

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.64-70>

УДК 553.98:551.736(571.56-15)

Перспективы нефтегазоносности Алдано-Майского прогиба

А.Ф. Сафронов, О.Н. Чалая, И.Н. Зуева, А.И. Сивцев*
Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН, Якутск, Россия

Рассматриваются перспективы нефтегазоносности Алдано-Майского прогиба, расположенного в юго-восточной части Сибирской платформы. Приведена краткая литолого-стратиграфическая характеристика рифейско-кембрийского разреза, рассмотрены особенности состава органического вещества и его битуминозной части. На основе анализа истории геологического развития и результатов сейсморазведочных работ (2014 г.) территория приплатформенной части Алдано-Майского прогиба (АМП) по западной границе расширена до среднего течения р. Амга. По геолого-геохимическим данным в разрезе прогиба выделены три потенциальных резервуара нефти и газа. Выделены наиболее перспективные участки: среднее течение р. Ингили (правый приток р. Мая), где обнажается Ингилийский выход кристаллического фундамента (Хабаровский край), и ряд антиклинальных структур в приплатформенной части, на Алдано-Амгинском междуречье Республика Саха (Якутия).

По результатам сейсморазведочных работ, выполненных АО «Якутскгеофизика» в 2014-2016 гг., выделено 6 локальных малоамплитудных структур субмеридионального простирания: Белькачинская, Билирская, Тарынг-Эльгинская, Южно-Билирская, Мильская, Тарынгская, из которых наиболее перспективным объектом, на наш взгляд, может быть Белькачинская локальная структура, расположенная на западной окраине АМП. В ее западной периклинали установлен выход нефти на дневную поверхность. Сделан вывод о том, что в долгосрочной перспективе целесообразна постановка вопроса о продолжении исследований продуктивности верхней части малгинской свиты среднего рифея как потенциального объекта добычи сланцевых нефти и газа.

Ключевые слова: Алданская антеклиза, Алдано-Майский прогиб, малгинская свита, доманикоидные отложения, перспективные нефтегазоносные комплексы, сланцевая нефть

Для цитирования: Сафронов А.Ф., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Сивцев А.И. (2019). Перспективы нефтегазоносности Алдано-Майского прогиба. *Георесурсы*, 21(1), с. 64-70. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.64-70>

Введение

Алдано-Майский прогиб (АМП) расположен на территории Республики Саха (Якутия) и Хабаровского края. На севере АМП граничит с Предверхоанским прогибом, на западе и юго-западе он наложен на восточный склон Алданской антеклизы, а на востоке ограничен Нелькано-Кыллахской надвиговой зоной Южно-Верхоанского складчатого пояса.

В результате выполненных к настоящему времени исследований территория Алдано-Майского прогиба покрыта геологической съемкой, аэромагнитными и гравиметрическими исследованиями масштабов 1:1000000 и 1:200000. Электроразведочные работы выполнены в ограниченном объеме. Сейсморазведка проводилась с 1976 по 1979 гг. в модификации методом отраженных волн (МОВ) по однократной системе наблюдений, в период 1980-1984 гг. – методом общей глубинной точки (МОГТ) шести-двенадцатикратного профилирования. В течение 2005-2012 гг. ОАО «Якутскгеофизика» занималась региональными сейсморазведочными исследованиями методом общей глубинной точки (МОГТ-2Д) на Алдано-Майском, Восточно-Алданском, Хандыгском и Юдомо-Майском (Хабаровский край) объектах общим объемом 2910,3 пог. км по методике МОГТ шестидесятикратного профилирования. В 2012-2014 гг. сейсморазведкой в пределах Амгино-Алданского объекта была охвачена незначительная часть рассматриваемой территории (200 пог. км).

Общий суммарный объем сейсмических профилей в пределах АМП составил 5509,3 пог. км, а достигнутая плотность – 0.09 км/км² (в старых границах АМП).

Разрез АМП изучен по данным глубокого бурения в скважинах: Усть-Майская-366, Мокуйская-1, Лахандинская-1, Хочомская-1 и Джебарики-Хаинская.

Отложения по подошве малгинской свиты в современном структурном плане АМП, согласно полученным геолого-геофизическим данным и результатам глубокого бурения, залегают моноклиально и резко погружаются в зоне Нелькано-Кыллахских надвигов (Рис. 1).

Осадочный чехол АМП сложен терригенно-карбонатными образованиями рифей-венд-кембрийского возраста мощностью до 7-8 км. Нижнерифейские отложения представлены красноцветными косослоистыми кварцевыми песчаниками, гравелитами и конгломератами, которые перекрываются доломитами. Среднерифейские отложения в пределах АМП залегают с угловым несогласием на отложениях нижнего рифея. Средне- и верхнерифейские мелководные, морские и лагунно-морские отложения сложены доломитами, известняками, мергелями, песчаниками, алевролитами и сланцами (Нафиков, 2013). На разных стратиграфических уровнях кембрийских и вендских отложений залегают незначительные по мощности терригенные породы (песчаники, алевролиты и аргиллиты) укугутской свиты нижней юры.

По нашим представлениям, в верхнем докембрии и раннем палеозое АМП являлся частью верхнепротерозойско-нижнепалеозойской пассивной континентальной окраины востока Сибирского кратона. В среднем палеозое (средний-верхний девон) эта континентальная окраина

* Ответственный автор: Алексей Иванович Сивцев
E-mail: maraday@yandex.ru

© 2019 Коллектив авторов

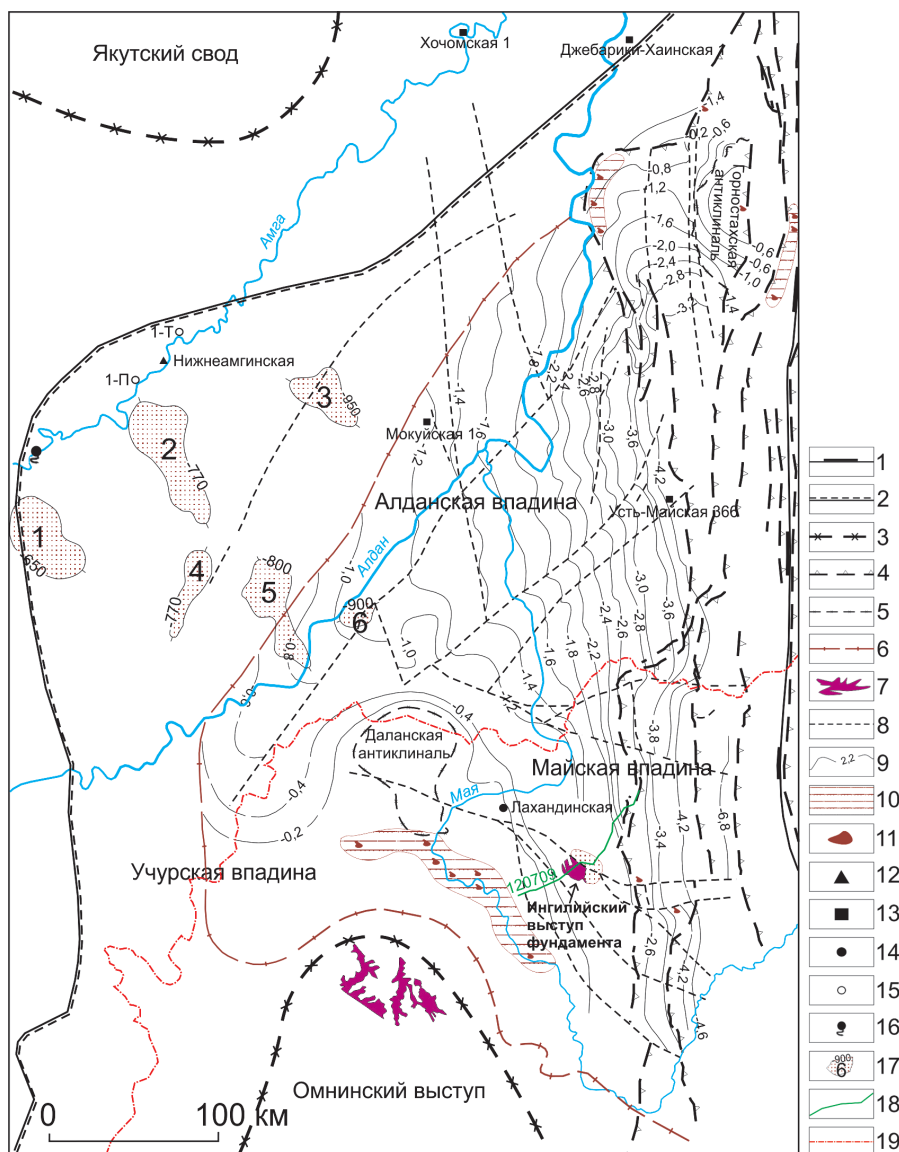


Рис.1. Структурно-тектоническая схема Алдано-Майского прогиба по подошве малгинской свиты (по данным ОАО «Якутскгеофизика» с уточнениями и дополнениями). Границы: 1 – надпорядковых структур, 2 – Алдано-Майского прогиба, 3 – структур I порядка, 4 – Нелькано-Кыллахской зоны; 5 – локальных структур, 6 – выклинивания малгинской свиты; 7 – выходы пород фундамента на дневную поверхность; 8 – тектонические нарушения; 9 – изогипсы подошвы малгинской свиты в км; 10 – зоны выходов горючих сланцев на дневную поверхность; 11 – скальные обнажения горючих сланцев малгинской свиты; скважины: 12 – опорные, 13 – параметрические, 14 – колонковые, 15 – гидрогеологические; 16 – естественный выход нефти; 17 – перспективные структуры по подошве вендских отложений: 1 – Белькачинская, 2 – Билрская, 3 – Тарынг-Эльгинская, 4 – Южно-Билрская, 5 – Мильская, 6 – Тарынгская; 18 – сейсмопрофиль 120709, 19 – административная граница Республики Саха (Якутия).

подверглась рифтогенезу (Сафронов, 2017). В поздней юре – раннем мелу в процессе закрытия Оймяконского океанического бассейна (залива) на рифейско-нижнепалеозойскую моноклиаль были надвинуты тектонические пластины Южно-Верхоянского складчатого пояса.

С позиций нафтидонасыщенности разреза АМП не имеет аналогов среди других зон сочленений платформенной структуры со складчатым поясом по всему периметру Сибирской платформы (Байкало-Патомский складчатый пояс, Таймырская зона, Западно-Верхоянский складчатый пояс). Здесь широко развиты различные нафтидопроявления – от сингенетичной битуминозности до капельно-жидкой нефти, вязких и твердых природных битумов.

Это обусловлено большим количеством факторов, главным из которых, на наш взгляд, является высокая биопродуктивность рифейских бассейнов морской седиментации, в которых происходило накопление в терригенно-карбонатных отложениях органического вещества (ОВ) сапропелевого типа. В качестве неблагоприятного фактора можно отметить отсутствие надежных регионально выдержанных флюидоупоров (соленосных и глинистых пластов), хотя на отдельных участках отмечается оптимальное сочетание залегания субпокровов и коллекторов. Субпокровками в пределах АМП могут

быть глинистые разности карбонатных отложений, алевро-аргиллитовые толщи и т.д. Нужно заметить, что в пределах Непско-Ботубобинской нефтегазоносной области ботубобинский горизонт, содержащий основные запасы нефти и газа, экранируется пачкой (от 17 до 20 м) доломитов с прослоями ангидритов, ангидрито-доломитов.

Вместе с тем территория АМП все еще остается слабоизученной и на всех изданных картах перспектив нефтегазоносности относится к категории малоперспективных.

В разрезе АМП, вслед за В.Л. Ставцевым и др., мы выделяем с некоторыми уточнениями три интервала с благоприятным соотношением материнских пород, коллекторов и экранирующих толщ (Ставцев и др., 1976; Шишкин и др., 2010; Берзин и др., 2011; Нафиков, 2013): малгинско-ципандинский, лахандинский и вендский.

Прежде всего, это верхняя часть разреза малгинской свиты – черные битуминозные известняки толщиной 15-30 м. Обогащенные органическим веществом битуминозные (доманикоидные) породы малгинской свиты многими исследователями рассматриваются как нефтематеринские (Баженова и др., 2011; Баженова, Маргулис, 2014; Чалай и др., 2015). В разрезе свиты у скалы Малгина (р. Мая) мощность доманикоидной пачки составляет 14 м. Снизу вверх в ее составе выделяются массивные

микрозернистые светло-серые битуминозные известняки, изредка с кавернами, заполненными вязким темно-коричневым битумом. Выше по разрезу идет переслаивание массивных, серых, микрозернистых известняков с тонкоплитчатыми, от темно-серых до черных, глинистыми известняками. Нужно заметить, что на северо-востоке АМП, ближе к складчатой зоне, мощность малгинской свиты увеличивается до 400 м, соответственно верхняя битуминозная часть – до 140 м.

С малгинской свитой связывают Майский очаг нефтегазогенерации, который наиболее обогащен ОВ. В рифее Сибирской платформы он был самым продуктивным, но сохранность генерированных углеводородов (УВ) низкая. По оценке Т.К. Баженовой с соавторами, суммарные масштабы эмиграции жидких УВ составляют 204,6 млрд т, газообразных – 73,5 трлн нм³ (Баженова и др., 2011).

Лахандинская серия позднего рифея представлена 2 свитами: нерюенской и игниканской. Серия сложена пестрым комплексом терригенных и карбонатных пород. На южном эродированном борту АМП в верхней трети нерюенской свиты установлены многочисленные линзы закированных песчаников протяженностью в несколько километров, что свидетельствует о широком развитии процессов латеральной миграции.

Вендские отложения, очевидно, не вошли полностью в главную зону нефтеобразования (ГЗН). Возможно, только самые нижние горизонты в процессе накопления нижнеюрских отложений генерировали жидкие УВ. Вместе с тем, в керне Нижнеамгинской скважины, извлеченном из толбинской (аналог бугинской) свиты венда, в интервалах 946-966 м и 980-991 м была отмечена жидкая нефть с пузырьками газа. Нужно отметить, что с вендскими отложениями связаны гигантские и крупные месторождения нефти и газа Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Методы исследований

Комплекс аналитических исследований по геохимии ОВ включал определение содержания органического углерода в породе ($C_{орг}$), горячую экстракцию битумоида (ХБ) из пород хлороформом, определение группового компонентного состава методом колоночной хроматографии, структурно-группового состава ХБ и их фракций методом ИК-Фурье спектроскопии на спектрометре «Protege 460» фирмы «Nicolet» в диапазоне волновых чисел 500-4000 см⁻¹, а также хромато-масс-спектрометрические исследования насыщенных УВ на системе ГХ/МС, включающей газовый хроматограф Agilent 6890, имеющий интерфейс с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent 5973N. В целом, проанализировано 19 образцов из отложений рифея, представляющих разрезы малгинской, ципандинской и лахандинской свит по р. Мая на участке от пос. Нелькан вниз до пос. Аим, и 25 образцов по разрезам от устья Омня по р. Аим (левый приток р. Мая) вниз до устья р. Юдома по р. Мая.

Экспериментальная часть

По данным собственных аналитических исследований и результатам, полученным другими исследователями, в сапропелевых мергелях и известняках малгинской свиты содержание $C_{орг}$ составляет от 0,7 до 6-9%, в

прослоях горючих сланцев оно сопоставимо с таковым в доманикоидных горизонтах 13-15% (Баженова и др., 2011; Баженова, Маргулис, 2014; Чалая и др., 2015). Установлено, что породы малгинской свиты опускались на глубину до 3000 м. Уровень катагенетического преобразования ОВ рифейских пород на южной периферии АМП отвечает термодинамическим условиям главной зоны нефтеобразования – МК₂. По нашим данным выход ХБ на породу составляет от следов до 0,136-0,278% и более высоких значений 0,440-0,530%, что более чем на порядок превышает содержание ХБ в породах вышележащих ципандинской свиты и лахандинской серии отложений. В углеводородном составе ХБ малгинской свиты, как и всех изученных битумоидов по разрезу отложений позднего-среднего рифея, преобладают метаново-нафтеносы УВ – 63-88%. По результатам ГХ/МС состав насыщенных УВ характеризуется доминированием n-алканов (69-80%), низким соотношением изопреноидов к n-алканам (0,1-0,2), близким к единице соотношением нч/ч по всему ряду n-алканов и преобладанием низкомолекулярных гомологов в составе n-алканов с максимумом в области (n-C₁₆₋₁₉). Эти особенности состава насыщенных УВ характерны для аквагенного ОВ, формировавшегося в восстановительной обстановке осадконакопления и диагенеза. Обращает внимание факт присутствия в аргиллите малгинской свиты 12-и 13-метилалканов, которые обнаружены в небольших концентрациях (1,8%) и представлены первыми членами гомологического ряда.

По данным ИК-Фурье спектроскопии в химической структуре ХБ в широком диапазоне варьирует соотношение между содержанием алифатических структур, ароматических циклов и количеством кислородсодержащих групп и связей. Установленные по разрезу малгинской свиты большие вариации в распределении выхода ХБ, содержания масел, смол и асфальтенов в групповом компонентном составе ХБ указывают на присутствие широкой гаммы битуминозных разностей – от сингенетичных и параавтохтонных, эпигенетичных и остаточных битумоидов. Данное обстоятельство можно рассматривать как свидетельство происходивших процессов генерации и эмиграции генерированных нефтематеринскими породами УВ как внутри самой малгинской свиты, так и за ее пределы (Чалая и др., 2015).

В средней части разреза ципандинской свиты отмечаются редкие прослои (0,8-1,2 м) битуминозных разностей с высоким содержанием $C_{орг}$ (2,7-5,3%). Выход ХБ в породах – от следов до средних значений 0,025%. В групповом составе ХБ доминируют асфальтово-смолистые компоненты. Содержание масел составляет 39,8%, что значительно выше среднего значения по малгинской свите (25,8%). В структурно-групповом составе ХБ алифатические соединения преобладают над ароматическими циклами. В углеводородном составе ХБ доминируют алканы нормального строения, в которых относительно низко- и высокомолекулярные гомологи содержатся практически в равных количествах. n-алканы преобладают над изопреноидами.

Резервуаром для малгинских и ципандинских нефтей могли послужить кавернозные доломиты верхней части ципандинской свиты, перекрытые аргиллитами кумахинской свиты верхнего рифея. Верхняя часть ципандинской

свиты отличается высокой кавернозностью. В бассейне р. Ингили в кавернозном горизонте ципандинской свиты на 1 квадратный дециметр поверхности некоторых образцов было отмечено до 10 крупных (не менее 0,5 см в поперечнике) каверн и множество более мелких каверн и трещин, выполненных твердым нафтидом.

В отложениях лахандинской серии свит позднего рифея содержание $C_{орг}$ в породе изменяется в интервале от 1,0 до 4,8%. В целом, содержание $C_{орг}$ ниже по сравнению с образцами из нижележащих малгинской и ципандинской свит. Породы существенно различаются по выходу ХБ от 0,007 до 0,265%. Групповой компонентный состав ХБ с низким содержанием асфальтенов (2,7-2,9%) и высоким содержанием масел (до 55,3%) с преобладанием в их составе метаново-нафтеновых УВ (до 81,2%) скорее всего указывает на эпигенетичный характер битумов (β до 17,4%), которые относятся к классу мальт. Приводимый состав ХБ, на наш взгляд, обусловлен более высокой степенью катагенетической преобразованности ОВ пород лахандинской серии по сравнению с малгинской свитой. По мнению некоторых исследователей, повышенный, не совпадающий со своим региональным уровнем катагенез ОВ определяется локальными тепловыми воздействиями трапповых даек (Лобзакова и др., 1987). Резервуаром для лахандинских нефтей могли служить кварцевые песчаники кандыкской свиты, перекрытые алевролитом-аргиллитовыми разностями этой свиты. Так, в ходе полевых работ в бассейне р. Мая отмечались переслаивания насыщенных полужидкими нафтидами алевролитов и кварцевых песчаников кандыкской свиты.

Вендские карбонатные отложения содержат небольшое количество ОВ – 0,23-0,41%, достигая в отдельных образцах более высоких значений – до 0,90%. В групповом составе ХБ содержание масел варьирует от 46% в синбитумоидах до 69% в эпигенетических разностях ($\beta = 58-108\%$). Количество смол изменяется от 25 до 51%, асфальтенов – от 1,9 до 15,4%. В углеводородном составе преобладают метаново-нафтеновые УВ. Насыщенные УВ характеризуются преобладанием алканов нормального строения, составляющих 72,85% от суммы идентифицированных УВ, а в их составе – относительно низкомолекулярных гомологов с максимумом на nC_{16} - nC_{17} . Содержание изопреноидов – 11%, соотношение пристан/фитан составляет 1,24 в аргиллите и 0,90 в известняке. ХБ вендских отложений характеризуется присутствием 12- и 13-метилалканов, на долю которых приходится около 7%. Резервуаром для вендских нефтей могут служить терригенные отложения сарданинской свиты, перекрытые существенно глинистыми разностями пестроцветной свиты нижнего кембрия.

Результаты и обсуждение

История геологического развития АМП изучена относительно слабо. Вместе с тем, пологое моноклинальное залегание отложений от среднего рифея до среднего кембрия включительно позволяет сделать предположение о том, что в позднем докембрии – раннем палеозое эта территория представляла собой пассивную континентальную окраину, практически лишенную высокоамплитудных пликативных или приразломных структур, которые можно было бы рассматривать в качестве потенциальных ловушек.

В этой связи, определенный интерес представляет собой крупный Ингилийский выступ кристаллического фундамента, начавший обособляться, по-видимому, с раннего рифея (Рис. 2). Здесь на склонах Ингилийского выступа кристаллического фундамента перспективы нефтегазоносности связываются с зонами выклинивания венд-рифейских отложений. Так, в колонковой скважине, пробуренной на северо-восточном склоне выступа с целью оценки на металлоносность, зафиксировано нефтепроявление на глубине 40 м из вендских отложений (устное сообщение С.Ю. Севостьянова, главного геолога АО «Якутскгеофизика», 2015 г.), которое можно рассматривать, как прямой признак наличия залежей нефти в более глубокозалегающих горизонтах.

На современном уровне изученности строения и истории геологического развития данной территории трудно однозначно говорить о механизме обособления этого тектонического элемента. Скорее всего, это или результат более медленного погружения этого выступа кристаллического фундамента на фоне общего погружения структуры пассивной континентальной окраины или конседиментационного воздымания этого блока. Но в том или ином случае, поверхность этого выступа не была ареной сколько-нибудь масштабной седиментации. В течение всего последующего временного периода на восточном склоне этого выступа выклинивались слои рифейских отложений, образуя своеобразную структуру прилегания, которая могла играть роль ловушки для мигрировавших с востока УВ. К концу позднерифейского времени Ингилийский выступ кристаллического фундамента представлял собой крупный высокоамплитудный блок (более 1000 м) площадью более 2 тыс. кв. км (Рис. 2). По нашим представлениям, большая часть территории АМП представляла собой в позднем докембрии – раннем палеозое «зону транзита» углеводородов, генерированных в пределах этой пассивной континентальной окраины. Поэтому значительные объемы УВ, мигрировавших из зон генерации, были «размазаны» как в пластах-коллекторах, представленных преимущественно кавернозно-порово-трещинными карбонатными породами. Исходя из анализа геологического развития АМП, являвшегося в позднем докембрии – раннем палеозое частью обширной восточной пассивной континентальной окраины, характера строения и состава рифей-вендского разреза, широкого развития на территории нафтидопроявлений разного характера и масштаба, можно однозначно утверждать о

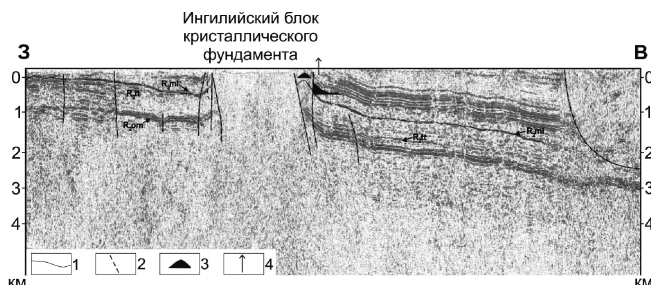


Рис. 2. Субширотный сейсмогеологический профиль 120709 через центральную часть Ингилийского блока кристаллического фундамента (по данным ОАО «Якутскгеофизика»). 1 – подошва малгинской свиты среднего рифея, 2 – тектонические нарушения, 3 – предполагаемые залежи нефти, 4 – место бурения колонковой скважины.

широком развитии процессов латеральной и вертикальной миграции УВ на рассматриваемой территории. УВ, генерированные в рифейских отложениях, могли мигрировать в западном направлении по региональному воздыманию пластов, которое сохранялось в течение длительного отрезка времени.

Полученные в последние годы (2014-2016 гг.) результаты сейсморазведочных работ показали продолжение приплатформенного крыла АМП до среднего течения р. Амга, что позволяет расширить его территорию (Рис. 1). Данное обстоятельство объясняет природу наличия нефтенасыщенных пластов в среднем течении р. Амга за счет латеральной миграции из АМП и делает район среднего течения р. Амги главной зоной аккумуляции УВ, образованных в Майском очаге генерации.

Вещественным подтверждением латеральной миграции УВ из зон генерации можно рассматривать установление нефтенасыщенности вендских доломитов в Нижнеамгинской скважине и капельножидкой нефти танхайской свиты среднего кембрия в ряде гидрогеологических скважин, пробуренных в 70-80 гг. прошлого столетия по правобережью р. Амга (Рис. 1) на глубинах 282 м и 83 м (Каширцев и др., 2004). В 2012 г. южнее района этих скважин сотрудниками Института проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН в пойме р. Амга был обнаружен естественный выход нефти (Сафронов и др., 2014).

В качестве вещественных следов латеральной и вертикальной миграции УВ можно привести многочисленные нефтидопроявления, например, в бассейне р. Мая, в 50 км выше устья р. Юдома на протяжении не менее 100 км. В Лахандинской скважине, пробуренной на р. Бол. Лаханде – правом притоке р. Мая, в 6 км от устья, из отложений малгинской свиты среднего рифея с интервала 510,83-513,17 м был поднят керн с включениями капельножидкой нефти светло-желтого цвета. К сожалению, результаты анализа нефти не сохранились. Здесь же, в верховьях р. Лаханда, среди известняков лахандинской серии выявлен 2-метровый пласт среднезернистых черных кварцевых песчаников, содержащих 10,2-13,1 % битума типа асфальтита. При горении битум вскипает, превращаясь в легкоподвижную жидкость (Дымович и др., 2012).

По результатам сейсморазведочных работ АО «Якутскгеофизика» (2014-2016 гг.) выделены структурные ловушки в приплатформенной части АМП (Рис.1). Здесь на современном уровне изученности установлены 6 локальных малоамплитудных антиклинальных структур субмеридионального простирания: Белькачинская, Билирская, Тарынг-Эльгинская, Южно-Билирская, Мильская, Тарынгская. Наиболее перспективным объектом из них, на наш взгляд, представляется Белькачинская локальная структура, расположенная на западной окраине АМП. На северной периклинали данной структуры установлен выход нефти на дневную поверхность (Сафронов и др., 2014). По нашим представлениям, Белькачинская структура в течение венда, и всего палеозоя занимала наиболее высокое гипсометрическое положение.

Наиболее перспективным участком Хабаровской части АМП является зона выклинивания верхнерифейских отложений, приуроченная к восточному склону Ингилийского выступа кристаллического фундамента (Рис. 2).

В 2014 году закончена бурением Усть-Майская параметрическая скважина №366 в пределах АМП в непосредственной близости от Кыллахского поднятия. Скважина вскрыла осадочные отложения верхнего рифея, венда, нижнего-среднего кембрия, нижней-средней юры и квартера. Вскрытый геологический разрез рифейской части существенно отличается от проектного. Установлено присутствие пород усть-кирбинской свиты (251 м) и увеличение мощности кандыкской свиты с 670 м проектных до 1100 м фактических, что показало увеличение глубин залегания кровли игниканской и нерюенской свит на 750 м и 740 м, соответственно. В верхней части разреза также отмечается увеличение разреза на 269 м (юра +450 м, кембрий -330 м, венд +149 м). Таким образом, из-за некорректно принятых скоростных характеристик разреза прикладчатого крыла АМП, обусловленных слабой изученностью района, скважина №366 не достигла проектного горизонта – малгинской свиты.

По результатам бурения Усть-Майской параметрической скважины №366 не было открыто месторождение нефти и газа. Вместе с тем результаты обработки полученных материалов подтверждают высокие перспективы нефтегазоносности АМП (Соболев и др., 2017): подтверждение наличия куонамского нефтематеринского комплекса нижнего-среднего кембрия (иниканская свита), присутствие многочисленных нефтидопроявлений на уровне сарданинской свиты венда и кандыкской свиты верхнего рифея, а также выявление в разрезе верхней части лахандинской серии вероятных нефтематеринских пород.

В связи со стремительным развитием технологий добычи сланцевых нефти и газа кроме вышеприведенных перспектив нефтегазоносности определенный интерес может представлять верхняя часть разреза малгинской свиты. Как было установлено, в рифее Сибирской платформы Майский очаг нефтегазогенерации был самым продуктивным (Баженова и др., 2011; Баженова, Маргулис, 2014). По целому ряду геологических и геохимических показателей верхняя часть разреза малгинской свиты многими исследователями относится к типичной доманикоидной формации. К этой же группе относятся баженовская свита Западной Сибири, прогнозные запасы сланцевой нефти которой оцениваются в 22 млрд т, куонамская формация восточной части Сибирской платформы, кукерситы Эстонии и Ленинградской области и, собственно, доманикоидная формация, развитая на востоке Русской платформы в Предуральском прогибе.

Заключение

Наличие благоприятных высокопродуктивных нефтематеринских доманикоидных отложений рифея, широкое развитие различных нефтидопроявлений – от сингенетичной битуминозности до капельножидкой нефти, вязких и твердых природных битумов, а также наличие только субпокрышек указывают на перспективы открытия в пределах АМП преимущественно скоплений жидких УВ.

Наличие жидкой нефти и обильных признаков миграционных процессов на уровне верхнерифейских и вендских отложений в эродированных южных частях прогиба позволяет высоко оценить перспективы нефтегазоносности закрытой западной периферии АМП. Последние полученные сейсморазведочные данные позволяют расширить

западную периферию приплатформенной части АМП до среднего течения р Амга, где установлены многочисленные вещественные доказательства наличия жидких УВ.

Первоочередной интерес при дальнейших нефтегазопроисковых работах представляют закартированные локальные малоамплитудные антиклинальные структуры субмеридионального простирания на западной приплатформенной части АМП, где в непосредственной близости от одной из них обнаружен поверхностный выход нефти в кембрийских отложениях. Здесь ожидаются скопления нефти с повышенной плотностью в структурно-литологических ловушках.

Благодарности

Авторы выражают искреннюю благодарность рецензенту, доктору геолого-минералогических наук, профессору Евгении Емельяновне Карньюшиной за ценные замечания и пожелания по доработке рукописи, позволившие существенно улучшить содержание работы.

Работа выполнена в рамках выполнения проекта ФНИ СО РАН «Геологическое строение, геохимия органического вещества и перспективы нефтегазоносности потенциально нефтегазоносных территорий Восточной Якутии и шельфа Восточно-Сибирского моря».

Литература

- Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. (2011). Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности её домезозойского мегабассейна. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 6(2). http://ngtp.ru/rub/2011/17_2011.html
- Баженова Т.К., Маргулис Л.С. (2014). Нефтегазообразование в Алдано-Майском бассейне Сибирской платформы. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9(4). https://doi.org/10.17353/2070-5379/44_2014
- Берзин А.Г., Оболкин А.Г., Севостьянов С.Ю., Егшин А.А., Дьяконова В.А. (2011). Новые данные по геологии Алдано-Майского прогиба. *Отечественная геология*, 6, с. 21-26.
- Дымович В.А., Васькин А.Ф., Опалихина Е.С., Кисляков С.Г., Атращенко А.Ф., Романов Б.И., Зелепугин В.Н., Шаров Л.А., Леонтьева Л.Ю. (2012). Государственная Геологическая карта Российской Федерации. 1:1000000 (третье поколение). Серия Дальневосточная. Лист О-53 – Нелькан. Объяснительная записка. СПб: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 364 с.
- Каширцев В.А., Сафронов А.Ф., Микуленко К.И., Зуева И.Н., Чалая О.Н. (2004). Геохимия венд-кембрийских нефтепроявлений Лено-Амгинского междуречья (Сибирская платформа). *Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы: Сб. научных статей*. Якутск: ЯФ СО РАН, с. 156-167.
- Лобзакова Т.В., Баженова Т.К., Бочковская А.В., Зуева И.Н., Парпарова Г.М., Чалая О.Н. (1987). Органическое вещество нефтегазоматеринских формаций кембрия и верхнего докембрия востока Сибирской платформы, его генетическая природа и история преобразования. *Геология и геохимия нефтегазоносных и угленосных районов Якутии: Сб. науч. тр.* Якутск: ЯФ СО АН СССР, с. 86-99.
- Нафиков И.Ф. (2013). Особенности геологического строения и нефтегазоносности Алдано-Майской впадины. *Нефтегазовая геология*.

Теория и практика, 8(3). https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2013

Сафронов А.Ф. (2017). История геологического развития шельфа Восточно-Сибирского моря. *Наука и образование*, 1, с. 7-12.

Сафронов А.Ф., Чалая О.Н., Зуева И.Н., Александров А.Р. (2014). Естественный выход нефти в пойме р. Амга. *Геология и геофизика*, 55(11), с. 1661-1666. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.10.006>

Соболев П.Н., Шиганова О.В., Дыхан С.В., Ахметова А.Р. (2017). Новые данные о перспективах нефтегазоносности Алдано-Майской впадины. *Геология и геофизика*, 58(3-4), с. 643-656. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2017.03.002>

Ставцев А.Л., Потапов С.В., Неволин Б.С., Гудзенко В.Т. (1976). Стратиграфия осадочного чехла восточных склонов Алданского шита в связи с нефтегазоносностью. *Советская геология*, 3, с. 23-33.

Шишкин Б.Б., Берилко Г.А., Соболев П.Н., Старосельцев В.С., Страхов А.Н. (2010). Строение и перспективы нефтегазоносности Алдано-Майской впадины. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 4, с. 26-40.

Чалая О.Н., Зуева И.Н., Сафронов А.Ф., Глянцева Ю.С., Лифшиц С.Х. (2015). Геохимия органического вещества рифейских отложений востока Алданской антеклизы. *Чёрные сланцы. Геология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья: Материалы Всероссийской научной конференции*. Якутск: Инф. центр Ахсаан, с. 200-204.

Сведения об авторах

Александр Федотович Сафронов (23.12.1940-10.05.2017) – главный научный сотрудник, доктор геол.-мин. наук, член-корр. РАН, Лаборатория геологии месторождений нефти и газа, Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН

Россия, 677980, Якутск, ул. Петровского, д. 2

Ольга Николаевна Чалая – зав. лабораторией, канд. геол.-мин. наук, Лаборатория геохимии каустобиолитов, Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН

Россия, 677980, Якутск, ул. Петровского, д. 2

E-mail: o.n.chalaya@ipng.ysn.ru

Ираида Николаевна Зуева – ведущий научный сотрудник, канд. геол.-мин. наук, Лаборатория геохимии каустобиолитов, Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН

Россия, 677980, Якутск, ул. Петровского, д. 2

E-mail: i.n.zueva@ipng.ysn.ru

Алексей Иванович Сивцев – старший научный сотрудник, канд. геол.-мин. наук, Лаборатория геохимии каустобиолитов, Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН

Россия, 677980, Якутск, ул. Петровского, д. 2

E-mail: maraday@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 03.04.2018;

Принята к публикации 06.11.2018;

Опубликована 30.03.2019

IN ENGLISH

Oil and gas potential of the Aldan-Maya depression

*A.F. Safronov, O.N. Chalaya, I.N. Zueva, A.I. Sivtzev**

Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russian Federation

**Corresponding author: Aleksey I. Sivtzev, e-mail: maraday@yandex.ru*

Abstract. The prospects of oil and gas potential of the Aldan-Maya depression, located in the south-eastern part of the Siberian platform, are considered. The lithological-

stratigraphic characteristic of the Riphean-Cambrian section has been given, and the compositional features of the organic matter and its bituminous part have been considered. Based on

the analysis of geological development history and the seismic exploration results (2014), the platform part territory of the Aldan-Maya depression along the western border expanded to the middle flow of the Amga River. Three main oil and gas potential reservoirs were separated in the cross section of the depression on base geological and geochemical data. The most prospective areas are the middle flow of the Ingili River (the right inflow of the Maya River), where crystal basement is on the surface (Khabarovsk region), and row anticline structures at adjacent platform part near the Aldan-Amga interfluvium of the Republic of Sakha (Yakutia).

According to the seismic exploration data of “Yakutskgeofizika” OJSC (2014-2016), six local low-amplitude structures of submeridional strike were identified: Belkachy, Bilir, Taryng-Elga, South-Bilir, Mil, Taryng. In our opinion the Belkachy local structure located on the western margin of the Aldan-Maya depression could be the most prospective object. In its western pericline, an oil seepage is detected on the surface. In conclusion we suggest at a long-term perspective to prolong research on oil and gas potential of the upper part of the Malgin suite of the Middle Riphean as a prospective area of shale oil and gas.

Key words: Aldan antecline, Aldan-Maya depression, Malgin suite, domanicoid deposits, prospective oil and gas bearing complexes, shale oil

Acknowledgements

The authors are sincerely grateful to the Reviewer, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor Yevgenia Ye. Karnushina (Lomonosov Moscow State University) for valuable comments and recommendations, which have been very helpful in improving the manuscript.

The work was performed in the framework of the FNI SB RAS Project “Geological structure, geochemistry of organic matter and oil and gas potential of potentially oil and gas bearing territories of Eastern Yakutia and the East Siberian Sea shelf”.

Recommended citation: Safronov A.F., Chalaya O.N., Zueva I.N., Sivtzev A.I. (2019). Oil and gas potential of the Aldan-Maya depression. *Georesursy = Georesources*, 21(1), pp. 64-70. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.64-70>

References

- Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. (2011). Upper Proterozoic formations of Siberian platform – main source of oil and gas of Pre-Mesozoic megabasin. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 6(2). http://ngtp.ru/rub/2011/17_2011.html (In Russ.)
- Bazhenova T.K.I., Margulis L.S. (2014). Oil and gas formation in the Aldan-Maya basin (Eastern Siberia). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 9(4). https://doi.org/10.17353/2070-5379/44_2014 (In Russ.)
- Berzin A.G., Obolkin A.P., Sevostyanov S.Yu., Egoshin A.A., Dyakonova V.A. (2011). New geological data on the Aldan Mayan depression. *Otechestvennaya geologiya*, 6, pp.21-26. (In Russ.)
- Chalaya O.N., Zueva I.N., Safronov A.F., Glyaznetsova Yu.S., Lifshits S.Kh. (2015). Geochemistry of organic matter in the Riphean deposits of the east of the Aldan Antecline. *Chernye slantsy. Geologiya, geokhimiya, znachenie dlya neftegazovogo kompleksa, perspektivy ispol'zovaniya kak al'ternativnogo uglevodородnogo syr'ya: Materialy Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii* [Proc. All-Russ. Sci. Conf.: Black shales. Geology, geochemistry, importance for the oil and gas complex, prospects for use as an alternative hydrocarbon resources]. Yakutsk: Akhsaan Inf. Center, pp. 200-204. (In Russ.)

Dymovich V.A., Vas'kin A.F., Opalikhina E.S., Kislyakov S.G., Atrashenko A.F., Romanov B.I., Zelepugin V.N., Sharov L.A., Leont'eva L.Yu. (2012). State Geological Map of the Russian Federation. 1:1000000. Far Eastern series. St.-Petersburg: VSEGEI Cartographic Factory, 364 p. (In Russ.)

Kashirtsev V.A., Safronov A.F., Mikulenko K.I., Zueva I.N., Chalaya O.N. (2004). Geochemistry of the Vendian-Cambrian oil shows of the Lena-Amginsky interfluvium (Siberian platform). *Aktual'nye voprosy geologii nefti i gaza Sibirskoi platformy: Sb. nauchnykh statei* [Current issues of oil and gas geology of the Siberian platform: Coll. papers]. Yakutsk, YaF SB RAS, pp. 156-167. (In Russ.)

Lozbakova T.V., Bazhenova T.K., Bochkovskaya A.V., Zueva I.N., Parparova G.M., Chalaya O.N. (1987). The organic matter of the oil and gas source formations of the Cambrian and the Upper Precambrian of the east of the Siberian platform, its genetic nature and history of transformation. *Geologiya i geokhimiya neftegazonosnykh i uglunosnykh raionov Yakutii: Sb. nauch. tr.* [Geology and geochemistry of oil and gas and coal-bearing areas of Yakutia: Coll. papers]. Yakutsk: YaF SB RAS USSR, pp. 86-99. (In Russ.)

Nafikov I.F. (2013). Geological structure and petroleum potential of Aldan-Maya depression (Siberian platform). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 8(3). https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2013 (In Russ.)

Safronov A.F. (2017). Geological History of the Shelf of The East Siberian Sea. *Nauka i obrazovanie*, 1, pp. 7-12. (In Russ.)

Safronov A.F., Chalaya O.N., Zueva I.N., Aleksandrov A.R. (2014). A natural oil seep in the floodplain of the Amga River (Siberian Platform). *Russian Geology and Geophysics*, 55(11), pp. 1316-1320. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.10.006> (In Russ.)

Shishkin B.B., Berilko G.A., Sobolev P.N., Starosel'tsev V.S., Strakhov A.N. (2010). The structure and oil and gas potential of the Aldan-May basin. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 4, pp. 26-40. (In Russ.)

Sobolev P.N., Shiganova O.V., Dykhan S.V., Akhmedova A.R. (2017). New data on the petroleum potential of the Aldan-Maya depression. *Russian Geology and Geophysics*, 58(3-4), pp. 529-540. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2017.03.002> (In Russ.)

Stavtsev A.L., Potapov S.V., Nevolin B.S., Gudzenko V.T. (1976). Stratigraphy of the sedimentary cover of the eastern slopes of the Aldan shield in connection with petroleum potential. *Sovetskaya geologiya*, 3, pp. 23-33. (In Russ.)

About the Authors

Alexander F. Safronov (23.12.1940-10.05.2017) – Chief Researcher, DSc (Geology and Mineralogy), Corresponding member of the Russian Academy of Sciences, Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

2, Petrovsky st., Yakutsk, 677980, Russian Federation

Olga N. Chalaya – Head of the Kaustobiolite Geochemistry Laboratory, PhD (Geology and Mineralogy), Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

2, Petrovsky st., Yakutsk, 677980, Russian Federation

E-mail: o.n.chalaya@ipng.ysn.ru

Iraida N. Zueva – Leading Researcher, PhD (Geology and Mineralogy), Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

2, Petrovsky st., Yakutsk, 677980, Russian Federation

E-mail: i.n.zueva@ipng.ysn.ru

Alexei I. Sivtzev – Senior Researcher, PhD (Geology and Mineralogy), Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

2, Petrovsky st., Yakutsk, 677980, Russian Federation

E-mail: maraday@yandex.ru

Manuscript received 3 April 2018;

Accepted 6 November 2018;

Published 30 March 2019