

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ*

В.В. Самсонов, А.И. Ларичев¹, В.И. Чеканов¹, В.В. Соловьев¹

*Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геолого-разведочный институт,
191014, Санкт-Петербург, Литейный просп., 39, Россия*

¹ *Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского,
199106, Санкт-Петербург, Средний просп., 74, Россия*

Рассмотрены современные представления о строении основных продуктивных комплексов юга Сибирской платформы: рифейского, вендского и нижнекембрийского. Выделены главнейшие зоны нефтегазоаккумуляции. Проведена дифференцированная экспертная оценка прогнозных ресурсов, рекомендованы методы их освоения.

Сибирская платформа, продуктивные комплексы, зоны нефтегазоаккумуляции, ресурсы, методы освоения.

GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE OIL-AND-GAS PLAYS AND OIL-AND-GAS POTENTIAL OF THE SOUTHERN SIBERIAN PLATFORM

V.V. Samsonov, A.I. Larichev, V.I. Chekanov, and V.V. Solov'ev

The paper discusses modern views of the structure of the main producing plays in the southern Siberian Platform: Riphean, Vendian, and Lower Cambrian. The major zones of oil and gas accumulation have been distinguished. Forecast resources have undergone differentiated expert evaluation, and methods for their development have been recommended.

Siberian Platform, producing plays, oil and gas accumulation zones, resources, exploration methods

ВВЕДЕНИЕ И ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ

Южная часть Сибирской платформы, выделенная в Иркутский нефтегазоносный бассейн (НГБ), в современной структуре земной коры представляет асимметричную депрессию гетерогенного фундамента, выполненную осадочными образованиями в основном рифейского, вендско-палеозойского и частично мезозойского возрастов. В краевых участках платформенные отложения залегают на мощных миогеосинклинальных образованиях рифейского возраста. С юго-востока и юго-запада Иркутский НГБ окаймляется горными сооружениями Приморского хребта и Восточного Саяна.

Геолого-разведочные работы на юге Сибирской платформы уже подготовили ресурсную базу, потенциал которой может обеспечить необходимый объем добычи углеводородного сырья на ближайшие десятилетия [Васильев, 1968; Гольдберг, Самсонов, 1985; Непско-Ботубинская антеклиза..., 1986; Дробот и др., 1988; Белонин, Самсонов, 2004]. Прогнозные ресурсы региона намного превышают разведанные и заслуживают интенсивной подготовки. Эта задача государственного стратегического значения и решаться она должна при ведущей роли государственных энергетических структур.

В настоящее время в развитии нефтегазовой геологии происходят существенные изменения. Привычной гравитационной моделью формирования углеводородных скоплений уже нельзя объяснить разнообразие условий их распространения. Несмотря на то, что основные разведанные запасы нефти и газа сосредоточены в антиклинальных ловушках, ведущее значение при подготовке ресурсов приобретают нетрадиционные ловушки в неизвестных ранее зонах нефтегазоаккумуляции. Все это значительно расширяет диапазон условий, в которых могут быть обнаружены промышленные скопления углеводородного сырья.

Современная методика геолого-разведочного процесса подразделяется на несколько основных этапов: нефтегеологическое районирование, оценка прогнозных ресурсов и локализация ресурсов последовательно от категории D_1 к C_3 .

* Статья планировалась к публикации в спецномере, посвященном 75-летию А.Э. Конторовича.

Эта строгая система уже не обеспечивает высокой эффективности. Главная причина в том, что до и после разведки наиболее выраженных антиклинальных зон оставшиеся ресурсы (а они во всех провинциях составляют более половины общих ресурсов) оказываются рассредоточенными по площади в малоамплитудных поднятиях и неантиклинальных ловушках в разных интервалах разреза на участках, как правило, не совпадающих в плане. Различное пространственное положение зон регионального стратиграфического и литологического выклинивания, барьерных рифов, серий так называемых запечатанных ловушек, вторичных коллекторов в карбонатных толщах, гидродинамических, капиллярных экранов и тем более газогидратных зон обязательно должно учитываться при поисковых работах [Трофимук и др., 1982; Самсонов и др., 1986].

Ловушки четко систематизированы только по условиям накопления пород-коллекторов и по их генетической связи с экранирующими латеральными барьерами, но даже такая классификация насчитывает более десяти типов. Если же учитывать состав коллекторов и покрышек, особенности вторичных преобразований пород и другие признаки, то число разновидностей возрастет до многих десятков. Существенное повышение эффективности поисков может быть достигнуто изучением локальных неантиклинальных объектов не самих по себе, а как составных частей систем — зон нефтегазонакопления.

В отличие от объектов нефтегеологического районирования зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) занимают относительно небольшую, наиболее перспективную часть территории. Они выделяются обычно в пределах НГК и соответствуют системе ловушек, т.е. такому их сочетанию, которое подчинено одному основному фактору (структурному, литологическому или гидродинамическому), играющему решающую роль при нефтегазонакоплении.

Возможно обнаружение неизвестных нам экранированных коллекторских систем, физическое состояние которых благоприятно для аккумуляции углеводородов. Каждая система характеризуется преобладанием ловушек определенных типов. В ЗНГН, связанных с современными поднятиями, распространены преимущественно антиклинальные и антиклинально-литологические ловушки, в зонах стратиграфического выклинивания — стратиграфические и антиклинально-стратиграфические, на палеоподнятиях — литологические эпигенетические (запечатанные) и т.п.

Степень обогащенности ЗНГН относительно смежных территорий и характер распределения залежей определяют почти исключительно условиями аккумуляции УВ и сохранность сформированных залежей в ходе последующей истории развития. Если систему ловушек характеризует неоднородность пород по физическим параметрам (пористости, проницаемости), то механизм аккумуляции определяется свойствами заключенных в коллекторах флюидов.

Аккумуляция с определенной условностью подразделяется на гравитационную и компрессионную (термобарическую).

Цель нашей работы — обосновать в пределах изученной территории Иркутского НГБ выделение неразведанных ЗНГН, обладающих существенными потенциальными ресурсами углеводородов для развития сырьевой базы.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

В пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции наши исследования охватывают преимущественно Непско-Батуобинскую и Ангаро-Ленскую нефтегазоносные области (НГО). Именно они считаются главнейшими нефтегазоносными областями на юге Сибирской платформы [Самсонов, 1975, 1988; Одинцова и др., 1985; Шемин, 1999].

Количественная оценка ресурсов УВ производилась методом внутренних аналогий, опираясь на хорошо изученные бурением эталонные участки, где, возможно, достаточно надежное определение плотности запасов.

К сожалению, у исследователей нет полного единодушия и при вычислении плотности запасов на эталонных участках. Расхождения связаны с площадью участков и главным образом с долей еще не открытых запасов в пределах этих участков: в ряде случаев она принимается соизмеримой с величиной разведанных запасов категории C_1 . В экспертной оценке доля неоткрытых ресурсов (D_1) на Собинском, Ярактинском, Марковском, Верхнечонском, Мирнинском и некоторых других эталонных участках принималась не более 20 % от разведанных. Следует отметить, что расхождение оценок ВНИГРИ с оценками других организаций (СНИИГТиМС, ВСНИИГТиМС и др.) обычно не выходят за пределы тех вилок, которые предписаны стандартной шкале для прогнозных карт.

Перенос вычисленных плотностей ресурсов с эталонных участков на еще не изученные примыкающие территории производился в соответствии с общепринятой процедурой определения относительных перспектив нефтегазоносности. Исчезновение или появление благоприятного или неблагоприятного признака в той или иной зоне по сравнению с соседней повышает или понижает плотность ресурсов. И хотя для количественной оценки эта процедура, особенно для удаленных от эталонных участков, не вполне корректна, тем не менее она дает достаточно сопоставимые результаты. Очень важная характе-

ристика прогноза — соотношение жидких и газообразных УВ — определялась в изученных бурением НГО по фактическим соотношениям нефть/газ, а в малоизученных — на основе геохимического прогноза и других соображений (условия сохранности, влияющие в первую очередь на газ). На сильноприподнятых, лишенных хороших покрышек территориях и потому сильно дегазованных предпочтение (до 80—90 %) отдавалось нефти, а в наиболее погруженных регионах с хорошими условиями сохранности — газу. В промежуточных случаях (средние глубины, хорошая изоляция) названное соотношение принималось равным.

ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

В стратиграфических подразделениях осадочных образований выделены наиболее перспективные литолого-фациальные комплексы, с которыми связаны все открытые углеводородные скопления (рис. 1):

- рифейский байкальский трехчленный и присаянский карагасский терригенно-сланцевый;
- рифейско-вендский ушаковский (тыптинско-олхинский) терригенный;
- вендский нижнемотский (чорский) терригенный;
- вендско-нижнекембрийский средневерхнемотский (даниловский)-нижнеусольский терригенно-карбонатный (в него включен и осинский горизонт усольской свиты, который по условиям формирования соответствует трансгрессивной части усольского мезоритма; по литолого-фациальным особенностям он ближе подходит к карбонатной толще мотских отложений, чем к перекрывающему его соленосному разрезу);
- нижнекембрийский верхнеусольско-нижнебельский галогенно-карбонатный;
- бельско-булайско-ангарский галогенно-карбонатный.

Рифейский комплекс. Стратиграфическое положение мощных флишоидных отложений, развитых в полосе, примыкающей к Саяно-Байкальскому обрамлению, соотношение их между собой и с ушаковскими отложениями внутреннего поля бассейна до сего времени являются дискуссионными. В литологическом облике и условиях залегания этих толщ имеется много общего. Байкальский комплекс по литологическим признакам делится на три свиты: голоустенскую, преимущественно кварцитокарбонатную, улунтуйскую карбонатно-сланцевую и качергатскую, преимущественно сланцевую. Свиты залегают между собой согласно, покоятся на размытой поверхности нижнепротерозойских гнейсов и перекрываются ушаковскими грубообломочными отложениями, начинающими новый седиментационный цикл. В Присянье — это карагасская кварцитовая свита

Наибольшая суммарная толщина трехчленного комплекса отмечается приблизительно в средней части западного побережья Байкала и достигает 4000 м. В северном направлении (район Казачинского выступа) она уменьшается до 450 м. Некоторое сокращение толщины наблюдается и к юго-западу.

О геохимических особенностях среды осадконакопления и диагенеза можно судить по нескольким десяткам определений химического состава и битуминозности пород.

Содержание растворимых в слабой соляной кислоте форм железа колеблется в весьма широких пределах: от сотых долей до нескольких процентов. Так, в сланцах голоустенской свиты содержание двухвалентного железа 0.6—0.75 %, а трехвалентного около 0.25 %, степень восстановленности реакционноспособных форм железа достигает 75 %. В известняках и доломитах сумма растворимого железа едва достигает 0.5—0.15 %, реже превышает 1—2 %, причем степень его восстановленности высокая (70—95 %). Сульфидная сера присутствует в карбонатных породах в количестве 0.06—0.09 %, в сланцах — не выше 0.15 %.

Сульфидные формы железа в образцах из разрезов по верховьям р. Лена обнаружены в сотых долях процента, а содержание сульфидной серы в них не превышает 0.1—0.3 %. В качергатских сланцах более южных разрезов (реки Хидуса, Бугульдейка, Правая Ушаковка) отмечается более высокая концентрация сульфидной серы, содержание которой часто достигает 2.0—2.5 %.

Как показали исследования, формирование рифейских отложений происходило иногда в условиях нейтральной среды. Во многих образцах железо полностью восстановлено, среди закисных форм преобладает пиритная. Там, где в соляно-кислой вытяжке встречается трехвалентное железо, оно обычно является вторичным, развитым по обломочным зернам магнетита и пирита.

В породах трехчленного байкальского комплекса (в улунтуйской и качергатской свитах) присутствуют пласты доманикоидных аргиллитов и мергелей с содержанием органического углерода более 1.0 % на породу, которые можно отнести к нефтепроизводящим толщам. Катагенетическая преобразование органического вещества этих толщ высокая. Обнаруженные в небольшом количестве битумоиды большей частью кислые, однако встречаются и легкоподвижные восстановленные с содержанием углерода 83.65 % и водорода 12.26 %. В битумоидах из глинистых сланцев и карбонатных пород улунтуйской и качергатской свит содержится до 38.55 и 56.07 % масляной фракции.

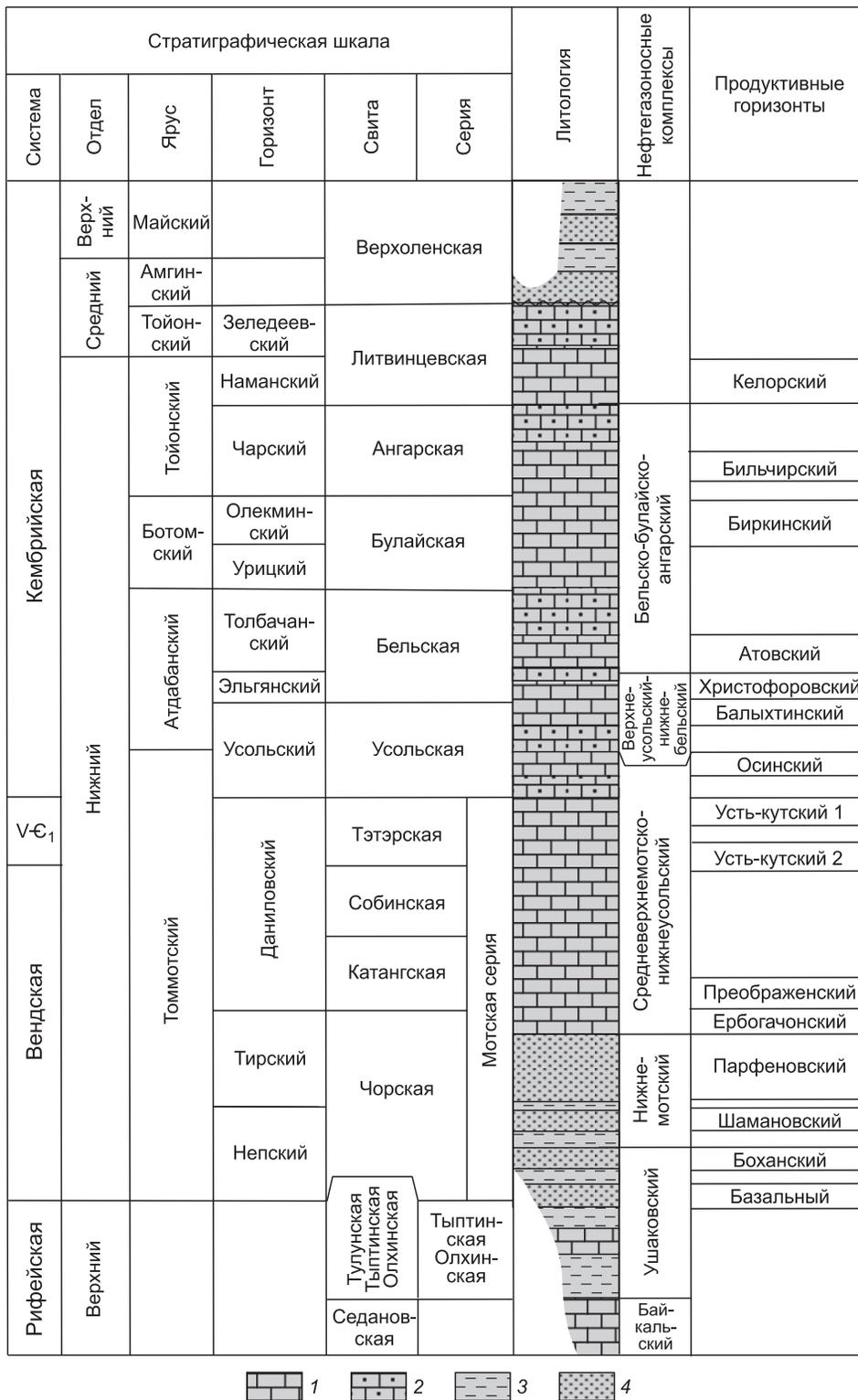


Рис. 1. Сводный разрез осадочного чехла южной части Сибирской платформы.

1—4 — породы: 1 — карбонатные, 2 — карбонатно-галитовые, 3 — аргиллитовые, 4 — песчаные.

Флишоидный облик и большая толщина отложений трехчленного байкальского комплекса позволяют считать, что они образовались в миогеосинклинали, существовавшей в рифейское время на месте современного Байкала и сопряженной с ним территории.

Эти отложения сильно преобразованы, их нефтематеринские свойства исчерпаны в геологическом прошлом, но местами близэрозионной поверхности предвендского регионального перерыва карбонатные разности рифейских пород подверглись гипергенным изменениям и приобрели удовлетворительные коллекторские свойства (на Байкитской антеклизе).

Высокая оценка перспектив нефтегазоносности древних осадочных комплексов была обоснована еще в семидесятых годах прошлого столетия [Дробот и др., 1974]. Дальнейшие разработки привели к оценке колоссальных объемов углеводородов, образовавшихся и эмигрировавших из Прибайкало-Патомского и Приенисейско-Иркинско-Чадобецкого очагов нефтегазообразования [Ларичев, 1981; Дробот, 1988; Баженова, 1992; Дробот и др., 2004]. В последние годы в результате выполнения сейсмических работ и параметрического бурения в междуречье Подкаменной Тунгуски и Нижней Тунгуски выявлен Чуньский рифей-вендский осадочный бассейн, который является еще одним крупным очагом нефтегазообразования для Непско-Ботуобинской антеклизы [Мельников и др., 2008]. Эти очаги генерации углеводородов обусловили высокие перспективы нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы, Ангаро-Ленской ступени и Байкитской антеклизы. Именно они обеспечили формирование гигантских ЗНГН в пределах названных структур.

Потенциальные ресурсы Жигаловско-Ковыктинской зоны оцениваются ИГНГ СО РАН не менее 3 трлн м³.

Нам представляется, что в полосе выклинивания ушаковских отложений в западном направлении может быть выявлена не менее богатая ЗНГН, связанная с литологическими ловушками в рифейско-вендском терригенном комплексе.

Этот же комплекс высокоперспективен и в пределах флексурного перехода от Присаяно-Енисейской синеклизы к Ангаро-Ленской ступени. Здесь в Ангаро-Илимском районе происходит выклинивание рифейско-вендских отложений, в которых были установлены нефтепроявления.

Братский преимущественно газоносный район расположен в центральной части Иркутского нефтегазоносного бассейна и занимает восточный борт Присаяно-Енисейской синеклизы. Особенно благоприятное положение в районе для накопления нефти и газа занимает Братское валообразное поднятие. Выявленная в пределах вала Братская антиклиналь прослежена по всем горизонтам разреза. В 1972 г. в песчаниках парфеновского горизонта было открыто газовое месторождение с запасами более 12 млрд м³ и дебитами до 200 тыс. м³/сут. Толщина терригенных коллекторов 30—40 м. В процессе бурения поисковых скважин в карбонатных отложениях венда и кембрия были установлены три зоны интенсивного поглощения промывочной жидкости, что свидетельствует об улучшении коллекторских свойств этой части разреза. На северном и южном участках вала сейсморазведкой были выявлены Ковенское, Седановское, Окинское поднятия и Кутурминская аномалия типа «залежь» (АТЗ). Пробуренными на этих объектах скважинами было установлено наращивание нижних частей разреза за счет ушаковских отложений, а в Седановской параметрической скважине на глубине 3958 м вскрыты карбонатные породы рифея. Испытание всех скважин не привело к открытию новых месторождений.

Опробованные горизонты в лучшем случае содержали сильногазированную пластовую воду с газовым фактором свыше 500 м³/т. Самым примечательным результатом бурения представляется вскрытие рифейских отложений. Седановская скважина из этих отложений переливала пластовой водой с пленкой нефти. Ни одна из Братских скважин не добурена до рифейских отложений. По кровле парфеновского горизонта они расположены на 200—250 м выше, чем Седановская скважина. Логично предположить, что в пределах зоны выклинивания рифейские отложения будут иметь улучшенные коллекторские свойства и содержать нефтяные залежи, которые могут быть вскрыты на глубинах 3600—3700 м. Здесь есть перспективы открытия новой крупной зоны нефтенакпления в рифейских карбонатах, аналогичной Юрубчено-Тохомской зоне Байкитской НГО. Помимо ловушек структурного типа для вендских терригенных отложений в Братско-Нижнеилимском районе можно ожидать литологические ловушки, связанные с выклиниваем рифейских карбонатных отложений и терригенной ушаковской свиты венда, толщина которой сокращается в северо-восточном направлении. Возможны и тектонические экранированные ловушки.

Рассмотрим геохимические условия формирования всех выделенных рифейско-вендских и нижнекембрийских перспективных комплексов, в том числе и с позиций их автономных генерационных возможностей.

Схемы окислительно-восстановительных условий формирования перспективных комплексов и остаточного органического потенциала и битуминозности представлены на рис. 2.

Рифейско-вендский ушаковский комплекс в пределах Иркутского бассейна характеризуется тремя формационными типами разрезов: молассовым, флишоидным и шельфовым. Первый развит в зоне Прибайкалья, второй — в области Присаянья и третий сформирован в пределах шельфовой зоны бассейна, плавно погружившейся от внутреннего кристаллического массива к периферии. Широко развитые в Прибайкалье грубообломочные породы ушаковской свиты представлены конгломератами, гра-

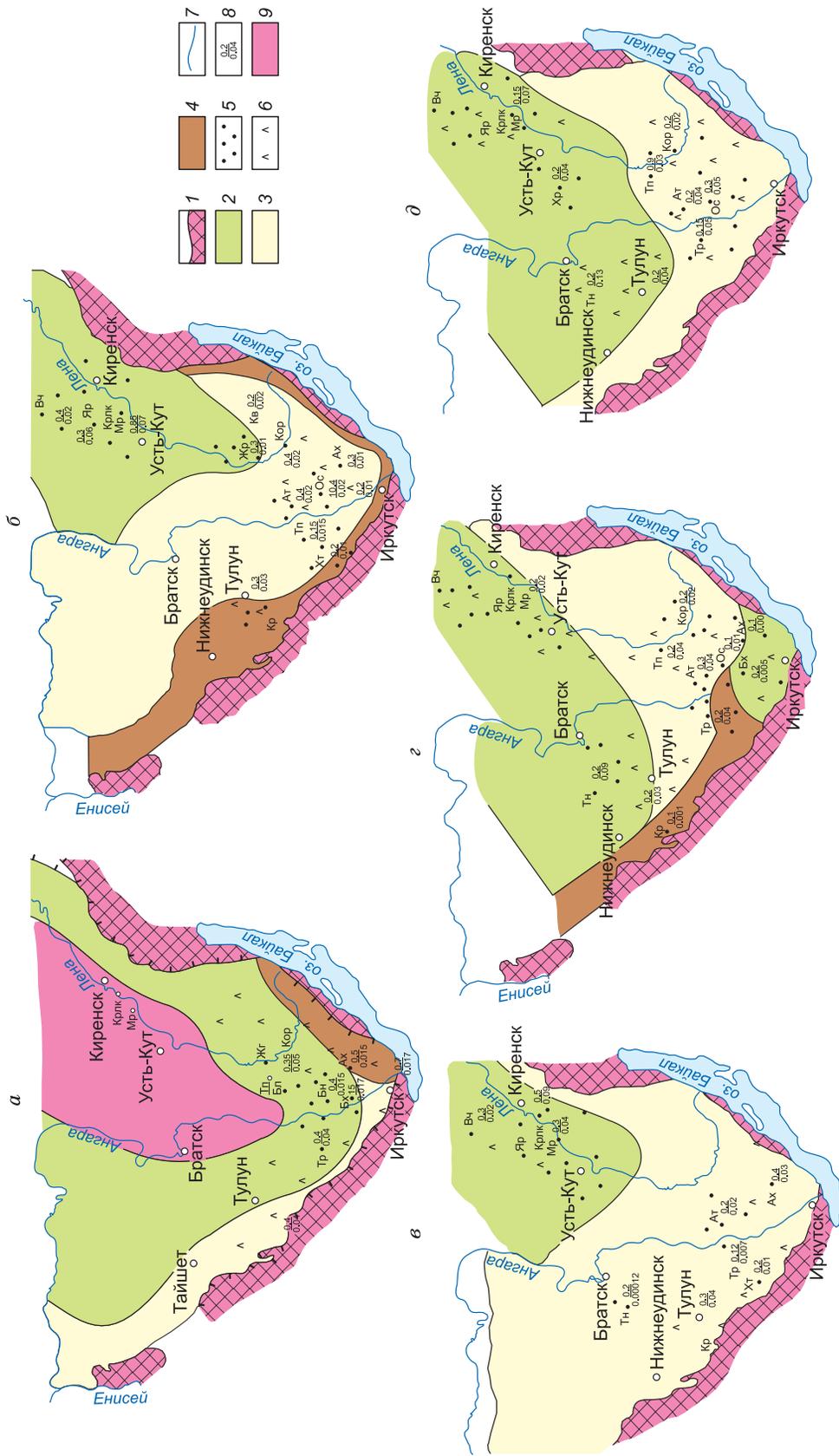


Рис. 2. Схемы геохимических обстановок и битуминозности перспективных комплексов.

Комплекс: *а* — ушаковский (вендский) терригенный, *б* — нижнемотский терригенный, *в* — средневерхнемотско-нижнеуольский терригенно-карбонатный, *г* — верхнеуольско-нижнебельский галогенно-карбонатный, *д* — бельско-булайско-ангарский галогенно-карбонатный. Названия площадей: Ат — Атовская, Ах — Ахинская, Бх — Боханская, Вч — Верхнеочская, Жг — Жигаловская, Кв — Ковыктинская, Крл — Кривокутская, Кор — Ковыктинская, Кор — Коркинская, Кр — Карасайская, Мр — Марковская, Ос — Осинская, Тп — Тыптинская, Тр — Тьретская, Тн — Тангуйская, Хр — Хоркичская, Тг — Тагинская, Яр — Ярактинская.

1 — современные орогенные области: геохимические обстановки: 2 — нейтральная ($Fe... < Fe... < Fe...$), 3 — слабоокислительная ($Fe... < Fe... + Fe$ сульфидн.), 4 — окислительная ($Fe... > Fe...; NSI > Fe...$); 5, 6 — соотношения битуменов: 5 — $XBA/CBA > 1$, 6 — $XBA/CBA < 1$; 7 — границы обстановок; 8 — числитель — органическое вещество, мас. % на породе, знаменатель — $XBA + CBA$, мас. % на породе; 9 — кристаллический массив.

велитами, грубозернистыми песчаниками. Кластический материал плохо отсортирован. Гальки конгломератов образовались из пород, слагающих складчатое обрамление, включая кварциты, окварцованные доломиты и глинистые сланцы, входящие в состав подстилающих отложений трехчленного байкальского комплекса. В верхней части разреза наблюдается улучшение сортировки и окатанности обломочных зерен. Появляются кварцевые песчаники. На отдельных участках разреза встречаются прослои алевролитов, аргиллитов и известняков.

От Южного Прибайкалья к верховьям р. Лена отмечается улучшение сортировки и общее уменьшение величины обломочных зерен. Из разреза почти совсем исчезают конгломераты, а гравелиты приобретают подчиненное значение. Цементирующее глинистое вещество обычно хлоритизированное.

Толщина отложений в Южном Прибайкалье довольно выдержанная, достигает 1000—1300 м. В северо-западном и северном направлениях толщина резко сокращается до 456 и даже до 80 м (Казачинский выступ).

Севернее Казачинского выступа (район р. Чая) и южнее г. Иркутск (район р. Олха) ушаковская свита представлена карбонатно-алевролитовой литофацией.

Параллелизуемые с ушаковскими отложения оселковой свиты в Присяняе представлены алевроитопсаммитовой литофацией. В оселковой свите отмечаются прослои известняков. Суммарная толщина этих отложений достигает 1400 м (район р. Ия) и даже 2000 м (район р. Тагул).

Вверх по восстанию платформенного борта Ушаковского бассейна толщина осадков резко сокращается и меняется иногда в пределах одной небольшой площади (Шелонинской) от 170 до 55 м. В районе Атовской площади наибольшая толщина ушаковских отложений достигает 30 м. Некоторыми скважинами непосредственно под нижнемотскими породами вскрыты кристаллические образования фундамента. Отсутствуют ушаковские отложения и на детально изученной при глубоком бурении обширной территории между городами Усть-Кут и Киренск. Поле, примыкающее к этим эрозионно-тектоническим выступам, представлено относительно тонкозернистыми осадками, состоящими из алевролитов, аргиллитовых и сланцевых пород. Песчаники в разрезе встречаются реже в виде хорошо отсортированных тонкозернистых разностей. В верхней части разреза ушаковской свиты выявлен так называемый боханский горизонт песчаников, с которым связаны известные газопроявления.

Особенности формирования литофаций на изученной территории предопределили развитие различных геохимических обстановок (см. рис. 2, *a*). Так, в Прибайкалье, где распространены псефитопсаммитовые литофации, господствовала окислительная обстановка, обусловленная активной аэрацией среды. В соляно-кислых вытяжках из исследованных образцов окисные формы железа преобладают над закисными, а пиритное железо встречается в весьма незначительном количестве. Правда в некоторых случаях это связано с развитием вторичных процессов окисления.

В полосе, примыкающей к современному Саянскому обрамлению, при накоплении осадков оселковой свиты господствовала слабоокислительная обстановка. На отдельных этапах развития большую роль играли то окислительные, то нейтральные условия.

На платформенном борту бассейна существовала более благоприятная обстановка для накопления органического вещества.

Содержание органического углерода в целом для изученных отложений невелико и колеблется от 0.1 до 0.8 %. Исключительно редко отмечается более высокий органический потенциал до 1.5—3.0 %. Битуминозность пород невысокая, больше тысячные, реже сотые доли процента. Битумоиды легкие, высоковосстановленные обычно встречаются в центральных районах Приангарья. В компонентном составе битумоидов преобладают масляные фракции 46—58 %, смолы составляют 28—39 % и 9—12 % приходится на асфальтены.

В разрезах Присяняе встречаются более кислые малоподвижные битумоиды. При экстрагировании образцов из Тулунской, Азейской и Шелонинских скважин установлено преобладание спиртобензольной части над хлороформенной. Аналогичное соотношение этих компонентов характерно и для всей остальной территории.

Битумный коэффициент, как правило, не превышает единицы, что говорит о низкой степени битуминизации остаточного органического вещества, для которого характерны газовая и жирная стадии метаморфизма [Дробот и др., 1988].

В целом для комплекса свойственна рассеянная сингенетичная породам битуминозность. Лишь на отдельных участках со слабой трещиноватостью отмечаются следы развития процессов дифференциации. Высокая степень уплотнения пород и частичная перекристаллизация глинистого вещества свидетельствуют о том, что органическое вещество почти полностью отдало содержащиеся в нем ранее подвижные компоненты. Газонасыщенность разреза невысокая. Слабые притоки газа из ушаковских отложений были получены на Боханской площади. Незначительные выделения газа были зафиксированы газовым каротажем во многих пробуренных скважинах. Интересно, что в составе газов из ушаковских отложений, полученных глубокой дегазацией бурового раствора и при опробовании скважин, тяже-

лые углеводороды содержатся в количестве менее 10 %. Этот факт и высокая степень метаморфизма органического вещества указывают на то, что в ушаковском комплексе могут быть встречены преимущественно газовые залежи.

Вендский нижнемотский (чорский) терригенный комплекс охватывает нижнюю терригенную часть мотской серии и сложен трансгрессивными осадками мелководного вендского моря, захватившего всю территорию Иркутского нефтегазоносного бассейна. Именно с этим комплексом связаны подготовленные к разработке запасы нефти, газа и конденсата в открытых гигантских месторождениях в Верхне-чонском и Ковыктинском.

Необходимо согласиться с тем, что потенциальные возможности Непско-Ботуобинской и Ангаро-Ленской областей нефтегазонакопления позволяют рассчитывать по меньшей мере на удвоение разведанных запасов [Дробот и др., 2004]. Наряду с колоссальными массами углеводородов, мигрировавших из Байкало-Патомского очага генерации, заметную роль сыграли и собственные ресурсы комплекса.

В прибортовой зоне бассейна развиты породы грубообломочной псефитопсаммитовой литофации, которые узкой полосой обрамляют широкое поле развития пляжных и шельфовых песчаников, обладающих хорошими коллекторскими свойствами. В приленских районах нижнемотская подсвета залегает непосредственно на кристаллических и метаморфических породах фундамента и сложена сероцветными терригенными отложениями. В разрезе выделены марковский, парфеновский и ярактинский горизонты и их возрастные аналоги — верхнечонские $ВЧ_1$ и $ВЧ_2$.

В целом нижнемотская подсвета, широко развитая на территории Иркутского бассейна, обладает относительно выдержанным литологическим составом, изменения последнего обусловлены местными особенностями фациальных обстановок.

Толщина осадков на площади довольно устойчива, в южных районах меняется в пределах 160—190 м, достигая максимума в Присаянье (220 м). В Приленских районах в северном направлении намечается уменьшение толщины до 50 м (в районе Ярактинского месторождения).

Геохимическая обстановка седиментации тесно связана с распространением литофаций (см. рис. 2, б). Развитие грубообломочных толщ в полосе, примыкающей к обрамлению, предопределило господство окислительных условий, захвативших северо-западные участки изученной территории бассейна. В образцах пород из Тонгуйской и Тулунской скважин установлено преобладание окисных форм железа над закисными. Коэффициент восстановленности железа не превышает единицы, а содержание сульфидных форм едва улавливается. Восточнее Тулунского участка (в образцах из Азейской и Чеботарихинской скважин коэффициент восстановленности железа достигает 2, хотя содержание сульфидных форм все еще остается низким (0.03—0.09 %).

В центральных частях бассейна закисные формы железа в три раза превышают окисные, а сульфидные формы обнаруживаются уже в десятых долях процента. Низкие содержания сульфидной серы и недовосстановленность окисных форм железа свидетельствуют о господстве на большей части изученной территории слабоокислительной обстановки.

В образцах из Жигаловской опорной скважины и из многочисленных скважин, пробуренных в Усть-Кутско-Киренском и Верхнечонском районах установлены преимущественно закисные формы железа, среди которых преобладает сульфидное. Все это свидетельствует о развитии на северо-восточных участках нейтральной для органического вещества обстановки.

Слагающие нижнемотскую часть разреза породы характеризуются высокой восстановленностью железа, закономерно возрастающей в ряду: песчаники — 77.6 %, алевролиты — 79.4 % и аргиллиты — 88.1 %. В отдельных разностях наблюдаются колебания от 39.7 до 100 %. Средняя для всех пород восстановленность железа составляет 80.4 %. Количество пиритного железа достигает 44.2 % общего содержания.

Еще более отчетливо, хотя и без видимой закономерности, выражена высокая восстановленность серы. Так, в аргиллитах 74.4 % валового содержания серы представлено сульфидной формой. В песчаниках восстановленность серы повышается до 97.1 %, а в алевролитах вся сера является сульфидной. Средняя восстановленность серы для всех пород подсветы составляет 91.8 %.

Содержание органического углерода в породах меняется от 0 до 2.4 %. Средние значения $C_{орг} = 0.78$ % для аргиллитов и алевролитов, в песчаниках достигают 0.93 %. В целом для всех пород они составляют 0.85 %.

Битуминозность пород увеличивается от аргиллитов (0.036 %) и доломитов (0.05 %) к алевролитам (0.079 %) и песчаникам (0.08 %).

Высокая степень восстановленности железа и серы, повышенные концентрации органического углерода и битумоидов в породах свидетельствуют о благоприятных условиях накопления и преобразования органических веществ в Нижнемотском бассейне. Все породы парфеновского горизонта отличаются высокой восстановленностью железа (76 %) и серы (94 %), но характеризуются несколько пониженными концентрациями органического углерода 0.34 % и битумоидов 0.05 %. Это объясняется тем, что легкие

газообразные углеводороды, составляющие основную часть битумоидов горизонта, эмигрировали в коллекторы. В некоторых образцах песчаников битуминозность возрастает до 0.1—0.2 %. Содержащиеся в породах битумоиды по типу относятся к маслянистым, реже — осмоленным, высококовостановленным. Отношение хлороформенного экстракта к спиртобензольному в среднем превышает 4.0.

В нижнемотских терригенных породах Прибайкалья встречаются сингенетические битумоиды, рассеянные в плотных породах и дифференцированные по составу, и вторичные, приуроченные к межзерновому пространству песчаников и выполняющие отдельные трещины. Дифференциация органического вещества, наличие более легких битумоидов в породах, обладающих коллекторскими свойствами, свидетельствуют о том, что процессы миграции битумоидов в нижнемотских отложениях Прибайкалья протекали достаточно широко.

Еще в девяностых годах прошлого столетия Д.И. Дробот [1988] отметил следы переформирования гигантского палеонефтяного Ковыктинского скопления в газоконденсатное. По его данным, в продуктивных парфеновских песчаниках содержится до 2 млрд т «твердых миграционных нафтидов типа асфальтов и керитов».

Особый интерес представляют терригенные отложения нижней части серии в широкой полосе Присаянья. В береговых обнажениях рек Иркут, Урик, Ока, Ия, Уда, Тагул они представлены грубозернистыми, кварцево-полевошпатовыми песчаниками, косослоистая текстура которых свидетельствует об их континентальном происхождении. В период вздымания Восточно-Саянского горного сооружения многочисленные речные потоки сносили в Присаянский прогиб огромную массу обломочного материала, образовавшего широкую пляжно-шельфовую полосу, вытянутую в северо-западном направлении. В Ангаро-Окинском междуречье улучшается отсортированность песчаников и их коллекторские свойства.

В районах рек Урик (пос. Новостройка) и Ия (с. Аршан) установлена «закированность» этих песчаников, свидетельствующая о былой разгрузке нефтяных углеводородов в районе главного Саянского разлома. В разрезах сохранились следы миграции нефти, приведшие к восстановлению окислов железа, изменению цветовой гаммы пород от красно-к-сероцветным и заметному невооруженным глазом обволакиванию обломочных зерен твердым черным битуминозным веществом, нерастворимым в органических растворителях. Нами изучены эти обнажения в 60-х годах XX в. и в 2006 г. Отобранные из них образцы закированных песчаников были проанализированы в лаборатории ВСЕГЕИ. Было установлено наличие твердых битумов типа керитов и антраксолита в количестве до 4—6 мас.% на породу. Впервые закированные песчаники были обнаружены и описаны в разрезе Тулунской опорной скважины [Золотов, 1969].

В 80-х годах прошлого века ВНИГРИ были проведены специальные исследования песчаников на территории Присаянья от естественных обнажений до широты г. Братск. Закированность парфеновских и боханских песчаников прослежена почти во всех скважинах от с. Аршан до Братского газоконденсатного месторождения. В разрезах братских поисковых скважин Р.С. Сахибгареевым и А.Д. Виноградовым [1981] выявлены 5 древних водонефтяных контактов, свидетельствующих о том, что это месторождение первоначально было заполнено нефтью, а потом в процессе активизации тектонических подвижек произошло вытеснение нефти газом. Миграция шла в юго-западном направлении в сторону вздымавшихся Восточных Саян. Огромная по своим масштабам битумная аномалия в песчаниках мотской серии была выявлена в 1975—1980 гг. [Гольдберг, Самсонов, 1985; Белонин, Самсонов, 2004]. Оценено количество оставшихся твердых битумов, которое составляет 35 млрд т. Можно себе представить, какое огромное количество нефти ушло из Ангаро-Окинского региона в сторону разгрузки. Дальнейшие рассуждения на эту тему приведут нас к мысли о том, что если на пути миграции нефти существовали структурно-литологические ловушки, то они естественно должны были заполниться жидкими и газообразными углеводородами. Такие ловушки существуют в Ангаро-Окинском междуречье и определяют его высокие перспективы. В имеющихся в нашем распоряжении материалах убедительно обосновано наличие тектонически экранированной ловушки на юге Зиминского участка, названной Кимильтейской.

Данные обработки ГИС в скв. 7 Зиминской площади, выполненной в 1996 г. В.А. Ващенко, свидетельствуют о наличии в разрезе водонефтяного контакта на уровне 1962 м. В скважине вскрыто 2.2 м эффективной нефтенасыщенной части разреза и 13.8 м водонасыщенной. В керне отмечался запах нефти и радужная пленка. Содержание брома в пластовой воде до 6 г/л, что говорит о закрытости недр. У нас не вызывает сомнения, что в пределах полосы развития пляжных песчаников будут выявлены подобные ловушки, представляющие интерес для обоснования и постановки поискового бурения.

В нижнемотском комплексе приленских районов в шлифах под люминесцентным микроскопом наблюдается высокая насыщенность пород битуминозными веществами, формы залегания которых весьма разнообразны. Битуминозные вещества, приуроченные к глинистому материалу, люминесцируют темно-коричневым цветом, а к карбонату — голубым. В некоторых породах наблюдаются скопления легких компонентов с голубой люминесценцией. Иногда на участках шлифов заметна параллельная слоистость и секущие ее трещины, заполненные тяжелыми и легкими компонентами битуминозных веществ.

Изучение многочисленных образцов терригенных отложений по разрезам непродуктивных скважин показало, что в пределах отдельных горизонтов (марковский, парфеновский), содержащих скопления нефти и газа на других участках, отмечена четко выраженная дифференциация битуминозных компонентов, контролируемая литологическим фактором. Так, плотные глинистые участки пород содержат повсеместно тяжелые компоненты битумоидов, а к полостям пор и трещин приурочены более легкие битуминозные вещества оранжевого, желтого и голубовато-зеленого свечения.

На тех участках, где поры и трещины не содержат легких битумоидов, обычно наблюдаются примазки более тяжелых компонентов, свидетельствующие о прошедшей миграции. Естественное фракционирование битумоидов можно наблюдать и в песчаниках, где в межзерновом пространстве присутствуют примазки органического вещества.

Таким образом, вся гамма изученных терригенных пород от аргиллитов до песчаников содержит органические остатки, которые продуцировали битумоиды. Дальнейшее распределение и дифференциация их полностью подчиняются коллекторским свойствам вмещающих пород. Там, где существовали пути миграции, подвижные более легкие компоненты покидали материнские породы и устремлялись к ловушкам. Там же, где пути миграции отсутствовали, дифференциация ограничилась скоплением «микронепти» в отдельных полостях непроницаемых пород. В целом по нижнемотской подсвете намечается не только увеличение битуминозности от периферийных частей бассейна к внутренним, но и расширение процессов дифференциации битуминозного вещества в том же направлении. В районе Непско-Ботубинской антеклизы следы миграции выражены наиболее ярко. По характеру битуминозности и геохимическим показателям нижнемотский терригенный комплекс можно оценить как способный генерировать и накапливать углеводороды.

Высокая восстановленность железа и серы одновременно с повышенной концентрацией $C_{орг}$ и битумоидов на северо-восточном участке свидетельствует о существовании более благоприятных, чем в южных районах, условий накопления органического вещества в раннемотское время.

Интенсивная перекристаллизация глинистых минералов и высокая катагенетическая преобразованность органического вещества, а также ясно выраженная дифференцированность состава битумоидов в зависимости от литологии пород свидетельствуют о «зрелости» процессов генерации подвижных компонентов ОВ и эмиграции. Отмеченные в Присаянье закерированные песчаники подтверждают прошедшее перестроение ранее существовавших залежей.

Вендско-нижнекембрийский средневерхнемотско-нижнеусольский терригенно-карбонатный комплекс. При его формировании происходило постепенное затухание влияния областей сноса (см. рис. 2, в). Тем не менее для прибортовых частей бассейна характерно развитие преимущественно терригенных осадков, среди которых карбонатные породы играют второстепенную роль. Почти все исследователи, занимавшиеся изучением вендско-нижнекембрийских отложений, отмечали их ритмичный характер.

По объему повторяющихся в разрезе пачек карбонатно-галогенных пород выделяются макро-, мезо- и микроритмы. Вопрос о ритмичности изучаемых осадков интересен при определении приуроченности продуктивных комплексов к тем или иным элементам ритмов. Следует отметить, что в вендских и нижнекембрийских отложениях можно выделить два макроритма: мотско-усольский и бельско-булайско-ангарский. Нижние части этих ритмов сложены преимущественно трансгрессивными сериями, верхние — регрессивными. В макроритмах выделяются мезоритмы, объединяющие сочетания трансгрессивных и регрессивных отложений меньшего объема. К мезоритмам относятся средневерхнемотско-нижнеусольский, усольский, начиная с осинского горизонта, бельский и булайско-ангарский комплексы. В микроритмы можно выделять элементарные сочетания карбонатно-галогенных и сульфатно-галогенных пород.

В Иркутском Присаянье мотская серия четко подразделяется на три части, средняя и верхняя из которых в классических разрезах представлены переслаиванием карбонатных пород с терригенными. Роль последних вверх по разрезу постепенно уменьшается.

В Тыретском Присаянье существенное значение в средне- и верхнемотской подсвете разреза приобретают доломиты. В разрезах Хор-Тагинской и Тагинской скважин, ближе других расположенных к обрамлению, среднемотская часть серии сложена частью переслаивающимися между собой доломитами, песчаниками и алевролитами. В Тулунском Присаянье наблюдается два типа разреза: первый (преимущественно терригенный) в Карасайской скважине, пробуренной в предгорьях Восточного Саяна, и второй (карбонатный) в Тулунско-Нижнеудинской полосе. В северо-западных окраинных участках Присаянья (реки Тагул, Туманшет) весь разрез мотской серии сложен в основном терригенными породами. Здесь среди переслаивающихся песчаников, алевролитов и сланцевых аргиллитов лишь изредка встречаются карбонатные породы.

В центральных участках Ангаро-Ленского междуречья (Атовская, Южно-Радуйская, Балыхтинская, Тыптинская и Жигаловская площади) описываемая часть комплекса представлена доломитами и

доломитоангидритами, среди них отмечаются трещиноватые и кавернозные разности. Терригенные породы встречаются в виде отдельных прослоев. В верхах установлено засоление.

В Усть-Кут-Киренском районе терригенных пород в разрезе становится еще меньше. В основании комплекса залегает терригенно-карбонатная пачка, в которой доломиты переслаиваются с алевролитами, аргиллитами и реже с плотными мелкозернистыми песчаниками. Вверх по разрезу количество этих прослоев сокращается.

Толщина отложений описанной части комплекса вблизи от современного обрамления бассейна в Прибайкалье составляет 160—200 м, а в Присаянье 270—315 м. Примерно такова же толщина средневерхнемотских осадков в центральных и северо-восточных частях бассейна. Наибольшие толщины отмечены в области, тяготеющей к Прибайкалью (450—512 м), где формировалась Верхоленская впадина, и в районе Братска (около 400 м). Нижнеусольская часть комплекса почти повсюду представлена переслаиванием каменных солей и доломитов. В окраинных районах соли замещаются доломитами, известняками и мергелями. Венчает комплекс мощная пачка доломитов с прослоями известняков, выделенная в осинский продуктивный горизонт, характеризующийся широким развитием трещинно-кавернозных зон. Осинский горизонт в окраинных частях бассейна в разрезе усольской свиты не выделяется. В приобтовой полосе Присаянья свита сложена темно-серыми с коричневатым оттенком доломитами, в нижних частях разреза с прослоями алевролитов и песчаников. На Карасайской площади среди доломитов встречаются псевдооолитовые разности, а в районе Хор-Тагны в низах появляются прослои соли, соответствующие подосинской пачке. Суммарная толщина переслаивающихся солей и доломитов достигает 155 м. Средняя толщина осинского горизонта 50 м.

Геохимическая обстановка описываемого комплекса одинакова. Почти по всей территории бассейна господствовал слабоокислительный режим, а пределах Непско-Ботуобинской НГО — нейтральный. В соляно-кислых вытяжках содержание двухвалентного железа явно преобладает над трехвалентным. Содержание органического углерода довольно высокое (0.2—0.4 %), значительно возрастает в НБО (до 0.85 %). Высоки значения битумозности ОВ — 9—11 %. Степень метаморфизма ОВ изменяется от длиннопламенной до газовой и жирной стадии.

Во всех разностях карбонатных отложений происходила дифференциация битумов, особенно на участках разуплотненных пород.

В результате бурения многочисленных параметрических и поисковых скважин было установлено, что в южной и юго-восточной частях НБА основные нефтяные и газоконденсатные залежи в открытых месторождениях связаны с вендским терригенным комплексом. В северо-западном направлении базальные песчаные отложения постепенно выклиниваются, из разреза выпадают гранулярные коллекторы. Карбонатные отложения отделяются от фундамента маломощной пачкой аргиллитов, а иногда залегают непосредственно на коре выветривания. Именно в карбонатных отложениях выделяется большинство продуктивных и перспективных горизонтов. Почти повсюду, где проводилось бурение, были отмечены проявления или получены притоки нефти и газа.

В современных залежах на вершине Непского свода по разрезу и в терригенных, и в карбонатных отложениях нефти генетически едины. Независимо от соотношения УВ смол, асфальтенов, индивидуальный состав УВ и отдельных их геологических рядов исключительно однообразен [Непско-Ботуобинская антеклиз..., 1986].

Важнейшее значение при прогнозе освоения Непско-Ботуобинской антеклизы имеет оценка нефтяного потенциала карбонатных отложений Непского свода. Разработке этого вопроса мы уделяем особое внимание и постараемся осветить его подробнее.

Известно, что с карбонатными комплексами связаны крупные высокодебитные месторождения нефти, которые обеспечивают около 40 % мировой добычи. Сибирская платформа отличается от других древних платформ преимущественно карбонатным составом слагающих ее вендско-нижнекембрийских комплексов. Первые нефтепроявления в древнейших отложениях Сибирской платформы были установлены в карбонатных породах на р. Толба в Якутии в 30-х годах прошлого столетия В.М. Сеньюковым. Первый мощный нефтяной фонтан с дебитом 1000 т/сут был получен в 1963 г. Марковской опорной скважиной из осинского известково-доломитового горизонта. За 30 лет интенсивных поисковых работ на Непско-Ботуобинской антеклизе были пробурены сотни скважин, установлены многочисленные промышленные притоки нефти из карбонатных горизонтов на Даниловском, Верхнечонском и Вакунайском месторождениях на Могдинской и Анарской площадях, открыто крупнейшее Талаканское нефтяное месторождение, связанное с осинским горизонтом. Карбонатно-галогенная часть разреза в 10—20 раз превышает по толщине базальный терригенный покров. В карбонатных вендско-нижнекембрийских отложениях более 20 лет назад была выявлена гигантская битумоидная аномалия [Одинцова и др., 1985], которая до недавнего времени так и оставалась не востребованной как в научном, так и в практическом плане. Нам представляется, что именно с этой аномалией связаны потенциальные резервы нефтяных ресурсов на Непском своде. Битумоидная аномалия приурочена к зоне развития коллекторов в преобразенском, усть-кутском и осинском горизонтах (рис. 3).

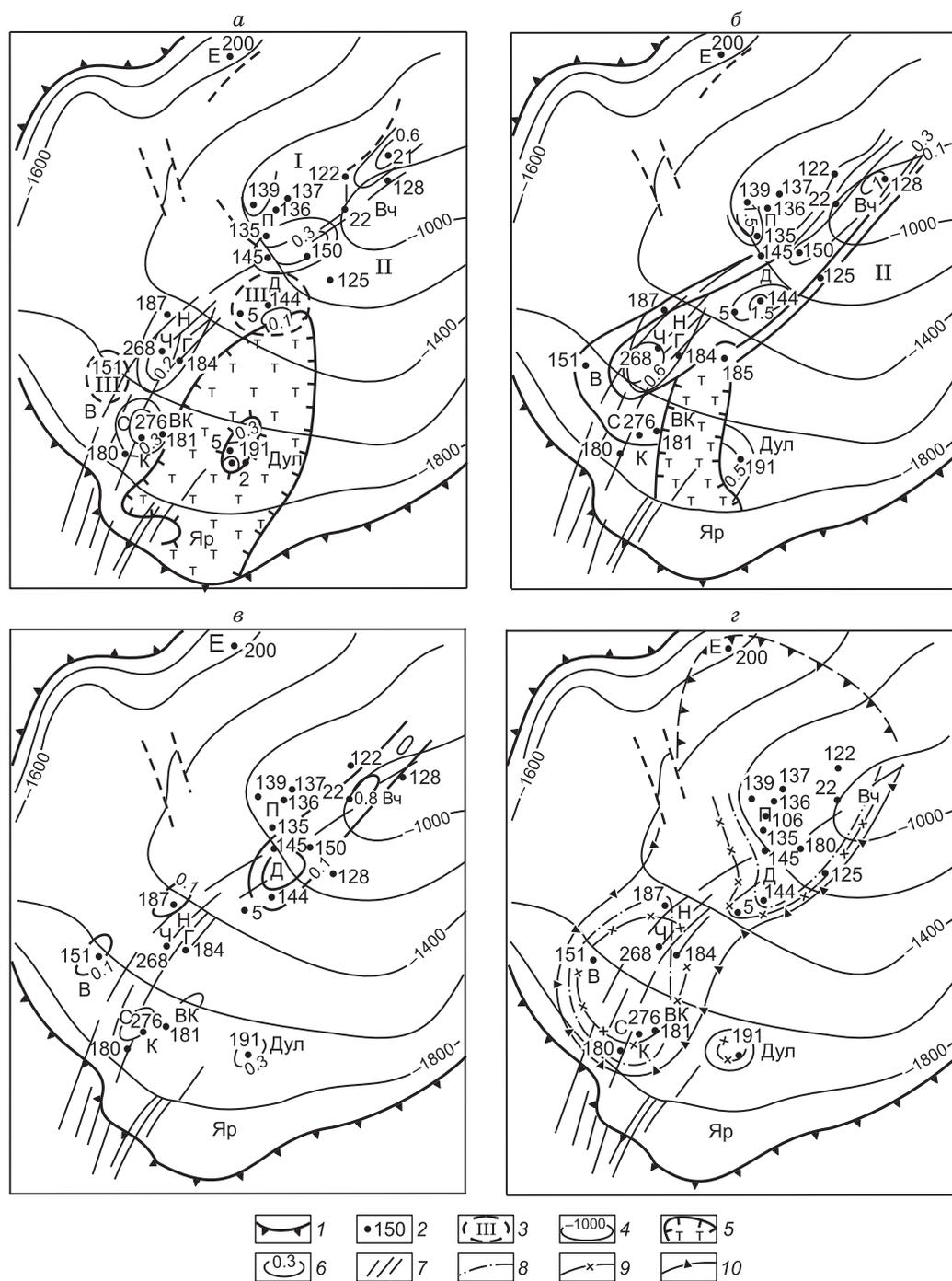


Рис. 3. Схемы распространения плотностей битумных аномалий в осинском (а), усть-кутском (б), преобразженском (в) горизонтах и в зоне развития коллекторов (г) Непского свода, по [Одинцова и др., 1985].

1 — граница Непского свода и юго-западной части Непско-Ботуобинской НГО; 2 — скважины, по которым выделены аномалии; 3 — границы зон с соответствующими типами разрезов; 4 — изогипсы кровли мотской свиты (м), 5 — границы зоны теплового влияния траптовой интрузии на битуминозность пород; 6 — изолинии плотности битумных аномалий (т/м²); 7 — зона непских складок, развитых в надсолевых отложениях; границы распространения коллекторов с 5%-й пористостью в горизонтах: 8 — осинском, 9 — усть-кутском, 10 — преобразженском. Площади бурения: Е — Ербогачонская, Д — Даниловская, П — Преобразженская, К — Кийская, ВК — Восточно-Кийская, Дул — Дулишминская, С — Сунганская, Ч — Чинядинская, Г — Гаженская, Н — Нижненепская, В — Водораздельная. Остальные усл. обозн. см. рис. 2.

Повышенные концентрации битумоидов шириной 30—45 км прослежены на расстоянии около 300 км от Кийской до Верхнечонской площадей. К этой зоне приурочены нефтяные и газоконденсатные месторождения Даниловское и Верхнечонское с разведанными запасами более 200 млн т нефти и 200 млрд м³ газа. Распространение ее в пределы Республики Саха (Якутия) обосновано наличием крупных нефтяных и газовых месторождений талаканско-среднеботуобинской группы.

В нижней части даниловской свиты выделяется преображенский горизонт, из которого впервые в параметрической скв. 106 был получен приток газа дебитом 60 тыс. м³/сут. Доломиты толщиной 20 м представлены органогенными водорослевыми разностями. Коллектор кавернопорново-трещинного типа, полностью насыщенный нефтью, характеризуется невысокими значениями открытой пористости от 1.5—4 до 10 % и в единичных случаях до 20 %. Проницаемость иногда достигает 8—10 мкм². Горизонт промышленно продуктивен на Верхнечонском месторождении — это основной резервный объект наращивания запасов нефти на Непском своде.

В верхней части верхнеданиловской подсвиты выделен усть-кутский горизонт, широко развитый на Непском своде. Представлен он кавернозными доломитами общей толщиной 30—50 м. Выделены два пласта, разделенные плотными непроницаемыми породами. Средние значения пористости 7—9 %, проницаемости 14—21 мкм². Промышленные притоки получены на различных площадях, эксплуатируются на Даниловском месторождении. Начальный дебит в скв. 3 достигал 300 т/сут.

Осинский горизонт в низах усольской свиты нижнего кембрия имеет самое широкое распространение по всей южной части Сибирской платформы. Он подстилается и перекрыт соляными пачками. Средняя толщина горизонта ~50 м. Кавернозность наиболее развита в нижней и верхней частях горизонта. Пористость и проницаемость пород очень низкая — в пределах первых единиц процентов и 1 мкм². Отличается горизонт многочисленными проявлениями. Впервые проявил себя в 50-х годах прошлого века на Осинской площади Верхнего Приангарья и тысячетонным фонтаном из Марковской опорной скважины. На юге Республики Саха (Якутия) разведано крупнейшее Талаканское месторождение. Нефтяные ресурсы перечисленных горизонтов еще далеко не раскрыты.

Особо следует отметить высокую насыщенность коллекторами и битуминозностью разрез Ербогачонской параметрической скв. 200. По керну и данным геофизики было выделено 9 перспективных горизонтов суммарной толщиной около 80 м. Если учесть, что общая толщина вскрытых осадочных отложений венда и нижнего кембрия составляет 1890 м, то следует заявить, что этой скважиной выявлен участок с наиболее высокой емкостной плотностью коллекторов на всей изученной территории НБА. В низах карбонатной части разреза выделен еще один перспективный горизонт толщиной 12 м, названный ербогачонским. Сложен он пористыми кавернозными и трещиноватыми доломитами с довольно высокими коллекторскими свойствами, открытая пористость более 10 %, проницаемость 14—10 мкм². В керне отмечены обильные выпоты нефти.

В 140 образцах керна ряда параметрических скважин, пробуренных на Непском своде, из перспективных горизонтов было определено содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$), битумоидов, исследован состав газов закрытых пор [Самсонов, 1988]. Анализ полученных материалов позволил выявить некоторые особенности распространения этих компонентов рассеянного органического вещества (РОВ).

Содержание $C_{\text{орг}}$ в терригенном комплексе колеблется в широких пределах (от 0.005 до 1.2 %). Характер распространения $C_{\text{орг}}$ в карбонатном комплексе еще более сложный как по разрезу, так и по площади. Самые низкие значения характерны для образцов из скважин, пробуренных на погружении склонов свода, самые высокие — в наиболее приподнятой части. Степень метаморфизма ОВ по всем породам комплекса изменяется от длиннопламенной до газовой и жирной стадии.

В образцах карбонатных пород наблюдались более высокие концентрации битумоидов — до целых и десятых долей процента. Отмечена большая их дифференцированность: ЛБА, МБА, МСБА, СБА. Преобладают желтые и оранжевые тона люминесценции.

Значительных различий в основе и концентрации битумоидов в горизонтах карбонатного комплекса не отмечено [Одинцова и др., 1985]. В соотношении хлороформенного и спиртобензольного экстрактов чаще всего преобладает первый, указывая на восстановленность битумоидов. Во всех горизонтах встречены битумоиды различного состава. Содержание масел в них колеблется от 21 до 70 %, смол — от 11 до 37 %, асфальтенов — от 8 до 63 %. Вверх по разрезу легкий маслянистый битум А замещается более тяжелым окисленным. В карбонатных породах чаще встречается легкий битум, люминесцирующий оранжевыми тонами, в глинистых — тяжелый, для которого характерен буровато-желтый цвет капиллярных вытяжек. По составу нафтиды Дулиминско-Даниловско-Чонской зоны относятся к классу нефтей, реже встречаются мальты [Дробот и др., 2004].

Равномерно рассеянное распределение битуминозных веществ, их концентрация в горизонтальных полостях, развитие повсеместной дифференциации битумоидов и наличие трещинных каналов, выполненных легкими компонентами, свидетельствуют о широко протекавших генерационных процессах

и естественном фракционировании сингенетических битумоидов. Обогащенность коллекторов битуминозным веществом и заполненность легкими компонентами подводящих каналов позволяет говорить об интенсивности миграционных процессов [Гольдберг и др., 1985; Одинцова и др., 1985].

Особенно показательным в этой связи является распределение битумоидов в разрезе ербогачонского горизонта скв. 200. В образцах пород под люминоскопом наблюдается коричневое свечение битуминозной пленки на стенках каверн и яркое желтое свечение ореолов рассеивания, обрамляющих каверны. Это свидетельствует о том, что в данном случае наблюдаются две различные генерации битумоидов: ранняя — остаточные тяжелые битумоиды и поздняя — легкие, связанные с нефтяным насыщением коллектора.

Люминесцентно-битуминологическая характеристика продуктивных горизонтов Непско-Ботубинской НГО, прежде всего, говорит о широком распространении высоких концентраций битумоидов в продуктивных горизонтах Непского свода. Ранее было установлено, что аномальные скопления битумоидов приурочены к участкам развития улучшенных коллекторов [Одинцова и др., 1985]. По своему составу жидкие битумоиды ничем существенно не отличаются от нефтей и по сути своей их следует рассматривать как рассеянную нефть. Плотность ресурсов этой нефти по всем трем продуктивным горизонтам достигает 1.69 т/м^2 , в среднем 0.3 т/м^2 , или 300 тыс. т/км^2 . Эти значения соответствуют высшей категории по шкале плотностей ресурсов нефти и сопоставимы с концентрацией ресурсов Среднеобской НГО Западной Сибири. Только в усть-кутском горизонте в полосе шириной 40 км и протяженностью 180 км сосредоточено свыше 3.5 млрд т рассеянной нефти. В целом по трем горизонтам Непская «битумоидная» аномалия оценивается от 5 до 10 млрд т. Вполне обоснованно можно предположить, что в зонах разуплотнения коллекторов могли сформироваться промышленные скопления нефти. Примерами являются Даниловское, Верхнечонское и другие уже выявленные и разведанные месторождения.

Установленные различные генерации битумоидов по характеру связи с вмещающими породами и по составу свидетельствуют о неоднократной активизации миграционных процессов.

Гигантская битумоидная аномалия на Непском своде указывает на продолжающиеся поныне созидательные процессы нефтенакпления.

Поднятие Непско-Ботубинской антеклизы как структуры, отделенной прогибом от областей разгрузки, способствовало переформированию залежей углеводородов и пополнению их ресурсов за счет сопряженных нефтесборных площадей. Сохранность скоплений обеспечивал мощный галогенный флюидоупор, повсеместно развитый над продуктивным комплексом. Карбонатные отложения Непского свода генерировали и аккумулировали подвижные углеводороды в масштабах, обеспечивавших формирование зон нефтенакпления, связанных с участками развития коллекторов. Несмотря на грандиозность масштабов распространения рассеянных битумоидов, на Непском своде вполне реально обнаружение в зонах развития коллекторов концентрированных скоплений нефти и газа. Особый интерес в этом смысле представляет, в частности, Дулиминско-Ербогачонский район и зона непских складок. Месторождения нефти в таких зонах, очевидно, связаны с эпигенетически экранированными ловушками. Именно карбонатные отложения на Непском своде являются главным объектом подготовки нефтяных ресурсов.

Нижнекембрийский верхнеусольско-нижнебельский галогенно-карбонатный комплекс. В него включены отложения, расположенные от кровли осинского горизонта до кровли нижнебельской подсвиты. В окраинных зонах бассейна верхнеусольско-нижнебельский комплекс представлен карбонатными отложениями с прослоями терригенных пород. В Присаянских разрезах преобладают ангидритизированные доломиты с редкими прослоями известняков, алевролитов и песчаников.

К внутренним частям бассейна (Тагинская площадь) усольская свита становится нормально соленасыщенной, такой же как и во всей полосе, тяготеющей к Присаянью (Тыреть-Тулун-Нижнеудинск).

Толщина усольской свиты в связи с проявлением соляной тектоники на отдельных участках резко меняется от нескольких десятков до 1000 м. Средняя нормальная толщина надосинской части усольской свиты постепенно уменьшается в восточном направлении: от 460 м на Тубинской площади до 305 м на Криволукской.

Нижнебельская подсвита сложена преимущественно известковистыми доломитами, известняками с прослоями известковистых доломитов и ангидритодоломитов.

Формирование комплекса, так же как и в предыдущий период, зависело от хомогенной седиментации. Прибортовые зоны бассейна хорошо оконтуриваются шельфовым поясом, в пределах которого карбонатные отложения чередуются с терригенными.

На изученной территории бассейна можно выделить три литофации — терригенно-карбонатную, сульфатно-карбонатную и галогенную.

В позднеусольское время для Иркутского бассейна были характерны лагунные условия формирования осадков. На большей части территории происходило накопление соляных отложений с редкими прослоями известняков и доломитов.

К концу периода возросла роль карбонатного седиментогенеза, что связано с опресняющим влиянием трансгрессировавшего с севера моря. В разрезе преобладали известняки с относительно повышенной битуминозностью, выделенные в балыхтинский и христофоровский горизонты. По условиям формирования и «сингенетичной» нефтегазоносности эти горизонты следует включать в единый продуктивный комплекс.

При формировании комплекса окислительные условия существовали в полосе Присаянья. В центральных районах Ангаро-Ленской НГО обстановка была слабоокислительная. Северные районы и иркутский участок отличались нейтральными для преобразования ОВ условиями (см. рис. 2, з). Органический потенциал описываемого комплекса ниже, чем у подстилающих отложений. Средние концентрации $C_{орг}$ в карбонатных отложениях от 0.13 до 0.3 %. Степень метаморфизма достигает длиннопламенной стадии [Дробот и др., 2004].

Битумный коэффициент ОВ довольно высок (14—18 %). Средняя битуминозность хомогенных пород колеблется в пределах 0.2—0.4 %. В большинстве случаев битумоиды восстановлены. Автономная продуктивность комплекса невелика, за исключением Непско-Ботуобинской НГО, где сказалось существенное влияние миграционных компонентов.

В целом для верхнеусольско-нижнебельского литолого-фациального комплекса преобладали лагунные условия формирования осадков. Продуктивные горизонты относятся к автономным объектам.

Бельско-булайско-ангарский галогенно-карбонатный комплекс охватывает отложения от среднебельской подсветы до кровли ангарской свиты. Слагающие его карбонатные и сульфатные породы в краевых частях бассейна развиты на дневной поверхности. В виде широкой зоны они примыкают к Байкало-Патомскому нагорью и серией выходов прослеживаются в полосе Присаянья.

В краевой зоне отложения, слагающие данный комплекс представлены преимущественно карбонатными породами. Основную роль в Прибайкальских разрезах (верховья Лены, рек Киренга, Чая, Пеледуй) играют известняки и водорослевые доломиты. Сульфатные породы в разрезе отсутствуют. Довольно часто встречаются прослой тонкозернистых терригенных пород и брекчий, сложенных крупными неокатанными обломками подстилающих пород, сцементированными глинисто-карбонатным материалом.

Среди известняков встречаются темно-серые разности с характерным битуминозным запахом. Часто породы развиты сетью трещин, выполненных кальцитом. На поверхностях наложения иногда наблюдаются трещинки усыхания, глиптоморфозы по каменной соли и обильные вкрапления пирита, которые часто внедрены в массу породы. Довольно широко развиты водорослевые разности карбонатных пород. Суммарная толщина комплекса 450—600 м, в Прибайкалье — до 1000 м.

В полосе, непосредственно примыкающей к Восточному Саяну, судя по разрезу Карасайской скважины, доминирующее значение приобретают доломиты с прослоями терригенных пород. Общая вскрытая толщина комплекса около 300 м.

К внутренним частям бассейна роль терригенного материала уменьшается.

В зоне, тяготеющей к Прибайкалью (от Ахинской до Коркинской площади), низы комплекса сложены доломитами и доломитоангидритами. Редко встречаются маломощные прослой темно-серых глинистых доломитов. В верхах разреза бельской свиты доломиты переслаиваются с пластами каменной соли. Булайская свита представлена преимущественно доломитами.

В северной части Ангаро-Ленского междуречья в разрезе комплекса намечаются свои специфические особенности. Увеличивается сульфатность пород, бельская и ангарская свиты, особенно в верхних частях, становятся соленосными.

Бельско-булайско-ангарский галогенно-карбонатный комплекс формировался в унаследованно развивавшемся бассейне. Для него характерны те же закономерности распространения литофаций, что и для подстилающих отложений. Можно выделить четыре литофации: терригенно-карбонатную, карбонатную, сульфатно-карбонатную и сульфатно-карбонатно-галогенную (см. рис. 2, д).

Геохимическая обстановка при формировании осадков слабоокислительная в южных районах сменялась на устойчиво нейтральную для ОВ в северных. Вся внутренняя область бассейна отличалась высокой восстановленностью железа (70—80 %), относительно высокой концентрацией сульфидной серы (26—30 %). Органический потенциал осадков невысок (0.1—0.3 %), однако битуминозность его повышена (16—28 %). Органическое вещество находится на длиннопламенной, реже газовой стадии катагенеза. Генерационный потенциал осадков невысок. Развитие вторичных высоковосстановленных битумоидов в полостях пород и трещинах свидетельствует о миграционных процессах, являвшихся основными поставщиками УВ в возможные ловушки. Скопления нефти и газа могут быть встречены в зонах развития разуплотнения коллекторов. Региональное относительное опреснение бассейна, связанное с трансгрессиями, происходило в начале бельского, в булайское и в начале ангарского времени. Вслед за трансгрессиями почти на всей территории бассейна наступило господство мелководно-лагунного режима.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования позволяют сделать вывод, что в формировании залежей нефти и газа принимали участие не все продуцирующие битумоиды отложения, а только те их части, которые содержат коллекторы, образовавшиеся в процессе литификации осадков.

В сульфатно-карбонатной части разреза вендских и нижнекембрийских отложений могут быть встречены как первичные, так и вторичные промышленные скопления нефти и газа. Первые будут контролироваться в основном коллекторскими свойствами. Вторые будут приурочены к тектоническим нарушениям и трещиноватым разуплотненным участкам коллекторских систем.

Судя по диапазону нефтегазопроявлений и общей толщине благоприятных в этом отношении осадков, потенциальные возможности нефтегазообразования у карбонатных комплексов были не ниже, чем у терригенного.

Во всех изученных образцах как в терригенных с карбонатным цементом, так и в карбонатных с примесью пелитоморфного материала четко выражена «литологическая» дифференциация битуминозных компонентов. Глинистые разности повсюду обогащены смолисто-асфальтовым темноцветным (обычно коричневым) битуминозным веществом, а карбонатная кристаллическая масса содержит относительно более легкие компоненты, обладающие оранжевым, желтым и голубым свечением. Это можно объяснить способностью глин уплотняться при литификации, что увеличивает возможность дифференциации органического вещества и отдачи им легких подвижных компонентов в полости пор и трещин.

В кристаллической массе карбонатных пород развитие процессов дифференциации на ранних стадиях литогенеза ограничено быстрой кристаллизацией известкового ила.

В карбонатных породах основная раскристаллизованная масса, как правило, оказывается «пропитанной» относительно легкими компонентами битуминозного вещества с оранжево-желтым, реже голубым свечением. Наблюдаются кристаллы доломита, в центрах которых присутствуют вкрапления смолисто-асфальтовых битуминозных веществ, обрамленных ореолом рассеивания все более легких осветленных компонентов. В подобных случаях органические остатки могли послужить «затравкой» при кристаллизации карбонатного ила.

При низких значениях хлороформных и спиртобензольных вытяжек часто отмечается довольно пестрая картина распределения битуминозных компонентов, тогда сингенетичный характер битумоидов становится очевидным.

Сплошная люминесценция карбонатных пород свидетельствует о захвате кристаллизующейся массой органических веществ из вод седиментационного бассейна. Битумоиды, образующиеся из этих органических веществ, в зоне катагенеза остаются прочносвязанными с минералами до тех пор, пока какие-либо вторичные процессы не приведут к их дальнейшей дифференциации.

Естественное фракционирование битуминозных веществ в карбонатных породах, по-видимому, начинается на ранней стадии литификации. Об этом свидетельствуют ореолы рассеивания легких битуминозных компонентов вокруг ступков органических остатков и водородоселевых скоплений. Эти явления нельзя рассматривать как сорбцию органическими остатками битуминозных веществ. При сорбции наблюдалось бы постепенное облегчение (осветление) сорбированных компонентов от внешней оболочки к центральному частям органогенных остатков. Рассмотренные материалы не исключают вообще возможность проявления сорбционных процессов. Они говорят о способности органического вещества генерировать битумоиды в карбонатных отложениях.

Возобновление процессов дифференциации битумоидов, заключенных в карбонатных породах, возможно при перекристаллизации, контактном воздействии интрузий, гидротерм и при тектоническом дроблении.

Новообразования кальцита и ангидрита в доломитах содержат, как правило, более легкие битуминозные вещества, чем незатронутая перекристаллизацией масса. Интрузия траппов и гидротермы создавали условия для возгонки и переноса битуминозных компонентов. Кристаллы карбонатных и сульфатных пород, выполняющие микротрещины в отложениях, вмещающих траппы, оказались насыщенными легкими компонентами битуминозных веществ.

Сингенетичные, даже высоковосстановленные битумоиды, часто связаны с минеральной частью пород и в прямом смысле являются захороненными (параавтохтонными). Сюда же следует отнести и концентрированные проявления их, приуроченные к замкнутым полостям пор, каверн и трещин.

Повторная отдача подвижных компонентов литифицированными осадками в данном случае возможна при их растрескивании только с поверхностей, создаваемых трещиноватостью. Большинство же битумоидов при этом остается заключенным в плотных обломках пород. В связи с тем, что фильтрационные способности породы на участках, незатронутых вторичной трещиноватостью, весьма низкие, широкая латеральная миграция в них чрезвычайно затруднена.

Если коллекторские свойства карбонатных пород формировались на ранних стадиях диагенеза, то дифференциация захороненного органического вещества могла привести в дальнейшем к образованию

первичных скоплений нефти и газа как в структурных, так и в неструктурных условиях. Последующие тектонические нарушения могут приводить к перераспределению первичных залежей и к формированию новых месторождений во вновь создаваемых ловушках.

Конкретно по Иркутскому нефтегазоносному бассейну можно сделать вывод, что в центральных районах генерация и перераспределение битумоидов протекали более интенсивно, чем в периферийных зонах, что обусловлено особенностями развития этих районов.

Анализ литолого-фациальных и геохимических условий формирования перспективных комплексов в Иркутском нефтегазоносном бассейне позволяет подвести итог.

Распределение литофаций на территории бассейна контролируется развитием питающих провинций. Интенсивность поступления обломочного материала в различные периоды обуславливала горизонтальную зональность его распределения. В относительно спокойные периоды, характеризовавшиеся нивелировкой обрамляющих бассейн континентов, их влияние сказывалось в опреснении прибортовых участков за счет подтока пресных поверхностных вод.

На отдельных этапах формирования рифейского комплекса сочетание литолого-фациальных и геохимических условий можно считать благоприятным для образования нефти и газа. Судя по составу и степени метаморфизма органического вещества, генерационные процессы в комплексе на данной стадии завершены.

Перспективы рифейско-вендского терригенного комплекса по литологическим показателям следует связывать с зонами развития псаммитовой, алевроитопелитовой литофаций, где господствовали нейтральные для органического вещества условия, благоприятные для развития генерационных процессов. Высокая степень метаморфизма органического вещества и его состав подтверждают, что отдача подвижных компонентов в ушаковском комплексе на данной стадии уже завершена. Концентрация преимущественно газовых скоплений происходила в зоне выклинивания ушаковского комплекса. На контакте с подстилающими отложениями возможно смешанное питание комплекса углеводородами за счет внутренних ресурсов и за счет миграции снизу.

В нижнемотском комплексе из перспективных участков следует исключить пояс развития псефито-псаммитовой литофации, где господствовали окислительные для органического вещества условия. Однако в полосе, примыкающей к Саянскому обрамлению, при наличии соответствующих ловушек прогнозируются скопления нефти и газа. Это подтверждают следы миграции на Тулунско-Карасайском участке. По литолого-геохимическим данным территории Центрального Приангарья и особенно приленским районам можно дать самую высокую оценку перспективности. В южных районах, так же как и для ушаковских отложений, можно предположить смешанное питание комплекса углеводородами. Нижнемотские отложения северных районов можно рассматривать как автономный продуктивный комплекс.

Для средневерхнемотско-нижнеусольского комплекса возможна дифференциация перспективной оценки. По литолого-фациальным и геохимическим признакам можно считать, что наиболее благоприятные условия для генерации нефти и газа и формирования их скоплений существовали в центральных частях Приангарья и в приленских районах. К возможно продуктивному комплексу следует отнести верхнюю часть среднемотской подсвиты, сложенную переслаивающимися терригенными и карбонатными пластами. Перспективность ее в первую очередь можно связать с Ангаро-Илимским междуречьем. Продуктивный комплекс выделяется в верхах верхнемотской подсвиты на территории северной части Ангаро-Ленского междуречья, где были установлены притоки нефти и газа.

Фациально-геохимическая обстановка формирования осинского горизонта затушевана вторичными процессами, однако почти повсеместная связь с ним нефтегазопроявлений предопределяет его перспективность. Литологическая изолированность горизонта от выше- и нижележащих карбонатных слоев пластами каменной соли позволяет рассматривать его в качестве автономного продуктивного комплекса.

Значительная толщина, наличие карбонатных и терригенных коллекторов и, вероятно, широкое развитие вторичной трещиноватости пород позволяют оценить потенциальные возможности мотской части комплекса более высоко, чем осинского горизонта. В приразломных зонах допускается смешанное питание продуктивных горизонтов.

В верхнеусольско-нижнебельских отложениях выделяется балыхтинско-христофоровский продуктивный комплекс. Перспективы нефтегазоносности его по литолого-геохимическим признакам оцениваются высоко на территории внутренней части Иркутского бассейна, особенно в южных районах, где отмечены многочисленные нефтегазопроявления. Вследствие изолированности соленосными отложениями питание балыхтинского и христофоровского горизонтов углеводородами могло происходить главным образом за счет собственных ресурсов.

В бельско-булайско-ангарском комплексе наиболее благоприятные литолого-фациальные и геохимические условия характерны для среднебельской подсвиты, верхней части булайской и низов ангарс-

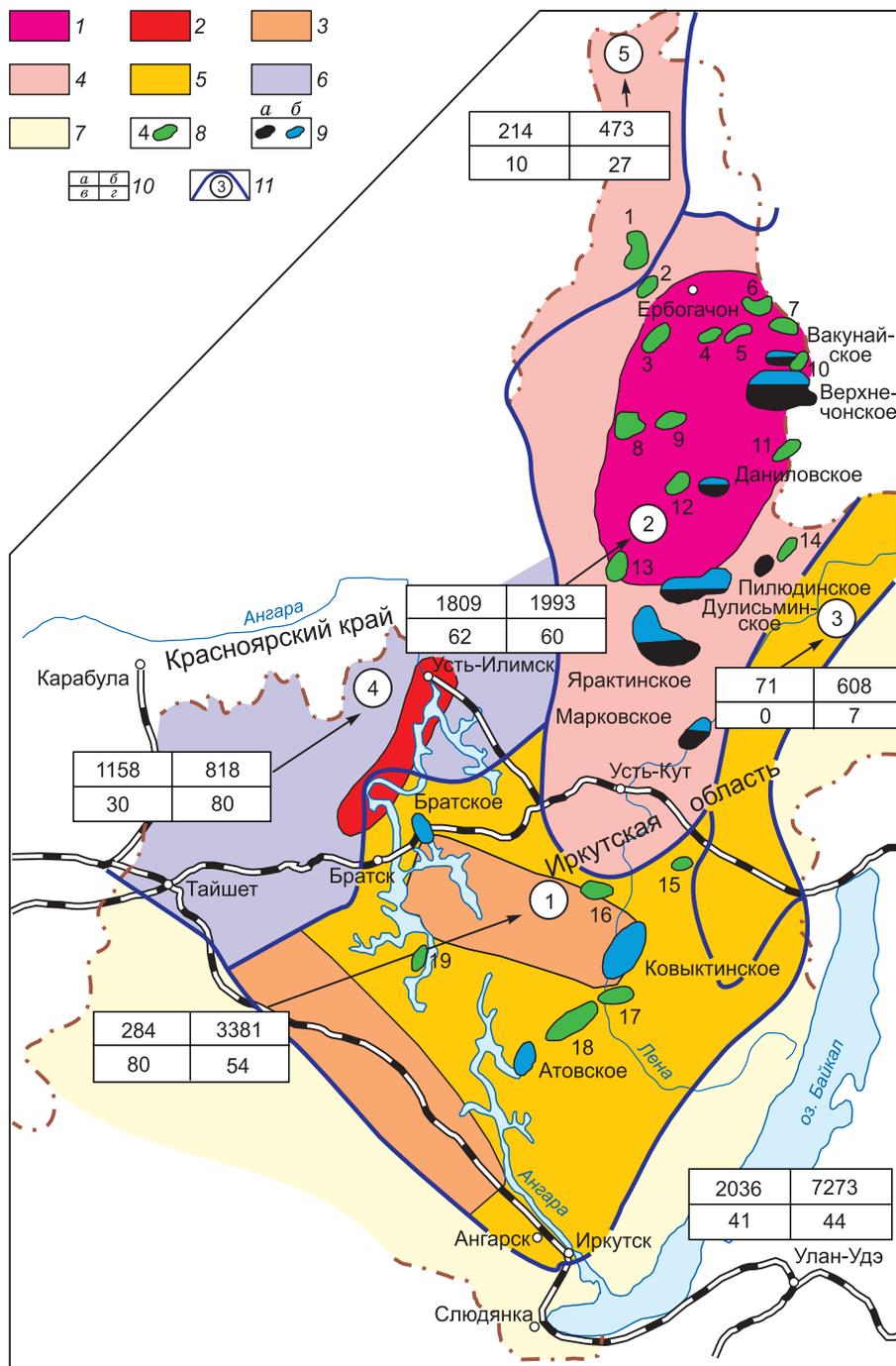


Рис. 4. Состояние сырьевой базы нефтегазовой промышленности Иркутской области.

1–6 — плотность прогнозируемых извлекаемых ресурсов УВ категории $C_3 + D$ (тыс. т/км²): 1 — 200–300, 2 — 100–200, 3 — 50–100, 4 — 25–50, 5 — 15–25, 6 — 10–15; 7 — бесперспективные территории; 8 — перспективные площади, подготовленные к бурению и их номера: 1 — Хамаркарская, 2 — Кочемская, 3 — Умоткинская АТЗ, 4 — Давачинская АТЗ, 5 — Луговская АТЗ, 6 — Сугдинская, 7 — Восточно-Сугдинская АТЗ, 8 — Малоерёминская, 9 — Нижнеерёминская, 10 — Вакунайская АТЗ, 11 — Куландинская АТЗ, 12 — Буринхинская АТЗ, 13 — Чангильская АТЗ, 14 — Нижнепилюдинская, 15 — Таюрская, 16 — Кытымская, 17 — Чиканская АТЗ, 18 — Усть-Илгинская, 19 — Октябрьская; 9 — месторождения: а — нефть, б — газоконденсат; 10 — прогнозируемые извлекаемые ресурсы: а — нефти и конденсата (млн т), б — свободного и растворенного газа (млрд м³), доля рентабельных ресурсов в группах (%), в — нефти и конденсата, з — свободного и растворенного газа; 11 — границы НГО и их номера: 1 — Ангаро-Ленская, 2 — Непско-Ботуобинская, 3 — Предпатовская, 4 — Присяяно-Енисейская, 5 — Катангская.

кой свиты, особенно в центральных районах Приангарья. Продуктивные горизонты возможны здесь в составе соответствующих продуктивных комплексов.

В крупных седиментационных ритмах выделенные в разрезе продуктивные горизонты и комплексы приурочены к трансгрессивным частям отложений.

В 2000 г. во ВНИГРИ была выполнена экспертиза оценки прогнозных извлекаемых ресурсов нефти и газа категории С₃-Д для отдельных административных подразделений, расположенных на территории Сибирской платформы, в том числе и для Иркутской области (рис. 4). В 2008 г. авторами статьи были уточнены некоторые величины экспертной количественной оценки.

Обоснованы наиболее перспективные ЗНГН.

1. Прежде всего, к ним отнесена известная в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы гигантская ЗНГН в вендско-нижнекембрийском карбонатном комплексе, включающая нефтегазовый потенциал от ербогачонского до осинского горизонтов. В основу обоснования были положены исследования ФГУП Востсибнефтегеология (см. рис. 3).

2. Большеокинско-Ковыктинская ЗНГН в вендском терригенном комплексе, содержащем выявленные крупные поисковые объекты.

3. Присаянская ЗНГН в том же комплексе, содержащем отличные коллекторы с многочисленными нефтегазопроявлениями и выявленными ловушками, экранированными системой пересекающихся разрывных нарушений Саянского и Байкальского простираний на склоне воздымающейся к горному обрамлению моноклинами.

5. Братско-Усть-Илимская ЗНГН, связанная с региональной полосой выклинивания рифейских карбонатных и вендских терригенных отложений вдоль восточного борта Присаяно-Енисейской синеклизы — гигантской генерационной области, следы миграции из которой были установлены в Присаянье. Нефтепроявления из них были получены в Седановской скв. 34.

Для всех выделенных и рекомендуемых для опоискования и освоения ЗНГН наиболее оптимальным сочетанием считаем комплекс, состоящий из региональных сейсмических профильных исследований ОГТ-ЗД, электроразведки ДМВ в сочетании с геохимическим опробованием. Весь этот комплекс успешно освоен местными геофизическими предприятиями (М.М. Мандельбаум, П.Ю. Легейдо) и кафедрой геологии и геохимии нефти и газа Иркутского госуниверситета (В.П. Исаев).

Авторы готовы оказать консультативную поддержку в формировании федеральной программы освоения углеводородной сырьевой базы на юге Сибирской платформы.

Авторы выражают благодарность генеральному директору ВНИГРИ О.М. Прищепе за оказанную поддержку, предоставление материалов и руководителю СКАЦ С.В. Смирнову за оформление материалов выполненных исследований.

ЛИТЕРАТУРА

Баженова Т.К. Эволюция нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в палеозое—допалеозое Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности: Автореф. дис. ... д.г.-м.н. СПб., 1992, 50 с.

Белонин М.Д., Самсонов В.В. Роль битумоидных аномалий в формировании нефтяных ресурсов Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (1), с. 127—133.

Васильев В.Г. Перспективы нефтегазоносности Восточно-Сибирской платформы. М., Недра, 1968, 180 с.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра, 1981, 552 с.

Гольберг И.С., Самсонов В.В. Природные битумы Сибирской платформы как показатели эволюции залежей нефти // Закономерности формирования скоплений нефти и газа в платформенных НПГ СССР. Л., ВНИГРИ, 1985, с. 5—17.

Дробот Д.И. История нефтегазообразования и оценка нефтегазоносности докембрийских и кембрийских отложений Сибирской платформы: Автореф. дис. ... д.г.-м.н. Новосибирск, 1988, 32 с.

Дробот Д.И., Золотов А.Н., Конторович А.Э. Геохимические критерии оценки нефтегазоносности докембрийских и кембрийских отложений юга Сибирской платформы. М., Недра, 1974, 156 с.

Дробот Д.И., Преснова Р.Н., Конторович А.Э. Геохимия нефтей, конденсатов и природных газов рифей-вендских и кембрийских отложений Сибирской платформы. М., Недра, 1988, 240 с.

Дробот Д.И., Пак В.А., Деветилов Н.М., Хохлов Г.А., Карпышев А.В., Бердников И.Н. Нефтегазоносность докембрийских отложений Сибирской платформы, перспективы подготовки и освоения их углеводородного потенциала // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (1), с. 110—120.

Золотов А.Н. Геологическое строение Тулунского Присаянья и история его развития в нижнепалеозойское время // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. М., Недра, 1969, с. 69—88.

Ларичев А.И. Геохимические критерии нефтегазоносности и история нефтегазообразования в верхнедокембрийских отложениях Сибирской платформы: Автореф. дис. ... к.г.-м.н. Новосибирск, 1981, 21 с.

Мельников Н.В., Филипцов Ю.А., Вальчак В.И., Смирнов Е.В., Боровикова Л.В. Перспективы нефтегазоносности Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна на западе Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2008, т. 49 (3), с. 235—243.

Непско-Ботуобинская антеклиза — новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. Новосибирск, Наука, 1986, 245 с.

Одинцова Т.В., Комарова Н.И., Дробот Д.И., Самсонов В.В. Литолого-битуминологические особенности и емкостные свойства карбонатных продуктивных горизонтов юго-западной части Непско-Ботуобинской НГО // Геология нефти и газа, 1985, № 5, с. 17—25.

Самсонов В.В. Иркутский нефтегазоносный бассейн. Иркутск, Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1975, 196 с.

Самсонов В.В. О нефтяном потенциале карбонатных отложений Непского свода // Прогноз зон нефтенакопления и локальных объектов на Сибирской платформе. Л., ВНИГРИ, 1988, с. 31—43.

Самсонов В.В., Лебедев Б.А., Пирятинский Б.Г. Зоны нефтегазонакопления — главные объекты поисков // Зоны нефтегазонакопления — главные объекты поисков. Л., ВНИИГРИ, 1986, с. 5—11.

Сахибгареев Р.С., Виноградов А.Д. Древние водонефтяные контакты как показатели истории формирования разрушенных залежей // Докл. АН СССР, 1981, т. 257, № 2, с. 445—448.

Трофимук А.А., Каргодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазонакопления» // Геология и геофизика, 1982 (5), с. 5—11.

Шемин Г.Г. Гигантское поле нефтегазонакопления в преобразованном карбонатном горизонте венда Непско-Ботуобинской антеклизы (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) // Геология и геофизика, 1999, т. 40 (8), с. 1170—1181.

*Рекомендована к печати 26 декабря 2008 г.
В.А. Каширцевым*

*Поступила в редакцию
6 октября 2008 г.*