

ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКО-ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ОБРАЗОВАНИЙ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.Л. Шустер, С.А. Пуанова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

В условиях наметившегося тренда снижения добычи нефти и прироста запасов из «традиционных» меловых и верхнеюрских отложений основного региона России по добыче углеводородов – Западной Сибири, рассмотрены перспективы нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и, главным образом, образований фундамента. Именно с фундаментом, наряду с отложениями баженовской свиты, мы связываем возможный значительный прирост ресурсов нефти (газа) в Западной Сибири. При оценке перспектив нефтегазоносности фундамента основное внимание в исследованиях было уделено изучению строения, в том числе фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов и геохимическим условиям формирования залежей нефти (газа). По результатам оценки предложены наиболее благоприятные направления геологоразведочных работ, дан отдельный прогноз углеводородов.

Ключевые слова: Западная Сибирь, фундамент, доюрские отложения, залежи нефти и газа, нефтегазоносность, породы-коллекторы, геохимические условия, микроэлементы, нефтегенерационный потенциал

DOI: 10.18599/grs.18.4.13

Для цитирования: Шустер В.Л., Пуанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности Юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 2. С. 337-345. DOI: 10.18599/grs.18.4.13

Экономическая безопасность России базируется все последние годы на нефтегазовой отрасли, за счет чего формируется более половины бюджета страны. И такая тенденция видимо сохранится на ближайшие десятилетия.

Добыча нефти увеличивается из года в год, растет экспорт нефти (с нефтепродуктами), который в 2015 г. вырос на 27 млн т и достиг 416 млн т. Рост добычи нефти и газа вызывает необходимость роста запасов и ресурсов нефти и газа.

Одним из основных регионов России по добыче нефти и газа является Западная Сибирь. Восполнение добычи нефти и газа приростом запасов и ресурсов в Западной Сибири является одной из главных задач нефтегазового комплекса страны на ближайшую перспективу в 20-30 лет.

В Западной Сибири основные запасы нефти сосредоточены в меловых и верхнеюрских отложениях. К новым перспективным объектам (направлениям геологоразведочных работ) отнесены базальные слои нижней и средней

юры и зоны выклинивания юрских горизонтов (на севере территории), осадочные и вулканогенно-осадочные породы триаса, выполняющие грабенообразные впадины (здесь открыто крупное нефтяное Рогожниковское месторождение), образования коры выветривания и зоны разуплотнённых пород фундамента.

Перспективам нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири посвящено значительное количество публикаций, в том числе (Шустер, 2003, 2008; Шустер, Пуанова, 2011; 2013, 2014; Шустер и др., 2011; 2014; Пуанова, Шустер, 2012; Дмитриевский и др., 2012; Шустер, Дзюбло, 2012).

Доюрский комплекс Западной Сибири состоит из трех подкомплексов (Табл. 1).

В переходном комплексе на Красноленинском своде, в Нюрольской впадине открыт ряд месторождений нефти, в том числе, средних по запасам в триасовых (пермтриасовых) отложениях в вулканогенно-терригенных, карбонатных породах. Полоса развития триасовых отло-

| Подкомплекс | Возраст | Состав пород | Тип пустотности | Глубина залегания (км) |
|-----------------------------|---|--|----------------------|------------------------|
| Переходный (промежуточный) | триас, верхняя пермь | вулканогенно-терригенные породы (туринская серия), известняки и доломиты | порово-каверновый | 1,5-2,5 |
| Складчатое основание | палеозой | метаморфические, магматические дислоцированные породы | трещинно-кавернозный | 1,6-3,0 |
| Консолидированный фундамент | архей-протерозойский, а в центре бассейна – субокеанический (триасовый) | магматические (с преобладанием гранитоидов) | трещинно-кавернозный | 5-6 |

Табл. 1. Схематический разрез доюрского комплекса Западной Сибири.

жений протягивается от Красноленинского свода широкой полосой протяженностью 1000 км на северо-запад территории Западной Сибири, которая является перспективной на нефть и газ.

На севере Западной Сибири в разрезе глубокозалегающих горизонтов перспективы нефтегазоносности связаны с песчано-алевритистыми телами в отложениях нижней и средней юры и с корой выветривания, залегающими на глубинах 3-4 км (Шустер, 2014).

Лучшими ФЕС обладают породы оксфордского и батского ярусов. Карбонатные отложения малышевского комплекса (пласт Ю_{2,3}), залегающие на глубине 3950 м (а.о), по-видимому, регионально нефтегазоносны.

На Нурминском, Обручьевском и Русановском мегавах, в акватории Обской губы значительные перспективы обнаружения залежей углеводородов связаны как с нижне-среднеюрскими, так и с палеозойскими отложениями.

На границе осадочного чехла и фундамента в Западной Сибири открыто более 50 залежей нефти (газа) и, кроме того, получено около 50 признаков нефти.

Значительный вклад в изучение проблемы геологического строения и нефтегазоносности фундамента внесен рядом российских (советских) и зарубежных исследователей, в первую очередь, французским геологом Рагеном (1979), Р.Х. Муслимовым (1996, 2014) и геологами его школы; М.Н. Осиповым (1982) и другими.

С относительной степенью достоверности о нефтегазоносности фундамента на сегодня известно следующее (хотя ряд положений и продолжает дискутироваться):

- глобальная нефтеносность фундамента;
- сложное неоднородное геологическое строение;

- резкая изменчивость по площади и разрезу фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и нефтенасыщенности пород;

- на ряде нефтяных месторождений ФЕС пород (и нефтенасыщение) сохраняются по разрезу скважин в породах фундамента на значительные глубины от поверхности (до 2 км на месторождении Белый Тигр, Вьетнам);

- нами предложен возможный механизм формирования скоплений нефти в фундаменте: за счет миграции углеводородов нефтяного ряда из прилегающих к фундаменту осадочных материнских толщ, обогащенных РОВ; по альтернативной версии – месторождения нефти в фундаменте формируются за счет глубинных флюидов;

- флюидоупорами для залежей УВ в фундаменте могут быть как региональные глинисто-аргиллитовые или карбонатные породы (как в Западной Сибири), так и зональные или локальные плохопроницаемые гранитоиды (месторождение Белый Тигр) и/или эффузивные породы;

- достаточно высокий нефтегазогенерационный потенциал облекающих выступы фундамента осадочных материнских толщ в Западной Сибири позволяет оценивать перспективы фундамента как благоприятные для формирования крупных скоплений нефти и газа.

Новые геолого-геофизические и геохимические данные по глубоким горизонтам Западной Сибири, а также современные инновационные технологии интерпретации этих материалов позволяют с достаточной степенью уверенности обосновать высокие перспективы нефтегазоносности нижнего (доюрского) этажа, в том числе, образований фундамента.

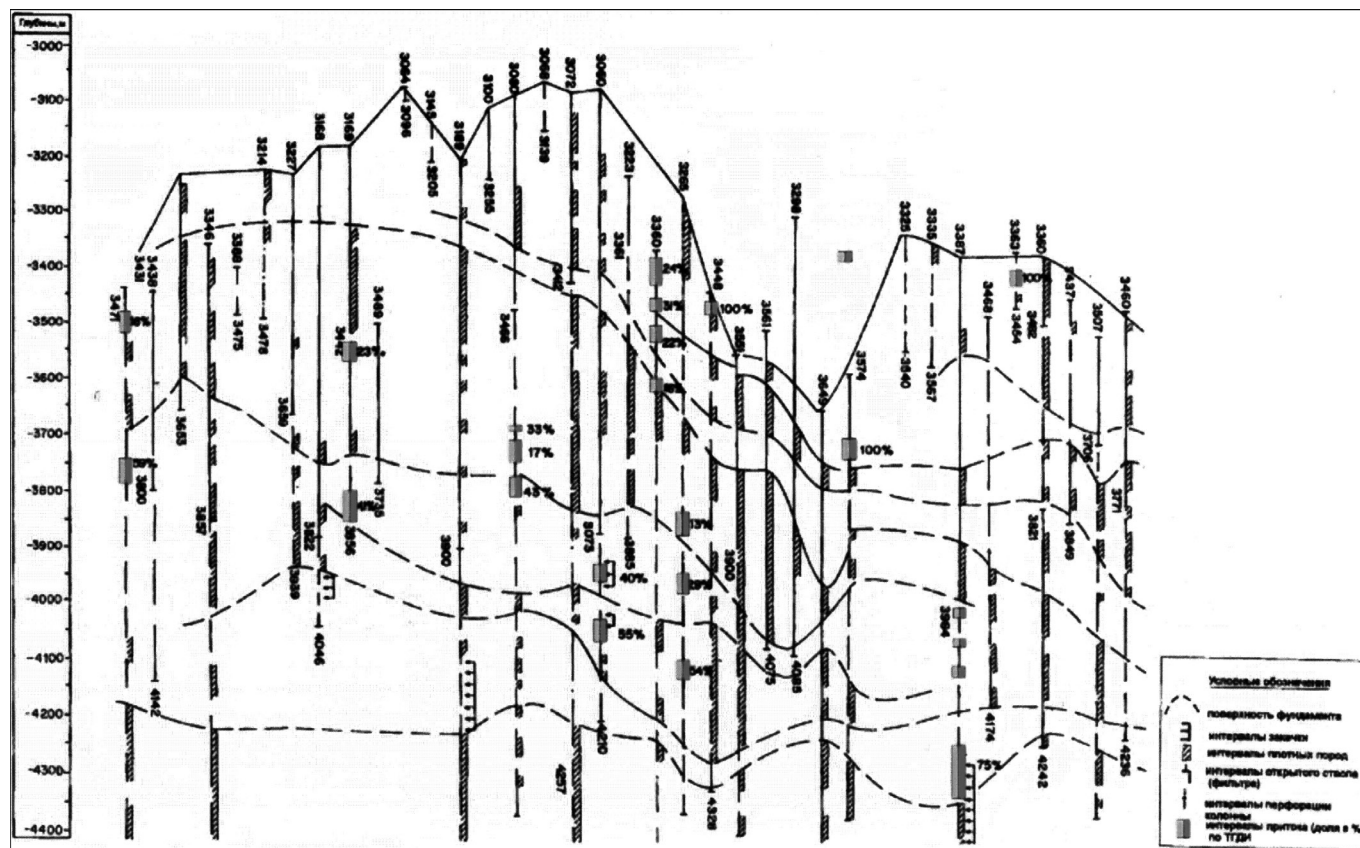


Рис. 1. Месторождение Белый Тигр. Микронеоднородность трещиноватого резервуара (данные сейморазведки 3D, ГИС, промыслово-геологические и гидродинамические) (Шустер, 2003).

Остановимся на двух наиболее дискуссионных и важных геологических факторах оценки перспектив нефтегазоносности образований фундамента. Это распространение в толще фундамента пород-коллекторов (и их нефтенасыщение) и геохимическая оценка нефтегазогенерационного потенциала осадочных материнских толщ, облекающих выступы фундамента.

Авторами достаточно детально изучены материалы по вьетнамским нефтяным месторождениям в образованиях фундамента в период работы в Российско-Вьетнамском совместном предприятии (1991-1995 гг.) во Вьетнаме. Были обоснованы возможный механизм формирования залежи нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр, модель строения этой залежи (Шустер, 2003). Была установлена резкая фильтрационно-ёмкостная неоднородность строения гранитоидного массива и спорадическая нефтеносность залежи (Рис. 1, 2). Были установлены следующие особенности строения кристаллического фундамента. В результате неравномерного остывания плутона, тектонических процессов, происходящих периодически в период существования гранитного массива, влияния на пустотность глубинных агрессивных растворов и других геологических факторов современные фильтрационно-ёмкостные свойства фундамента месторождения Белый Тигр, установленные в пробуренных скважинах, отличаются резкими изменениями как по разрезу скважины, так и по площади структуры. Причем, пустотность пород как правило, трещинная или трещинно-кавернозная, распространена крайне неравномерно и до значительных глубин от поверхности фундамента, до 2000 м на отдельных участках (Рис.1). Такая же закономерность установлена по большому фактическому материалу в Татарстане Р.Х. Муслимовым (1996). Ещё одна особенность строения фундамента, установленная на месторождении Белый Тигр, – это обнаружение первых пород-коллекторов на

значительных (300-500 м, в среднем) глубинах от поверхности фундамента на отдельных участках залежи нефти (в частности на Северном своде месторождения Белый Тигр, а также на месторождениях Кыулонг, Дайхунг, Вьетнам). Это явление можно объяснить неравномерным остыванием плутона, более быстрым на контакте с «холодными» осадочными породами, процессами выветривания и влиянием глубинных гидрохимических растворов, «залечивающих» трещины и каверны.

Кроме того, выявлена важная особенность распространения нефтенасыщенных интервалов в залежи фундамента. В более, чем 20 скважинах проведены термогидродинамические исследования, с помощью которых выявлены интервалы притока нефти в скважинах. В опробованных 500-800-метровых частях разреза в открытом стволе этих скважин установлены 20-40 метровые интервалы притока нефти, к которым приурочена основная часть (60-80 %) дебита нефти скважины. То есть, в толще фундамента распространены зоны или участки максимального нефтесодержания (Рис. 1). Сейсморазведка МОГТ ЗД, проведенная на площади месторождения Белый Тигр, позволила в 1990-х годах закартировать только поверхность (глубину распространения) пород-коллекторов. Внутреннее строение толщи было условно закартировано по данным бурения (материалы ГИС, керн, результаты опробования скважин).

Нами такая модель названа неравномерно-ячеистой (Шустер, 2003). Предполагаемая модель строения вполне может быть адаптирована для условий Западной Сибири.

В Западной Сибири на многочисленных нефтяных месторождениях и во вновь пробуренных сверхглубоких скважинах (СГ-6 и СГ-7) и по керну, и по материалам ГИС установлена трещинно-кавернозная, трещинно-каверново-поровая пустотность не только в верхней части фундамента (коре выветривания), но и в разуплотнённых породах, расположенных на больших глубинах,

значительно ниже поверхности фундамента (Хахаев и др., 2008; Курышева, 2005). Новые технологии сейсморазведки (с использованием рассеянных волн) позволяют сегодня картировать зоны и участки распространения пород-коллекторов в толще фундамента (Рис. 3, 4).

Уникальность этой новой технологии сейсморазведки связана с тем, что эти волны представляют собой отклик от скоплений множества неоднородностей, какими являются трещины и каверны, заполненные газом или флюидом, на падающий фронт упругой волны. Главной особенностью рассеянных волн является их низкая интенсивность относительно других типов волн, регистрируемых при проведении сейсморазведки.

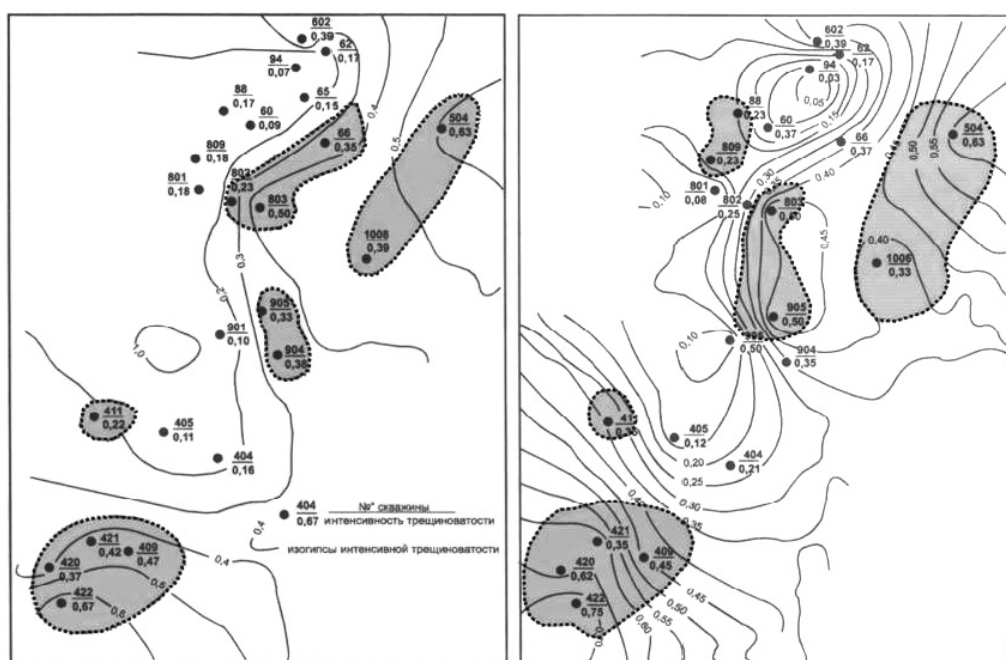


Рис. 2. Месторождение Белый Тигр. Распространение трещиноватости пород фундамента: а) распределение интенсивности трещиноватости вскрытого фундамента (данные ВИНГ, 1994 г.), б) распределение интенсивности трещиноватости в интервале 200 м ниже кровли фундамента (данные ВИНГ, 1994 г.).

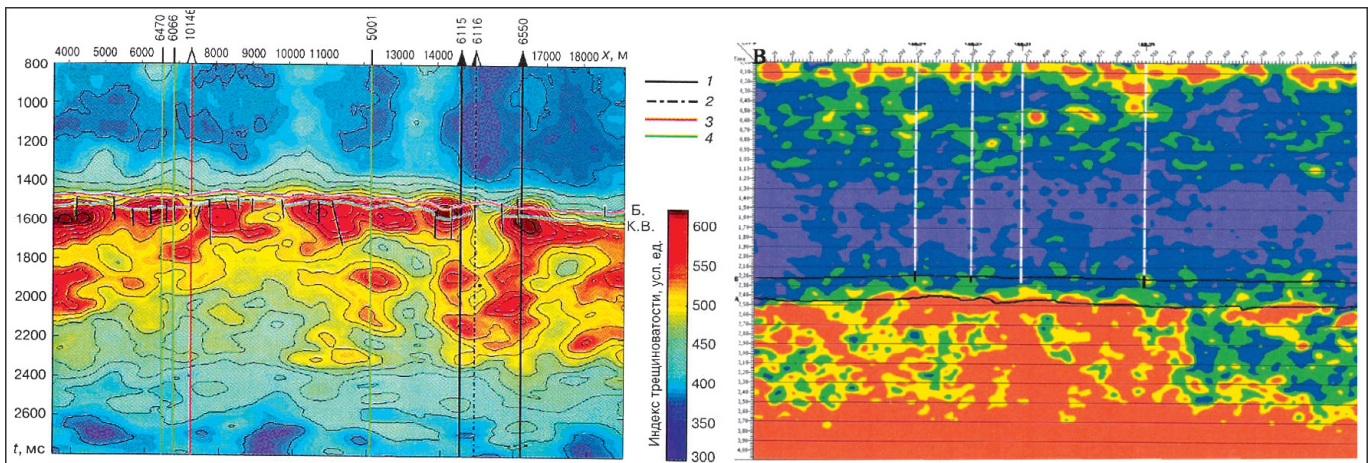


Рис. 3. А) Вертикальный разрез поля трещиноватости вдоль профиля с вынесенными скважинными результатами испытаний коры выветривания: 1 – приток нефти; 2 – пленка нефти; 3 – сухо; 4 – испытание не проводилось. Северо-Даниловское месторождение (Курьянов и др., 2008). Б) Разрез энергии рассеянных волн, полученный методом волнового ОГТ. Усть-Балыкское месторождение (Кремлев и др., 2008).

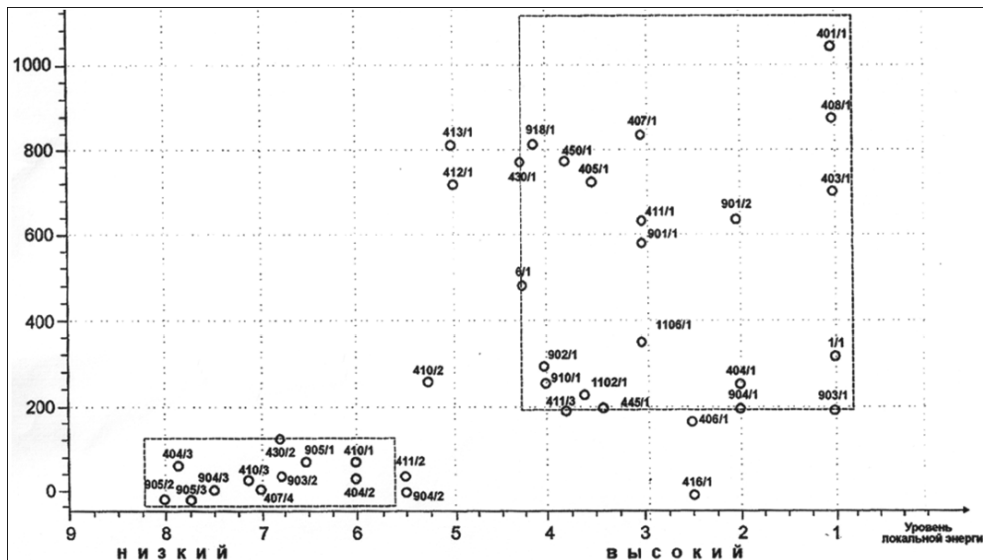


Рис. 4. Взаимосвязь локальной энергии рассеянной компоненты сейсмического поля и коллекторских свойств (дебитов).

За последние 10-15 лет рядом отечественных геофизических коллективов были разработаны разные технологии выделения слабых рассеянных волн на фоне отражений от протяженных горизонтов, обычно используемых в сейсморазведке (Кузнецов, 2004; Шленкин и др., 2000; Козлов, 2004; Поздняков, 2004; Левянт, Шустер, 2002; Кремлев и др., 2008).

Общим для всех методов результативным параметром является энергия рассеянных волн. Нами (В.Б. Левянт и В.Л. Шустер) в 2000-х годах эта методика успешно использована на материалах Вьетнама и Индии. По Вьетнаму в рекомендованных скважинах получены значительные дебиты УВ. Взаимосвязь дебита нефти и уровня локальной энергии показана на рис. 4.

Ориентируясь на «объемы» таких зон и их местоположение, можно обоснованно прогнозировать нефтегазоносность в объектах (выступях) фундамента (Курьянов и др., 2008; Кремлев и др., 2008; Шленкин и др., 2000).

Кроме того, основываясь на опыте изучения месторождений нефти в фундаменте, в том числе, во Вьетнаме (Шустер, Такаев, 1997; Шустер, 2003), где наилучшие

ФЕС пород-коллекторов в фундаменте приурочены к кислым кристаллическим породам (гранитоидам, адалемитам), можно как первоочередные объекты рекомендовать выступы фундамента с гранитоидами в ядре (такая «полоса» кислых пород распространена на Шаимском своде).

Не менее дискуссионным и одним из важных факторов обоснования перспектив нефтегазоносности фундамента является нефтегазогенерационный потенциал осадочных материнских толщ, облекающих выступы фундамента.

Анализ фактического материала и опубликованных работ позволил нам присоединиться к

точке зрения ученых, считающих, что основным источником нефти в залежах фундамента является ОВ нефтематеринских осадочных толщ, облекающих и примыкающих к фундаменту. На некоторых месторождениях, в которых выявлены залежи нефти в отложениях фундамента, по ряду показателей отмечена тесная связь этих нефтей с нефтями из вышележащих отложений осадочного чехла (Шустер и др., 2003). Так, на месторождении Белый Тигр нефти, отобранные из залежей в фундаменте и в нижнем олигоцене, характеризуются близкими значениями практически всех исследованных параметров. Это относится и к микроэлементному составу нефтей (определение МЭ проведено Далатским институтом ядерных исследований, Вьетнам). Нами на представленном рис. 5 обращено внимание, что особенно показательна близость этих нефтей по генетическому показателю – отношению V к Ni, которое в нефтях из отложений как фундамента, так и олигоцене значительно ниже единицы. Преобладание Ni над V характеризует нефти как катагенно преобразованные.

Изучение УВ состава (алканов, терпанов и стеранов) нефтей месторождения Белый Тигр и ОВ из от-

ложений трещиноватого кристаллического фундамента (Серебренникова и др., 2012) показало их принципиальное отличие. По биомаркерным показателям этими исследователями установлено, что источником нефтей явилось ОВ смешанного прибрежно-водорослевого и наземного материала окислительных фаций, и кроме того, УВ состав свидетельствует о высокой степени преобразованности этих нефтей.

Решение задачи оценки перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири осуществлено по ряду основных геохимических показателей – содержанию и типу ОВ, стадийности катагенеза, характеристике генерационных способностей керогена. Основываясь на анализе особенностей углеводородного и микроэлементного состава нефтяных образцов, сделан вывод о существовании двух источников генерации нефти, способных насытить образование фундамента. Это сингенетичное ОВ осадочного палеозоя, и эпигенетичное, генерируемое ОВ юрских осадочных и триасовых вулканогенно-осадочных отложений. На самостоятельный очаг нефтеобразования в палеозойских формациях указывает существенное отличие по содержанию МЭ нефтяных образцов палеозоя и коры выветривания от юрских отложений (Дмитриевский и др., 2012; Пуанова, Шустер, 2012). Это особенно ярко фиксируется при сопоставлении содержаний и соотношений биогенных элементов группы железа (V, Ni, Fe, Mo, Cu, Zn) и редкоземельных элементов (РЗЭ) (Федоров и др., 2010) в нефтях и битумоидах по месторождениям Шаимского и прилегающих регионов (месторождения

Ханты-Мансийское, Даниловское, Ловинское, Мартымя-Тетеревское и др.) (Рис. 6). При сопоставлении концентрационного распределения в нефтях различных нефтегазоносных комплексов Шаимского района этих групп элементов нами установлены различные тенденции их накопления. Представляется, что такое распределение МЭ в нефтях объясняется полигенным характером их поступления в нефть – из ОВ нефтепроизводящих толщ для биогенных и глубинным для РЗЭ. Ранее был выявлен полигенный характер источника МЭ в нефтях (Пуанова, 2004). Наличие зон высокой преобразованности ОВ в доюрских отложениях, приуроченных к линейно вытянутым триасовым рифтам в фундаменте и к крупным гранитным блокам и/или к флюидопроводящим разломам (Конторович и др., 2008; Фомин, 2008), способствует этим процессам.

Оценка перспектив нефтегазоносности с геохимических позиций базируется на вычленении в разрезе отложений нефтегазоматеринских свит, которое в первом приближении фиксируется по количеству и типу рассеянного ОВ. Качественная и количественная оценка генерационных способностей нефтегазоматеринских отложений определяется по результатам анализа Рок-Евал, отражающих содержание и состав ОВ пород и характер катагенетических трансформаций. Изучение стадийности катагенетического преобразования ОВ является необходимым инструментом геохимической оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов, и, в первую очередь, это относится к глубокопогруженным, гетерогенным, местами дислоцированным отложениям палеозоя Западно-Сибирского НГБ. В ходе катагенеза нефтеобразование в существенных масштабах начинается с конца градации ПК₁ и протекает до середины мезокатагенеза – МК₂. В конце протокатагенеза битумообразование резко возрастает, в мезокатагенезе достигает максимальной интенсивности и в дальнейшем постепенно затухает по мере истощения нефтематеринского потенциала ОВ. Интервал шкалы катагенеза от ПК₃ до МК₂ (R₀ = 0,4-1,15) выделен в качестве главной фазы нефтеобразования. В разрезе осадочных бассейнов ей соответствует главная зона нефтеобразования (Вассоевич, 1967; Конторович и др., 1967). В этом диапазоне градаций катагенеза процессы образования нефтяных УВ преобладают над их разрушением. Интервал градаций катагенеза от МК₃¹ до АК₁ выделяется в качестве главной фазы (зоны) газообразования.

Общая оценка степени термической зрелости и типов ОВ проведена по соотношению изопреноидов и нормальных алканов – график Коннана-Гассоу (Рис. 7). Известно, что с увеличением катагенетического преобразования ОВ в нем увеличивается содержание нормальных алканов, а количество изопреноидных УВ падает. На графике условно выделены зоны аномально высокой, высокой, умеренной и низкой зрелости ОВ, а также области смешанного, сапропелевого и гумусового ОВ. Основное количество образцов попадает в зону умеренного катагенеза и характеризуется смешанным типом ОВ. По мере увеличения глубины залегания образцов (пл. Восточно Бованенковская, нижняя юра) степень преоб-

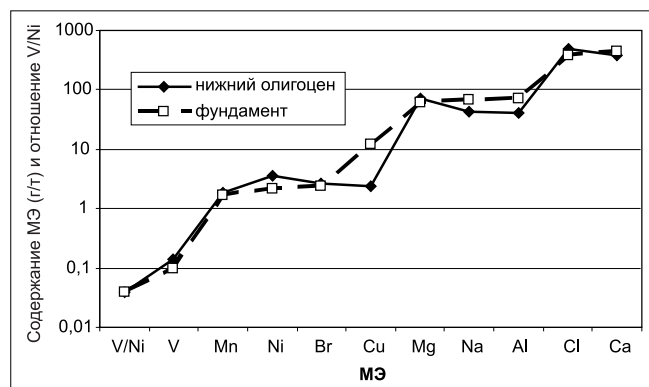


Рис. 5. Содержание МЭ в нефтях месторождения Белый Тигр.

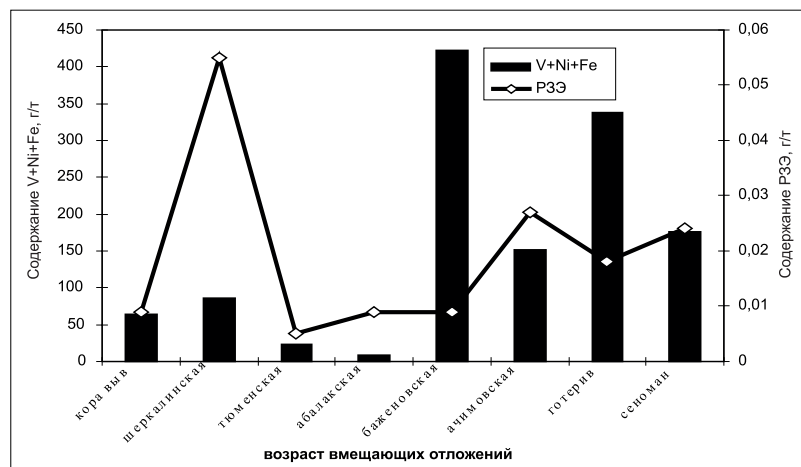


Рис. 6. Распределение элементов в нефтях Шаимского района (данные по РЗЭ (Федоров и др., 2010)).

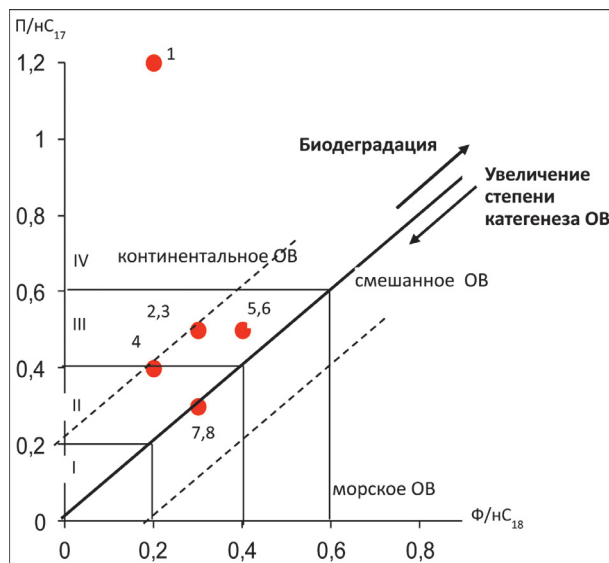


Рис. 7. Отношение изопrenoидов и нормальных алканов как показатель степени термической зрелости пород и ОВ (график Коннана-Гассоу). Площади: 1. Малыгинская (ач.); 2. Сядорская (ач.); 3. Тарминская ($J_{1,2}$); 4-6. Харасавейская ($J_{1,2}$); 7, 8. В. Бованенковская ($J_{1,2}$).

разованности ОВ возрастает (зона высокой зрелости), и тип ОВ становится более сапропелевым. По величине P/nC_{17} существенно выделяется образец из ачимовских отложений с пл. Малыгинская. Он характеризуется меньшей преобразованностью и гумусовым типом ОВ. Об этом же свидетельствует и высокое отношение пристана к фитану – 3,8. Второй образец из ачимовских отложений с пл. Сядорская по изученным параметрам несущественно отличается от урских отложений.

Для оценки возможной нефте- и/или газоносности обычно используется показатель T_{max} (максимальная температура выхода УВ из породы при ее прогреве на приборе Рок-Евал), указывающий на стадию эволюции ОВ и

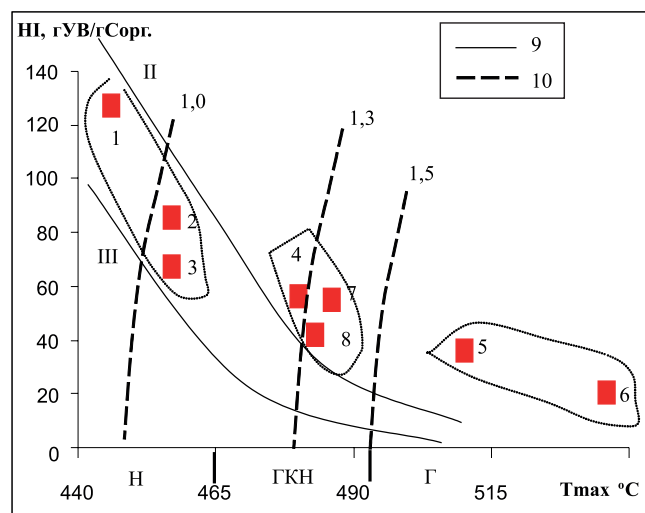


Рис. 8. Зависимость индекса водорода от T_{max} . Площади: 1. Малыгинская (ач.); 2. Сядорская (ач.); 3. Тарминская ($J_{1,2}$); 4-6. Харасавейская ($J_{1,2}$); 7, 8. В. Бованенковская ($J_{1,2}$). Условные обозначения: 9 – линии, разделяющие фациально-генетические типы ОВ (II и III), 10 – изолинии значений отражательной способности витринита (R_0). Зоны аккумуляции УВ скоплений: Н – нефтяная; ГКН – газоконденсатно-нефтяная; Г – газовая.

генерацию жидких или газообразных УВ (Кирюхина и др., 2011). На рисунке 8 показана графическая зависимость значений водородного индекса HI от T_{max} с учетом типов ОВ и значений R_0 . Сравнительный анализ графического материала позволяет локализовать здесь три группы точек. Первая группа, соответствующая ачимовским отложениям и верхам тюменской свиты, характеризуется интервалом T_{max} от 446 до 457°C, что отвечает зоне «нефтяного окна». ОВ отложений тюменской свиты (вторая группа точек) характеризуется небольшим разбросом величин T_{max} (от 480 до 486°C), которая постепенно, практически по мере увеличения глубин залегания, достигает очень высоких величин – 536°C. Зона генерации ГКН скоплений (пл. Восточно-Бованенковская) сменяется зоной генерации газов (пл. Харасавейская). По мере увеличения T_{max} значения HI падают, и ОВ классифицируется по этому показателю, как бедное, истощенное, утратившее свои генерационные свойства.

Выводы, сделанные на основании УВ состава РОВ с привлечением данных пиролиза, подтверждаются при анализе зависимости T_{max} от глубины залегания отложений на различных площадях.

Сопоставление геохимических оценок по нижнесреднеюрским и триасовым отложениям площадей полуострова Ямал с выводами, которые были получены нами ранее по прогнозной оценке нефтегазонности глубокопогруженных отложений Надым-Тазовской НГО, показало следующее. Отложения верхней части тюменской свиты, детально изученные по материалам сверхглубокой Тюменской скважины (СГ-6), находятся, также как и на Ямале, на завершающей стадии нефтеобразования, а ее низы и нижележащие отложения нижней юры попадают в зону генерации газоконденсатов и газов. Отличия же состоят в том, что глубины проявления ГЗН в этих различных тектонических зонах находятся на совершенно разных отметках. Если на Уренгойском поднятии нижняя граница ГЗН фиксируется на глубине от 4250 м на Уренгойской и Тюменской, а на Самбургской и Геологической площадях до 4750 м, то на Ямале эта граница поднимается существенно выше: до 3000 м для отложений тюменской свиты на пл. Харасавейская и до 3800-4000 м для тюменских отложений на пл. Тарминская и ачимовских отложений на пл. Малыгинская и Сядорская (Чахмахчев и др., 2003; Пуанова, Шустер, 2012).

Триасовые отложения, залегающие в глубоких прогибах и не повсеместно, на исследуемой территории вскрыты на Восточно-Бованенковской и Бованенковской площадях. По аналогии с хорошо изученными триасовыми отложениями Уренгойской сверхглубокой скважины на территории Ямала их можно отнести к газопроизводящим. Глубины залегания триаса 3-4 км. На полуострове Ямал нижнесреднеюрские отложения тюменской свиты относятся к нефтегазопроизводящим толщам. Они содержат ОВ смешанного сапропелево-гумусового типа (II-III тип керогена). На территории Ямала и прилегающего шельфа большая часть нижнесреднеюрских отложений находится в зоне газообразования, что наряду с преимущественно гумусовым типом ОВ обеспечивает широкое развитие процессов генерации газа (Скоробогатов и др., 2003; Скоробогатов, 2014).

Таким образом, учитывая большую состоявшуюся продуктивность нижнесреднеюрских отложений и благоприятную геохимическую обстановку доюрских отложений северных регионов Западно-Сибирского НГБ (относительно высокие содержания Сорг и хлороформенного битумоида), высокий реализовавшийся генерационный потенциал (умеренная и достаточная катагенетическая прогретость недр), в комплексе с другими геологическими предпосылками (коллекторами и покрывками), изучаемые отложения можно рассматривать как высокоперспективный объект для открытия в нем месторождений нефти и газа.

В Западной Сибири наиболее благоприятными условиями нефтегазонакопления обладают эрозивно-тектонические выступы фундамента с гранитоидами в ядре, разбитые на блоки (рифтогенный геодинамический режим) и облекаемые осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтематеринских толщ. Флюидоупорами для залежей нефти (газа) в образованиях фундамента Западной Сибири могут являться юрские глинисто-аргиллитовые, карбонатные флюидоупоры, а также плохопроницаемые породы фундамента в верхней части кристаллических массивов.

На большинстве опосредованных площадях, где получены промышленные и непромышленные притоки нефти из верхней части разреза (коры выветривания) – 50-100 м, мы обработали фактические материалы по 72 площадям и, используя геолого-математические программы, дали прогноз нефтеносности для глубоких горизонтов толщи фундамента (Шустер, Пунанова, 2013; 2014; Шустер и др. 2014; Богоутдинов и др., 2015). При обработке данных разными программами – геолого-математической программы «Выбор» и с применением алгоритмов нечеткой логики, получены близкие результаты. Наиболее перспективными оказались разведочные площади на Красноленинском своде и Шаимском валу.

Выводы

Используя новые возможности картирования неоднородности фундамента и выделения зон и участков распространения пород-коллекторов, а также оценки нефтегазогенерационного потенциала осадочных материнских толщ, облекающих выступы фундамента, можно обоснованно выделять перспективные объекты в фундаменте, целенаправленно выбирать местоположение и глубину проектных скважин.

Литература

Богоутдинов Ш.Р., Шустер В.Л., Агаян С.М. и др. Оценка перспектив нефтегазосности фундамента в центральной части Западной Сибири с применением алгоритмов нечеткой логики и системного анализа. *Международный электронный журнал «Наука о земле»*. 2015.

Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазосности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Lambert Academic Publishing. Saarbrücken, Deutschland. 2012. 135 с.

Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д., Холодилов В.А., Цемкало М.Л. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа. *Газовая промышленность*. 2011. № 7. С. 66.

Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири. Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазосности. *Сб. материалов ВНИГРИ*. СПб-6. 2008. С. 68-77.

Кремлев А.Н., Ерохин Г.Н., Стариков Л.Е., Зверев Н.А. Прогноз коллекторов трещинно-кавернового типа по рассеянным сейсмическим волнам. *Технологии сейсморазведки*. 2008. № 3. С. 12-16.

Курьянов Ю.А., Кузнецов В.И., Кошаров В.З., Смирнов М.Ю. Опыт использования поля рассеянных сейсмических волн для прогноза зон нефтегазонасыщения. *Технологии сейсморазведки*. 2008. № 1. С. 60-69.

Курьшева Н.К. Прогнозирование, картирование залежей нефти и газа в верхней части доюрского комплекса по сейсмогеологическим данным в Шаимском нефтегазосном районе и на прилегающих участках. *Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук*. Тюмень. 2005. 24 с.

Левянт В.Б., Шустер В.Л. Выделение в фундаменте зон трещиноватых пород методами сейсморазведки 3Д. *Геология нефти и газа*. 2002. № 2. С. 21-26.

Левянт В.Б., Шустер В.Л. Проблемы поисков залежей нефти (газа) в массивных породах фундамента Западной Сибири. *Экспозиция Нефть Газ*. 2010. № 2. С. 7-9.

Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее и будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: Фэн. 2014. 663 с.

Муслимов Р.Х., Лапинская Т.А. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазосности. 1996. Казань: Дента. 487 с.

Осипов М.Н. Формирование расслоенных плутонов с позиций термодинамики. М: Наука. 1982. 223 с.

Пунанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей. *Геохимия*. 2004. № 8. С. 893.

Пунанова С.А., Шустер В.Л. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазосности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2012. № 6. С. 20-26.

Раген Э. Геология гранита. М: Недра. 1979. 327 с.

Серебрянникова О.В., Ву Ван Хай, Савиных Ю.В., Красноярова Н.А. Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов. *Известия Томского политехнического Университета*. 2012. Т. 320. № 1. С. 134.

Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и нефтегазосность Ямала. М: Недра. 2003.

Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы. *Вести газовой науки*. 2014. № 3 (19). С. 8-26.

Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П. Микроэлементная характеристика сырых нефтей Шаимского и Среднеобского нефтегазосных районов Западной Сибири: новые данные. *Дегазация*. М: ГЕОС. 2010. С. 586.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазосности палеозойских отложений Западной Сибири. *Сб. докладов «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазосности»*. Новосибирск. 2008. С. 224.

Хахаев Б.Н., Горбачев В.И., Бочкарев В.С. и др. Основные результаты сверхглубокого бурения в Западно-Сибирской нефтегазосной провинции. *Сб. докладов «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазосности»*. Новосибирск. 2008. С. 224-227.

Чухмахчев В.А., Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. Геолого-геохимический прогноз нефтегазосности глубокопогруженных отложений севера Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2003. № 6. С. 4-10.

Шленкин С.И., Каширин Г.В., Масюков А.В., Харахинов В.В. Новые сейсмические технологии изучения сложно-построенных резервуаров нефти и газа. *Материалы междунар. геофизич. конф. к 300-летию горно-геологической службы России*. СПб. 2000. С. 493-494.

Шустер В.Л. Формирование зон разуплотненных пород в образованиях фундамента и новые технологии сейсморазведки их картирования. *Экспозиция Нефть Газ*. 2015. Вып. 7(46). С. 14-16.

Шустер В.Л. Проблемы нефтегазосности кристаллических пород фундамента. М: «Геоинформцентр». 2003. 48 с.

Шустер В.Л. Доюрский комплекс Западной Сибири – нижний этаж нефтегазосности. В книге «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». Тюмень: ФГУП «ЗапсибНИИГГ». 2008. С. 42-53.

Шустер В.Л., Такаев Ю.Г. Мировой опыт изучения нефтегазосности кристаллического фундамента. *Геоинформмарк*. 1997. 71 с.

Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазосность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). М: Техника, ТУМА ГРУПП. 2003. 175 с.

Шустер В.Л., Пуанова С.А., Самойлова А.В., Левянт В.Б. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири. *Геология нефти и газа*. 2011. № 2. С. 26-33.

Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири. *Экспозиция нефть газ*. 2012. № 2. С. 26-29.

Шустер В.Л., Пуанова С.А. Геолого-геохимическое и экономическое обоснование перспектив нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири и выбор очередности ввода структур в поисково-разведочное бурение (программа «Выбор»). *XII International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects*. Kiev, Ukraine. 2013.

Шустер В.Л., Пуанова С.А. Вопросы освоения запасов углеводородов фундамента Западной Сибири и многокритериальная оценка перспектив его нефтегазоносности. Казань. *Георесурсы*. 2014. № 4(59). С. 53-57.

Шустер В.Л., Пуанова С.А. Вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири с помощью геолого-математической программы «Выбор». *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 1. С. 16-19.

Шустер В.Л., Пуанова С.А., Самойлова А.В., Цаган-Манджиев Т.Н. Некоторые результаты количественной оценки нефтегазоносности образований фундамента Западной Сибири. *Экспозиция Нефть Газ*. 2014. Вып. 1(33). С. 25-28.

Сведения об авторах

Владимир Львович Шустер – доктор геол.-мин. наук, профессор, главный научный сотрудник лаборатории анализа осадочных бассейнов Института проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3

Тел: +7(499) 135-72-21

E-mail: tshuser@mail.ru

Светлана Александровна Пуанова – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3

Тел: +7 499 135-72-21

E-mail: punanova@mail.ru

Статья поступила в редакцию 13.10.2016

Justification of Oil and Gas Potential of the Jurassic-Paleozoic Deposits and the Basement Formations of Western Siberia

V.L. Shuster, S.A. Punanova

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract. In terms of perceived decline trend of oil production and reserves increment from the ‘conventional’ Cretaceous and Upper Jurassic deposits of the main region of Russian hydrocarbon production – Western Siberia, the paper considers oil and gas potential of the Jurassic-Paleozoic sediments and, mainly, the basement formations. It is the basement, along with deposits of the Bazhenov Formation, which is associated with a possible significant increase in resources of oil (gas) in Western Siberia.

In assessing the prospects for the oil and gas potential of the basement, the focus in the research was paid to the study of the structure, including reservoir properties of reservoir rocks and geochemical conditions of oil (gas) deposits formation. According to the assessment we suggested the most favorable directions of exploration, separate forecast for hydrocarbons is made.

Keywords: Western Siberia, basement, pre-Jurassic deposits, deposits of oil and gas, oil and gas potential, reservoir rocks, geochemical conditions, microelements, oil generating potential

References

Bogoutdinov Sh.R., Shuster V.L., Agayan S.M. et al. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti fundamenta v tsentral'noy chasti Zapadnoy Sibiri s primeneniem algoritmov nechetkoy logiki i sistemnogo analiza [Evaluation of oil and gas potential of the basement in the central part of Western Siberia using fuzzy logic and system analysis algorithms]. *Mezhdunarodnyy elektronnyy zhurnal «Nauka o zemle» = «Earth Science» International e-magazine*. 2015. (In Russ.)

Chakhmakhchev V.A., Vinogradova T.L., Punanova S.A. Geologo-geokhimicheskii prognoz neftegazonosnosti glubokopogruzhennykh otlozheniy severa Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna [Geological and geochemical prediction of oil and gas potential of deep deposits of the north of West Siberian oil and gas basin]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics*

and development of oil and gas fields. 2003. No. 6. (In Russ.)

Dmitrievskiy A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. Doyurskiy kompleks Zapadnoy Sibiri – novyy etazh neftegazonosnosti. Problemy poiska, razvedki i osvoeniya mestorozhdeniy uglevodorodov [Pre-Jurassic complex of Western Siberia is new layout of petroleum deposits (Problems of exploration and development the hydrocarbons)]. Deutschland: Lambert Academic Publishing. 2012. 135 p. (In Russ.)

Fedorov Yu.N., Maslov A.V., Ronkin Yu.L., Lepikhina O.P. Mikroelementnaya kharakteristika syrykh neftey Shaimskogo i Sredneobskogo neftegazonosnykh rayonov Zapadnoy Sibiri: novye dannye [Microelement characterization of crude oils of Shaimsky and Sredneobsky oil and gas regions of Western Siberia: the new data]. *Degazatsiya = Degassing*. Moscow: GEOS Publ. 2010. Pp. 586. (In Russ.)

Fomin A.N. Katagenez organicheskogo veshchestva i perspektivy neftegazonosnosti paleozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri [Katagenesis of organic matter and petroleum prospects of Paleozoic deposits of Western Siberia]. *Sb. dokladov «Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoysko-kaynozoyevskogo osadochnogo basseyna, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti»* [Basement, framing structure of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, its geodynamic evolution and problems of oil and gas potential: Collected papers]. Novosibirsk. 2008. Pp. 224. (In Russ.)

Khakhaev B.N., Gorbachev V.I., Bochkarev V.S. et al. Osnovnye rezul'taty sverkhglubokogo bureniya v Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsiy [The main results of the deep drilling in the West Siberian oil and gas province]. *Sb. dokladov «Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoysko-kaynozoyevskogo osadochnogo basseyna, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti»* [Basement, framing structure of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, its geodynamic evolution and problems of oil and gas potential: Collected papers]. Novosibirsk. 2008. Pp. 224-227. (In Russ.)

Kiryukhina T.A., Ul'yanov G.V., Dzyublo A.D., Kholodilov V.A., Tsemkalo M.L. Geokhimicheskie aspekty gazoneftnosnosti yurskikh i doyurskikh otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri i prilgayushego shel'fa [Geochemical aspects of the oil and gas potential of the Jurassic and pre-Jurassic deposits of the north of Western Siberia and the adjacent shelf]. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*. 2011. No. 7. Pp. 66. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Katagenez organicheskogo veshchestva mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri [Katagenesis of organic matter of Mesozoic

and Paleozoic deposits of Western Siberia]. *Sb. materialov VNIGRI: Litologicheskije i geokhimicheskie osnovy prognoza neftegazonosnosti* [The lithological and geochemical basic principles of oil and gas potential: Collected papers of VNIGRI]. St. Petersburg. 2008. Pp. 68-77. (In Russ.)

Kremlev A.N., Erokhin G.N., Starikov L.E., Zverev N.A. Prognoz kolektorov treschinno-kavernovogo tipa po rasseyannym seysmicheskim volnam [Prediction of fracture-cavern type reservoirs by scattered seismic waves]. *Tekhnologii seysmorazvedki = Seismic technologies*. 2008. No. 3. Pp. 12-16. (In Russ.)

Kur'yanov Yu.A., Kuznetsov V.I., Kosharov V.Z., Smirnov M.Yu. Opyt ispol'zovaniya polya rasseyannykh seysmicheskikh voln dlya prognoza zon neftegazonosnysheniya [Experience of the use of the scattered seismic waves field for prediction of oil-and-gas accumulation]. *Tekhnologii seysmorazvedki = Seismic technologies*. 2008. No. 1. Pp. 60-69. (In Russ.)

Kuryshva N.K. Prognozirovaniye, kartirovaniye zalezhey nefiti i gaza v verkhney chasti doyruskogo kompleksa po seysmogeologicheskim dannym v Shaimskom neftegazonosnom rayone i na prilgayushchikh uchastkakh. *Avtoref. Diss. kand. geol.-min. nauk* [Forecasting, mapping of oil and gas deposits in the upper part of the pre-Jurassic complex using seismic data in the oil and gas Shaimsky region and adjacent areas. Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.]. Tyumen. 2005. 24 p. (In Russ.)

Levyant V.B., Shuster V.L. Vydeleniye v fundamente zon treschinovatykh porod metodami seysmorazvedki 3D [Fracture identification in basement by 3D seismic methods]. *Geologiya nefiti i gaza = Geology of oil and gas*. 2002. No. 2. Pp. 21-26. (In Russ.)

Levyant V.B., Shuster V.L. Problemy poiskov zalezhey nefiti (gaza) v massivnykh porodakh fundamenta Zapadnoy Sibiri [Problems of oil (gas) deposits prospecting in the basement massive rocks of Western Siberia]. *Ekspozitsiya Nefi' Gaz = Exposition Oil Gas*. 2010. No. 2. Pp. 7-9. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. Nefteotdacha; proshloe, nastoyashee, budeschee (optimizatsiya dobychi, maksimizatsiya KIN) [Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery)]. 2 Ed. Kazan: Fen Publ. 2014. 750 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Lapinskaya T.A. Kristallicheskiy fundament Tatarstana i problemy ego neftegazonosnosti [The crystalline basement of Tatarstan and the problems of its oil and gas potential]. 1996. Kazan: Denta Publ. 487 p. (In Russ.)

Osipov M.N. Formirovaniye rassloennykh plutonov s pozitsiy termosadki [Formation of layered plutons based on thermal setting]. Moscow: Nauka Publ. 1982. 223 p. (In Russ.)

Punanova S.A. O poligennoy prirode istochnika mikroelementov neftey [About polygenic nature of the source of oil trace]. *Geokhimiya = Geochemistry*. 2004. No. 8. Pp. 893. (In Russ.)

Punanova S.A., Shuster V.L. Geologo-geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti doyruskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy platformy [Geological and geochemical conditions of pre-Jurassic deposits oil and gas potential of the West Siberian platform]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2012. No. 6. Pp. 20-26. (In Russ.)

Ragen E. Geologiya granita [Geology of granite]. Moscow: Nedra Publ. 1979. 327 p. (In Russ.)

Serebrennikova O.V., Vu Van Khay, Savinykh Yu.V., Krasnoyaro N.A. Genezis neftey mestorozhdeniya Belyy Tigr (V'etnam) po dannym o sostave nasychennykh atsiklicheskikh uglevodorodov [Oil genesis of White Tiger (Vietnam) oil field according to the composition data of saturated acyclic hydrocarbons]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo Universiteta = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*. 2012. V. 320. No. 1. Pp. 134. (In Russ.)

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. Geologicheskoe stroeniye i neftegazonosnost' Yamala [Geological structure and oil and gas potential of Yamal]. Moscow: Nedra Publ. 2003. (In Russ.)

Skorobogatov V.A. Izucheniye i osvoeniye uglevodorodnogo potentsiala nedr Zapadno-Sibirskogo osadochnogo megabasseyna: itogi i perspektivy [Study and development of hydrocarbon potential of the West Siberian sedimentary megabasin: results and prospects]. *Vesti gazovoy nauki*. 2014. No. 3(19). Pp. 8-26. (In Russ.)

Shlenkin S.I., Kashirin G.V., Masyukov A.V., Kharakhin V.V. Novye seysmicheskie tekhnologii izucheniya slozhno-postroennykh rezervuarov nefiti i gaza [New seismic technologies of structurally complex oil and gas reservoirs study]. *Materialy mezhdun. geofizich. konf. k 300-letiyu gorno-geologicheskoy sluzhby Rossii* [Proc. Int. Geophysical. Conf. dedicated to the 300th anniversary of the Mining and Geological Service of Russia]. St. Petersburg. 2000. Pp. 493-494. (In Russ.)

Shuster V.L. Problemy neftegazonosnosti kristallicheskikh porod fundamenta [Problems of oil and gas potential of crystalline basement rocks]. Moscow: Geoinformtsentr. 2003. 48 p. (In Russ.)

Shuster V.L. Doyurskiy kompleks Zapadnoy Sibiri – nizhniy etazh neftegazonosnosti [Doyurskiy complex of Western Siberia – lower oil and gas saturated layer]. V knige «Sostoyaniye, tendentsii i problemy razvitiya neftegazovogo potentsiala Zapadnoy Sibiri» [Book «The state, trends and problems of oil and gas development of Western Siberia»]. Tyumen: ZapsibNIIGG. 2008. Pp. 42-53. (In Russ.)

Shuster V.L., Takaev Yu.G. Mirovoy opyt izucheniya neftegazonosnosti kristallicheskogo fundamenta [International experience with the study of oil and gas potential of the crystalline basement]. Moscow: Geoinformmark Publ. 1997. 71 p. (In Russ.)

Shuster V.L., Levyant V.B., Ellanskiy M.M. Neftegazonosnost' fundamenta (problemy poiska i razvedki mestorozhdeniy uglevodorodov) [Petroleum potential of the basement (Prospecting and exploration problems of hydrocarbons)]. Moscow: Tekhnika TUMA GRUPP. 2003. 175 p. (In Russ.)

Shuster V.L., Punanova S.A., Samoylova A.V., Levyant V.B. Problemy poiska i razvedki promyshlennykh skopleniy nefiti i gaza v treschinno-kavernoznykh massivnykh porodakh doyruskogo kompleksa Zapadnoy Sibiri [Prospecting and exploration problems of industrial oil and gas accumulations in the massive cavernous fractured rocks of pre-Jurassic complex of Western Siberia]. *Geologiya nefiti i gaza = Geology of oil and gas*. 2011. No. 2. Pp. 26-33. (In Russ.)

Shuster V.L., Dzyublo A.D. Geologicheskije predposylki neftegazonosnosti glubokozalezgayushchikh yurskikh i doyruskikh otlozheniy na severe Zapadnoy Sibiri [Geological background of oil and gas potential of deep-seated Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia]. *Ekspozitsiya nefi' gaz = Exposition oil gas*. 2012. No. 2. Pp. 26-29. (In Russ.)

Shuster V.L., Punanova S.A. Geologo-geokhimicheskoe i ekonomicheskoe obosnovaniye perspektiv neftegazonosnosti obrazovaniya fundamenta Zapadnoy Sibiri i vybor ocherednosti vvoda struktur v poiskovo-razvedochnoe burenie (programma «Vybor») [Geological, geochemical and feasibility study of oil and gas potential of basement formations of Western Siberia and the choice of the input structures sequence into exploration drilling (program «Vybor»)]. *XII-th International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects* [XII-th International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects]. Kiev, Ukraine. 2013. (In Russ.)

Shuster V.L., Punanova S.A. Development of Unconventional Hydrocarbon Sources in Western Siberia and Evaluation of Oil and Gas Prospects. *Georesursy = Georesources*. No. 4(59). 2014. Pp. 53-58. (In Russ.)

Shuster V.L., Punanova S.A. Veroyatnostnaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti doyruskogo kompleksa Zapadnoy Sibiri s pomosh'yu geologo-matematicheskoy programmy «Vybor» [Probabilistic estimation of oil and gas potential of the pre-Jurassic complex of Western Siberia by using geological and mathematical program «Vybor»]. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*. 2014. No. 1. Pp. 16-19. (In Russ.)

Shuster V.L., Punanova S.A., Samoylova A.V., Tsagan-Mandzhiev T.N. Nekotorye rezul'taty kolichestvennoy otsenki neftegazonosnosti obrazovaniya fundamenta Zapadnoy Sibiri [Some results of oil and gas potential assessment of Western Siberia basement formations]. *Ekspozitsiya Nefi' Gaz = Exposition Oil Gas*. 2014. Issue 1(33). Pp. 25-28. (In Russ.)

For citation: Shuster V.L., Punanova S.A. Justification of Oil and Gas Potential of the Jurassic-Paleozoic Deposits and the Basement Formations of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 4. Part 2. Pp. 337-345. DOI: 10.18599/grs.18.4.13

Information about authors

Vladimir L. Shuster – DSc in Geology and Mineralogy, Professor, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

Russia, 119333, Moscow, Gubkin str., 3

Phone: +7(499) 135-72-21

E-mail: tshuser@mail.ru

Svetlana A. Punanova – PhD in Geology and Mineralogy, Lead Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

Russia, 119333, Moscow, Gubkin str., 3

Phone: +7(499) 135-72-21

E-mail: punanova@mail.ru

Manuscript received October 13, 2016