

---

## ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ — ВАЖНЕЙШАЯ ЗАДАЧА РОССИИ

Л.Г. Кирюхин, М.Ю. Хакимов

Инженерный факультет  
Российский университет дружбы народов  
ул. Орджоникидзе, 3, Москва, Россия, 115923

Рассматриваются особенности строения, состава флюидов месторождений нефти и газа Сибирской платформы и социально-экономическое значение их комплексного освоения.

Разведанные запасы нефти Восточной Сибири превышают 2 млрд т, запасы газа — более 10 трлн м<sup>3</sup>. Это приоритетный район России для развития масштабной нефтегазодобычи и экспорта углеводородов в страны Азиатско-Тихоокеанского региона [1]. Но экстремальные природно-климатические условия при очень слабой заселенности и неразвитой инфраструктуре крайне затрудняют освоение нефтегазовых ресурсов этого богатейшего нефтью и газом региона.

Большую часть Восточной Сибири занимает Лено-Тунгусский нефтегазоносный бассейн (НГБ), в котором продуктивны древнейшие осадочные породы Земли рифейского, вендского и кембрийского возраста. Рифейские отложения образуют нижний структурный ярус осадочного чехла бассейна. Структурная самостоятельность этого комплекса подтверждается наличием регионального несогласия как с породами кристаллического архейско-протерозойского фундамента, так и с вышележащими вендскими отложениями. Сложен рифей преимущественно карбонатными отложениями морского генезиса, их максимальная мощность — 5 км.

В конце рифея территория Сибирской платформы испытала региональное воздымание, верхняя часть рифейских отложений была размыта. Полностью отсутствуют рифейские отложения в пределах Анабарского массива, Непско-Ботубинской антеклизы и на ряде поднятий в северо-западной и южной ее частях. Рифейские отложения смяты в крутые складки с углами падения пород до 40—50° и осложнены многочисленными разрывами. На породах рифея и на тех структурах, где он отсутствует, на кристаллическом фундаменте, с резким угловым несогласием залегают терригенные отложения венда.

В раннем венде на юге Сибирской платформы накапливались терригенные пестроцветные отложения. В позднем венде морской бассейн охватил большую часть платформы, а терригенный режим осадконакопления сменился на карбонатный. В раннем кембрии и в начале среднего кембрия на значительной части платформы располагался солеродный бассейн. По его краям формировались сначала сравнительно невысокие разобщенные органогенные постройки, а затем к началу среднего кембрия — краевые рифы значительной высоты и протяженности.

После кратковременного воздымания в среднем кембрии территория Сибирской платформы вновь становится бассейном седиментации, в котором накапливались морские, прибрежно-морские и лагунные терригенно-карбонатные

отложения кембрия, ордовика, силура и девона. В карбоне и перми на большей части этой территории накапливалась континентальная терригенно-угленосная формация и формировалась Тунгусская синеклиза, наложенная на ранее сформированные структуры. По ресурсам угля синеклиза является одним из крупнейших угольных бассейнов мира.

В раннем триасе на большей части Сибирской платформы формируется мощная толща (до 1500 м) траппов. Верхнюю часть траппов составляют базальты, занимающие центральную часть Сибирской платформы и образующие многочисленные покровы. Кроме триаса траппы достаточно широко внедрились в отложения палеозоя.

Осадочный чехол платформы обладает всеми параметрами, которые определяют высокие перспективы его нефтегазоносности. В разрезе широко развиты нефтегазоматеринские толщи (НГМТ). Наиболее распространены они среди рифейских пород, где пласты, обогащенные органическим углеродом (5—10% на породу), имеют мощность 100—700 м. Вторым крупным этапом формирования НГМТ был конец раннего — начало среднего кембрия, когда в предрифовых зонах, обрамлявших солеродный бассейн, накапливались битуминозные глины мощностью от 70 до 200 м с содержанием в них органического углерода 18—22%. Третьим этапом накопления богатых органическим веществом отложений были поздний карбон и пермь, когда в Тунгусской синеклизе накапливались угленосные толщи. В них доминирует гумусовый тип органического вещества, источником которого была высшая наземная растительность.

Итак, главными чертами Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна являются:

— нефтегазоносность древнейших осадочных образований земли: рифея, венда и кембрия, в которых открыты крупные и уникальные месторождения нефти и газа;

— широкое распространение траппов и интрузий триасового возраста.

Траппы оказали существенное влияние на нефтегазоносность. Оно выразилось в ускоренном прогибании структур под влиянием огромной массы внедрившейся магмы, в значительном усложнении структурного плана, в формировании новых путей миграции углеводородов, а также в термическом воздействии на вмещающие породы. Это привело с одной стороны к резкому ухудшению свойств поровых коллекторов, с другой стороны обеспечило повышенную степень катагенеза органического вещества НГМТ.

В Лено-Тунгусском НГБ открыто более 40 месторождений нефти, газа и газоконденсата. Базовыми для организации широкомасштабной добычи являются Юрубчено-Тохомское в Красноярском крае, Ковыктинское и Верхнечонское в Иркутской области, Талаканское, Среднеботуобинское, Чаяндинское в Республике Саха (Якутия).

Уникальное Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в пределах Байкитской антеклизы на западе Ленно-Тунгусского НГБ. Извлекаемые запасы нефти месторождения — около 600 млн т, газа — 900 млрд м<sup>3</sup>. Нефтегазоносна самая верхняя часть рифейского комплекса, подвергшаяся длительному предвендскому размыву и денудации. В разрезе дислоцированных ри-

фейских толщ, представленных известняками и доломитами с прослоями аргиллитов, в связи с частичным растворением и выщелачиванием карбонатов в зоне выветривания образовались вторичная пористость, каверны и даже карстовые пустоты. Суммарный эффект от вторичной пористости, кавернозности и трещиноватости способствовал формированию достаточно высоких фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Рифейский резервуар очень неоднороден. Залежи нефти — пластовые сводовые тектонически и литологически экранированные. Глубина их залегания 2150—2320 м. Коллектор — карбонатный трещинно-кавернозно-порового типа с преобладанием вертикальных и субвертикальных трещин. Трещиноватость пород существенно меняется в пределах месторождения. Поэтому, несмотря на большое количество поисковых и разведочных скважин (более 70), детали строения залежей неясны. Начальные дебиты нефти 40—60 т/сут, в отдельных скважинах до 250—500 т/сут.

В терригенных отложениях венда на месторождении содержится пластовая сводовая залежь свободного газа. Коллекторы сложены кварцевыми и кварцево-полевошпатовыми песчаниками с открытой пористостью 14—17%, газонасыщенная толщина 2,6—1,5 м.

На месторождении высока доля запасов категории  $C_2$ , поэтому требуются значительные объемы разведочного бурения для их перевода в более высокую категорию.

На юге Восточной Сибири в нескольких сотнях километров к западу от озера Байкал расположено крупнейшее в Восточной Сибири уникальное Ковыктинское газоконденсатное месторождение с запасами газа свыше 2 трлн м<sup>3</sup>. Залежи пластовые литологически и тектонически ограниченные. Продуктивный горизонт нижнего кембрия сложен разнородными песчаниками мощностью 20—40 м. Эффективная газонасыщенная толщина 5—16 м. Открытая пористость 11—13%, проницаемость до 1 мкм<sup>2</sup>. Дебиты газа — до 300 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Вблизи Ковыктинского месторождения разведываются крупное Ангаро-Ленское газоконденсатное месторождение и несколько высокоперспективных ловушек, поэтому есть все основания полагать, что запасы газа Прибайкальского региона будут значительно увеличены. Здесь может быть создан крупнейший газодобывающий центр мирового значения.

Крупные запасы нефти, газа и конденсата разведаны в юго-восточной части Лено-Тунгусского НГБ в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. Здесь открыто 25 месторождений, в том числе такие крупные как Верхнечонское, Среднеботуобинское, Талаканское и уникальное Чаяндинское.

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к сложно построенной брахиантиклинальной складке размерами 65 × 45 км. Разрез сложен отложениями венда, кембрия и юры общей толщиной до 1700 м. Встречаются интрузии траппов. Площадь сильно осложнена разрывными нарушениями, что привело к формированию нескольких продуктивных блоков. Месторождение многозалежное, нефть и газ выявлены в карбонатных пластах нижнего кембрия и терригенных отложениях венда. Залежи пластовые, тектонически и литологически экранированные.

Наибольшие по запасам газоконденсатнонефтяные залежи связаны с верхне-чонском горизонте венда, сложенном кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Коллектор трещинно-поровый с пористостью 2—14%, проницаемостью до 0,3—0,4 мкм<sup>2</sup>. Эффективная толщина пластов 2—26 м, глубина залегания 1615—1640 м. Дебиты нефти до 150 т/сут, газа — до 380 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Запасы нефти месторождения — 200 млн т, газа — 100 млрд м<sup>3</sup>.

Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы. Размеры структуры, нарушенной многочисленными разрывами, 65 × 40 км, амплитуда 150 м. Продуктивны два пласта: хамакинский горизонт венда и осинский горизонт нижнего кембрия. Залежи пластовые, реже пластовые сводовые с литологическими и тектоническими ограничениями.

Пласты-коллекторы хамакинского горизонта представлены разномасштабными песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов. Открытая пористость 11—13%. Залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой. Начальные дебиты газа до 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Осинский горизонт сложен обломочными известняками. Основные по промышленной значимости залежи — нефтегазоконденсатные, структурно-литологического типа, глубина залегания 1100 м. Высота газовой части 100 м, нефтяной оторочки — 60 м. Коллекторы порово-кавернозные и трещинные. Пористость до 24%. Начальные дебиты нефти 80—95 т/сут, газа до 550 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Запасы нефти месторождения 120 млн т, газа 55 млрд м<sup>3</sup>.

К северо-западу от Талаканского расположено уникальное Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, запасы газа которого составляют 1,3 трлн м<sup>3</sup>, нефти — 50 млн т.

Таким образом, месторождения Восточной Сибири многопластовые, разбитые разломами на отдельные блоки. Среди залежей преобладают литологически и тектонически экранированные.

Продуктивные горизонты отличаются неоднородностью литологического состава и частым замещением проницаемых пластов слабопроницаемыми или непроницаемыми как по вертикали, так и по латерали. Важная роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств принадлежит трещиноватости и вторичным процессам выщелачивания.

Нефти месторождений — легкие, малосернистые, маловязкие, с высоким выходом светлых фракций. Они суммарно содержат около 200 млрд м<sup>3</sup> попутных нефтяных газов — важнейшего сырья для газохимической промышленности.

Газ месторождений содержит конденсат, суммарные запасы которого составляют около 10% российских запасов.

Свободный газ и газ газовых шапок характеризуются уникальным составом. Кроме метана он содержит этан, пропан, бутан. Их запасы составляют около 14% запасов России. Газ также содержит повышенные концентрации гелия. На долю Восточной Сибири приходится 90% от запасов гелия России и 27% его мировых запасов. По своему стратегическому ресурсу гелия Ковыктинское и Чаяндинское уникальные месторождения конкурируют с крупнейшими месторождениями

США — главного мирового производителя гелия. Эксперты считают, что США после 2020 г. из экспортера гелия могут превратиться в импортера. В мире возникнет острая необходимость в создании новых центров по производству гелия, одним из которых может стать Восточная Сибирь.

Изложенное со всей очевидностью показывает, что освоение нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири действительно представляет собой важнейшую социально-экономическую задачу России на ближайшую перспективу.

Для развития добычи нефти в Восточной Сибири реализуется крупнейший инфраструктурный проект по сооружению нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий Океан (ВСТО), протяженностью почти 6,5 тыс. км. В настоящее время построена его западная часть от Тайшета до месторождения Талакан, протяженностью около 1,2 тыс. км. К концу 2009 г. первая очередь магистрального нефтепровода ВСТО мощностью 30 млн т нефти в год от Тайшета до станции Скворородино в Амурской области будет достроена. Заполнить первую очередь планируется за счет ускоренной разработки Талаканского, Верхнечонского и других месторождений, расположенных на юго-востоке Восточной Сибири.

В перспективе будут построены и другие нефте- и газопроводы. Широкомасштабная добыча нефти, газа, конденсата и гелия в Восточной Сибири позволила бы освоить этот в основном безлюдный регион — построить новые города, поселки, железные и автомобильные дороги, нефтеперерабатывающие и нефтегазохимические комплексы, создать десятки тысяч новых рабочих мест, привлечь специалистов из других регионов России и стран СНГ, и, что не менее важно, экспортировать нефть и газ на стремительно развивающиеся рынки Юго-Восточной Азии и Дальнего Востока.

#### ЛИТЕРАТУРА

- [1] *Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В.* Перспективы поставок природного газа из России в страны Азиатско-Тихоокеанского региона // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление.* — 2008. — № 1. — С. 5—8.

### **DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RECOURCES IN EAST SIBERIA — THE MOST IMPORTANT PROBLEM OF RUSSIA**

**L.G. Kiryukhin, M.Yu. Khakimov**

Engineering Faculty  
Peoples' Friendship Russian University  
*Ordzhonikidze str., Moscow, Russia, 115923*

In article are considered particularities of structure, composition fluids of Siberia platform's Oil and Gas Fields and social-economic importance their complex development.