

DOI 10.25689/NP.2018.4.73-85

УДК 553.98(470.1)

**КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ НИЖНЕПЕРМСКИХ
ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК ПРОЕКТА «ПЕЧОРА-СПГ»**

Мамеева Ю.Р., Боровкова Е.Е., Ванин В.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**CONCEPTUAL MODEL OF LOWER PERMIAN ORGANOGENIC
STRUCTURES OF PECHORA LPG PROJECT**

Mameeva Yu.R., Borovkina E.E., Vanin V.A.

Tyumen Petroleum Research Center

E-mail: vavanin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Проект Печора-СПГ предполагает выполнение комплекса работ, включая разработку двух газоконденсатных месторождений, расположенных на территории Ненецкого автономного округа: Коровинского и Кумжинского, создание газотранспортной инфраструктуры, строительство установки комплексной подготовки газа (УКПГ), а также завода по его сжижению. Реализация данного проекта требует значительных капитальных вложений в инфраструктуру, бурение и транспортировку. Успешная добыча извлекаемых запасов и достижение необходимых дебитов является критически важным для окупаемости инвестиций. Для достижения рентабельной эксплуатации скважин необходимо более детальное понимание строения резервуара и уточнение его углеводородного потенциала.

В связи с этим в 2017-2018 гг. сотрудниками ТННЦ выполнен тщательный анализ всей геолого-геофизической информации, результатов испытаний скважин, а также региональных геологических исследований. Одним из основных результатов работ явилось уточнение концептуальной геологической модели нижнепермского разреза Коровинского месторождения. Новое представление о строении ассель-сакмарских отложений позволит принимать более точные решения о размещении участков опытно-промышленной разработки (ОПР), а также повысить качество работ в части проектирования и управления разработкой.

Ключевые слова: *Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, нижнепермские отложения, органогенные постройки, карбонатный рамп.*

Abstract. Pechora LPG project involves a wide range of operations including development of two gas-condensate fields (Korovinskoye and Kumzhinskoye) located on the

territory of the Nenets Autonomous District, development of gas transport infrastructure, construction of central gas processing facility as well as LPG plant. Implementation of this project requires significant capital investments into infrastructure, drilling and transportation. Successful production of recoverable reserves and achievement of desired production rates is critical for getting return on investments. Economic well production requires a better understanding of reservoir geology and hydrocarbon potential.

In view of the above, a comprehensive analysis of available geological and geophysical data, well test results and regional geological study data was conducted in 2017-2018 in Tyumen Petroleum Research Center. One of the main outcomes of that research effort was refinement of conceptual geological model of Lower Permian sediments of Korovinskoye field. A new understanding of the structure of Asselian-Sakmarian deposits will enable making more accurate decisions on selection of pilot sites and will optimize the processes of reservoir engineering and management.

Key words: Timan-Pechora oil and gas province, Lower Permian sediments, organogenic structures, carbonate ramp.

Краткая информация о Коровинском месторождении

Коровинское месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Рис.1). Месторождение открыто в 1980 г. и до настоящего времени в разработку не введено. Практически все скважины являются «старым фондом», так как поисково-разведочное бурение на площади проводилось в 1980-1985 гг.

Территория Коровинского месторождения полностью изучена сейсморазведочными работами 2D. Сейсмические исследования проводились в разные годы по разным методикам, некоторые профили находились не в оптимальных условиях. Поэтому в 2013 г. на Коровинском лицензионном участке были выполнены сейсморазведочные исследования методом 3D в южной и центральной его части [1].

Одним из осложняющих факторов проведения геолого-разведочных работ (ГРП) и освоения запасов является расположение части месторождения на территории заказника федерального значения «Ненецкий», имеющего ограничения по ведению хозяйственной деятельности. Все работы на территории заказника должны проводиться в соответствии с его положением.



Рис. 1. Карта расположения проекта Печора-СПГ

Перспективы Тимано-Печорской провинции изучаются с прошлого века. В результате проведенных региональных работ ТП НИЦ в 2000 году [6] в нижнепермском интервале разреза прогнозируются органогенные постройки в виде протяжённого биогермного пояса, который прослеживается на протяжении десятков километров юго-восточнее и северо-западнее Коровинского месторождения, соединяясь с субширотной грядой органогенных образований в южной акватории Баренцева моря (Рис.2).

Региональные исследования ВСЕГЕИ 2015 года [7] подтвердили развитие пояса перспективных карбонатных сооружений юго-восточного простирания, в том числе в рифовых фациях. В направлении Баренцева моря развитие непрерывного пояса органогенных построек картируется вплоть до Российско-Норвежской границы и практически совпадает с направлением предполагаемого морского экспортного маршрута углеводородов в Западную Европу.

Особое внимание из результатов региональных работ привлекает к себе пояс органогенных построек, так как на Коровинском месторождении

были изучены уникальные объекты Республики Башкортостан – пермские рифы-шиханы Торатау, Юрактау, остатки Шахтау (вблизи г. Стерлитамак). Изучение обнажений указанных объектов на разных гипсометрических уровнях позволило собрать образцы окаменелостей с многочисленными органическими остатками и сделать следующие выводы. Карбонатные породы пермских рифов характеризуются наличием многочисленных вторичных пор и каверн, зачастую приуроченных к открытым трещинам и стилолитовым швам, встречены образцы высокопористых пород - «супер-коллектор» (Рис.3).

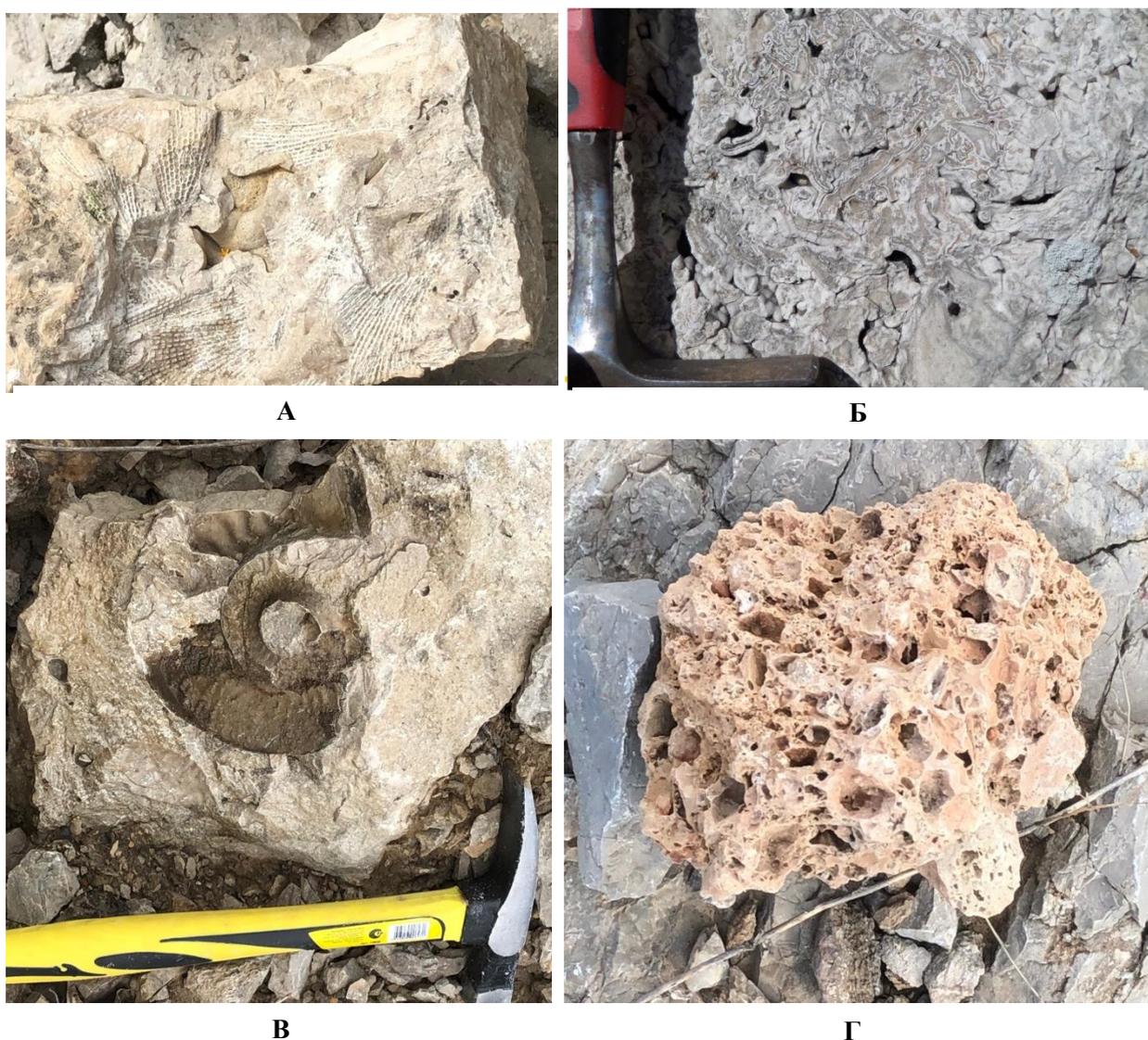


Рис. 3. Организмы-рифостроители: А – сетчатые мшанки рифа Торатау (Мамеева и др., 2018); Б – массивный мшанковый известняк рифа Торатау (Вилесов, 2018); В – аммоноидеи рифа Шахтау (Ванин и др., 2018); Г – «супер-коллектор» рифа Шахтау (Мамеева и др., 2018)

Диагностическими признаками органогенных построек на каротажных диаграммах обычно служат минимальные показания кривой гамма каротажа (ГК), резкие отрицательные аномалии кривой потенциала собственной поляризации (ПС), наличие глинистой корки на стенках ствола скважин. Дополнительным признаком являются высокие величины дебитов пластовых флюидов.

Геологическое строение Коровинского месторождения

В пределах Коровинского месторождения на государственном балансе числятся залежи газа, приуроченные к каменноугольным, пермским и триасовым отложениям. Основным объектом разработки является подсчетный объект C_3+P_{1a+s} , запасы которого утверждены Государственной комиссией по запасам РФ по результатам оперативного подсчета запасов 2014 г. Он фактически объединяет 2 разновозрастных карбонатных пласта различного генезиса, разделенных непроницаемыми глинисто-карбонатными отложениями низов ассельского яруса, которые являются региональной крышкой пласта C_3 . Её толщина в пределах месторождения варьирует от 10 до 45 м, поэтому вертикальная сообщаемость коллекторов между пластами C_3 и P_{1a+s} в данном случае исключается.

Используя вышеприведенные диагностические признаки органогенных построек, были проанализированы геолого-геофизические материалы по скважинам Коровинского месторождения. В разрезе скважин №№10, 17 и 5 уверенно выделяются весьма крупные карбонатные органогенные постройки амплитудой до 113 м, которые характерно возвышаются при выравнивании схем корреляций на кровлю пласта C_3 . В артинское время бассейн стал заполняться глинистым материалом, в результате чего ассель-сакмарские карбонатные сооружения остановили свой рост и были захоронены, образуя характерные структуры облекания в артинских отложениях (Рис.4).

Характерные образы органогенных построек имеют отображение также в формах сейсмической записи. Основные поисковые критерии выделения органогенных образований и вмещающих их фаций по материалам

промыслово-геофизических исследований и сейморазведки для пермско-каменноугольных отложений были сформулированы Б.П. Богдановым и др. [4]. К критериям, диагностирующим органогенные постройки на сейсмических разрезах, относятся следующие:

- положительная аномалия Δt между перекрывающими и подстилающими комплекс горизонтами;
- наличие в области постройки антиклинальных перегибов по отражающим горизонтам в перекрывающей толще;
- проявление угловых несогласий между отражающими горизонтами, обрисовывающими структуру облекания;
- аномальное изменение средних и интервальных скоростей, связанное с изменением плотности в органогенных комплексах [5].

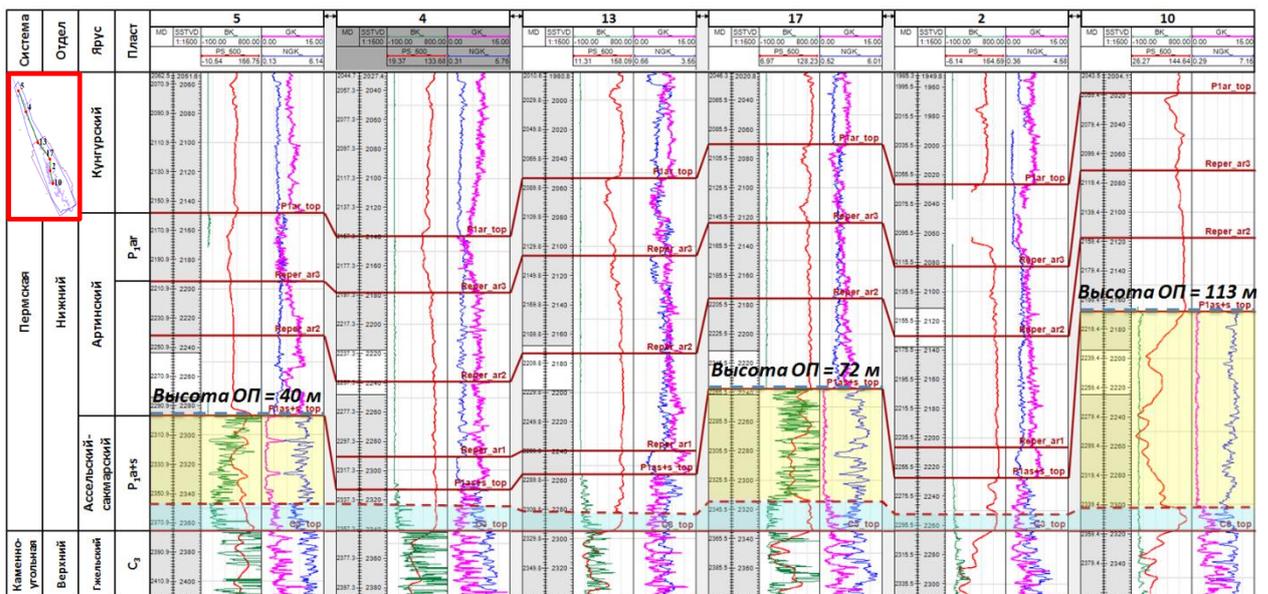


Рис. 4. Схема корреляции ассель-сакмарских органогенных построек

Вышеуказанные критерии отчетливо зафиксированы в районе скважин №№ 10 и 17, подчеркивая скоростные аномалии на уровне отражающего горизонта P_{1s} (Рис.5).

По результатам анализа материалов 3D сейморазведки Коровинского месторождения выявлен вытянутый пояс органогенных построек шириной около 400 м, протянувшийся на десятки километров с северо-запада на юго-восток в пределах всего полигона 3D сейморазведки, который уверенно картируется в поле динамических параметров сейсмической записи (Рис. 5).

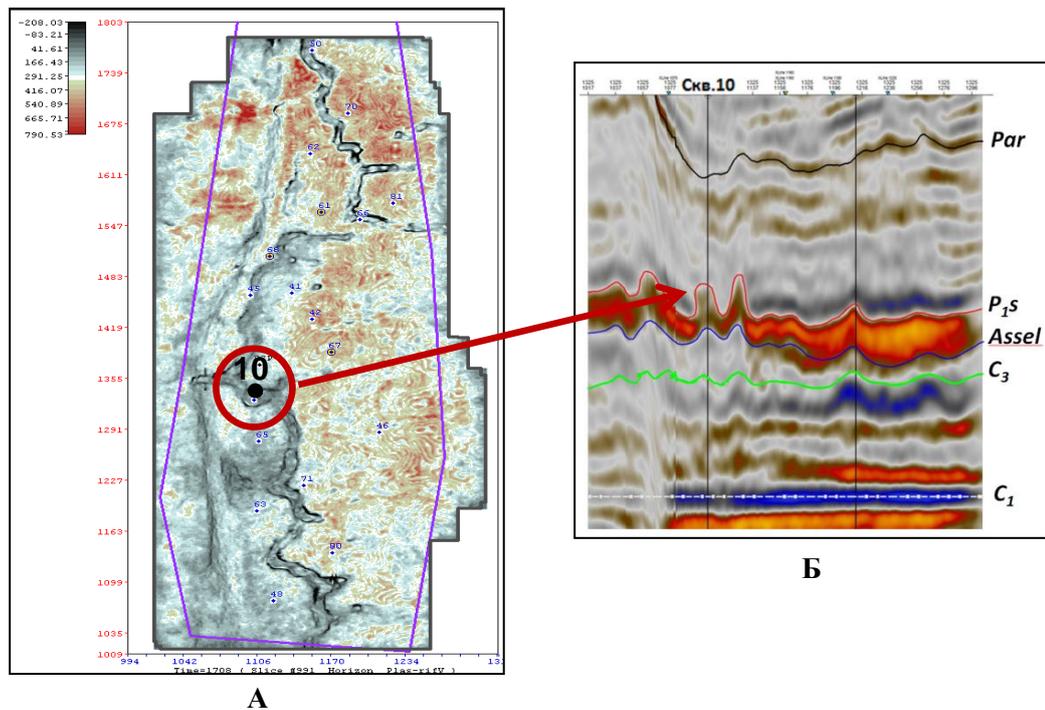


Рис. 5. Сейсмическая характеристика разреза ассель-сакмарских отложений:

А - амплитудный срез ассель-сакмарских отложений, Б - временной сейсмический разрез

Распределение коллекторов нижнепермского карбонатного комплекса по площади Печорского бассейна контролируется, главным образом, палеоструктурной ситуацией. Наиболее часто пласты, обладающие повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, приурочены к поднятиям, в пределах которых развиты маломощные биогермные и сопутствующие им отложения [2]. Подобная картина отмечена и на Коровинском месторождении, где по данным комплексной геолого-сейсмической интерпретации авторами подтверждено наличие протяжённого с юго-востока (ЮВ) на северо-запад (СЗ) пояса органогенных построек в интервале ассель-сакмарских отложений.

Известно, что Шапкина-Юрьяхинский вал, к которому приурочено месторождение, сформировался в каменноугольный период в результате инверсии Печоро-Колвинского авлакогена. Движение блоков происходило по древней разломной зоне, которая ограничивает залежи с запада. В начале пермского периода создались благоприятные условия для роста органогенных построек вдоль структурного уступа наряду с палеоклиматическими и другими условиями формирования. В таком

положении восточный блок остаётся до настоящего времени (Рис. 6).

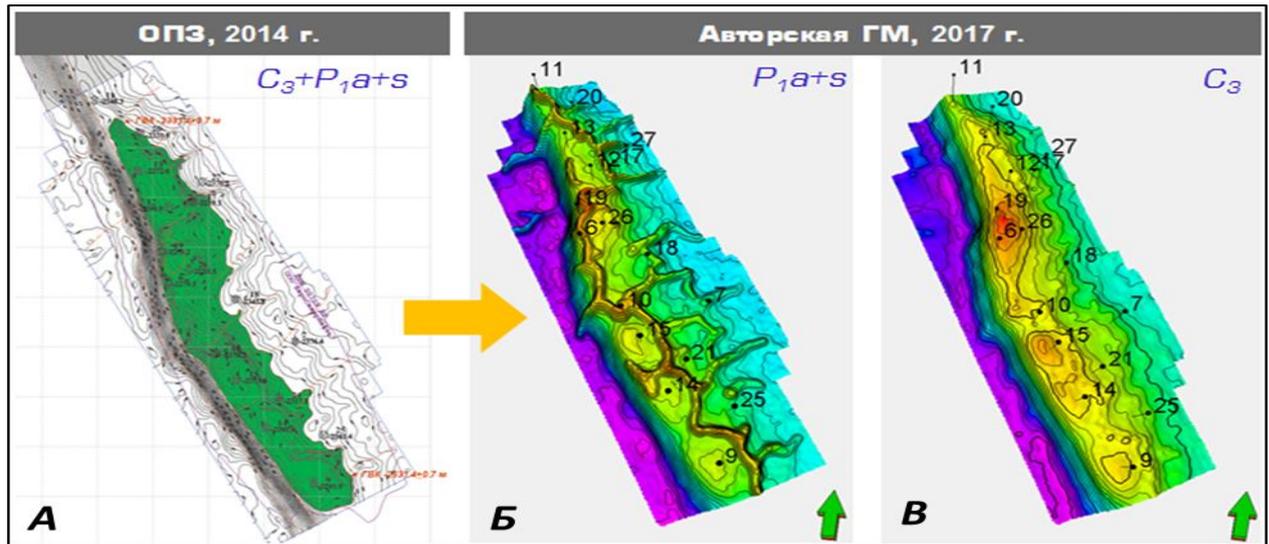


Рис. 6. Разделение пластов C_3 и P_{1a+s} . Структурная карта по кровле коллектора по пластам: А - C_3+P_{1a+s} (2014г.), Б - P_{1a+s} (2017г.), В - C_3 (2017г.)

Ранее выполненные исследования [3] подтвердили существующие предположения о том, что барьерные органогенные постройки приурочены к разломным зонам, которые оказывают значительное влияние на их развитие.

Таким образом, результаты комплексного анализа геолого-геофизических данных явились основанием для разделения единого утвержденного подсчетного объекта C_3+P_{1a+s} на два самостоятельных интервала, которые характеризуются различным генезисом отложений. Интервал P_{1a+s} (нижняя пермь) приурочен к протяжённому поясу органогенных построек биогермного типа, а пласт C_3 (верхний карбон) был сформирован в условиях карбонатного рампа. Важно отметить, что в северо-западном направлении, уже за пределами рассматриваемого участка, расширяется и стратиграфический диапазон, в котором присутствуют органогенные образования. Кроме ассель-сакмарского интервала, они встречаются как ниже по разрезу – в верхнем карбоне, так и выше – в артинских отложениях и средней перми.

Стоит отметить, что во всех скважинах в пределах полигона 3D сейсмической съемки карбонатный пласт P_{1a+s} газонасыщен до подошвы, и водонефтяная часть пласта скважинами не вскрыта. Можно предположить,

что отдельные органогенные постройки могут иметь различное положение газоводяного контакта (ГВК), либо быть газонасыщенными вплоть до подошвы.

Необходимо отметить, что большие притоки газа получены не только из высокоамплитудных органогенных построек пласта P_{1a+s} , а также из проницаемых интервалов асселя с суммарными эффективными толщинами 4.4-7.6 м в скважинах № 13 и 2, расположенных вблизи основного пояса биогермных построек (Рис. 7). При последующем обновлении петрофизической и геологической модели также необходимо будет учесть, что давать приток также способны интервалы трещиноватых пород, не фиксируемые методами ГИС.

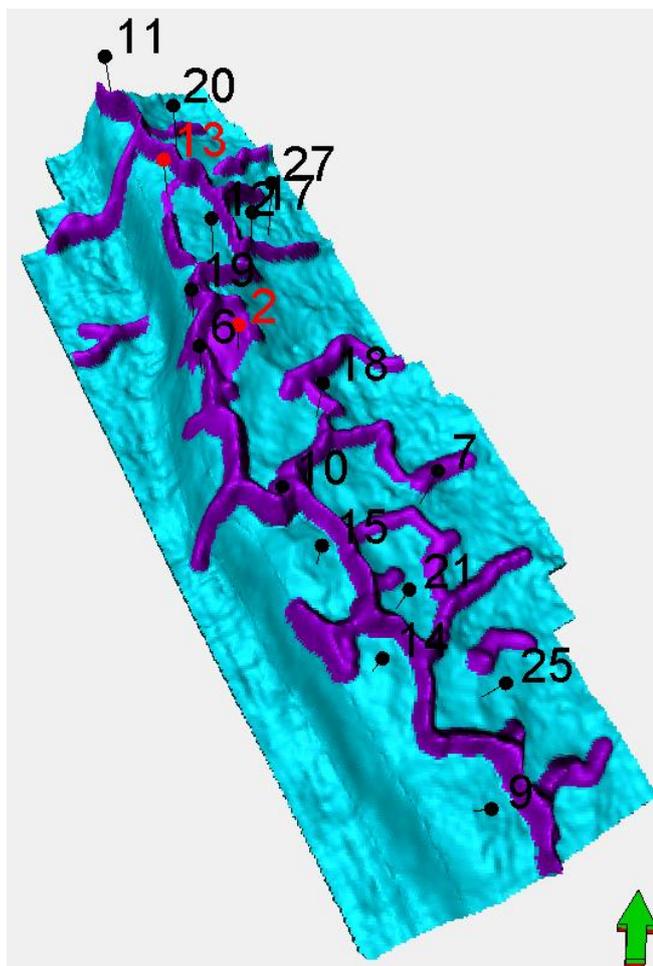


Рис. 7. Схема расположения скважин, в которых получен приток газа из проницаемых интервалов ассельских отложений

Таким образом, комплексный анализ региональных данных и геолого-геофизических материалов ассель-сакмарского продуктивного интервала обозначил существенную привлекательность изучаемого разреза и необходимость переоценки его углеводородного потенциала. Последовательная доразведка объекта в будущем периоде позволит существенно нарастить ресурсную базу Проекта Печора-СПГ с возможностью синергии усилий на суше и шельфе.

Выводы

1. На рассматриваемом месторождении авторами впервые разделен основной подсчётный объект C_3+P_1a+s на два интервала: P_1a+s , приуроченный к протяжённому поясу органогенных построек и пласт C_3 , сформировавшийся в условиях карбонатного рампа.
2. Оконтурен основной пояс карбонатных сооружений (высотой до 113 м, шириной до 400 м) в форме «хребта» СЗ-ЮВ простирания, осложненный второстепенными «рёбрами» меньшей амплитуды субширотного направления.
3. Уточнены запасы углеводородов с учетом новой концепции основного объекта. Доля запасов интервала P_1a+s достигает до 1/3 всех запасов многопластового месторождения.
4. Намечены пути дальнейшего наращивания ресурсной базы предприятия и инвестиционной привлекательности проекта Печора-СПГ.

Список литературы

1. Давыдов А.В. и др. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Коровинского газоконденсатного месторождения, НАО «Инконко», 2015 г. с. 30.
2. Жемчугова В.А. Актуальные научно-технические проблемы развития геолого-геофизических, поисково-разведочных и промысловых работ в Республике Коми. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2002. – Кн. 2: Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. - с.131

3. Антоновская Т.В. Франские органогенные постройки Тимано-Печорской провинции (условия формирования и нефтегазоносность). Геология рифов: Материалы Всероссийского литологического совещания. Сыктывкар, ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2015, с. 4.
4. Терентьев С.Э. Особенности строения и нефтегазоносности нижнепермских отложений Кочмесской площади, 2012 г., с. 2.
5. Богданов Б.П. Особенности строения верхнедевонских карбонатных органогенных построек Тимано-Печорской провинции в связи с перспективами нефтегазоносности, с. 75-79.
6. Никонов Н.И. и др. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт. – Ухта, Республика Коми, 2000 г., с. 37.
7. Беленицкая Г.А. и др. Рифовые, соленосные и черносланцевые формации России. – СПб, изд-во ВСЕГЕИ, 2015 г. (Граф. Прил. – карта перспективной оценки рифовых формаций на литогеодинимической основе).

Сведения об авторах

Мамеева Юлия Рашитовна, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень,
Российская федерация

E-mail: yrmameeva@tnc.rosneft.ru

Боровкова Елена Егоровна, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень,
Российская федерация

E-mail: eeborovkova@tnc.rosneft.ru

Ванин Валерий Александрович, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень,
Российская федерация

E-mail: vavanin@tnc.rosneft.ru

Authors

Mameeva Yu.R., Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation

E-mail: yrmameeva@tnc.rosneft.ru

Borovkova E.E., Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation

E-mail: eeborovkova@tnc.rosneft.ru

Vanin V.A., Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russian Federation

E-mail: vavanin@tnc.rosneft.ru

Ванин Валерий Александрович

625002, Российская Федерация

г. Тюмень, ул. Осипенко 79/1

Тел.: +79634551791

E-mail: vavanin@tnc.rosneft.ru