

ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ШЕЛЬФОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕОКОМА СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

И. И. Нестеров (мл.), В. Н. Бородкин, М. Г. Михайлова
(ОАО "СибНАЦ")

Неокомский шельф является основным продуктивным объектом осадочного чехла Западно-Сибирского бассейна. К его отложениям приурочены крупные по размерам и высокодебитные скопления нефти, разрабатываемые в центральных областях бассейна. В северных районах с неокомскими пластами связаны значительные запасы нефти и газоконденсата.

В неокомском продуктивном комплексе сосредоточена основная доля извлекаемых запасов нефти Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). При этом наибольшее их количество выявлено в Надым-Пурской нефтегазодобывающей области (НГО) и находится на балансе месторождений Уренгойского, Губкинского и Вынгапуровского нефтегазодобывающих районов (НГР), которые обеспечивают 91,6 % накопленной и 80,3 % годовой добычи нефти округа.

Неокомский комплекс содержит около 20 % разведанных (категория C_1) запасов газа. Это третий по значимости показатель после сенманского и аптальбского комплексов. В то же время в неокоме содержится основная доля предварительно оцененных (категория C_2) запасов — 28,2 %.

Основная доля извлекаемых запасов конденсата по округу также сосредоточена в неокоме и составляет около 60 % по категории C_1 и 32 % по категории C_2 .

Из 207 месторождений, выявленных в округе на 01.01.2002 г., 140 содержат 797 залежей в неокоме, или 40 % от общего числа открытых в ЯНАО залежей. Максимальное их число выявлено в валанжине — 372. Далее по продуктивности следуют готерив — 229 залежей, баррем — 149, нижний апт — 44 и берриас — 3. Карта нефтегазодобываемости неокомского НГК севера Западной Сибири (рис. 1) показывает площадное распределение неокомских залежей на фоне суммарных контуров месторождений.

Рассмотрено строение неокомских шельфовых отложений севера Западной Сибири. Произведен анализ утвержденной региональной корреляционной схемы берриас-нижнеаптских отложений и приведена схема сопоставления продуктивных пластов на основе современного состояния их изученности сейсморазведочными и буровыми работами. Приведено соответствие волновой картины по региональному сейсмическому профилю 19 в диапазоне отражающих горизонтов Б—М и корреляции разрезов глубоких скважин от гипостратотипического разреза скв. 216 — Янгинской на запад, к центру неокомского бассейна. На участке профиля прослежены региональные трансгрессивные глинистые пачки, служащие коррелятивами при сопоставлении продуктивных неокомских пластов.

A structure of Neocomian shelf deposits in the Western-Siberian North is considered. An analysis of the approved regional correlation scheme of the Berriasian-Lower Aptian sediments is performed, and a scheme of productive reservoirs' comparison based on a contemporary state of seismic and drilling surveys is given. A correspondence between a wave pattern along a regional seismic line 19 within a B—M reflector intervals and correlation of ultradeep wells' sections eastward of a hypostratotypic well 216 Yangtinskaya section to the center of a Neocomian basin is shown. Along a line section the regional transgressive shale units, being assumed as correlatives while comparing the Neocomian productive beds, are traced.

Стратиграфия

Меловые отложения Западной Сибири имеют трехчленное строение, соответствуя определенным этапам седиментации, что совпадает с основными нефтегазодобывающими комплексами. Отложения каждого из этапов относятся к определенным надгоризонтам, по которым разработаны свои региональные стратиграфические схемы. Нижний охватывает терригенные образования берриаса, валанжина, готерива, баррема и нижнего апта. Согласно региональной стратиграфической шкале, они объединяются в зареченский надгоризонт в составе куломзинского, тарского, аганского, усть-балыкского, черкашинского и алымского горизонтов.

Сочетание пород различного генезиса, фациальная изменчивость отложений и господствующая точка зрения на строение берриас-нижнеаптского разреза привели к

выделению на территории Западной Сибири 20 литофациальных районов, где в качестве основных единиц выступают 34 свиты [5]. Тридцать одна свита входит в комплекс в полном объеме, танапчинская и северо-сосвинская — своими нижними частями, тутлейская на западе — верхней подсвитой. Каждый район характеризуется отличительным сочетанием свит, закономерностями строения и распространения продуктивных пластов и покрышек.

На большей части Западно-Сибирской низменности отложения комплекса перекрывают битуминозные глины баженовской свиты. Кровля комплекса соответствует кровлям кошайской и алымской свит в центральных и западных районах бассейна, вартовской и киялинской свит на юго-востоке округа, тангаловской свиты в Уренгойском НГР, малохетской и ереямской свит на востоке округа. На Гыданском и Ямальском полуостровах кровля неокомского комплекса лежит внутри танапчинской свиты, в Притаймырском районе — вблизи кровли байкаловской свиты.

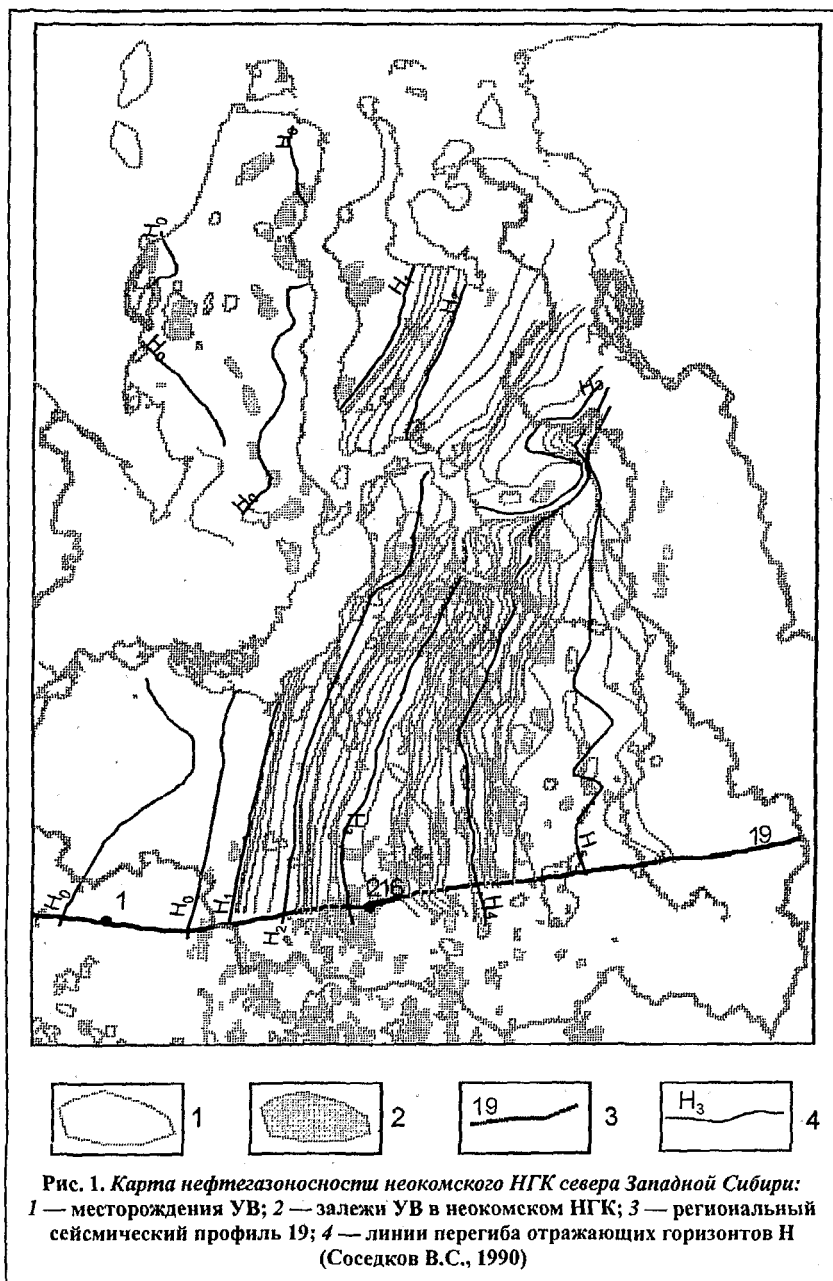


Рис. 1. Карта нефтегазоносности неокомского НГК севера Западной Сибири: 1 — месторождения УВ; 2 — залежи УВ в неокомском НГК; 3 — региональный сейсмический профиль 19; 4 — линии перегиба отражающих горизонтов Н (Соседков В.С., 1990)

Номенклатура стратиграфических подразделений

Для условий Западно-Сибирского осадочного бассейна основные принципы номенклатуры и индексации пластов разработаны на региональных совещаниях в Горно-Правдинске (1968 г.), Сургуте (1968 г.), Уренгое (1973 г.) и Тюмени (1986 г.). Результаты исследований закреплены решением 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины (Тюмень, 1990 г.) и утверждены МСК СССР (1991 г.).

Для неокомского разреза исторически сложилось разделение пластов на две группы. В центральных районах Западно-Сибирского бассейна горизонту, охватывающему разрез алымской и черкашинской свит, был присвоен индекс А, а горизонту, охватыва-

ющему отложения нижневартовской подсвиты и мегионской свиты, — индекс Б. Границей раздела была принята пимская глинистая пачка, выше которой в Сургутском районе развиты преимущественно континентальные отложения, ниже — преимущественно прибрежно-морские.

Эти горизонты прослежены на большей части Западной Сибири и имеют двухбуквенное обозначение. Первая указывает на принадлежность к пластам группы А либо Б, вторая (в большинстве случаев) — на название района. При ограниченном территориальном распространении комплекса используется двухбуквенный индекс, имеющий только стратиграфическую нагрузку (ТП — танапчинская свита, НХ — нижнехетская, НП — новопортовская толща) [2].

Для отдельных территорий были выбраны и утверждены стратотипические разрезы по скважинам, которые характеризовались наиболее полным разрезом и были достаточно освещены керном и фаунистическим материалом (таблица).

Интервалы залегания продуктивных пластов закреплены Решением совещания по вопросам корреляции и индексации продуктивных пластов мезозойских отложений Тюменской области (20-21 февраля 1986 г.) и совещаний 1973, 1968 и 1965 гг. [6].

Из 20 скважин, разрезы которых приняты в качестве стратотипических, 13 расположены на территории ЯНАО, 6 — в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) и 1, скв. 5 — Пелятинская, — на территории Красноярского края.

Всего на территории Западной Сибири выделено 10 типов разреза. Все они полностью или частично распространены в пределах ЯНАО.

Сургутский тип закреплен по разрезам скв. 3 — Вынгтинской, 540 — Усть-Балыкской, 42 и 197 — Восточно-Сургутских и 216 — Муравленковской.

Вартовский тип разреза принят по скв. 72 — Покачевской и 124 — Ватинской.

Стратотипическим для пурпейского являются разрезы по скв. 38, 41 — Губкинским и 72 — Восточно-Таркосалинской.

Тазовский тип разреза выделен по скв. 35 — Заполяной.

Уренгойский закреплен по скв. 17 — Уренгойской и 5 — Усть-Ямсовейской.

Надымский тип разреза выделен в скв. 32 — Медвежьей.

Стратотипические и гипостратотипические разрезы неокомских отложений Западной Сибири

| Скважина-стратотип | Группа пластов | Стратиграфический интервал | Район использования | Место и год принятия |
|------------------------------|----------------|--|---|----------------------|
| 3 — Вынгинская | АС | АС ₄ —АС ₁₂ | Сургутский | Сургут-1968 |
| 540 — Усть-Балыкская | БС | БС ₁ —БС ₁₆₋₂₂ | Сургутский | Сургут-1968 |
| 42, 197—Восточно-Сургутские | БС | БС ₁ —БС ₁₀ , БС ₁₀ —БС ₁₄ | Сургутский | Тюмень-1986 |
| 216 — Муравленковская | БС | БС ₁ —БС ₁₂ , Ач | Северная часть Сургутского и юго-западная часть Губкинского | Тюмень-1986 |
| 124 — Ватинская | АВ | АВ ₁ —АВ ₈ , БВ ₀ —БВ ₁₁₋₁₂ | Нижневартовский | Сургут-1968 |
| 72 — Покачевская | БВ | БВ ₀ —БВ ₆ | Западная часть Вартовского | Тюмень-1986 |
| 38 — Губкинская | АП | АП ₇ —АП ₁₁ , БП ₁ —БП ₉ | Пурпейский | Уренгой-1973 |
| 41 — Губкинская | БП | БП ₁₀ —БП ₁₆₋₁₈ (Ач) | | |
| 72 — Восточно-Таркосалинская | БП | БП ₁₀ —БП ₁₆ , Ач | Северная часть Вынгапуровского, западная часть Толькинского и юг Тазовского | Тюмень-1986 |
| 35 — Заполярная | БТ | БТ ₀ —БТ ₁₂ | Тазовский и северо-западная часть Сидоровского | Тюмень-1986 |
| 17 — Уренгойская | АУ, БУ | АУ ₆ —АУ ₁₁ , БУ ₁ —БУ ₁₄ | Уренгойский | Уренгой-1973 |
| 5 — Усть-Ямсовейская | БУ | БУ ₁₅ —БУ ₂₀ | Уренгойский | Тюмень-1986 |
| 32 — Медвежья | АН БН | АН ₉ —АН ₁₁ , БН ₁ —БН ₁₂ | Надымский | Уренгой-1973 |
| 80 — Новопортовская | НП | НП ₀ —НП ₁₀₋₁₁ (Ач) | Новопортовский | Уренгой-1973 |
| 9 — Арктическая | ТП | ТП ₁ —ТП ₂₆ | Арктический | Уренгой-1973 |
| 97 — Бованенковская | ТП | ТП ₁₈ —ТП ₂₆ (БЯ ₁ —БЯ ₇) | Ямальская НГО | Тюмень-1986 |
| 14 — Среднеямальская | БЯ | БЯ ₁₀ —БЯ ₁₃ | Ямальская НГО | Тюмень-1986 |
| 46 — Геофизическая | БГ | БГ ₁₀ —БГ ₁₉ | Гыданская НГО | Тюмень-1986 |
| 5 — Пеляткинская | СД | СД ₁ —СД ₁₁ | Малохетский и Рассохинский | Уренгой-1973 |

Для большей части Ямальской НГО стратотипическим является разрез скв. 9 — Арктической, 97 — Бованенковской и 14 — Среднеямальской. На Новопортовском поднятии обособляется одноименный тип разреза по скв. 80. Для Гыданской НГО стратотипический разрез выделен в скв. 46 — Геофизической.

Территории, закрепленные за каждым типом разреза и, соответственно, скважиной-стратотипом, четко обозначены не были, и производственные предприятия использовали привычную для себя индексацию, вырабатывая территориально-запутанную схему распространения продуктивных пластов.

Региональная стратиграфическая схема предписывает применение стратотипических разрезов для литофациальных районов.

Сопоставление продуктивных пластов согласно утвержденным корреляционным схемам приведено на рис. 2. Направление с юга на север иллюстрирует последовательное сопоставление сургутского, пурпейского, уренгойского и ямальского типов разреза, для чего на схему вынесены группы основных пластов и реперные глинистые пачки, служащие региональными коррелятивами в указанных литофациальных районах.

Согласно утвержденной схеме на большей части территории севера Западной Сибири на баженовских битуминозных аргиллитах залегают подачимовские глины берриасского возраста. Выше выделяется песчано-алевритовая ачимовская толща ранневаланжинского возраста. Вверх по разрезу в объеме аганского горизонта залегают регионально выклинивающиеся на запад продуктивные пласты, перекрываемые чеускинской пачкой глин. В кровле валанжина в Сургутском районе залегают сармановская пачка глин, в Уренгойском — шоколадная пачка. Обе пачки показаны синхронными. Пимская пачка Сургутского, Уренгойского и Полуиско-Ямальского районов также указана как одновозрастная.

Своеобразие и обособленность геологического строения Новопортовского вала показаны на схеме выклинивающейся толщей, которая имеет ограниченное распространение в Южно-Ямальском районе.

Современные представления и состояние изученности берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири требуют пересмотра схемы строения бассейна и изменения сопоставления основных продуктивных пластов. Исследованиями последних лет установлено, что глинистые пачки в разных районах, имеющие одинаковое название, не являются одновозрастными. Стратотипические и гипостратотипические разрезы одной и той же группы пластов требуют уточнения, поскольку не всегда границы, закрепленные под одинаковыми индексами, синхронны. На

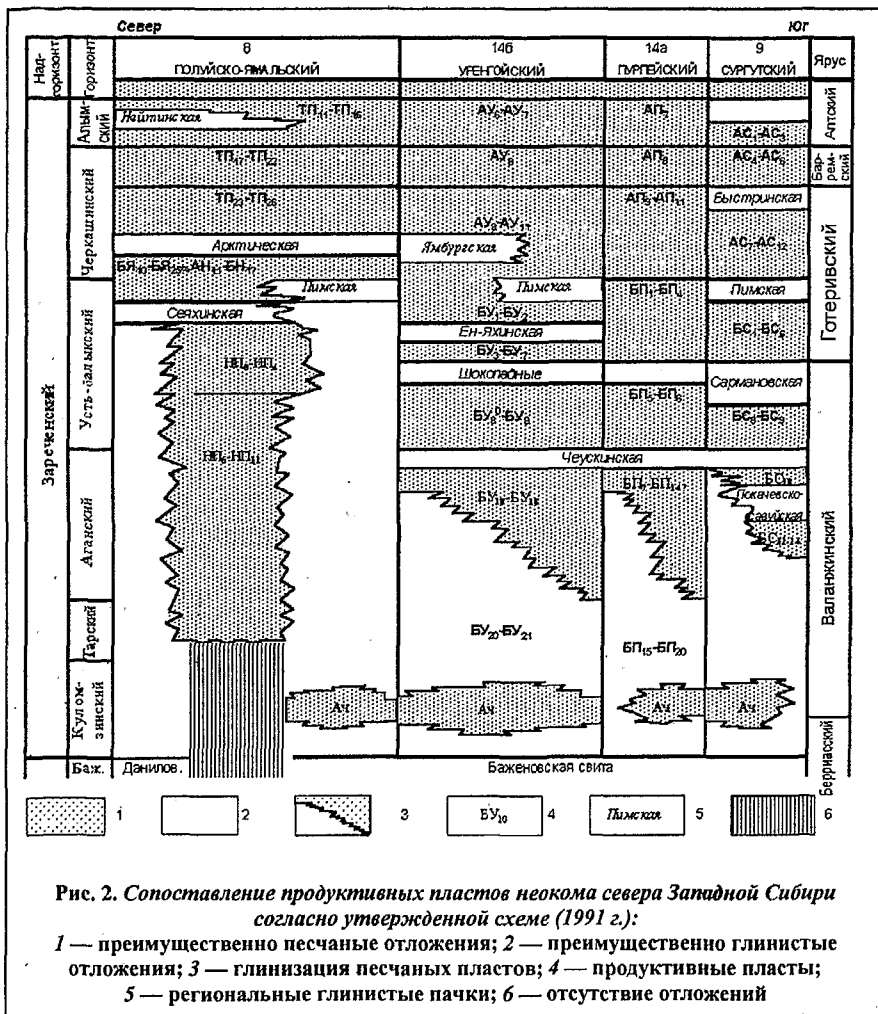


Рис. 2. Сопоставление продуктивных пластов неокома севера Западной Сибири согласно утвержденной схеме (1991 г.):
 1 — преимущественно песчаные отложения; 2 — преимущественно глинистые отложения; 3 — глинизация песчаных пластов; 4 — продуктивные пласты; 5 — региональные глинистые пачки; 6 — отсутствие отложений

схеме не приведены гыданский и надымский типы разреза, четко не закреплены территории использования индексации по типам разрезов. Форма представления схем также должна быть изменена, поскольку соединение в единой линии профиля 20 литофациальных районов не отражает закономерности строения надгоризонта и вынуждает показывать несуществующие перерывы и искусственные фациальные переходы.

Новая стратиграфическая схема должна опираться на современные представления о строении неокомского разреза с использованием комплекса сейсмогеологических, литофациальных и биостратиграфических анализов и обобщений.

Временное поле

Во временном поле отложения неокома ограничены опорными отражающими горизонтами Б и М. В этом диапазоне на территории Западно-Сибирского бассейна выделяется до 30 сейсмогеологических подкомплексов. Фондаформная часть сейсмокомплекса отождествляется с тонкоотмученными глинами подачимовской и песчано-алевритовыми отложениями ачимовской толщ, клиноформная — с алевритоглинистыми отложениями аккумуляционного склона,

ундаформная — с чередованием песчаных и глинистых пластов мелководно-морского генезиса.

Зона перехода ундаформы в клиноформу отождествляется с кромкой прибрежно-морской террасы. Линии перегибов наклонных сейсмических отражений (по Соседкову В. С., 1990) показаны на рис. 1. С ними ассоциируется региональная глинизация продуктивных неокомских пластов. Две линии с индексом H_0 на западе бассейна показывают встречное направление перегиба горизонтов. Ось бассейна, приуроченная к клиноформам встречного падения, смещена к западному обрамлению бассейна и проходит через Красноленинский свод, Ярудейский мегавал, разворачивается в северо-западном направлении и протягивается вдоль осевой части Нурминского мегавала.

Покрышки

Основные сейсмические отражающие горизонты отождествляются с глинистыми пачками, накопившимися в периоды региональных трансгрессий. Пачки являются покрышками песчаных резервуаров и в зависимости от

протяженности служат региональными или зональными коррелятивами при сопоставлении продуктивных неокомских пластов.

Основными региональными флюидоупорами на территории бассейна являются соснинская глинистая пачка, залегающая над пластом BB_{12} , тагринская (над BB_{10}), ватинская (над BB_8), покачевская (над BB_4), чеускинская (над BS_{10}), сармановская (над BS_8), пимская (над BS_1), быстринская (над AS_7), глинистая пачка над пластом AS_4 и кошайская (над AS_1) [3]. Нижележащие пачки имеют большее значение для восточных и центральных районов, более молодые — для северных территорий Западно-Сибирского бассейна.

В восточном направлении в объеме маркирующих глинистых пачек возрастает доля песчаного материала до полного раскрытия покрышки. Для самотлорской пачки, выделенной в Среднем Приобье, по материалам Г.И. Плавника и др. [4] потеря изоляционных свойств происходит при достижении проницаемой частью около 50 % либо в случае сокращения толщины покрышки до 10 м. На временных разрезах зона раскрытия покрышки отождествляется с потерей прослеживаемости отражающего горизонта.

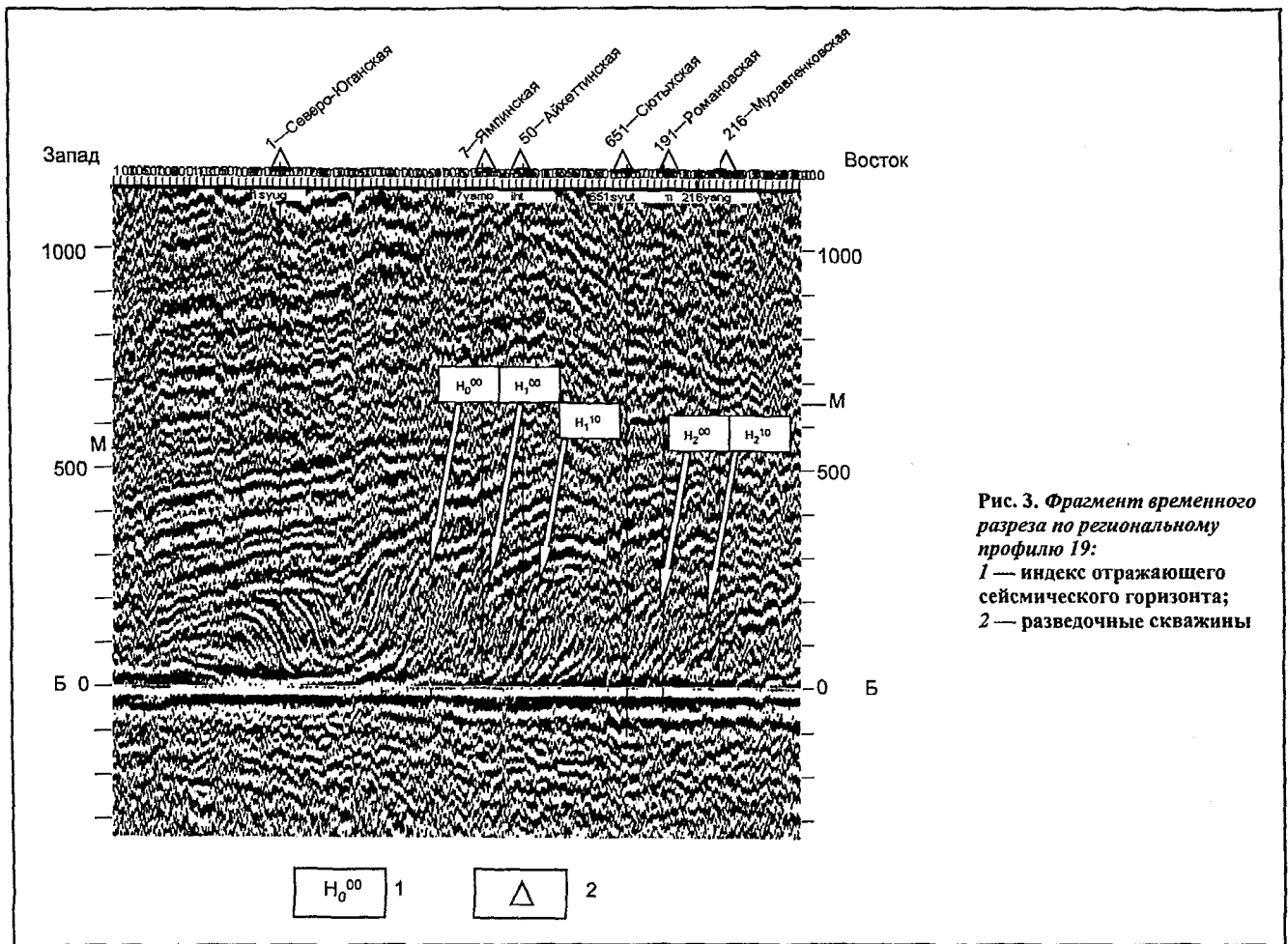


Рис. 3. Фрагмент временного разреза по региональному профилю 19:
1 — индекс отражающего сейсмического горизонта;
2 — разведочные скважины

Вся неокомская шельфовая толща может быть поделена на подкомплексы, ограниченные распространением перечисленных региональных либо зональных покровов. На территории ЯНАО наибольший интерес представляют подсармановский, подпимский и подбыстринский подкомплексы. Подкошайский подкомплекс дает общую картину завершившегося в раннеаптское время заполнения седиментационного бассейна.

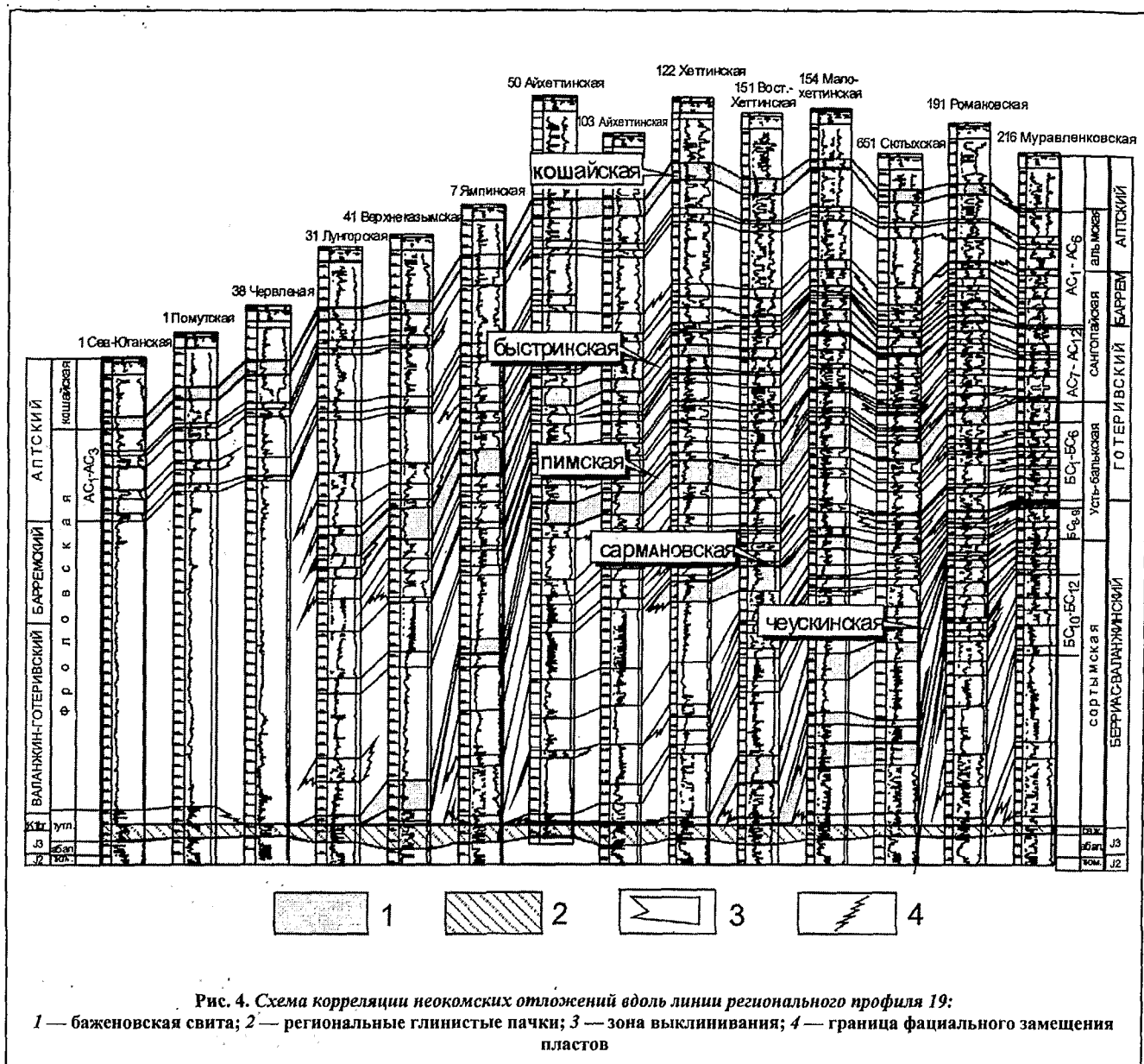
Каждый более молодой подкомплекс смещен на запад относительно более древнего. Западной границей шельфового пласта является зона глинизации, проходящая вблизи линии аккумуляционного склона, что отождествляется на сейсмических разрезах с линиями перегиба отражающих горизонтов. К указанной зоне приурочены основные структурно-литологические ловушки УВ.

Фрагмент регионального сейсмического профиля 19 (рис. 3) иллюстрирует указанную временную картину для наклонных горизонтов группы Н, соответствующих последовательной глинизации пластов БС₉ (горизонт Н₂¹⁰), БС₈ (Н₂⁰⁰), БС₆ (Н₁¹⁰), БС₁ (Н₁⁰⁰) и АС₇ (Н₀⁰⁰). Крутые углы наклона границ показаны для наглядности и имеют место вследствие 150-кратного превышения вертикального масштаба над горизонтальным.

Региональные закономерности строения неокомского НГК

Схема корреляции разрезов глубоких скважин вдоль линии регионального профиля 19 отражает общие закономерности строения неокомского НГК, выделенные по сейсморазведочным данным (рис. 4). На схеме, выровненной по кровле баженовской свиты, показаны региональные глинистые покровы, служащие флюидоупорами для неокомских шельфовых пластов, которые в западном направлении замещаются глинистыми образованиями. Схема протягивается от скв. 1 — Северо-Юганской на западе, находящейся в районе развития клиноформ восточного падения, до скв. 216 — Муравленковской, являющейся гипостратотипическим разрезом для пластов группы БС (см. рис. 2).

В районе Муравленковского месторождения чеускинская пачка содержит в своем объеме два песчано-алевритовых пласта и имеет общую толщину 60 м. На месторождении установлено 5 нефтяных залежей в пластах БС₁₀—БС₁₂. Далее на запад открыто Сугмутское месторождение, где выявлена крупная нефтяная залежь в песчаном пласте, находящемся в объеме чеускинской пачки.



Сармановская пачка прослеживается как геологическое тело до района скв. 122 — Хеттинской. Зона регионального замещения подсармановского резервуара находится несколько восточнее указанной скважины, создавая в комплексе со структурным фактором условия для аккумуляции УВ залежей.

Пимская пачка на рассматриваемом участке имеет устойчивую литологическую характеристику и выделяется до района Ямпинской площади. Несколько южнее с этой зоной связана нефтяная залежь в пласте БС₁ на Милиском месторождении.

Резкая региональная глинизация готерив-баремских отложений не позволяет проследить развитие как быстринской глинистой пачки, так и других песчано-алевритовых пластов к западу от Лунгорской площади. Здесь в районе скв. 38 — Червленой, которая пробурена в осевой части неокомского бассейна, развита 600-м толща глин фроловской свиты.

Кошайская пачка имеет устойчивый литологический состав к западу от Сугмутской площади. Далее на запад разрез подкошайского резервуара становится более дифференцируемым, появляются выдержанные песчаные пласты и зональные глинистые покрывки, что создает благоприятные условия для удерживания залежей УВ. Однако до настоящего времени признаков УВ в этой части разреза на данной территории не обнаружено.

Геологическое строение шельфовых пластов неокома севера Западной Сибири может быть проиллюстрировано на стратиграфических схемах широтного (рис. 5, а) и северо-западного (рис. 5, б) простираний. Соответствие продуктивных песчаных пластов показано на основе современного состояния изученности и представлений о проградационном заполнении бассейна при некомпенсированном его прогибании. Синхронные шельфовым ачимовские отложения про-

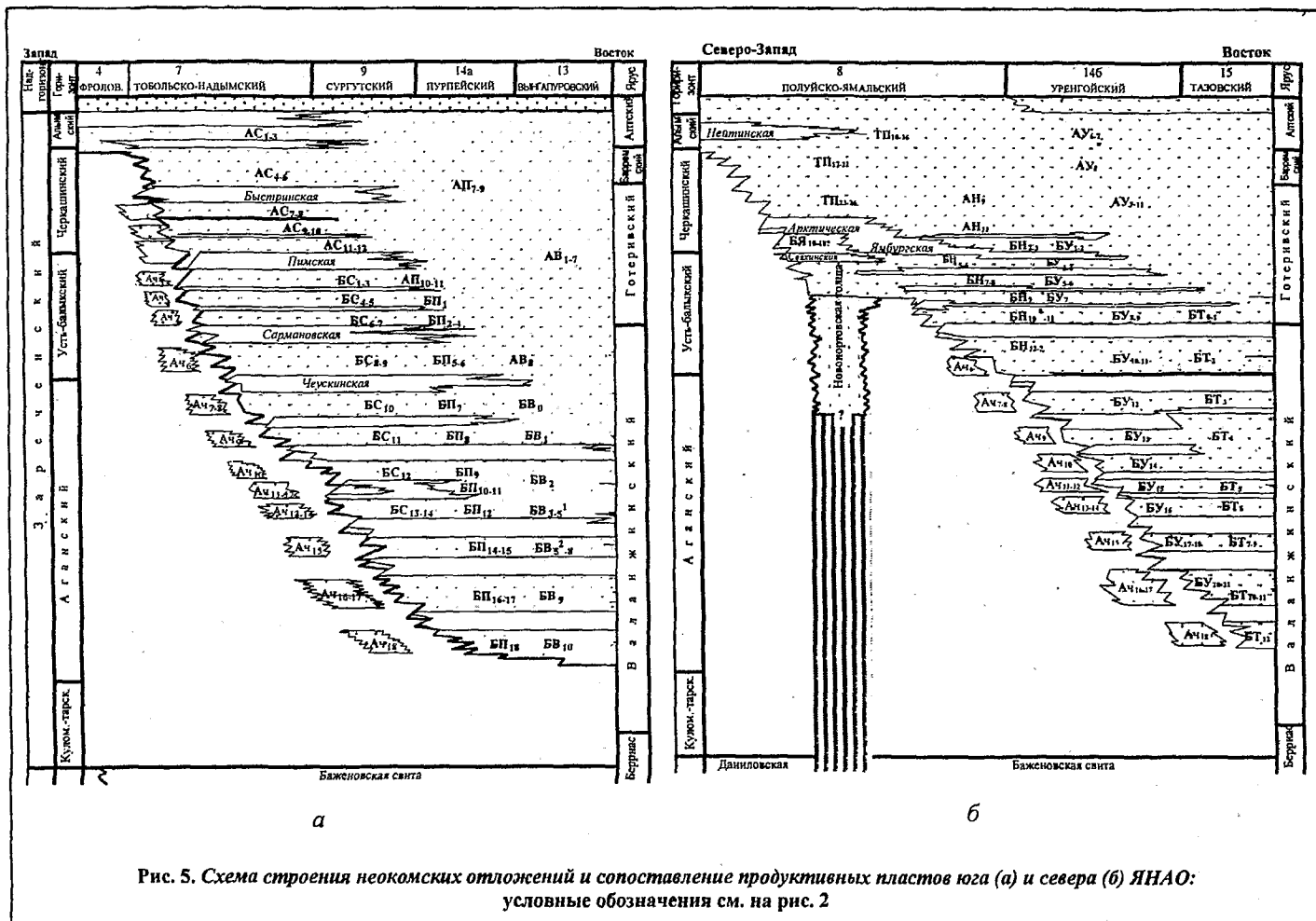


Рис. 5. Схема строения неокомских отложений и сопоставление продуктивных пластов юга (а) и севера (б) ЯНАО: условные обозначения см. на рис. 2

индексированы в соответствии с сеймостратиграфическим анализом региональных и площадных временных разрезов [1].

ЛИТЕРАТУРА

1. Бородин В.Н., Брехунцов А.М. Условия формирования и фаши ачимовской толщи севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1999. — № 5. — С. 10—16.
 2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. — М.: Недра, 1975. — 680 с.
 3. Корнев В.А. Прогнозирование ловушек для залежей угле-

водородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири): Дис... д-ра геол.-минерал. наук. — Тюмень, 2002. — 374 с.
 4. Плавник Г.И., Олейник Е.В., Толубаева Г.Е. Структура нефтегазоносного комплекса клиноформного типа (на примере НК БВ_{В-9}) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. — Ханты-Мансийск. 2001. — С. 162—177.
 5. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. — Тюмень, 1991. — 54 с.
 6. Решение совещания по вопросам корреляции и индексации продуктивных пластов мезозойских отложений Тюменской области. — Тюмень, 1986. — 39 с.