

О ВОЗМОЖНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С.А. Пунанова, В.Л. Шустер
Институт проблем нефти и газа РАН
e-mail: punanova@mail.ru; tshuster@mail.ru

В основном нефтедобывающем регионе России – Западной Сибири запасы углеводородов (УВ) сосредоточены в юрско-меловом комплексе на глубине 2–4 км, реже 5 км. Современная тенденция сокращения запасов и добычи УВ, в первую очередь нефти, вызывает необходимость изучения и последующего освоения нефтегазовых ресурсов доюрских отложений, включая образования фундамента, залегающих на больших глубинах. В доюрских отложениях Западной Сибири открыт целый ряд мелких и (в меньшем количестве) средних по запасам нефти месторождений на границе фундамента и осадочного чехла; несколько месторождений открыто в триасовых отложениях. Имеются благоприятные геологические условия для формирования средних и крупных по запасам месторождений УВ, такие как наличие структурных и неструктурных ловушек, коллекторских интервалов в разрезе, региональных и локальных флюидоупоров, благоприятных геохимических и гидрогеологических условий. Однако два вопроса вызывают дискуссию среди геологов-нефтяников.

Первый вопрос касается распространения в разрезе доюрской толщи Западной Сибири пород коллекторов, их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), особенно в образованиях фундамента. Авторы достаточно детально изучили материалы как по Западной Сибири, так и по Республике Татарстан и Вьетнаму, где глубокозалегающие отложения вскрыты на значительную глубину: в Сибири в скважинах СГ-6 и СГ-7 на 7–8 км, в Татарстане до 3 км, во Вьетнаме (месторождение Белый Тигр) фундамент вскрыт на 2–3 км и детально изучен (кern, данные ГИС, материалы сейсморазведки). И в триасовых, и в палеозойских отложениях, включая образования фундамента, выявлены интервалы разреза с высокими ФЕС пород, в толще фундамента трещинно-кавернозная пустотность зафиксирована по kernу, материалам ГИС, а на Белом Тигре получен промышленный приток нефти на глубине 2 км от поверхности фундамента [1, 2]. Таким образом, геологический фактор – наличие в разрезе пород-коллекторов с хорошими ФЕС может быть оценен как благоприятный.

Второй дискутируемый вопрос – достаточен ли был масштаб нефтегенерации в этих глубокопогруженных отложениях для образования высокопромышленных месторождений нафтидов. Для ответа на этот вопрос рассмотрены особенности УВ и микроэлементного (МЭ) состава палеозойских и постпалеозойских нефтей в целях генетической и геохимической типизации флюидов и выявления их источников, стадийность катагенетических преобразований органического вещества (ОВ) и прогноз фазового состояния, а также оценка нефтегенерационного потенциала нефтематеринских доюрских и вышележащих отложений как возможного самостоятельного очага нефтеобразования [3].

Дифференциация нефтей по МЭ составу проводилась нами на основе сопоставления концентраций «биофильных» МЭ – V, Ni, Fe, Cu, Zn и Mo, идентифицированных атомно-абсорбционным методом на спектрофотометре «AAS-3», а также металлопорфириновых комплексов (МПК), определяемых на приборе «Specord».

Особенности УВ и МЭ состава нафтидов свидетельствуют о двух возможных источниках генерации нефти: это сингенетичное ОВ осадочного палеозоя и ОВ, генерируемое юрскими осадочными и триасовыми вулканогенно-осадочными отложениями. На самостоятельный очаг нефтеобразования в палеозойских отложениях Нюрольской и Ханты-Мансийской впадин указывает отличие нафтидов (нефтей и битумоидов) палеозоя и коры выветривания от юрских и триасовых по содержанию МЭ (рис. 1, 2).

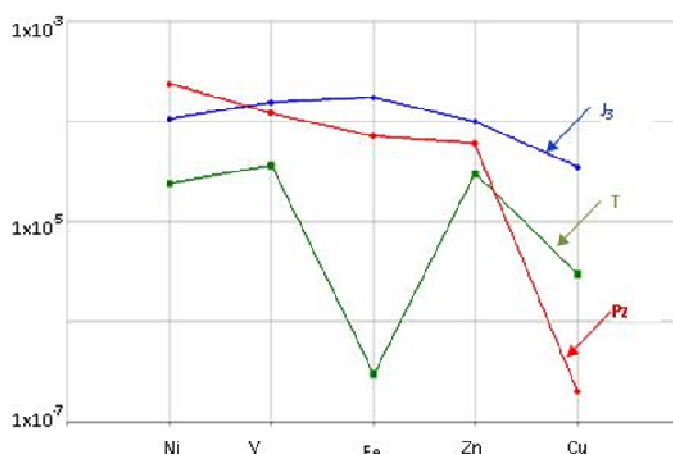


Рис. 1. Типы нефтей Нюрольской впадины по распределению МЭ: J₃ – 2950 м; T – 3270–3286 м; Pz – 4072–4080 м [4]

В нефтях палеозойского возраста Ханты-Мансийской впадины содержание изученных МЭ (кроме Fe) существенно ниже, чем в юрских и триасовых, содержание V в

них уменьшается более чем на порядок, а МПК вообще отсутствуют. Различаются нефти и по соотношениям V/Ni и V/Fe: в палеозойских нефтях они ниже 1, а в нефтях из отложений юрского возраста значительно выше 1. Такие различия могут быть связаны как с более высокой катагенетической преобразованностью палеозойской нефти, о чем свидетельствуют и УВ соотношения [4], так и с различным типом исходного ОВ. Нефти подавляющего большинства месторождений юго-востока Западной Сибири сингенетичны вмещающим отложениям и имеют свой характерный геохимический облик. Обнаружение самостоятельных очагов генерации нефтей в палеозойских отложениях на территории Нюрольской впадины значительно повышает перспективы нефтегазоносности этого региона.

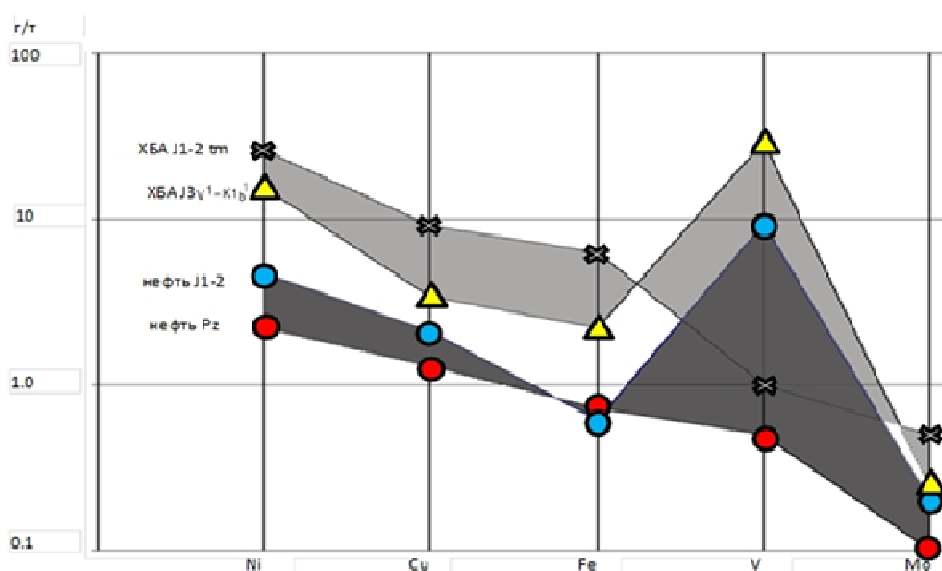


Рис. 2. «Поля» концентраций элементов в битумоидах и нефтях Ханты-Мансийской впадины [4]

Оценка нефтегенерационного потенциала юрских и нижележащих доюрских отложений [5] на основе комплексного изучения геохимии ОВ пород и уровней его термической зрелости не показывает в северных регионах Западной Сибири высокого нефтегенерационного потенциала ОВ палеозойских отложений. В основу прогнозных оценок нефте- и/или газоносности были положены геолого-геохимические данные по результатам бурения Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6 и глубоких скважин, пробуренных на Уренгойской, Геологической и Самбургской площадях.

На рис. 3 представлен график зависимости показателя отражательной способности витринита (R° , %) и палеотемператур (T , °C) от глубины залегания пород. На графике видно, что нижняя граница ГЗН находится на глубинах от 4250 м (на Уренгойской и Тюменской СГ-6 площадях) до 4750 м (на Самбургской и Геологической площадях).

Положение «мертвой линии», определяющей затухание процессов генерации жирных газов и газоконденсатов, соответствует величине $R^{\circ} = 1,8\%$ и характеризуется глубинами 4750–5450 м. В СГ-6 эта глубина составляет около 5000 м. Здесь вскрыта котухтинская свита нижней юры.

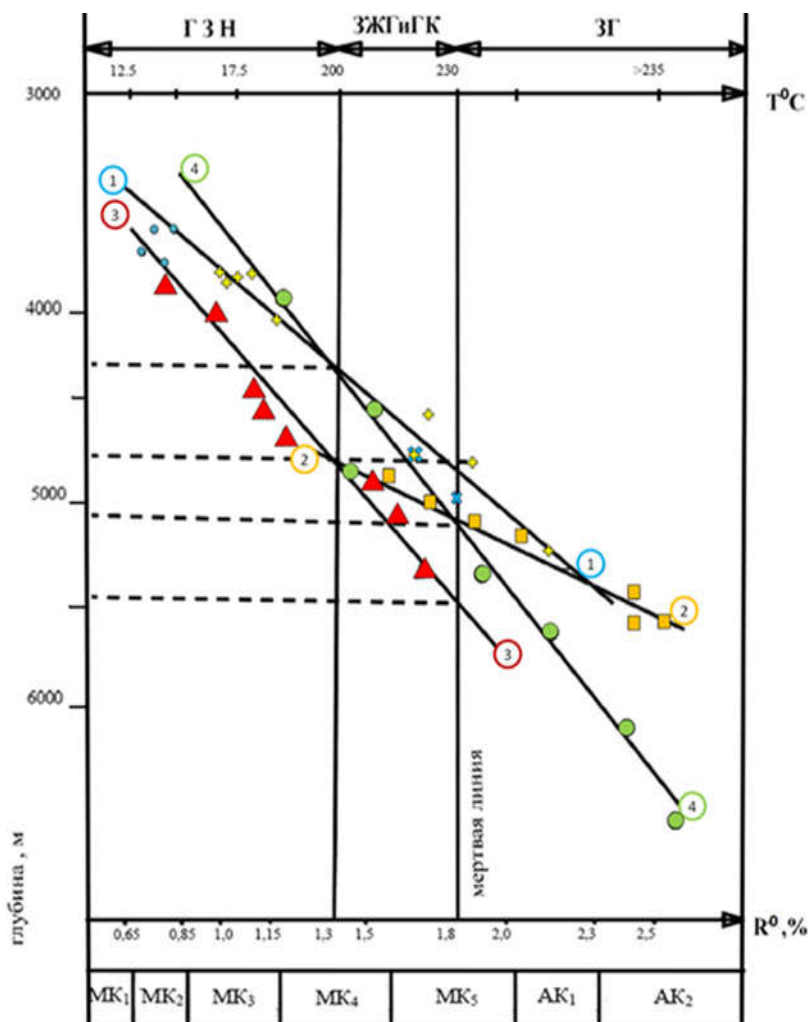


Рис. 3. Изменение показателя отражательной способности витринита и палео-температур в зависимости от глубины залегания пород на различных площадях (аналитические данные [6]).

1. Скв. 266, Уренгойская;
2. Скв. 700, Самбургская;
3. Скв. 3 и 35, Геологическая;
4. Скв. СГ-6, Тюменская.

МК₁–АК₂ – стадии преобразования ОВ; ГЗН – главная зона нефтеобразования; ЗЖГ и ГК – зона жирных газов и газоконденсатов; ЗГ – зона сухих газов

На основе различной интенсивности процессов палеопрогрева осадочных толщ Западно-Сибирского НГБ с глубиной в зависимости от возраста консолидации фундамента [7, 8] нами прогнозируются глубины протекания процессов генерации УВ в соответствии с показателем отражательной способности витринита R° (таблица). Наиболее высокие генерационные характеристики нефтегазопроизводящих толщ и большие глубины обнаружения нефтяных скоплений (до 4200 м) можно ожидать в областях с добайкальским фундаментом, а в областях жесткого палеопрогрева основными нефтегенерационными толщами будут юрские. Здесь глубины обнаружения в триасовых отложениях нефтяных скоплений ограничиваются 3200 м.

Предполагаемые глубины протекания процессов нефтегазообразования

Цикл консолидации фундамента [7, 8]	Основные области распространения [7, 8]	Температурный градиент	Вероятные нижние границы генерации, м	
			нефти	легкой нефти и газоконденсатов
Добайкальский	Приенисейская, часть Мансийской синеклизы, Сургутский и Нижневартовский своды	Низкий	4200	5200
Герцинский, каледонский	Центральная и юго-восточная части Западной Сибири	Средний	3650	4400
Триасовые рифты, гранитоидные массивы и флюидопроводящие разломы в фундаменте	Шаимский, Красноленинский и другие своды	Интенсивный	3200	4050

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, вероятно, привело к существенным различиям в накоплении биофильных (V, Ni, Fe, Mo, Cu, Zn) и редкоземельных (РЗЭ) элементов в нефтях месторождений Шаимского региона Западной Сибири по всему осадочному разрезу. Это объясняется, вероятно, полигенным характером поступления элементов в нефть – за счет биоты для биофильных элементов и глубинным характером для РЗЭ (рис. 4).

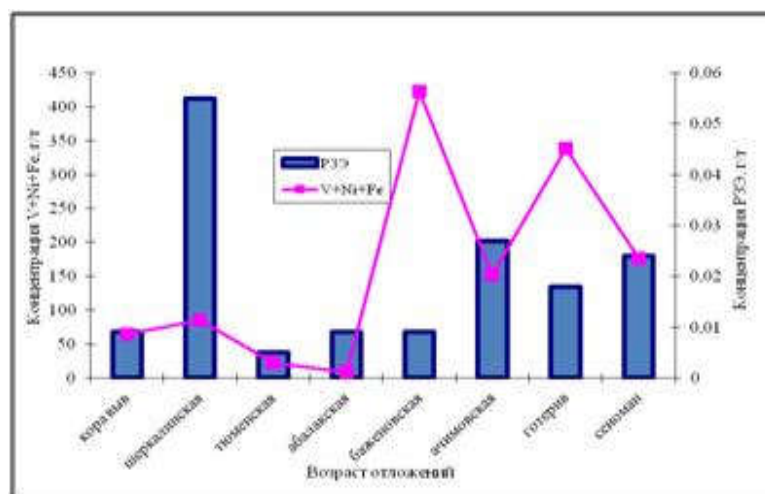


Рис. 4. Микроэлементный состав нефтей из разновозрастных нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна (НГБ) [9] (данные по РЗЭ [10])

При использовании математического моделирования нами предложены наиболее перспективные, первоочередные объекты для ввода их в разведочное бурение. На карте-схеме (рис. 5) приведены 78 объектов, выбранных для сравнения и их оценки.

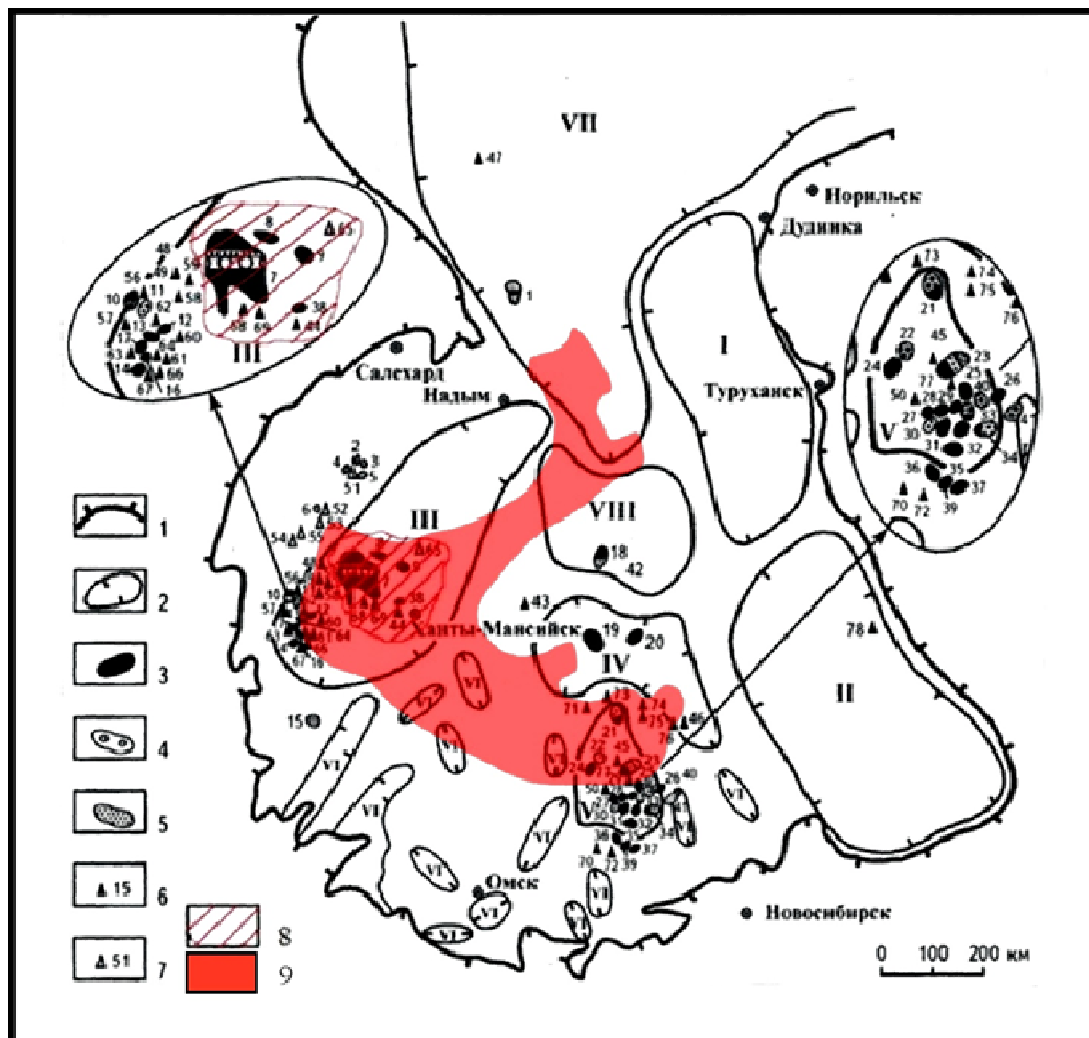


Рис. 5. Схема перспективных территорий по результатам математического моделирования [11, 12] и зон проявления высокопреобразованногоэпигенетического миграционного битумоида (разработан автором) (использованы материалы: Запивалов, 2002, 2004; Клещёв и Шеин, 2004; Сурков и др., 2004)

Условные обозначения: 1 – граница Западно-Сибирского мегабассейна в верхнем (J-Kz) этаже нефтегазоносности; 2 – границы нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов в нижнем (доюрском) этаже нефтегазоносности; 3–5 – залежи в нижнем (доюрском) этаже: 3 – нефти, 4 – конденсата, 5 – газа; 6 – нефтепроявления; 7 – газопроявления; 8 – первоочередные объекты (по результатам оценки перспектив фундамента по 78 объектам – месторождения с указанием типа флюидов (н – нефть; нгк – нефтегазоконденсат; г – газ; гк – газоконденсат) и стратиграфической приуроченности (PZ – палеозой; к.в. – кора выветривания) и площади: 8 – Рогожниковское, н, PZ; 9 – Среднеазымское, н, PZ; 38 – Ханты-Мансийское, н, PZ; 44 – Горелая; 65 – Унлорская; 68 – Айторская; 69 – Каменная); 9 – вероятная зона проявления миграционного высокопреобразованного битумоида

Показаны границы НГБ и возможно НГБ в доюрском этапе нефтегазоносности Западной Сибири, а также зона высокопреобразованного ОВ из отложений баженовской свиты, характеризующаяся низкими содержаниями ванадия и ванадилпорфиринов или полным отсутствием последних [13], что характерно для высокопреобразованного ОВ, каковым не является ОВ самих баженовских отложений. Битумоиды в этой выделенной зоне, вероятно, мигрировали из нижних высокопрогретых горизонтов бассейна. Протягивается зона через Юганскую впадину, Колтогорский прогиб, Салымское поднятие и далее на северо-запад. Территория высокопреобразованного ОВ соответствует распространению триасовых рифтов, гранитоидных массивов и флюидопроводящих разломов в фундаменте [8]. По данным бассейнового моделирования, проведенного А.В. Ступаковой и др. [14], триасовый рифтогенез и последующее развитие бассейна привели к наличию глубинных региональных разломов, благоприятных для вертикальной миграции флюидов. Эта зона практически совпадает с перспективной зоной нефтеносности доюрских отложений по результатам математического моделирования и с существующей нефтеносностью Ханты-Мансийского и Нюрольского регионов.

Принимая во внимание большую состоявшуюся продуктивность ниже-среднеюрских отложений и благоприятную геохимическую обстановку доюрских отложений Западно-Сибирского НГБ (относительно высокое содержание $C_{орг}$ и ХБА, высокий реализовавшийся генерационный потенциал, умеренная и достаточная катагенетическая прогретость недр, с учетом МЭ характеристики нафтидов и в комплексе с другими геологическими предпосылками – коллекторами и крышками), изучаемые отложения можно рассматривать как высокоперспективный объект для открытия в нем месторождений нефти и газа.

Таким образом, нами обоснованы благоприятные условия для формирования скоплений нефти и газа в глубокозалегающих доюрских отложениях Западной Сибири и выделена перспективная зона для поисков месторождений нефти и газа.

Статья написана в рамках выполнения Программы Президиума РАН на 2017 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Муслимов Р.Х.* Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании и развитии месторождений углеводородного сырья // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ. Казань, 2006. С. 3–9.

2. *Шустер В.Л.* Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. М.: Геоинформцентр, 2003. 48 с.
3. *Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов. Saarbrücken: Lambert Acad. Publ., 2012. 135 с.
4. *Пунанова С.А.* Геохимические особенности палеозойских нефтей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Нефтехимия. 2002. Т. 42, № 6. С. 428–436.
5. *Пунанова С.А., Виноградова Т.Л.* Прогноз фазового состояния углеводородных скоплений в мезозойских отложениях севера Западной Сибири // Геохимия. 2006. № 9. С. 983–995.
6. *Лопатин Н.В., Емец Т.П.* Нефтегенерационные свойства и катагенез глинистых пород мезозойско-пермских стратотипов, вскрытых Тюменской сверхглубокой скважиной СГ-6 // Геология, геофизика и разраб. нефт. месторождений. 1999. № 7. С. 9–19.
7. *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 нефтегазоносности: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. СПб., 2008. С. 68.
8. *Фомин А.Н.* Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горн. ведомости. 2011. № 9. С. 11.
9. *Пунанова С.А., Шустер В.Л.* Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разраб. нефт. и газовых месторождений. 2012. № 6. С. 20–26.
10. *Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П.* Микроэлементная характеристика сырых нефтей Шаимского и Среднеобского нефтегазоносных районов Западной Сибири: новые данные. Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь. М., 2010. С. 586.
11. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири с помощью геолого-математической программы «Выбор» // Нефт. хоз-во. 2014. № 1. С.16–19.
12. *Шустер В.Л., Пунанова С.А., Нго Л.Т.* Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений Западной Сибири и Южно-

Коншонской впадины (Вьетнам) // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017. М., 2017. С. 240–244.

13. *Чахмахчев В.А., Пунанова С.А.* К проблеме диагностики нефтематеринских свит на примере баженовских отложений Западной Сибири // *Геохимия*. 1992. № 1. С. 99–109.

14. *Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В.* Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // *Георесурсы*. 2015. № 2(61). С. 63–75.