

Углеводородные системы краевых прогибов древних платформ

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10012

С.А. Пуланова

д. г.-м. н., ведущий научный сотрудник
pulanova@mail.ruИнститут проблем нефти и газа РАН, Москва,
Россия

Рассмотрены особенности распространения углеводородных систем в осадочном чехле краевых Предуральского и Енисейско-Хатангского прогибов на территории Волго-Уральского нефтегазоносного и Енисейско-Анабарского газонефтеносного бассейнов. Выявлены черты сходства и различия. В обоих бассейнах высокие перспективы нефтегазоносности прогнозируются в глубокопогруженных палеозойских и допалеозойских (рифей-вендских) отложениях, предположительно в ловушках неструктурного типа.

Детальная сводка о возрасте и числе продуктивных комплексов, типе и количестве содержащегося в них органического вещества (далее — ОВ), степени его катагенной преобразованности, количестве месторождений и фазовом состоянии добываемых флюидов, свойствах нефтей и газов этих прогибов является обобщением, дающим общую картину условий и среды нефтегазоносности, и базируется как на справочном материале [1–6], так и на личных разработках автора [7, 8].

Материалы и методы

Материалы исследования: данные по углеводородным (УВ) системам Предуральского и Енисейско-Хатангского прогибов древних платформ – Восточно-Европейской и Восточно-Сибирской. Нефтегазоносность этих прогибов связана с Волго-Уральским нефтегазоносным и Енисейско-Анабарским газонефтеносным бассейнами.

Методы исследования: сопоставление по геохимическим данным параметров нефтегазоносности близких по тектонической терминологии структурных единиц (оба являются краевыми (передовыми, предорогенными) прогибами) с целью выявления как черт их сходства, так и различий, приведших к особенностям их углеводородных систем и типов ловушек.

Ключевые слова

нефтегазоносный бассейн, неструктурные ловушки, предорогенные прогибы, органическое вещество, древние платформы, нефтегазоносные комплексы

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн

Исследуемая часть территории расположена во внешней зоне пассивной окраины Восточно-Европейской платформы и краевого (предорогенного) Предуральского прогиба, занимающая восточную часть Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (далее — НГБ).

В осадочном чехле Волго-Уральского НГБ выделяются по литологическим признакам, а также фазовому и физико-химическому составу флюидов семь нефтегазоносных комплексов в отложениях девонского, каменноугольного и пермского возраста, сложенные терригенными, терригенно-карбонатными и карбонатными отложениями и два возможно нефтегазоносных с притоками и интенсивными нефтепроявлениями в рифейских и вендских отложениях [7–9]. Особенности нефтематеринских отложений представлены в таб. 1.

В Предуральском прогибе расположены Соликамская, Юрюзано-Сылвенская, Бельская впадины и Косьюинско-Чусовская седловина. Эти структуры протягиваются в меридиональном направлении с севера на юг. В прогибе установлено 113 месторождений. Нефти Волго-Уральского НГБ разнообразны по физическим свойствам и составу. Плотность нефтей варьирует от 0,750 до 0,963 г/см³. Содержание серы колеблется от 0,03 до 4,9%, количество смолисто-асфальтовых соединений изменяется от 2,0 до 21,3%. С севера на юг и с запада на восток наблюдаются уменьшение плотности нефтей, количества в них серы, смолисто-асфальтовых соединений, концентраций ванадия, никеля и металлопорфириновых комплексов и увеличение выхода легких бензиновых фракций [7]. Это явление связано с увеличением глубин залегания одновозрастных отложений

Возраст	Мощность, м	Литология	Содержание ОВ (среднее), %	Катагенез
Артинский ярус	25	Терригенно-карбонатный	0,7	ПК ₁ –МК ₁
Верецкий ярус	15	Карбонатно-терригенный	0,5	ПК ₃ –МК ₁
Башкирский ярус	25	Карбонатно-терригенный	0,5	ПК ₃ –МК ₁
Верхневизейский ярус	40	Карбонатно-терригенный	0,8	ПК ₃ –МК ₁
Тульский горизонт	35	Карбонатно-терригенный	3,0	ПК ₃ –МК ₁
Бобриковский горизонт	95	Терригенный	5,0	ПК ₃ –МК ₂
Малиновский горизонт	120	Терригенный	5,0	ПК ₃ –МК ₂
Турнейский ярус	65	Терригенно-карбонатный	2,5	ПК ₃ –МК ₂
Фаменский ярус	65	Карбонатный	2,5	ПК ₃ –МК ₂
Верхнефранский ярус	35	Карбонатный	3,0	ПК ₃ –МК ₂
Среднефранский ярус	70	Карбонатный	5,0	ПК ₃ –МК ₂
Кыновский горизонт	25	Карбонатно-терригенный	1,5	ПК ₃ –МК ₂
Пашийский горизонт	5	Карбонатно-терригенный	0,4	ПК ₃ –МК ₂
Живетский ярус	50	Карбонатно-терригенный	1,0	ПК ₂ –МК ₃
Эйфельский ярус	70	Карбонатно-терригенный	1,5	ПК ₂ –МК ₃
Верхний венд (система)	50	Терригенный	0,5	МК ₂
Средний рифей (эратема)	500	Терригенно-карбонатный	0,3	МК ₂ –МК ₅

Таб. 1 — Характеристика основных нефтематеринских отложений Волго-Уральского НГБ [2]
Tab. 1 — Characteristics of the main oil source deposits of the Volga-Ural OGB [2]

залежей и соответственно с увеличением палеотемператур и степени катагенетической преобразованности ОБ и нефтей с севера на юг и с запада на восток.

Волго-Уральский НГБ платформенного типа, обладающий огромными в России ресурсами УВ, имеет длительную историю освоения крупных месторождений, приуроченных в основном к антиклинальным структурам. Поскольку наиболее перспективны в плане нефтегазоносности глубокопогруженные отложения рифея и венда Юрюзано-Сылвенской и Бельской впадин, а также регионы внешней зоны Предуральского прогиба, то успешный поиск новых промышленно значимых объектов добычи УВ обретает огромное экономическое и социальное значение и связан он, вероятнее всего, с ловушками неструктурного, неантиклинального типа [8–10].

Енисейско-Анабарский газонефтеносный бассейн

Енисейско-Анабарский газонефтеносный бассейн (далее — ГНБ) является частью Восточно-Сибирского регионального пояса нефтенакпления Восточно-Сибирской платформы. Бассейн охватывает Енисейско-Хатангский региональный прогиб, Лено-Анабарский мегапрогиб и Хатангскую седловину. Он сформировался в результате столкновения и деформирования пассивных окраин двух плит: Северо-Сибирской и Южно-Таймырской. Породы Северо-Сибирской пассивной окраины накапливались с рифея до середины триаса (R–T₂) и были деформированы в позднем триасе-ранней юре (T₃–J₁) при столкновении палеоконтинентов. На смятый переходный комплекс фанерозоя был наложен Енисейско-Хатангский предорогенный прогиб. В последующем, в поздней юре-раннем мелу (J₃–K₁) на северную часть этого прогиба был надвинут Таймыр. Так сформировался Енисейско-Анабарский ГНБ. Выявленная нефтегазоносность бассейна приурочена к двум этапам: нижнему (пермо-триасовому, P–T) и верхнему (юрско-меловому, J–K) (таб. 2).

Состав нефтей нижнемеловых отложений широко варьирует от тяжелых (0,900–0,920 г/см³), высокосмолистых (смола до 20%), сернистых (0,2–1,0%) на небольших глубинах до легких и средних (0,800–0,870 г/см³), малосмолистых, парафинистых (3–9%) на больших глубинах (тип Б-1м до А-1). Нефти пермских отложений представлены двумя видами: от очень тяжелых 0,985 г/см³, высокосернистых (серы 4,5%) и высокосмолистых (смола до 24%) до легких (0,760 г/см³). Нефти метано-нафтенного типа (тип Б-2).

Основные перспективы газонефтеносности в Енисейско-Анабарском бассейне связаны как с верхним структурным этажом, так и с отложениями нижнего переходного этажа. В северо-западной и северной частях бассейна перспективны различные типы ловушек в неокотской толще: структурные ловушки в средней части разреза верхней юры в пределах северо-западных склонов Рассохинского и Малохетского валов и в келловей-киммериджских (J_{2к}–J_{3км}) отложениях Агапского и Жданихинского суббассейнов, а также ловушки литологического типа волжско-берриаских

(J₃–K_{1в}) отложений в северо-западных частях Малохетского и Рассохинского валов. Нижний структурный этаж, сложенный переходным комплексом, также является высокоперспективным. Сюда относятся осадочные и вулканогенные отложения от рифея до середины триаса (R–T₂), залегающие на континентальном фундаменте (AR–PR).

Итоги

Геолого-геохимические особенности

прогибов представлены в таб. 3. Предорогенные прогибы отличаются геологическим строением (более сложным в Енисейско-Хатангском прогибе), возрастом и числом продуктивных комплексов, типом и количеством содержащегося в них ОБ, степенью его катагенеза, прогнозируемым типом ловушек.

Оценка перспектив нефтегазоносности невозможна без прогноза характера и структуры ловушек. В НГБ с длительной историей освоения ресурсов УВ низка вероятность

Месторождение, тип по флюиду*	Тип структуры	Возраст продуктивных отложений	Число залежей**	Год открытия/степень выработанности, %***
-------------------------------	---------------	--------------------------------	-----------------	---

Внутренняя зона пассивной окраины

Танамско-Малохетский вал

Пеляткинское, ГК (95–5)	Куполовидное поднятие	K _{1а} , K _{1в}	10 К	1969/Г-2; К-3
Казанцевское, Г	Антиклиналь	К	4	1969/0
Северо-Соленинское, ГК (98,5–1,5)	Куполовидное поднятие	K ₁	6 К	1971/Г-58; К-36
Южно-Соленинское, ГК (98,3–1,7)	То же	K ₁	6 К	1969/Г-76; К-63
Новосоленинское, ГН (9–91)	Брахантиклиналь	K ₁	3	2000/0
Мессояхское, Г	То же	К	1С	1967/63
Зимнее, Г	Купол	K ₁ , J ₂	2	1968/0
Нижнехетское, Г	Куполовидное поднятие	J ₃	1	1965/н.д.
Ушаковское, Г	То же	K ₁	4	1988/0

Хатангская седловина

Южно-Тигянское, ГН	Брахантиклиналь	P ₁	1	1948/н.д.
Нордвикское, ГН	Куполовидное поднятие	T ₂	1	н.д.

Внешняя зона пассивной окраины

Южно-Таймырская моноклиналь

Хабейское, Г	Куполовидное поднятие	K ₁ , J ₂	2	1982/0
Дерябинское, ГК	То же	K ₁ , J ₃	4 К	1982/0

Агапский прогиб

Нанадянское, Г	Куполовидное поднятие	K ₁	1	1990/0
Пайяхское, Н	То же	K ₂	1	1990/0

Рассохинский вал

Озерное, Г	Брахантиклиналь	K ₁	1	1969/0
Джангодское, Г	То же	K ₁	1	1967/н.д.

Балахнинский вал

Балахнинское, Г	Антиклиналь	J ₂	2	1975/0
-----------------	-------------	----------------	---	--------

Примечание. Фазовое состояние флюида: Г — газовое; ГК — газоконденсатное; Н — нефтяное; ГН — газонефтяное; Н.Д. — нет данных;

* — соотношение начальных геологических запасов нефти, газа, конденсата (категорий А+В+С1+С2), %, 1 млн т нефти приравнен 1 млрд м³ газа;

** — число структурных осложнений (поднятий, куполов (К), блоков).

*** — по нефти, газу, конденсату соответственно.

Таб. 2 — Нефтегазоносность основных тектонических структур бассейна [2]
Tab. 2 — Oil and gas bearing of the main basin tectonic structures [2]

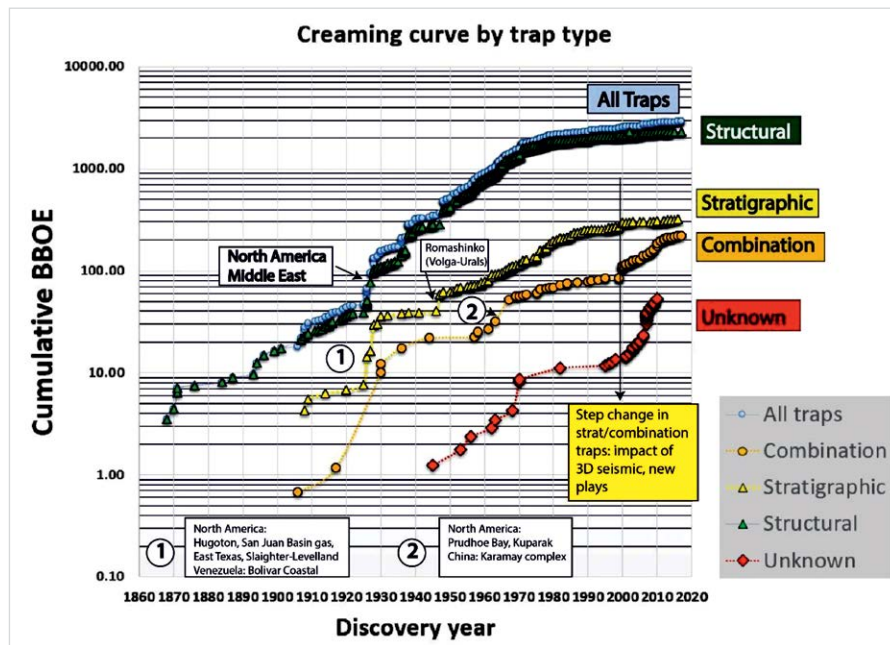


Рис. 1 — Кумулятивная кривая по типу ловушек [14]
Fig. 1 — Creaming curve by trap type [14]

Характеристики	Предуральский прогиб	Енисейско-Хатангский прогиб
Осадочный чехол (возраст)	PZ	Верхний этаж: T ₂ , J, K _{1,2} , Нижний этаж: R-C
Нефтегазоносные комплексы (количество и возраст)	Продуктивные комплексы: 7 – PZ	Верхний НГК: 3 – J, K Нижний НГК: 2 – P, T
Месторождения (количество) и фазовый тип залежи	H – 66; ГН – 21; Г – 14; ГК – 7; НГК – 5	H – 1; ГН – 1; Г – 10; ГК – 4
Нефтегазоматеринские свиты (количество и состав)	15 (состав см. таб. 1)	Аргиллиты юрских и меловых толщ
Содержание Сорг на породу, %	0,4–5,0	1,2–2,0
Степень катагенного преобразования ОВ	ПК ₁ –МК ₃	ПК ₁ –МК ₁
Тип ОВ	Сапропелевый, реже сапропелево-гумусовый	Гумусовый, реже гумусово-сапропелевый
Перспективные отложения	Возможно нефтегазоносные комплексы: R, V	Возможно нефтегазоносные комплексы: PZ, R, V
Ловушки нефтяных залежей	Комбинация ловушек различного генезиса с преобладанием структурных и литологических	Преобладают ловушки структурного и литологического типа, в ряде месторождений комбинированные. Отмечено большое число структурных осложнений (поднятий, куполов, блоков – см. таб. 2)
Предполагаемый тип ловушек в прогнозируемых глубокопогруженных отложениях нефтегазоносных комплексов	Неструктурные ловушки комбинированного типа, обусловленные разломами кристаллического фундамента, аномальными зонами различного генезиса (разуплотнение пород, кавернозность, древние коры выветривания на границах стратиграфических несогласий); возможны биогермные тела в карбонатных толщах [11, 12]	Неструктурные ловушки комбинированного типа с преобладанием поднадвиговых ловушек выклинивания, литологического замещения и тектонически-экранированных; возможны ловушки в разуплотненных массивах древнего фундамента, в трещиноватых гранитных блоках

Таб. 3 — Сводная геолого-геохимическая характеристика Предуральского и Енисейско-Хатангского прогибов с прогнозом возможных ловушек
Tab. 3 — Consolidated geological and geochemical characteristics of the Pre-Ural and Yenisei-Khatanga deflections with a forecast of possible traps

открытия крупных месторождений нефти и газа, приуроченных к антиклинальным структурам. Эта тенденция проявляется при поисках месторождений УВ сырья на территории не только российских, но и многих зарубежных НГБ, в которых добыча нефти и газа ведется многие десятилетия, и где создана необходимая инфраструктура и сконцентрированы трудовые ресурсы. В связи с этим, необходимость изучения проблемы ловушек не вызывает сомнений. Как показывает мировая практика нефтегазопоисковых работ, на комбинированные ловушки приходится почти в 5 раз больше залежей, чем на коллектора-вместительница УВ, контролируемые одним ведущим фактором (литологическим, стратиграфическим, тектоническим, геодинамическим, гидрогеологическим и др. [10, 13]. О значении оценки характера (типа) ловушек и их перспективности с точки зрения ресурсов свидетельствуют глубокие исследования, проведенные группой специалистов [14]. Результаты представлены на рис. 1. По оси абсцисс отложены года (с конца 1800-х годов), а по оси ординат — накопленные запасы в миллиардах баррелей в нефтяном эквиваленте (ВВО). На графике даны кривые по различным типам ловушек: все существующие ловушки различного происхождения (all traps), комбинированные (combination), стратиграфические (stratigraphic), структурные (structural) и неизвестные (unknown). Ловушки этого типа вероятно пока не нашли классификационного термина, несмотря на обилие классификаций. Скорее всего, имеются в виду так называемые «ловушки» сланцевых формаций, ловушки клиноформных структур, ловушки в выступах фундамента и некоторые другие. На графике четко отмечается открытие больших североамериканских, российских и ближневосточных скоплений УВ в 2000-х годах в стратиграфических и комбинированных ловушках. С ними связано большое количество месторождений с крупными запасами. Существенно возрастание количества «неизвестных» ловушек, отмеченное в настоящее время при открытии крупных скоплений УВ; авторы объясняют это более широким применением сейсмических работ 3D. Судя по графику, они имеют большой вес и значение.

Выводы

Основное отличие продуктивности прогибов проявляется в нефтеносности Предуральского и газоносности Енисейско-Хатангского прогибов. Преобладание нефтяных залежей в Предуральском прогибе и газовых в Енисейско-Хатангском обусловлено разным типом ОВ и стадией его катагенеза. Преимущественно сапропелевый тип ОВ с более высокой степенью преобразования генерирует нефтяные флюиды, тогда как гумусовая органика при невысоких стадиях катагенеза способна продуцировать газовые скопления. Большое значение имеет и геодинамический фактор.

Также существенные отличия этих прогибов связаны с обнаружением и прогнозированием различного типа ловушек (см. таб. 3). Так, высокие перспективы нефтегазоносности в обоих бассейнах относятся к глубокопогруженным палеозойским и допалеозойским

(рифей-вендским) отложениям, предположительно в залежах неструктурного типа. Однако в Енисейско-Хатангском прогибе, имеющем более сложное тектоническое строение, местами надвиговый тектогенез и дислоцированный промежуточный комплекс отложений, может прогнозироваться и более сложный тип ловушек, связанный с разломами кристаллического фундамента, с его кавернозно-ячеистым строением, поровым разуплотнением и с трещиноватостью гранитных блоков.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания по теме «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов» АААА-А19-119022890063-9.

Литература

1. Клещев К.А., Шейн В.С. Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник. М.: ВНИГНИ, 2010. 720 с.
2. Шейн В.С. Геология и нефтегазоносность России. М.: ВНИГНИ, 2012. 848 с.
3. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник. Под ред. С.П. Максимова. М.: Недра, 1987.
4. Шейн В.С., Фортунатова Н.К., Алференок А.В., Долматова И.В., Елагина А.Е. и др. Геодинамическая эволюция и тектоническое районирование Восточно-Европейской платформы // Геология нефти и газа. 2013. № 6. С. 3–12.
5. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Р. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.: Недра, 1988. 303 с.
6. Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Кузнецов Л.Л. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 1994. 71 с.
7. Пуанова С.А., Добрынина С.А. Трансформация состава микроэлементов и металлопорфириновых комплексов нефтей в зоне катагенеза // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 12. С. 32–38.
8. Грунис Е.Б., Трофимов В.А., Богданов Б.П., Чепикова И.К., Пуанова С.А. Перспективы нефтегазоносности рифей-вендского комплекса: от небольших залежей — к решению проблемы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2001. № 11. С. 33–38.
9. Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: ИПК «Звезда», 2001. 108 с.
10. Громека В.И., Алексин А.Г., Андреев В.Н., Хромов В.Т., Мелик-Пашаева Н.В., Волгина А.И. Состояние поисков и разведки залежей нефти и газа в ловушках нетрадиционного типа // Геология нефти и газа. 1994. №6. С. 33–37.
11. Никитина М.В. Особенности геологического строения и пространственного размещения промышленной нефтегазоносности основных продуктивных комплексов рифей-вендского возраста на территории Пермского края // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 10. С. 18–30.
12. Волож Ю.А., Хераскова Т.Н., Антипов М.П. Западное Приуралье: прогноз скоплений углеводородов в додевонских отложениях // Георесурсы. Геоэнергетика, Геополитика. 2010. №1. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru/2009-1/1-rubric/volozh.pdf>
13. Поляков А.А., Колосков В.Н., Фончикова М.Н. К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т.10. №1. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015.pdf
14. Dolson J., Zhiyong He, Horn B.W. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious* Search and Discovery Article #60054 (2018)**Posted June 18, 2018 *Adapted from extended abstract prepared in conjunction with oral presentation given at AAPG 2017 Middle East Region Geosciences Technology Workshop, Stratigraphic Traps of the Middle East, Muscat, Oman, December 11–13, 2017.

ENGLISH

GEOLOGY

Hydrocarbon systems in foredeep troughs of ancient platforms

UDC 553.9

Author

Svetlana A. Punanova — Sc.D., chief researcher; punanova@mail.ru

¹Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract

The features of the distribution of hydrocarbon systems in the sedimentary cover in foredeep troughs Pre-Urals and Yenisei-Khatanga deflections on the territory of the Volga-Ural oil and gas and Yenisei-Anabarsky gas-oil-bearing basins are considered. Some common and different features of the basins are described. In both basins, high oil and gas potential can be expected to realize in deeply submerged Paleozoic and pre-Paleozoic (Riphean-Vendian) sediments, presumably in non-structural type traps.

Materials and methods

Research materials: data on hydrocarbon (HC) systems of the Pre-Ural and Yenisei-Khatanga deflections of ancient platforms - East European and East Siberian. The oil and gas potential of these troughs is associated

with the Volga-Ural oil and gas bearing and Yenisei-Anabara gas and oil basins. Research methods: comparison of geochemical data of petroleum parameters of structural units that are close in tectonic terminology (both are marginal (advanced, preorogenic) deflections) in order to identify both their similarities and differences that led to the characteristics of their hydrocarbon systems and types of traps.

Keywords

oil and gas basin, non-structural traps, pre-orogenic troughs, organic matter, ancient platforms, oil and gas complexes

Results

Predorogenic deflections differ in geological structure (more complex in the Yenisei-Khatanga trough), age and number of

productive complexes, the type and amount of OM contained in them, the degree of catagenesis, the predicted type of trap.

Conclusions

For the Pre-Ural downwarp, non-structural traps of the combined type are predicted, associated with abnormal zones of various genesis; possible bioherm constructions in carbonate strata. In the Yenisei-Khatanga trough, nonstructural traps are predicted with a predominance of sub-thrust traps of pinching, lithological replacement and tectonically screened.

The article is written in the framework of the state assignment on the topic "Development of scientific and methodological foundations for searching large hydrocarbon accumulations in non-structural traps of the combined type within platform oil and gas basins" АААА-А19-119022890063-9.

References

1. Kleshchev K.A., Shein V.S. *Neftyanye i gazovye mestorozhdeniya Rossii* [Oil and gas fields of Russia]. Reference book. Moscow: VNIGNI, 2010, 720 p.
2. Shein V.S. *Geologiya i neftegazonosnost' Rossii* [Geology and petroleum potential of Russia]. Moscow: VNIGNI, 2012, 848 p.
3. *Neftyanye i gazovye mestorozhdeniya SSSR* [Oil and gas fields of the USSR]. Reference book. Ed. S.P. Maximov. Moscow: Nedra, 1987.
4. Shein V.S., Fortunatova N.K., Alferenok A.V., Dolmatova I.V., Elagina A.E. and others. *Geodinamicheskaya evolyutsiya i tektonicheskoe rayonirovanie Vostochno-Evropeyskoy platformy* [Geodynamic evolution and tectonic zoning of the East European Platform] // *Geology of oil and gas*, 2013, issue 6, pp. 3–12.
5. Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.R. and others. *Neftegazonosnye komplekсы Zapadno-Sibirskogo basseyna* [Oil and gas complexes of the West-Siberian basin]. Moscow: Nedra, 1988, 303 p.
6. Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Kuznetsov L.L. and others. *Neftegazonosnye basseyny i regiony Sibiri. Vyp. 3. Enisey-Khatangskiy basseyn* [Oil and gas basins and regions of Siberia. Issue 3. Yenisei-Khatanga pool] // Edited by A.E. Kontorovich. Novosibirsk: INGG SO RAN, 1994, 71 p.
7. Punanova S.A., Dobrynina S.A. *Transformatsiya sostava mikroelementov i metalloporfirinovykh kompleksov neftey v zone katageneza* [Transformation of the composition of trace elements and metal porphyrin complexes of oils in the catagenesis zone] // *Geology, Geophysics and the development of oil and gas fields*, 2018, issue 12, pp. 32–38.
8. Grunis E.B., Trofimov V.A., Bogdanov B.P., Chepikova I.K., Punanova S.A. *Perspektivy neftegazonosnosti rifey-vend'skogo kompleksa: ot nebol'shikh zalezhey — k resheniyu problemy* [Prospects for the oil and gas potential of the Riphean — Vendian complex: from small deposits to the solution of a problem] // *Geology, geophysics and oil field development*, 2001, issue 11, pp. 33–38.
9. Belokon' T.V., Gorbachev V.I., Balashova M.M. *Stroenie i neftegazonosnost' rifeysko-vend'skikh otlozheniy vostoka Russkoy platformy* [Structure and petroleum potential of the Riphean-Vendian sediments in the east of the Russian platform]. Perm: IPK Zvezda, 2001, 108 p.
10. Gromeka V.I., Aleksin A.G., Andreev V.N., Khromov V.T., Melik-Pashaeva N. V., Volgina A.I. *Sostoyaniye poiskov i razvedki zalezhey nefti i gaza v lovushkakh netraditsionnogo tipa* [The state of prospecting and exploration of oil and gas deposits in non-conventional type traps] // *Geology of oil and gas*, 1994, issue 6, pp. 33–37.
11. Nikitina M.V. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya i prostranstvennogo razmeshcheniya promyshlennoy neftegazonosnosti osnovnykh produktivnykh kompleksov rifey-vend'skogo vozrasta na territorii Permskogo kraya* [Features of the geological structure and spatial distribution of the industrial oil and gas potential of the main productive complexes of Riphean-Vendian age in the Perm region] // *Bulletin of the PNRPU. Geology. Oil and gas and mining*, 2014, issue 10, pp. 18–30.
12. Volozh Yu.A., Kheraskova T.N., Antipov M.P. *Zapadnoe Priural'e: prognoz skopleniy uglevodorodov v dodevonskikh otlozheniyakh* [Western Urals: forecast of hydrocarbon accumulations in the pre-Devonian sediments]. *Georesources. Geoenergy, Geopolitics*, 2010, issue 1. Available at: <http://oilgasjournal.ru/2009-1/1-rubric/volozh.pdf>
13. Polyakov A.A., Koloskov V.N., Fonchikova M.N. *K voprosu o klassifikatsii zalezhey nefti i gaza* [On the issue of classification of oil and gas deposits] // *Oil and gas geology. Theory and practice*, 2015, Vol.10, issue 1. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015.pdf
14. Dolson J., Zhiyong He, Horn B.W. *Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious** Search and Discovery Article #60054 (2018)**Posted June 18, 2018 *Adapted from extended abstract prepared in conjunction with oral presentation given at AAPG 2017 Middle East Region Geosciences Technology Workshop, Stratigraphic Traps of the Middle East, Muscat, Oman, December 11–13, 2017



КАЧЕСТВО. НАДЕЖНОСТЬ. ПРОФЕССИОНАЛИЗМ

Ведущее научно-производственное предприятие в области разработки и производства полиуретановых и силиконовых эластомеров

ПОЛИУРЕТАНЫ

- Преполимеры (форполимеры) на основе простых и сложных полиэфиров для изготовления эластомеров твердостью по Шору А от 35 до 95, по Шору D – до 60
- Преполимеры (форполимеры) для производства пластиков серии СУРЭЛ-ПЛАСТ твердостью по Шору D: 70,75,80
- Преполимеры (форполимеры) на основе поликапролактона для производства эластомеров с твердостью по Шору А от 60 до 90
- Радиационно-термо-морозо-агрессивостойкие фторуретаны
- Полиуретановые композиции горячего и холодного отверждения
- Защитные полиуретановые покрытия (АИП)
- Универсальное связующее для резиновой крошки
- Литьевые изделия (листы, пластины, стержни и другие изделия нестандартной формы)

СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)

- силиконовые композиции, герметики для электроники, электротехнической промышленности и других областей

ООО «СУРЭЛ»
190020, г. Санкт-Петербург,
Старо-Петергофский пр., д.18,
лит. Е, пом. 7Н
Телефон/факс: (812) 786-50-39,
747-29-62, 747-29-72

e-mail: surel@sp.ru
www.surel.ru

