

Концептуальная модель формирования зоны нефтегазонакопления в пределах палеозойского основания юго-востока Западно-Сибирского бассейна

Н.В. Сеница*, О.М. Прищепа

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия
E-mail: *sinitsa.nvd@gmail.com

Аннотация. В современных условиях высокой востребованности запасов нефти в Российской Федерации важнейшим регионом ее добычи остается Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн с целевыми объектами в хорошо изученных и разрабатываемых юрских и меловых отложениях. Высокая степень выработанности запасов нефти традиционных объектов и низкая изученность сложнопостроенных и нетрадиционных скоплений нефти способствуют активизации поисковых работ в ачимовских, баженовских, тюменских отложениях, а также в более глубокозалегающих и менее изученных отложениях нижней юры, триаса и систем палеозоя, залегающих в основании осадочного чехла.

Вопрос нефтегазоносности доюрского комплекса пород Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна на протяжении многих лет дискутируется специалистами, высоко оценивающими потенциал выявления новых масштабных скоплений нефти и газа в подобных отложениях. Целая серия открытий последних лет в Томской области (Урмано-Арчинская группа) подтверждает важность выбора такого направления геологоразведочных работ.

Обзор существующих представлений о перспективах нефтегазоносности палеозойского основания юго-восточной части Западно-Сибирского бассейна, наряду с анализом выявленных условий формирования залежей углеводородов, позволил предложить концептуальную модель, которая может быть использована как основа прогноза при проведении поисков скоплений в доюрском комплексе.

Ключевые слова: нефтегазоносность фундамента, палеозой Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Для цитирования: Сеница Н.В., Прищепа О.М. Концептуальная модель формирования зоны нефтегазонакопления в пределах палеозойского основания юго-востока Западно-Сибирского бассейна // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 1(40). С. 14–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2>

Введение

В условиях увеличения темпов нефтедобычи и истощения запасов нефти уже разрабатываемых месторождений, находящихся в завершающей стадии разработки, возникает необходимость компенсировать воспроизводство добычи ранее невостребованными объектами крайне сложного геологического строения,

с неравномерным распределением свойств и нетрадиционными характеристиками, определяющими геометрию и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) залежей [1–3].

Большая часть разрабатываемых месторождений Западной Сибири была открыта еще в шестидесятых–семидесятых годах XX века и эксплуатируется десятки лет.

При этом наиболее значимые месторождения находятся на завершающей стадии разработки, что выражается в закономерном снижении суточного дебита, росте обводненности добываемой продукции, а также тенденции снижения качества остаточных запасов, характеризующихся увеличением доли тяжелых, вязких и сернистых нефтей. Отмечается высокая степень изученности традиционных горизонтов локализации углеводородного сырья (УВС), что не позволяет надеяться на существенные новые открытия в них.

Выделяется ряд перспективных направлений наращивания сырьевой базы нефти в хорошо освоенных районах Западной Сибири, среди которых, безусловно, лидирующие позиции занимают проекты доизучения сложнопостроенных объектов (ачимовские отложения, «рябчик»), низкопроницаемых коллекторов или коллекторов с неравномерным распределением ФЕС (абалак, тюменская свита, баженовская свита) и горизонтов, залегающих ниже изученных традиционных нижнеюрских и триасовых отложений, отложений доюрского основания (базальные горизонты и фундамент).

Планирование геологоразведочных работ на нефть и газ и разработка методики их проведения в пределах последних (доюрских), несомненно, требуют кропотливого анализа геологических условий формирования и распределения фактической нефтегазоносности, установления критериев, которые можно рассматривать как поисковые. Отдельной существенной проблемой является неоднозначность или несоответствие подобного типа объектов элементам традиционных нефтегазовых систем. Такие примеры хорошо известны в мировой практике, когда, например, нефтегазоносность базальных горизонтов осадочного чехла и выступов трещиноватого

фундамента выявлялась только после целой серии неудач при смене парадигмы нефтегазообразования, поскольку первоначальные поиски, базировавшиеся на традиционных представлениях об элементах нефтегазовой системы, включающей наличие нефтегазоматеринской толщи, расположенной ниже или совмещенной с толщиной аккумуляции, не приносили успеха. К таким можно отнести месторождения на шельфе Вьетнама (Белый Тигр и целая группа его спутников) [4, с. 167] и месторождение на территории Алжира (Хасси-Мессауд) [5], которые были выявлены вопреки отсутствию представлений о подпитывающих их нефтегазоматеринских толщах и на протяжении долгого времени служили (особенно в РФ) «красной тряпкой» для целого поколения неоргаников, использующих эти месторождения как «яркие» примеры подтверждения неорганического происхождения углеводородов (УВ) либо отсутствия возможности доказательства их формирования с точки зрения осадочно-миграционной теории. Накопленные сегодня знания и сопутствующие новые открытия, сделанные, в том числе, и на смежных лицензионных участках российских компаний (Вьетсовпетро-Зарубежгеология) [4, с. 167], позволили в полной мере «восторжествовать справедливости», доказав органическое происхождение нефти обоих месторождений, выявив органические структуры в нефти и биомаркерное сходство с латерально прилегающими, богатыми органическим веществом нефтегазоматеринскими толщами (НГМТ). Отсутствие НГМТ непосредственно над залежами, по-видимому, обусловлено эрозионным размытием вследствие воздымания над соответствующими выступами фундамента и останцами базальных горизонтов [6].

Приведенные примеры свидетельствуют, что применительно к объектам, расположенным в выступах фундамента или в пределах переходных, часто слабодислоцированных комплексов, разработка концептуальной модели образования является наиболее значимым элементом прогноза нефтегазоносности. Низкая изученность и отсутствие возможности использования теории формирования, базирующейся на выявлении и локализации нефтегазовых систем (совмещенных зон аккумуляции и генерации УВ), обуславливают необходимость проведения исследований в данном направлении.

Целью настоящей работы является рассмотрение проблематики нефтегазоносности промежуточного комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, анализ факторов, влияющих на формирование скоплений УВ, поиск критериев и построение концептуальной модели формирования зон нефтегазонакопления, использование которой сделает прогноз нефтегазоносности в выступах доюрского основания более обоснованным.

Объектом исследований работы является нефтегазоносность отложений

палеозойского основания Западно-Сибирского бассейна в пределах его юго-восточной части.

Анализ проблемы

Залежи углеводородов палеозойского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна локализуются, как правило, в пределах погребенных эрозионных выступов фундамента блочного строения и облекаемых осадочными горными породами, выполняющими функции экрана. Облекающие выступ горные породы могут быть представлены глинистыми разностями (аргиллиты), потенциально обладающими собственным генерационным потенциалом. Ярким примером подобных отложений является тогурская свита аргиллитов (J_{1t}), несогласно перекрывающая блоки палеозойских органогенных известняков и доломитов, выполняя функции флюидоупора, одновременно создавая пару «генерирующая толща–коллектор». Признанные отечественные ученые-геологи выдвинули теорию [7, с. 78] генетической связи нефти доюрского комплекса с генерирующими толщами озерно-континентального типа нижнеюрского возраста (табл. 1).

Таблица 1

Стратиграфическое разделение юрских отложений Томской области [8]

Система	Отдел	Ярус	НГК	Свита
Юрская (J)	Верхний (J_3)	Оксфордский (J_{3o})	Малышевский	Васюганская
		Средний (J_2)		Келловейский (J_{2k})
	Батский (J_{2bt})			
	Байосский (J_{2b})			
	Ааленский (J_{2a})			
	Нижний (J_1)	Тоарский (J_{1t})	Надояхский	Пешковская
		Плинсбахский (J_{1p})	Шараповский	Тогурская
				Зимний
			Синемюрский (J_{1s})	
		Геттангский (J_{1g})		

Основной объем пустотного пространства, аккумулирующего углеводороды, в отложениях фундамента и промежуточного комплекса тектонических плит представлен вторичным поровым пространством. Главными причинами возникновения вторичного пустотного пространства являются процессы кристаллизации магматического расплава, тектонической и гидротермальной деятельности, эрозии и прочих эпигенетических процессов преобразования горных пород-коллекторов. Вектор миграции пластовых смесей в соответствии с законом Лапласа направлен в сторону среды с меньшим давлением и большей проницаемостью, что соответствует разуплотненным и дезинтегрированным разностям горных пород, слагающих геологические структуры-ловушки. Согласно одной из признанных теорий, образование залежей нефти и газа, таким образом, происходит путем первичной миграции нефти из генерирующей толщи, облекающей выступ, в коллектор [9]. Немаловажно отметить особенности разработки и бурения подобных отложений. Так, в ходе освоения залежей в палеозойских отложениях Урманской площади было установлено, что в целевых объектах разработки возникают поглощения вплоть до катастрофических [10].

Резюмируя вышесказанное, можно косвенно предположить справедливость суждения о возможной латеральной миграции нефти. Наиболее яркими и изученными примерами месторождений, подтверждающими теорию латеральной миграции углеводородов в выступ фундамента, являются месторождения Ла-Пас (Южная Америка), Мара (Венесуэла), Белый Тигр (Вьетнам) [11],

в которых промышленная нефтегазоносность трещинных коллекторов кристаллического фундамента связывается с «вытеснением» молодой нефти в древние отложения из перекрывающей структуру нефтегазоматеринской толщи.

Однако существует предположение о собственно палеозойском генезисе битумоидов [12–14]. На основании биомаркерного анализа и геолого-геохимических исследований битумоиды в эрозионно-тектонических выступах разделяются на три группы по генезису:

1. Связанные с палеозойскими нефтегазоматеринскими толщами морского типа;
2. Связанные с мезозойскими нижнеюрскими нефтегазоматеринскими толщами озерно-континентального типа;
3. Полигенные нефти, являющиеся продуктом смешения 1 и 2 типов.

Таким образом, возникает необходимость в изучении генетической принадлежности углеводородов в залежах, локализующихся в палеозойских отложениях Западной Сибири, что позволит сделать выводы о возможном глубинном скоплении нефти и газа и условиях его локализации, в случае отнесения нефти к типу палеозойских генерирующих толщ.

Детальное изучение данной темы позволило не только сформировать базовые понятия о нефтегазоносности палеозойских отложений Западно-Сибирского бассейна, но и построить концептуальную модель образования зон нефтегазонакопления, на базе которой возможно будет осуществлять прогноз нефтегазоносности геологических структур, локализованных в базальных отложениях (промежуточный структурный этаж) и отложениях фундамента.

Разработка концептуальной модели формирования нефтегазоносности

В отложениях доюрского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, по данным 2019 г., открыто

свыше 150 залежей с дифференциацией их, по убыванию количества, на нефтяные (Н), нефтегазоконденсатные (НГК), газонефтяные (ГН), газоконденсатные (ГК) и газовые (Г), см. табл. 2.

Таблица 2

Численная оценка залежей углеводородов в отложениях палеозойского комплекса (составлено авторами)

Кол-во залежей	Разрабатываемые	Разведываемые	Н	Г	ГН	ГК	НГК
176	124 (70%)	52 (30%)	91	4	16	6	59

Для выявления первичных признаков нефтегазоносности была проведена оценка площадного распространения скоплений углеводородов с привязкой их к нефтегазоносным областям и конкретным

геологическим структурам крупного порядка, что позволило определить общие закономерности их локализации и типизировать перспективные геологические структуры (табл. 3, рис. 1).

Таблица 3

Структура балансовых запасов УВ в палеозойских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (составлено авторами)

НГО	Залежи N	Запасы газа Q	Q/N	Средняя глубина залегания, м	Кол-во залежей в разведке / %	Геодинамическая обстановка [15]
Васюганская	74	59646	806,03	2855	13 / 17%	Герцинские микроплиты и деформированный край палеозойской плиты
Каймысовская	4	6	1,5	3079	1 / 25%	
Надым-Пурская	1	13	13	3667	0 / 0%	
Ямальская	2	1511	755,5	3028	1 / 50%	
Красноленинская	32	37549	1173,4	2686	6 / 19%	Каледонские микроплиты и деформированный край палеозойской плиты
Пайдугинская	1	3501	3501	3066	1 / 100%	
Приуральская	48	21357	444,94	1730	8 / 16%	
Фроловская	12	490	40,8	3173	4 / 33%	Межгорные прогибы позднего палеозоя
Средне-Обская	2	21	10,5	2695	0 / 0%	

Анализ геологического строения южной части Западно-Сибирского бассейна позволил выделить критерии нефтегазоносности палеозойских отложений:

1. Палеогеографический критерий, определяющий условия осадконакопления и фации. В частности, выделение

по данным геофизических исследований скважин и анализу кернового материала ряда рифовых и шельфовых фаций, подтверждающееся многочисленными исследованиями в области изучения строения доюрского комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [16].

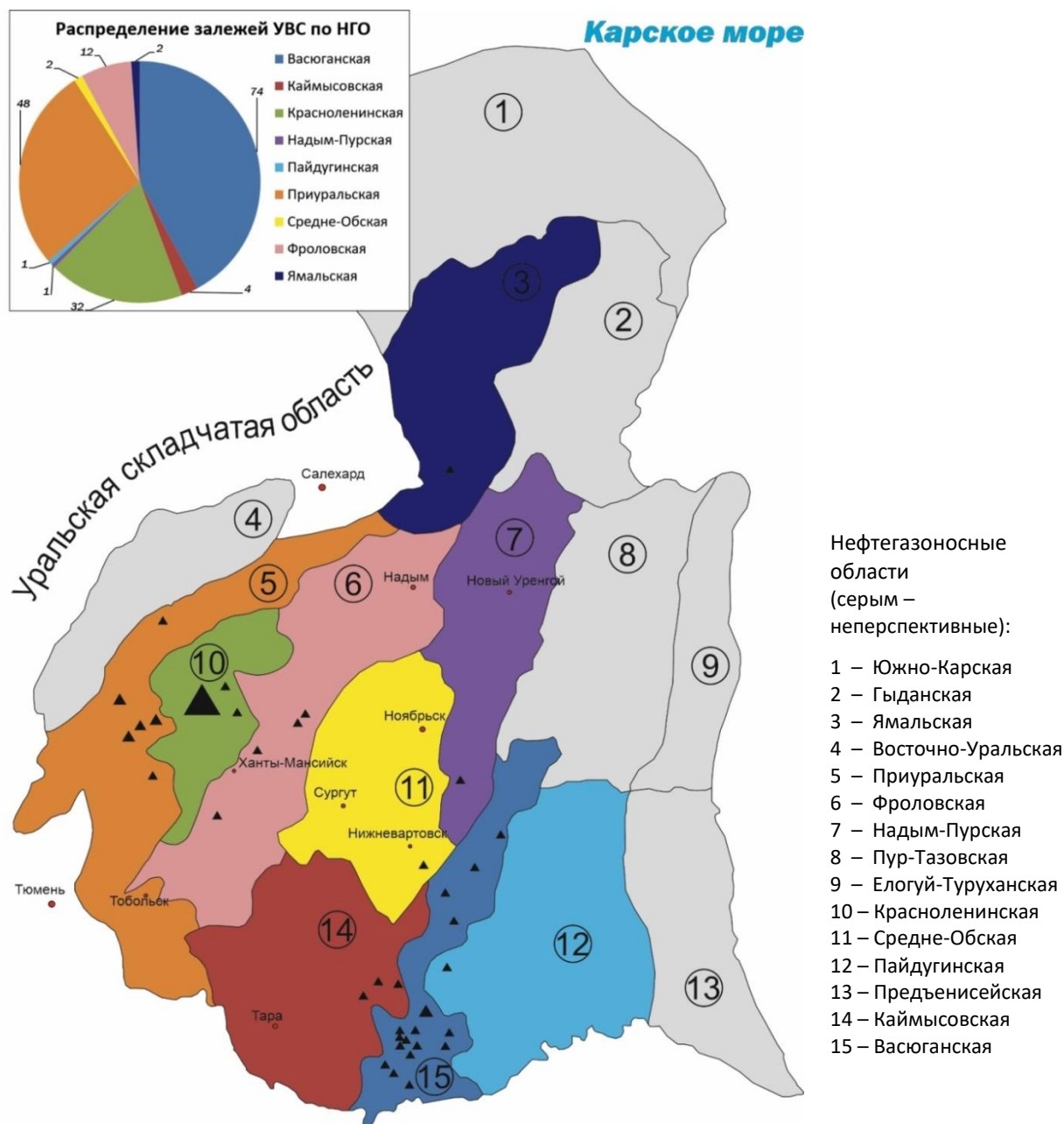


Рис. 1. Площадное распространение залежей УВС в доюрском комплексе Западно-Сибирского НГБ (составлено авторами)

Практический интерес представляют склоновые отложения и отложения зарифовых отмелей, в то время как депрессионные и рифовые зоны, занимающие наиболее высокое гипсометрическое положение, часто рассматриваемые как перспективные, характеризуются неблагоприятными условиями нефтегазоносности, что

обусловлено отсутствием положительных структур в случае рассмотрения депрессионных зон и полностью эродированным флюидоупором в случае рассмотрения рифовых отложений. При этом прогноз коллекторских свойств значительно затруднен вследствие того, что органогенные обломочные известняки характеризуются двойной системой пористости [17].

2. Тектонический критерий, отвечающий за формирование тектонической структуры, а именно – эрозионного выступа в фундаменте, амплитуду (гипсометрическое положение) локальных поднятий и депрессий, формирование дизъюнктивных нарушений и, как следствие, возникновение дезинтегрированных разностей палеозойских отложений. Определяет структурные взаимоотношения трещиноватых выступов фундамента с прилегающими депрессионными зонами и возможности миграции флюидов в модели боковых перетоков из более молодых юрских нефтегазогенерирующих толщ (отложения тогурской свиты) [7].

3. Геохимический критерий, включающий эпигенетические преобразования вмещающих толщ, обеспечивающих сохранность и формирование емкостного пространства, в том числе в зонах проводящих разломов. Перечень разнонаправленных преобразований достаточно широк и включает в себя серицитизацию, доломитизацию, кальцитизацию, выщелачивание и эрозию выступа [18]. Эпигенетические преобразования не только контролируют фильтрационно-емкостные свойства, но и по-разному проявляются в различных фациальных зонах, что служит косвенным признаком их диагностики [19]. Непосредственно геохимические критерии в существенной мере позволяют судить о степени окисления, выветривания в зоне эрозии, что может служить самостоятельным критерием эпигенетического воздействия на формирование коллекторов. Также геохимические барьеры, например, свидетельствующие об окислении в зоне коры выветривания, определяют «массовый сброс» в ней мигрирующего потока УВ.

В соответствии с предложенными критериями нефтегазоносности предлагается

следующая концептуальная модель строения зоны нефтегазоаккумуляции [20] и формирования ее нефтегазоносности, построенная на основе анализа региональных геологических профилей [7] (рис. 2):

1. Зона нефтегазоаккумуляции представлена комбинацией аккумуляционных объектов антиклинального, стратиграфического и литолого-стратиграфического типов. Модель предполагает морфо-генетическую связь с зонами локальных поднятий с развитыми карбонатными образованиями (биогенные известняки и доломиты) и зонами формирования выклинивающихся коллекторов, несогласно перекрывающимися непроницаемыми отложениями более молодого возраста (образования тогурской свиты). Сам природный резервуар, описываемый концептуальной моделью, предлагается классифицировать как пластово-массивный;

2. В предложенной модели наиболее важными литологическими единицами являются: карбонатные отложения палеозойской эратемы, выполняющие роль кавернозно-трещинно-поровых коллекторов; отложения бокситовой коры выветривания, развитие которых отвечает зонам выклинивания пласта-коллектора; отложения тогурской свиты, выполняющие роль перекрывающей непроницаемой и генерирующей углеводороды толщи;

3. Образование залежей связывается с латеральной миграцией углеводородов из аргиллитов тогурской свиты в более древние проницаемые отложения палеозоя. Косвенным доказательством предположения может являться опыт разработки и эксплуатации Урманно-Арчинской группы месторождений: пласт М является катастрофически поглощающим [21].

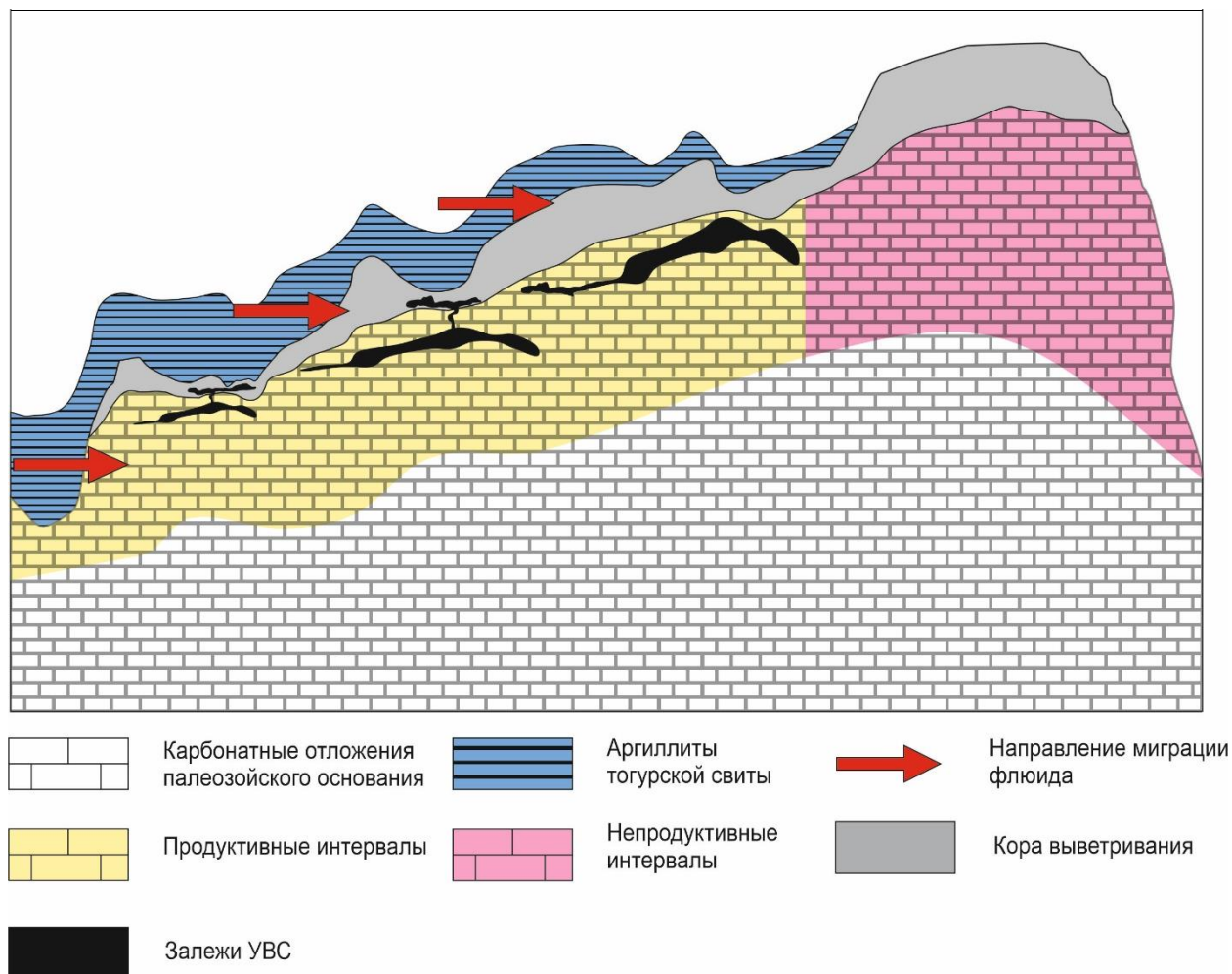


Рис. 2. Концептуальная модель строения зоны нефтегазоаккумуляции и формирования ее нефтегазоносности (составлено авторами)

Модель также не исключает наличия в залежах флюидов более древнего, собственно палеозойского генезиса, что подтверждается результатами геохимических анализов [10–12].

4. Основной объем порового пространства, аккумулирующего углеводороды, представлен вторичным поровым пространством. Аккумулирующие толщи представлены смешанными (пористо-трещиноватыми) разуплотненными карбонатными отложениями, что обуславливает необходимость более детального изучения результатов проведения гравимагнитной съемки.

Выводы

Предложенная в ходе работы концептуальная модель формирования зоны нефтегазоаккумуляции предусматривает наличие структур эрозионных выступов в фундаменте, сложенных сильно дезинтегрированными и разуплотненными горными породами.

Согласно предложенной модели, при прогнозе зон нефтегазоаккумуляции и поиске месторождений нефти и газа следует учитывать корреляционную связь с местоположением глубинных сейсмических и гравимагнитных аномалий, свидетельствующих о наличии зоны разуплотнения горного массива.

Следует концентрировать за счет латеральной миграции геологоразведочные работы на локальных флюидов из нефтегазоматеринских поднятиях в пределах депрессионных толщ, облекающих выступ, одновременно зон (впадины, прогибы, седловины). выполняя экранирующие функции. Формирование нефтегазоносности в Также допускается смешение упомянутых структурах происходит, углеводородов палеозойского и мезозойского согласно предложенной модели, возрастов.

Литература

1. Прищепина О.М., Боровинских А.П. Направления развития сырьевой базы нефти России в долгосрочной перспективе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11, № 3. С. 10–24. https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2016
2. Гаврилов В.П., Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы нефтедобычи в России и перспективы ее наращивания // Геология нефти и газа. 2012. № 5. С. 30–38.
3. Максимов А.К., Королева А.Н. Отечественная геологоразведка сегодня: проблемы и пути их решения (экономические аспекты) // Проблемы экономики и менеджмента. 2012. № 8(12). С. 66–72.
4. Хай Л.В., Нгуа Т.Т., Велиев М.М. Геологическое строение и нефтегазоносность шельфовых нефтяных месторождений СП «Вьетсовпетро». СПб.: Недра, 2016. 515 с.
5. Шахновский, И.М. Некоторые дискуссионные проблемы нефтяной геологии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 2. С. 14–22.
6. Лобова Г.А., Лунёва Т.Е., Исаева О.С. Нефтегазоносность коры выветривания и палеозоя Колтогорского мезопрогиба (северо-запад Томской области) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330, № 9. С. 103–113. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/9/2259>
7. Конторович А.Э. Геология нефти и газа: Избранные труды: В 3 т. Т. 1. Геология нефти и газа Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2008. 540 с.
8. Мельник И.А., Смирнова К.Ю., Зимина С.В. и др. Геологическое строение, стратиграфия и перспективы нефтегазоносности нижнесреднеюрских отложений Томской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2015. Т. 326, № 11. С. 20–30.
9. Арешев Е.Г., Гавура В.Е., Немченко Т.Н. и др. Нефть в гранитах фундамента (на примере месторождения Белый Тигр, Вьетнам) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 12. С. 4–13.
10. Черкасов В. Н., Мищенко М.В., Максимова Ю.А. Проблемы вскрытия трещиновато-кавернозных коллекторов палеозойских отложений при бурении нефтяных и газовых скважин в Западной Сибири // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета: В 2 т. Томск: Изд-во ТПУ, 2016. Т. 2. С. 797–800.
11. Шустер В.Л. Нефтегазоносность палеозойского фундамента Западной Сибири // Георесурсы, геознергетика, геополитика. 2010. Вып. 2(2). С. 2. http://www.oilgasjournal.ru/vol_2/articles/5.html (Дата обращения 27.04.2023).

12. *Запивалов Н.П.* Геологические предпосылки и методика поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири // Советская геология. 1979. № 3. С. 22–37.
13. *Костырева Е.А.* Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Новосибирск, 2003. 20 с.
14. *Бордюг Е.В.* Генетические типы нефтей на юго-востоке Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2011. № 6. С. 64–67.
15. *Егоров А.С., Чистяков Д.Н.* Структура консолидированного фундамента Западно-Сибирской платформы и прилегающих складчатых областей // Геология и геофизика. 2003. Т. 44, № 1–2. С. 101–119.
16. *Багрянцева К.И., Чилингар Г.В.* Роль трещин в развитии сложных типов коллекторов и фильтрации флюидов в природных резервуарах // Геология нефти и газа. 2007. № 5. С. 28–37.
17. *Цепляева А.И.* Разработка методики трехмерного геологического моделирования для коллекторов палеозойского фундамента Западной Сибири // Известия вузов. Нефть и газ. 2017. № 3. С. 36–40. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-3-36-40>
18. *Лобова Г.А., Исаев В.И., Кузьменков С.Г.* и др. Нефтегазоносность коллекторов коры выветривания и палеозоя юго-востока Западной Сибири (прогнозирование трудноизвлекаемых запасов) // Геофизический журнал. 2018. Т. 40, № 4. С. 73–106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611>
19. *Лебедев Б.А.* Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л.: Недра, 1992. 239 с.
20. *Прищепина О.М.* Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3, № 2. С. 12. https://www.ngtp.ru/rub/2008/14_2008.html (Дата обращения 27.04.2023).
21. *Соловьев М.В., Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М.* Перспективы нефтегазоносности палеозоя северной части Средневазюганского мегавала (Томская область) // Геомодель 2019: Материалы 21-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, Россия, 9–13 сентября 2019 г. <https://www.doi.org/10.3997/2214-4609.201950101>

A conceptual model for the formation of oil and gas accumulation zone within the Paleozoic basement of the southeastern West Siberian basin

N.V. Sinitsa*, O.M. Prishchepa

Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

E-mail: *sinitsa.nvd@gmail.com

Abstract. In modern conditions of high demand for oil reserves in the Russian Federation, the most important region for its production remains the West Siberian oil and gas basin with target objects in well studied and developed Jurassic and Cretaceous sediments. The high degree of depletion of oil reserves at traditional sites and low exploration of complex and unconventional oil accumulations contribute to intensification of prospecting activities in Achimov, Bazhenov and Tyumen deposits, as well as those in deeper and less studied Lower Jurassic, Triassic and Paleozoic deposits located in the basement of sedimentary cover.

The issue of oil and gas content of the pre-Jurassic complex of the West Siberian oil and gas basin has been debated for many years by experts, who highly appreciate the potential of identifying new large-scale oil and gas accumulations in such sediments. A series of recent discoveries in the Tomsk region (Urman-Archinsk group) confirms the importance of selecting such an exploration area.

A review of existing ideas about the prospects of oil and gas content in the Paleozoic basement of the southeastern part of the West Siberian basin, along with an analysis of the identified conditions of hydrocarbon accumulation formation, allowed to propose a conceptual model that can be used as a basis for prediction when searching for accumulations in the pre-Jurassic complex.

Keywords: oil and gas content of basement rocks, Paleozoic of the West Siberian oil and gas basin.

Citation: *Sinitsa N.V., Prishchepa O.M.* A conceptual model for the formation of oil and gas accumulation zone within the Paleozoic basement of the southeastern West Siberian basin // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 1(40). P. 14–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-40.art2> (In Russ.).

References

1. *Prishchepa O.M., Borovinskikh A.P.* The long term development of the Russian oil resources // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2016. Vol. 11, No. 3. P. 36. https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2016 (In Russ.).
2. *Gavrilov V.P., Grunis E.B.* The state of oil production resource base in Russia and its increase prospects // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2012. No. 5. P. 30–38. (In Russ.).
3. *Maksimov A.K., Koroleva A.N.* National geological exploration today: actual problems and solutions // *Problems of Economics and Management*. 2012. No. 8(12). P. 66–72. (In Russ.).
4. *Hai L.V., Ngia T.T., Veliyev M.M.* Geological structure and oil and gas content of the offshore oil fields of JV Vietsovpetro. St. Petersburg: Nedra, 2016. 515 p. (In Russ.).
5. *Shakhnovsky, I.M.* Some debatable problems of petroleum geology // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2003. No. 2. P. 14–22. (In Russ.).

6. *Lobova G.A., Lunyova T.E., Isaeva O.S.* Oil and gas content of weathering crust and Paleozoic of Koltogor mezodepression (north-west of the Tomsk region) // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2019. Vol. 330, No. 9. P. 103–113. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/9/2259> (In Russ.).
7. *Kontorovich A.E.* Oil and gas geology: Selected works: In 3 vols. Vol. 1. Oil and gas geology of Siberia. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2008. 540 p. (In Russ.).
8. *Melnik I.A., Smirnova K.Yu., Zimina S.V.* et al. Geological structure, stratigraphy and perspectives of oil and gas potential in the Low-Middle Jurassic deposits in Tomsk region // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2015. Vol. 326, No. 11. P. 20–30. (In Russ.).
9. *Areshev E.G., Gavura V.E., Nemchenko T.N.* et al. Oil in granites of basement (on an example of White Tiger field, Vietnam) // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2006. No. 12. P. 4–13. (In Russ.).
10. *Cherkasov V. N., Mishchenko M.V., Maksimova Yu.A.* Problems of opening of fractured-cavernous reservoirs of Paleozoic deposits during drilling of oil and gas wells in Western Siberia // Problems of Geology and Subsurface Development: Proceedings of the 20th International Scientific Symposium of students, postgraduates and young scientists devoted to the 120th anniversary of Tomsk Polytechnic University: In 2 vols. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2016. Vol. 2. P. 797–800. (In Russ.).
11. *Schuster V.L.* Petroleum of Paleozoic foundation of Western Siberia // Georesources, Geoenergetics, Geopolitics. 2010. Iss. 2(2). P. 2. http://oilgasjournal.ru/vol_2/articles/5.html (Accessed on 27.04.2023). (In Russ.).
12. *Zapivalov N.P.* Geological preconditions and methods of search of oil deposits in Paleozoic in the south of Western Siberia // Sovetskaya Geologiya. 1979. No. 3. P. 22–37. (In Russ.).
13. *Kostyreva E.A.* Geochemistry and genesis of Paleozoic oils of southeast Western Siberia: Synopsis of Ph.D. thesis. Novosibirsk, 2003. 20 p. (In Russ.).
14. *Bordyug E.V.* Genetic oil types in the southeast of the West Siberian oil and gas basin // Moscow University Geology Bulletin. 2011. Vol. 66, No. 6. P. 442–445. <https://doi.org/10.3103/S0145875211060032>
15. *Egorov A.S., Chistyakov D.N.* Deep structure of the basement of the West Siberian Platform and its folded surroundings // Russian Geology and Geophysics. 2003. Vol. 44, No. 1–2. P. 101–119.
16. *Bagrintseva K.I., Chilingar G.V.* The role of fractures in formation of complicated types of reservoirs and fluid filtration in natural reservoirs // Geologiya Nefti i Gaza. 2007. No. 5. P. 28–37. (In Russ.).
17. *Tseplyaeva A.I.* Development of the methodology of 3D geological modeling for the reservoirs of the Paleozoic basement of West Siberia // Oil and Gas Studies. 2017. No. 3. P. 36–40. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-3-36-40> (In Russ.).
18. *Lobova G.A., Isaev B.I., Kuzmenkov S.G.* et al. Oil and gas reservoirs of weathering crusts and Paleozoic basement in the southeast of Western Siberia (forecasting of hard-to-recover reserves) // Geophysical Journal. 2018. Vol. 40, No. 4. P. 73–106. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140611> (In Russ.).

19. *Lebedev B.A.* Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins. Leningrad: Nedra, 1992. 239 p. (In Russ.).

20. *Prischepa O.M.* Zones of oil-gas accumulation: methodical approaches to their establishment ensuring the modern solution of problems of an oil-gas-producing branch // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2008. Vol. 3, No. 2. P. 12. https://www.ngtp.ru/rub/2008/14_2008.html (Accessed on 27.04.2023). (In Russ.).

21. *Solovev M.V., Kontorovich V.A., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M.* Petroleum potential of the Paleozoic of the northern part of Srednevasyugan megaswell (Tomsk region) // *Geomodel 2019: Proceedings of the 21st Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*, Gelendzhik, Russia, 9–13 September 2019. <https://www.doi.org/10.3997/2214-4609.201950101> (In Russ.).