

УДК 553.981.04:551.734(470.13)

Приймак П.И.

ООО «Тимано-Печорская Газовая Компания», Москва, Россия

Никонов Н.И., Куранова Т.И.ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр», Ухта, Россия, info@tpnic.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РИФОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ КОСЬЮ-РОГОВСКОЙ ВПАДИНЫ И ЗАПАДНО-УРАЛЬСКОЙ СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВОЙ ЗОНЫ

Дается характеристика нового перспективного средне-верхнедевонского рифогенного объекта, выявленного в результате поискового бурения в Восточно-Лемвинском перспективном газоносном районе Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Генетически эти отложения являются рифами барьерного типа на краевом поднятии платформы. Приводятся результаты оценки ресурсов газа данного объекта. Ресурсная оценка Восточно-Лемвинского перспективного газоносного района будет значительно расширена за счет выявления нового перспективного средне-верхнедевонского рифогенного объекта.

***Ключевые слова:** ресурсы газа, средний-верхний девон, рифогенные отложения, Восточно-Лемвинский газоносный район, Тимано-Печорская провинция.*

В Косью-Роговской впадине нефтегазопродуктивность осадочного чехла связана с карбонатными отложениями верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса. Залежи в отложениях среднего карбона и нижней перми открыты на Кожимском, Интинском, Романьельском газовых и Кочмесском нефтяном месторождениях. Среднекаменноугольные отложения являются основным горизонтом, на который в настоящее время были сосредоточены поисково-разведочные работы на нефть и газ.

Область сочленения Косью-Роговской впадины и Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны – это территория Прилемвинской и Восточно-Лемвинской складчато-покровных зон. В последней мелководно-шельфовые платформенные карбонатные образования Елецкой структурно-формационной зоны с вышележащими пермскими орогенными молассаами перекрыты покровами Лемвинского аллохтона, представленными сланцевым комплексом батинальных образований Лемвинской структурно-формационной зоны [Шишкин, 2003]. Граница двух зон проходит по Главному Западно-Уральскому надвигу.

Природные резервуары зоны сочленения связываются с палеозойскими рифогенными отложениями (риффы краевого поднятия), залегающими под Лемвинским надвигом, а также со среднекаменноугольными и нижнепермскими отложениями.

Верхнеордовикско-нижнедевонские рифовые толщи установлены в обнажениях на реках Кожим и Лемва: риф Бадья (O_3bd), Балбаньюский (O_3-S_2bl), Лемвинский (D_1lm) и приурочены к границе внешнего шельфа. Верхнедевонско-турнейские рифогенные отложения установлены на руч. Матяшор и в ряде карстовых воронок на правом берегу р. Б. Надота, к западу от г. Олыся – аналоги матяшорской (D_{2-3mt}) и большенадотинской (D_3-C_1bn) толщ. Зона этих построек прослежена и в районе Левогрубейюской структуры. Нижнекаменноугольные отложения рифового комплекса установлены на р. Б. Надота (г. Олыся - C_{1ol}). Рифовые комплексы суммарной мощностью порядка 3000-3500 м [Шишкин, 2003] расположены друг над другом с предполагаемым небольшим латеральным смещением.

В современном структурном плане рифогенные образования $O_3-S_2bl-D_1lm$ и D_3-C_1 линейно вытянуты вдоль западной границы Восточно-Лемвинской складчато-покровной зоны.

В результате проведенного анализа интерпретации сейсморазведочных материалов А.А. Гудельман и О.Л. Уткиной на северо-востоке Восточно-Лемвинской складчато-покровной зоны были спрогнозированы зоны палеозойских барьерных рифовых систем, маркирующих край мелководного шельфа Восточно-Европейского континента. В разрезе осадочного чехла Восточно-Лемвинской складчато-покровной зоны выделены зоны рифовых барьеров позднеордовикско-раннедевонского возраста, верхнедевонско-турнейских построек и нижнекаменноугольных рифов, которые хорошо выявляются на временных разрезах по аномалиям сейсмической записи, отождествляемым с биогермными постройками.

На севере Восточно-Лемвинской складчато-покровной зоны они подтверждены бурением поисково-оценочной скв. Юньяхинская-1 [Иванов и др., 2010]. Скважиной вскрыт франско-фаменский строматолитовый биогерм, на котором трансгрессивно залегает мощная фаменская большенадотинская оолитовая банка. Большенадотинская оолитовая толща, в свою очередь, перекрывается органогенно-обломочной толщей визейско-серпуховского возраста. Коллекторы (рифогенные) сложены светлыми строматопорово-водорослевыми, строматолитовыми, оолитовыми и мелкообломочными известняками. По заключению ГИС в инт. 3217-3225 м, 3463,5-3468,6 м выявлены пласты с неясными коллекторскими свойствами, а по газовому каротажу в первом пласте наблюдалось увеличение суммарных газопоказаний в два раза выше фоновых. К сожалению, опробование этих интервалов не производилось. Общая мощность краевого рифа в скв. Юньяхинская-1 составляет 2110 м.

В современном структурном плане верхнедевонско-турнейские и нижнекаменноугольные рифогенные комплексы нарушены надвиговыми дислокациями.

Верхне-среднедевонские рифогенные отложения вскрыты поисково-оценочной скв. Левогрубейюская-1 (ООО «ТПГК»), пробуренной по результатам работ с/п 12-08 (ОАО «Севергеофизика») на одноименной структуре. В настоящее время скважина при забое 3460 м (D₂) находится в бурении.

Скважина в инт. 45-618 м вскрыла нижнеордовикские отложения Лемвинской пластины одноименной структурно-фациальной зоны. Представлены нижнеордовикские отложения погурейской свитой (O₁pg₂) и сложены переслаиванием слабослюдистых известковистых рассланцованных аргиллитов и алевролитов с редкими прослоями и линзами глинистых темно-серых известняков. Нижезалегающая Харутинская пластина, сложенная нижнепермскими, каменноугольными и верхнедевонскими отложениями должна была повториться в автохтонном залегании, однако реальный разрез Харутинской пластины по данным бурения оказался более сложным. Внутри пластина осложнена мелкими тектоническими нарушениями, осложняющими стратиграфическую интерпретацию разреза, что повлекло за собой повторы интервалов разреза каменноугольной и девонской систем. Повторы отложений отмечаются по каротажной характеристике и подтверждаются фаунистически (рис. 1).

В инт. 2629-2764 м скважиной были вскрыты верхнедевонские отложения, которые через нарушение на глубине 2764 м повторились в инт. 2821-3035 м, амплитуда нарушения около 100-150 м. На глубине 2700 м в шламе встречены верхнедевонские (франские?) остракоды, а на глубине 2730 м выявлены споры верхнего франа. Возраст аллохтонной толщи по сопоставлению с каротажной характеристикой ниже лежащих верхнефранских отложений и по франской фауне принят условно как верхнефранский. Литологически по каротажной характеристике и по шламу разрез верхнефранского подъяруса в скважине можно разделить (как и в автохтоне) на две пачки: нижнюю – карбонатную и верхнюю – карбонатную с прослоями аргиллитов и алевролитов.

По результатам ГИС в карбонатной пачке в инт. 2712,5-2715,0 м, 2715,7-2717,5 м, 2718,2-2720 м, выделены низкопоровые газонасыщенные коллекторы с пористостью по 2ННК-Т 4,8-6,2%. В данной части разреза опробование не проводилось.

В паравтохтонной части разреза в интервале глубин 2821-3050 м верхнедевонские отложения по каротажной характеристике сопоставимы с верхнефранскими отложениями аллохтонной части разреза.

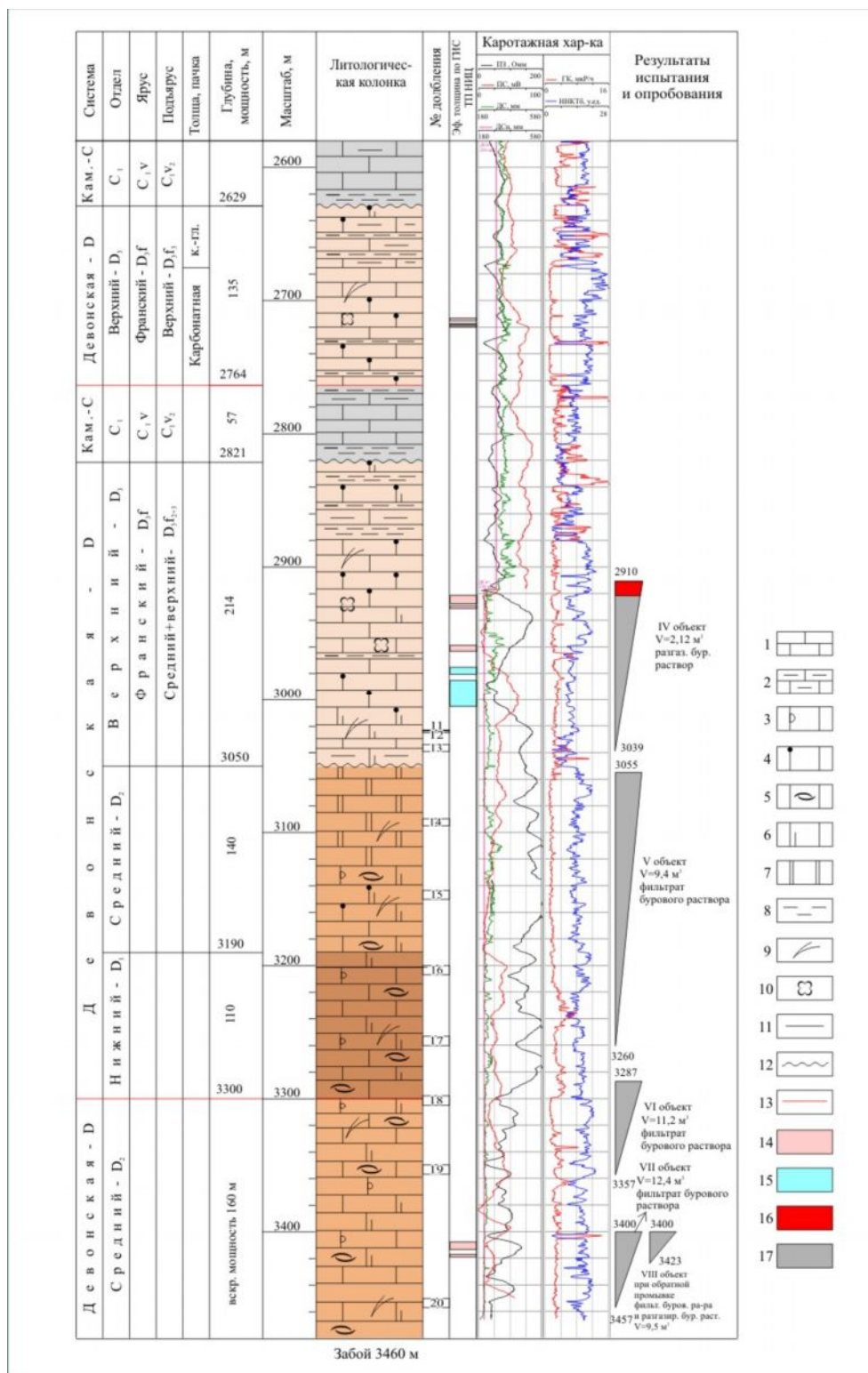


Рис. 1 Литолого-стратиграфический разрез перспективных девонских отложений по скв. Левогрубейюская-1

Литологическая характеристика пород: 1 – известняки, в том числе: 2 – глинистые, 3 – водорослевые, 4 – сгустково-комковатые, 5 – органогенно-детритовые, 6 – доломитизированные; 7 – доломиты; 8 – глины, аргиллиты; постседиментационные преобразования пород: 9 – трещиноватость, 10 – пористость, кавернозность; стратиграфические границы: 11- согласное залегание, 12 – несогласное залегание; 13 – тектонические нарушения; характеристика коллекторов по ГИС: 14 – газонасыщенные, 15 – водонасыщенные; результаты опробования: 16 – разгазированный буровой раствор, 17 – фильтрат бурового раствора.

Карбонатная пачка (автохтон) по керну представлена известняками серыми, светло-серыми, кремовато-серыми, от скрыто- до крупнозернистых (за счет перекристаллизации), с нечеткой сферово-сгустковой, сгустковой и шламово-детритовой структурами, доломитизированными и доломитами серыми и темно-серыми со слабым коричневатым оттенком, с нечеткой сгустковой структурой. По условиям седиментации мелководно-шельфовые верхнедевонские отложения по записи каротажа (по ГК и НККТб – чистые карбонаты) и по описанию керна, возможно, рифогенные.

По результатам ГИС в карбонатной пачке в инт. 2921,0-2927,5 м, 2929,0-2931,0 м, 2958,5-2963,0 м, выделены поровые газонасыщенные коллекторы с пористостью по 2НК-Т 10-13,2%. С глубиной 2970 м – верхнедевонские коллекторы водонасыщены по ГИС. В результате испытания IV объекта в инт. 2910-3039 м получен кратковременный (первые минуты двух открытых периодов), но интенсивный приток. В составе флюида газ и жидкость (фильтрат бурового раствора) в объеме 2,1 м³ газированного бурового раствора с плотностью 0,78 г/см³. Причиной прекращения притока на открытых периодах предположительно признан процесс газогидратообразования при эффекте дросселирования газа через впускное отверстие испытательного оборудования в существующих термобарических условиях.

Таким образом, в отложениях верхнего девона, как в аллохтонной, так и автохтонной частях разреза прогнозируется наличие залежей газа. Прогнозируемые залежи газа условно оцениваются как пластовые (в автохтоне – неполнопластовая), сводовые, тектонически-экранированные, коллекторами являются известняки с поровым типом коллектора (рис. 2). Не исключается и вариант массивной залежи, так как скважина в аллохтоне вскрыла только коллекторы верхней части карбонатной пачки, следовательно, коллекторы нижней части разреза скважиной не изучены.

Оперативно оцененные ресурсы газа прогнозируемых залежей составили около 20 млрд. м³. В массивном варианте оценка прогнозируемой залежи не проводилась, но ожидаемые ресурсы газа при этом вдвое больше предварительно рассчитанных.

Нижезалегающие отложения среднего девона в интервале глубин 3050-3190 м через нарушение на глубине 3300 м повторились в инт. 3300-3460 м (забой скважины).

Литологически отложения среднего девона по каротажной характеристике и по описанию керна сложены известняками и вторичными доломитами. Известняки серые, темновато-серые, органогенно-детритовые, водорослевые, прослоями обломочные, неравномерно перекристаллизованные и доломитизированные, переходящие во вторичные доломиты, трещиноватые.

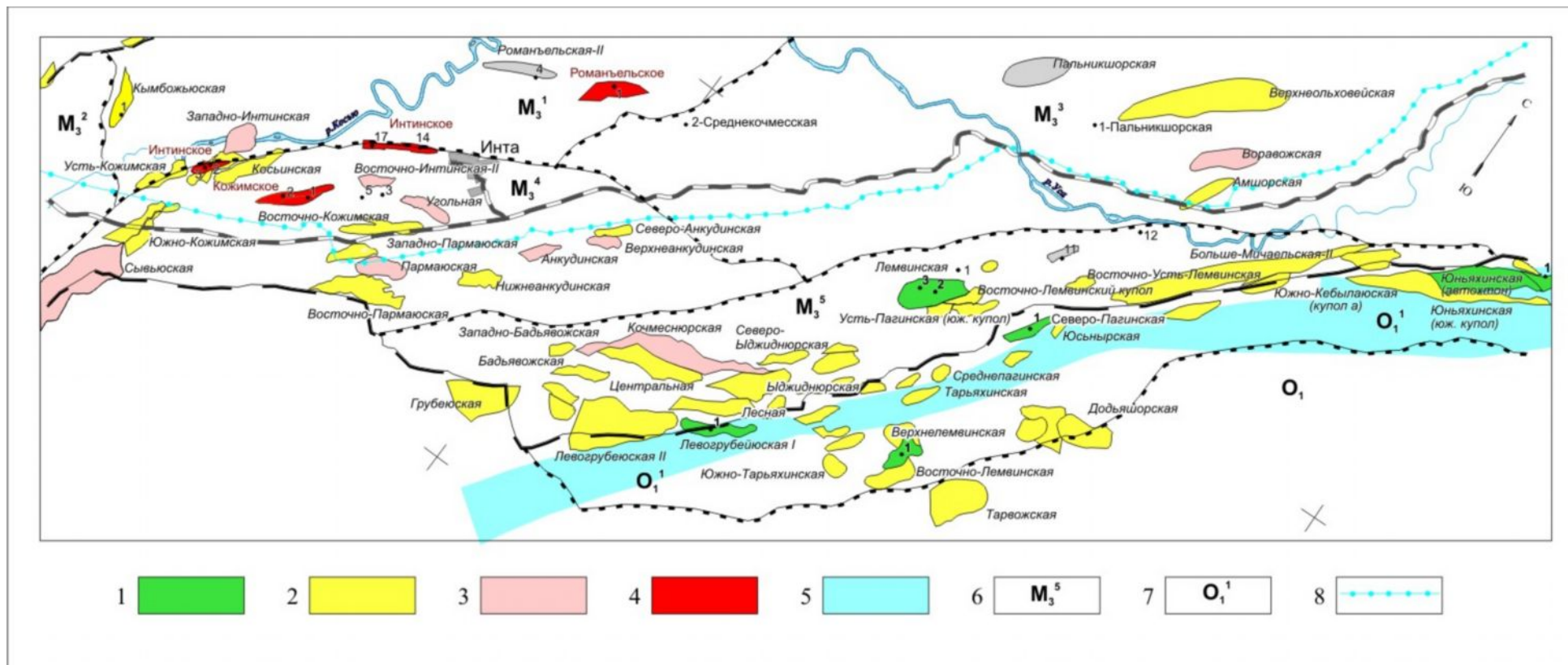


Рис. 2. Обзорная карта с прогнозируемой зоной развития рифогенных (палеозойских) отложений

Структуры: 1 – в бурении, 2 – выявленные, 3 – подготовленные; месторождения: 4 – газовые, газоконденсатные; 5 – зона развития рифогенных (палеозойских) отложений; тектонические элементы: 6 – Прилемвинская складчато-покровная зона, 7 – Восточно-Лемвинская складчато-покровная зона; 8 – линия газопровода.

В долблении 15 (инт. 3143,3-3150,3 м) известняки сложены обломками строматопор с детритом сине-зеленых водорослей, обломками одиночных кораллов. По условиям седиментации мелководно-шельфовые среднедевонские отложения, по записи каротажа (по ГК и ННКТб – чистые карбонаты) и по описанию керна, возможно, рифогенные.

В разрезе среднего девона в интервале глубин 3050-3190 м и 3300-3460 м (разные тектонические блоки) по ГИС выделены продуктивные низкопористые газонасыщенные коллекторы в инт. 3407,6-3413,2 м и 3416,9-3419,0 м с пористостью 3,5-7% (по ГК). С неясными коллекторскими свойствами выделены интервалы 3085-3092,5 м, 3304,4-3306,8 м, $K_{п}^{AK}=6,5-7,3\%$.

В результате испытания в открытом стволе V объекта в инт. 3055-3260 м получен фильтрат бурового раствора дебитом 100-150 м³/сут. при депрессии на пласт 106-60 кгс/см², в результате испытания VI объекта в инт. 3287-3357 м получен фильтрат бурового раствора дебитом 285 м³/сут. при депрессии на пласт 82,5 кгс/см², в результате испытания интервала 3400-3457 м (VII объект) получено 12,4 м³ фильтрата бурового раствора. При обратной промывке получено, в том числе 4,5 м³ разгазированного бурового раствора плотностью 0,82 г/см³. При опробовании инт. 3400-3423 м (VIII объект) за 130 мин получено 9,5 м³ фильтрата бурового раствора. Полученные данные опробования свидетельствуют о наличии в разрезе высокопроницаемых коллекторов (расчетные суточные дебиты жидкости составляют до 1000 м³/сут.), которые по ГИС практически не выявляются или характеризуются как низкопористые. Практически все пробы, отобранные при испытании объектов, не показали наличия пластового флюида. На основании лабораторных анализов пробы представлены фильтратом бурового раствора.

В процессе бурения скважины с глубины 3000 м и до фактического забоя (3460 м) зафиксированы значительные поглощения раствора (до 10-12 м³ в час), что также свидетельствует о высоких фильтрационных свойствах пород коллекторов в разрезе девонских отложений.

Таким образом, полученные притоки характеризуют, вероятно, каверново-поровые, трещинные коллекторы. По керну, начиная с долбления 15, все известняки очень сильно трещиноватые, что подтверждает наличие именно трещинных коллекторов.

Нижнедевонские отложения в интервале глубин 3190-3300 м по каротажной характеристике и по описанию керна представлены известняками серыми, темновато-серыми, водорослево-детритовыми, прослоями водорослевыми со строматопорами,

обломочными, трещиноватыми, неравномерно доломитизированными до перехода во вторичные доломиты.

По заключению ГИС коллекторы в этой части разреза не выделены. Опробование проводилось совместно с отложениями среднего девона (V объект).

В настоящее время вопрос с покрывками не достаточно изучен, так как полный разрез девона скважиной не вскрыт. Надежность зональных покрывок над карбонатными пачками верхнедевонских отложений (в аллохтоне и автохтоне) сомнений не вызывает: карбонатно-глинистая покрывка охарактеризована сейсмическими исследованиями (фиксируется на временных разрезах, картах сейсмофаций, данными вертикального сейсмопрофилирования), материалами ГИС и описанием пород по шламу. Зональная верхнедевонская карбонатно-глинистая покрывка в свою очередь перекрывается региональной визейской глинистой покрывкой, которая является надежным флюидоупором.

Локальными покрывками для среднедевонских залежей могут служить карбонатно-глинистые породы, залегающие в основании верхнего девона, а также, возможно, и одновозрастные прослои глин. Возможно выявление и зональных покрывок.

В результате анализа и обобщения всех имеющихся материалов (интерпретация сейсморазведочных работ, результаты бурения скважин Левогрубейюская-1 и Юньяхинская-1, изученность обнажений – выходы коренных пород) удалось спрогнозировать зону развития палеозойских рифогенных отложений, которая в современном структурном плане протягивается узкой полосой (зоной) вдоль западного склона Урала. Ширина зоны в районе скв. Левогрубейюская-1 около 8 км. Генетически эти отложения являются рифами краевого поднятия платформы (см. рис. 2). Вдоль полосы развития девонских барьерных рифов краевого поднятия (вблизи от них на расстоянии от 1 до 5 км) сформирована полоса (зона) зарифовых отложений, представленная биогермными обломочными, оолитовыми и грубообломочными карбонатными брекчиями (обнажения в бассейнах рек Инта, Черная и Косью).

Ширина зоны в районе скв. Левогрубейюская-1 около 6 км. Скв. Левогрубейюская-1 отложения этой зоны не вскрыты. Судя по аналогии с разрезами скважин вскрытых на Юрьяхинской площади, где зарифовые отложения являются коллекторами, то наличие коллекторов, но с более ухудшенными емкостными характеристиками, связанными с уплотнением пород, можно ожидать и на территории исследования в зарифовой зоне.

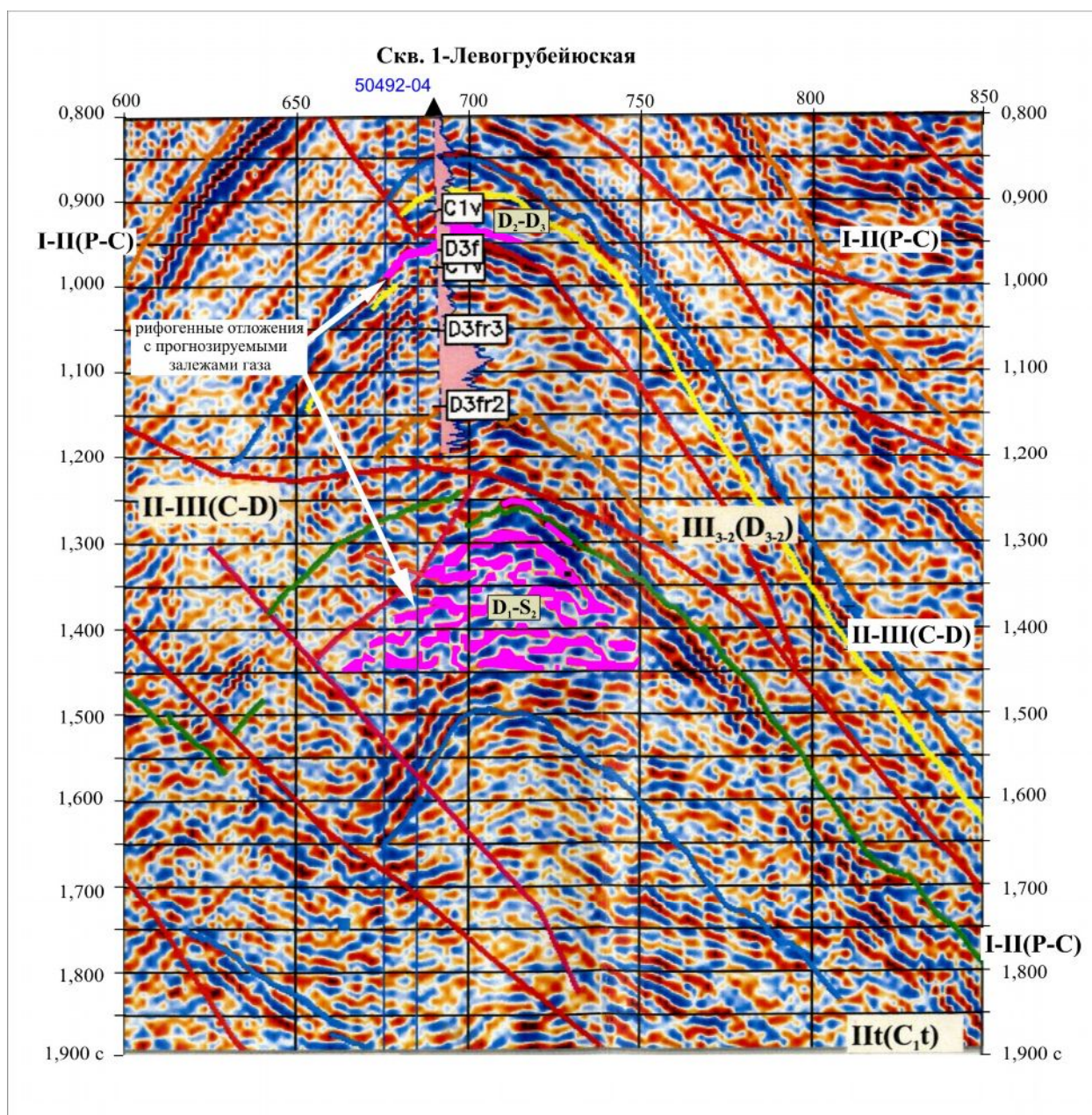


Рис. 3. Модель строения рифогенных отложений с прогнозируемыми в них залежами газа (временной разрез по профилю 50490-04)

Таким образом, вскрытый скв. Левогрубейюская-1 в инт. 2629-3460 м разрез девонских отложений в зоне сочленения представляет повышенный интерес как потенциально продуктивный горизонт ввиду наличия в нем высокопроницаемых коллекторов, что не прогнозировалось при проектировании скважины и ранее не встречалось в пределах Косью-Роговской впадины. Не исключено, что вскрытые отложения, судя по керну долбления 15 (известняки сложены обломками строматопор с детритом сине-зеленых водорослей, обломками одиночных кораллов), представляют собой фации зарифового шлейфа, а собственно рифы расположены к юго-востоку от скважины.

Кроме того, по последним данным сейсморазведки на сеймопрофиле 50494-04 в пластине нескрытой части разреза на 300-400 м ниже забоя скв. Левогрубейюская-1, выделяется, объект возможно рифогенной природы раннедевонско-позднесилурийского возраста (рис. 3). По сейсмическим исследованиям над коллекторами данного объекта прогнозируется аналогичная, как и над верхнедевонскими отложениями карбонатно-глинистая покрывка. Ресурсы газа по авторской оценке могут варьировать от 30 до 100 млрд. м³.

В рифогенных отложениях среднего-верхнего девона появляется объект на структуре Левогрубейюская-II. Ресурсы газа на этом объекте могут быть оценены после проведения детальных сейсморазведочных работ (ожидаемые ресурсы газа оцениваются в 20-50 млрд. м³ и более).

Литература

Иванов В.В., Торопов В.А., Уткина О.Л., Гудельман А.А. Геологическое строение Лемвинского поперечного опускания по результатам геолого-разведочных работ ООО «Газпром переработка» // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М., 2010. - №3. - С. 10-24.

Шишкин М.А. Геология зоны сочленения елецких и лемвинских фаций на Западном склоне Полярного Урала. - Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогической наук. – Сыктывкар, 2003.

Priymak P.I.

LLC «Timan-Pechora Gas Company», Moscow, Russia

Nikonov N.I., Kuranova T.I.

LLC "Timan-Pechora Research Centre", Ukhta, Russia, info@tpnic.ru

**PETROLEUM POTENTIAL OF MIDDLE - UPPER DEVONIAN REEF SECTION
IN THE JUNCTION ZONE OF KOSYU-ROGOW DEPRESSION
AND THE WESTERN URAL FOLD-THRUST ZONE**

The article provide the characteristic of new perspective object identified by drilling of exploratory well Levogrubbyuskaya-1 in the Eastern Lemva area (Timan-Pechora province). These deposits are barrier-type reefs in the bordering uplift of the platform. The results of gas resources evaluation of this accumulation are presented. Resource assessment of the Eastern Lemva perspective gas-bearing area will be expanded significantly due to identifying new perspective Middle - Upper Devonian reef object.

Keywords: *gas resources, reef deposit, Middle - Upper Devonian, Timan-Pechora province, Eastern Lemva area.*

References

Ivanov V.V., Toropov V.A., Utkina O.L., Gudel'man A.A. *Geologicheskoe stroenie Lemvinskogo poperechnogo opuskaniya po rezul'tatam geologo-razvedochnykh работ ООО «Gazprom pererabotka»* [The geological structure of the Lemva cross plunge according to the results of exploration of LLC "Gazprom pererabotka"]. *Geologiya, burenie, razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Moscow, 2010, no. 3, p. 10-24.

Shishkin M.A. *Geologiya zony sochleneniya eletskikh i lemvinskikh fatsiy na Zapadnom sklone Polyarnogo Urala* [Geology of the junction zone of Eletsky and Lemva facies on the western slopes of the Polar Urals]. Dissertation for the degree of candidate of geological-mineralogical sciences. Syktyvkar, 2003.

© Приймак П.И., Никонов Н.И., Куранова Т.И., 2013