

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ И ПРЕДПАТОМСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Л.В. Рябкова
(СНИИГГ_иМС)

Обоснование направления региональных и поисковых работ в основных нефтегазоносных областях Сибирской платформы не потеряло своей актуальности и совершенно необходимо при возобновлении геолого-разведочных работ. Их возобновление ожидается в тех нефтегазоносных областях, где уже возможна добыча нефти и газа. Это в первую очередь Непско-Ботуобинская НГО и граничащая с ней Предпатомская НГО Лено-Тунгусской провинции. Для решения проблем газоснабжения западных районов Республики Саха (Якутия) рассматриваемая территория является наиболее оптимальной.

Перспективы нефтегазоносности этой территории на основе общих геологических представлений положительно оценивались С.П. Ситниковым, Ф.Г. Гурари и другими исследователями еще в 1940-х гг. Эта оценка была подтверждена в дальнейшем с учетом новых геолого-съёмочных данных Г.В. Бархатовым, А.К. Бобровым, О.И. Карасевым и др.

Количественная оценка масштабов нефтегазообразования в рифейских толщах Байкало-Патомского прогиба, выполненная по методике А.Э. Конторовича [2], показывает, что этими отложениями в Приленской зоне было генерировано жидких УВ 250 млрд т, газообразных 500 трлн м³. Суммарные цифры, характеризующие генерационные возможности вендских отложений, сопоставимы с данными по рифейским. Основные зоны эмиграции битумоидов (свыше 750 тыс. т/км²) располагаются полосой вдоль северо-западного борта Предпатомского прогиба. Для углеводородных газов довольно отчетливо проявился очаг максимальной генерации в северо-восточной части Предпатомского прогиба. Здесь интенсивность генерации УВ газов превышала 1000 млн м³/км² [3].

К настоящему времени промышленная нефтегазоносность терригенных и карбонатных отложений рифей—венда и кембрия установлена не только на площадях Непско-Ботуобинской антеклизы, Вилючанской седловины и Березовской впадины, но и непосредственно на территории Нюйско-Джербинской впадины (Хотого-Мурбайское, Отраднинское месторождения) (рис. 1).

Нефти в ловушках вендских и венд-кембрийских резервуаров характеризуются плотностью от 0,79 до

На основании анализа распространения и качества резервуаров и флюидоупоров в осадочном чехле, тектонических особенностей, распределения нефтегазопроявлений выделены четыре зоны с разной степенью перспективности для поисков скоплений углеводородов.

Four zones differently promising for hydrocarbon accumulations have been defined from the analysis of reservoir and seal expansion and quality in sedimentary cover, tectonic peculiarities, oil and gas show distribution.

0,89 г/см³. Они содержат 0,25...0,90 % серы, 1,0...1,7 % твердого парафина и 6,5...13,0 % смол. В составе газов, растворенных в нефтях, преобладает метан (75...85 %). Из углеводородных компонентов газы содержат азот (1...9 %), углекислый газ (до 1 %) и водород (0,01...0,4 %). Свободные газы содержат 78...89 % метана,

5...7 % его высокомолекулярных гомологов, около 5 % азота, до 1,8 % углекислого газа и до 0,6 % водорода. В пределах Предпатомского регионального прогиба и Вилючанской седловины коэффициенты сухости углеводородных газов имеют высокие значения (17,0...17,5). Содержание стабильного конденсата увеличивается от депрессионных к приподнятым зонам нефтегазоаккумуляции (от 19 до 200 г/м³) [3].

Геологический разрез на большей части Нюйско-Джербинской впадины сложен двумя разноплановыми тектоническими комплексами. Автохтон, пассивный комплекс, представлен в основном рифейскими и вендскими породами, моноклинально погружающимися в сторону Патомского нагорья, аллохтон, серия надвинутых на платформенный склон тектонических пластин, — породами венда и кембрия. Базальной поверхностью скольжения (детachmentом) являются пластичные каменные соли торсальной пачки венда. Граница надвига трассируется вдоль северного и северо-западного бортов впадины [4, 5].

В литологическом плане с юго-запада на северо-восток наблюдаются возрастание карбонатной составляющей разреза и сокращение в ней глинистых примесей. Для терригенных пород характерны уменьшение градиента эффективных толщин продуктивных горизонтов и расширение площади их развития с северо-востока на юго-запад.

Нарушенность карбонатных пород в процессе надвигообразования и прорыв элизонных вод на границе выклинивания торсальных солей привели к выщелачиванию доломитов и формированию коллекторов кавернопорового и порово-трещинного типов [1, 6].

Данные о тектонических особенностях рассматриваемого района в совокупности с материалами о литолого-стратиграфической характеристике разреза позволяют вполне определенно дифференцировать исследуемую территорию по перспективам нефтегазоносности (рис. 2).

Нефтегазоносный комплекс	Свита	Историческая колонна	Горизонт	Индекс пласта	Непско-Ботуобинская антеклиза										ВС		Ньюско-Джербинская впадина		
					Среднеботуобинское										Верхневиллючанское		Нижневиллючанское		
					Толнохская	Верхнемурбайская	Тас-Юряхское	Бесюрхское	Могулакская	Юряхская	Иктехское	Верхневиллючанское	Виллючанско-Джербинское	Буланская	Хотого-Мурбайская	Борулакал	Мурбайская	Отрадинское	Суларская
Кембрийский	Метегская																		
	Ичерская																		
	Чарская		С С	Келорский															
			С С	Бильчирский															
	Олежминская			Биркинский		○	○	△	●				△					●	
	Толбачанская		С С																
			С С	Атовский		○								○	○			○	●
	Эльганская			Христофоровский															
	Нелбинская			Балыктинский															
	Юрегинская	С С		Осинский	Б1-2		●	●	△	●			△	○	△				
Верхневиллючанско-мелкозернистый	Билирская			Юряхский	Б3-5					○			□	▲				△	△
	Кудулахская			Преображенский	Б12								△						
	Услунская																	○	
Вендский	Бюкская	С С	Телгеспитский	Б14	○		●						△	△		●		□	
			Ботуобинский	Б5		●	●	□	●			□		□		●		●	
	Харьганская		Харьганский, хамакинский	Б10									△	△		●	●	●	
Рифейский	Ынакская		Улаханский	Б12															
				Б16										△	●				
	Бесюрхская																	●	
	Талахская+В12		Талахский	Б13		●	□		○							●	●	●	
	Хоронохская		Виллючанский	Б14										□	●			●	
Бетинчинская																	●		
AR-PR		5 5 5																	

Рис. 1. Размещение залежей, промышленных притоков и нефтегазопроявлений в разрезе осадочного чехла Ньюско-Джербинской впадины и сопредельных территорий: залежи: 1 — газоконденсатнонефтяная, 2 — газоконденсатная, 3 — газовая; промышленные притоки: 4 — нефти, 5 — газа; 6 — нефтегазопроявления; ВС — Виллючанская седловина

Наиболее высоко оцениваются перспективы зоны сочленения Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) и Виллючанской седловины (ВС) с Предпатоумским региональным прогибом (Ньюско-Джербинской впадиной — НДВ).

Весьма перспективная зона нефтегазоносности охватывает Чайяндинскую, Юктеянскую, Иллегинскую, Олдонскую, Санга-Юряхскую, Хотого-Мурбайскую, Иктехскую, Восточно-Иктехскую площади и южную часть Среднеботуобинской. Плотность ресурсов углеводородов здесь превышает 100 тыс. т УУВ/км². В пределах этой зоны основные ресурсы углеводородов, по-видимому, будут сосредоточены в (хамакинском и талахском) продуктивных пластах терригенного комплекса. Интервал глубины залегания пластов 1700...2000 м. В геологическом разрезе этой зоны в породах подсолевого комплекса не отмечено проявлений надвиговой тектоники. Ловушки предполагаются неантиклинальные, блоковые, с элементами литологического и дизъюнктивного контроля. Насыщение преимущественно газовое. Высота залежей углеводородов по отдельным пластам, вероятно, будет превышать 100 м. Не исключается возможность открытия крупной по запасам газовой залежи.

Район весьма перспективной зоны нефтегазоаккумуляции, включающий Иктехскую, Восточно-Иктехскую площади и территорию к югу от них, имеет существенное отличие. Здесь могут быть продуктивны пласты и терригенного (талахский, хамакинский), и карбонатного (телгеспитский, юряхский) комплексов. Глубина залегания продуктивных пластов карбонатного комплекса 1700...2000 м, терригенного — 2000...2300 м. В геологическом разрезе этой части зоны в породах подсолевого комплекса также не отмечено проявлений надвиговой тектоники. Тип ожидаемых ловушек талахского продуктивного пласта неантиклинальный, блоковый, с элементами литологического контроля; хамакинского — неантиклинальный, литологический, блоковый; телгеспитского и юряхского — антиклинальный, блоковый, с элементами литологического и дизъюнктивного экранирования. Насыщение талахского, хамакинского и телгеспитского продуктивных горизонтов преимущественно газовое, юряхского — нефтегазовое. Высота залежей в пластах терригенного и карбонатного комплексов может достигать 100 м и более.

К перспективной зоне нефтегазоаккумуляции относятся Верхневиллючанская, Виллюско-Джербинская, Отрадинская, Бетинчинская площади, террито-

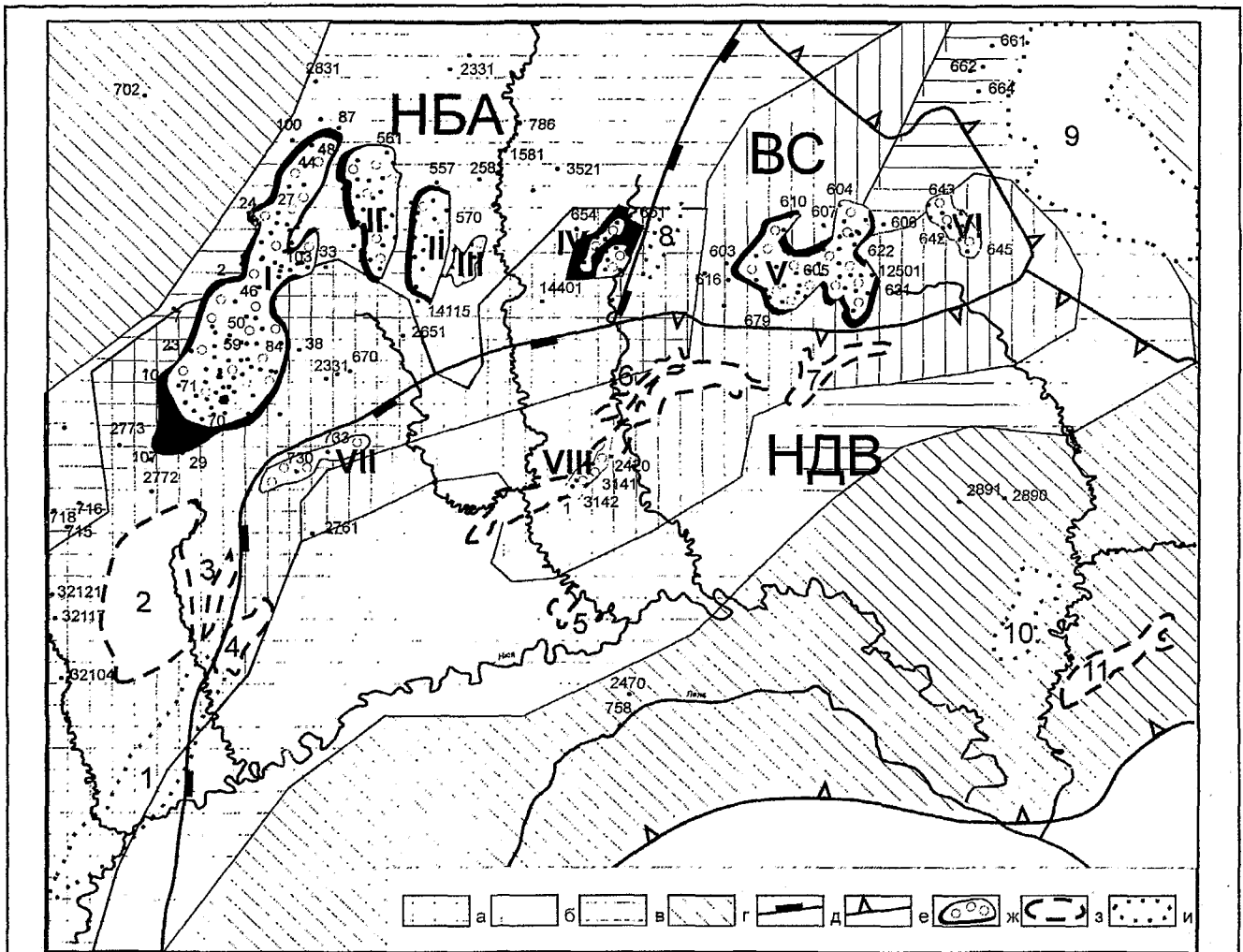


Рис. 2. Карта перспектив нефтегазоносности зоны сочленения Непско-Ботуобинской и Предпатомской НГО (Ньюско-Джербинская впадина):

зоны нефтегазоносности: а — весьма перспективные, б — перспективные, в — среднеперспективные, г — низкоперспективные; контуры структур: д — надпорядковых, е — первого и второго порядков; ж — месторождения газовые и нефтегазовые: I — Среднеботуобинское, II — Тас-Юряхское, III — Бесюряхское, IV — Иктехское, V — Верхневилучанское, VI — Вилуко-Джербинское, VII — Хотого-Мурбайское, VIII — Отраднинское; площади: з — подготовленные к глубокому бурению, и — выявленные (1 — Юктекинская НАЛ, 2 — Иллегинская НАЛ, 3 — Олдонская, 4 — Санга-Юряхская, 5 — Хабахская, 6 — Западно-Суларская, 7 — Бетинчинская, 8 — Восточно-Иктехская, 9 — Сунтарская НАЛ, 10 — Салдыкельская, 11 — Нижнеджербинская)

рия между ними и обрамляющие территории. Плотность ресурсов составляет от 30 до 100 тыс. т УУВ/ км². Суммарный эффективный объем резервуаров такой же, как и в высокоперспективной зоне, но обоснованность его слабее из-за низкой изученности территории. В пределах этой зоны основные ресурсы углеводородов, вероятно, будут сосредоточены в юряхском и телгеспитском продуктивных пластах карбонатного комплекса, хамакинском (харыстанском) и вилучанском — терригенного комплекса. В этой зоне, за исключением северо-западной части, уже проявляются надвигообразования и процессы выщелачивания доломитов юряхского, кудулахского и телгеспитского горизонтов. Интервал глубины залегаения юряхского пласта 1100...1800 м, телгеспитского, харыстанского и вилучанского — 2100...3000 м. В харыстанском и вилучанском продуктивных пластах предполагаются ловушки неантиклинальные, блоковые, с элементами литологического и дизъюнктивно-

го контроля. Насыщение преимущественно газовое. Высота залежей углеводородов по терригенным пластам в перспективной зоне, по-видимому, будет увеличиваться от 50 до 100 м с северо-востока на юго-запад. В этом же направлении повышается вероятность открытия крупной по запасам газовой залежи.

В телгеспитском и юряхском пластах ловушки антиклинальные, блоковые, с элементами литологического и дизъюнктивного экранирования. Насыщение, вероятно, газонефтяное и нефтегазовое. Высота залежей углеводородов составит 75...170 м. В этих пластах сосредоточены относительно небольшие, но высокодебитные залежи углеводородов, связанные с трещинными и кавернопоровыми карбонатными коллекторами.

К первоочередному объекту разведки в перспективной зоне нефтегазоаккумуляции можно отнести Бетинчинскую площадь, расположенную южнее Верхневилучанской. Здесь имеются предпосылки для на-

копления и сохранения средних по запасам залежей углеводородов в вилочанском, телгеспитском и юрхском продуктивных горизонтах. Ресурсы свободного газа Бетинчинского объекта по категории D₁ оценены в 3,85 млрд м³. По мнению автора, оценка может возрасти на порядок за счет ресурсов газа юрхского и телгеспитского продуктивных горизонтов.

Среднеперспективная зона нефтегазонакопления охватывает северо-западную приосевую часть Ньюско-Джербинской впадины и территорию к востоку от Буягинской и Вилуюско-Джербинской площадей. Количественная оценка территорий к востоку от Вилочанской седловины не проводилась, но, по мнению автора, плотность геологических ресурсов углеводородов там будет такой же, как и в пределах среднеперспективной зоны нефтегазонакопления Ньюско-Джербинской впадины — 30...50 тыс. т УУВ/ км². Перспективы уменьшаются в связи с сокращением общего эффективного объема резервуаров и усложнением тектонической обстановки. Так как в пределах этой зоны породы подсолевого карбонатного комплекса, относящиеся к аллохтону, нарушены процессами надвигообразования и подвержены элизионному выщелачиванию, основные ресурсы углеводородов, по видимому, будут сосредоточены в юрхском и телгеспитском продуктивных пластах карбонатного комплекса. Глубина залегания этих продуктивных пластов 1800...2500 м. Насыщение преимущественно газовое. Ловушки антиклинальные, блоковые, с элементами литологического и дизъюнктивного экранирования.

Этаж нефтегазоносности в северо-восточной части зоны (к югу и востоку от Вилуюско-Джербинской площади) может дополниться продуктивными карбонатными пластами кудулахской (скв. 645, 646 — Вилуюско-Джербинские) и ынахской (скв. 643 — Вилуюско-Джербинская) свит и нерасчлененных отложений рифея (валюхтинская серия?). Эти отложения залегают в интервале глубин 2000...3500 м. Насыщение преимущественно газовое.

Терригенные породы харыстанского и вилочанского продуктивных горизонтов, находящиеся в автохтоне и моноклинально погружающиеся в сторону Патомского нагорья, постепенно замещаются непроницаемыми разностями. Предполагаются типы ловушек неантиклинальные, литологические, с элементами дизъюнктивного контроля.

Перспективы нефтегазоносности рассматриваемой территории закономерно снижаются по мере удаления от платформы в сторону складчатой области.

Наименее перспективна в нефтегазоносном отношении территория, непосредственно примыкающая к Патомскому нагорью. Здесь отложения осадочного

чехла, слагающие аллохтон, наиболее дислоцированы, структурные планы в разновозрастных образованиях дисгармоничны по отношению друг к другу. В подсолевом карбонатном комплексе есть вероятность открытия мелких высокодебитных залежей углеводородов, связанных с антиклинальными, дизъюнктивно экранированными ловушками. Осадочные толщи автохтона, включающие в себя аналоги продуктивных терригенных горизонтов венда, кембрия и рифея, сильно уплотнены. В северной и северо-восточной частях Предпатомского регионального прогиба в отложениях рифея (валюхтинская серия), имеющих преимущественно карбонатный состав, вполне могли сформироваться резервуары большого объема для скопления углеводородных газов. Но глубина их залегания с учетом толщины аллохтона (3000...3200 м) и карбонатно-терригенных отложений венда автохтона (1000...1100 м) превышает 4000 м. Поиск залежей углеводородов на такой глубине является задачей отдаленного будущего, так как проведение поисково-разведочных работ связано со значительными трудностями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Воробьев В.Н., Рыбьяков Б.Л. Принципы прогнозирования залежей нефти и газа в осинском горизонте Непско-Ботубинской антеклизы // Геологические и экономические аспекты освоения нефтегазовых ресурсов Якутии. — Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1988. — С.57—63.
2. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидоаккумуляции на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Контурович, С.Ф. Бахтуров, А.К. Башарин и др. // Геология и геофизика. — 1999. — Т. 40, № 11. — С. 1676—1693.
3. Ларичев А.И., Соболев П.Н. Нефтегазоматеринские толщи венда юго-восточной части Сибирской платформы // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Результаты работ по межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1994 год. — Новосибирск, 1996 — Ч. 1. — С.125—127.
4. Мизурский А.В., Старосельцев В.С. Проблемы нефтегазоносности шарьяжных дислокаций Предпатомского регионального прогиба // Проблемы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа в Якутии. — Якутск: Якутский научный центр СО РАН, 1993. — С. 53—60.
5. Надвиговая тектоника и нефтегазоносность Предпатомского прогиба / В.Г. Серезженков, В.С. Ситников, Н.А. Аржаков и др. // Геология нефти и газа. — 1996. — № 9. — С. 4—10.
6. Чернова Л.С. Сравнительная характеристика пород осинского и юрхского продуктивных горизонтов Непско-Ботубинской НГО // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. — Новосибирск, 1981. — С. 80—87.