

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МАЛОБАЛЫКСКОЙ МЕГАСЕДЛОВИНЫ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

С. И. Филина, В. В. Быков, А. Е. Растрогин

(ИГиРГИ, ОАО «Юганскнефтегаз»)

Исследуемый район находится в зоне сочленения Среднеобской антеклизы и Мансийской синеклизы и, согласно тектонической карте 1998 г. под редакцией В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, захватывает территорию Малобалыкской мегаседловины, разделяющей Салымский мегавал и Сургутский свод. К мегаседловине приурочены Восточно-Правдинская, Малобалыкская, Западно-Малобалыкская структуры. Восточную часть Салымского мегавала осложняет Пойковский вал, включающий Пойкинское, Южно-Пойкинское, Среднесалымское, Крючковское локальные поднятия. На юге Пойковский вал и Малобалыкская седловина граничат с Юганской впадиной, в пределах которой находятся Удачное и Западно-Удачное локальные поднятия. Пограничную с мегаседловиной часть Сургутского свода осложняют Тепловская, Малотепловская, Кудринская, Южно-Балыкская, Среднебалыкская структуры.

Основные перспективы нефтегазоносности связаны с нижнемеловыми песчаными пластами БС₆, БС₈, БС₉-БС₉ач, БС₁₀-БС₁₀ач, БС₁₁ач, а также с песчаными линзами пластов ЮС₂-ЮС₃¹ юрского возраста. Эти отложения представлены различными литолого-фациальными комплексами — шельфовыми, склоновыми (клиноформными), прибрежно-континентальными.

Совместное рассмотрение материалов сейсмопрофилирования и бурения, включающее сейсмогеологические, литолого-фациальные, палеогеографические, геохимические исследования, позволило расчленить разнофациальные геологические разрезы на разновозрастные комплексы пород — циклиты БС₆, БС₈₋₉, БС₁₀, БС₁₁, ЮС₂-ЮС₃¹. Для каждого из них проведено сейсмогеологическое и палеогеографическое районирование бассейна осадконакопления с построением литолого-палеогеографических карт, на которых выделены области мелководной шельфовой террасы, шельфового склона, глубоководного шельфа; зоны развития русловых и пойменных фаций. Уточнены структурные планы по кровлям пластов БС₆, БС₈, БС₁₀ и баженовской свиты. В результате выявлены особенности размещения песчаных пород в различных структурно-фациальных зонах и залежей нефти в разрезе и по площади.

Проведено сеймостратиграфическое и литолого-палеогеографическое районирование юрских и неомских циклитов Малобалыкской мегаседловины и намечены перспективы их нефтегазоносности.

Seismostratigraphical and lithology-paleogeographical zonation was conducted for Jurassic and Neocomian cycles of Malobalyksy megasaddles and determined the petroleum potential.

Хроностратиграфический каркас морских неомских отложений основывался на строении циклитов в мелководно-шельфовой структурно-фациальной зоне, где они представлены серией относительно просто и четко построенных регрессивных

циклитов с трансгрессивным глинистым основанием и перекрывающим его песчаным пластом. Переход в другие структурно-фациальные зоны — склоновую и депрессионную — сопровождается изменениями мощностных характеристик, соотношений литологических типов пород, их фациального облика, морфологии песчаных тел. В результате ундиформная формация шельфа сменяется мощной сложнопостроенной клиноформной, а затем фондоформной маломощной глинистой формацией. Принципиальные закономерности строения неомского комплекса Западно-Сибирской провинции рассмотрены в работах А. И. Наумова, О. М. Мкртчяна, А. А. Нежданова и многих других исследователей.

В ниже-среднеюрских континентальных и прибрежно-континентальных отложениях за основную единицу корреляции приняты зональные проциклиты, состоящие из горизонтов с преимущественным развитием песчаных аллювиальных фаций в основании и сменяющих их горизонтов с широким развитием алевритово-глинистых озерно-болотных фаций.

Границы зональных циклитов адекватно отражаются в волновом сейсмическом поле, при этом использован основной принцип сеймостратиграфического анализа, заключающийся в хроностратиграфической значимости сейсмических отражений в слоистых разрезах. Трансгрессивные глинистые пачки циклита трассируются протяженными динамически выраженными квазисинхронными отражениями с отрицательными экстремумами в прямой полярности. В ундиформной (мелководно-шельфовой) части один циклит представлен сменой отрицательного и положительного экстремумов. В клиноформной (склоновой) части увеличенный объем циклита выражается в появлении дополнительных косослоистых сеймофаций. В пределах фондоформы наблюдаются постепенное утонение циклита и прилегание граничного отражения к опорному сейсмическому горизонту Б.

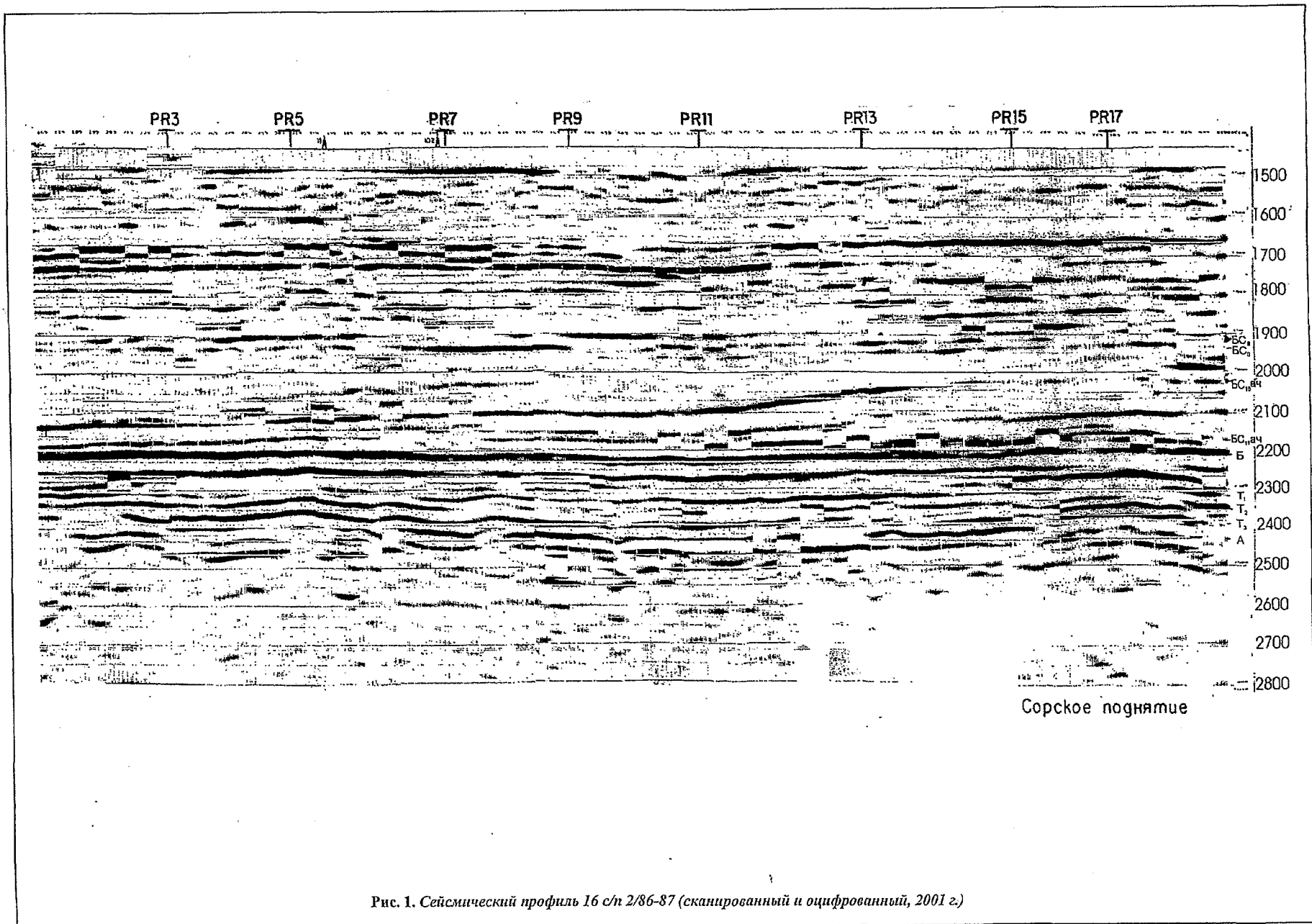


Рис. 1. Сейсмический профиль 16 с/п 2/86-87 (сканированный и оцифрованный, 2001 г.)

В исследуемом районе на доюрском основании залегают нижнеюрские отложения, выделенные в горелую свиту. На визуализированных разрезах их положение прослеживается довольно четко между отражениями A (кровля доюрского основания) и T_3 (кровля горелой свиты, рис. 1). Вскрыты они ограниченным числом скважин на глубинах от 3204 (скв. 1200 — Усть-Балыкская) до 3270 м (скв. 30 — Крючковская). Толщина свиты колеблется от нуля до 100 м. Разрез включает пласт Ю₁₀ и перекрывающую его радомскую глинисто-алевритовую пачку. Среднеюрские отложения в объеме тюменской свиты развиты повсеместно. Различные горизонты их залегают на породах фундамента в приподнятых блоках, а на остальной территории перекрывают нижнеюрскую эрозионную поверхность. Глубина залегания кровли тюменской свиты довольно стабильна — 2920...2960 м. Среднеюрская толща сложена несколькими зональными аллювиальными циклитами, в основании которых находятся русловые линзовидные песчаные пласты от Ю₉ до Ю₂ толщиной от 25 до 50 м. Нередко в глинистой пачке над пластом Ю₃ появляются песчаные прослой, проиндексированные как Ю₃¹. Нередко глинистый раздел над этим пластом частично, либо полностью уничтожается врезом русловых песчаников Ю₂, в результате чего образуется единый резервуар Ю₂-Ю₃¹ толщиной до 25 м. В сводах наиболее приподнятых структур верхняя часть тюменской свиты, включая пласт Ю₂, может быть размыта позднекелловейской морской трансгрессией. В сейсмическом поле среднеюрского разреза прослеживаются отражения T , T_1 , T_2 , соответствующие кровле средней юры, основанию батского и байосского ярусов.

В юрских отложениях наибольший интерес для поиска залежей нефти в рассматриваемом районе представляют верхние горизонты тюменской свиты — пласты Ю₂-Ю₃¹, залегающие под выдержанной верхнекелловей-оксфордской глинистой покровкой. Специфика района исследований заключается в том, что он находился несколько в стороне от основных палеорусел. Здесь располагались лишь краевые части палеодолин, где накапливались глинисто-алевритовые илы. Песчаные зоны речной поймы наблюдаются в районе Западно-Удачной, Удачной, южной части Крючковской структур и к северо-западу от них. К северу от Малобалыкского поднятия намечается широкая зона, захватывающая западный склон Сорской структуры. На востоке исследуемого района песчаная зона примыкает к склону Сургутского свода в районе Среднебалыкского, Южно-Балыкского, Тепловского поднятий.

По аналогии с сопредельными районами Ханты-Мансийской впадины и Сургутского свода можно предположить наличие залежей в базальном песчаном пласте континентальной толщи (пласт Ю₁₀ или Ю₉), обогащенном более грубым пролювиальным материалом. Однако в рассматриваемом районе песчаники представлены в основном мелкозерни-

стыми разностями с каолинитизированными полевыми шпатами и глинизированными обломками пород; в составе цемента преобладает гидрослюди-сто-каолинитовый материал. Осадочные образования залегают в этом районе на выветрелых диабазах. Отсюда возможности образования участков с улучшенными коллекторскими свойствами весьма ограничены и могут быть связаны преимущественно с процессами эпигенеза.

Неокомские отложения формировались в условиях продолжительной, пульсирующей во времени регрессии моря, сопровождающейся постепенным увеличением площади шельфовой террасы за счет бокового наращивания континентального склона и сокращением внутренней депрессии. Сейсмостратиграфическое и литолого-палеогеографическое районирование, проведенное для каждого неокомского циклита, отражает его специфические черты на ограниченной исследовании территории.

Циклит БС₁₁ формировался в условиях шельфового склона и представлен отложениями клиноформной песчано-алевритово-глинистой формации. В основании его залегают маломощная восточно-моховая трансгрессивная глинистая пачка. Глубина залегания кровли увеличивается в западном направлении от 2660 до 2900 м. В этом же направлении уменьшается толщина циклита от 235 до 0 м западнее Восточно-Правдинского, Крючковского, Западно-Малобалыкского поднятий. Региональные изменения толщины носят субмеридиональный характер. Наиболее резкое уменьшение толщины циклита наблюдается вдоль крутого склона палеошельфа, в районе западных крыльев Среднебалыкской, Южно-Балыкской и Тепловской структур. Выклинивание циклита на сейсмических разрезах фиксируется сближением волны БС₁₁ с сейсмогоризонтом Б и последующим примыканием к нему по типу подошвенного налегания (рис. 1).

На востоке района исследований в разрезе циклита выделяется до пяти песчано-алевритовых пачек, проиндексированных как БС₁₁¹ач, БС₁₁²ач, БС₁₁³ач, БС₁₁⁴ач. В пределах месторождений эти пачки индексируются как пласты БС₁₆-БС₂₂ без учета регионального строения осадочного разреза. В результате различные по возрасту пласты оказываются проиндексированными одинаково. Пачки в разрезе имеют линзовидную форму с выпуклой кровлей и кулисообразно сменяют друг друга, выклиниваясь в западном направлении по мере гипсометрического опускания их кровли вдоль седиментационного склона. Суммарная толщина песчаников при этом уменьшается от 60 до 10 м, а в пределах пологого склона — от 10 до 0 м. В плане песчано-алевритовые тела образуют аккумулятивные валы, вытянутые параллельно кромке шельфовой террасы. В пределах валов наиболее опесчанены выраженные в палеорельефе подводные отмели, приуроченные к приподнятым блокам фундамента — Южно-Балык-

ская, Среднебалыкская структуры, приподнятый купол Мамонтовской структуры. В районе Западно-Тепловской и северо-западной части Малобалыкской площадей наблюдаются субширотные песчаные языки лапчатой формы, секущие шельфовый склон и протягивающиеся в глубь морского бассейна на 15...20 км. Конфигурация, расположение, фациальные признаки, а также унаследованный характер этих зон по отношению к юрским дельтовым комплексам позволяют трактовать их как фации авандельт. Обычно песчаники здесь представлены хорошо отсортированными мелко-среднезернистыми разностями.

Большая часть рассматриваемой территории представляла собой область развития глинистых отложений циклита BC_{11} . Западнее Западно-Тепловской, Сорской, Западно-Малобалыкской структур развиты лишь глинистые породы подножия склона, а к западу от Восточно-Правдинской, Среднесалымской, Крючковской структур в условиях глубоководного шельфа формировались конденсированные слои, наращивающие битуминозно-глинистые отложения баженновской свиты.

Нефтеносность циклита BC_{11} установлена на Западно-Малобалыкском месторождении, где из клиноформной песчано-алевритово-глинистой пачки получены притоки нефти дебитом $10,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $H_{\text{дин}} = 1538 \text{ м}$.

Циклит BC_{10} начинается трансгрессивной савуйской глинистой пачкой и заканчивается пластом BC_{10} . Его кровля погружается в западном направлении от 2415...2460 до 2850 м в районе Салымского поднятия, образуя при этом несколько террасообразных уступов. Структурно-седиментационное погружение сопровождается глинизацией верхнего пласта циклита, резким увеличением его общей толщины до 30 м (возможно, и более), появлением новых глинисто-алевритово-песчаных пачек, что характерно при переходе от шельфовой формации к клиноформной.

Кромка палеошельфа, продвинувшаяся во внутренние районы бассейна по сравнению с предыдущим временем, делит территорию на две палеогеографические области — шельфовую террасу и шельфовый склон (рис. 2). В районе Западно-Тепловской площади наблюдается резкое выдвижение кромки шельфа на запад, обусловленное как структурным планом, так и седиментационным фактором. В пределах шельфа формировались аккумулятивные песчаные тела в зонах авандельт, осложненных барами или подводными отмелями. Вытянутые авандельтовые языки протяженностью до 20 км и шириной до 6 км прослеживаются в районе Тепловского, Западно-Тепловского, Южно-Балыкского, Среднебалыкского и в северо-восточной части Малобалыкского поднятий.

Седиментационный депоцентр в виде максимальной толщины циклита отмечается западнее Южно-Балыкского поднятия. Восточнее депоцентра, в условиях краевой части шельфовой террасы, формируются монолитный песчаный пласт BC_{10} и "отслаивающиеся" от него подшельфовые песчаники BC_{10}^1 . Суммарная толщина песчаников здесь достигает 45 м. К западу от депоцентра, в пределах крутой части склона, шельфовые и подшельфовые песчаники кровельной части циклита глинизируются. Здесь же на более низком стратиграфическом уровне появляются клиноформные пачки с линзами песчаников, относимые к ачимовской толще и проиндексированные как BC_{10}^2 ач, BC_{10}^3 ач. Номенклатура ачимовских пластов в этом районе, принятая производственными организациями — $Aч_1$, $Aч_2$, $Aч_3$. При этом пачке BC_{10}^3 ач соответствуют пачки $Aч_2$ и $Aч_3$. Клиноформные песчаники развиты в обширной полосообразной зоне шириной до 450 км от восточных склонов Южно-Сургутского поднятия до западных склонов Салымского.

Наибольшей песчаностью и выдержанностью пластов отличается пачка BC_{10}^3 ач. Толщина пачки достигает 90 м. В депоцентре, восточнее Сорского поднятия, разрез ее глинистый. Западнее, в пределах крутого склона, обособляются две продольно вытянутые зоны валообразных песчаных тел. Одна из них пересекает исследуемую территорию от Малобалыкского поднятия к Сорскому и далее к Тепловскому, уходя за его пределы на север. Более западная песчаная зона, объединяет Западно-Малобалыкское, Крючковское и Среднесалымское поднятия. Суммарная толщина песчаников достигает 55 м. В разрезе пачки обособляются три пласта: два верхних — песчаные, а нижний представлен тонким песчано-алевритово-глинистым переслаиванием. Нижний пласт в западном направлении постепенно уменьшается в толщине и глинизируется в пределах Западно-Малобалыкской и Крючковской площадей.

Промышленная нефтеносность циклита BC_{10} связана с неокомским шельфовым и клиноформным ачимовским комплексами. В исследуемом районе залежи выявлены на Среднебалыкском и Южно-Балыкском месторождениях, где они приурочены к двум самостоятельным объектам в кровле и подошве шельфового пласта. В клиноформных пачках BC_{10}^2 ач и BC_{10}^3 ач залежи нефти открыты на Малобалыкском и Западно-Малобалыкском месторождениях.

Циклит $BC_{8,9}$ выделяется от подошвы чеускинской глинистой пачки до кровли пласта BC_8 . Отмечается некоторый наклон кровли циклита от 2330 до 2410 м в сторону Ханты-Мансийской впадины. В этом же направлении плавно увеличивается его толщина от 80 до 350 м. В разрезе обособляются субпараллельно залегающие шельфовые песчаные пласты BC_8 , BC_9 и клиноформные пачки, содержащие песчаные линзы BC_9^2 ач, BC_9^3 ач.

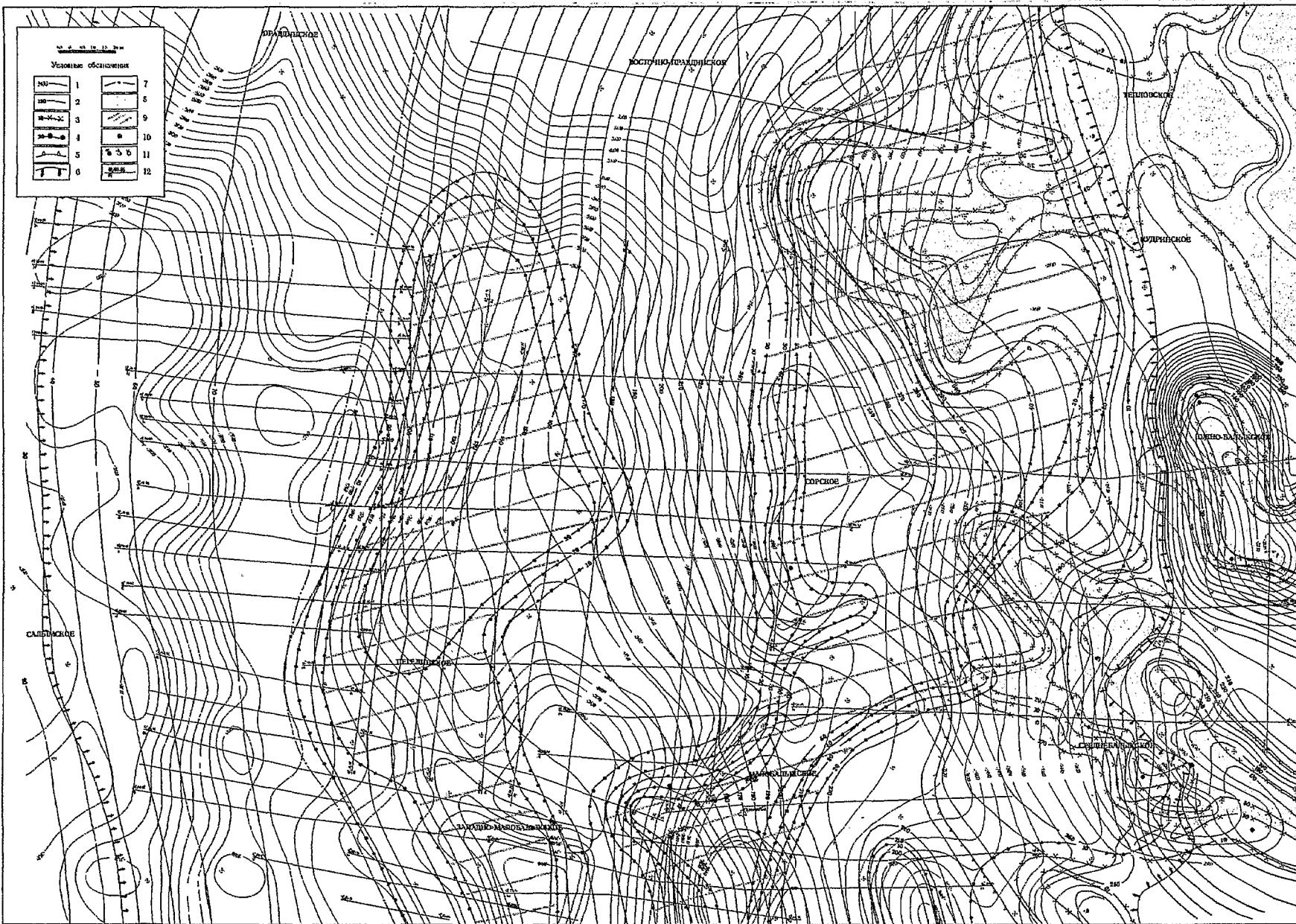


Рис. 2. Литолого-палеогеографическая карта пласта BC₁₀:

1 — изогипсы кровли пласта BC₁₀; изобахты: 2 — циклита, 3 — шельфовых песчаников, 4 — клиноформных песчаников; границы: 5 — шельфовой террасы, 6 — зоны развития клиноформных песчаников, 7 — крутого склона; палеогеографические области: 8 — конусы выноса и подводные валы с толщиной шельфовых песчаников более 20 м, 9 — зоны развития клиноформных песчаников толщиной более 20 м в пределах шельфового склона; 10 — скважины; 11 — разведочные скважины, давшие притоки: а — нефти, б — нефти с водой, в — воды; 12 — сейсморазведка 2D прошлых лет

Во время формирования пласта БС₉ кромка шельфовой террасы располагалась вдоль западных склонов Восточно-Правдинской структуры и протягивалась на юг через Среднесалымское, Крючковское, Западно-Малобалыкское поднятия. Это предопределило развитие шельфовых — подшельфовых песчаных тел БС₉⁰, БС₉¹ в восточной части и клиноформных БС₉²ач, БС₉³ач в центральной и западных частях исследуемого района. Толщина шельфовых песчаников не превышает 15 м. Суммарная толщина клиноформных песчаников достигает 30 м. Они образуют вытянутые валообразные поднятия, субпараллельные краевой части шельфовой террасы. Ширина валов не превышает 7 км. Наиболее протяженная зона таких тел прослеживается от Западно-Малобалыкского до Среднесалымского поднятия, возможно ее развитие в северном направлении. В районе Западно-Удачной и Удачной структур отмечается северное замыкание песчаного вала, вероятно, имеющего развитие в южном направлении в сторону Каренского и Владигорского поднятий.

Пачка БС₉²ач нефтеносна на локальном участке в пределах Малобалыкского месторождения.

Пласт БС₈ на всей рассматриваемой территории формировался в условиях шельфовой террасы. Монолитный шельфовый пласт прослеживается только в пределах Среднебалыкского поднятия. По мере приближения к краевой зоне шельфа пласт расслаивается на две, а затем на три части, которые проиндексированы как БС₈⁰, БС₈¹ и БС₈². Суммарная толщина песчаников достигает 50 м. На западе верхняя часть пласта БС₈⁰ начинает глинизироваться вплоть до полной глинизации в районе Удачной, Среднесалымской, Правдинской структур, хотя сохраняет свое гипсометрическое положение в краевой части шельфовой террасы.

На востоке и юго-востоке накопление песчаного материала происходило в условиях авандельт, продвинутых в глубь морского бассейна. Сохраняется усиленный вынос в районе Кудринского и Западно-Тепловского поднятий. Внутри единой авандельтовой зоны на юге района широко развиты песчаные отмели, приуроченные к выраженным в палеорельефе поднятиям — Западно-Малобалыкскому, Малобалыкскому, Среднебалыкскому. Значительная центральная и западная части рассматриваемого района оказываются в области развития мелководно-морских глинистых фаций.

Шельфовые песчаники пласта БС₈ имеют широкий ареал промышленной нефтеносности. Залежи выявлены на Правдинском, Восточно-Правдинском, Южно-Тепловском, Кудринском, Южно-Балыкском, Малобалыкском, Западно-Малобалыкском, Петелинском месторождениях.

Циклит БС₆₋₇, ограниченный подошвой сарма-новской глинистой пачки и кровлей пласта БС₆, формировался в условиях мелководного морского шельфа. Кровля циклита отмечается на глубинах 2280...2530 м. Основные черты структурного плана

унаследованы от нижних горизонтов юрского возраста. Толщина циклита довольно стабильна — 60...70 м на большей части территории. Лишь за пределами Крючковской, Западно-Малобалыкской площадей его мощность возрастает до 110 м. Суммарная толщина песчаников не превышает 26 м. В плане песчаные зоны имеют форму валов, разделенных вытянутыми прогибами, заполненными глинистыми фациями. При этом участки с мощностью песчаников более 20 м становятся гораздо меньшими по размеру, чем в предшествующее время. Приурочены они лишь к сводам локальных поднятий. Вместе с тем следует отметить, что песчаники пласта БС₆ в рассматриваемом районе обладают высокой степенью отсортированности кластического материала и наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с нижезалегающими пластами.

Шельфовые песчаники пласта БС₆ содержат наиболее богатые залежи нефти, хотя площадь их промышленной нефтеносности несколько уменьшается по сравнению с пластом БС₈. В исследуемом районе залежи выявлены на Петелинском, Правдинском, Восточно-Правдинском, Тепловском и Кудринском месторождениях.

Анализ уточненных структурных планов по кровлям циклитов позволил заключить, что большая часть территории занята прогибами, седловинами и впадинами. На этом фоне выделяется ряд еще неопоскованных локальных объектов. Наибольший интерес представляет Сорское локальное поднятие, выявленное на основе геологической переинтерпретации сейсмопрофилей, отработанных в 1986—1987 гг. Сейсмопрофили, предварительно сканированные и оцифрованные с помощью программ системы LINKS, были визуализированы с измененными параметрами усиления и фильтрации. Кроме того, по этим профилям были получены глубинные разрезы в комплексе Pro Max. Размеры, амплитуда и конфигурация Сорского поднятия по различным горизонтам должны быть уточнены более детальной сейсморазведкой.

Комплексные исследования позволили наметить перспективы поиска залежей нефти. Основные перспективы связаны с Сорским локальным поднятием по нескольким стратиграфическим горизонтам. По пласту Ю₂ перспективным может оказаться его западный склон, где возможно появление коллекторов нефти в аллювиальных песчаниках краевой части палеодолины. Наиболее перспективным объектом является клиноформная пачка ачимовского комплекса БС₁₀³ач, содержащая в пределах структуры мощные, выдержанные песчаные пласты. В пределах Сорской структуры перспективным может оказаться шельфовый пласт БС₆, песчаная зона которого протягивается на юг, в сторону Малобалыкского месторождения.

В северо-восточной части Малобалыкской площади залежи нефти могут быть встречены в ачимов-

ском комплексе — в пачках BC_{10}^3 ач и BC_{11} ач. В купольной части Малобалыкской структуры может быть нефтеносен пласт BC_6 .

В районе Удачного, Западно-Удачного и Западно-Малобалыкского поднятий залежи нефти могут быть обнаружены в пласте BC_6 , где отмечаются песчаники повышенной толщины. Песчаная отмель в пределах Западно-Малобалыкской структуры входит в единую валообразную зону, протягивающуюся на север, где на Петелинском месторождении в пласте BC_6 уже открыта нефтяная залежь.

Определенный интерес для постановки доразведочных работ с целью увеличения запасов нефти могут представлять зоны разгрузки аванделъта унаследованного развития по пластам BC_6 , BC_8 , BC_9 , BC_{10} в пределах Восточно-Правдинской, Кудринской, Малотепловской, Западно-Тепловской площадей, а также в северо-восточной части Малобалыкской структуры. На большей части этой территории перспективными могут быть все шельфовые пласты. Перспективы Западно-Тепловской площади ограничены пластами BC_6 , BC_8 , BC_9 .

УДК 553.98.061.15

К РАЗВИТИЮ УЧЕНИЯ И.О. БРОДА О НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНАХ (К 100-летию со дня рождения)*

К. Н. Кравченко
(ВНИГНИ)

Научное наследие И.О. Брода можно подразделить на 5 основных направлений монографической обработки: 1) поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений, глубоко проанализированные им в монографии, изданной в соавторстве с Е.Ф. Фроловым (1957); 2) залежи нефти и газа (формирование и классификация) — И.О. Брод (1951): предложена предельно простая, но вместе с тем всеобъемлющая схема классификации, общепринятая в качестве главной основы для последующих построений; 3) основы геологии нефти и газа, составленные в соавторстве с Н.А. Еременко (1957, 3-е издание); 4) учение о нефтегазоносных бассейнах [1], изданное посмертно в форме краткой брошюры по основным проблемным вопросам. И.О. Брод в 1947 г. сформулировал основной закон нефтегазонакопления, дал первое генетическое определение понятия НГБ как единого седиментационного бассейна, характеризующегося общностью условий битумообразования и нефтегазонакопления. Тем самым он заложил основы учения о нефтегазоносных бассейнах**; 5) региональный анализ фактической нефте-

К числу основных новых теоретических положений, разработанных автором в развитие учения И.О. Брода о НГБ, относятся следующие: 1) применение трехчленного бассейнового анализа, целесообразность смены основного понятия — нефтегазоносного бассейна (НГБ) нефтидным (НдБ); 2) зависимость фазового состояния нефтидных бассейнов от полноты и времени прохождения ГЗН; 3) необходимость независимого применения провинциального и бассейнового нефтидного районирования ввиду их принципиального различия; 4) введение двухсистемного онтогенетического нефтидного бассейнового анализа: миграционно-аккумуляционного и генерационно-аккумуляционного; онтогенетическая классификация НдБ; специфика размещения в богатейших из них уникальных и суперуникальных месторождений нефти, газа и природных битумов, вывод о богатстве и фазовом состоянии НдБ как функции онтогенеза нефти, газа и природного битума, в том числе такого определяющего показателя, как минимизация потерь Нд; 5) прогноз нефтидоносности на основе онтогенетического бассейнового анализа и его реализация.

Among major new theoretic conclusions, prepared by author as development of I.O. Brod oil-gas basin theory are following: 1) Implementation of three-member (oil-gas-bitumen) basin analysis and change of main basin member from oil-gas bearing to petroleum basin; 2) Dependence of phase condition of petroleum basins from completeness and time interval of oil window crossing; 3) Necessity of independent implementation of province and basin petroleum zoning because of their principal difference; 4) Introduction of two ontogenesis petroleum basin analysis: migration-accumulative and generation-accumulative ones; ontogenetic types of petroleum basins; specifics of distribution of unique and superunique fields of oil, gas and natural bitumen; conclusion for reason of petroleum basin richness and phase condition depending of ontogenese and reduce of losses particularly; 5) Petroleum prognosis on the base of ontogenetic basin analysis and its practical realization.

* Применяемые аббревиатуры помимо расшифрованных в разделе 4: БтНГБ — битумонефтегазовый бассейн; ВхЗГ — верхняя зона газообразования; ВЗ — водная зона осадочного бассейна; ГАК — генерация, аккумуляция, консервация нефтидов; ГМАКП — генерация, миграция, аккумуляция, консервация, потери нефтидов; ГиБ — гидрогеологический бассейн; ГЗГ — главная зона газообразования; ГЗН — главная зона нефтеобразования; Нд — нефтиды, нефтидный; НдБ — нефтидный бассейн; НГБ — нефтегазовый, нефтегазоносный бассейн; НГМП, НГПП — нефтегазоматеринские, нефтегазопроизводящие породы; ОБ, ОПБ — осадочный, осадочно-породный бассейны; ОВ, РОВ — органическое, рассеянное органическое вещество; УВ — углеводороды. Аббревиатуры ранних публикаций могут быть незначительно откорректированы с учетом текущих работ.

** Нефтегазоносные бассейны — термин, впервые введенный в отечественную литературу В. Е. Хаиным (1951), теоретическое и региональное изучение которых было осуществлено И. О. Бродом.