

УДК 552.578.061.4:551.72/.732(571.53)

**Губина Е.А.**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

## **ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИЙ КАРБОНАТНЫЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ МЕГАКОМПЛЕКС НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ**

*В настоящее время основные перспективы открытия новых залежей углеводородов в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской провинции связаны с карбонатными венд-нижнекембрийскими отложениями. Дана литологическая характеристика пород-коллекторов мегакомплекса и их фильтрационно-емкостных свойств. Отложения в той или иной степени подверглись вторичным, постседиментационным преобразованиям.*

**Ключевые слова:** *нефтегазоносные комплексы, карбонатные отложения, фильтрационно-емкостные свойства, нефтегазоносность, Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область.*

В осадочном чехле Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) можно выделить три нефтегазоносных комплекса – вендский преимущественно терригенный, венд-нижнекембрийский глинисто-сульфатно-карбонатный и кембрийский галогенно-карбонатный. Первые два, относящиеся к нижним структурным этажам, являются основными продуктивными комплексами на данной территории, третий – перспективный (рис. 1).

К вендскому терригенному комплексу приурочено более 50 % начальных суммарных ресурсов газа НГО и 18 % от всех начальных суммарных геологических ресурсов нефти. С карбонатным венд-нижнекембрийским комплексом связывают более 33 % от всех начальных суммарных ресурсов газа провинции и около 32 % от начальных суммарных геологических ресурсов нефти [Кушмар и др., 2006].

Для всех нефтегазоносных комплексов региональным флюидоупором являются галогенные отложения кембрийской системы. Горизонты нефтегазопроизводящих отложений в чехле Непско-Ботуобинской НГО зафиксированы по всему разрезу – от венда до верхнего кембрия [Кушмар и др., 2006].

По мнению Т.К. Баженовой (1982 г.), в пределах Непско-Ботуобинской НГО имелось достаточное количество нефтегазоматеринских горизонтов и очагов нефтегазообразования, которые обладали высокой степенью реализации.



В основном генераторами нефти и газа здесь выступают аргиллиты, алевролиты и глинистые доломиты венда и доломиты нижнего кембрия.

Отложения вендского нефтегазоносного комплекса представлены терригенными и карбонатно-глинистыми отложениями непского и тирского горизонтов, залегающими непосредственно на фундаменте. Разрез сложен песчаниками, глинистыми алевролитами, аргиллитами и карбонатными разностями пород. На локальном уровне для залежей в вендском преимущественно терригенном нефтегазоносном комплексе флюидоупорами служат глинистые и алевролитоглинистые породы непской и тирской свит. Источником углеводородов служило органическое вещество нефтегазопроизводящих горизонтов непской и тирской свит венда (см. рис. 1). Терригенные отложения вендского нефтегазоносного комплекса распространены преимущественно в южной и восточной частях Непско-Ботубинской НГО, замещаясь в северо-западном направлении карбонатно-глинистыми породами. В разрезе данный комплекс относится к нижнему структурному этажу и занимает наименьший объем (см. рис. 1).

К венд-нижнекембрийскому нефтегазоносному комплексу приурочены отложения преображенского, усть-кутского и осинского карбонатных продуктивных горизонтов. В разрезе он расположен непосредственно над вендским и по мощности больше нижележащего. Породы комплекса распространены повсеместно как в пределах Непско-Ботубинской НГО, так и за ее пределами.

Для залежей в преображенском продуктивном горизонте флюидоупором служат глинисто-сульфатно-карбонатные породы катангской свиты. Для нижнего пласта Б<sub>5</sub> усть-кутского продуктивного горизонта крышкой служит глинисто-сульфатно-карбонатная перемишка между двумя пластами, для верхнего пласта Б<sub>3</sub> – галогенные и галогенно-карбонатные отложения нижеусольской подсвиты. Для осинского продуктивного горизонта флюидоупором являются вышележащие прослои галита или (в местах литологического замещения) глинисто-сульфатно-карбонатные отложения нижеусольской подсвиты. Подробнее отложения венд-нижнекембрийского карбонатного нефтегазоносного комплекса рассмотрены ниже.

Кембрийский карбонатный нефтегазоносный комплекс развит на территории всей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и в разрезе занимает большую часть осадочного чехла. Продуктивность комплекса отмечена преимущественно в южных районах провинции, преимущественно в Ангаро-Ленской НГО.

Для перспективного в пределах Непско-Ботуобинской НГО кембрийского карбонатного нефтегазоносного комплекса флюидоупорами являются перекрывающие продуктивные отложения прослой галита или глинисто-сульфатно-карбонатные породы. Данный нефтегазоносный комплекс распространен на всей территории провинции и представлен сложным чередованием карбонатных и галогенно-сульфатно-карбонатных пород. Нефтегазоматеринские горизонты, содержащие органическое вещество, находятся за пределами кембрийского комплекса и приурочены к соответствующим отложениям венда. Перспективы поисков новых залежей углеводородов в данном комплексе связывают с всевозможными водорослевыми и рифоподобными постройками ниже-среднекембрийского и средне-верхнекембрийского возрастов.

Рассмотрим преимущественно отложения венд-нижнекембрийского нефтегазоносного мегакомплекса, в частности, отложения преображенского и усть-кутского продуктивных горизонтов. В настоящее время на территории Непско-Ботуобинской НГО в преображенском нефтегазоносном горизонте выявлено пять промышленных залежей углеводородов, в усть-кутском – четыре.

**Преображенский** продуктивный горизонт сложен доломитами с подчиненными им аргиллитами мергелями, ангидритами и ангидрито-доломитами. Доломиты водорослевые со сгустковатой и пузырчатой структурами. Мощность пород достаточно выдержана на территории Непско-Ботуобинской НГО и в среднем составляет 15-20 м, постепенно уменьшаясь с юго-запада на северо-восток. По условиям седиментации в разрезе преображенского пласта выделяются органогенные, обломочные и хемогенные доломиты. Отмечаются прослой сгустковатых доломитов и сульфатно-карбонатных пород.

Органогенные доломиты содержат остатки микрофитоцитов. Хемогенные породы представлены афанитовыми доломитами, частично или полностью перекристаллизованными до микрозернистых, реже мелкозернистых. Стиллитовые швы, поры, прожилки и трещины в породах, слагающих преображенский горизонт, нередко заполнены битумом.

Мощность коллекторов продуктивного горизонта достигает 17 м, в среднем около 10 м. Промышленные притоки углеводородов из горизонта получены лишь в центральной части Непско-Ботуобинской НГО.

Доломиты преображенского горизонта характеризуются наличием пустотного пространства сложного строения. Оно представлено порами межзерновыми, внутрицементными, межформенными, внутриформенными. Полезная емкость коллекторов

слагается в основном из суммарного объема пор перекристаллизации и выщелачивания, в отдельных участках дополняется за счет повышенной трещиноватости пород.

Условия седиментогенеза и постседиментационных преобразований доломитов преобразенского горизонта способствовали формированию в них коллекторов преимущественно порового, порово-трещинного, реже каверново-порового и трещинно-каверново-порового типов [Литология и условия формирования..., 1988].

Фильтрационно-емкостные свойства доломитов преобразенского горизонта в пределах Верхнечонского месторождения варьируют в широких пределах. Открытая пористость изменяется от 4,0 до 15,0 % (наиболее часто составляет 7-10 %), проницаемость от 0,2 до  $97 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (матрицы – от  $4,5 \cdot 10^{-3}$ , а обычно от 0,2 до  $1,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Зона аномально высоких значений средней пористости пород-коллекторов (10-15 %) фиксируется в центральной части месторождения [Литология и условия формирования..., 1988; Бурова, 1997]. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств отложений преобразенского нефтегазонасного горизонта представлена в сводной таблице 1 (по литературным источникам).

**Усть-кутский** продуктивный горизонт по литологическим характеристикам делится на два нефтегазонасных пласта Б<sub>3</sub> и Б<sub>5</sub>, разделенных между собой перемычкой мощностью от 5 до 20 м, которая сложена аргиллитами, ангидритами, мергелями, глинистыми доломитами или ангидрито-доломитами. Перемычка обладает низкой проницаемостью и может служить флюидоупором для залежей углеводородов в нижнем пласте.

Отложения усть-кутского горизонта имеют довольно выдержанное региональное распространение. Мощность горизонта изменяется в нешироких пределах от 55 м до 75 м.

В целом, в разрезе усть-кутского горизонта выделяются две наиболее распространенные литологические разности пород – доломиты зернистые и доломиты биогенного происхождения. Подчиненное значение имеют доломиты глинистые, иногда переходящие в мергели и доломито-ангидриты. Прослой ангидритов встречаются среди доломито-ангидритов. Обломочные доломиты, доломиты известковистые и аргиллиты имеют локальное распространение.

Верхний пласт Б<sub>3</sub> представлен в большей части разномзернистыми доломитами, нередко глинистыми, среди которых в подчиненном значении встречаются и доломиты биогенного происхождения. В этом интервале отмечены и прослой онколито-оолитовых доломитов. В нижней части этого пласта доломиты главным образом сложены карбонатным материалом биогенного происхождения.

Таблица 1

**Характеристика карбонатных коллекторов на территории  
Непско-Ботубинской нефтегазоносной области**

Продуктивный горизонт	Индекс пласта	Литологическая характеристика коллектора	Эпигенетические процессы, в большей степени повлиявшие на формирование ФЕС	Типы коллектора	Средняя эффективная мощность, м	Средняя открытая пористость, %	Средняя проницаемость, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
усть-кутский	Б <sub>3</sub> (Б <sub>3-4</sub> )	Доломиты органогенные, обломочные, мелко- и тонкозернистые	Перекристаллизация, выщелачивание	Трещинно-каверново-поровый, каверново-поровый, реже поровый, трещинный	10-15	5-15	0,5-5
	Б <sub>5</sub>	Зернистые, реликтивно-органогенные доломиты	Выщелачивание, перекристаллизация	каверново-поровый, порово-каверновый, порово-трещинно-каверновый			
преображенский	Б <sub>12</sub>	Перекристаллизованные органогенные и обломочные доломиты	Перекристаллизация, выщелачивание	Поровый, порово-трещинный, каверново-поровый, трещинно-каверново-поровый	10	4-15	0,2-4,5

Нижний пласт Б<sub>5</sub> усть-кутского горизонта сложен преимущественно доломитами с форменными элементами. Здесь широко распространены доломиты водорослевые, микрофитолитовые, сгустко-комковатые и комковато-пятнистые. Встречаются также доломиты комковатые с обломками карбонатных пород.

Форменные элементы доломитов нижней части усть-кутского горизонта преимущественно биогенного происхождения с продуктами жизнедеятельности колониальных водорослей типа *Renalcis* sp., *Vermiculites tortuosus* Reitl., *Nubecularites punctulatus* Drob. В разрезах скв. Поймыгинская-120, Восточно-Кийская-181, Гаженская-184, Преображенская пл. наблюдаются довольно крупные биостромные тела, образованные ренальцисами совместно с трубчатými и нитчатыми водорослями [Гурова и др., 1988]. Мощность биостромных тел достигала 15-20 м. На территории Непского свода основная

часть разреза нижнего пласта сложена доломитами, где водорослевые остатки имеют плохую сохранность, породы нередко кавернозно-пористые до 20-25 %. Поры (размером 0,02-1,0 мм) и каверны (размером 1,0-5,0 мм) иногда образуют губчатую текстуру породы. Высокую пористость биогенных доломитов можно объяснить широко развитым в них процессом выщелачивания и перекристаллизации с развитием вторичных открытых пор перекристаллизации до 5-6 % и открытых пор выщелачивания до 20 %. В результате перекристаллизации большинство зерен доломита имеет зональное строение (видны грани роста доломита). Открытые поры в них имеют размер 0,01-0,2 мм.

По разрезу усть-кутского горизонта, в целом, намечается некоторое различие в проявлении вторичной минерализации. Породы верхней части усть-кутского горизонта более сульфатизированы по сравнению с породами нижней части горизонта, иногда широко проявляющееся в них засоление достигает до 30-40 %. Доломиты нижней части разреза больше подвергаются засолению, стилолитизации, перекристаллизации. Породы более битуминозные и нефтенасыщенные.

В разрезе усть-кутского горизонта почти повсеместно проявились процессы вторичной минерализации, запечатывание пор и каверн выщелачивания солью и ангидритом, реже кремнистым веществом.

Вместе с тем, характерно, что породы в разрезе усть-кутского горизонта по петрографическим данным обладают повышенными значениями открытой межзерновой пористости.

В верхнем продуктивном пласте усть-кутского горизонта процессы выщелачивания связаны с повышенной трещиноватостью, в нижнем – с трещинами и наличием седиментогенных пор.

Суммарные мощности проницаемых пород могут достигать в среднем 10-15 м. Значения открытой пористости изменяются в пределах от 5 до 15 %, чаще 5-10 %, проницаемость изменяется от 0,2 до  $4 \cdot 10^{-3}$  мкм (табл. 1). Преобладают каверново-поровый, порово-каверновый, порово-трещинно-каверновый типы коллекторов, реже встречаются поровый и порово-трещинный [Литология и условия формирования..., 1988].

Высокий углеводородный потенциал нефтегазоматеринских отложений и наличие надежного галогенного флюидоупора для залежей в венд-нижнекембрийском нефтегазоносном мегакомплексе свидетельствуют о том, что поиски залежей углеводородов в отложениях сводятся преимущественно к прогнозу коллекторов.

Детальное изучение литологических свойств пород-коллекторов преобразенского и усть-кутского продуктивных горизонтов позволяет сделать выводы, что формирование высоких фильтрационно-емкостных свойств в рассматриваемых отложениях приурочено к стадии эпигенеза и обусловлено процессами перекристаллизации, выщелачивания, трещинообразования, эпигенетической доломитизации. Вторичное минералообразование объединяет процессы кальцитизации, сульфатизации, окремнения, галитизации. Наиболее существенное влияние на ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов оказало засоление [Кушмар и др., 2006].

Главный этап формирования эпигенетических коллекторов и залежей углеводородов в венд-нижнекембрийском нефтегазоносном комплексе приурочен ко времени тектонической активизации данного региона и проявлению траппового магматизма. В этот период произошла интенсификация эпигенетических процессов при одновременном образовании отложений с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами и миграцией углеводородов из нижележащего вендского нефтегазоносного комплекса в вышележащие карбонатные породы.

### Литература

*Бурова И.А.* Литогенез карбонатных пород усть-кутского горизонта нижнего кембрия северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы (юго-запад Якутии) // Особенности литогенеза нефтегазоносных отложений. – СПб.: ВНИГРИ, 1987. – С. 70-77.

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

*Кушмар И.А., Григоренко Ю.Н., Белинкин В.А., Ананьев В.В., Губина Е.А.* Нефть и газ Восточной Сибири. – СПб.: Недра, 2006. – 100 с.

Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы / Гурова Т.И., Чернова Л.С., Потлова М.М., Богданова В.Н., Гущина Н.Е., Замятин М.А., Пустыльников А.М., Рояк Р.С., Синихина И.Г., Степанова М.В., Тюшкевич А.В., Яковенко Ф.Н. – М.: Недра, 1988. – 254 с.

Решения четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – 64 с.

**Gubina E.A.**

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

**VENDIAN - LOWER CAMBRIAN CARBONATE OIL AND GAS MEGACOMPLEX,  
NEPA-BOTUOBA OIL AND GAS AREA**

*Currently, the main prospects for the discovery of new hydrocarbon deposits on the Nepa-Botuoba oil and gas area, Lena-Tunguska province associate with carbonate Vendian-Lower Cambrian sediments. The lithological characteristics of reservoir rocks and reservoir properties are provided. These carbonate deposits were subjected to secondary processes. The ratio of lithological variability of rocks depends on primary characteristics of carbonate sedimentation and following epigenetical processes.*

**Key words:** *oil and gas complexes, carbonate sediments, reservoir properties, oil and gas potential, Nepa-Botuoba oil and gas area.*

**References**

*Burova I.A.* Litogenez karbonatnyh porod ust'-kutского gorizonta nižnego kembriâ severo-vostočnoj časti Nepsko-Botuobinskoj anteklizy (ûgo-zapad Âkutii) // Osobennosti litogeneza neftegazonosnyh otloženij. – SPb.: VNIGRI, 1987. – S. 70-77.

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

*Kušmar I.A., Grigorenko Ū.N., Belinkin V.A., Anan'ev V.V., Gubina E.A.* Neft' i gaz Vostočnoj Sibiri. – SPb.: Nedra, 2006. – 100 s.

Litologiâ i usloviâ formirovaniâ rezervuarov nefti i gaza Sibirskoj platformy / Gurova T.I., Černova L.S., Potlova M.M., Bogdanova V.N., Gušina N.E., Zamâtin M.A., Pustyl'nikov A.M., Roâk R.S., Sinihina I.G., Stepanova M.V., Tûškevič A.V., Âkovenko F.N. – M.: Nedra, 1988. – 254 s.

Rešeniâ četvertogo Mežvedomstvennogo regional'nogo stratigrafičeskogo sovešaniâ po utočneniû stratigrafičeskikh shem venda i kembriâ vnutrennih rajonov Sibirskoj platformy. – Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1989. – 64 s.