

УДК 552.578.061.4:552.54(571.56)

Бурова И.А.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vniagri.ru

КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ ВЕНДСКО-НИЖНЕКЕМБРИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Рассмотрены три нефтегазоносные области - Непско-Ботуобинская, Предпатомская и Западно-Вилуйская и три перспективные нефтегазоносные области – Сюгджерская, Анабарская и Северо-Алданская. Дан краткий обзор распределения месторождений углеводородов на их территории. Обобщены залежи и притоки, полученные в карбонатных отложениях нефтегазоносных областей. Названы отличия в формировании резервуаров углеводородов на уровне продуктивных горизонтов вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса.

Ключевые слова: *Восточная Сибирь, нефтегазоносная область, вендско-нижнекембрийский нефтегазоносный комплекс, продуктивный горизонт.*

Территория восточной Сибири включает Западно-Вилуйскую, Предпатомскую, Непско-Ботуобинскую нефтегазоносные области (НГО) и Сюгджерскую, Анабарскую, Северо-Алданскую перспективные нефтегазоносные области (ПНГО).

Нефтегазогеологическое районирование региона проводилось с учетом структурного плана кровли венда, максимально приближенного к рельефу основных нефтегазоносных комплексов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НПП) [Кушмар и др., 2006].

На территориях Анабарской и Северо-Алданской ПНГО, в течение геологической истории происходило устойчивое вздымание блоков фундамента. В результате этих движений, перспективные на нефть и газ отложения были выведены на уровень гипергенеза. На площадях этих ПНГО наблюдается весь спектр и различные формы продуктов гипергенного преобразования нефтей.

Характеристика ПНГО и НГО

Анабарская ПНГО является уникальным регионом по насыщенности разреза нефтидо проявлениями, по частоте их встречаемости, толщине насыщенных горизонтов и площади развития. Здесь выделяется ряд стратиграфических уровней, являющихся регионально «зараженными» вторичными битумами. К таким уровням относятся отдельные горизонты в рифее, верхах венда и низах нижнего кембрия, верхах среднего кембрия и верхнего кембрия [Нефтегазоносность Северо-Западного..., 2009, с. 86-135].

Северо-Алданская ПНГО. Незначительные притоки нефти (0,2 т нефти) получены на Ченкиямской площади (р. Туолба) в западной части НГО. В пределах северо-западной части

НГО, в непосредственной близости от ее границы, на Русско-Реченской площади зафиксирован интенсивный приток газа до 100,0 тыс. м³/сут., по-видимому, из терригенных горизонтов позднего докембрия. Наличие водорастворенных углеводородных газов установлено при опробовании различных горизонтов кембрия, венда и рифея. В разных частях разреза отмечены повышенные газопоказания по каротажу, зафиксированы нефтегазопроявления в керне, выделены интервалы с повышенной битуминозностью пород. В западной части НГО потенциально нефтегазоносными являются карбонатные горизонты кембрия, венда, рифея. В восточном направлении наблюдается постепенное выклинивание отложений солевой кембрийской покрывки. В связи с этим ухудшаются условия для сохранения залежей УВ на территории Северо-Алданской ПНГО.

Сюгджерская ПНГО занимает положение между Анабарской ПНГО на севере и Непско-Ботубинской НГО на юге. В северном направлении наблюдается постепенное выклинивание отложений солевой покрывки нижнего кембрия (соли усольской свиты). Основные перспективы связаны с нижнекембрийскими и кембрийскими карбонатными отложениями. Рифейские и вендские терригенные породы на территории ПНГО отсутствуют (табл. 1).

Таблица 1

Стратиграфическая разбивка осадочных отложений Сюгджерская ПНГО

Система, отдел	Серия	Свита
Q		
Є2-3		джуктинская
Є2		бордонская
Є1-2		метегерская
Є1		ичерская
		чарская
		олекминская
		толбачанская
		эльгянская
		нелбинская
V2-Є1	сокуканская	юрегинская
		билирская
V2	иктехская	юряхская
		кудулахская
		успунская
AR		бюкская
		фундамент

С Западно-Вилуйской НГО связывают приблизительно 3% суммарных геологических начальных ресурсов УВ Лено-Тунгусской НГП в двух нефтегазоносных комплексах (НГК) – вендском и верхневендско-нижнекембрийском. В восточной части НГО, где эти комплексы глубоко погружены, нефтегазоносность связывается с кембрийским и ордовикско-девонским нефтегазоносными комплексами.

В тектоническом плане Западно-Вилуйская НГО приурочена к двум крупным впадинам - Ыгыатинской и Кемпендяйской. Впадины разделены горстообразным Сунтарским поднятием. При бурении глубоких скважин установлен ряд нефтегазопоявлений - от незначительных притоков и следов нефтегазоносности до промышленных притоков газа. Наиболее интенсивные проявления установлены на Буягинской площади, расположенной в крайней юго-западной части Сунтарского поднятия (скв. 661 - 664). Открытия месторождения не зафиксировано. В скв. 664 получен промышленный приток газа из харыстанского продуктивного горизонта нижнего венда (табл. 2). В других скважинах коллектора на этом стратиграфическом уровне практически отсутствуют. Быстрое падение дебита и длительное восстановление статического давления в продуктивной скважине свидетельствуют об ограниченных размерах вероятной залежи и невысоких фильтрационно-емкостных свойствах коллектора. Учитывая характер строения харыстанского продуктивного горизонта в целом, следует считать, что возможная залежь будет относиться к литологическому типу.

Из осинского продуктивного горизонта, из двух других скважин Буягинской площади, получены слабые притоки газа с пленками нефти. По юго-восточному борту Ыгыатинской впадины, граничащей по крупному разлому с сопряженным склоном Сунтарского поднятия, пробурено три глубоких скважины на Шеинской площади. В скв. 472, при опробовании испытателем пластов в интервале 3363-3380 м, из трещиноватых карбонатных отложений нижнеиктехской подсвиты венда, поднято 0,4 м³ нефти. В Усть-Мархинской параметрической скв. 1 и Сыгдахской поисковой скв. 410 в отложениях толбачанской свиты отмечалось газирование промывочной жидкости и интенсивное поступление пластовой воды с минерализацией > 400г/л. На глубине 3960 м пластовое давление в Усть-Мархинской скв. 1 составляло 467 атм., что свидетельствует об его аномальном характере (АВПД). В центральной части Ыгыатинской впадины при бурении Меикской скв. 223-1 в терригенных отложениях венда по керну установлены примазки нефти, сопровождаемые запахом конденсата (табл. 2).

Таблица 2

**Распределение залежей и притоков углеводородов в Западно-Вилуйской НГО
(Ыгыатинская, Кемпендяйская впадины, Сунтарское поднятие)**

Система, отдел	Серия	Свита	Продуктивный горизонт	Притоки	Скважины
Q					
P-C					
D		кыгылтууская		аварийный приток газа	Атыяхская 451
S					
O					
Є3		джуктинская			
Є2		бордонская			
		метегерская			
Є1-2		ичерская			
Є1		чарская			
		олекминская		притоки	
		в.толбочанская			
		н.толбочанская		газированный приток жидкости	Сыгдахская 410, Усть-Мархинская 1
		эльгянская			
		нелбинская			
		юрегинская			
		сокуканская	в.билирская		
V-Є1		н.билирская	осинский	газ с плёнкой нефти	Буягинская площадь
		в.юряхская	юряхский	газоконденсат	Вилуйско-Джербинское
V2		н.юряхская			
		в. иктехская	кудулахская		
		ср. иктехская	успунская		
		н. иктехская (бюкская)	аянская		
			торсальская		
			телгеспитская	телгеспитский	нефть
		ботуобинская			
V1	бочугунорская	харыстанская	харыстанский	газ	Буягинская 664
		ынахская			
		бесюряхская			
	борулахская	талахская	талахский	прим. нефти	Меикская 223-1
		хоронохская			
		бетичинская			
R3		доломитовая пачка			

Месторождений нефти и газа на территории Западно-Вилуйской НГО пока не выявлено. Однако следует отметить, что такой вывод является в определенной степени

формальным. Вилуойско-Джербинское газоконденсатное месторождение, расположенное на крайнем юго-западном периклинальном замыкании Сунтарского свода, фактически находится в пределах Западно-Вилуойской НГО. По своему геологическому строению и характеру газоносности месторождение сходно с Верхневилуочанским месторождением.

В результате, на официальных картах нефтегазогеологического районирования Вилуойско-Джербинское месторождение включается в состав Непско-Ботуобинской НГО. Основная залежь на месторождении связана с карбонатными отложениями юрхского продуктивного горизонта. В отдельных скважинах получены промышленные притоки из терригенных отложений харыстанского и вилуочанского продуктивных горизонтов. Залежь связана с антиклинальной складкой северо-западного простирания.

С учетом приведённых ресурсных данных перспективы Западно-Вилуойской НГО достаточно реальны, что позволяет прогнозировать открытие здесь промышленного месторождения. [Белонин, Подольский, 2006]

С Предпатомской нефтегазоносной областью связывают лишь 3% от всех суммарных начальных геологических ресурсов УВ Лено-Тунгусской НГП. Область является преимущественно газоносной. Разрез составлен рифейскими, вендскими и палеозойскими отложениями (табл. 3).

Границы Предпатомской НГО совпадают с границами одноименного краевого прогиба. Прогиб окаймляет северо-восточную часть Байкало-Патомской складчатой области, расположен в зоне сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомской каледонской складчатой областью. Прогиб отделяет Непско-Ботуобинскую и Алданскую антеклизы, а также Сунтарский свод от структур складчатого обрамления Лено-Тунгусской НГП. На территории прогиба находятся Нюйско-Джербинская и Березовская впадины, разделенные Джеюктинским выступом. С учетом характерных особенностей строения и развития территории Предпатомского прогиба, нефтегазоносность впадин целесообразно рассматривать отдельно.

На территории Нюйско-Джербинской впадины в юго-западной ее части пробурена единичная Нижнепеледуйская скв. 753. В северной части прогиба пробурено еще 7 скважин. Выявлены два газовых месторождения: Хотого-Мурбайское (залежь в песчаниках ботуобинского горизонта) и Отраднинское (залежь в карбонатной пачке телгеспитской свиты). Хотого-Мурбайское месторождение расположено в краевой северо-западной части Предпатомской НГО. Здесь из ботуобинского ПГ венда получен приток газа (до 150,0 тыс. м³/сут.) без признаков нефти (табл. 3).

Таблица 3

Распределение залежей и притоков углеводородов в Предпатомская НГО (Нюйско-Джербинская, Березовская впадины, Джеюктинский выступ)

Система, отдел	Свита	Продуктивный горизонт	Притоки, залежи	Месторождения
четвертичная				
юрская				
ордовикская				
Є3	чаргольская			
	верхоленская			
Є2-3				
Є2	метегерская			
Є1-2	ичерская		залежь	Кэдэргинское
Є1	чарская			
	олекминская			
	н.толбочанская			
	в.толбочанская			
	эльгянская			
	юедейская			
V-Є1	в.юряхская	юряхский I,II,III	Промышленный приток газа	Суларская скв., Верхневилочанское, Вилюйско-Джербинское
	н.юряхская		газовая (мелкая)	Бысахтахское
V1	кудулахская	пласты Ю-IV, Ю-V	газовая (мелкая)	Бысахтахское
	успунская			
	аянская			
	торсальская			
	телгеспитская	телгеспитский	газоконденсатное	Отраднинское
	ботуобинская	ботуобинский	приток газа	Хотого-Мурбайское
V2	сералахская	бысахтахский	газовая (основная)	Бысахтахское, Усть-Бирюкская
R3	в.торгинская		газовая (мелкая)	Бысахтахское
	ср.торгинская			
	н.торгинская			
	алексеевская			
	чекурдахская			
R2	халатарбытская			
	шумихинская			
	молдоунская			

На Отраднинском месторождении выявлена газоконденсатная залежь в карбонатных отложениях телгеспитской свиты (V2). Вблизи северной границы Предпатомской НГО в

Суларской параметрической скважине из карбонатных отложений юрхского продуктивного горизонта (V-С1) получены полупромышленные притоки газа (до 25,0 тыс. м³/сут.).

Данные бурения единичных глубоких скважин и материалы сейсморазведочных работ, указывают на факты наличия взбросово-надвиговых дислокаций, поэтому геологи рассматривают Нюйско-Джербинскую впадину как область крупного пояса шарьяжно-надвиговых структур на юге Сибирской платформы. [Сереженков и др., 1996]. Пояс представляет собой пакет тектонических пластин, последовательно надвинутых с юго-запада на северо-восток.

Процессы надвигового образования сопровождались переходом подошвенного срыва с уровня рифейских отложений на юге на верхние уровни к северу, сначала на уровень торсальских солей венда, затем юрегинских солей нижнего кембрия В целом по комплексу показателей нефтегазоносности, геологические условия территории Нюйско-Джербинской впадины близки к таковым на Непско-Ботуобинской НГО и оцениваются как благоприятные. Выявленные и прогнозируемые скопления УВ связаны с ловушками, приуроченными к блоковым поднятиям различного порядка. Размещение залежей в региональном плане может контролироваться зонами улучшенных коллекторов и зонами трещиноватости карбонатных пород. Не исключено, что взбросово-надвиговые дислокации оказали влияние на перераспределение залежей УВ.

Березовская впадина примыкает с востока к структурам Байкало-Патомской складчатой области. Перспективы нефтегазоносности Березовской впадины оцениваются достаточно высоко. В пределах впадины открыто Бысахтахское газоконденсатное месторождение. Мелкие залежи газа открыты во всех пластах юрхского продуктивного горизонта (Б 3, 4, 5 или Ю-I, II, III), в доломитах кудулахской свиты (V2) и в торгинской свите (R3) (табл. 3). Однако, основная часть газа находится в пачке песчаников бысахтахского продуктивного горизонта сералахской свиты нижнего венда (V1).

Месторождение контролируется крупной, линейно вытянутой горстовой структурой северо-восточного простирания. Крылья структуры осложнены продольными нарушениями. В разрезе месторождения выявлены две основные залежи.

Нижняя газовая залежь связана, в основном, с бысахтахским продуктивным горизонтом сералахской свиты венда, сложенным песчаниками и гравелитами. За счет возникновения трещинного коллектора сформировался еще один резервуар в нижележащих карбонатных отложениях торгинской свиты верхнего рифея. Для залежи в рифейско-вендских отложениях характерны аномально высокие пластовые давления. Коэффициенты

аномальности изменяются от 1,08 в водонасыщенной части до 1,27 в наиболее приподнятой газовой части залежи. Анализ распределения пластовых давлений позволяет сделать вывод о возможном наличии единой сложно построенной массивной залежи. Вероятная высота этой залежи 500 м.

Верхняя залежь связана с карбонатными отложениями кудулахской свиты и верхней части успунской свиты (V2). В них выделены низко пористые трещинные пласты-коллекторы, из которых получены притоки газа с дебитом от 1,0 до 280,0 тыс. м³/сут. Промышленная газоносность установлена в карбонатных отложениях юрхского продуктивного горизонта венда-нижнего кембрия. В ряде скважин получены притоки газа дебитом до 890,0 тыс. м³/сут., в других – дебиты газа менее значительны – первые тысячи м³/сут. Для залежи в карбонатных отложениях также характерны аномально высокие пластовые давления. В наиболее приподнятой части залежи коэффициент аномальности достигает 1,13 (до 170 атм. на глубине 1550 м). Вероятная высота залежи в карбонатных отложениях достигает 450 м.

На Кэдэргинской площади выявлена непромышленная залежь в отложениях ичерской свиты (Є1-Є2), признаки нефтенасыщенности отмечены на Усть-Бирюкской площади в песчаниках сералахской свиты нижнего венда (табл. 3).

Новые возможные скопления углеводородов прогнозируются в рифейском и вендско-нижнекембрийском осадочном комплексе.

Непско-Ботуобинская НГО является богатейшей по разведанным запасам УВ и прогнозным ресурсам областью Лено-Тунгусской НГП. К ней приурочено более 25% всех начальных геологических суммарных ресурсов УВ провинции. На территории республики Якутия в Непско-Ботуобинской НГО обнаружено 13 месторождений нефти и газа, из них – три крупные и одно уникальное.

Нефтегазоносность Непско-Ботуобинской НГО связана с вендским и верхневендско-нижнекембрийским НГК. Верхнекембрийские отложения бесперспективны в силу литолого-фациальных особенностей их формирования, ордовикские отложения развиты локально. Промышленные притоки углеводородов установлены в терригенных отложениях непской и тирской свит венда и их аналогов (ярактинский, парфеновский=ботуобинский продуктивные горизонты), а также в карбонатных породах венда (даниловский горизонт) - преображенский, устькутский (юрхский), и нижнего кембрия – тасюрхский (O-II), осинский (O-I) продуктивные горизонты (табл. 4).

В границах Вилючанской седловины, прилегающая к восточному склону Непско-Ботуобинской антеклизы (сочленение Западно-Вилюйской НГО и Непско-Ботуобинской НГО), была обнаружена крупная нефтегазоконденсатная зона, объединяющая Иктехское, Верхневилучанское и Вилюйско-Джербинское месторождения.

Таблица 4

Сопоставление разрезов осадочных отложений Ангаро-Ленской НГО и Непско-Ботуобинской НГО, и распределение залежей и притоков углеводородов в Непско-Ботуобинской НГО

Система, отдел	Ангаро-Ленская НГО	Непско-Ботуобинская НГО				
	Свита	Свита	Продуктивный горизонт	Притоки, залежи	Месторождения	
Є ₂₋₃	верхоленская	джуктинская				
		бордонская				
Є ₂	литвинцевская	метегерская				
Є ₁₋₂		ичерская				
Є ₁	ангарская	чарская				
	булайская	олекминская				
	в.бельская	в.толбачанская				
		н.толбачанская				
	н.бельская	эльгянская				
	усольская	нелбинская				
		юрегинская				
в.билирская						
		н.билирская	осинский I, II (О-I, О-II)	нефтегазоконденсат	Талаканское	
V ₂	даниловская	юряхская	Юряхский (Ю-I, Ю-II)	нефтегазоконденсат	Иктехское, Верхневилучанское, Вилюйско-Джербинское	
		кудулахская				
		успунская				
	тирская	аянская				
		торсальская				
		телгеспитская				
		ботуобинская	ботуобинский	нефтегазоконденсат	Среднеботуобинское, Тасюряхское	
V ₁	непская	харыстанская	харыстанский	промышленный приток газа	Верхневилучанское	
		ынахская				
		бесюряхская				
		талахская	талахский	нефтегазоконденсат	Чаяндинское	
		хоронохская	вилучанский	промышленный приток газа	Верхневилучанское	
		бетичинская	хамакинский	нефтегазоконденсат	Чаяндинское	

На Верхневилючанском месторождении в юряхском продуктивном горизонте выделяются два продуктивных пласта (Ю-I и Ю-II). Промышленные притоки газа получены из харыстанского горизонта, залегающего в кровле и вилючанского горизонта, залегающего в основании терригенных отложений нижнего венда. Юряхская карбонатная залежь связана с крупным поднятием субширотного простирания. Залежь делится на ряд блоков, но рассматривается как единая массивная залежь с общим внешним пространственным контуром водонефтяного контакта.

Иктехское нефтегазоконденсатное месторождение находится западнее Верхневилючаного месторождения, и также приурочено к антиклинальному поднятию субширотного простирания.

Среднеботуобинское и Тасюряхское нефтегазоконденсатные месторождения расположены в северной части Непско-Ботуобинской антеклизы на восточном склоне Мирнинского выступа. Оба месторождения принадлежат к единой зоне нефтегазонакопления. Продуктивным является терригенный ботуобинский горизонт; из осинского карбонатного горизонта получены промышленные притоки нефти и газа.

Одним из наиболее крупных нефтегазоконденсатных месторождений Якутии является Чайядинское. Оно приурочено к крупной неантиклинальной ловушке в северо-восточной части склона Непско-Пеледуйского свода. Основные продуктивные горизонты – ботуобинский и хамакинский. Залежь талахского горизонта локально расположена в центральной части месторождения. В строении залежей решающую роль играет литологический фактор. Залежи пластовые, литологически и тектонически-экранированные.

Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в наиболее поднятой части Непско-Ботуобинской антеклизы, в центральной части Талаканского свода. Основным продуктивным горизонтом является осинский карбонатный горизонт. В отдельных скважинах получены промышленные притоки из терригенных отложений хамакинского горизонта. По характеру насыщения флюидами месторождение относится к типу нефтяного, с газовой шапкой.

Структурный и стратиграфический характер распределения месторождений и обстановки седиментации

Анализ месторождений восточной Сибири (Якутия), приуроченные к трем нефтегазоносным областям, в первую очередь в Непско-Ботуобинской, затем Предпатомской и Западно-Вилюйской, позволил подметить следующие особенности:

- большинство крупных месторождений приурочено к склонам антеклиз, ступенчато погружающихся в сторону сопряженных с ними прогибов;

- ряд месторождений связан с зонами глубинных разломов, разделяющих разновозрастные надпорядковые структуры;

- наблюдается пространственная связь некоторых месторождений с поперечными грабенообразными прогибами, осложняющими структуры первого порядка;

- характерной чертой геологического строения всех месторождений является распределение нефтегазоносности по площади месторождения в соответствии с литологической изменчивостью вмещающих отложений (распределением «коллектор-неколлектор» в пределах данного продуктивного горизонта). Причем, такое распределение характерно как для терригенных, так и для карбонатных горизонтов [Базанов, 1999]

Все месторождения, открытые на территориях Непско-Ботубинской, Предпатомской, Западно-Вилюйской НГО связаны с двумя нефтегазоносными комплексами (НГК): вендским – терригенным и вендско-нижнекембрийским - карбонатным.

Нефтегазоносный комплекс (НГК) автором понимается как часть осадочного чехла, сформировавшаяся в течении крупного тектонического этапа в определенных обстановках осадконакопления на всей площади нефтегазоносной области, представляющей собой относительно замкнутую гидродинамическую систему, изоляция которой обеспечивается породами с низкими фильтрационными свойствами в верхней части разреза НГК (региональной покрывкой), и содержащая скопления УВ в нижней относительно проницаемой части разреза.

Для вендско-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса (НГК), проницаемой частью разреза являются отложения успунской, кудулахской свит верхнего венда, юрхской (усть-кутской) свиты венда-нижнего кембрия и осинского горизонта усольской (билирской) свиты нижнего кембрия. Региональной покрывкой являются галогенные отложения усольской свиты нижнего кембрия.

Детальное изучение пород-коллекторов продуктивных горизонтов вендско-нижнекембрийского НГК показало, что наилучшими коллекторами являются «чистые» доломиты, лишенные каких-либо примесей, включая кальцит, ангидрит, глинистые минералы и каменную соль. Эти породы делятся на однородные зернистые (хемогенные) и комковато-сгустковые (биогенные) доломитовые разности. Характерной чертой комковато-сгустковых доломитов является наличие в них пор выщелачивания и более высокие значения проницаемости, даже при пониженных значениях пористости. В зернистых доломитах поры

выщелачивания встречаются редко, емкостное пространство создается межзерновыми порами, проницаемость – межзерновыми каналами.

В осинском продуктивном горизонте породами-коллекторами являются известняки водорослевых построек, сложенные остатками синезеленых водорослей нитчатых, кустистых и каркасных форм. Процесс доломитизации – перекристаллизации на много увеличивает пористость известняков.

На ёмкостную характеристику пород-коллекторов влияет постседиментационный процесс выщелачивания, увеличивающий первичную пористость как зернистых, комковатых доломитов, так и водорослевых доломитизированных известняков. Этот процесс, увеличивает первичную пористость и проницаемость карбонатных пород, за счет коррозии стенок межзерновых пор и межформенных каверн, и образования коротких межзерновых и межформенных каналов. Он может проходить в диагенезе, когда сформированная или почти сформированная карбонатная порода попадает в зону карстообразования (обмеления).

Тектонический фактор, влияющий на распространение карбонатных коллекторов, тесно связан с блоковым строением Восточно-Сибирской платформы. В осадочном чехле это выражается в тектонической напряженности и гидротермальной деятельности вдоль напряженных зон. В возникающих напряженных зонах происходит объединение «общих» внутрипластовых трещин с секущими в единую систему, что способствует более интенсивному процессу фильтрации глубинного газа, который в соединении с водой образует кислоту, являющуюся весьма активным растворителем. В таких условиях формируется сложный тип коллектора. Породы-коллекторы (зернистые и комковатые доломиты, известняки водорослевые, доломитизированные), попадая в зону трещиноватости, приобретают вторичную пористость, проницаемость, за счет чего, увеличивая свой ёмкостной потенциал. В связи, с чем карбонатный коллектор продуктивных горизонтов вендско-нижнекембрийского НГК является сложным, на его распространение и формирование, влияют литологический и тектонический [Бурова, 2009].

Залежи и притоки углеводородов открытые в отложениях перечисленных продуктивных карбонатных горизонтах, сведены в табл. 5.

На территории Предпатомской НГО автором выделяется локально распространенный карбонатный нефтегазоносный комплекс в отложениях нижнего венда. Проницаемая часть НГК сложена карбонатными отложениями телгеспитской свиты с маломощными (от 8 до 26 м) терригенными отложениями ботубинской свиты в подошве. Покрышкой являются соли

торсальской свиты. Распространяется телгеспитско-торсальская галогенная формация только на территории Предпатомской НГО.

Таблица 5

Месторождения нефти, газа и конденсата открытые в вендско-нижнекембрийском НГК на территории восточной Сибири (Якутия)

Месторождения	Тип флюида	Год открытия	Возраст	Продуктивный горизонт	Нефтегазоносная область
Среднеботуобинское	нефть газ	1970	Є1	осинский	Непско-Ботуобинская
Талаканское	нефть газ конденсат	1984	Є1	осинский	Непско-Ботуобинская
Иктехское	нефть газ конденсат	1984	V-Є1	юряхский	Непско-Ботуобинская
Верхневиллючанское	нефть газ	1975	V-Є1	юряхский	Непско-Ботуобинская
Виллойско-Джербинское	газ	1977	V-Є1	юряхский	Западно-Виллойская
Бысахтахское	газ	1991	V-Є1	юряхский успунская свита кудулахская свита	Предпатомская
Отрадинское	газ	1993	V	телгеспитская свита	Предпатомская

Отложения вендского карбонатного НГК Предпатомской НГО сопоставляются с тирской (бюкской) свитой Непско-Ботуобинской НГО, на территории которой этот комплекс не выделяется. Мощности отложений увеличиваются от 150 (Среднеботуобинская антеклиза) до 330-450 м (Берёзовская впадина). В карбонатных породах телгеспитской свиты, открыто Отрадинское месторождение газа (см. табл. 5).

Непосредственно над вендским карбонатным НГК начинает формироваться вендско-нижнекембрийский НГК. К началу даниловского времени (успунская, кудулахская свиты) тектонический режим на всей площади платформы стабилизируется, прогибание краевых зон исчезает, скорости погружения дна моря повсеместно выравниваются. Начинается эпоха хемогенного карбонатного осадконакопления, к которой, в дальнейшем, прибавляется биогенное (водорослевое), в результате которого породообразующим элементом становятся комковатые, сгустковые разности доломитов, а затем и известняков (юряхская свита), а затем наступает, с отложений осинского горизонта, эпоха известковых водорослей. Так происходит

накопление сульфатно-доломитовых, доломитовых и известняковых отложений вендского времени, предшествующих формированию нижнекембрийской галогенной формации Сибирской платформы, охватывающая площадь 2,0-2,5 млн. км², мощностью 1500-2000 и более метров.

С помощью построения секвенс-стратиграфической модели карбонатного вендско-нижнекембрийского НГК удалось реконструировать палеообстановки, в которых шло накопление пород-коллекторов, а также проследить их распространения на территории нефтегазоносных областей [Бурова и др., 1995; Бурова, 1997].

В тирское (бюкское) время, происходит широкое распространение трансгрессии, которое начинается с отложений аянской свиты на территории Предпатомской НГО. В тирско-бюкском палеобассейне устанавливается карбонатное осадконакопление в условиях мелководного морского шельфа – трансгрессивной системы напластования (TST). Эта система напластования выделяется в разрезе повышенной глинистостью, определяющейся по кривым гамма каротажа. Породы представлены, доломитами тонко-мелкозернистыми, глинистыми, с прослоями мергелей и аргиллитов. Характерно значительное сокращение содержания ангидрита и комковато-сгустковых доломитов.

С появлением «чистых» незаглинизированных доломитов в подошве даниловской свиты (преображенский горизонт) на территории Непско-Ботубинской НГО и в подошве успунской свиты (пласт Ю-VI) в даниловское (иктехско-сокуканское) время с территории Предпатомского НГО в сторону Западно-Вилунойской НГО начинает формироваться системный тракт высокого стояния уровня моря (HST).

Отложения этой системы напластования сложены породами успунской, кудулахской и юряхской свитами и нижней частью усольской свиты (осинский горизонт). В кудулахской свите выделяются пласты-коллекторы Ю-V и Ю-IV, сложенные зернистыми доломитами, толщиной соответственно 10 и 6 м. К верхней части тракта высокого стояния уровня моря приурочен юряхский горизонт (Западно-Вилуная НГО – Верхневилучанская площадь), а в кровле тракта находятся тасюряхский (О-II) и осинский (О-I) горизонты. Для всей системы напластования высокого уровня моря характерно понижение глинистости. Образование «чистых» доломитов приурочено к фазам регрессии, которые объясняются региональными колебаниями относительного уровня моря с определенной амплитудой и периодичностью. Эти колебания представляют собой эпизоды поднятий дна моря при общем региональном погружении.

Формирование системы напластований HST проходило в три периода:

- породы кудулахской пачки накапливались при общем замедлении подъема уровня моря;
- породы юряхской свиты (устькутский горизонт даниловской свиты) накапливались в период начала падения уровня моря с учащающимися обмелениями;
- породы осинского горизонта отлагались в условиях прекращения наращивания осадкостроительного пространства.

Заканчивается системный тракт высокого стояния уровня моря выпадением мощных пластов каменных солей усольской свиты нижнего кембрия.

Мощности отложений, сформировавшихся в даниловское время, уменьшаются от 450-500 (Предпатомская НГО) до 330 (Сюгджерская НГО) и 250 м (НБ НГО).

В результате проведенной реконструкции строения венд-нижнекембрийского осадочного бассейна НГК прослеживаются следующие закономерности:

- было подмечено, что продуктивные карбонатные горизонты вошли в состав системного тракта высокого стояния уровня моря (HST);
- появились новые пласты-коллекторы в отложениях кудулахской свиты (Ю-V, IV) на территории Предпатомской НГО;
- осинский продуктивный горизонт объединяется с подосинской частью и приобретает двойное строение (О-I, О-II) на территории НБ НГО;
- подмечено, что залежи УВ смещаются вверх по разрезу осадочного вендско-нижнекембрийского комплекса с юго-востока, от территории Предпатомской НГО (телгеспитская свита венда) на северо-запад, к территории Непско-Ботубинской НГО (осинский продуктивный горизонт усольской свиты нижнего кембрия), продвигая с древних уровней (телгеспитская свита) к молодым (юряхская свита).

В заключении можно сказать, что рассмотренные три зоны нефтегазоаккумуляции, Непско-Ботубинская, Западно-Вилуйская и Предпатомская НГО, имеют определенные отличия в формировании резервуаров УВ на уровне продуктивных горизонтов вендско-нижнекембрийского НГК.

Непско-Ботубинская НГО - резервуаром УВ являются известняки осинского продуктивного горизонта нижнего кембрия (порово-трещинный тип коллектора). На территории Якутии продуктивный горизонт имеет двойное строение О-II, О-I, так как подосинские соли выклиниваются в районе Куландинской скв. 791, замещаясь хемогенными карбонатами. В северо-восточном направлении, в сторону Сюгджерской ПНГО

водорослевые постройки осинского продуктивного горизонта на 2/3 замещаются хемогенными карбонатными породами – зернистыми известняками, доломитами, в разной степени содержащими тонкодисперсный карбонат и глинистую примесь. С уменьшением мощности отложений и лито-фациальным замещением пород осинского продуктивного горизонта, породы-коллекторы теряют свои емкостные свойства.

Восточная часть НБ НГО, сопредельная с Западно-Вилуйской НГО (Вилучанская антеклиза) – резервуаром УВ являются зернистые доломиты (поровый тип коллектора) юрхской свиты (пласты Ю-I, II, III) венда-нижнего кембрия. Отложения юрхского продуктивного горизонта погружаются в сторону Западно-Вилуйской НГО.

Западно-Вилуйская НГО. Территория области недостаточно разбурена, данных для проведения детальных исследований очень мало.

Предпатомская НГО. На территории Предпатомской НГО выделен локальный телгеспитско-торсальский НГК. В силу структурно-тектонических условий территории НГО, размещение залежей контролируется зонами трещиноватости карбонатных пород продуктивных горизонтов. Не исключено, что взбросово-надвиговые дислокации оказали влияние на перераспределение залежей УВ. Залежи УВ формируются по всему вендскому разрезу на уровнях пластов-коллекторов Ю – V, IV, сложенных доломитами, а также пластами Ю-II, III, сливающимися с пластом О-II. С появлением новых продуктивных горизонтов, предполагается большой нефтегазоносный потенциал Западно-Вилуйской и Предпатомской НГО в границах распространения отложений НСТ.

Литература

Базанов Э.А. Особенности геологического строения месторождений нефти и газа Западной Якутии и проблемы освоения этих месторождений //Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы дальневосточного экономического района, углеводородных ресурсов морей северо-востока и дальнего востока России. Сб. докл. – СПб: ВНИГРИ. - 1999. - С. 184-289/

Белонин М.Д., Подольский Ю.В. Нефтегазовый потенциал России и возможности его реализации (оценки и прогнозы на основе имитационных технологий). – СПб.: Недра, 2006. – 376 с.

Бурова И.А., Ивановская А.В., Шибина Т.Д., Преображенский М. Использование секвенс-стратиграфического подхода для реконструкции седименто-литогенеза терригенно-карбонатного венд-нижнекембрийского комплекса северной части Непско-Ботуобинской

антеклизы Сибирской платформы //Секвенсстратиграфия нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ. Тез. докл. Конфер. - СПб.: ВНИГРИ.- 1995.- С. 125.

Бурова И.А. Методы прогноза эффективных коллекторов – ловушек углеводородов в карбонатных толщах Сибирской платформы //Геология, методы поисков, разведки и оценки м-ний топливно-энергетического сырья: Обзор. - М.: АОЗТ «Геоинформмарк», 1997. - С. 46-50.

Бурова И.А. Закономерности распределения и прогноз коллекторов в венд-кембрийском нефтегазоносном комплексе Непско-Ботубинской антеклизы //Нефтегеологические исследования и вопросы рационального освоения углеводородного потенциала России. - СПб.: Недра, 2009. - С. 190-198.

Кушмар И.А., Григоренко Ю.Н., Ананьев В.В., Белинкин В.А., Губина Е.А. Нефть и газ Восточной Сибири. – СПб.: Недра, 2006. - 102 с.

Нефтегазоносность Северо-Западного и восточных регионов России /О.М.Прищепа и др. - СПб.: Недра, 2009. – 271 с.

Сереженков В.Г., Ситников В.С., Аржаков Н.А., Микуленко К.И., Тимиршин К.В. Надвиговая тектоника и нефтегазоносность Предпатомского прогиба //Геология нефти и газа, 1996. - №9. - С.4.

Рецензент: Репин Юрий Степанович, доктор геолого-минералогических наук.

Burova I.A.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

CARBONATE RESERVOIRS OF THE VENDIAN-LOWER CAMBRIAN PETROLEUM COMPLEX, EASTERN SIBERIA

Three petroleum regions (Nepsko-Botuoba, Predpatom and Zapadno-Vilyuy) and three possible petroleum regions (Syugdzher, Anabar and Severo-Aldan) are considered. The brief review of distributing the hydrocarbon fields over these regions is given. The data on hydrocarbon pools and inflows received from the carbonate deposits of the petroleum regions are summarized. Distinctions in forming the hydrocarbon reservoirs at a level of the productive horizons of the Vendian-Lower Cambrian petroleum complex are shown.

Key words: Eastern Siberia, petroleum region, Vendian-Lower Cambrian petroleum complex, productive horizon.

References

Bazanov È.A. Osobennosti geologičeskogo stroeniâ mestoroždenij nefti i gaza Zapadnoj Âkutii i problemy osvoeniâ ètih mestoroždenij //Perspektivy razvitiâ i osvoeniâ toplivno-ènergetičeskoy bazy dal'nevostočnogo èkonomičeskogo rajona, uglevodorodnyh resursov morej severo-vostoka i dal'nego vostoka Rossii. Sb. dokl. – SPb: VNIGRI. - 1999. - S. 184-289

Belonin M.D., Podol'skij Û.V. Neftegazovyy potencial Rossii i vozmožnosti ego realizacii (ocenki i prognozy na osnove imitacionnyh tehnologij). – SPb.: Nedra, 2006. – 376 s.

Burova I.A., Ivanovskaâ A.V., Šibina T.D., Preobraženskij M. Ispol'zovanie sekvens-stratigrafičeskogo podhoda dlâ rekonstrukcii sedimento-litogeneza terrigenno-karbonatnogo vend-nižnekembrijskogo kompleksa severnoj časti Nepsko-Botuobinskoj anteklizy Sibirskoj platformy //Sekvensstratigrafiâ neftegazonosnyh bassejnov Rossii i stran SNG. Tez. dokl. Konfer. - SPb.: VNIGRI.- 1995.- S. 125.

Burova I.A. Metody prognoza èffektivnyh kollektorov – lovušek uglevodorodov v karbonatnyh tolšah Sibirskoj platformy //Geologiâ, metody poiskov, razvedki i ocenki m-nij toplivno-ènergetičeskogo syr'â: Obzor. - M.: AOZT «Geoinformmark», 1997. - S. 46-50.

Burova I.A. Zakonomernosti raspredeleniâ i prognoz kollektorov v vend-kembrijskom neftegazonosnom komplekse Nepsko-Botuobinskoj anteklizy //Neftegeologičeskie issledovaniâ i voprosy racional'nogo osvoeniâ uglevodorodnogo potenciala Rossii. - SPb.: Nedra, 2009. - S. 190-198.

Kušmar I.A., Grigorenko Û.N., Anan'ev V.V., Belinkin V.A., Gubina E.A. Neft' i gaz Vostočnoj Sibiri. – SPb.: Nedra, 2006. - 102 s.

Neftegazonosnost' Severo-Zapadnogo i vostočnyh regionov Rossii /O.M.Prišepa i dr. - SPb.: Nedra, 2009. – 271 s.

Sereženkov V.G., Sitnikov V.S., Aržakov N.A., Mikulenko K.I., Timiršin K.V. Nadvigovaâ tektonika i neftegazonosnost' Predpatomskogo progiba //Geologiâ nefti i gaza, 1996. - #9. - S.4.

© Бурова И.А., 2010