

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

М.П. Юрова (ИПНГ РАН)

Республика Саха (Якутия) по величине запасов углеводородного сырья, подготовленных к промышленному освоению, и суммарным прогнозным ресурсам нефти и газа занимает ведущее место в Дальневосточном регионе [1]. На территории Республики Саха (Якутия) с момента открытия первого газового месторождения (Усть-Вилюйское, 1956 г.) и появления в госбалансе страны первых разведанных запасов нефти (1985 г.) создана крупная минерально-сырьевая база для газовой и нефтяной промышленности.

До недавнего времени освоение углеводородов (УВ) Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) было инвестиционно непривлекательно для недропользователей. В связи с этим лицензирование территории проводилось формально, за недропользователями не было четко закреплено никаких лицензионных обязательств по изучению и освоению углеводородного потенциала, на участках практически не проводились геолого-разведочные работы. Все это негативно сказалось на освоении углеводородных богатств и создании топливно-энергетического комплекса региона. В последнее время наметились перемены в лучшую сторону – разработана программа лицензирования, прописываются обязательные объемы геолого-разведочных работ, меры по повышению инвестиционной привлекательности участков, проводится оценка их углеводородного потенциала. Однако нерешенных проблем остается достаточно. Фактически геолого-разведочные работы в объемах, позволяющих расширить сырьевую базу на территории Республики Саха (Якутия), проводит лишь ОАО «Сургутнефтегаз». С 2009 г. к разведке Чаяндинского НГКМ приступил владелец лицензии – ОАО «Газпром». Сдерживающим фактором являются финансовые затруднения, связанные с кризисом мировой экономики [2].

В связи с неравномерной геолого-геофизической изученностью территории Якутии показатель освоенности прогнозных ресурсов составляет по нефти 12 %, по газу – 20 % [3]. В данной статье речь идет о перспективах нефтегазоносности двух регионов нефтегазодобычи Республики Саха: Непско-Ботуобинской антеклизе (НБА) и Вилюйской синеклизе.

По результатам исследований Непско-Ботуобинской антеклизы в пределах Республики Саха (Якутия) на обширной территории Мирнинского свода между известными и уже открытыми месторождениями предполагается наличие в терригенных отложениях позднего докембрия единого супергигантского нефтегазоконденсатного месторождения. В южных районах НБА, которые изучены хуже, чем северные, могут быть открыты залежи, также контролирующиеся тектоническим и литологическим факторами [2].

В месторождениях преобладают углеводородные газы, нефть присутствует в виде нефтяных оторочек. Соотношение нефти и газа в Западной Якутии в прогнозных ресурсах, учтенных госбалансом, составляет примерно 1:6 [3]. Освоение запасов нефти в указанных условиях является достаточно сложной проблемой. Месторождения разбиты на ряд нефтеносных и водоносных блоков, которые характеризуются различными ГНК, ГВК, ВНК, а также отсутствием связи между отдельными частями (блоками) залежи [4].

Детальное изучение нефтегазовых месторождений Мирнинского свода показало необходимость тщательного анализа возможной изоляции отдельных блоков, а также выяснения палеоположения структуры и заполнения ее углеводородами в процессе образования [5].

Несомненный интерес на юго-западе Республики Саха в отношении поисков крупных скоплений УВ, в том числе нефти, представляет область сочленения Непско-Ботуобинской, Предпатомской и Западно-Вилюйской НГО [2]. Для решения проблем газоснабжения западных районов Республики Саха (Якутия) рассматриваемая территория является наиболее перспективной. В настоящее время промышленная нефтегазоносность терригенных и карбонатных отложений рифей-венда и кембрия установлена не только на площадях Непско-Ботуобинской антеклизы, но и непосредственно на территории Нюйско-Джербинской впадины (Хотого-Мурбайское, Отраднинское месторождения), прилегающей к Предпатомскому нагорью. Перспективы нефтегазоносности этой территории на основе общих геологических представлений положительно оценивались С.П. Ситниковым, Ф.Г. Гурари

и другими исследователями еще в 1940 г. Эта оценка была подтверждена в дальнейшем геологической съемкой, проведенной Г.В. Бархатовым, А.К. Бобровым, О.И. Карасевым и др. [6].

Геологический разрез на большей части Нюйско-Джербинской впадины сложен двумя тектоническими комплексами. Пассивный комплекс (автохтон) представлен в основном рифейскими и вендскими породами, моноклинально погружающимися в сторону Патомского нагорья, и серией надвинутых на платформенный склон тектонических нарушений (аллохтон) вендского и кембрийского возраста, скользящих по пластичным каменным солям торсальской пачки венда.

Данные о тектонических особенностях рассматриваемого района в сочетании с литолого-стратиграфической характеристикой позволяют выделить зону сочленения НБА и Вилючанской седловины с Предпатомским региональным прогибом (Нюйско-Джербинской впадиной – НДВ) как весьма перспективную зону нефтегазоаккумуляции (Чаяндинская, Юктеканская, Иллегинская, Олдонская, Хотого-Мурбайская, Иктехская, Восточно-Иктехская и южная часть Средне-Ботуобинской структуры) [6]. Плотность ресурсов углеводородов здесь превышает 100 тыс. т УУВ/км². Глубины залегания пластов – 1700–2000 м. Залежи в талахском и хамакинском горизонтах предполагаются газовые с литологическим и дизъюнктивным контролем. Высота залежей по отдельным пластам может превышать 100 м. Район Иктехской и Восточно-Иктехской площадей, а также территория к югу от них имеют существенные отличия. Продуктивные пласты связаны в этом районе не только с терригенным (талахский, хамакинский), но и с карбонатным (телгеспитский, юряхский) комплексами. Глубина залегания продуктивного карбонатного комплекса – 1700–2000 м, терригенного – 2000–2300 м. Талахский, хамакинский и телгеспитский продуктивные комплексы содержат газовые залежи, юряхский – нефтегазовые. Высота залежей во всех горизонтах может достигать 100 и более метров [6].

Количественная оценка масштабов нефтегазообразования в рифейских толщах Байкало-Патомского прогиба была дана А.Э. Конторовичем и др. [7]. В пределах этой зоны основные ресурсы УВ, по-видимому, будут сосредоточены в хамакинском и талахском горизонтах терригенного комплекса рифея. Насыщение предполагается преимущественно газовое, высота более 100 м.

Как показывают результаты изучения уже открытых нефтегазовых залежей НБА (Средне-Ботуобинское, Иреляхское, Маччобинское, Верхне-Чонское, Ярактинское, Аянское и др.), современное состояние залежей контролируется литологическим и тектоническим факторами. Залежи, как правило, разбиты на ряд блоков, связь между которыми зависит от литологии и тектоники. Детальное изучение вышеперечисленных месторождений показало, что для рациональной разработки таких залежей необходимо изучать палеоусловия их формирования и выявлять следы древних ВНК в виде битумных включений, которые обусловлены характером движения пластовых вод и цикличностью заполнения ловушки. Это позволит детально изучить фрагменты древних залежей в их современном разобщенном состоянии и выявить степень их вертикальной и горизонтальной запечатанности. Таким образом, качественно новый уровень познания формирования залежей УВ путем изучения древних ВНК дает возможность менять методологию исследований с регионального и зонального уровней на локальный [5].

Представляют определенный интерес перспективы нефтегазоносности фундамента НБА. Испытания скважин, вскрывших фундамент в пределах НБА, в большинстве скважин не проводились. Исключение составляют Верхне-Чонская и Аян-Ярактинская площади, где продуктивный ярактинский горизонт залегает на породах фундамента, и из образований кор выветривания получены притоки нефти и газа [8]. Фундамент НБА является складчато-блоковым сооружением, сформированным архейскими и нижнепротерозойскими породами, как результат тектонических процессов, происходивших в смежных областях платформы, что и определило неоднородность структуры и состава магматических и метаморфических комплексов. Подавляющее большинство скважин вскрыли гранитоиды, филлиты, сланцы и метаморфизованные вулканогенно-осадочные образования (Старосельцев, 1992). Породы кристаллического фундамента перекрываются иногда осадочными толщами рифея-венда с несогласием. Максимальные мощности кор выветривания на территории НБА отмечаются на Чонском поднятии Непского свода, на Пеледуйском выступе. Коры выветривания размыты, частично они сохраняются на Талаканской и Аян-Ярактинской площадях. На Мирнинском своде коры выветривания сохраняются в виде реликтов на Средне-Ботуобинском и Таас-Юряхском месторождениях. Мощности кор выветривания площадного типа невелики и составляют в среднем 3,5–7,7 м. Коры выветривания линейного типа установлены на Верхне-Чонской площади, здесь с

выветрелыми кристаллическими породами связана нефтяная залежь. На Аян-Ярактинской площади породы фундамента представлены аянской серией нижнего архея, а ярактинская продуктивная пачка залегает на породах фундамента [8].

Наряду с НБА на территории Республики Саха (Якутия) в ее восточной части (Виллойская синеклиза) в начале 50-х годов прошлого столетия открыты и частично законсервированы газовые месторождения Хапчагайского мегавала и Средне-Тюнгского выступа. Цепочка залежей (Усть-Виллойская, Неджелинская, Соболахская, Толонская, Мастахская, Средне-Виллойская и Средне-Тюнская) приурочена к пермо-триасовым отложениям и первоначально считалась связанной с пластовыми телами терригенного комплекса нижнего триаса и верхней перми.

Результаты детального литологического анализа этих отложений показали, что пермские отложения имеют русловый характер и представлены действительно терригенными породами [9], а нижнетриасовые приурочены к региональным покрывкам, сложенным в различной степени переработанными вулканогенными породами [10].

На территории бывшего СССР залежи УВ в вулканитах открыты в Якутии, на Сахалине, в Азербайджане, Грузии, Крыму, Украине. Особенность этих пород заключается в том, что они являются неустойчивыми после извержений или излияний и подвергаются значительным вторичным преобразованиям, так как в основном состоят из вулканического стекла (от 70 до 100 %). В отличие от нормально-осадочных пород образование глинистых минералов в вулканитах приводит к увеличению объема порового пространства за счет возрастания доли пор субкапиллярного размера. Карбонатизация породы и выделение аморфного кремнезема способствуют уменьшению порового пространства.

Существенной чертой вторичного минералообразования является высвобождение кристаллизационной воды: при разрушении цеолитов – адсорбированной и связанной, при гидрослюдизации и хлоритизации монтмориллонита – межслоевой. При выделении массы свободной воды объем поровых флюидов возрастает, что приводит к формированию очагов повышенного давления и способствует формированию трещиноватости, приуроченной обычно к границам микронеоднородностей породы и слоев разного литологического состава. Трещинная емкость вулканогенных коллекторов связана с проявлением палеосейсмичности в районах распространения вулканизма и литогенетическими трещинами. Часть пустотного пространства образуют каверны за счет выноса вещества при вторичных преобразованиях породы.

В силу слабой механической прочности и высокой пластичности рассматриваемые коллекторы не выдерживают значительных механических напряжений (например, высокого давления на пласт в процессе бурения, значительных депрессий в процессе опробования и эксплуатации).

Выделенные в пределах Хапчагайского мегавала природные резервуары вулканитов в нижнем триасе (Неджелинский, Мономский и Таганджинский) связаны с региональными флюидоупорами, которые в этом районе являются продуктивными. Вулканогенные коллекторы относятся к порово-кавернозно-трещинному типу. На Соболах-Неджелинском и Средне-Виллойском месторождениях выявлены залежи в вулканитах массивного типа. На Толонском и Мастахском месторождениях залежи УВ приурочены к пластовым телам.

Переоценка запасов УВ массивной залежи вулканитов Соболах-Неджелинского месторождения позволяет говорить о возможном увеличении запасов УВ в несколько раз по сравнению с ранее подсчитанными [10].

Дальнейшие перспективы поисков углеводородных скоплений на территории Виллойской синеклизы связаны с пермско-нижнетриасовым, нижнетриасовым и нижнеюрским нефтегазоносными комплексами на склонах Хапчагайского мегавала, Логлорском мегавале, Линденской и Тангнаринской впадин, а также с Тюкян-Чебыдинской моноклиной и Хоргочумской ступенью. Кроме того, в результате структурных построений, выполненных для выяснения соотношения тектонических мегакомплексов рифея-среднего палеозоя, в платформенном чехле Виллойской синеклизы выявлены области со значительно сокращенными мощностями вышеуказанного возраста. Эти поднятия выделялись по данным сейсморазведки в пределах Тюкян-Чебыдинской моноклины, вдоль северного борта Линденской впадины и южнее Хапчагайского мегавала [11].

Отмечены определенные закономерности простирания выявленных палеоподнятий, тяготеющих к зонам пересечения разломов северо-восточного и северо-западного простираний. По мнению

В.С. Ситникова [2], газоконденсатные месторождения Хапчагайя являются «реликтовыми производными» крупных палеонефтяных залежей, существующих в палеозойском разрезе и разрушенных в нижнем мелу при формировании Хапчагайского мегавала и осложняющих его структур. В других районах Вилюйской синеклизы В.С. Ситников также предполагает наличие сохранившихся крупных нефтяных залежей.

Таким образом, в настоящее время на территории Республики Саха (Якутия) с позиции освоения нефтегазовых территорий ведущее место занимает Непско-Ботуобинская антеклиза, где уже открытые месторождения УВ готовы к промышленному освоению и приближены к федеральному нефтепроводу ВСТО, проходящему через центральную и южную Якутию (Усть-Кут – Талакан – Ленск – Олекминск – Томмот – Тында). Перспективы открытия залежей УВ в западных районах Якутии связываются с Нюйско-Джербинской впадиной (зоной сочленения НБА с Предпатомским прогибом). Определенные надежды связаны с корами выветривания фундамента (Верхне-Чонская и Аян-Ярактинская площади). Другим объектом, частично освоенным в восточной части Республики Саха (Якутия), является Вилюйская синеклиза, где открыты месторождения УВ на Хапчагайском мегавале и Средне-Тюнском поднятии. Нефтегазоносными являются пермско-триасовые и нижнеюрские отложения, присутствие которых прогнозируется на склонах Хапчагайского и Логлорского мегавалов, Линденской и Тангнаринской впадин, на Тюкян-Чебыдинской моноклинали и Хоргочумской ступени.

Структуры с возможной нефтегазоносностью рифейского и среднепалеозойского комплекса Хапчагайского мегавала по данным сейсморазведки выделяются на Тюкян-Чебыдинской моноклинали, вдоль северного борта Линденской впадины.

Список литературы

1. Коржубаев А.Г. Перспективы добычи нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России / А.Г. Коржубаев // Проблемы Дальнего Востока. – 2005. – № 6. – С. 46–60.
2. Ситников В.С. Эволюция представлений о нефтегазоносности восточных территорий Сибирской платформы – тектоника и прогноз / В.С. Ситников, И.А. Кушмар, К.В. Лобода // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 3. – С. 4–13.
3. Ситников В.С. Прогноз приоритетных направлений поисков нефти на востоке Сибирской платформы / В.С. Ситников // Актуальные проблемы прогнозирования поисков, разведки, добычи нефти и газа в России и странах СНГ. – СПб: Недра, 2006. – С. 433–439.
4. Белинкин В.А. Специфика освоения ресурсов углеводородов Сибирской платформы / В.А. Белинкин, И.А. Кушмар, Л.К. Яшенкова // Актуальные проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в России и в странах СНГ. – СПб: Недра, 2007. – С. 389–402.
5. Томилова Н.Н. Локальный прогноз нефтегазоносности по данным литологии и ГИС / Н.Н. Томилова, М.П. Юрова // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. – М.: ГЕОС, 2006. – С. 303–312.
6. Рябкова Л.В. Перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Непско-Ботуобинской и Предпатомской нефтегазоносных областей / Л.В. Рябкова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 9. – С. 32–35.
7. Конторович А.Э. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, Р.Ф. Бахтуров, А.К. Башарин // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693.
8. Ивановская А.В. Взаимосвязь пород фундамента с базальными отложениями рифей-венда и их нефтегазоносностью (Восточная Сибирь, Непско-Ботуобинская антеклиза) / А.В. Ивановская, Т.Д. Шибина, Т.Б. Волченкова // Сб. статей Межд. науч.-практ. конф. «Геологические проблемы развития углеводородной сырьевой базы Дальнего Востока и Сибири». – СПб: ВНИГРИ, 2006. – С. 277–297.
9. Илюхин Л.Н. Палеогеоморфологический метод корреляции русловых песчаников как основа поисков литологических ловушек верхнепермских отложений Хапчагайского мегавала Вилюйской синеклизы / Л.Н. Илюхин, Г.И. Тихомирова. – ВИНТИ, 307В 91, 1990. – С. 160–166.
10. Дмитриевский А.Н. Вулканогенные природные резервуары Якутии / А.Н. Дмитриевский, Н.Н. Томилова, М.П. Юрова, А.А. Рудов. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 80.
11. Донгарян Л.Ш. Геолого-геохимические условия формирования месторождений Вилюйско-Приверхоанского осадочного бассейна / Л.Ш. Донгарян: автореф. диссерт. на соискание ученой степени канд. геол.-мин. наук. – М.: МИНХиГП, 1985. – 25 с.