

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.3>

УДК 553.98.061

Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири в нетрадиционных ловушках

В.Л. Шустер*, С.А. Пуанова
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Проведены дополнительные углубленные исследования по оценке перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений северных территорий Западной Сибири. Как и в ранее проводимых работах, использована геолого-математическая программа «Выбор». На основе впервые построенной серии модельных карт с вероятностными значениями информативных геохимических и геологических параметров осуществлен выбор наиболее перспективных как локальных, так и региональных объектов.

Отмечено изменение с глубиной строения ловушек в сторону значительного усложнения. Как правило, от меловых отложений к юрским и палеозойским тип ловушки от преобладающего антиклинального (в меловых) изменяется на значительно более сложный комбинированный, что требует специальных подходов (и новых технологий) к опоскованию и разведке таких объектов. Анализ исследований, основанных в основном на сейсмических материалах, свидетельствует о достаточно высоком этапе нефтегазоносности как палеозойских и триасовых отложений, имеющих платформенный облик и большие мощности, так и образований фундамента. В связи с этим, нетрадиционные комбинированные ловушки глубокозалегающих отложений севера Западной Сибири представляют значительный интерес с точки зрения прироста ресурсов и запасов нефти и газа.

Ключевые слова: перспективы нефтегазоносности, доюрский комплекс, комбинированные ловушки, нетрадиционные ловушки, органическое вещество, ванадий, сейсмические методы

Для цитирования: Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2021). Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири в нетрадиционных ловушках. *Георесурсы*, 23(1), с. 30–41. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.3>

Введение

Северная часть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) является мировым центром газодобычи. Скопления газа и газоконденсата приурочены к верхней (меловой, частично юрской) части разреза. Перспективы нефтеносности ниже-среднеюрских, палеозойских осадочных отложений, кор выветривания и зон разуплотнения фундамента также оцениваются достаточно высоко в целом ряде опубликованных работ (Клещёв, Шеин, 2010; Шеин, 2012; Бочкарев и др., 2000; Плесовских и др., 2009; Скоробогатов и др., 2017; Пуанова, Шустер, 2018; Шустер, Пуанова, 2018 и др.).

Большой вклад в изучение глубинных разрезов северных территорий внесли результаты бурения параметрических, опорных и поисковых скважин на островах архипелагов Земля Франца Иосифа и Шпицберген, на островах Колгуев, Белый и Свердруп, строительство Кольской скважины СГ-3 (глубина – 12262 м), Тюменской СГ-6 (7250 м), Ен-Яхинской СГ-7 (8250 м) и в настоящее время Гыданской параметрической скважины 130, проектная глубина которой 7500 м (работы осуществлялись АО НПЦ Недр) (Костюченко, 2017). Последняя в настоящее время остановлена в отложениях триаса, пройдя юрские и меловые нефтегазоперспективные комплексы. На основе

интерпретации материалов ГИС выделено два потенциально продуктивных горизонта в интервалах ачимовской толщи и средней юры (Казаненков и др., 2019).

Породы фундамента изучены достаточно полно и представлены глинистыми и кремнистыми сланцами, базальтами, а также известняками разной степени метаморфизма, гранитами, гнейсами и кристаллическими сланцами. В ряде скважин по U-Pb методу определения возраста цирконов на SHRIMP II выявлены архейские гнейсы к востоку от Челябинского грабена протерозойского возраста от 2,4 до 0,55 млрд лет – на полуострове Ямал, на правом берегу Обской губы (скв. Медвежья-1001), к югу от губы в параметрической скважине Янгиюганская-1, в Шаимском нефтегазоносном районе и восточнее. Данные сейсморазведки дали основание выделить две эпитиманские плиты и область байкальской консолидации с венд-палеозойским чехлом, погружающимся в Карское море через остров Сибирякова (Бочкарев, 2018). На основании уточненного возраста доюрского основания Западно-Сибирской геосинеклизы проведено районирование складчатого палеозойского фундамента уралид и обоснована постановка геологоразведочных работ на нефть и газ с оценкой углеводородного потенциала глубокозалегающих горизонтов Западно-Сибирского НГБ (Бочкарев и др., 2019). В Янгиюганской параметрической скважине разрез с преобладанием амфиболитов и лейкократовых гранито-гнейсов имеет мощность около 3000 м (Иванов и др., 2016).

* Ответственный автор: Владимир Львович Шустер
e-mail: tshuster@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

По данным (Извеков, 2013), на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, включая шельф Карского моря, открыто 234 месторождения, из которых: 24 – газовые (Г), 47 – газоконденсатные (ГК), 11 – газонефтяные (ГН), 75 – нефтяные (Н), 3 – нефтегазовые (НГ), 74 – газоконденсатонефтяные (ГКН). В этом регионе промышленные скопления углеводородов (УВ) и промышленные притоки нефти и газа обнаружены в широком возрастном диапазоне – от кровли сеномана до палеозойских образований фундамента включительно. Залежи газа, газоконденсата, нефтегазоконденсата выявлены в следующих нефтегазоносных комплексах (НГК): юрском (в составе ниже-среднеюрского подкомплекса), ачимовском, неоком-аптском, альб-сеноманском; перспективны также палеозойские отложения и образования фундамента (Плесовских и др., 2009).

На Новопортовском месторождении, которое характеризуется максимальным этажом нефтегазоносности, открыты залежи в нижнесреднеюрском НГК: три – ГК, шесть – ГКН, две – Н. На глубинах 2,6–4,0 км в коре выветривания палеозойского фундамента выявлена газоконденсатная залежь, а также получены притоки газа из коренного палеозоя (на северо-востоке площади). Особый интерес представляют результаты исследования скв. 216 и 217 на Новопортовском месторождении, вскрывших карбонатные отложения. Так, в скв. 216 в интервале разреза 2940–3308 м из десяти опробованных интервалов получен газ (иногда с пластовой водой и нефтью) дебитом до 582,1 тыс. м³/сут на диафрагме 20,2 мм. В скв. 217 в кровельной части карбонатов также получен приток газа дебитом 496,6 тыс. м³/сут на диафрагме 16,2 мм. Открытые залежи не локализованы, их промышленный потенциал не определен. В связи со слабой изученностью палеозойских отложений возникают серьезные трудности в прогнозировании перспективных объектов для поиска УВ (Извеков, 2013). На Ямбургском месторождении открыты в J_{1,2} две ГК залежи, а на Геофизическом в этих же отложениях – одна ГК. На Ярудейском месторождении в скв. 38 в отложениях тампейской серии триаса отобран керн с признаками УВ в отдельных интервалах, расположенных на расстоянии более 100 м друг от друга (Мещеряков и др., 2019).

Поисково-разведочные работы на нефть и газ уже сегодня (и в ближней перспективе) проектируются на «нижний» этаж (свыше 4 км) отложений, что связано с целым комплексом проблем. Это и новые типы ловушек, как правило, неструктурные, зачастую комбинированного типа и со значительно более сложным (чем в «верхнем» этаже) строением разреза: с крайней неоднородностью, новыми свойствами пород-коллекторов и условиями освоения ресурсов УВ. Все это приводит к удорожанию геологоразведочных работ и к необходимости усовершенствования технологий и технических средств. Эти проблемы существуют не только в Западной Сибири, но и во многих других нефтегазоносных бассейнах мира.

Геохимические исследования, проведенные по нижнему структурному этажу, свидетельствуют о хороших генерационных свойствах палеозойских отложений. Так в терригенно-карбонатных породах палеозоя содержание C_{орг} колеблется от 0,1–0,2 до 2,6–3,0 %. Концентрация хлороформенного битумоида (ХБ) составляет 0,3 %. Катагенез органического вещества (ОВ) соответствует

градации МК₂-МК₃-МК₄. Терригенные породы содержат C_{орг} 0,8–3,5, ХБ – 0,08–0,29 %. Триасовые отложения (пурская свита), вскрытые в скважинах СГ-6 и СГ-7, также богаты ОВ. Содержание C_{орг} в аргиллитах свиты достигает 7 %. Триасовые отложения, залегающие в глубоких прогибах и не повсеместно, на исследуемой территории вскрыты на Восточно-Бованенковской и Бованенковской площадях. По аналогии с хорошо изученными триасовыми отложениями Уренгойской сверхглубокой скважины на территории Ямала их можно отнести к газопроизводящим. Глубины залегания триаса 3–4 км. Палеозойские отложения, вскрытые на Бованенковском и Новопортовском месторождениях, можно отнести к газонефтематеринским по аналогии с восточным и юго-восточным обрамлением бассейна. На большей части изучаемой территории эти толщи относятся к нефтегазопроизводящим. На юго-востоке Ямала в районе Новопортовского месторождения степень катагенеза снижается, и есть вероятность отнесения их к нефте- и газопроизводящим. Нефть из отложений палеозоя Новопортовского месторождения существенно отличается от нефтей в вышезалегающих отложениях, что свидетельствует о существовании самостоятельного палеозойского нефтепроизводящего комплекса. Нефтяная часть флюида Новопортовского месторождения несет на себе отпечатки палеогипергенной деградации. В этой части разреза можно ожидать, вероятно, небольшие остаточные скопления нефтей, дополненных новообразованными легкими геохимически более молодыми УВ флюидами. Нефти характеризуются невысоким содержанием твердых парафинов, серы и асфальтово-смолистых компонентов, что повышает их качество по сравнению с юрскими (Кирюхина и др., 2004; 2011).

Изучение изотопного состава углерода, результаты пироллиза отложений в глубоких скважинах, полученные с использованием программного комплекса «Basin Modeling», дали основание (Галимов и др., 2012) для выявления сокращенной катагенетической зональности в районах преимущественного развития газовых и газоконденсатных систем (Надым-Пурская и Ямальская) и растянутой катагенетической зональности в районах преимущественного развития нефтяных и нефтегазоконденсатных систем. Эти исследователи считают, что основными источниками пополнения региона разведанными запасами являются отложения на больших глубинах и шельф Карского моря, тем более, что особенно к востоку от Уренгоя, в сторону Большехетской впадины, предполагаются наибольшие глубины залегания осадочных пород на консолидированном фундаменте – до 12–15 км.

Таким образом, учитывая выявленную значительную продуктивность нижнесреднеюрских отложений и благоприятную геохимическую обстановку доюрских отложений северных регионов Западно-Сибирского НГБ, а именно относительно высокие содержания C_{орг} и ХБ, высокий реализованный генерационный потенциал, умеренную и достаточную катагенетическую прогретость недр в комплексе с другими геологическими предпосылками (наличие в разрезе пород-коллекторов и флюидопоров), доюрские отложения можно рассматривать как высокоперспективный объект для открытия в нем месторождений нефти и газа (Дмитриевский и др., 2012; Пуанова, Шустер, 2012; 2018; Шустер, Пуанова, 2014а).

В статье изложены результаты завершающего этапа исследований (Шустер, Пунанова, 2019а, 2019b) по оценке перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений северных территорий Западной Сибири. Как и в ранее проводимых работах, использована геолого-математическая программа «Выбор» (Швембергер и др., 1987). Положительный результат использования этой программы продемонстрирован нами ранее (Шустер, Пунанова, 2014b; и др.). Проанализированы также характер и тип ловушек, к которым приурочены залежи УВ в глубокозалегающих доюрских отложениях.

Результаты многокритериальной оценки локальных объектов северных районов Западной Сибири

Для выявления механизмов нефтегазоаккумуляции авторами статьи проведена дифференциация потенциальных нефтегазоносных объектов в глубокозалегающих доюрских отложениях севера Западной Сибири на основе многокритериальной количественной оценки перспектив нефтегазоносности по комплексу геолого-геохимических параметров. Объектами рассмотрения явились 25 нефтяных, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений (по «верхнему» этажу), расположенных на севере Западной Сибири – на территориях полуострова Ямал, Обской губы, южной акватории Карского моря. Сформирован набор наиболее значимых, на наш взгляд, геолого-геохимических факторов (показателей), влияющих на формирование нефтегазовых скоплений на исследуемой территории в отложениях нижнего этажа нефтегазоносности (табл. 1). По построенным схематическим картам-моделям и по опубликованным материалам определены фактические значения или дан прогноз значений параметров для нижних глубокозалегающих неопромыслованных отложений на каждом исследуемом объекте. Отбор показателей был ограничен фактическим материалом и необходимостью оценки каждого фактора на всех объектах. Количественные и качественные значения всех показателей переведены в вероятностные оценки по степени значимости. Схематические карты построены для

большой территории, чем непосредственно изучаемая, с более широким охватом месторождений. Для надежного оконтуривания перспективных зон на изучаемой территории использованы также и данные по смежным регионам.

Из геохимических показателей для оценки благоприятности объектов в нефтегазоносном отношении использованы значения содержания $C_{орг}$ на породу, определяемые аналитически, величины интенсивности эмиграции жидких и генерации газообразных УВ (по ниже-среднеюрскому НГК). Два последних показателя – это суммарный продукт расчета, включающий многие геохимические характеристики разреза (стадия катагенеза, коэффициент генерации битумоидов, содержание остаточного битумоида, содержание углерода в ОВ, мощность нефтематеринской свиты). Аналитический материал для построения карт зональности нами заимствован из детальных исследований О.И. Бострикова и др. (Бостриков и др., 2011). Кроме этого, мы привлекли величины содержания ванадия (V) и ванадил-порфиринов (Vp) в ХБ из юрских отложений, как возможный показатель влияния глубинных процессов на нефтеобразование в этом регионе. Определение V и Vp проведено ранее (Чахмахчев, Пунанова, 1992). В связи с отсутствием достаточного материала по экспериментальным исследованиям керогена собственно палеозойских отложений, использование параметров по геохимии ОВ пород и нефтидов юрского возраста для проведения модельных вероятностных расчетов по глубокозалегающим отложениям, на наш взгляд, правомерно (Шустер, Пунанова, 2014b).

Стадийность катагенетического преобразования ОВ является одним из основных показателей благоприятной оценки перспектив нефтегазоносности, поэтому эти данные привлечены нами для выбора первоочередных объектов. Так как эти результаты были опубликованы нами ранее (Пунанова, Шустер, 2018), уточним только важные особенности. Наибольшая часть площади севера Западно-Сибирского НГБ по базальным горизонтам юры представлена тремя градациями катагенеза: стадиями МК₂, МК₃ и АК₁, т.е. умеренным, сильным мезокатагенезом и апокатагенезом (Фомин и др., 2001). Трех зонам

Параметры	Вероятности значений			
	1,0	0,9	0,8	0,7
Геолого-геофизические параметры				
Тип полученного притока УВ	Нефть	Нефтегазоконденсат	Газоконденсат, газ	
Возрастной интервал притока УВ	J ₁₊₂	T+PZ	Образования фундамента	
Степень благоприятности объекта с тектонической позиции	На валах и сводах	Между валами, сводами	Вблизи Уренгой-Колтогорского разлома или его ветви	
Плотность ресурсов, тыс. т/км ²	50–60	40–50	<40	
Геохимические параметры				
Стадии катагенеза*	ГЗН (МК ₁ -МК ₂)	ГЗГ (МК ₂ -МК ₃)	> МК ₃ (АК) и/или ПК	
Содержание в ХБ ванадия (V), г/т	<100	100-500	500-1000	1000-2000
Содержание в ХБ ванадил-порфиринов (Vp) (n×10 ⁻³ %)	0-50	50-100	100-250	250-500
Содержание C _{орг} в породах, %	2,5-3,0	2,0-2,5	1,5-2,0	1,0-1,5
Интенсивность эмиграции жидких УВ, тыс. т/км ²	1000-2000	500-1000	150-500	50-150
Интенсивность генерации газообразных УВ, млн м ³ /км ²	>500	250-500	100-250	50-100

Табл. 1. Вероятностная оценка геолого-геохимических параметров, являющихся наиболее значимыми факторами механизмов нефтегазоаккумуляции в исследуемом регионе. *ГЗН – главная зона нефтеобразования; ГЗГ – главная зона газообразования; МК – мезокатагенез; АК – апокатагенез; ПК – протокатагенез

стадийности катагенетического преобразования ОБ отвечают определенные по фазовому состоянию типы УВ скоплений. Зоне умеренного катагенеза – нефтяные залежи, в зоне сильного мезокатагенеза преобладают газоконденсатнонефтяные залежи. Зона апокатагенеза – это область формирования газоконденсатных и газовых залежей. Выделенные на суше зоны, вероятнее всего, трассируются и в южной акватории Карского моря. К наиболее благоприятным зонам, которым мы присвоили вероятностную оценку, равную 1, относятся месторождения Мало-Ямальское, Новопортовское (Южно-Ямальский мезовал) и Байдарацкое, нижняя граница отложений юры здесь находится в зоне умеренного мезокатагенеза ($МК_2$).

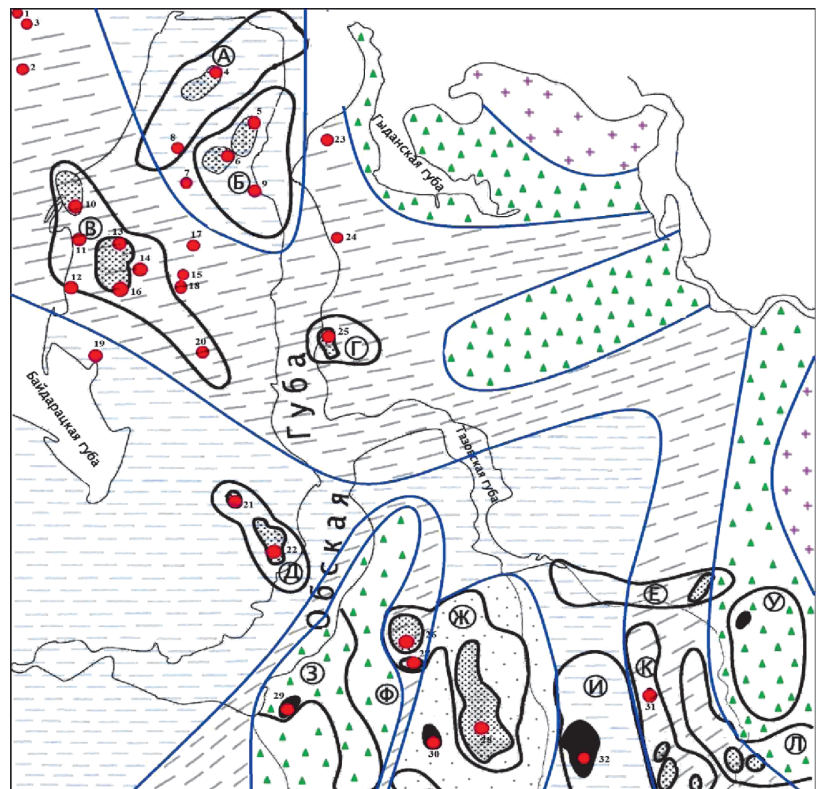
На рис. 1 приведена схема-модель зональности распределения $C_{орг}$ в нижнеюрских отложениях (по аналитическим данным (Бостриков и др., 2011)). Нефти исследуемых месторождений приурочены по этому показателю к двум зонам – с высоким содержанием $C_{орг}$ – 2,0–2,5 % на породе (вероятность 0,9) (месторождения Мало-Ямальское, Новопортовское и др.) и с несколько меньшими значениями $C_{орг}$ – 1,5–2,0. Этим значениям присвоена вероятность 0,8. Близкие значения для отложений палеозоя в этом регионе приводятся в (Галимов и др., 2012).

На схематических картах-моделях показано распределение V (рис. 2) и V_p (рис. 3) в битумоидах баженовских отложений (J_{3v} - K_{1b}) (на основе аналитических данных (Чахмахчев, Пуанова, 1992)). На территории исследования зафиксированы как зоны повышенных концентраций этих параметров, так и зоны их минимальных значений. Ранее нами было показано (Пуанова, Шустер, 2018), что в пределах зон с аномально низкими содержаниями V и

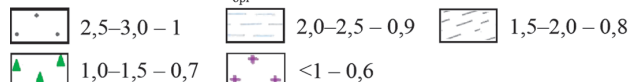
V_p или их полным отсутствием в битумоидах пород происходило смешение битумоидов баженовской свиты с битумоидами, образовавшимися в более глубоких горизонтах при более высоких палеотемпературах. ОБ баженовской свиты характеризуется низкими стадиями преобразования ($МК_1$ - $МК_2$) ($R^\circ = 0,45$ – $0,85$ %), что соответствует второй половине главной зоны нефтеобразования (Конторович и др., 2014). Приведенные данные объясняются возможным внедрением жидких УВ из нижележащих отложений юры (васюганской и тюменской свит), триаса или палеозоя, способных быть генератором высокой продуктивности всего юрского и нижележащего разреза. Протягивается зона через Юганскую впадину, Колтогорский прогиб, Салымское поднятие и далее на северо-запад к полуострову Ямал.

Схематические карты-модели зон интенсивности эмиграции жидких УВ (тыс. т/км²) и генерации газообразных УВ (млн м³/км²) в нижнеюрских отложениях изображены на рис. 4 и 5 (на основе аналитических данных (Бостриков и др., 2011)). Выделенные зоны вероятностных величин этих параметров, как и следовало ожидать, очень близки. Месторождения Северо- и Средне-Ямальского мезавалов и южной акватории Карского моря имеют максимальную вероятностную величину, равную единице. Значения в этой зоне эмиграции жидких УВ составляет 1000–2000 тыс. т/км², а генерации газообразных УВ – выше 500 млн м³/км², что соответствует высокой реализации нефтегазового потенциала. Вероятностная величина 0,9 распространяется на зоны со значениями эмиграции жидких УВ 500–1000 тыс. т/км² и генерации газообразных УВ 250–500 млн м³/км². Они приурочены к Геофизическому мезовалу, Бованенковско-Нурминскому

Рис. 1. Схема-модель распределения $C_{орг}$ в нижнеюрских отложениях. Структурные элементы (Фомин и др., 2001): А – Северо-Ямальский мезавал; Б – Средне-Ямальский мезавал; В – Бованенковско-Нурминский наклонный мезавал; Г – Геофизический мезовал; Д – Южно-Ямальский мезовал; Е – Тазовский мезавал; Ж – Центрально-Уренгойский мезовал; З – Медвежье-Нугинский наклонный мезавал; И – Среднепурский наклонный мегапрогиб; К – Русско-Часельский мезавал; Л – Термокарстовый выступ; У – Мангазейская зона поднятий; Ф – Нерутинская впадина. Месторождения нефти и конденсатов (красный кружок) с 1 по 25 использовались при расчетах (табл. 2): южная акватория Карского моря: 1 – Победа; 2 – Ленинградское; 3 – Русановское; полуостров Ямал: 4 – Малыгинское; 5 – Тасийское; 6 – Северо-Тамбейское; 7 – Западно-Тамбейское; 8 – Сядорское; 9 – Южно-Тамбейское; 10 – Харасавейское; 11 – Крузенитерновское; 12 – Южно-Крузенитерновское; 13 – Северо-Бованенковское; 14 – Восточно-Бованенковское; 15 – Восточно-Тиутейское; 16 – Бованенковское; 17 – Западно-Сеяхинское; 18 – Верхне-Тиутейское; 19 – Байдарацкое; 20 – Арктическое; 21 – Мало-Ямальское; 22 – Новопортовское; Обская губа: 23 – Штормовое; 24 – Салмановское; 25 – Геофизическое; южная часть северной провинции: 26 – Песцовое; 27 – Южно-Песцовое; 28 – Уренгойское; 29 – Лензитское; 30 – Юбилейное; 31 – Наумовское; 32 – Береговое.



Зоны с содержанием $C_{орг}$ (%) и соответствующие вероятностные значения:



Тип залежи: ● нефтяная; ○ газоконденсатнонефтяная; ⊖ газоконденсатная

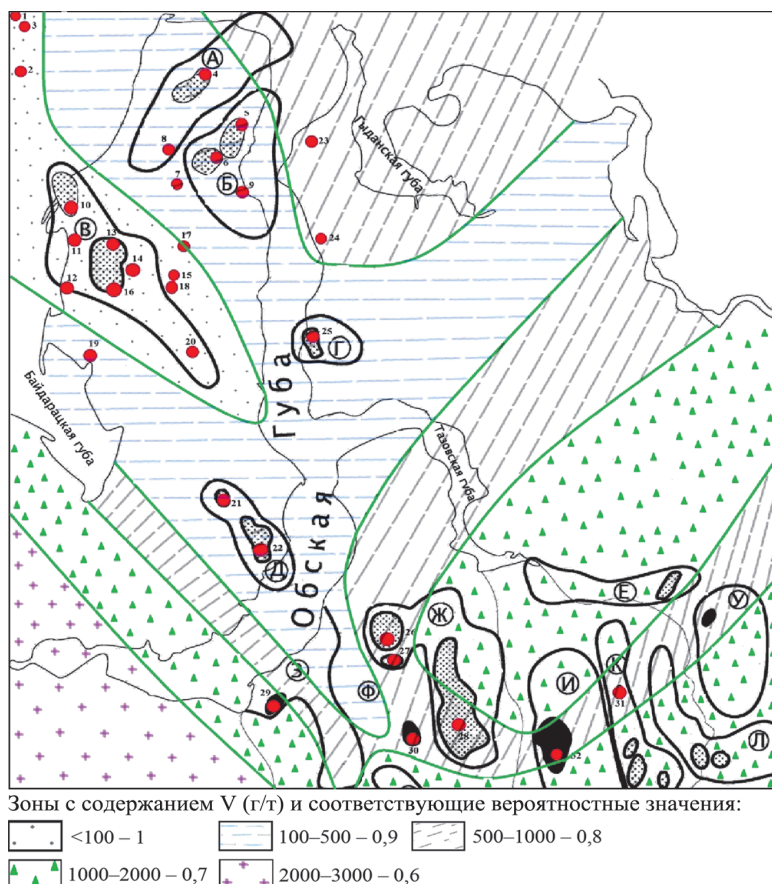


Рис. 2. Схема-модель распределения V в битумоидах юрских отложений. Условные обозначения см. на рис. 1.

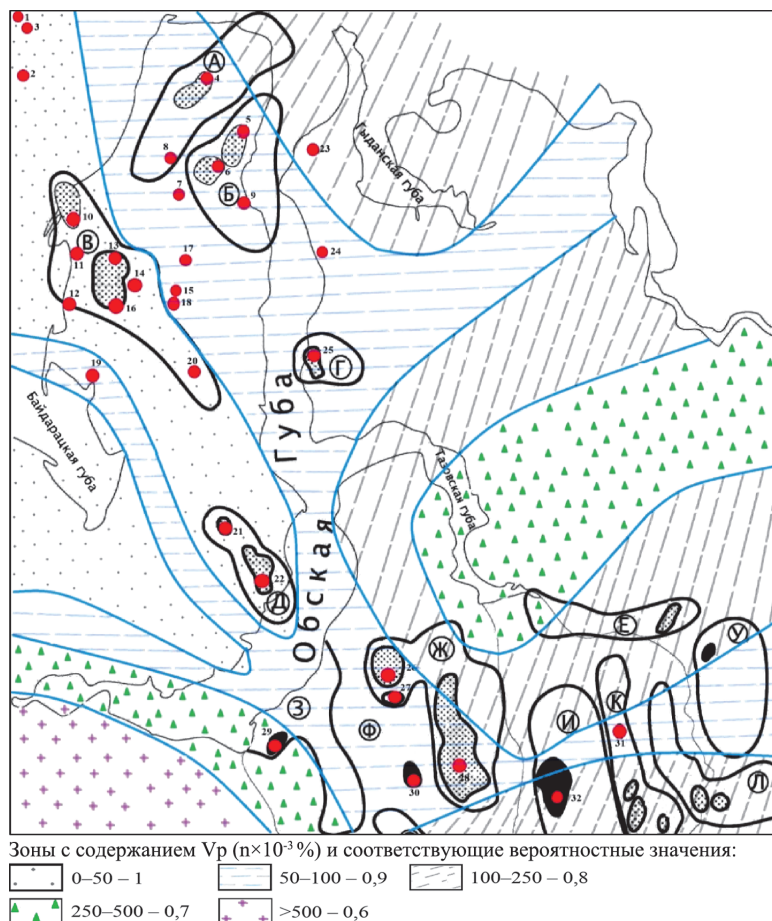


Рис. 3. Схема-модель распределения Vp в битумоидах юрских отложений. Условные обозначения см. на рис. 1.

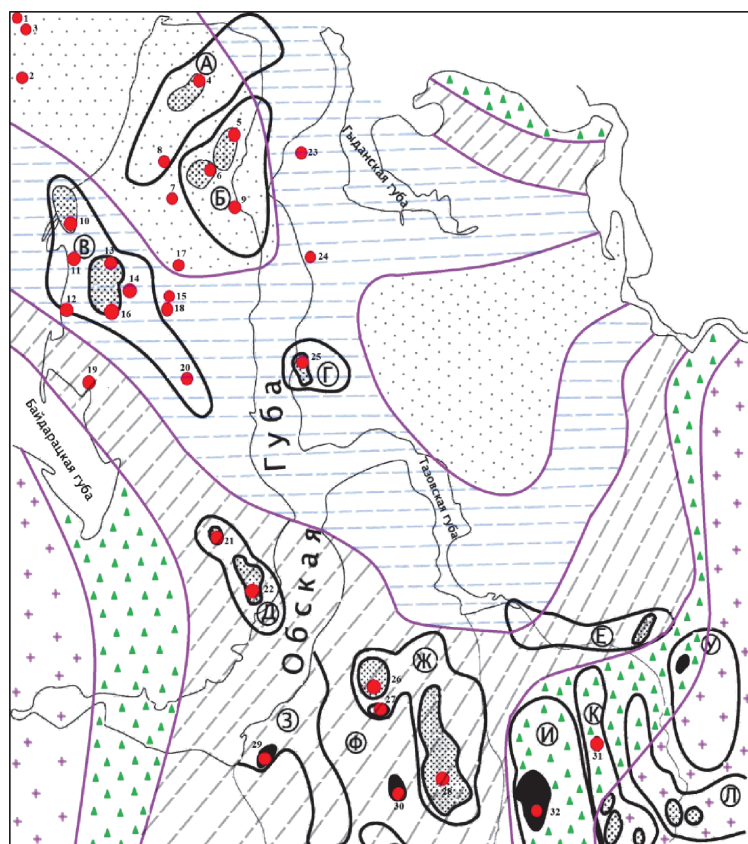
наклонному мегавалу и Обской Губе. Ещё более низкие величины этих двух показателей (эмиграция жидких УВ – 150–500 тыс. т/км² и генерации газообразных УВ – 100–250 млн м³/км), а, следовательно, и наименьшее вероятностное значение этих величин, равное 0,8, мы связываем с месторождениями, расположенными на Южно-Ямальском мезовалу и в Байдарацкой Губе (месторождения Мало-Ямальское, Байдарацкое и др.). Наименьшие величины этих показателей на остальных территориях соответствуют наличию здесь нефтематеринских отложений с низкими генерационными свойствами.

Проведено шесть модельных расчетов с использованием как всех выбранных 10 геолого-геохимических параметров, так и с разными сочетаниями параметров (табл. 2), позволившие дифференцировать совокупность объектов на несколько различных по перспективности «слоев». Проанализировав результаты всех вариантов, были отобраны месторождения с максимальными вероятностными значениями степени благоприятности (рис. 6). Так, в наиболее перспективный первый «слой» с максимальной вероятностью 0,52–0,72 по всем 10-ти показателям (желтый цвет в таблице) вошли месторождения южной акватории Карского моря, Северо-Ямальского мегавала, Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала и Южно-Ямальского мезовала. Ко второму по перспективности «слою» с вероятностью 0,42–0,47 (зеленый цвет в таблице) отнесены месторождения Средне-Ямальского мегавала, Южно-Ямальского мезовала, частично Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала, Геофизического мезовала. Остальные попали в третий «слой». На месторождениях, попавших в «желтый и зеленый цвет», наиболее высокие перспективы нефтегазоносности юрских и доюрских отложений.

По-видимому, эти тектонические зоны – нефтегазоносные районы, можно отнести к наиболее перспективным первоочередным направлениям поисково-разведочных работ на нефть и газ по юрским и доюрским глубокозалегающим (свыше 4 км) отложениям севера Западной Сибири. Требуется содержательный геологический анализ полученных результатов, в том числе анализ значимости использованных при оценке параметров, а также различных сценариев проведения поисковых работ, исходя из разных сочетаний параметров. Эта задача последующих исследований.

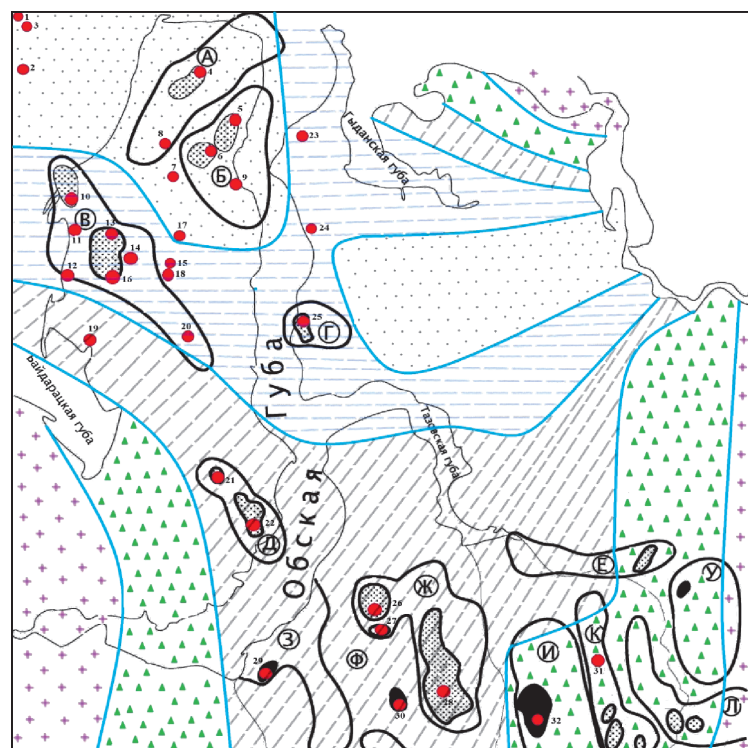
Нетрадиционные комбинированные ловушки глубокозалегающих отложений севера Западной Сибири – резерв прироста ресурсов нефти и газа

В глубокозалегающих юрских и доюрских отложениях севера Западной Сибири, по мнению ряда ученых (Нежданов, 2004; Извеков, 2013; Конторович и др., 2018 и др.) и исходя из опыта



Зоны величин интенсивности эмиграции жидких УВ (тыс. т/км²) и соответствующие вероятностные значения: 1000–2000 – 1 500–1000 – 0,9 150–500 – 0,8 50–150 – 0,7 <50 – 0,6

Рис. 4. Схема-модель интенсивности эмиграции жидких УВ в нижнеюрских отложениях. Условные обозначения см. на рис. 1.



Зоны величин интенсивности эмиграции газообразных УВ (млн м³/км²) и соответствующие вероятностные значения: >500 – 1 250–500 – 0,9 100–250 – 0,8 50–100 – 0,7 >50 – 0,6

Рис. 5. Схема-модель интенсивности генерации газообразных УВ в нижнеюрских отложениях. Условные обозначения см. на рис. 1.

авторов статьи (Шустер, Пуанова, 2019а, 2019б), с возрастанием глубин бурения и, как следствие, усложнением строения разреза, возрастает количество залежей УВ, приуроченных к неантиклинальным комбинированным ловушкам. Отмечается также, что объем ресурсов УВ в неантиклинальных ловушках соизмерим с объемом ресурсов и запасов УВ, выявленных в антиклинальных ловушках.

Тенденция увеличения запасов нефти, количества введенных в поисково-разведочный процесс неантиклинальных комбинированных ловушек, особенно в последние 10–15 лет, отмечается в фундаментальном 20-летнем исследовании коллектива авторов и представлена на рис. 7 (Dolson et al., 2018).

Авторами настоящей статьи предпринята попытка рассмотреть некоторые аспекты формирования подобных ловушек по материалам месторождений УВ севера Западной Сибири и предложить подходы к прогнозу и картированию сложностроенных неантиклинальных комбинированных ловушек.

На формирование залежей УВ в подобных ловушках (тектонически, литологически и стратиграфически экранированных) влияет ряд факторов: тектонический (в т. ч. геодинамический), литолого-фациальный (условия седиментации), вторичные процессы, геофлюидодинамический и геохимический. Влияние ряда факторов на формирование неантиклинальных ловушек, таких как региональные флюидоупоры, региональные зоны стратиграфического несогласия, источники сноса материала и др., возможно оценить на региональном этапе геологоразведочных работ, используя материалы сейсморазведки МОГТ.

На поисково-разведочном этапе геологоразведочных работ (ГРП) и при разработке залежей УВ в нетрадиционных ловушках решаются вопросы генезиса и типа ловушки, морфологии резервуара, характера строения, включая анализ пустотного пространства (трещин, каверн, их зональность) и ФЕС пород. А также используются специальные технологии сейсморазведки МОГТ для прогноза строения выявленных ловушек, такие как «сейсмические образы» (геологические модели) ловушек, модели неоднородного строения ловушек в плотных магматических, метаморфических и карбонатных резервуарах. Некоторые прогнозные геофлюидодинамические и геохимические характеристики ловушек оцениваются, исходя из региональных закономерностей.

В Ямальной и Тазовской нефтегазоносных областях широко распространены тектонически экранированные ловушки, ограниченные разрывными нарушениями северо-западного «Пай-Хойского» простирания – Парусовое, Бованенковское месторождения. Эти месторождения находятся в зоне влияния активной тектоники Уренгой-Колтогорского разлома (и его ответвлений) – рифтогенный геодинамический режим. А на Новопортовском месторождении выявлены литологически экранированные ловушки газа, газоконденсата и нефтяные оторочки.

№ объекта на картах	Месторождение (красный кружок на рис. 1-5)	Тип полу-притока УВ	Возрастной интервал притока УВ	Степень благоприятности объекта с тектонической позиции	Плотность ресурсов, тыс. т/км ²	Стадии катагенеза	Содержание ванадия (V), (г/т) (n×10 ⁻³ %)	Содержание в ванадил-порфириновых рингах (Vp) (%)	С _{орг} на породе, %	Интенсивность эмиграции жидких УВ (тыс. т/км ²)	Интенсивность генерации газообразных УВ (тыс. м ³ /км ²)	Варианты расчетов по параметрам											
												Var. 1	Var. 2	Var. 3	Var. 4	Var. 5	Var. 6						
												Всё: 1, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10											
Нумерация вариантов расчета												Результаты расчетов по параметрам (6 вариантов)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
Южная акватория Карского моря																							
1	1	1	1	0,9	1	1	0,9	0,9	0,8	1	1	0,72	0,8	1,00	1,00	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
2	1	0,9	1	0,9	1	1	0,9	0,9	0,8	1	1	0,65	0,72	0,90	1,00	0,72	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
3	1	0,9	1	0,9	1	1	0,9	0,9	0,8	1	1	0,65	0,72	0,90	1,00	0,72	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Полуостров Ямал																							
4	0,9	1	1	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1	0,52	0,66	0,81	0,90	0,81	0,90	0,81	0,90	0,81	0,90	0,81	0,90
5	0,9	0,9	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1	0,42	0,52	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90
6	0,9	1	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1	0,47	0,59	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,90
7	0,9	1	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1	0,34	0,42	0,65	0,58	0,58	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90	0,90
8	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1	0,34	0,42	0,65	0,58	0,58	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90	0,90
9	0,9	1	1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1	0,42	0,52	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90
10	0,9	0,9	1	0,9	0,9	1	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,47	0,52	0,90	0,90	0,65	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90
11	1	0,9	1	0,9	0,9	1	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,52	0,58	1,00	0,90	0,72	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90
12	1	0,9	1	0,9	0,9	1	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,52	0,58	1,00	0,90	0,72	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90
13	1	0,9	1	1	0,9	1	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,58	0,65	1,00	1,00	0,72	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90
14	1	0,9	1	1	0,9	1	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,58	0,65	1,00	1,00	0,72	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90
15	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9	0,27	0,34	0,72	0,58	0,65	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,80
16	1	1	1	0,9	0,9	1	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,58	0,65	1,00	1,00	0,72	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90
17	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	1	0,34	0,42	0,73	0,65	0,72	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90
18	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	1	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9	0,27	0,30	0,64	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,80
19	1	0,9	0,8	0,8	1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,24	0,24	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,80
20	1	0,9	1	0,9	0,9	1	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,52	0,58	1,00	0,90	0,72	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90
21	1	1	1	1	1	1	0,9	1	0,9	0,8	0,8	0,47	0,47	0,81	1,00	0,65	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90
22	1	1	1	1	1	1	0,9	1	0,9	0,8	0,8	0,52	0,52	0,90	1,00	0,72	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90
Обская губа																							
23	0,9	0,9	1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,24	0,30	0,64	0,72	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,80
24	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,21	0,27	0,58	0,58	0,65	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,80
25	0,9	1	1	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9	0,38	0,47	0,90	0,81	0,72	0,72	0,81	0,72	0,81	0,72	0,81	0,90

Табл. 2. Вероятностные значения 10 параметров для выбора очередности ввода первоочередных объектов в поисково-разведочное бурение в нижне-среднеюрских и доюрских отложениях

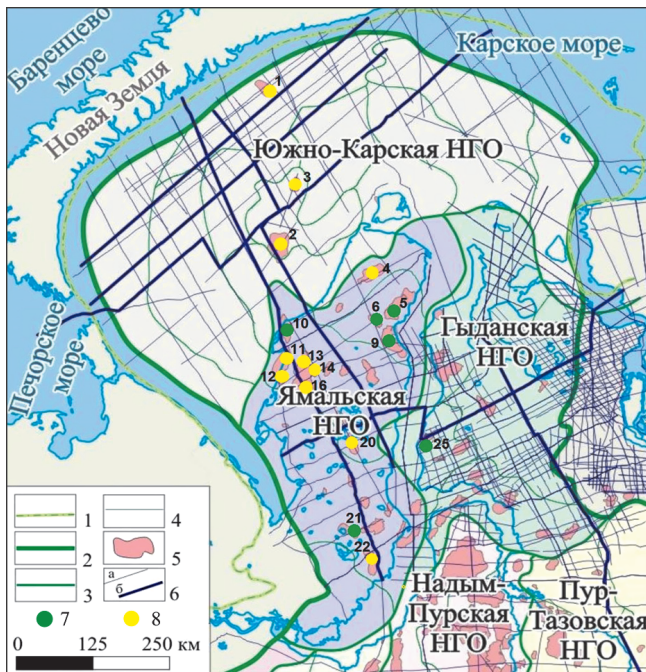


Рис. 6. Локализация наиболее перспективных зон и месторождений по результатам модельных расчетов. (На основе Обзорной карты нефтегазогеологического районирования северных районов Западной Сибири, границы: 1 – Западно-Сибирской плиты, 2 – Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП), 3 – нефтегазоносной области (НГО); 4 – нефтегазоносного района (НГР); 5 – месторождения углеводородов, 6 – сейсмические профили (а), по которым приведены сейсмогеологические разрезы (б) (Конторович и др., 2018)). 7 – Месторождения первой очереди из наиболее перспективного «первого слоя»: Южно-Карская НГО: 1 – Победа; 2 – Ленинградское; 3 – Русановское; 4 – Малыгинское; 11 – Крузеништерновское; 12 – Южно-Крузеништерновское; 13 – Северо-Бованенковское; 14 – Восточно-Бованенковское; 16 – Бованенковское; 20 – Арктическое; 22 – Новопортовское. 8 – Месторождения второй очереди: Ямальская НГО: 5 – Тасийское; 6 – Северо-Тамбейское; 9 – Южно-Тамбейское; 10 – Харасавейское; 21 – Мало-Ямальское; Гыданская НГО: 25 – Геофизическое.

Кроме того, на основании закономерностей развития коллекторов в юрских отложениях установлено (Сусанина, 2008; Плесовских и др., 2009), что в изучаемом регионе перспективны зоны, приуроченные к региональным участкам выклинивания коллекторских толщ нижней и средней юры и участки, непосредственно примыкающие к крупным выступам доюрского основания, служившего местными источниками сноса материала. Здесь формируются литологически экранированные ловушки. На рис. 8 (Сусанина, 2011) приведены примеры сложного типа ловушек, закартированных на месторождениях Западной Сибири в глубоких горизонтах.

По мнению (Курышева, 2005; Шустер и др., 2011), низкая эффективность поискового бурения в доюрском НГК связана со слабым знанием закономерностей формирования ловушек и отсутствием их однозначного сейсмического «образа». В работе Н.К. Курышевой (Курышева, 2005) приводятся результаты исследования по выявлению характерных для определенных ловушек устойчивых признаков сейсмической волновой картины. На основании детального изучения эталонных нефтегазоносных объектов,

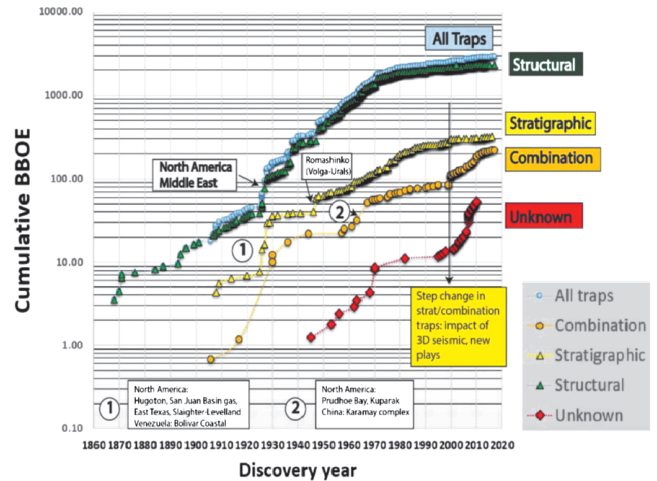


Рис. 7. Кривые выделенных по определённому признаку ловушек во времени (Dolson et al., 2018)

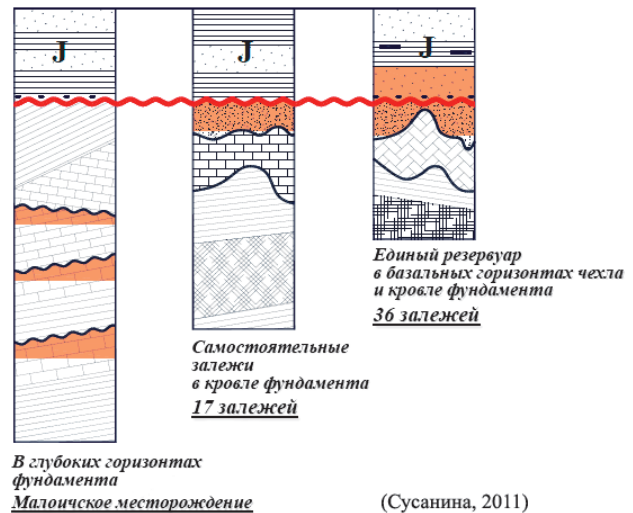


Рис. 8. Примеры типов залежей УВ в доюрском комплексе Западно-Сибирского НГБ (Сусанина, 2011). Тип коллектора – кавернозно-порово-трещинный. Пористость – до 44 %, проницаемость – до 2000 мД. Красная волнистая линия – граница юрского и доюрского комплексов

путем двухмерного сейсмогеологического моделирования установлены сейсмические «образы» доюрских ловушек на Шаимском вале; выявлены устойчивые признаки сейсмической записи, позволившие доказать, что часть ловушек относится к тектонически и стратиграфически экранированным, меньшая их часть – к комбинированным, имеющим и тектоническое и литологическое ограничения. Примеры различных типов, в том числе, неструктурных ловушек и их сейсмические образы использованы авторами при прогнозе ловушек (в том числе, неструктурных) по сейсмическим данным на севере Западной Сибири (Шустер и др., 2011).

Анализ геолого-геофизических данных (сейсморазведки МОГГ и бурения) позволяет на сегодняшний день выделить в разрезе три основных НГК: юрский, неокомский и апт-альб-сеноманский. Кроме того, перспективны триасовый, палеозойский чехольный и образования фундамента (Плесовских и др., 2009; Брехунцов и др., 2011; Конторович и др., 2018) (рис. 9, 10).

Толщины палеозойских платформенных отложений в Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областях

(НГО) с появлением в разрезе триасового комплекса составляют суммарно 8–10 км, что существенно повышает перспективы нефтегазоносности этих отложений по сравнению с Ямальской НГО.

На Новопортовском месторождении, в Ямальской НГО открыта нефтяная залежь в палеозойских метаморфизованных карбонатах девонского возраста, приуроченная к комбинированной ловушке. В Южно-Карской НГО выделяются два погружения, где толщина платформенного палеозоя резко увеличивается до 12–14 км. В пределах выступа фундамента, разделяющего эти депрессии, толщина осадочного палеозоя составляет 5 км (рис. 9) (Конторович и др., 2018).

В юрском НГК открыты нефтегазоконденсатные залежи на Новопортовской, Харасовейской, Северо-Тамбейской, Геофизической и др. площадях, а также на месторождении Победа. Ряд залежей приурочен к тектонически экранированным ловушкам (Бованенковское месторождение).

В неокомском НГК выделяют клиноформы и шельфовые комплексы, четкой разделяющей границы между которыми не установлено. Это не типичные ловушки. Условия формирования неокомских отложений и постседиментационные тектонические процессы предопределили распределение в разрезе пород-коллекторов и флюидоупоров, т.е. типов ловушек для залежей УВ.

В шельфовой зоне глубоководные ачимовские песчаники линзовидного строения с резкой изменчивостью ФЕС пород содержат залежи УВ, сконцентрированные в литологически и структурно литологически экранированных ловушках.

В Ямальской НГО на временных разрезах неокомского комплекса (рис. 9) выделяется серия клиноформ, погружающихся в западном и северо-западном направлениях (Конторович, 2018). В Южно-Карской НГО неокомские отложения также имеют клиноформное строение.

По мнению (Брехунцова, Кислухин, 2001; Конторович и др., 2018), формирование неокомского комплекса происходило за счет поступления обломочного материала с Уральских гор и архипелага Новая Земля, с Запада и Восточно-Сибирской платформы, Енисейского кряжа, с востока.

В апт-альб-сеноманском НГК как на суше, так и в акватории крупные сеноманские газовые залежи приурочены к антиклинальным ловушкам. Аналогичная картина наблюдается и в апт-альбских, и турон-маастрихтских отложениях.

Опираясь, в том числе, и на анализ волновой картины и сейсмогеологической характеристики осадочных комплексов севера Западной Сибири, можно сделать вывод об усложнении с глубиной строения разреза Ямальского НГО и примыкающей акватории Карского моря и, как следствие, возрастании роли неантиклинальных комбинированных ловушек в формировании залежей УВ.

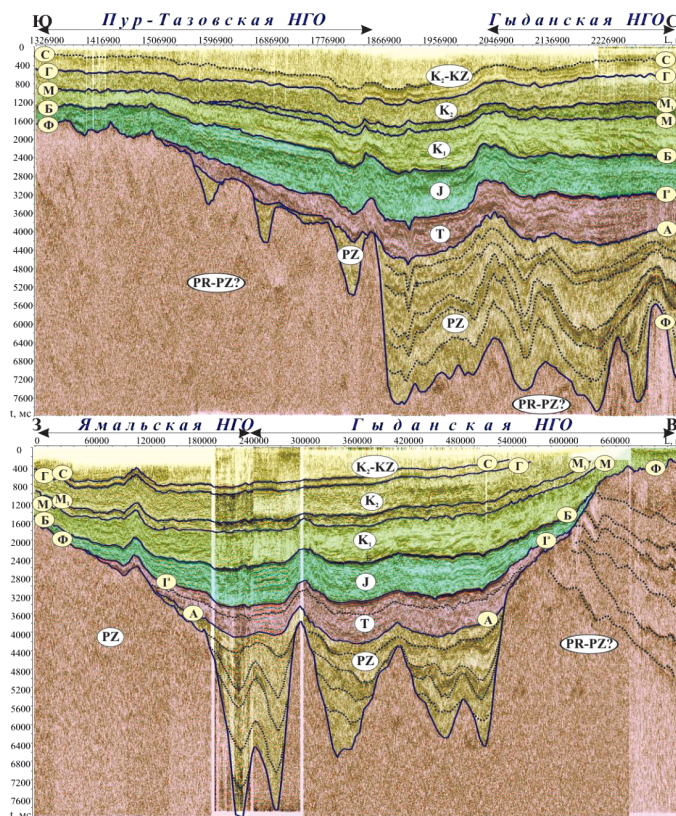


Рис. 10. Сейсмогеологические разрезы по профилям Reg_3 и Reg_109 (Конторович и др., 2018).

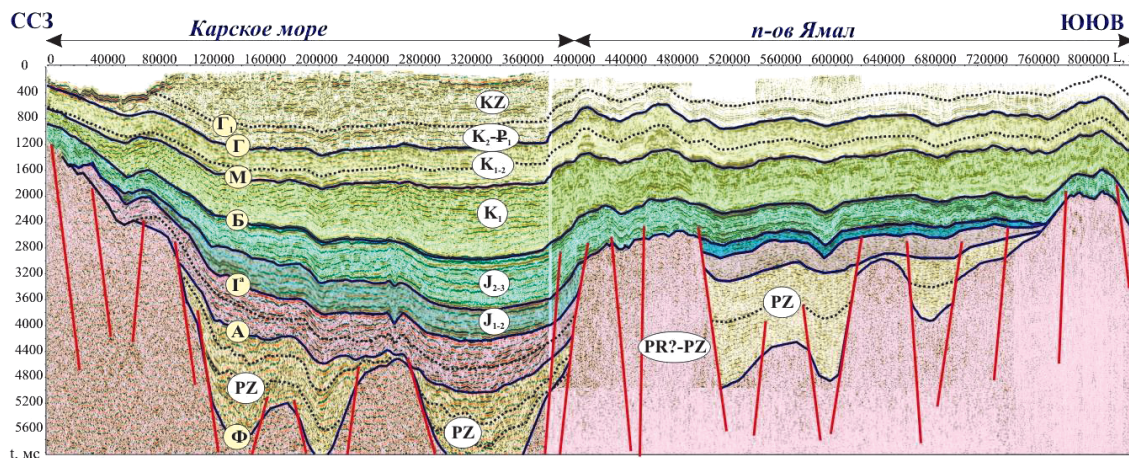


Рис. 9. Сейсмогеологический разрез по композитному профилю Reg_II-II (Карское море – н-ов Ямал) (Конторович и др., 2018). Основные (сплошная) и дополнительные (пунктирная) линии – реперные отражающие горизонты; их индексация и соответствующая стратиграфическая приуроченность: Ф – кровля фундамента; А – подошва терригенного триаса/ кровля домезозойского основания; Ia – подошва юры/кровля терригенного триаса; Б – кровля баженовской свиты и ее аналогов, верхняя юра, волжский ярус; М – кровля кошайской (нейтинской) пачки, нижний мел, апт; Г – кровля кузнецовской свиты, верхний мел, турон; С – кровля ганькинской свиты, кровля мела; красные линии – разрывные нарушения.

Выводы

В результате проведенных исследований выявлены геолого-геохимические показатели, наиболее важные при формировании нефтегазовых скоплений в глубокозалегающих юрских и доюрских отложениях на севере Западной Сибири. А также локализованы перспективные зоны нефтегазонакопления и месторождения, в которых с высокой долей вероятности будут обнаружены нефтегазоконденсатные скопления в этих отложениях. Роль неантиклинальных ловушек как объектов поисково-разведочных работ с глубиной, по-видимому, будет возрастать.

С возрастанием глубин поисково-разведочного бурения и усложнением строения разреза возрастает количество залежей УВ, приуроченных к неантиклинальным комбинированным ловушкам, выявляемых в первоначально закартированных антиклинальных ловушках. Основное влияние на формирование неантиклинальных ловушек оказывают тектонический (в т.ч. геодинамический) фактор, а также литофациальные условия осадконакопления, вторичные процессы, геохимические и геофлюидодинамические условия. Рассмотрены методические приемы прогноза неантиклинальных ловушек.

Финансирование/Благодарности

Статья написана в рамках выполнения государственного задания №АААА-А19-119022890063-9 по теме «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов».

Авторы выражают благодарность рецензенту за замечания, позволившие дополнить и улучшить работу.

Литература

- 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
- Бочкарев В.С. (2018). Распространение докембрийских метаморфитов, карбонатных платформ и палеозойских чехлов Западно-Сибирской геосинеклизы (методико-геофизический аспект). *Геология нефти и газа*, 3, с. 49–58. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-3-49-58>
- 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.
- Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Касьянов И.В., Сергеев С.А., Шокальский С.П. (2019). Новые данные о фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы и их геологическое значение. *Горные ведомости*, 1(161), с. 4–21.
- Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров (мл.) И.И. (2011). Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 52(8), с. 1001–1012. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.004>
- Брехунцова Е.А., Кислухин В.И. (2001). Особенности формирования и нефтегазоносность осадочного чехла полуострова Ямал. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*, 5, с. 36–41.
- Галимов Э.М., Рыльков А.В., Хафизов Ф.З., Немченко-Равенская А.С., Немченко Т.Н., Севастьянов В.С., Коробейник Г.С. (2012). Историко-генетическая модель нефтегазообразования в глубоких горизонтах севера Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, 6, с. 45–53.
- Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2012). Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов. *Germany, Saarbruchen, Lambert Academic Publishing*, 135 с.
- Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Елизаров Д.В., Шокальский С.П. (2016).

О возрасте и составе гнейсов из фундамента северо-западной части Западно-Сибирской плиты. *Литосфера*, 1, с. 59–73.

Извеков И.Б. (2013). Закономерности размещения месторождений углеводородов в зоне сочленения Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской областей Западно-Сибирской мегапровинции. *Научно-технический сборник. Вести газовой науки*, 5(16), с. 74–80.

Казаненков В.А., Филимонова И.В., Немов В.Ю. (2019). Главные направления и задачи поисков нефти и газа в Западной Сибири на ближайшие десятилетия. *Бурение и нефть*, 10, с. 15–20. <https://doi.org/10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-088>

Кирюхина Т.А., Зонн М.С., Дзюбло А.Д. (2004). Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности нижне-среднеюрских и доюрских отложений севера Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 8, с. 22–30.

Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д., Холодилов В.А., Цемкало М.Л. (2011). Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа. *Газовая промышленность*, 7, с. 66–74.

Клещев К.А., Шейн В.С. (2010). Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник в 2-х кн. М.: ВНИГНИ, 1554 с.

Конторович А.Э., Буриштейн 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, геознергетика, геополитика*, 2(10). http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html

Конторович В.А., Аюнова Д.В., Гусева С.М. и др. (2018). Сейсмогеологическая характеристика осадочных комплексов и нефтегазоносность Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областей (арктические регионы Западной Сибири, шельф Карского моря). *Геофизические технологии*, 4, с. 10–26. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802403>

Костюченко С.Л. (2017) Минерально-сырьевая база, как основа формирования социально-экономической политики в Арктике. *Минеральные ресурсы России*, 5, с. 27–35.

Курьшева Н.К. (2005). Прогнозирование, картирование залежей нефти и газа в верхней части доюрского комплекса по сейсмогеологическим данным в Шаимском нефтегазоносном районе и на прилегающих участках. *Автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук*. Тюмень, 23 с.

Мещеряков К.А., Карасева Т.В., Кожанов Д.Д., Мещерякова О.Ю. (2019). Триасовый нефтегазоносный комплекс – потенциальный объект для прироста ресурсной базы Западной Сибири. *Вестник Пермского университета. Геология*, 18(1), с. 73–78. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802403>

Нежданов А.А. (2004). Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ. *Автореф. дисс. доктора геол.-мин. наук*. Тюмень, 44 с.

Плесовских И.А., Нестеров (мл.) И.И., Нечипорук Л.А., Бочкарев В.С. (2009). Особенности геологического строения северной части Западной Сибирской геосинеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья. *Геология и геофизика*, 50(9), с. 1025–1034. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.08.004>

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.

Пуанова С.А., Шустер В.Л. (2018). Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири. *Георесурсы*, 20(2), с. 58–65.

Скоробогатов В.А., Давыдова Е.С., Кананыхина О.Г. (2017). Нефтеносность Западно-Сибирской мегапровинции. *Научно-технический сборник. Вести газовой науки*, 3(31), с. 13–28.

Сусанина О.М. (2011) Прогнозирование нефтеперспективных зон в палеозойских отложениях Западной Сибири по комплексу геофизических данных. X конференция ЗАО «Пангея»: Формула успеха в разведке и разработке месторождений нефти и газа. <https://docplayer.ru/35459081-Prognostirovanie-nefteperspektivnyh-zon-v-paleozoyskih-otlozheniyah-zapadnoy-sibiri-po-kompleksu-geofizicheskikh-dannyh.html>

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. 1875–1887.

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

Швембергер Ю.Н., Шустер В.Л., Меркулова О.Н. (1987). Внедрение новых экономико-математических методов (модель «Выбор») при выявлении первоочередных объектов для поисково-разведочного бурения. В кн.: *Новые технические средства поиска и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа СССР*. М.: МИНХиГП, 14 с.

Шейн В.С. (2012). Геология и нефтегазоносность России. М.: ВНИГНИ, 848 с.

Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2014а). Вопросы освоения нетрадиционных запасов углеводородов фундамента Западной Сибири и многокритериальная оценка перспектив их нефтегазоносности. *Георесурсы*, 4(59), с. 53–58. <https://doi.org/10.18599/grs.59.4.9>

Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2014б). Вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири с помощью геолого-математической программы «Выбор». *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 16–19.

Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2018). Методический подход к вероятностной количественной оценке перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений севера Западной Сибири. *Актуальные проблемы нефти и газа*, 3(22)

Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2019а). Выбор первоочередных объектов в глубокозалегающих отложениях Ямалского полуострова на основе многокритериальной оценки геолого-геохимических данных. *Экспозиция Нефть Газ*, 1(68), с. 18–21.

Шустер В.Л., Пуанова С.А. (2019б). Углеводородные скопления в нетрадиционных ловушках глубокозалегающих отложений севера Западной Сибири – резерв прироста ресурсов нефти и газа. *Сб. научн.*

тр. конф.: Новые идеи в геологии нефти и газа 2019. Отв. ред. А.В. Ступакова. М.: Перо, с. 544–549.

Шустер В.Л., Пуанова С.А., Курьшева Н.К. (2011). Новый подход к оценке нефтегазоносности образований фундамента. *Мат. межд. конф.: Современное состояние наук о Земле*. М., с. 2116–2118.

Dolson J., He Zhiyong, Horn Brian W. (2018). Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. *Search and Discovery Article #60054*. http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html

Сведения об авторах

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

Россия, 119333, Москва, Губкина, д. 3
e-mail: tshuster@mail.ru

Светлана Александровна Пуанова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник

Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, Губкина, 3

Статья поступила в редакцию 26.05.2020;

Принята к публикации 20.11.2020; Опубликована 30.03.2021

IN ENGLISH

Oil and gas potential of the deep-lying Jurassic and pre-Jurassic deposits of the North of Western Siberia in unconventional traps

*V.L. Schuster**, *S.A. Punanova*

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

*Corresponding author: *Vladimir L. Shuster, e-mail: tshuster@mail.ru*

Abstract. In-depth additional studies were carried out to assess oil and gas potential of deep-lying Jurassic and pre-Jurassic deposits of the northern territories of Western Siberia. As in previous work, the geological and mathematical program “Vybor” was used. Based on the first constructed series of model maps with probabilistic values of informative geochemical and geological parameters, the most promising both local and regional objects were selected.

Increasing complexity of the traps structure with depth was noted. As a rule, from the Cretaceous deposits to the Jurassic and Paleozoic, the type of trap from the predominant anticline (in the Cretaceous) changes to a much more complex combined one, which requires special approaches (and new technologies) to identify and explore such objects. Studies based mainly on seismic data indicate rather high oil and gas content of both the Paleozoic and Triassic deposits, which have a platform occurrence and large thicknesses, as well as crystalline basement formations. In this regard, unconventional combined traps of deep-lying deposits of the North of Western Siberia are of significant interest in terms of incremental oil and gas resources and reserves.

Keywords: oil and gas potential, pre-Jurassic complex, combined traps, unconventional traps, organic matter, vanadium, seismic methods

Recommended citation: Schuster V.L., Punanova S.A. (2021). Oil and gas potential of the deep-lying Jurassic and pre-Jurassic deposits of the North of Western Siberia in unconventional traps. *Georesursy = Georesources*, 23(1), pp. 30–41. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.3>

Acknowledgments

The article was written within the framework of the state assignment No. AAAA-A19-119022890063-9 «Development of scientific and methodological fundamentals for the search of large hydrocarbon accumulations in non-structural traps of a combined type within platform oil and gas basins».

The authors thank the reviewer for the comments that made it possible to supplement and improve the work.

References

Bochkarev V.S. (2018). Distribution of Precambrian metamorphites, carbonate platforms and Paleozoic covers of the West Siberian geosyncline (methodological geophysical aspect). *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 3, pp. 49–58. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-3-49-58> (In Russ.)

Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P. et al. (2000). Geological-tectonic models of the north of Western Siberia and the prospects of hydrocarbon deposits in deep horizons. Coll. papers: Criteria for assessing oil and gas content below industrially developed depths and determining priority areas for geological exploration. Perm, pp. 201–202. (In Russ.)

Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Kas'yanov I.V., Sergeev S.A., Shokal'skii S.P. (2019). New data on the basement of the West Siberian geosyncline and their geological significance. *Gornye ведомosti*, 1(161), pp. 4–21. (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 due to hydrocarbon potential evaluation. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 6(3). <http://www.ngtp.ru/rub/1/31-2011.pdf> (In Russ.)

Brekhuntsov A.M., Monastirev B.V., Nesterov (ml.) I.I. (2011). Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 52(8), pp. 781–791. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.004>

Brekhuntsova E.A., Kislukhin V.I. (2001). Features of formation and oil and gas content of the Yamal Peninsula sedimentary cover. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii*, 5, pp. 36–41. (In Russ.)

- Chakhmakhchev V.A., Puanova S.A. (1992). On the problem of diagnostics of oil source formations on the example of the Bazhenov deposits of Western Siberia. *Geokhimiya*, 1, pp. 99–109. (In Russ.)
- Dmitrievskii A.N., Shuster V.L., Puanova S.A. (2012). 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.)
- Dolson J., He Zhiyong, Horn Brian W. (2018). Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. Search and Discovery Article #60054. http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html
- Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. (2001). Catagenesis of organic matter and petroleum potential of the Jurassic, Triassic, and Paleozoic deposits in the northern areas of the West Siberian megabasin. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 42(11–12), pp. 1875–1888. (In Russ.)
- Galimov E.M., Ryl'kov A.V., Khafizov F.Z., Nemchenko-Ravenskaya A.S., Nemchenko T.N., Sevast'yanov V.S., Korobeinik G.S. (2012). Historical and genetic model of oil and gas formation in the deep horizons of the north of Western Siberia. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 6, pp. 45–53. (In Russ.)
- Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Elizarov D.V., Shokal'skii S.P. (2016). On the age and composition of gneisses from the basement of the northwestern part of the West Siberian plate. *Lithosphere (Russia)*, 1, pp. 59–73. (In Russ.)
- Izvekov I.B. (2013). Distribution patterns of hydrocarbon deposits in the junction zone of the Yamal, Gydan and Nadym-Pursk regions of the West Siberian megaprovince. *Vesti gazovoi nauki*, 5(16), pp. 74–80. (In Russ.)
- Kazanenkov V.A., Filimonova I.V., Nemov V.Yu. (2019). Main directions and tasks of oil and gas prospecting in Western Siberia for the coming decades. *Burenie i nefi*, 10, pp. 15–20. <https://doi.org/10.18303/B978-5-4262-0102-6-2020-088> (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.)
- Kiryukhina T.A., Zonn M.S., Dzyublo A.D. (2004). Geological and geochemical prerequisites for the oil and gas content of the Lower-Middle Jurassic and pre-Jurassic deposits of the north of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*, 8, pp. 22–30. (In Russ.)
- Kleshchev K.A., Shein V.S. (2010). Oil and gas fields in Russia. Reference book in 2 books. Moscow: VNIGNI, 1554 p. (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*, 2(10). http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html (In Russ.)
- Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Guseva S.M. et al. (2018). Seismogeological characteristics of sedimentary complexes and oil and gas content of the Yamal, Gydan and South Kara oil and gas regions (Arctic regions of Western Siberia, the shelf of the Kara Sea). *Geofizicheskie tekhnologii*, 4, pp. 10–26. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802403> (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. *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.)
- Kostyuchenko S.L. (2017). Mineral resource base as the basis for the formation of socio-economic policy in the Arctic. *Mineral'nye resursy Rossii*, 5, pp. 27–35. (In Russ.)
- Kuryshcheva N.K. (2005). Forecasting, mapping of oil and gas deposits in the upper part of the pre-Jurassic complex based on seismic-geological data in the Shaim oil and gas region and adjacent areas. *Abstract Cand. geol. and min. sci. diss.* Tyumen, 23 p. (In Russ.)
- Meshcheryakov K.A., Karaseva T.V., Kozhanov D.D. Meshcheryakova O.Yu. (2019). The Triassic oil and gas complex is a potential object for increasing the resource base of Western Siberia. *Bulletin of Perm University. Geology = Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 18(1), pp. 73–78. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802403> (In Russ.)
- Nezhdanov A.A. (2004). Seismogeological analysis of oil and gas deposits in Western Siberia for the purpose of forecasting and mapping non-anticlinal traps and hydrocarbon deposits. *Abstract Dr. geol. and min. sci. diss.* Tyumen, 44 p. (In Russ.)
- Plesovskikh I.A., Nesterov (ml.) I.I., Nechiporuk L.A., Bochkarev V.S. (2009). Structural features of the Northern West Siberian geosyncline and new exploration targets. *Russian Geology and Geophysics*, 50(9), pp. 789–796. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.08.004>
- Puanova 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 mestorozhdenii*, 6, pp. 20–26. (In Russ.)
- Puanova 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. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80>
- Shein V.S. (2012). Geology and oil and gas potential of Russia. Moscow: VNIGNI, 848 p. (In Russ.)
- Shuster V.L., Puanova S.A. (2014a). Development of Unconventional Hydrocarbon Sources in Western Siberia and Evaluation of Oil and Gas Prospects. *Georesursy = Georesources*, 4(59), pp. 53–58. <https://doi.org/10.18599/grs.59.4.9> (In Russ.)
- Shuster V.L., Puanova S.A. (2014b). Probabilistic estimation of oil-and gas prospects of hydrocarbon potential of a pre-Jurassic complex of Western Siberia by means of the geological and mathematical program “Choice”. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 1, pp. 16–19. (In Russ.)
- Shuster V.L., Puanova S.A. (2018). A methodological approach to a probable quantitative assessment of the oil and gas potential of deep-seated deposits in the north of Western Siberia. *Aktual'nye problemy nefi i gaza*, 3(22). (In Russ.)
- Shuster V.L., Puanova S.A. (2019a). Selection of priority objects in deep-seated sediments of the Yamal Peninsula based on a multi-criteria assessment of geological and geochemical data. *Ekspozitsiya Nefi' Gaz*, 1(68), pp. 18–21. (In Russ.)
- Shuster V.L., Puanova S.A. (2019b). Hydrocarbon accumulations in unconventional traps of deep-seated deposits in the north of Western Siberia - a reserve for the growth of oil and gas resources. *Proc. Conf.: New ideas in oil and gas geology*. Ed. A.V. Stupakova. Moscow: Pero, pp. 544–549. (In Russ.)
- Shuster V.L., Puanova S.A., Kuryshcheva N.K. (2011). A new approach to assessing the oil and gas content of basement formations. *Proc. Int. Conf.: Current state of the Earth sciences*. Moscow, pp. 2116–2118. (In Russ.)
- Shvemberger Yu.N., Shuster V.L., Merkulova O.N. (1987). Implementation of new economic and mathematical methods (“Vybor” model) in identifying priority targets for prospecting and exploration drilling. In the book: *New technical tools of prospecting and development of oil and gas resources of the USSR continental shelf*. Moscow: MINKhIGP, 14 p. (In Russ.)
- Skorobogatov V.A., Davydova E.S., Kananykhina O.G. (2017). Oil-bearing capacity of the West Siberian megaprovince. *Vesti gazovoi nauki*, 3(31), pp. 13–28. (In Russ.)
- Susanina O.M. (2011). Oil-promising zones prospecting in the Paleozoic sediments of Western Siberia using a set of geophysical data. *Proc. X Conf. of Pangea JSC: A formula for success in the exploration and development of oil and gas fields*. <https://docplayer.ru/35459081-Prognozirovaniye-nefteperspektivnykh-zon-v-paleozoyskikh-otlozheniyah-zapadnoy-sibiri-pokompleksu-geofizicheskikh-dannykh.html> (In Russ.)

About the Authors

Vladimir L. Shuster – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Chief Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences
3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation
e-mail: tshuster@mail.ru

Svetlana A. Puanova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences
3, Gubkin st., Moscow, 119333, Russian Federation

Manuscript received 26 May 2020;

Accepted 20 November 2020;

Published 30 March 2021