

**ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ  
И РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ  
УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСИНСКОМ ГОРИЗОНТЕ  
НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ**

Петров М.М.

*Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск  
e-mail: mikha82@rambler.ru*

*В данной статье рассмотрены основные критерии нефтегазоносности осинского горизонта. Проведены анализы вскрытия и опробования скважин. Намечены приоритетные направления локального прогноза нефтегазоносности осинского горизонта в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы.*

*Ключевые слова: осинский горизонт, Непско-Ботуобинская антеклиза, нефтегазоносность, электрометрическая модель*

В Республике Саха (Якутия) открыто и в различной степени разведано 29 месторождений нефти и газа. В итоге создана крупная сырьевая база для развития нефтяной и газовой промышленности. Две трети запасов газа, числящихся на балансе по Республике Саха (Якутия) сосредоточено в её юго-западных районах, в основном в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО). Здесь же сконцентрированы все без исключения запасы нефти, выявленные к настоящему времени в Якутии. При этом, более трети запасов нефти приурочены к осинскому продуктивному горизонту, залегающему в низах кембрийского разреза и имеющему значительное распространение на территории Сибирской платформы. При опробовании карбонатных коллекторов этого горизонта в скважинах на многих площадях Непско-Ботуобинской НГО отмечены различные нефтегазопроявления. Крупные залежи нефти и газа установлены на Талаканском месторождении. Промышленные притоки углеводородов (УВ) зарегистрированы также в целом ряде скважин в различных частях Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) [3].

Несмотря на весьма значительный прогнозный углеводородный потенциал, связанный с осинским горизонтом в Непско-Ботуобинской НГО, закономерности регионального размещения залежей УВ в указанном стратиграфическом интервале к настоящему времени пока не ясны. Имеющиеся представления о возмож-

ном положении зон нефтегазоаккумуляции в карбонатных породах, слагающих пограничные слои кембрия-венда, носят вероятностный характер и требуют дальнейшего детального изучения.

Рассмотрим в пределах настоящего исследования геолого-промысловые характеристики осинского горизонта, а также проанализируем результаты испытания скважин в пределах Среднеботубинского месторождения с целью выявления первоочередных объектов для поиска скоплений нефти и газа.

### **Критерии нефтегазоносности осинского горизонта в пределах Непско-Ботубинской антеклизы**

Несмотря на то, что в пределах Непско-Ботубинской нефтегазовой области осинский горизонт вскрыт не одной сотней параметрических, поисковых и разведочных скважин, что по нему накоплен огромный фактический материал всесторонне его характеризующий, продолжают оставаться нерешенными многие проблемы, главной из которых является проблема формирования и закономерностей распространения пород коллекторов.

Между тем существуют мнения ряда исследователей: Москвитина И.Е., Ковтуна А.С., Колосова П.Н. и др. о рифогенной природе осинского горизонта. В частности, Колосов П.Н. пишет - «...водорослевых известняков, доломитистых известняков и доломитов осинского газоносного горизонта нижнего кембрия позволили автору отнести эти породы к органогенным (рифогенным) образованиям...» [1, 2].

С позиций органогенной (рифогенной) природы осинской продуктивной толщи возникают новые предпосылки к поиску нефти и природного газа на юго-востоке Сибирской платформы. Моделируя, что описываемые отложения представляют собой серию сменяющихся по простиранию и вертикали биостромов значительной мощности, образованных водорослями рода *Renalcis*, можно на основании данных об условиях существования последних наметить возможные районы их распространения. Кроме того, представляется возможным выявить аналогичные толщи на других стратиграфических уровнях и указать зоны их развития.

Таким образом, осинский горизонт как объект нефтегазопромысловых работ представляет несомненный практический интерес, и может быть достаточно уверенно выделен и прослежен в региональном плане в виде крупного геологического тела лишь на территории, где в кембрийском разрезе этот стратиграфический интервал перекрыт мощными солями юрегинской свиты. При отсутствии последних в разрезе осадочного чехла выделение и изучение осинского горизонта теряет смысл.

Детальное изучение отложений верхнебилирской подсвиты, к которому приурочен осинский горизонт, выполненное по керновому материалу и данным промыслово-геофизических исследований скважин, показало, что разрез ее неоднороден по площади, характеризуется сложным породным составом, что, несомненно, характерно для рифогенных отложений.

Максимальный интерес представляет пачка массивных карбонатов, которая имеет очень сложный литологический состав, определяемый как генетической природой первичных осадков, так и характером и интенсивностью их вторичной преобразованности. Мощность этой пачки непостоянна, изменяется от 10-12 м до 52 м. Именно к этой пачке в определенных случаях и приурочены зоны промышленных коллекторов (пласт О-I осинского горизонта). Установлено, что Талаанское газонефтяное месторождение располагается в зоне субширотного простирания, характеризующейся максимальными мощностями указанной пачки, в составе которой преобладают обломочно-микрофитолитовые, проблематичные сгустково-фитогенные неслоистые или грубослоистые известняки, в отдельных крупных блоках интенсивно переработанные вторичными процессами в зернистые доломиты замещения с высокими коллекторскими свойствами. Эти породы слагают рифоподобное тело барьерного типа субширотного простирания шириной до 25 км. К северу от неё увеличенные мощности рассматриваемой пачки (до 45 м) приурочены к отдельным участкам, представляющим собой холмы рифогенной природы. Разрез верхнебилирской подсвиты завершается слоистыми глинисто-доломит-ангидритовыми породами с прослоями в отдельных случаях известняков. Мощность этой кровельной пачки непостоянна. Минимальные значения характерны для зоны рифогенной барьерной постройки (от 6 до 10 м), а максимальные (более 25 м) - к югу от последней, в зоне ее склона. Анализ соотношения мощно-

стей пачек, сложенных рифогенными и перекрывающими их породами билирской свиты, позволил выявить следующую закономерность: увеличение мощности одной пачки сопровождается сокращением мощности другой. Предполагается, что эти характеристики в определенном сочетании контролируют размещение зон пород-коллекторов, вследствие чего они могут рассматриваться в качестве критериев прогноза новых подобных зон. Очевидно, что мощность пачки среди прочих ее характеристик является наиболее доступной и точной.

Геометрия и литология тела пачки, содержащей пласты коллектора, взаимоотношение ее с подстилающими и, особенно, с перекрывающими пачками дают серьезные основания считать, что в определенной части Пеледуйского поднятия и, вероятно, на Мирнинском выступе это пачка формировалась как барьерная рифогенная постройка. В районе Пеледуйского поднятия она имеет широтную ориентировку, характеризуется увеличенными мощностями (более 42 м), определенным составом пород, среди которых преобладают водорослевые и микрофитолитовые разности с высокой степенью преобразованности вторичными процессами. В этой зоне располагается крупное Талаканское газонефтяное месторождение. На рассматриваемой территории имеющиеся геолого-геофизические материалы не позволяют замыкать эту зону ни с запада, ни с востока. От района Восточно-Талаканской площади этой зоны на северо-восток через Нижнехамкинскую, Чаяндинскую, Бюк-Танарскую, Курунгскую площади в пределы Среднеботуобинского месторождения протягивается зона с несколько меньшими мощностями, чем первая, но не менее 30 м с отдельными крупными рифогенными холмами с мощностью более 35 м. На участке южной половины Среднеботуобинского месторождения мощность рифогенной пачки вновь возрастает до 50 м. Северная половина Среднеботуобинской площади входит в состав обширной зоны, характеризующейся минимальными (менее 10 м) мощностями указанной пачки. Помимо нее в эту зону входят Тас-Юряхская, Иктехская, Верхневилючанская, Нелбинская, Северо-Нелбинская, Маччобинская, часть Мирнинской, Кубалахская площади. В направлении на север от Мирнинской площади происходит постепенное увеличение мощности этой пачки, которое носит по имеющимся данным уже региональный характер и сопровождается, по всей видимости, более плавными литофациальными замещениями.

Региональным флюидоупором для осинского продуктивного горизонта является юрегинская свита, состоящая из мощных пластов каменной соли, перемежающихся с небольшими по мощности карбонатно-глинистыми прослоями. Мощность юрегинской свиты в Пеледуйском районе около 250 м. На большей части территории она изменяется в небольших пределах. В Мирнинском районе свита имеет меньшую мощность, от 215 до 225 м. В направлении на север от этого района происходит выклинивание из разреза пластов каменной соли до их полного исчезновения. Стратиграфическим аналогом юрегинской свиты становится здесь сыгдахская свита карбонатно-глинистого состава. Зона распространения последней охватывает самую северо-восточную часть Непско-Ботубинской НГО.

Породы-коллекторы здесь представляют собой органогенные (водорослевые, водорослево-микрофитолитовые, проблематичные мелкогустковые) массивные известняки (в основном) и доломиты, которые характеризуются очень высокой степенью преобразованности вторичными процессами, главными из которых являются доломитизация, дедоломитизация (кальцитизация), засоление, ангидритизация, перекристаллизация, выщелачивание. Интенсивность вторичных процессов в отдельных блоках настолько высока, что первичный состав породы не может быть установлен. Порода в этом случае классифицируется как доломит замещения.

Газонефтяная залежь на Среднеботубинской площади также приурочена к зоне повышенных мощностей этой пачки верхнебилирской подсвиты. Примерные ее размеры 40×80 км. Длинная ось ее располагается согласно с направлением зоны увеличенных мощностей этой пачки. Залежь приурочена к зонам эффективных мощностей коллекторов 5-10 м и 10-20 м. Контур ее, как и в первом случае, определяется границами распространения коллекторов. Продуктивность залежи по сравнению с Талаканской невысокая. Дебиты газа в скважинах колеблются от 30 до 60 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а нефти - от 11 до 30 м<sup>3</sup>/сут.

Помимо газонефтяных залежей, установленных на Талаканском и Среднеботубинском месторождениях продуктивность осинского горизонта (пласт О-I) в районе установлена на ряде площадей. Так, на Нижнехамакинской площади в ряде скважин получены небольшие притоки газа (в основном) и нефти. На Восточно-Талаканской, Хамакинской, Тымпучиканской, Вакунайской, Западной пло-

щадях в поисковых скважинах, пробуренных для изучения нефтегазоносности терригенного венда, небольшие притоки газа получены также из осинского горизонта. Все эти нефтегазопроявления объединяет то, что они приурочены к зонам с повышенной (от 40 м и более) мощностью рифогенной пачки верхнебилирской подсвиты.

По установленному критерию, связанному с прослеживанием зон максимальных мощностей рифогенной пачки, такая барьерная постройка зафиксирована в районе Пеледуйского свода. Она имеет здесь широтную ориентировку, обладает отчетливой морфологической выраженностью по мощностям маркирующей (опорной) пачки верхнебилирской подсвиты. Замыкания ее на рассматриваемой территории не происходит. В пределах этой постройки располагается Талаканское газонефтяное месторождение, на участке которого зафиксированы мощности осинского горизонта (рифогенной пачки), достигающие более 50 м. Породы-коллекторы представлены, как отмечалось, массивными органогенными известняками, характеризующимися высокой степенью вторичной преобразованности. К востоку и западу от месторождения по имеющимся материалам каких-либо изменений в характере постройки не намечается. В связи с этим участки рифогенной барьерной постройки, расположенные к востоку и к западу от Талаканского месторождения, могут быть рассмотрены в качестве высокоперспективных первоочередных объектов для поисковых работ на нефть и газ, поскольку именно здесь могут быть обнаружены с высокой степенью вероятности крупные зоны пород-коллекторов, связанные с породами, преобразованными вторичными процессами.

Исходя из вышеизложенного, основными критериями нефтегазоносности осинского горизонта являются эффективная мощность и наличие надежного флюидоупора. Таким образом, в пределах Среднеботубинской, Чаяндинской, Нижнехамакинской площадей в качестве перспективных на обнаружение зон пород-коллекторов в осинском горизонте с эффективной мощностью до 10 м могут быть оконтурены сравнительно небольшие по площади участки, где распространены соленосные отложения юрегинской свиты.

### **Анализ вскрытия осинского горизонта в Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении**

Судя по запасам УВ осинского продуктивного горизонта, Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение, особенно его центральный блок, характеризуется высокой удельной плотностью условных углеводородов (УУВ) (более 250 тыс. т/км<sup>2</sup>). Вместе с тем, значительная сложность распространения коллекторов в осинском горизонте, зависящая от многих геологических факторов, крайне усложняет поиски карбонатных коллекторов и прогноза их насыщенности. С другой стороны, на оценку той или иной площади глубокого бурения в отношении перспектив нефтегазоносности карбонатных пород осинского горизонта в немалой степени влияет качество вскрытия и освоения этих коллекторов, то есть причины технологического характера.

Ниже приведены предварительные данные обобщения и анализы результатов испытания скважин на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении, где при опосковании осинского горизонта зафиксирована дифференцированная, нередко необъяснимая с общих позиций строения месторождения флюидонасыщенность карбонатных коллекторов или её отсутствие.

На Среднеботуобинском НГКМ промышленные притоки газа из осинского горизонта дебитами от 19 до 410 тыс. куб. м в сутки получены в скв. 1, 3, 6, 18, 25, 30, 37 и 42. Притоки нефти в скв. 3, 4, 25, 26, 37, 42 и 60. Кроме этого, в ряде скважин, вскрывших осинский горизонт на более высоких гипсометрических уровнях, где по комплексу ГИС выделяются эффективные мощности, при опробовании были получены только слабые притоки фильтрата, а в нескольких скважинах были получены слабые притоки газа и фильтрата (скв. 2, 4, 26, 39).

Анализ данных бурения и опробования скважин на месторождении указывает на присутствие в разрезе горизонта поглощающих пластов, что свидетельствует о достаточно высоких ФЕС пород-коллекторов. Интенсивное поглощение фильтрата бурового раствора в пласт неизбежно приводит к образованию в призабойной зоне пласта мощной зоны кольматации, наличие которой несомненно отразилось на результатах опробования пластов.

Проведение работ по интенсификации притоков привело к положительным результатам по скважинам 18, 25, 30, 37, 42.

При опробовании в процессе бурения скв. 18 КИИ-146 (интервал 1436,7-1500 м) притока получено не было. При опробовании в колонне после перфорации зарядами ГК-103 и ПВН-90 и соляно-кислотной обработки интервала 1468-1476 м (пласт О-II) был получен приток газа дебитом 37 м<sup>3</sup>/сут на шайбе 8,1 мм.

В скважине 25 при опробовании в процессе бурения КИИ-146 интервалов 1464-1483, 1464-1525 и 1485-1557 м были получены слабые притоки фильтрата бурового раствора. При опробовании в колонне интервалов перфорации 1462-1468 и 1472-1483 (пласт О-I) притока также не было получено. При опробовании интервала перфорации 1425-1452 м (пласт О-II) был получен приток фильтрата с пленкой нефти и слабым выделением газа. После трехкратной соляно-кислотной обработки был получен приток газа с нефтью дебитом 15,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 4,5 мм. Надо отметить, что в скважине в этот момент было зафиксировано пластовое давление 157 ата, что заметно превышает условное гидростатическое давление. При дальнейшем проведении работ по интенсификации в этой скважине был произведен дострел интервалов 1474-1498 и 1501-1524 м. После проведения соляно-кислотной обработки этих интервалов совместно с интервалом 1425-1452 м был получен приток газа с нефтью дебитом 13,15 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В результате проведенных дополнительных работ по интенсификации притоков на скважине дебит газа возрос до 97,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 7,94 мм; дебит нефти при этом составил 10 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление в процессе испытаний упало до 149,3 ата.

В результате проведения на скв. 42 экспериментальных работ по интенсификации притоков был получен приток газа дебитом 190-200 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 11,02 мм. На скважине была проведена пробная эксплуатация – на шайбе 6,83 мм дебит газа составлял 55-58 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

При опробовании в процессе бурения скв. 30 КИИ-146 (интервал 1468-1515 м, пласт О-II) был получен приток фильтрата. Из интервала 1490-1545 м, испытанного в колонне, был получен слабый приток фильтрата со слабым выделением газа. Интервал 1445-1545 м был подвергнут соляно-кислотной обработке, после чего также был получен слабый приток фильтрата со слабым притоком газа. Дополнительные работы по интенсификации (соляно-кислотная обработка) позволили получить приток газа дебитом 196,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на шайбе 19,05 мм. Пластовое давление составляло 144,5 ата.

В скважине 37 при опробовании интервала 1464-1539 м (пласты О-I, О- II) открытого ствола был получен приток газа 33,76 тыс. м<sup>3</sup>/сут. После соляно-кислотной обработки интервала 1464-1612 м дебит газа увеличился до 283,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на шайбе 33,03 мм. В продукте отмечалось присутствие нефти. Пластовое давление на середину интервала составляло 164,7 ата.

Вышеперечисленные положительные результаты работ по интенсификации притоков на скв. 18, 25, 42, 30 и 37, позволяют сделать вывод о несовершенстве технологии вскрытия отложений осинского горизонта на Среднеботуобинском месторождении. Можно предположить, что отсутствие притоков нефти и газа в скважинах 2, 4, 5, 8, 9, 15, 20, 26, 27, 31, 35, 36, и 39 (пласт О-II) и в скважине 26 (пласт О-I) обусловлено, скорее всего, существенной по масштабам кольматацией коллекторов призабойной зоны.

Весьма интересно распределение пластовых давлений (Рпл) в пределах месторождений – оно изменяется в пределах 142,5 - 164,7 ата.

При испытании пласта О-II в скв. 1 и 18 Рпл составляло, соответственно, 142,5 и 143,2 ата. В скв. 30, где присутствуют только коллекторы пласта О-II, давление имело близкое значение – 144,5 ата. В скв. 25, при испытании пласта О-I, было зафиксировано Рпл – 157 ата. В скв. 37 при опробовании в открытом стволе пластов О-I и О-II было замерено Рпл – 164,7 ата. Другими словами, установлен был факт различия Рпл в пластах О-I (157-164) и О-II (142-144 ата).

Ниже приведены промыслово-геофизические характеристики осинского горизонта Среднеботуобинского НГКМ по ряду скважин с неоднозначной насыщенностью коллекторов (см. рис. 1 а, б, в, г, д).

Электрометрическая модель осинского горизонта (О-I), СКВ. №36, Среднеботуобинского месторождения (рис. 1. а):

– Солёный буровой раствор, 1,27 г / см<sup>3</sup>.

– Диаметр скважины в верхней части близок к номиналу, в нижней - увеличен (25 см), стенки размыты, что указывает на глинистость горизонта.

– БК. Значения сопротивлений меняются от 40 до 4000 Ом/м, что указывает на переслаивание доломитов и аргиллитов. Мощность прослоев 1-2 м. Возможно слабый коллектор. Нижняя часть мощностью 14 м. глинистая. Значения сопротивлений в среднем 40-200 Ом/м.

— РК. Имеется окно приращения между значениями естественной и наведённой радиоактивности. Значения ГК – 2-3 мкр/ч., НГК – 1,5-2,7 у.е.

— В нижней части ГК достигает 6 мкр/ч., НГК – 0,9-1,2 у.е.

— Горизонт не продуктивен. Мощность горизонта 23 м.

Электрометрическая модель осинского горизонта (О-I), Скв. №53, Среднеботуобинского месторождения (рис. 1б):

— Раствор ВИЭР, 1,1 г/см<sup>3</sup>.

— ДС увеличен (21-27), что указывает на повышенную глинистость разреза.

— ИК. На диаграммах индукционного каротажа наблюдается сильный разброс средник значений проницаемости от 50 до 100 мСим/м., что указывает на частое переслаивание доломитов и аргиллитов (60-70 % глинистости).

— РК. Показания естественной радиоактивности (ГК) до 7 мкр/ч. Значения вторичной гамма активности пониженные и составляют от 0,6 до 1,8 у.е.

— Горизонт не продуктивен. Мощность горизонта 26 м.

Электрометрическая модель осинского горизонта (О-I), Скв. №57, Среднеботуобинского месторождения (рис. 1. в).

— Солёный буровой раствор, 1,18 г/см<sup>3</sup>.

— В основном по разрезу скважины диаметр увеличен и составляет 25-27 см. В средней части два пропластка слабых коллекторов, на что указывает сужение основного ствола до номинала.

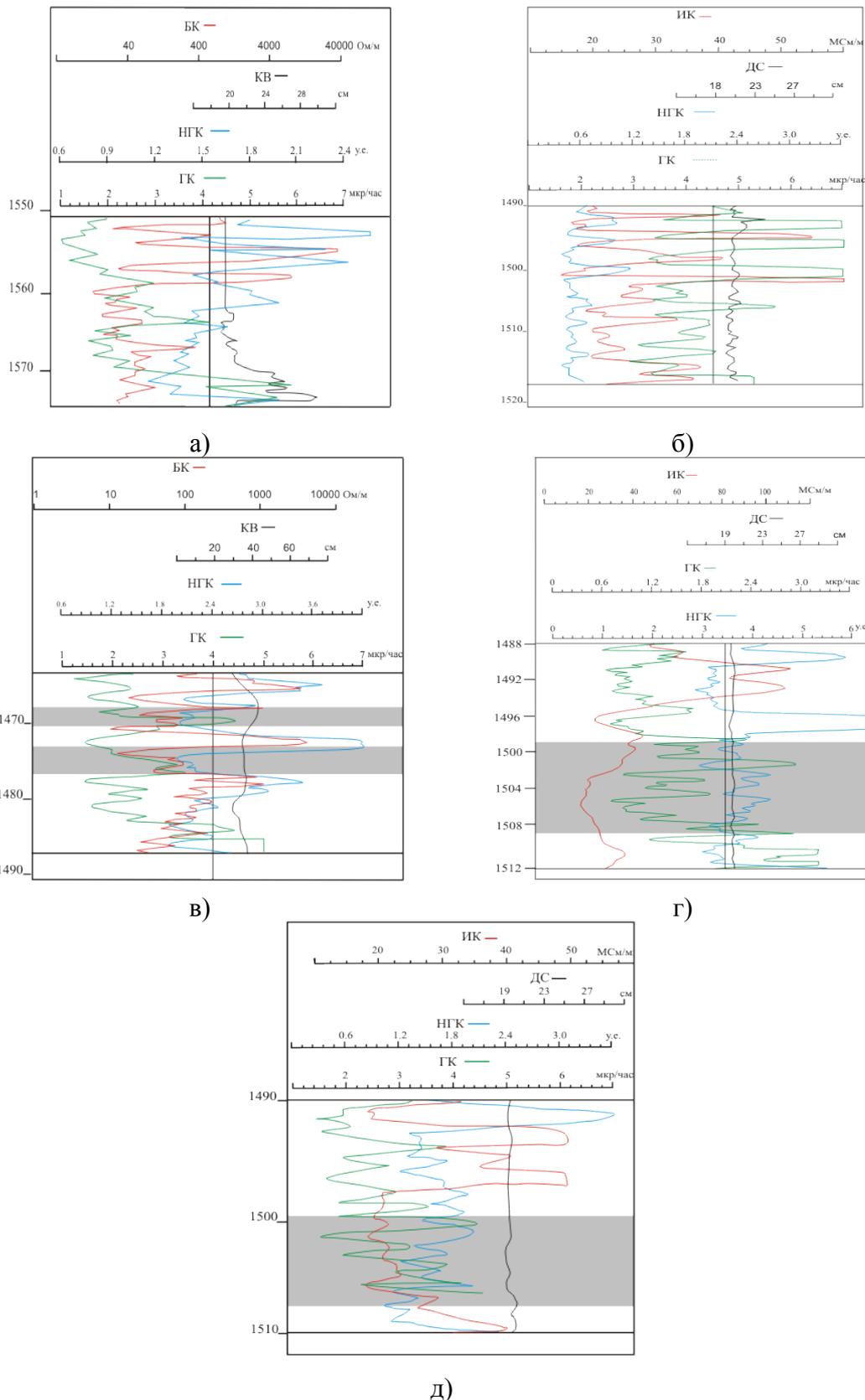
— БК. Разброс значений сопротивлений от 20 до 2500 Ом/м. указывает на переслаивание доломитов и глинистых пород.

— Показания радиоактивного метода также не однозначны. Значения естественной радиоактивности в верхней и нижней части горизонта мощностью 6-7 м. составляют 1,5-2,5 мкр/ч.

— В средней части разреза 2 пропластка коллекторов мощностью 2-3-м.

— ГК здесь составляет 3-4 мкр/ч. НГК – 2 у.е.

— Горизонт возможно слабо продуктивен. Мощность горизонта 24 м.



д)  
 Рисунок 1. Электрометрические модели  
 Среднеботуобинского месторождения по Осинскому горизонту  
 Скважины: а) 36, б) 53, в) 57, г) 73, д) 99

Электрометрическая модель осинского горизонта (О-I), Скв. №73, Среднеботуобинского месторождения (рис. 1г):

— Раствор ВИЭР, 1,05 г/см<sup>3</sup>.

— Диаметр скважины близок к номинальному (20 см), отмечаются незначительные увеличения и сужения.

— ИК. Верхняя часть горизонта глинистая, показания значений проницаемости составляют 60-100 мСим/м.

— В нижней части переслаивание глинистых и плотных пористых пород. Показания ИК составляют 20-40 мСим/м. Потенциальный продукт.

— РК. Показания естественной гамма активности в верхней части горизонта 1,0-2,5 мкр/ч., НГК – значения варьируются от 1,8 до 6,0 у.е. В средней части интервала доломиты, ограниченные сверху и снизу глинистыми породами мощностью 3-4 м.

— В продуктивной части наблюдается окно приращения значений ГК-НГК. Показания естественной гамма активности здесь составляют 1-3 мкр/ч., а наведённой – 1,8-2,4 у.е.

— Горизонт потенциально продуктивен. Мощность горизонта 25 м.

Электрометрическая модель осинского горизонта (О-I), Скв. №99, Среднеботуобинского месторождения (рис. 1д).

— Раствор ВИЭР, 1,0 г/см<sup>3</sup>.

— ДС близок к номиналу и составляет 20 см.

— ИК. По данным индукционного каротажа, верхняя часть горизонта сильно глинистая, показания проницаемости здесь составляют до 100 мСим/м.

— Нижняя часть потенциально продуктивна. Проницаемость 18-25 мСим/м.

— По данным радиокаротажа, верхняя часть горизонта имеет повышенные значения наведённой гамма активности (до 3-4 у.е.). В нижней части каротажные кривые синхронизированы, что также указывает на потенциальную продуктивность. ГК – 3-4 мкр/ч., НГК – 1,8-2,5 у.е.

— Доломиты с частым переслаиванием аргиллитов. Горизонт потенциально продуктивен. Мощность горизонта 19 м.

## Заключение

Проведенные исследования по обобщению и анализу технологических условий вскрытия и освоения карбонатных коллекторов осинского горизонта Среднеботуобинского НГКМ свидетельствуют о следующем:

— Вскрытие и освоение карбонатных коллекторов с зафиксированной непродуктивностью осуществлялось, как правило, на соленом буровом растворе.

— При вскрытии и освоении карбонатных коллекторов на специальных растворах (ВИЭР) вероятность получения значительного притока газа и нефти резко возрастает.

— При вскрытии и освоении карбонатных коллекторов, в том числе при выборе величины депрессионного воздействия на пласт, ни в коей мере не учитывалась трещиноватость пород, создающая в качестве одного из факторов сложную структуру пустотного пространства смешанных порово-кавернозно-трещинных коллекторов.

— При вскрытии и освоении карбонатных коллекторов практически не использовались методы интенсификации притока, включая весьма необходимую больше объемную соляно-кислотную обработку пород.

Учет этих и, возможно, других технологических факторов при дальнейших разведочных работах, направленных на доизучение нефтегазовых и газонефтяных залежей в осинском горизонте Среднеботуобинского НГКМ, а также при возврате на ряд других высокоперспективных участков недр в Непско- Ботуобинской НГО, несомненно будет способствовать получению более достоверных оценок характера насыщенности карбонатных коллекторов.

## Литература

1. Гурова Т.И., Чернова Л.С., Потлова М.М. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. Москва.: Недра, 1988. 253 с.

2. Москвитин И.Е., Ковтун А.С. О строении осинского горизонта Ботуобинского газоносного района // Литология и геохимия осадочных толщ Якутии. Новосибирск: «Наука», Сибирское отделение, 1975. С. 79-82.

3. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). Под ред. Л.М. Парфенова. М.: «Наука/Интерпериодика», 2001. С. 421-447.