

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ СЮГДЖЕСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Андрей Михайлович Фомин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)363-91-85, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Сергей Александрович Моисеев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, зав. лабораторией, (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Валентина Алексеевна Топешко

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (383)306-63-70, e-mail: TopeshkoVA@ipgg.sbras.ru

Проанализированы материалы по нефтегазоносности Сюгджерской НГО. Показано, что основные перспективы могут быть связаны с клиноформным комплексом, залегающим на нефтематеринской куонамской свите среднего кембрия. Перспективы терригенного комплекса венда понижены по сравнению с Непско-Ботуобинской НГО из-за повышенного градиента изменения их толщин. Перспективы карбонатных отложений V-Є₁ низки. Построена принципиально новая карта перспектив нефтегазоносности Сюгджерской НГО.

Ключевые слова: Лено-Тунгусская НГП, нефтегазоносность, венд, нижний кембрий.

HYDROCARBON PROSPECTS OF THE SJUGDJER PETROLEUM BEARING AREA OF THE EASTERN PART

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)363-91-85, e-mail: FominAM@ipgg.sbras.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Head of the Laboratory, tel. (383)306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.sbras.ru

Valentina A. Topeshko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, Koptuyug Prospect 3, Ph. D., Senior Research Scientist, tel. (383)306-63-70, e-mail: TopeshkoVA@ipgg.sbras.ru

Analysis of data on the Syugdzher petroleum area shows that the main hydrocarbon potential can be associated with a clinoform complex directly overlying the source rock strata of the Middle Cambrian Kuonamka Formation. Vendian terrigenous rocks have lower hydrocarbon potential than the Nepa-Botuoba petroleum area due to higher variations in thickness of the Nepa regional horizon. The potential of carbonate strata (V-Є₁) is low. A new map showing the petroleum potential distribution for the Syugdzher petroleum area was generated.

Key words: Lena-Tunguska petroleum area, hydrocarbon potential, Vendian, Lower Cambrian.

Сейсморазведочные работы на территории Сюгджерской НГО проводятся начиная с 1980 г. Бурение было начато в 1983 г. В 1985-1991 гг. по инициативе В.Е. Бакина были пробурены поисковые скважины на Садынской, Дюданской, Батырской, Мегеляхской, Онхойдохской и др. площадях. В 2006-2008 гг. Виллюйско-Мархинской сейсморазведочной партией были выполнены региональные геофизические работы в зоне сочленения Сюгджерской и Западно-Виллюйской НГО, где выявлено 16 ловушек нефти и газа.

Восточная часть Сюгджерской нефтегазоносной области (НГО) является перспективным районом для открытия залежей УВ в терригенном комплексе венда и карбонатных отложениях нижнего и среднего кембрия.

По данным бурения и сейсморазведки было доказано, что терригенные отложения венда отсутствуют в центральной части Сюгджерской НГО. На востоке НГО его толщина увеличивается до 376 м. Так же, как и Непско-Ботуобинской НГО, в разрезе терригенного венда присутствуют ботуобинский, талахский и виллюйский продуктивные горизонты (рис. 1, 2).

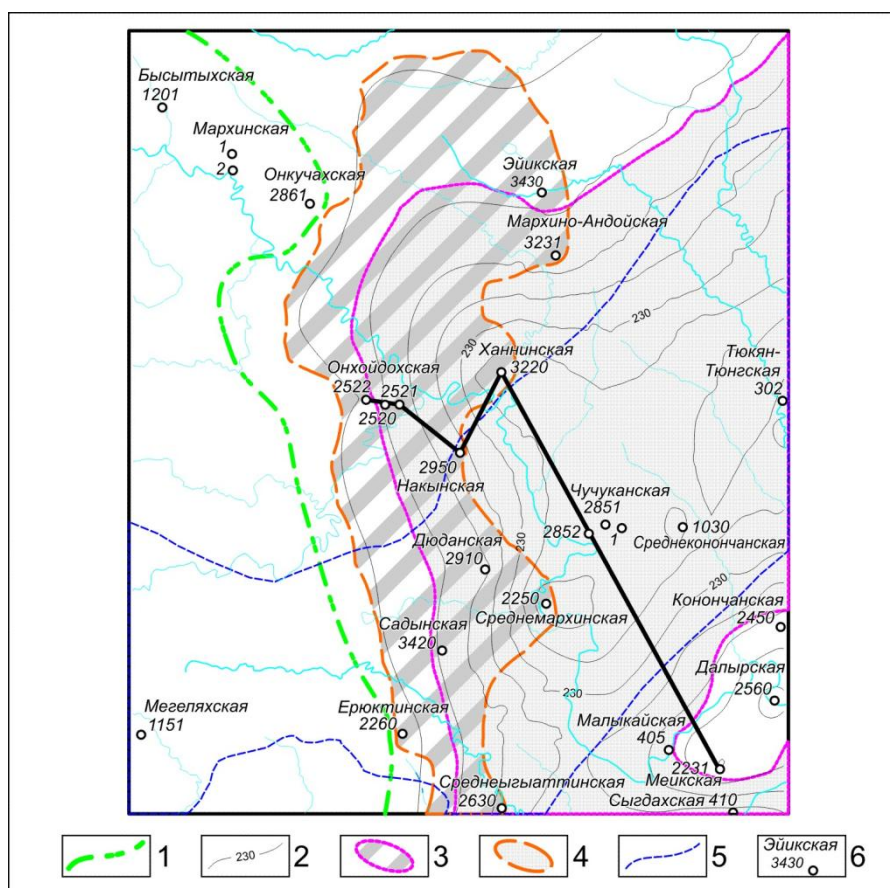


Рис. 1. Схема распространения терригенных отложений венда на востоке Сюгджерской НГО

1 – линия выклинивания непского регионального горизонта; области распространения продуктивных горизонтов: 2 – ботуобинского, 3 – талахского; 4 – граница Сюгджерской НГО; 5 – изопахиты непского регионального горизонта; 6 – скважина и ее номер

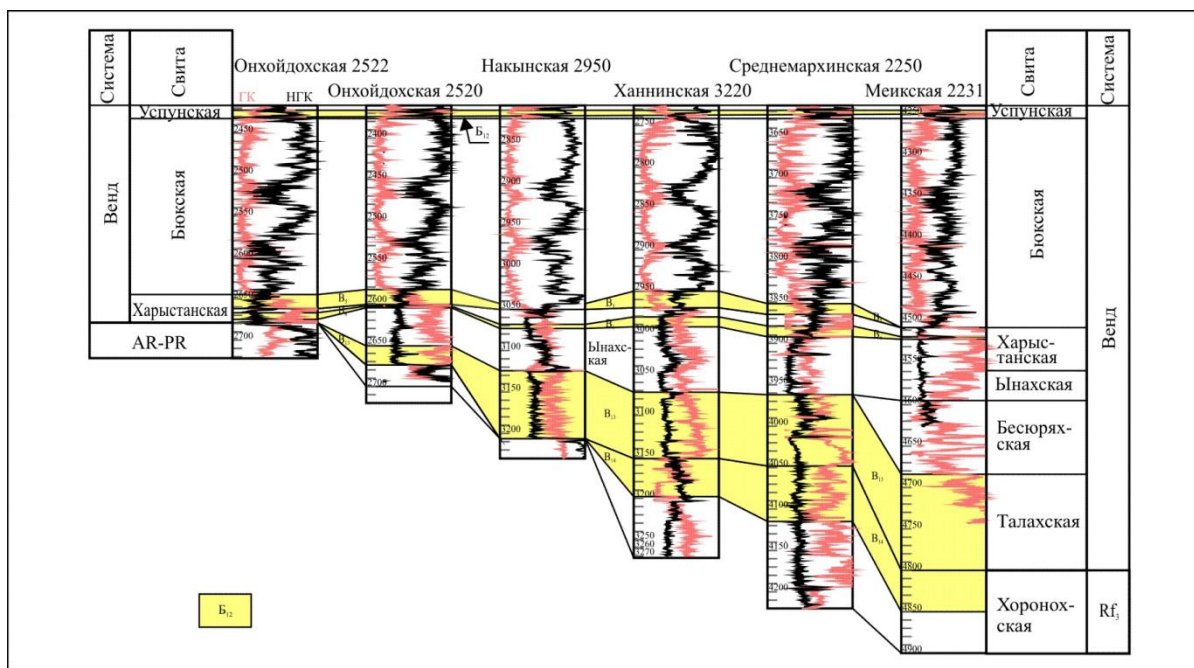


Рис. 2. Схема корреляции терригенных отложений венда по линии скважин Онхойдохская 2522 - Меикская 2231
 Продуктивные горизонты: B₁₂ – преображенский, B₅ – ботуобинский, B₆ – улаханский, B₁₃ – талахский, B₁₄ – вилючанский

Ботуобинский горизонт (B₅) полосой в 20-40 км прослеживается вдоль линии выклинивания терригенных отложений венда (рис. 1). Горизонт формировался в условиях трансгрессивной баровой системы [4]. Максимальная его толщина на востоке Сюгджерской НГО составляет 30 м (скв. Эйикская 3430). Горизонт обладает высокими и стабильными коллекторскими свойствами. Покрышкой служат карбонатные породы бюксской свиты. В скв. Онкучахской-2861 был получен приток воды с растворенным газом и пленкой нефти. В скважине Мархинско-Андонойской-3231 был получен приток пластовой воды.

Талахский горизонт (B₁₃) представлен «мусорными» песчаниками с неоднородными коллекторскими свойствами. Максимальная мощность горизонта на востоке Сюгджерской седловины составляет 60 м (рис. 2). Горизонт сформировался в аллювиально-дельтовых и прибрежно-морских условиях. В скв. Онхойдохской-2520 при испытании талахского горизонта был получен приток разгазированной воды дебитом до 296 м³/сут.

На востоке Сюгджерской седловины распространен вилючанский горизонт (B₁₄) на глубинах от -5000 м и ниже.

Отсутствие притоков нефти и газа из терригенных отложений венда может быть связано с несовершенством методики, бурения, вскрытия и испытания пласта в условиях низких пластовых давлений. Скважины в пределах Сюгджерской НГО бурились на утяжеленных глинистых растворах с удельным весом 1200-1260 кг/м³, что часто приводило к кольтматации пластов.

Наличие коллекторов и надежных покрышек, а также, как показали сейсморазведочные работы на Вилюйско-Мархинской площади, наличие структур-

но-тектонических ловушек позволяет высоко оценить перспективы нефтегазоносности терригенного венда на востоке Сюгджерской НГО. Некоторым отрицательным фактором может являться повышенный по сравнению с Непско-Ботуобинской НГО градиент изменения толщины венда, что обуславливает накопление слабосортированных («мусорных») пород.

Карбонатные отложения венда и нижнего кембрия представлены юряжским и осинским продуктивными горизонтами. На осинско-юряжском уровне пласты-коллекторы водонасыщены, а в ряде скважин (Эйикской 3430, Мархинско-Андонойской 3231 и др.) уплотнены. Пласты каменной соли отсутствуют на значительной части исследуемой территории, что существенно снижает перспективы нефтегазоносности этих отложений.

Нижне-среднекембрийские отложения восточных районов Сюгджерской НГО входят в состав Турухано-Иркутско-Олекминского и Юдомо-Оленекского и Анабаро-Синского фациальных регионов [1-3]. Первый из них интерпретируется как лагунно-шельфовая область, второй – как область открытого мелкого моря, а третий – как зона крайнего мелководья. Главным структурным элементом Анабаро-Синского фациального региона является ранне-среднекембрийская Западно-Якутская рифовая система.

В соленасыщенной части разреза нижнего и среднего кембрия (Турухано-Иркутско-Олекминский фациальный регион) на территории Ангаро-Ленской и Непско-Ботуобинской НГО выявлены несколько продуктивных горизонтов (атовский, христофоровский и др.). На территории Сюгджерской НГО в скв. Онхойдохская 2522 в процессе бурения из отложений олекминской и эльгянской свит были получены притоки газированной воды с пленкой нефти. Коллектора межсолевых горизонтов не выдержаны по площади, что снижает перспективы нефтегазоносности этих отложений.

Значительно более перспективными могут быть отложения среднего кембрия в Юдомо-Оленекском и Анабаро-Синском фациальных районах Сюгджерской НГО. Исследования, выполненные в последние годы, дают основания говорить, что восточнее и северо-восточнее рифового барьера будет распространена клиноформная толща заполнения майского века.

По мнению В.А. Асташкина и В.Е. Савицкого, формирование толщи происходило у подножья склона на стыке "голодного" бассейна и барьерного сооружения в процессе его роста и разрушения. Ее гранулометрический состав закономерно меняется в сторону открытого моря от грубообломочного вблизи барьера до тонкообломочного в направлении к куонамским отложениям. Она формировалась на достаточно большой глубине при нормальной минерализации окружающей морской воды, что обусловило высокую первичную пористость и ее последующую сохранность [1]. Поскольку комплекс непосредственно залегает на нефтепроизводящей куонамской свите нижнего-среднего кембрия, то с высокой степенью вероятности в этой части резервуара можно прогнозировать наличие крупных нефтяных залежей.

В скважинах Сохсолохская 706 и Айхальская 703 при испытании чукукской и удачнинской свит (по построениям ИНГГ, относящихся к клиноформ-

ному комплексу) были получены притоки воды с растворенным газом до 203 м³/сут. Пористость пластов-коллекторов составила 13-19 %.

На основании вышеизложенного была построена принципиально новая карты перспектив нефтегазоносности Сюгджерской НГО. Было выделено две зоны повышенных перспектив нефтегазоносности (рис. 3). Первая из них связана с распространением ботуобинского горизонта, а вторая – с развитием отложений клиноформного комплекса и нефтематеринской куонамской свиты кембрия. К востоку от зоны распространения ботуобинского горизонта возможно обнаружение залежей в горизонтах В₁₃, В₁₄ на глубинах свыше 5000. К северу от рифового барьера в ряде скважин вскрывается «незрелая» куонамская свита на глубинах 1200-1500 м.

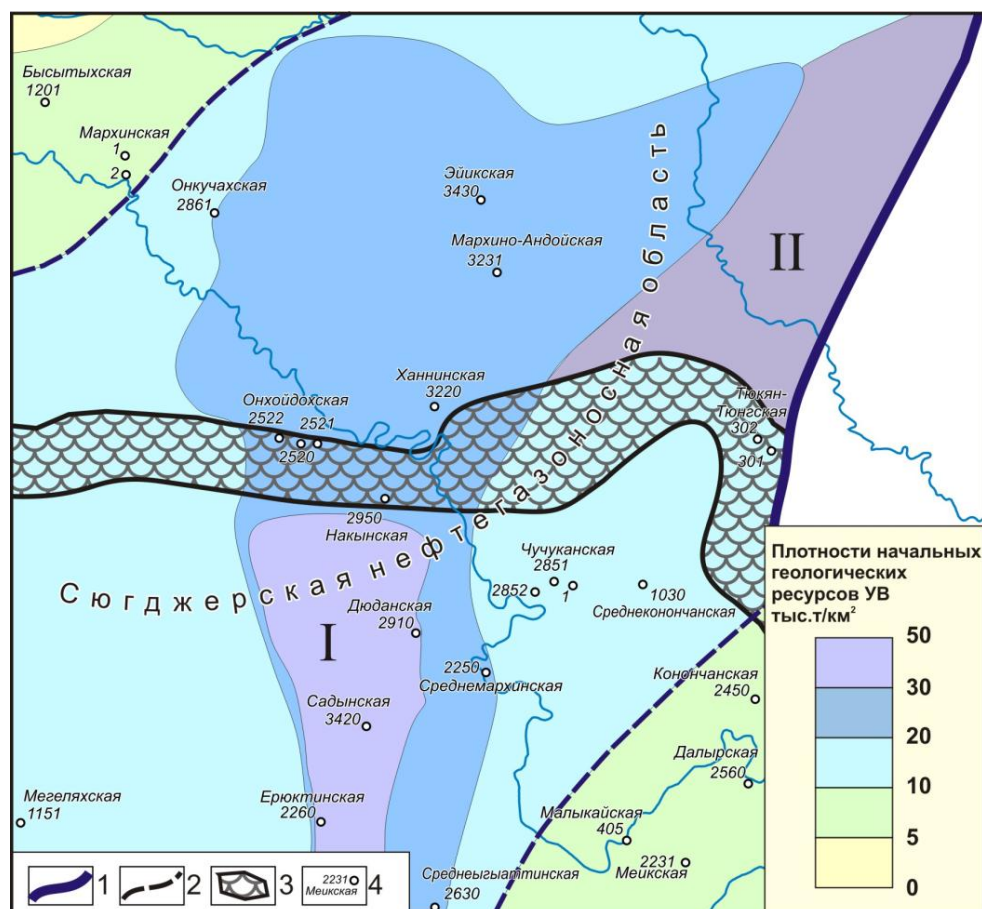


Рис. 3. Схема перспектив нефтегазоносных комплексов Сюгджерской НГО.

Границы: 1 – Лено-Тунгусской НПП, 2 – НГО; 3 – барьерные рифы; 4 – скважина и ее номер; зоны повышенных перспектив нефтегазоносности связанные с: I – ботуобинским горизонтом, II – клиноформным комплексом среднего кембрия и куонамской свитой

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Асташкин В.А., Савицкий В.Е. Рифовые системы и перспективы нефтегазоносности Западной Якутии // Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. - Новосибирск: изд-во СНИИГГиМС, 1977. - С. 58-68.

2. Мельников Н.В. Венд-кембрийский солеродный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. - 148 с.
3. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири. Часть 1 (верхний протерозой и нижний палеозой). - Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1983. - 215 с.
4. Фомин А.М., Моисеев С.А. Строение и условия формирования ботуобинского нефтегазоносного горизонта на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2014. - № 1с(18). - С. 60-65.

© А. М. Фомин, С. А. Моисеев, А. В. Топешко, 2016