depression. West Siberia. Russia // AAPG Annual Meeting, Abstr. Prog. 1997. P. A100.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
Модель васюганского нефтегазового комплекса и ее электрофизический образ	9
Заключение	71
Литература	74

Учебное пособие

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

Выпуск 1

Эпов Михаил Иванович, **Карогодин** Юрий Николаевич,
Белослудцев Павел Юрьевич, **Храмов** Матвей Федорович

Часть 1

**ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ
ВАСЮГАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

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

Редакторы: *О.А. Кислова, Н.А. Кайданик*
Художественный редактор *Н.Ф. Суранова*
Корректоры *В.В. Борисова, С.В. Исакова*
Компьютерная верстка *Н.М. Райзвих*

Подписано в печать 23.09.12. Формат 60×84 ¹/₈. Гарнитура SchoolBookC. Печать офсетная.
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 9,3. Уч.-изд. л. 8,7. Тираж 100 экз.

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