

# Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири

С.А. Пуанова\*, В.Л. Шустер

*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*

Сложнопостроенные низкопроницаемые породы-коллекторы пока малоизучены. Это замедляет освоение ресурсов нефти и газа юрских и глубокопогруженных доюрских отложений Западно-Сибирского нефтегазозносного бассейна. Также нет единого мнения среди геологического сообщества относительно перспективности этих отложений с позиций генерации в них нефти и последующей её эмиграции. Существует много вопросов по строению и нефтегазоносности отложений баженовской свиты, ресурсы нефти которой составляют десятки миллиардов тонн. В статье рассмотрены проблемы нефтегазоносности и картирования неоднородного строения массивных пород, в том числе образований фундамента. Кроме того, оценены перспективы нефтегазоносности юрских и доюрских отложений северных регионов Западной Сибири с привлечением геолого-геохимических данных. Выявленные зоны высокопреобразованного органического вещества в отложениях баженовской свиты и ряд других фактов позволяют по-новому аргументировать перспективы нефтегазоносности нижележащих отложений.

**Ключевые слова:** доюрские отложения, породы-коллекторы, перспективы нефтегазоносности, баженовская свита, углеводороды, нефть, Западно-Сибирский нефтегазозносный бассейн, микроэлементы, ванадий, ванадилпорфирины

**Для цитирования:** Пуанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 20(2), с. 67-80. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80>

## Введение

В настоящее время на севере Западно-Сибирского нефтегазозносного бассейна (НГБ) пробурено свыше 220 поисковых и разведочных скважин, вскрывших мезозойские терригенные отложения в стратиграфическом диапазоне от верхней юры до триаса на глубинах от 2000 до 4000 м и более. Все они располагаются в Надым-Пурской, Пур-Тазовской и Гыданской нефтегазозносных областях. Значительный прогресс в изучении строения и нефтегазозносности глубоких горизонтов севера Западной Сибири обозначился с проведения региональных и площадных сейсморазведочных работ, с бурения и исследования сверхглубоких скважин – СГ-6 и СГ-7, в результате чего накоплен определенный фактический материал (Хахаев и др., 2008; Бочкарев и др., 2000; Скоробогатов, 2017 и др.).

Однако освоение ресурсов нефти и газа в юрских и особенно в глубокопогруженных отложениях доюрского возраста в Западной Сибири в настоящее время замедляется в связи с их недостаточной изученностью и трудностью интерпретации получаемых результатов. Особенно это касается геохимических и палеогеотермических оценок перспектив продуктивности недр на больших глубинах, превышающих 4,0-4,5 км. Среди геологов нет однозначной оценки перспектив нефтегазозносности отложений больших глубин, значительно переработанных в процессе их погружения, с позиций выявления коллекторов. Остается много неизведанного в особенностях строения

и нефтегазогенерации баженовской свиты титон-нижнеберриасовского возраста.

В предлагаемой статье мы детализируем некоторые положения разработанных нами ранее концепций, более углубленно рассматриваем геохимический аспект нефтегазозносности глубокозалегающих отложений. Кроме того, привлечены данные о содержании микроэлементов (МЭ), в частности ванадия (V), и металлопорфириновых комплексов (МПК) – ванадилпорфиринов (Vp), в органическом веществе (ОВ) пород баженовской свиты и нефтях для оценки их термического преобразования. Мы предлагаем под новым углом зрения рассмотреть геологическое строение плотных отложений монолитных толщ, их нефтегазозносность и выработать новый взгляд на проблему перспективности изучаемых отложений.

## Низкопроницаемые породы-коллекторы

Необходимые и достаточные условия (геологические факторы) при формировании месторождений нефти и газа для отложений глубоких горизонтов остаются теми же, что и для образования скоплений углеводородов (УВ) в верхнем юрско-меловом комплексе пород. Это наличие ловушки, пород-коллекторов, флюидоупоров, благоприятная геохимическая и гидрогеологическая характеристика разреза. Однако изменяются (иногда кардинально) характеристики этих факторов и соответственно оценка перспектив нефтегазозносности, выбор направлений и объектов геологоразведочных работ.

Причиной значительного, порой принципиального отличия геологических условий верхнего (юрско-мелового) от нижнего доюрского (триас-палеозой-фундамент) этажа

\* Ответственный автор: Пуанова Светлана Александровна  
E-mail: [pupanova@mail.ru](mailto:pupanova@mail.ru)

© 2018 Коллектив авторов

является, во-первых, существенное уплотнение пород на больших глубинах под воздействием гидростатического давления, что приводит к изменению структуры и текстуры пород, разрыву пластов и, в целом, к изменению строения. Повышенная тектоническая активность на больших глубинах, по сравнению с глубинами в 3-4 км, также обуславливает существенное различие в строении пород-коллекторов и пород-флюидоупоров. Во-вторых, изменяется литологический состав пород: из преимущественно терригенных и карбонатных в верхнем этаже на те же, но уплотнённые породы, а также на эффузивно-терригенные, эффузивные и кристаллические (магматические) и метаморфические породы (в нижнем). В результате, с глубиной уменьшается проницаемость, изменяется характер пустотности: из порового типа она превращается в трещинно-поровую, трещинно-каверновую, и одновременно существенно уменьшаются её значения. Значительно меняется протяженность пластов, они разорваны на фрагменты, что легко проследить на сейсмических разрезах: на глубине оси синфазности зачастую разорваны. В глубоких горизонтах часто бывает затруднительно увязать корреляцию пластов по скважинам с сейсмическими материалами.

По целому ряду месторождений установлена крайняя неоднородность строения глубокозалегающих продуктивных толщ, в частности, хаотичное распределение в разрезе пород-коллекторов и приточных зон. Так, нами (Шустер, 2003) на хорошо изученном вьетнамском нефтяном месторождении Белый Тигр в образованиях фундамента выявлено (по материалам ГИС, сейсморазведки 3Д и результатам термогидродинамических исследований) крайне неравномерное распространение в залежи пород-коллекторов как по площади, так и по разрезу. Причем, при опробовании 500-800 метровых интервалов открытого ствола в скважинах основная часть притока нефти зафиксирована (по результатам термогидродинамических исследований в 20-ти скважинах) в 20-40 метровых интервалах. И, если на Центральном своде месторождения Белый Тигр нефтенасыщенные породы-коллекторы залегают сразу от поверхности фундамента, то на Северном своде первые породы-коллекторы обнаружены в разрезе на глубине 500-600 м от поверхности. О неоднородности строения свидетельствует также резкое различие фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов и, как следствие, значений дебитов нефти. Так, полученные притоки нефти из скважин, как обобщенный показатель ФЕС пород, в залежи фундамента различаются на три порядка: от первых единиц до 2000 т/сут. Эти факторы труднообъяснимы с позиции классической физики. Залежь классифицируется как массивная.

Такая же картина в строении фундамента наблюдается на двух разведочных площадях Западной Сибири – Усть-Балыкском и Северо-Даниловском. На Усть-Балыкском месторождении породы-коллекторы, выявленные методом сейсморазведки с использованием рассеянных волн, сосредоточены в восточной части толщи фундамента, а на Северо-Даниловском коллекторы выявлены непосредственно под поверхностью фундамента, но распределены по площади крайне неравномерно. Неучёт сложного неоднородного строения фундамента, возможно, является

причиной того, что в Западной Сибири в этих отложениях до сих пор не открыто крупных по запасам залежей нефти и газа.

Возможно, следует рассматривать залежи УВ в массивных плотных породах с позиции модели «геофизической среды», нелинейной, иерархически неоднородной, энергетически насыщенной и активной (Николаев, 1991), т.е. с позиции перехода к новому пониманию свойств горных пород, что требует серьёзного дополнительного исследования и подтверждения.

Резкая неоднородность установлена в строении баженовской свиты Западной Сибири: изменение её литологического состава как по площади, так и по разрезу, изменчивость чередования в разрезе пород-коллекторов и интервалов нефтяных притоков. Отсутствие надежных технологий картирования строения баженовской свиты, наряду с технологическими проблемами, не позволяет осуществить полномасштабное освоение ресурсов и запасов нефти этой уникальной толщи протяженностью 1 млн км, шириной 200 км.

Многочисленными исследованиями установлено, что пустотность плотных массивных пород приурочена, в основном, к трещинным и трещинно-каверновым коллекторам, которые и являются очагами аккумуляции нефти (газа). Нами (Шустер, 2003) было высказано предположение, что образование зон разуплотнённых трещиноватых пород в образованиях фундамента происходит под воздействием статических и динамических внутренних и внешних напряжений при относительно быстром снижении давления и температуры, сопровождаемом импульсом выделяемой энергии, который и является первопричиной разрушения. В баженовской свите трещиноватость («разуплотнённость») создается искусственно с помощью гидроразрыва.

Сегодня разработаны технологии сейсморазведки с использованием рассеянных волн, которые позволяют ещё до стадии бурения выделять в разрезе массивных толщ на перспективных разведочных площадях участки и зоны развития пород-коллекторов – потенциальных залежей нефти и газа. Следует отметить, что роль флюидоупоров для залежей нефти (газа) в образованиях фундамента могут играть не только региональные, но и зональные и локальные флюидоупоры. Причем, это могут быть не только глинистые или карбонатные толщи, но и эффузивные и кристаллические породы.

На севере Тюменской области, где открыты уникальные по запасам УВ сырья месторождения в меловых и верхнеюрских отложениях, наметился тренд снижения прироста запасов газа в этих отложениях. Бурение ранее проводилось лишь до глубины 3-4 км при мощности осадочного чехла по геофизическим данным до 9-11 км. Поэтому на сегодняшний день на повестке дня стоит вопрос о детальном изучении перспектив нефтегазоносности ниже-среднеюрских и доюрских отложений (нижнего этажа), в том числе, и на месторождениях-гигантах севера Западной Сибири. По мнению ряда ученых (В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова, Н.П. Запивалова, И.А. Клещева, А.Э. Конторовича, И.А. Плесовских, В.А. Скоробогатова, В.С. Шеина, В.Л. Шустера и др.), к новым перспективным объектам отнесены базальные слои средней и нижней юры, осадочные отложения триаса и

палеозоя, образования коры выветривания и зоны уплотнения фундамента.

### Оценка перспектив нефтегазоносности юрских и доюрских отложений

Исключительно важен геохимический аспект оценки перспектив нефтегазоносности юрских и глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири. Проведенные нами исследования по составу битумоидов баженовских отложений Западно-Сибирского НГБ не только уточнили особенности ОВ самой свиты, но и дали дополнительную информацию для оценки с новых позиций возможной генерационной способности доюрских и палеозойских отложений.

#### *Геохимическая детализация генетических особенностей органического вещества баженовской свиты*

Актуальность изучения и повышенный интерес к отложениям баженовской свиты вполне закономерен и связан с ее известной уникальностью (ресурсами нефти) и необходимостью уточнения перспектив нефтегазоносности свиты на большей части территории бассейна. Отложения баженовской свиты, широко развитые в пределах Западно-Сибирского НГБ, довольно хорошо изучены и описаны О.А. Арефьевым и др.; В.И. Гончаровым; М.В. Дахновой и др.; А.Э. Конторовичем и др.; Д.В. Немовой и др.; И.И. Нестеровым и И.Н. Ушатинским; Г.С. Певневой и др. Однако относительно высокая степень изученности свиты не привела к однозначности в суждениях о происхождении в ней УВ нефтяного ряда и закономерностях их пространственного размещения. Так, одна часть исследователей полагает, что нефти баженовской свиты сингенетичны ОВ её пород (Лопатин, Емец, 1999; Конторович, Костырева, 2015 и др.). Другие авторы считают нефти в свите эпигенетичными или смешанными за счет вторичного их поступления из нижележащих отложений в зонах повышенной трещиноватости (Скоробогатов, 2017; Соболева, 2017 и др.). Существование разных взглядов на источник нефти еще более повысило научный и практический интерес к проблеме нефтегазоносности баженовской свиты, в частности, к геохимическим аспектам происхождения в них УВ. Отложения свиты представлены в основном черными битуминозными аргиллитами с примесью кремнистого и карбонатного материала, значительно обогащенными  $S_{орг}$  (до 10-15% на породу) и хлороформным битумоидом (ХБА) (до 2% на породу). А.Э. Конторович и др. (2014) характеризуют эти породы как «карбонатно-глинисто-кероген-кремнистые». К окраинам бассейна седиментации в глинах появляется примесь песчаного материала, и их битуминозность существенно снижается.

Остановимся более детально на особенностях диагностики нефтепроизводящих толщ баженовских отложений, используя при этом МЭ критерии генетических связей «нефть – рассеянное ОВ». Поиск в разрезе осадочных толщ нефтематеринских свит и их диагностика является необходимым этапом оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. Сходство нефтей и сингенетичных ХБА пород по распределению МЭ может свидетельствовать об участии этих толщ в процессах нефтеобразования. Несомненно, биогенная природа

большинства МЭ нефтей дает полное основание для такой корреляции. Для более обоснованного суждения о наличии в осадочном разрезе нефтематеринских отложений необходимо четко разделять битуминозные компоненты на сингенетичные и эпигенетичные. Сингенетичный битумоид из пород с высоким значением органического углерода ( $C_{орг}$ ) и низким коэффициентом битуминозности ( $\beta = ХБА/C_{орг}, \%$ ) отличается, как правило, высоким содержанием V, Ni, Co, Mo и других МЭ, связанных с асфальтово-смолистыми компонентами, так называемых «тяжелых» МЭ. Концентрации этих МЭ могут оказаться на два порядка выше, чем в нефтях или в эпибитумоидах. Концентрация МЭ, ассоциирующихся с масляными УВ компонентами, т.н. «подвижных» – Fe, Au, Pb, Cu и др., в этих битумоидах ниже, чем концентрация «тяжелых». Распределение МЭ в эпигенетичных битумоидах отражает их миграционный характер, иногда контаминационный, они более подвижны, имеют, по сравнению с сингенетичными битумоидами, относительно низкие концентрации «тяжелых» МЭ (тот же порядок, что и в нефтях) (Пуланова, 2017; Пуланова, Чахмахчев, 1992).

Исследования МЭ состава битумоидов баженовской свиты (методом атомной абсорбции) и МПК (на приборе Specord) по площади распространения, проведенные авторами, показали её значительную неоднородность (Чахмахчев, Пуланова, 1992; Пуланова, 2017). Как можно видеть на рис. 1, содержание Vp в ОВ пород на территории бассейна изменяется от их полного отсутствия до весьма высоких значений. Так, ХБА пород западных районов характеризуется отсутствием или малыми значениями содержания Vp. Центральные районы (Сургутский, Нижне-Вартовский, Александровский своды и некоторые районы севернее их) отличаются существенным обогащением ХБА порфиринами. Особенностью представленной схемы является зона аномально малых значений Vp в ХБА, выделенная на карте цветом, которая имеет северо-восточное простирание и охватывает районы площадей Салымской, Каменной, Декабрьской, Верхне-Ляминской, Вынгаяхинской, Тарасовской и др. Распространяясь на районы площадей Губкинская – Тарасовская, эта зона продолжается на северо-запад в сторону Нового Порта.

На рис. 2 показана схема распределения содержаний V в ХБА пород баженовской свиты Западной Сибири. По значениям этого параметра вся территория бассейна значительно расчленена. Содержание V в ХБА изменяется от  $0,83 \times 10^{-2}\%$  (Угутский район) до  $30 \times 10^{-2}\%$  в западных районах бассейна (Каменная площадь, Хейгинский и Надымский районы). Четко трассируется аномальная зона низких значений содержания V, протягивающаяся от юго-западного направления в северо-восточное, также показанная на карте цветом. Эта зона повторяет по своей ориентации участки, выделенные на рис. 1 по аномально низкому содержанию Vp (Чахмахчев, Пуланова, 1992; Пуланова, 2017). Как известно, и нами ранее отмечалось, в условиях высоких палеотемператур Vp разрушаются, образуя пирролы и короткие цепочки УВ разного строения. В зонах катагенного преобразования нефти и ОВ теряют также существенную долю МЭ, в частности V (Т.В. Карасёва, О.В. Серебренникова и др., С.А. Пуланова и др.).

Детальное изучение в региональном плане состава ОВ пород свиты позволило выделить две его



Рис. 1. Схема распределения содержания ванадиевых порфиринов (Vp) в ОВ пород баженовской свиты Западной Сибири (Чахмахчев, Пуанова, 1992; Пуанова, 2017). I – площади отбора керна (числитель) с указанием содержания Vp ( $n \times 10^{-3}\%$ ) в ОВ (знаменатель). Площади отбора керна: 1 – Новопортовская, 2 – Надымская, 3 – Хейгинская, 4 – Ямсовейская, 5 – Губкинская, 6 – Тарасовская, 7 – Вэнгайхинская, 8 – Итурская, 9 – Коллективная, 11 – Вынгапуровская, 12 – Тагринская, 13 – Северная Еркальская, 14 – Верхнеяминская, 15 – Декабрьская, 16 – Каменная, 18 – Покачевская, 19 – Федоровская, 20 – Самотлорская, 21 – Соснинская, 22 – Медведевская, 23 – Мегинская, 24 – Усть-Балыкская, 25 – Салымская, 26 – Угутская, 27 – Соимлорская, 28 – Межевжъя, 29 – Стрежневая, 31 – Сургутская, 32 – Холмогорская, 33 – Матюшинская; II – изолинии содержания Vp в ОВ пород; III – зона аномально низких содержаний Vp.

генетические разновидности. Первая, слабо преобразованная, характеризуется низкими значениями (не более 7-8%) коэффициента битуминозности ( $\beta$ ) и сравнительно высокими значениями коэффициента метаморфизма  $k_1 = (П+Ф)/(n-C_{17}+n-C_{18})$  – до 0,8, а также относительно высокой концентрацией и разнообразием различных кислородсодержащих структур при повышенной суммарной ароматичности. Этот тип битумоида развит в отложениях Широкого Приобья. Вторая разновидность битумоидов характеризуется повышенным  $\beta$  (до 30%), низкими величинами  $k_1$  (0,1-0,3), невысокой относительной концентрацией кислородсодержащих соединений и суммарной ароматичностью ХБА по отношению к группам  $CH_2$ ,  $n$ -алканов. В ХБА этого типа практически не обнаружены порфирины и ничтожно малы концентрации ванадия. Такие показатели, как отмечалось ранее, характерны для ОВ высокой стадии преобразования. Эта геохимическая зона совпадает с зоной промышленной нефтеносности, а в региональном плане отразилась в виде широкой полосы, имеющей северо-восточное простирание. Она охватывает часть Юганской впадины, Колтогорский

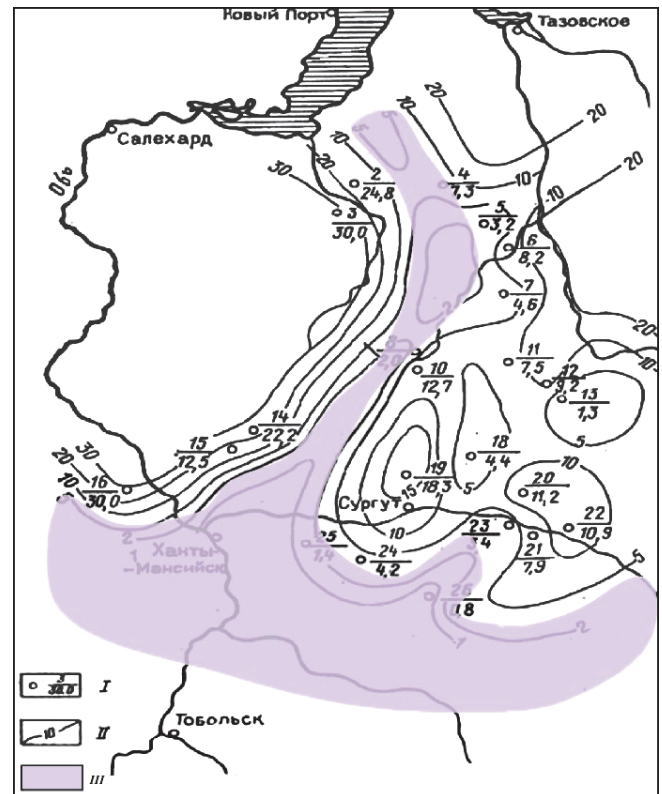


Рис. 2. Схема распределения содержания ванадия в ОВ пород баженовской свиты Западной Сибири (Чахмахчев, Пуанова, 1992; Пуанова, 2017). I – площади отбора керна (числитель) с указанием содержания V ( $n \times 10^{-2}\%$ ) в ОВ (знаменатель), площади отбора керна см. рис. 1; II – изолинии содержания V в ОВ пород; III – зона аномально низких содержаний V.

прогиб, Салымское поднятие и протягивается далее на северо-запад.

Таким образом, выявленная неоднородность ОВ пород баженовской свиты может объясняться, с нашей точки зрения, различной их природой – сингенетичной и эпигенетичной. Такое расчленение битумоидов в НГБ является необходимым условием дальнейшего сопоставления ОВ пород и нефтей для выявления в разрезе нефтематеринских свит.

С целью сопоставления состава нефтей и ОВ пород баженовской свиты детально изучен разрез скважины №554 Салымского месторождения, которое входит в состав так называемого Большого Салыма. Пласт Ю<sub>0</sub>, приуроченный к глинам баженовской свиты  $J_3 v^1 - K_{16}^1$ , нефтеносен на значительной территории. Скважина №554 расположена в пределах контура нефтеносности на центральном куполе структуры. По результатам изучения ОВ пород баженовской свиты выявлено тесное подобие состава нефтей свиты и состава битумоидов пород. Оно выразилось в отсутствии порфиринов, непропорционально низких концентрациях V, близком количественном распределении МЭ и кислородсодержащих групп. В связи с тем, что сопоставление нефтей, скорее всего, проводилось с эпигенетичными битумоидами (в контуре нефтеносности), это подобие не является генетически сложившимся и не доказывает, а наоборот опровергает представления о связи промышленной нефтеносности свиты с генерационными способностями её ОВ, а выявленная близость – это результат контаминации ОВ пород нафтидами иных источников генерации.

Особенности свиты, ее сланцевый характер и частое чередование более плотных и менее плотных пород – накопителей и производителей УВ, приводят к трудностям дешифровки собственно нефтематеринских прослоев в её строении. Эта неопределенность вызвана тем, что методы исследования традиционных УВ скоплений не применимы к нетрадиционным объектам, которые являются одновременно и нефтематеринскими, и нефтесодержащими. Любые перемещения флюидов внутри таких толщ приводят к изменению их состава, в частности, к обогащению более подвижными компонентами и обеднению смолисто-асфальтовыми компонентами, с которыми связаны МЭ и МПК.

Исходя из этих соображений, для более корректной интерпретации полученных результатов, т.е. для уточнения природы эпигенетичного битумоида и роли ОВ пород баженовской свиты в процессах нефтеобразования, и, учитывая отмеченную сложность выявления сингенетичной составляющей и источников нефтеобразования в баженовской свите, нами были проведены экспериментальные работы по мягкому термолизу (до 300°C) глубоко дебитуминизированного ОВ для получения керогена. Подобие МЭ состава выделившихся продуктов (при термолизе) микроэлементному составу нефтей свиты будет свидетельствовать о сингенетичности нефтей ОВ вмещающих пород. При обратных результатах более аргументированными становятся представления о вторичности нефти по отношению к породам свиты, что наглядно иллюстрирует рисунок (Рис. 3) (Чахмахчев, Пуанова, 1992; Пуанова, 2017): после прогрева не обнаруживается сходство МЭ отношений нефтей и сингенетичных битумоидов, как это наблюдалось до прогрева. Таким образом, в результате проведенных аналитических работ можно сделать вывод, что сходство нефти и ОВ пород баженовской свиты не является генетическим, а проявляется за счет вторичной нефтеносности. Полученный после прогрева битумоид (за контуром нефтеносности), как в случае битумоида пород скважины №554 (в контуре нефтеносности), по МЭ составу отличается от нефтей баженовской свиты Салымского месторождения по величине  $V/Ni$ , концентрационным

рядам распределения МЭ, а также по величине соотношений МЭ. Все это свидетельствует об эпигенетичном характере высокопреобразованных битумоидов, мигрирующих вероятно из нижних высокопрогретых горизонтов бассейна в более высокие и не связанных с сингенетичными слабо катагенетически преобразованными битумоидами баженовских отложений. Привлечение данных по битуминологической характеристике и УВ составу ОВ пород также свидетельствует о наличии в аномальных зонах высокопреобразованного ОВ (Чахмахчев, Пуанова, 1992). Комплексное сопоставление УВ биомаркеров и МЭ в системе “кероген – битумоид – нефть” позволило поставить под сомнение нефтегенерирующую роль ОВ баженовской свиты в границах Салымского месторождения.

Исходя из этого, можно предположить, что в пределах зон с аномально низкими содержаниями  $Vp$  и  $V$  или их полным отсутствием в битумоидах пород, происходило смешение битумоидов баженовской свиты с битумоидами, образовавшимися в более глубоких горизонтах при более высоких палеотемпературах. ОВ баженовской свиты характеризуется стадиями преобразования конца  $MK_1$ - $MK_2$  ( $R^\circ = 0,45 - 0,85\%$ ), что соответствует второй половине главной зоны нефтеобразования (ГЗН) (Конторович и др., 2014; Неручев и др., 1986). Приведенные данные подтверждают возможный подток жидких УВ из ниже лежащих отложений юры (васюганской и тюменской свит), триаса и палеозоя, способных быть генератором высокой продуктивности всего юрского и ниже лежащего разреза. Протягивается зона через Юганскую впадину, Колтогорский прогиб, Салымское поднятие и далее на северо-запад к полуострову Ямал. Территория высокопреобразованного ОВ соответствует распространению триасовых рифтов, гранитоидных массивов и флюидопроводящих разломов в фундаменте (Конторович и др., 2008; Фомин, 2011). По данным бассейнового моделирования (Ступакова и др., 2015), триасовый рифтогенез и последующее развитие бассейна привели к глубинным региональным разломам, благоприятным для вертикальной миграции флюидов. Результаты математического моделирования показали, что эта зона практически совпадает

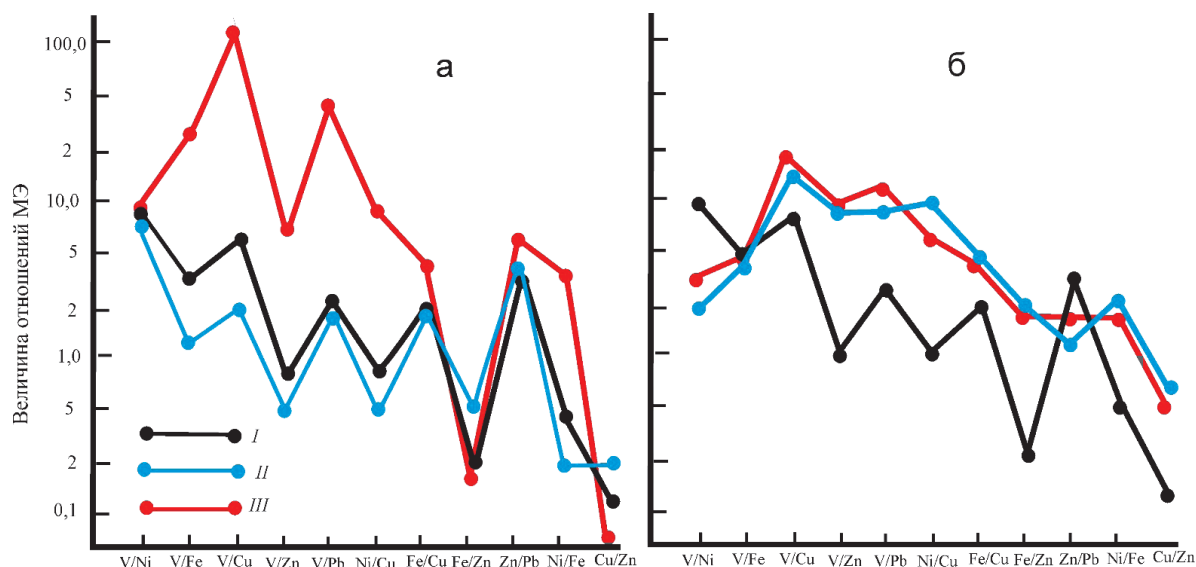


Рис. 3. Сопоставление МЭ соотношений в ОВ пород и нефтях до прогрева (а) и после прогрева (б) (Чахмахчев, Пуанова, 1992; Пуанова, 2017). Отношения МЭ: I – в нефтях, II – в ХБА пород баженовской свиты в контуре нефтеносности, III – в ХБА пород баженовской свиты за контуром нефтеносности.

с перспективной зоной нефтеносности доюрских отложений (Шустер, Пунанова, 2014) и с существующей нефтеносностью Ханты-Мансийского и Нурольского регионов.

Некоторые исследователи имеют другую точку зрения по поводу генезиса нефти в баженовской свите, считая ее сингенетичной ОВ самой свиты, опровергая эпигенетичный или смешанный её характер. Так Н.П. Фадеева, А.В. Ступакова и др. считают, что в этом районе отложения баженовской свиты находятся в нефтяном окне (середина-вторая половина ГЗН), исходное ОВ – фитогенное, и оно само может генерировать нефть; а битумоиды, принимаемые нами за эпигенетичные, являются паравтохтонными, перемещенными в самой нефтематеринской толще. Ряд исследователей (Фомин, 2011, Конторович, Костырева, 2015 и др.) признают наличие зон высокопреобразованного ОВ собственно баженовских отложений, например, на Чупальском и Малобалыкском месторождениях, подтверждая это пиролитическими и углелетрографическими характеристиками, а также повышенным температурным градиентом. Дополнительному прогреву отложений и повышению катагенеза по сравнению с близко расположенными площадями, где отложения баженовской свиты находятся на грациях катагенеза МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub>, способствовали и разломы, фиксируемые на этих территориях.

С другой стороны, исследования, опубликованные в последние годы, достаточно аргументированно подтверждают смешанный характер битумоидов в баженовских отложениях и возможность формирования нефтеносности свиты за счет других источников генерации. Так, в работе (Соболева, 2017) при интерпретации результатов детального УВ состава большой выборки нефтей (более 80 проб нефти Западно-Сибирского НГБ) сделано предположение, что кроме «собственного ОВ баженовской нефтематеринской свиты в формировании состава нефти принимали участие углеводородные флюиды васюганской, тюменской свит и возможно палеозойских пород. Подток легких жидких УВ и газов происходил по зонам разломов разного генезиса и длительности существования».

Безусловно, выявление нефтематеринских отложений в сланцевых формациях баженинов, доманикитов, мелинитов – достаточно сложная задача. Начиная со времён И.М. Губкина и по сей день ведутся горячие споры о нефтегенерационных способностях верхнедевонской доманиковой толщи Волго-Урала. Её нефтематеринские свойства не вызывают сомнения, а вот масштабы возможного отделения микронепти из толщи подвергаются дискуссии. Тем не менее, в отложениях доманика в разуплотненных трещиноватых прослоях-коллекторах обнаруживают остаточную микронепть (которую теперь называют сланцевой нефтью), и из пластов битуминозных кремнисто-карбонатных пород получают притоки УВ полупромышленного и промышленного характера (Дахнова, Можегова, 2015; Ступакова и др., 2015; Мухаметшин, Пунанова, 2016 и др.). И.Н. Плотниковой и др. (2017) на основании исследований геохимических характеристик битумоидов семилукского горизонта и нефти эйфельско-франского терригенного комплекса сделан вывод о том, что в семилукском горизонте, наряду с сингенетичным рассеянным веществом, присутствуют подвижные битумоиды, идентичные нефтям нижележащих терригенных отложений пашийского и тиманского горизонтов. В связи

с этим, авторы считают битумоиды в доманиковой толще миграционными, а сами отложения доманиковой фации следует рассматривать в качестве «аккумуляционной или аккумуляционно-генерационной системы, нефтяные залежи которой сформировались за счет нефтяных систем, генерированных в иных источниках».

Сходные выводы были нами получены при детальном изучении состава ХБА глинистых отложений менилитовой свиты олигоценевого возраста (верхний палеоген) Предкарпатского краевого прогиба Северо-Предкарпатского НГБ. Исследование связи нефтей и ОВ пород позволило нам выделить две разновидности битумоидов – сингенетичную и эпигенетичную, значительно отличающиеся друг от друга по содержанию МПК. Сингенетичный тип выявлен в образцах с площадей Тянявское, Пасечнянское и Сходницкое. Он характеризуется низкой величиной  $\beta$  (до 7-8%) и высокими концентрациями ванадилпорфиринов (Vp) (до 1,6% на ХБА), что говорит о невысокой стадии преобразования ОВ. В эпигенетичных битумоидах, полученных из отложений с площадей Рожнятовское, Долинское, как и в нефтях месторождений Долинское, Тянявское, Рожнятовское, Сходницкое, Битковское, Лопушнянское из менилитовых отложений с глубин от 2513 до 4712 м, отсутствуют Vp. Это обстоятельство, а также особенности УВ состава и распределение кислородсодержащих групп свидетельствуют о более высокой их катагенной превращенности. Исходя из выявленных генетических различий в составе нефтей и ОВ пород, а также разной степени их катагенетического преобразования, менилитовые глинистые черные сланцы, вероятно, не являлись единственно генерирующими источниками для УВ систем из кайнозойского разреза Предкарпатья. Формирование залежей нефти возможно проходило за счет смешения, либо обусловлено миграцией жидких УВ из более глубокопогруженных зон развития мезо-палеозойского осадочного комплекса (Маевский и др., 1992).

Резюмируя приведенный довольно обширный материал по особенностям распределения ОВ в отложениях баженовской свиты Западно-Сибирского НГБ и других регионов с распространением подобной черносланцевой формации, можно констатировать наличие зон с внедрением высокопреобразованных эпигенетичных битумоидов, катагенно измененных глубинными процессами, что, на наш взгляд, повышает перспективы нефтегазоносности исследуемого региона за счет дополнительного, кроме ОВ собственно баженовских отложений, источника углеводородов. Эти источники могут быть связаны с нефтепроизводящими юрскими (васюганская и тюменская свиты) и глубокопогруженными доюрскими осадочными отложениями – триасовыми и палеозойскими.

#### **Оценка перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских и доюрских отложений**

К 2016 г. в пределах Западно-Сибирского НГБ открыто 902 месторождения УВ, в том числе 350 с залежами в юрском комплексе. Наибольшее число залежей (624 залежи на 210 месторождениях) обнаружено в тюменской свите, в баженовской свите выявлено 80 залежей. Наибольшие начальные открытые запасы нефти сосредоточены в нижне-среднеюрском нефтегазоносном комплексе

центральных и северных районов бассейна (17,6 млрд т, геол.), наименьшие – в баженовской свите (0,6 млрд т, извлеч.) (Скоробогатов, 2017). В наших предыдущих исследованиях вопросы оценки перспектив нефтегазоносности юрских и доюрских отложений были достаточно глубоко проработаны (Виноградова, Пуанова, 2006; Чахмахчев и др., 2003; Пуанова, Шустер, 2012; Дмитриевский и др., 2012; Шустер, Пуанова, 2016). Остановимся кратко на основных положениях.

По представлениям (Шемин и др., 2001), наиболее информативными показателями оценки перспектив применительно к юрским отложениям Надым-Газовского междуречья являются тектонический и литолого-фациальный, так как именно они контролируют развитие здесь наиболее крупных скоплений УВ. Ю.Н. Карогодин (2004) придает большое значение роли геодинамических процессов в формировании уникальных по масштабам месторождений северных и арктических регионов Западной Сибири. Именно здесь, в отличие от других

областей Западной Сибири, в неоген-четвертичное время проявились интенсивные структурно-формационные движения с образованием поднятий-ловушек с амплитудами более 200 м. Такого же мнения придерживается и В.А. Скоробогатов (2003), который считает, что в зависимости от тектонического строения осадочного бассейна, литолого-фациальной характеристики осадочного чехла и геотермического режима условия онтогенеза, УВ существенно различаются и приводят к формированию различных по крупности и фазовому состоянию месторождений.

Исходя из приведенных выше соображений, нами было обращено особое внимание на литолого-фациальную обстановку осадконакопления, на стадийность катагенетического преобразования ОВ отложений, а также на структурные особенности региона в связи с масштабностью месторождений. Материал проиллюстрирован картами-схемами (Рис. 4 и 5).

Анализ связи масштабности месторождений со структурными элементами выявил приуроченность

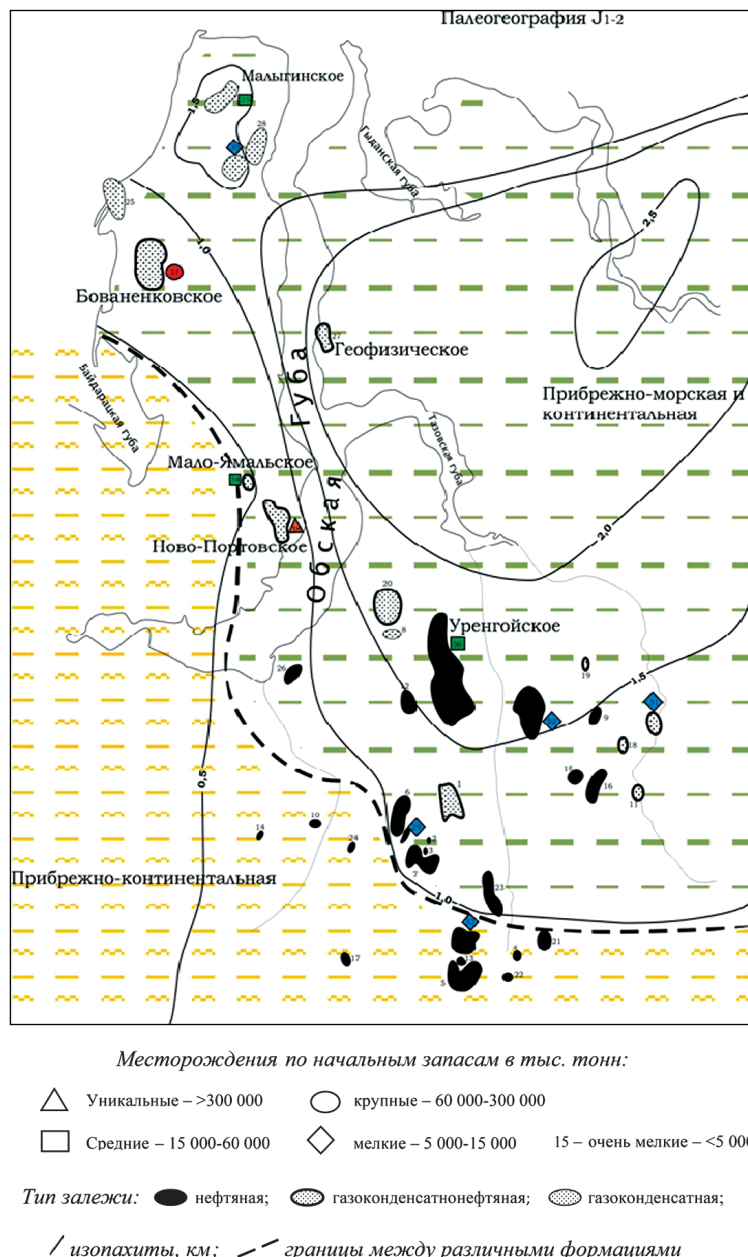
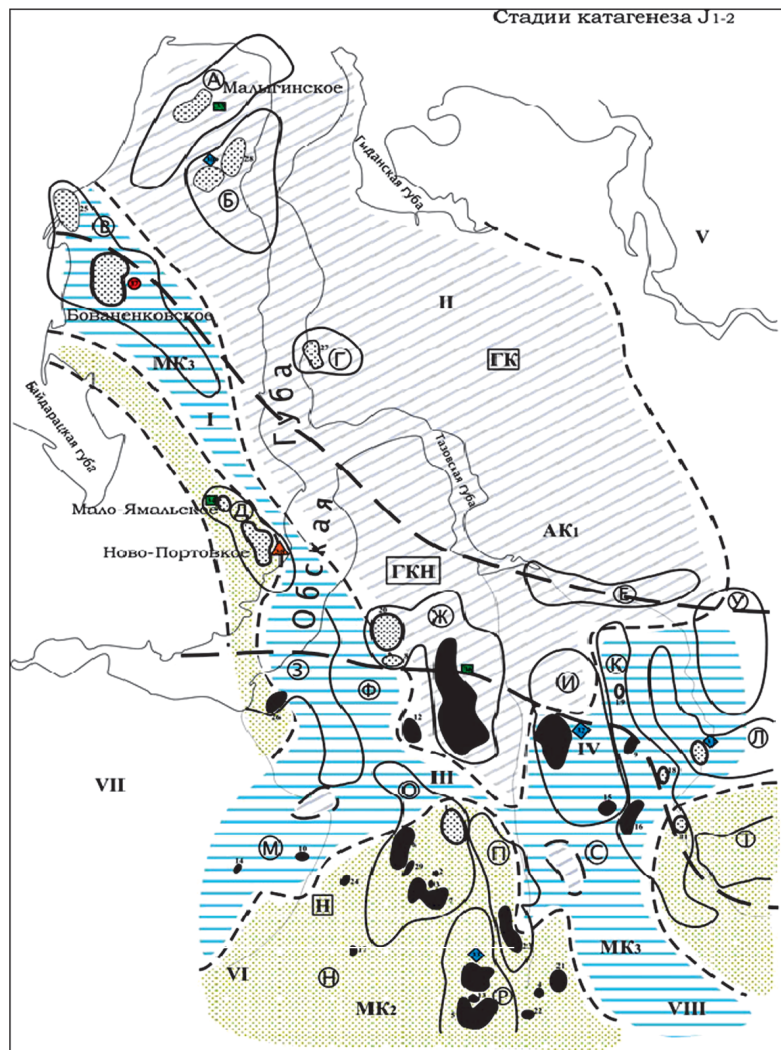






Рис. 4. Схематическая карта размещения углеводородных скоплений разного фазового состояния в нижне-среднеюрском НГК в связи с фациальными особенностями осадков



 Структурные элементы   
  Линии равных стадий катагенеза  
 Граница зон УВ скоплений различного фазового состояния: Н – нефтяных;  
 ГКН – газоконденсатнонефтяных; ГК – газоконденсатных.

**Градации катагенеза:**




 МК<sub>2</sub> ( $R_0=0,85-1,15\%$ ) – умеренного мезокатагенеза  
 МК<sub>3</sub> ( $R_0=1,15-2,0\%$ ) – сильного мезокатагенеза  
 АК<sub>1</sub> ( $R_0>2,0\%$ ) – апокатагенеза

Рис. 5. Схематическая карта размещения углеводородных скоплений разного фазового состояния в нижне-среднеюрском НГК в связи с катагенезом ОБ базальных горизонтов юры. Условные обозначения: месторождения по начальным запасам и тип залежи – см. рис. 4. Нефтегазоносные области: I – Ямальская; II – Гыданская; III – Надым-Пурская; IV – Пур-Тазовская; V – Енисейско-Хатангская (Усть-Енисейская); VI – Среднеобская; VII – Фроловская; VIII – Васюганская. Структурные элементы: А – Северо-Ямальский мегавал; Б – Средне-Ямальский мегавал; В – Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал; Г – Геофизический мезовал; Д – Южно-Ямальский мезовал; Е – Тазовский мегавал; Ж – Центрально-Уренгойский мезовал; З – Медвежье-Нугинский наклонный мегавал; И – Среднепурский наклонный мегапрогиб; К – Русско-Часельский мегавал; Л – Термокарстовый выступ; М – Надымская гемисинеклиза; Н – Южно-Надымская мегамоноклиза; О – Северный свод; П – Етыпуровский мегавал; Р – Вынгапуровский мегавал; С – Восточно-Пурская мегамоноклинали; Т – Верхне-Толькинский свод; У – Мангазейская зона поднятий; Ф – Нерутинская впадина.

уникальных и крупных по запасам месторождений к крупным положительным структурным элементам – мега- и мезовалам. При выделении тектонических зон были использованы материалы В.А. Конторовича и др., Г.Г. Шемина и др. (Рис. 5). В юрских отложениях наиболее крупные месторождения приурочены к положительным структурам 1-ого порядка (мегавалы) и 2-ого порядка (мезовалы), а также к положительным структурам, осложняющим борта мегамоноклиналей. Бованенковское месторождение (крупное по запасам в  $J_{1,2}$ ) располагается

на Бованенко-Нурминском мегавалу; Новопортовское (уникальное по запасам в  $J_{1,2}$ ) – на Южно-Ямальском мезовалу; Новогоднее месторождение (крупное по запасам в  $J_3$ ) – на Вынгапуровском мегавалу, Уренгойское (среднее по запасам в  $J_{1,2}$  и  $J_3$ ) – на Центрально-Уренгойском мезовалу. Харампурское месторождение (крупное по запасам в  $J_3$ ) размещается в Восточно-Пурской мегамоноклинали. Мелкие месторождения тяготеют к сводам и впадинам (мегапрогибы и прогибы). Например, на Северном своде встречены залежи исключительно с мелкими запасами.



Однако эта связь не исключает возможности обнаружения на этих же структурах месторождений с другими категориями запасов.

Проанализированные нами (Пуланова, Виноградова, 2006; 2008) толщины, распространение формаций, величины запасов УВ скоплений и их фазовое состояние показаны на рис. 4. Нижне-среднеюрский НГК в северных районах Западно-Сибирского НГБ представлен (Немченко, 2000; Рудкевич и др., 1988) двумя формационными рядами – двумя песчано-алевритно-глинистыми формациями:

- прибрежно-морской и континентальной, ритмично-горизонтально-слоистой;
- прибрежно-континентальной линзовидно-слоистой.

Отличия формаций проявляются в более морском характере первой и континентальности второй. Обе формации сероцветные и темноцветные, субугленосные. Они содержат ОВ гумусового и сапропелево-гумусового типа. Количество  $C_{орг}$  в глинистых и аргиллитовых разностях изменяется от 2 до 3%. Если толщины первой формации варьируют от 0,5 км на юго-западе до 2,5 км на северо-востоке, то толщины отложений второй формации, распространенной в юго-западной и южной частях региона, колеблются от 0,5 до 1 км. О.И. Бостриков и др. (2012) по леонтьевскому горизонту тюменской свиты средней юры, наиболее широко развитому в исследуемом нами регионе (охватывает более 80% территории Западно-Сибирского НГБ), приводит следующий диапазон изменений  $C_{орг}$ : в отложениях глубокого шельфа центральной части Ямало-Гыданской области содержание  $C_{орг}$  достигает максимальных величин (до 3%), уменьшаясь к югу и юго-западу до 1%. Тип ОВ выражен долей аквагенных (сапропелевых) компонентов (остальная часть ОВ представлена гумусовой террагенной составляющей в основном высших растений). Эта доля изменяется от 75% до 25%. В пределах Ямало-Гыданской области преобладало глубоководное шельфовое море. Здесь накапливались глинистые и глинисто-алевритовые осадки с содержанием аквагенных компонентов в интервале 50-75%. Юго-западное обрамление Ямало-Гыданской области характеризуется в это время осадками мелководного шельфа с меньшим содержанием аквагенных компонентов – до 25-50%.

Анализ материала, касающегося стадийности преобразования ОВ региона, свидетельствует о существенном разнообразии точек зрения исследователей (Немченко, 2000; Фомин и др., 2001) и о различной рисовке на картах зон катагенетического преобразования ОВ. При построении схематических карт катагенеза ОВ нижне-среднеюрского и верхнеюрского НГК нами в основу построений взята карта А.Н. Фомина и др. (2001), как наиболее представительная, основанная на большом фактическом материале.

Степень катагенетической преобразованности ОВ базальных горизонтов юры значительно меняется по территории и представлена всей шкалой катагенеза – от градаций  $ПК_3$  до  $АК_{1-3}$ . Наименее преобразованное ОВ ( $ПК_3$ ) наблюдается на западном периферическом внешнем борту бассейна. Зона слабого мезокатагенеза ОВ ( $R_0 = 0,5-0,85\%$ ) примыкает тонкой полосой с востока к этой области. Наибольшие площади северной части Западно-Сибирского НГБ представлены тремя

градациями катагенеза (Фомин и др., 2001): стадиями  $МК_2$ ,  $МК_3$  и  $АК_1$ , т.е. умеренным, сильным мезокатагенезом и апокатагенезом. На схематической карте (Рис. 5) показаны границы зон распространения трех стадий преобразованности ОВ и приуроченные к ним месторождения УВ с различными запасами. Здесь же приведены границы зон скоплений УВ различного фазового состава (Виноградова, Пуланова, 2006).

Рассмотренным трем зонам стадийности катагенетического преобразования ОВ в базальных горизонтах юры отвечают соответствующие по фазовому состоянию типы УВ скоплений: зоне умеренного катагенеза – нефтяные залежи; в зоне сильного мезокатагенеза преобладают ГКН залежи; зоне апокатагенеза – область газоконденсатных залежей с низким конденсатным фактором. Выделенные зоны вероятнее всего продолжают в южные акватории Карского моря.

Сопоставление стадийности катагенетического преобразования ОВ юрских отложений с величиной начальных запасов УВ не выявило между ними прямой зависимости. Как отмечалось многими геохимиками и подтвердилось проведенным исследованием, степень катагенеза ОВ определяет тип УВ флюида: с увеличением градаций катагенеза тип залежи меняется от нефтяной к газоконденсатнонефтяной и газоконденсатной.

Таким образом, анализ пространственного распределения месторождений по величине геологических запасов в нижне-среднеюрском НГК показал достаточно четкую связь со структурными особенностями региона. Наметилась зависимость величин запасов от палеофациальной обстановки осадконакопления и толщин отложений, а также от катагенетической преобразованности исходного ОВ (Виноградова, Пуланова, 2006; Пуланова, Виноградова, 2006; 2008).

Общим моментом для характеристики изучаемых НГК является наличие в каждом комплексе достаточно мощных нефтегазоматеринских свит, которые в силу имевших место катагенетических условий («нефтяное и газовое окно») стали нефтегазопроизводящими, способными генерировать большие количества битумоидов и газов. Наличие ловушек и низкопроницаемых экранов-покрышек способствовало скоплению образовавшихся УВ и их сохранности. Наблюдаемый характер распространения по площади и разрезу скоплений УВ различного фазового состояния отвечает эволюционному развитию толщ и их исходного ОВ, т.е. стадийности их катагенетического преобразования: от глубинных чисто газовых залежей через переходные и нефтяные к скоплениям протокатагенетических газов и нефтяных конденсатов и нефтей ранней генерации. Установленные и прогнозируемые границы зон распространения УВ скоплений различного фазового состояния в изученных НГК севера Западной Сибири отвечают грациям катагенетического преобразования исходного ОВ и его фациально-генетическому составу (Виноградова, Пуланова, 2006). Отложения нижне-среднеюрского возраста, содержащие в основном ОВ гумусовой природы (угленосные и субугленосные континентальные формации), классифицируются как газопроизводящие, что и привело к сосредоточению в этих отложениях крупных газовых и газоконденсатных залежей. Тип ОВ

в отложениях вехнеюрского возраста характеризуется как смешанный, гумусово-сапропелевый, являющийся источником преимущественно нефтяных скоплений.

Таким образом, по величине геологических запасов, статистическим закономерностям распределения ресурсов, их пространственному размещению и фазовому состоянию скоплений каждый исследованный НГК мезозойских отложений северных регионов Западной Сибири является самостоятельным, а масштабность скоплений контролируется факторами, присущими индивидуально каждому комплексу. Именно тектонические, литолого-фациальные и катагенетические особенности процессов нефтегазогенерации контролируют как фазовое состояние залежей, так и дифференцированность скоплений по величине геологических ресурсов (Пунанова, Виноградова, 2008).

Оценка нефтегенерационного потенциала, проведенная пиролитическими методами по материалам бурения Тюменской СГ-6 и Ен-Яхинской СГ-7, а также исследование образцов из палеозойских отложений северного обрамления Западно-Сибирского НГБ значительно изменили негативные взгляды многих исследователей на возможность генерации нефти ОВ палеозойских отложений (Белоконь и др., 1994; Горбачев и др., 1996; Дмитриевский и др., 2012; Ехлаков и др., 2000; Конторович и др., 2001; Лопатин и др., 1997, 1999; Прасолов и др., 2000; Хахаев и др., 2008; Чахмахчев и др., 2004; и др.).

По анализу керна СГ-6 в пределах тюменской, котухтинской, ягельной, новоуренгойской и варенгаяхинской свит повсеместно развиты продуктивные, среднепродуктивные и высокопродуктивные нефтегазоматеринские породы с повышенными содержаниями ОВ сапропелево-гумусового типа и битумоидов. В палеозойских отложениях, подстилающих эффузивно-осадочную толщу триаса, развиты нефтегазоматеринские породы, которые по степени продуктивности отнесены к продуктивным и высокопродуктивным нефтематеринским и газоматеринским толщам.

Исследования керна и шлама скважины СГ-7 свидетельствуют о том, что повышенные значения генерационного потенциала пород отмечаются в отложениях покурской, тангаловской, баженовской и тюменской свит. Главная зона нефтеобразования зафиксирована в интервале глубин 2850-4700 м, в котором резко

возрастает концентрация свободных и сорбированных УВ (до 1,6 мг УВ/г породы), повышаются величины индекса продуктивности и  $T_{max}$ . Газогенерационные свойства пород сохраняются вплоть до подошвы осадочных толщ (6921 м). Практически по всему разрезу скважины, включая и эффузивный комплекс пород, отмечается интенсивная миграция УВ флюидов. В разрезах палеозоя северного обрамления Западно-Сибирского НГБ (обнажения Полярного Урала на Щучинском выступе, Западного Таймыра и Нижне-Пурского вала) на основе данных пиролитиза по характеристике нефтегенерационного потенциала и распределению УВ биомаркеров выделены толщи, обладающие благоприятными нефтегенерационными параметрами. Зоны аккумуляции УВ можно ожидать в пределах структур, подобных Нижне-Пурскому валу, где эти породы находятся в ГЗН, а также в других регионах, где эти отложения залегают на значительных глубинах и перекрыты хорошими крышками (Костырева и др., 2008; Болдушевская и др., 2008; Кирюхина и др., 2012).

Основываясь на существенных различиях интенсивности процессов палеопрогрева осадочных толщ всей территории Западно-Сибирского НГБ с глубиной в зависимости от возраста консолидации фундамента (Конторович и др., 2008; Фомин, 2011), нами прогнозируются глубины процессов генерации УВ в соответствии с  $R^0$  и палеотемпературами. Наиболее высокие генерационные показатели 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. Глубины обнаружения нефтяных скоплений здесь ограничиваются 3200 м (Табл. 1) (Дмитриевский и др., 2012).

Базируясь на анализе геохимических показателей, большинство исследователей считает, что нефти юрского и доюрского комплекса (зона контакта фундамента и чехла) образуют близкую по физико-химическим характеристикам и углеводородному составу группу с единой флюидодинамической системой и общим очагом нефтегазообразования. Нефтематеринскими признаются как нижнеюрские, так и верхнеюрские отложения (Москвин и др., 2001 и др.). Однако проведенное нами (Пунанова, 2017) сопоставление содержаний биофильных элементов

Цикл консолидации фундамента (Конторович и др., 2008; Фомин, 2011)	Основные области распространения (Конторович и др., 2008; Фомин, 2011)	Температурный режим	Вероятные нижние границы генерации УВ, м	
			нефти	легкой нефти и ГК
Добайкальский	Приенисейская, часть Мансийской синеклизы, Сургутский и Нижневартовский св.	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

Табл. 1. Предполагаемые глубины протекания процессов нефтегазообразования

V, Ni, Fe, Mo, Cu в нефтях и битумоидах Шаимского района с привлечением данных по редкоземельным элементам (РЗЭ) (Федоров и др., 2010) по месторождениям Ханты-Мансийское, Даниловское, Ловинское, Мартымя-Тетеревское и др. свидетельствует о существенном отличии нефтяных палеозоя и коры выветривания от юрских. Также резкие различия нефтей юрских, триасовых и палеозойских комплексов по МЭ показателям проявляются в Нюрольском регионе (Пуанова, 2002). Все эти факты связаны, вероятно, с наличием локальных очагов нефтеобразования в собственно палеозойских и доюрских отложениях. Эти данные подтвердили выводы, сделанные нами выше на основании термализации ОБ баженских отложений. Таким образом, при сравнении УВ и МЭ составов нефтяных юрских и палеозойских комплексов делается вывод о двух возможных источниках генерации нефти – это сингенетичное ОБ осадочного палеозоя и ОБ, генерируемое юрскими осадочными и триасовыми вулканогенно-осадочными отложениями.

### Заключение

В связи с резкой неоднородностью строения на разведочных площадях и месторождениях в плотных массивных породах, выражающейся в «хаотичном» распространении в толще пород-коллекторов с различными ФЕС и зон притоков нефти (газа), необходимо по-новому подходить к выбору местоположения и глубины проектных скважин на перспективных площадях. На стадии работ, предвещающей бурение разведочных скважин, необходимо проводить сейсморазведочные работы с использованием рассеянных волн, которые позволяют выявлять в толще зоны и участки повышенной энергии рассеянных волн, т.е. пород-коллекторов. Причем, зонам с максимальными значениями энергии соответствуют интервалы разреза с наилучшими ФЕС пород-коллекторов и максимальными дебитами нефти в скважинах. Эта технология может применяться и в низкопроницаемых толщах баженской свиты.

По особенностям распределения ОБ в отложениях баженской свиты Западно-Сибирского НГБ и в черносланцевых формациях других регионов выявлены зоны внедрения высокопреобразованных эпигенетических битумоидов, катагенно измененных глубинными процессами. Это на наш взгляд повышает перспективы нефтегазоносности исследуемого региона за счет дополнительного, кроме ОБ собственно баженских отложений, источника углеводородов. Эти источники могут быть связаны с нефтепроизводящими юрскими (васюганская и тюменская свиты) и глубокопогруженными доюрскими осадочными отложениями – триасовыми и палеозойскими.

Резюмируя приведенный довольно обширный материал, можно констатировать, что ряд обнаруженных фактов позволяет с новых позиций высоко оценить перспективность юрских и глубокопогруженных доюрских отложений Западно-Сибирского НГБ. К таким новым аргументам можно отнести трассируемые зоны высокопреобразованного ОБ в битумоидах баженской свиты, свидетельствующие о наличии очагов генерации в нижележащих осадочных толщах, геохимические данные о процессах нефтеобразования *in situ* в палеозойском комплексе, благоприятную геохимическую обстановку

доюрских отложений, что выражается в относительно высоком содержании  $C_{орг}$  и битумоидов, в умеренной и достаточной катагенетической прогретости недр, высоком реализовавшемся генерационном потенциале. В комплексе с другими геологическими предпосылками – коллекторами и покрывками, изучаемые отложения можно рассматривать как перспективный объект для открытия в нем месторождений нефти и газа. Причем, наиболее перспективная область – это зона эпигенетичного миграционного битумоида, которая протягивается через Юганскую впадину, Колтогорский прогиб, Салымское поднятие и далее на северо-запад к полуострову Ямал и, возможно, в Карское море.

Новые аргументы дают дополнительный импульс к широкому развертыванию научно-обоснованных работ на юрские и глубокие доюрские горизонты Западно-Сибирского НГБ – нижний этаж нефтегазоносности как в пределах его северной части (Обской, Тазовской и Гыданской губ), так и на морских акваториях, которые подтвердят предсказания основоположника нефтяной геологии акад. А.А. Трофимука, что палеозойская нефть в Западной Сибири действительно является «золотой подложкой» её мезозойских богатств.

### Финансирование

Статья написана в рамках выполнения государственного задания по теме «Фундаментальные проблемы геологии, геохимии и гидрогеологии нефтегазоносных осадочных бассейнов. Обоснование значимых факторов эффективного прогноза крупных скоплений УВ в неструктурных условиях», №АААА-А16-116022510269-5.

### Литература

- Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Певзнер Л.А. и др. (1994). Новый этап в изучении строения и нефтегазоносности глубоких горизонтов севера Западной Сибири (по результатам бурения Тюменской сверхглубокой скважины). Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья: Обзор. 5. М.: ЗАО Геоинформмарк, 32 с.
- Болдушевская Л.Н., Ладыгин С.В., Назимков Г.Д. и др. (2008). Органическое вещество палеозойских отложений Западного Таймыра и Западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба, палеотектонические реконструкции по геолого-геохимическим данным. *Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности*, Новосибирск, с. 23-25.
- Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. (2011). Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 6(3), [http://www.ngtp.ru/rub/1/31\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf).
- Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. и др. (2000). Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах. Сб. «Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ», Пермь, с. 201-202.
- Виноградова Т.Л., Пуанова С.А. (2006). Углеводородные скопления юрских отложений севера Западной Сибири и особенности их геологических ресурсов. *Доклады РАН*, 410(2), с. 220-224.
- Дахнова М.В., Можегова С.В. (2015). Геохимические критерии прогноза нефтеносности отложений доманиковского (баженского) типа – источника сланцевой нефти. «Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья»: Матер. всеросс. науч.-практ. конф., Якутск: Ахсаан, с. 124-128.
- Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2012). Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов. Изд.-во: Lambert Academic Publishing, Saarbruchen, Germany, 135 с.

Ехлаков Ю.А., Диковский А.А. и др. (2000). Тюменская сверхглубокая скважина как опорный разрез для изучения показателей нефтегазоносности ниже освоенных промышленностью глубин на севере Западно-Сибирского НГБ. *Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ*, Пермь, с. 116-118.

Карогодин Ю.Н. (2004). Роль геодинамических процессов в формировании уникальной Уренгойско-Ямбургской газоносной зоны севера Западной Сибири. *Тез. Второй междунар. конф. «Геодинамика нефтегазоносных бассейнов»*, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Т. 2, с. 41-44.

Кирюхина Т.А., Улянов Г.В., Дзюбло А.Д. и др. (2011). Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа. *Газовая промышленность*, 7, с. 66-70.

Костырева Е.А., Фомин А.Н., Беляев С.Ю. и др. (2008). Органическая геохимия палеозойских отложений Шульчинского выступа Полярного Урала. *Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности*, Новосибирск, с. 127-131.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. (2014). Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России. *Георесурсы, геозергетика, геополитика*, 2(10). [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/kontorovich.html](http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html)

Конторович А.Э., Костырева Е.А. (2015). Органическая геохимия битумоидов баженовской свиты центральных районов Западной Сибири. *«Черные сланцы: геология, литология, геохимия, значение для нефтегазового комплекса, перспективы использования как альтернативного углеводородного сырья»*. *Мат. Всерос. науч.-практ. конф.*, Якутск: Ахсаан, с. 150-154.

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

Лопатин Н.В., Емец Т.П. (1999). Нефтегенерационные свойства и катагенез глинистых пород мезозойско-пермских стратотипов, вскрытых Тюменской сверхглубокой скважиной СГ-6. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*, 6, с. 9-19.

Маевский Б.И., Чахмахчев В.А., Разумова Е.Р., Пуанова С.А. и др. (1992). О происхождении углеводородных залежей в палеогеновых отложениях Предкарпатья. *Отечественная геология*, 10, с. 9-16.

Москвин В.И., Костырева Е.А., Моисеева Н.В. и др. (2001). Геохимия нефтей Шаимского района. *Тез. докл. науч.-практ. конф. «Геохимия в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ»*, М.: ВНИГНИ, с. 101-102.

Мухаметшин Р.З., Пуанова С.А. (2016). Особенности нефтей палеозоя центральных районов Урало-Поволжья и доманиковая толща как источник их образования. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 6, с. 45-51.

Немченко Н.Н. (2000). Избранные труды, посвященные проблемам нефти и газа. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 456 с.

Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Зеличенко И.А. и др. (1986). Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. Л.: Недра, 448 с.

Николаев А.В. (1991). Развитие нетрадиционных методов в геофизике. *Сб.: Физические основы сейсмического метода*. М.: Наука, с. 5-17.

Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Лаптев А.А., и др. (2017). Миграционный аспект формирования нефтеносности доманика Татарстана. *Георесурсы*, 19(4), Ч. 2, с. 348-355.

Пуанова С.А. (2002). Геохимические особенности палеозойских нефтей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Нефтехимия*, 42(6), с. 428-436.

Пуанова С.А. (2017). Прикладная металлогения нафтидов. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 2(17), 13 с. <http://oilgasjournal.ru>

Пуанова С.А., Виноградова Т.Л. (2006). Прогноз фазового состояния углеводородных скоплений в мезозойских отложениях севера Западной Сибири. *Геохимия*, 9, с. 983-995.

Пуанова С.А., Виноградова Т.Л. (2008). Газонефтеносные комплексы северных регионов Западной Сибири и особенности их геологических ресурсов. *Геология нефти и газа*, 3, с. 20-30.

Пуанова С.А., Чахмахчев В.А. (1992). Экспериментальные исследования преобразования микроэлементного состава нафтидов при процессах их миграции, катагенеза и гипергенеза. *Сб. «Моделирование нефтегазообразования»*. М.: Наука, с. 119-124.

Пуанова С.А., Шустер В.Л. (2012). Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской

платформы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 6, с. 20-26.

Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. и др. (1988). Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.: Недра, 181 с.

Скоробогатов В.А. (2017). Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее. *Вестник газовой науки*, 31, с. 36-58.

Скоробогатов В.А. (2003). Генетические причины уникальной газовой и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 8, с. 8-14.

Соболева Е.В. (2017). Формирование состава нефтей пласта Ю<sub>0</sub> баженовской свиты Салымского месторождения. *Георесурсы*, Спецвыпуск, Ч. 2, с. 144-154.

Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В. и др. (2015). Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 2(61), с. 63-76. DOI: <http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.6>

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

Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О. (2001). Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика*, 42(11-12), с. 1875-1888.

Фомин А.Н. (2011). Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна. *Горные ведомости*, 9, с. 11-15.

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

Чахмахчев В.А., Пуанова С.А. (1992). К проблеме диагностики нефтематеринских свит на примере баженовских отложений Западной Сибири. *Геохимия*, 1, с. 99-109.

Чахмахчев В.А., Пуанова С.А., Виноградова Т.Л. (2003). Геолого-геохимический прогноз нефтегазоносности глубокопогруженных отложений севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 6, с. 4-10.

Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Фомин А.Н. и др. (2001). Критерии и оценка перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных толщ нижней юры севера Западно-Сибирской НГП. В кн. *«Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ»*, кн. 1. Пермь, с. 107-132

Шустер В.Л. (2003). Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. М.: «Геоинформцентр», 48 с.

Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2014). Вопросы освоения нетрадиционных запасов углеводородов фундамента Западной Сибири и многокритериальная оценка перспектив их нефтегазоносности. *Георесурсы*, 4(59), с. 53-58.

Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2016). Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири. *Георесурсы*, 18(4), Ч.1, с. 337-341. DOI: <http://dx.doi.org/10.18599/grs.18.4.13>

## Сведения об авторах

**Светлана Александровна Пуанова** – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3

E-mail: [puanova@mail.ru](mailto:puanova@mail.ru)

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

Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, 3

Статья поступила в редакцию 16.02.2018;

Принята к публикации 18.04.2018; Опубликована 30.06.2018

## A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia

S.A. Punanova\*, V.L. Shuster

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

\*Corresponding author: Svetlana A. Punanova, e-mail: punanova@mail.ru

**Abstract.** Complexly constructed low-permeability reservoirs are still poorly understood. This slows down the development of oil and gas resources of the Jurassic and deeply submerged pre-Jurassic deposits of the West Siberian oil and gas basin. There is also no consensus among the geological community on the prospects of these deposits from the perspective of the oil generation in them and subsequent emigration. There are many questions on the structure and oil and gas content of the deposits of the Bazhenov formation, whose oil resources amount to tens of billions of tons. The problems of oil and gas content and mapping of heterogeneous structure of massive rocks, including the basement formations, are considered in the article. In addition, the prospects of the oil and gas potential of the Jurassic and pre-Jurassic deposits of the northern regions of Western Siberia with geological and geochemical data were estimated. The revealed zones of highly transformed organic matter (OM) in the sediments of the Bazhenov formation and a number of other facts allow us to re-argue the prospects of the oil and gas bearing of the underlying deposits.

**Key words:** pre-Jurassic deposits, reservoir rocks, oil and gas potential prospects, Bazhenov formation, hydrocarbons, oil, West Siberian oil and gas basin, microelements, vanadium, vanadylporphyrins

**Recommended citation:** Punanova S.A., Shuster V.L. (2018). A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 20(2), pp. 67-80. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80>

### Acknowledgements

The article is written in the framework of the state contract (the topic «Fundamental problems of geology, geochemistry and hydrogeology of oil and gas bearing sedimentary basins. Feasibility of significant factors for the effective forecast of large hydrocarbon accumulations in unstructured conditions», No. AAAA-A16-116022510269-5).

### References

Belokon' T.V., Gorbachev V.I., Pevzner L.A. et al. (1994). A new stage in the study of structure and oil and gas potential of the deep horizons of the north of Western Siberia (based on the Tyumen superdeep well drilling data). *Geologiya, metody poiskov, razvedki i otsenki mestorozhdeniy toplivno-energeticheskogo syr'ya*: Obzor [Geology, methods of prospecting, exploration and evaluation of fuel and energy raw materials fields: Review], Moscow: ZAO Geoinformmark, 32 p. (In Russ.)

Boldushevskaya L.N., Ladygin S.V., Nazimkov G.D. et al. (2008). Organic matter of the Paleozoic deposits of the Western Taimyr and the Western part of the Yenisei-Khatanga regional trough, paleotectonic reconstructions by geological and geochemical data. *Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoysko-kaynozoyksogo osadochnogo basseyna, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti* [Basement, frame structures of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and oil and gas bearing problems], Novosibirsk, pp. 23-25. (In Russ.)

Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. (2011). Geochemical

aspects of Lower and Middle Jurassic sediments of the West-Siberian Plate in view of hydrocarbon potential evaluation. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 6(3). [http://www.ngtp.ru/rub/1/31\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf). (In Russ.)

Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P. et al. (2000). Geological and tectonic models of the north of Western Siberia and the problem of hydrocarbon deposits search in deep horizons. *Sb. «Kriterii otsenki neftegazonosnosti nizhe promyshlenno osvoennykh glubin i opredelenie prioritnykh napravleniy geologorazvedochnykh rabot»* [Coll. papers: "The criteria for assessing oil and gas content below the industrially exploited depths and determination of priority areas for geological exploration"], Perm, pp. 201-202. (In Russ.)

Chakhmakhchev V.A., Punanova S.A. (1992). To the problem of diagnostics of oil reservoirs on the example of Bazhenov deposits of Western Siberia. *Geokhimiya = Geochemistry*, 1, Pp. 99-109. (In Russ.)

Chakhmakhchev V.A., Punanova S.A., Vinogradova T.L. (2003). Geological and geochemical forecast of oil and gas content of deep-buried sediments in the north of the West Siberian oil and gas bearing basin. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 6, pp. 4-10. (In Russ.)

Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. (2015). Geochemical criteria for forecasting the oil content of the domanic (Bazhenov) deposits – the source of shale oil. *Chernye slantsy: geologiya, litologiya, geokhimiya, znachenie dlya neftegazovogo kompleksa, perspektivy ispol'zovaniya kak al'ternativnogo uglevodorodnogo syr'ya: Mater. vsereoss. nauch.-prakt. konf.* [Black Shales: Geology, Lithology, Geochemistry, Importance for the Oil and Gas Complex, Prospects for Use as an Alternative Hydrocarbon Material: Proc. All-Russian. Sci.-Pract. Conf.], Yakutsk: Akhsaan, pp. 124-128. (In Russ.)

Dmitrievskii A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. (2012). Doyurskii kompleks Zapadnoi Sibiri – novyi etazh neftegazonosnosti. *Problemy poiskov, razvedki i osvoeniya mestorozhdenii uglevodorodov* [The pre-Jurassic complex of Western Siberia as the new stage of oil and gas content. Problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits], Lambert Academic Publishing, Saarbruchen, Germany, 135 p. (In Russ.)

Ekhlakov Yu.A., Dikovskiy A.A. et al. (2000). Tyumen superdeep well as a reference section for study of oil and gas content criteria below the industrially exploited depths in the north of the West Siberian oil and gas basin. *Kriterii otsenki neftegazonosnosti nizhe promyshlenno osvoennykh glubin i opredelenie prioritnykh napravleniy geologo-razvedochnykh rabot* [Criteria for assessing oil and gas content below the industrially exploited depths and determining priority areas for geological exploration works], Perm, pp. 116-118. (In Russ.)

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

Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. (2001). Catagenesis of organic matter and prospects of oil and gas content of the Jurassic, Triassic and Paleozoic deposits of the northern regions of the West Siberian megabasin. *Geologiya i geofizika = Geology and geophysics*, 42(11-12), pp. 1875-1888. (In Russ.)

Fomin A.N. (2011). Catagenesis of organic matter and prospects of oil and gas content of the sedimentary deposits of the Triassic of the West Siberian megabasin. *Gornye vedomosti*, 9, pp. 11-15. (In Russ.)

Karogodin Yu.N. (2004). The role of geodynamic processes in the formation of a unique Urengoy-Yamburg gas-bearing zone in the north of Western Siberia. *Tezisy V'toroi mezhd. konf. «Geodinamika neftegazonosnykh basseinov»* [II Int. Conf.: Geodynamics of oil and gas basins, Abstracts], V. 2, Moscow, Gubkin Russian State University of oil and gas, pp. 41-44. (In Russ.)

Khakhaev B.N., Gorbachev V.I., Bochkarev V.S. et al. (2008). The main results of superdeep drilling in the West Siberian oil and gas province. *Sb. dokladov «Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoysko-kainozoyskogo osadochnogo basseina ikh geodinamicheskaya*

*evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti* [Coll. papers: Basement, frame structures of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and oil and gas bearing problems], Novosibirsk, pp. 224-227. (In Russ.)

Kiryukhina T.A., Ul'yanov G.V., Dzyublo A.D. et al. (2011). Geochemical aspects of oil-gas content of Jurassic and pre-Jurassic deposits of the north of Western Siberia and the adjacent shelf. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*, 7, pp. 66-70. (In Russ.)

Kostyreva E.A., Fomin A.N., Belyaev S.Yu. et al. (2008). Organic geochemistry of the Paleozoic deposits of the Shchuch'inskii protrusion of the Polar Urals. *Sb. dokladov: Fundament, struktury obramleniya Zapadno-Sibirskogo mezozoysko-kaynozoysskogo osadochnogo basseyna, ikh geodinamicheskaya evolyutsiya i problemy neftegazonosnosti* [Coll. papers: Basement, frame structures of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and oil and gas bearing problems], Novosibirsk, pp. 127-131. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Kazanenkov V.A., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Ponomareva E.V., Ryzhkova S.V., Yan P.A. (2014). The Bazhenov suite is the main reserve of unconventional oil in Russia. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika = Georesources, geoenergetics, geopolitics*, 2(10). [http://oilgasjournal.ru/vol\\_10/kontorovich.html](http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html) (In Russ.)

Kontorovich A.E., Kostyreva E.A. (2015). Organic geochemistry of bitumen Bazhenov suite of central regions of Western Siberia. *Chernye slantsy: geologiya, litologiya, geokhimiya, znachenie dlya neftegazovogo kompleksa, perspektivy ispol'zovaniya kak al'ternativnogo uglevodородного syr'ya: Mater. vseross. nauch.-prakt. konf.* [Black Shales: Geology, Lithology, Geochemistry, Importance for the Oil and Gas Complex, Prospects for Use as an Alternative Hydrocarbon Material: Proc. All-Russ. Sci.-Pract. Conf.], Yakutsk: Akhsaan, pp. 150-154. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. (2008). Catagenesis of the organic matter of the Mesozoic and Paleozoic deposits of Western Siberia. *Litologicheskie i geokhimicheskie osnovy prognoza neftegazonosnosti: Sb. materialov VNIGRI* [Lithological and geochemical foundations of oil and gas potential: Coll. papers of VNIGRI], St.Petersburg, pp. 68-77. (In Russ.)

Lopatin N.V., Emets T.P. (1999). Oil-producing properties and catagenesis of clay rocks of Mesozoic-Permian stratotypes revealed by the Tyumen super-deep well SG-6. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil fields*, 6, pp. 9-19. (In Russ.)

Maevskii B.I., Chakhmakhchev V.A., Razumova E.R., Punanova S.A. et al. (1992). On the origin of hydrocarbon deposits in the Paleogene sediments of Precarpathia. *Otechestvennaya geologiya = Domestic geology*, 10, pp. 9-16. (In Russ.)

Moskvina V.I., Kostyreva E.A., Moiseeva N.V. et al. (2001). Geochemistry of oils of the Shaim region. *Tezisy dokl. nauch.-prakt. konf. «Geokhimiya v praktike poiskovo-razvedochnykh rabot na nef't i gaz»* [Abstracts Sci.-Pract. Conf. "Geochemistry in the practice of oil and gas prospecting"], Moscow, VNIGNI, pp. 101-102. (In Russ.)

Mukhametshin R.Z., Punanova S.A. (2016). Paleozoic oils specific features of the Ural-Volga central regions and Domanic stratum as a source of their formation. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 6, pp. 45-51. (In Russ.)

Nemchenko N.N. (2000). *Izbrannye trudy, posvyashchennyye problemam nef'ti i gaza* [Selected works devoted to the problems of oil and gas]. Moscow, OAO «VNIOENG», 456 p. (In Russ.)

Neruchev S.G., Rogozina E.A., Zelichenko I.A. et al. (1986). *Neftegazooobrazovanie v otlozheniyakh domanikovogo tipa* [Oil and gas formation in the deposits of domanic type]. Leningrad: Nedra, 448 p. (In Russ.)

Nikolaev A.V. (1991). Development of non-traditional methods in geophysics. *Sb.: Fizicheskie osnovy seismicheskogo metoda* [Coll. papers: Physical foundations of the seismic method], Moscow: Nauka, pp. 5-17. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Laptev A.A., Gazizov I.G., Emel'yanov V.V., Pronin N.V., Salikhov A.D., Nosova F.F. (2017). Migration Aspect in the Oil-Bearing Capacity of the Domanic Formation in Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 19(4), Part 2, pp. 348-355. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.7>

Punanova S.A. (2002). Geochemical features of Paleozoic oils of the West Siberian oil and gas bearing basin. *Neftekhimiya = Petrochemistry*, 42(6), pp. 428-436. (In Russ.)

Punanova S.A. (2017). Applied metallogeny of naphthids. *Aktual'nye problemy nef'ti i gaza = Actual problems of oil and gas*, 2(17), 13 p. <http://oilgasjournal.ru>. (In Russ.)

Punanova S.A., Vinogradova T.L. (2006). Forecast of the phase state of hydrocarbon clusters in the Mesozoic deposits of the north of Western Siberia. *Geokhimiya = Geochemistry*, 9, pp. 983-995. (In Russ.)

Punanova S.A., Vinogradova T.L. (2008). Gas-oil-bearing complexes of northern regions of Western Siberia and features of their geological resources. *Geologiya nef'ti i gaza = The geology of oil and gas*, 3, pp. 20-30. (In Russ.)

Punanova S.A., Chakhmakhchev V.A. (1992). Experimental studies of the transformation of the microelement composition of naphthides during the processes of their migration, catagenesis and hypergenesis. *Sb. «Modelirovanie neftegazooobrazovaniya»* [Coll. papers: Modeling of oil and gas formation], Moscow: Nauka, pp. 119-124. (In Russ.)

Punanova S.A., Shuster V.L. (2012). Geological-geochemical conditions for oil and gas content availability of Pre-Jurassic deposits located on West-Siberian platform. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 6, pp. 20-26. (In Russ.)

Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.F. et al. (1988). *Neftegazonosnye komplekсы Zapadno-Sibirskogo basseina* [Oil and gas bearing complexes of the West Siberian basin], Moscow: Nedra, 181 p. (In Russ.)

Skorobogatov V.A. (2017). Jurassic productive complex of Western Siberia: past, present, future. *Vestnik gazovoi nauki = Bulletin of gas science*, 3(31), pp. 36-58. (In Russ.)

Skorobogatov V.A. (2003). Genetic reasons for the unique gas and oil content of the Cretaceous and Jurassic deposits of the West Siberian province. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 8, pp. 8-14. (In Russ.)

Soboleva E.V. (2017). Formation of the oil composition of the Yu0 Bazhenov formation, Salym oil field. *Georesursy = Georesources*, Special issue, Part 2, pp. 144-154, DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.15> (In Russ.)

Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyug E.V. (2015). Geological survey and petroleum potential of Paleozoic deposits in the Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 63-76. DOI: <http://dx.doi.org/10.18599/grs.61.2.6> (In Russ.)

Shemin G.G., Nekhaev A.Yu., Fomin A.N. et al. (2001). Criteria and assessment of the prospects of oil and gas content of deep-buried sequences in the lower Jurassic of the north of the West Siberian NGP. *V kn. «Kriterii otsenki neftegazonosnosti nizhe promyshlennno osvoennykh glubin i opredelenie prioritnykh napravlenii geologo-razvedochnykh rabot»* [Book 1: "The criteria for assessing oil and gas content below the industrially exploited depths and determination of priority areas for geological exploration"], Perm, pp. 107-132. (In Russ.)

Shuster V.L. (2003). *Problemy neftegazonosnosti kristallicheskih porod fundamenta* [Problems of oil and gas content of crystalline basement rocks], Moscow: «Geoinformtsentr», 48 p. (In Russ.)

Shuster V.L., Punanova S.A. (2014). Development of Unconventional Hydrocarbon Sources in Western Siberia and Evaluation of Oil and Gas Prospects. *Georesursy = Georesources*, 4(59), pp. 53-58. (In Russ.)

Shuster V.L., Punanova S.A. (2016). Justification of Oil and Gas Potential of the Jurassic-Paleozoic Deposits and the Basement Formations of Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 18(4), Part 2, pp. 337-345, DOI: 10.18599/grs.18.4.13

Vinogradova T.L., Punanova S.A. (2006). Hydrocarbon accumulations of Jurassic deposits in the north of Western Siberia and features of their geological resources. *Doklady RAN = Proc. of the Russian Academy of Sciences*, 410(2), pp. 220-224. (In Russ.)

### About the Authors

*Svetlana A. Punanova* – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

3 Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation  
E-mail: [punanova@mail.ru](mailto:punanova@mail.ru)

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

3 Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 16 February 2018;

Accepted 18 April 2018; Published 30 June 2018