

Особенности нефтегазоносности прогибов древних платформ (на примере Волго-Уральского и Енисей-Хатангского)

С.А. Пунанова*, А.В. Самойлова**

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: *punanova@mail.ru, **anna-samoilova@mail.ru

Аннотация. Проведен анализ нефтегазоносности краевых (предорогенных) Волго-Уральского и Енисей-Хатангского прогибов на территории Волго-Уральского нефтегазоносного и Енисейско-Анабарского газонефтеносного бассейнов. Привлечены данные о возрасте и числе продуктивных комплексов, типе и количестве содержащегося в них органического вещества, степени его катагенной преобразованности, составе нефтей и газов, количестве месторождений и фазовом состоянии добываемых флюидов двух прогибов. Подчеркнуты их существенные отличия, особенно в плане формирования ловушек. Западная часть Енисей-Хатангского прогиба, тяготеющая к восточной окраине Западной Сибири, характеризуется в мезозойских отложениях «ачимовским» типом неструктурных клиноформных ловушек.

Ключевые слова: нефтегазоносный бассейн, неструктурные ловушки, краевые прогибы, органическое вещество, древние платформы, нефтегазоносные комплексы.

Для цитирования: Пунанова С.А., Самойлова А.В. Особенности нефтегазоносности прогибов древних платформ (на примере Волго-Уральского и Енисей-Хатангского) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art7>

В статье рассматриваются особенности углеводородных (УВ) систем краевых (предорогенных) Предуральского и Енисей-Хатангского прогибов древних платформ – Восточно-Европейской и Восточно-Сибирской. Нефтегазоносность этих прогибов связана с Волго-Уральским нефтегазоносным бассейном (НГБ) и Енисейско-Анабарским газонефтеносным бассейном (ГНБ). Цель настоящего исследования – на материале этих двух близких по тектонической терминологии структур (обе являются краевыми (передовыми, предорогенными) прогибами) – выявить не только черты их сходства, но и существенные различия, приведшие к особенностям как их УВ систем, так и к обнаруженным и прогнозируемым в древних и молодых нефтегазоносных комплексах (НГК) ловушкам неструктурного типа. Сравнительный анализ геологических объектов, имеющих древнее платформенное плитное основание, но различную послеплитную историю, позволит более уверенно и обоснованно подойти к характеристике обоих прогибов и прогнозу ловушек.

Детальный анализ возраста продуктивных комплексов древних платформ, типа и количества содержащегося в них органического вещества (ОВ), степени его катагенной преобразованности, фазового состояния добываемых флюидов, свойств нефтей и газов этих прогибов является обобщением, дающим общую картину условий и среды нефтегазоносности, и базируется как на справочном материале [1–7], так и на личных разработках авторов [8–10].

Оценка перспектив нефтегазоносности невозможна без изучения формирования и структуры ловушек. В НГБ с длительной историей освоения ресурсов УВ низка вероятность 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 нефтегазопроисковых работ, на комбинированные ловушки приходится почти в 5 раз больше залежей, чем на коллекторы – вместилища УВ, контролируемые одним ведущим фактором (литологическим, стратиграфическим, тектоническим, геодинамическим, гидрогеологическим и др.). О значении оценки характера (типа) ловушек и их перспективности с точки зрения ресурсов свидетельствуют многолетние исследования, проведенные группой специалистов [11]. Авторы показывают значимость в мировых запасах УВ сырья открытия месторождений с ловушками различного происхождения: комбинированных, стратиграфических, структурных. Причем выделены в особый класс так называемые ловушки «неизвестные» (unknown). Ловушки этого типа, вероятно, пока не нашли классификационного термина, несмотря на обилие классификаций [12]. Скорее всего имеются в виду так называемые «ловушки» сланцевых формаций, ловушки клиноформных структур, ловушки в выступах фундамента и некоторые другие. Существенно и возрастание обнаружения «неизвестных» ловушек при открытии крупных скоплений УВ в настоящее время, что авторы связывают с более широким применением сейсмических работ нового поколения.

В осадочном чехле **Волго-Уральского НГБ** выделяются по литологическим признакам, а также фазовому и физико-химическому составам флюидов 7 нефтеносных и

2, возможно, нефтегазоносных комплексов. К основным НГК Волго-Уральского НГБ приурочены промышленные залежи нефти и газа в отложениях девона, карбона и перми.

Возможно, нефтегазоносными по отдельным притокам и интенсивным нефтепроявлениям из рифейских (R) и вендских (V_2) отложений являются рифей-вендский и верхневендский комплексы [8, 10, 13].

В фанерозойских отложениях исследователями Е.С. Ларской и О.П. Загуловой (1999, 2003) выделено 15 нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) и 2 НГМТ в протерозойских отложениях (V_2 и R_2). Содержание $C_{орг.}$ в фанерозойских толщах колеблется от 0,4 до 5%, степень катагенеза их ОВ отвечает стадиям ПК₁–МК₁, для протерозойского ОВ содержание $C_{орг.}$ составляет 0,3–0,5%, а стадии катагенеза достигают величин МК₂–МК₅.

В *Предуральском* прогибе расположены Соликамская, Юрюзано-Сылвенская, Бельская впадины и Косьвинско-Чусовская седловина. Эти структуры протягиваются в меридиональном направлении с севера на юг.

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-асфальтеновых соединений изменяется от 2,0 до 21,3%. С севера на юг и с запада на восток наблюдаются уменьшение плотности нефтей, снижение количества в них серы, смолисто-асфальтеновых соединений, концентраций ванадия, никеля и металлопорфириновых комплексов и увеличение выхода легких бензиновых фракций [9]. Это явление связано с увеличением глубин залегания одновозрастных отложений залежей и, соответственно, с увеличением палеотемператур и степени катагенетической преобразованности ОВ и нефтей с севера на юг и с запада на восток. Наблюдается значительное увеличение палеотемператур в палеозойских отложениях от платформенного борта в сторону краевого прогиба (на 50–120 °С). Поэтому отмеченная дифференциация в физико-химических свойствах флюидов, их углеводородном и микроэлементном составе на платформе и в прогибе обусловлена в значительной мере влиянием температурного катагенетического фактора, сильнее проявляющегося в направлении Предуральского прогиба.

Свободные газы бассейна представлены УВ и азотными газообразными соединениями. Содержание метана в них колеблется от 0 до 99%; азота и редких – от 0–55 до 80%; углекислого газа – до 3,5% (реже до 8,4%), сероводорода – 0–1% (редко до 7%).

Газы нижнепермских, верхне- и среднекаменноугольных отложений Предуральяского прогиба в основном имеют УВ состав. В некоторых верейских залежах Юрюзано-Сылвенской впадины содержание азота составляет 34–46%. Количество сероводорода – 0–2%, а в Бельской впадине оно достигает 3–7%. В попутных газах количество метана колеблется от 2,2 до 96,7%; тяжелые УВ составляют 1–50% и более; азота и редких газов – 0–90,3%; углекислого газа – 0,04–6,3%; сероводорода – 0–3,7 (до 8,1%). Попутные газы Предуральяского прогиба – в основном УВ состава. Плотность конденсата 0,672–0,776 г/см³. Содержание серы в конденсатах терригенного девона – 0,01–0,08% и 0,21–3,47% в конденсатах из карбонатных отложений среднекаменноугольного и нижнепермского возраста Соль-Илецкого выступа и Бельской впадины. Состав конденсата – метано-нафтовый с низким содержанием ароматических УВ.

Волго-Уральский НГБ платформенного типа, обладающий наибольшими в России ресурсами УВ, имеет длительную историю освоения крупных месторождений УВ, приуроченных в основном к антиклинальным структурам. Поскольку перспективными в плане нефтегазоносности являются глубокопогруженные отложения рифея и венда на территории Юрюзано-Сылвенской и Бельской впадин, а также внешней зоне Предуральяского 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.

В последние годы наблюдается устойчивое повышение интереса к проблеме нефтегазоносности рифей-вендского комплекса древней Восточно-Европейской платформы и Предуральяского прогиба. Это обусловлено, с одной стороны, высокой степенью освоенности ресурсов УВ палеозойских отложений Волго-Уральского НГБ, с другой – получением новых данных о строении и нефтегазоносности рифей-вендского комплекса. По результатам комплексного литолого-стратиграфического, геохимического и гидрогеологического изучения, а также исследований истории тектонического развития и данных МОГТ установлено, что рифей-вендские отложения обладают всеми необходимыми признаками, определяющими реальную возможность обнаружения в них скоплений углеводородов [7, 8, 13].

На территории Волго-Уральского НГБ рифей-вендские отложения, охватывающие временной интервал развития земной коры от 1650 до 570 млн лет и достигающие мощности 15 км, заполняют отрицательные элементы эпикарельского фундамента и

перекрыты отложениями палеозоя. Терригенно-карбонатные толщи рифейского структурного этажа характеризуются многочисленными разрывными нарушениями, развитием магматических и вулканогенных образований. Терригенные отложения вендского структурного этажа, трансгрессивно залегающие на разновозрастных образованиях рифея и породах фундамента, развиты на его сводах и в пределах краевых наложенных впадин – Верхне-Камской, Шкапово-Шиханской и на Сарапульско-Яныбаевской седловине [8].

По данным Ю.А. Воложа и др. [14], освоение и прирост ресурсного потенциала УВ в Западном Приуралье ориентированы также на разведку нижних горизонтов осадочного чехла в интервалах глубин 5,5–8,0 км, где по данным сейсморазведочных работ обнаруживаются нетрадиционные ловушки, связанные с геологическими телами седиментационной природы – внутрибассейновыми карбонатными платформами и подводными конусами выноса. Такие ловушки картируются в Юрюзано-Сылвенской депрессии и в Бельско-Актюбинской впадине в рифейских отложениях.

В каждом НГК Волго-Уральской НГБ встречены практически все типы УВ скоплений: нефтяные, газовые и газоконденсатные. Используя физико-химическую характеристику нафтидов, а также результаты детальных исследований их УВ состава на молекулярном уровне, авторами выделены 4 геохимических типа нефтей: протерозойский, девонский, каменноугольный и пермский [10]. Протерозойский тип нефти приурочен к отложениям рифея и венда. Нефти верхнего протерозоя существенно отличаются от нефти вышележащих отложений палеозоя и обособляются в самостоятельный геохимический тип. Анализ зависимости свойств нефтей от возраста и глубины вмещающих пород протерозоя отражает их устойчивое однообразие: плотность (d_4^{20}) меняется от 0,950 до 0,980 г/см³, содержание составляет: серы (S) – 0,2–1,2%, твердых парафинов (ТП) – 0,6–2,7%, суммы смол и асфальтенов ($\Sigma C+A$) – 18,8–27,9%, а выход бензиновых фракций (БФ) – 1–5%. Среднее содержание V составляет 50 г/т, а Ni – 38 г/т. Таким образом, протерозойский тип – это нефть с высокой плотностью, высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, низким содержанием легких и особенно бензиновых фракций и твердых парафинов. Существенно отличает эти нефти их низкая сернистость [10].

Енисей-Хатангский региональный прогиб, также как и Лено-Анабарский мегапрогиб и Хатангская седловина, расположен в пределах **Енисейско-Анабарского**

ГНБ; последний является частью Восточно-Сибирского регионального пояса нефтенакпления древней Восточно-Сибирской платформы. Бассейн 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 ($R-T_2$) и были деформированы в позднем триасе-ранней юре (T_3-J_1) при столкновении палеоконтинентов. На смятый переходный комплекс фанерозоя был наложен Енисей-Хатангский краевой прогиб. В последующем, в поздней юре-раннем мелу (J_3-K_1) на северную часть этого прогиба был надвинут Таймыр.

Нефтегазоносность бассейна приурочена к двум геологическим этажам: нижнему (пермо-триасовому, $P-T$) и верхнему (юрско-меловому, $J-K$). В разрезе *нижнего этажа* установлены два нефтегазоносных комплекса: *нижне-верхнепермский* и *триасовый*; а в отложениях *верхнего этажа* – три газонефтеносных комплекса: *юрский, нижнемеловой* и *верхнемеловой*. Типы структур – это, как правило, антиклинальные (брахиантиклинальные) поднятия с многочисленными структурными осложнениями в виде куполовидных форм (например, в месторождениях Пеляткинское, Северо-Соленинское и др.) и тектонических блоков [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-1 до А-1). *Свободные газы юрских и меловых отложений* являются метановыми. Содержание метана достигает 90–95%, но с глубиной возрастает количество гомологов метана (до 12%). Плотность *газовых конденсатов* юрских и меловых отложений колеблется от $0,730$ до $0,840$ г/см³. УВ состав конденсатов *юрских отложений* – метановый (А-1), *нижнемеловых* – метано-нафтенный (А-2) и нафтенный (Б-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). *Свободные газы* обогащены гомологами метана. Преобладают УВ газы, но в некоторых доля азота достигает 63–68%.

Основные перспективы газонефтеносности в Енисейско-Анабарском бассейне связаны как с верхним структурным этажом, так и с отложениями нижнего переходного этажа. По данным ряда исследователей [15–17] в Енисей-Хатангском региональном

прогибе нижняя часть неокомского комплекса имеет ярко выраженное клиноформное строение (рис. 1, 2). Предполагается, что на этапе формирования клиноформного комплекса Таймырское обрамление представляло собой низменную равнину и терригенный материал в Енисей-Хатангский прогиб поступал с Сибирской платформы. Поэтому в изучаемом регионе наибольший интерес в отношении нефтегазоносности представляют берриас-аптские отложения. Залежи УВ могут быть обнаружены как в антиклинальных, так и в сложнопостроенных ловушках неструктурного типа, связанных с шельфовыми и бассейновыми песчаными пластами клиноформного комплекса. Отмечается, что, хотя Енисей-Хатангский региональный прогиб тектонически приурочен к древней Сибирской платформе, интерес в отношении нефтегазоносности здесь представляют мезозойские, в первую очередь неокомские, отложения, с которыми связаны основные запасы и ресурсы нефти на территории Западной Сибири [16, 17].

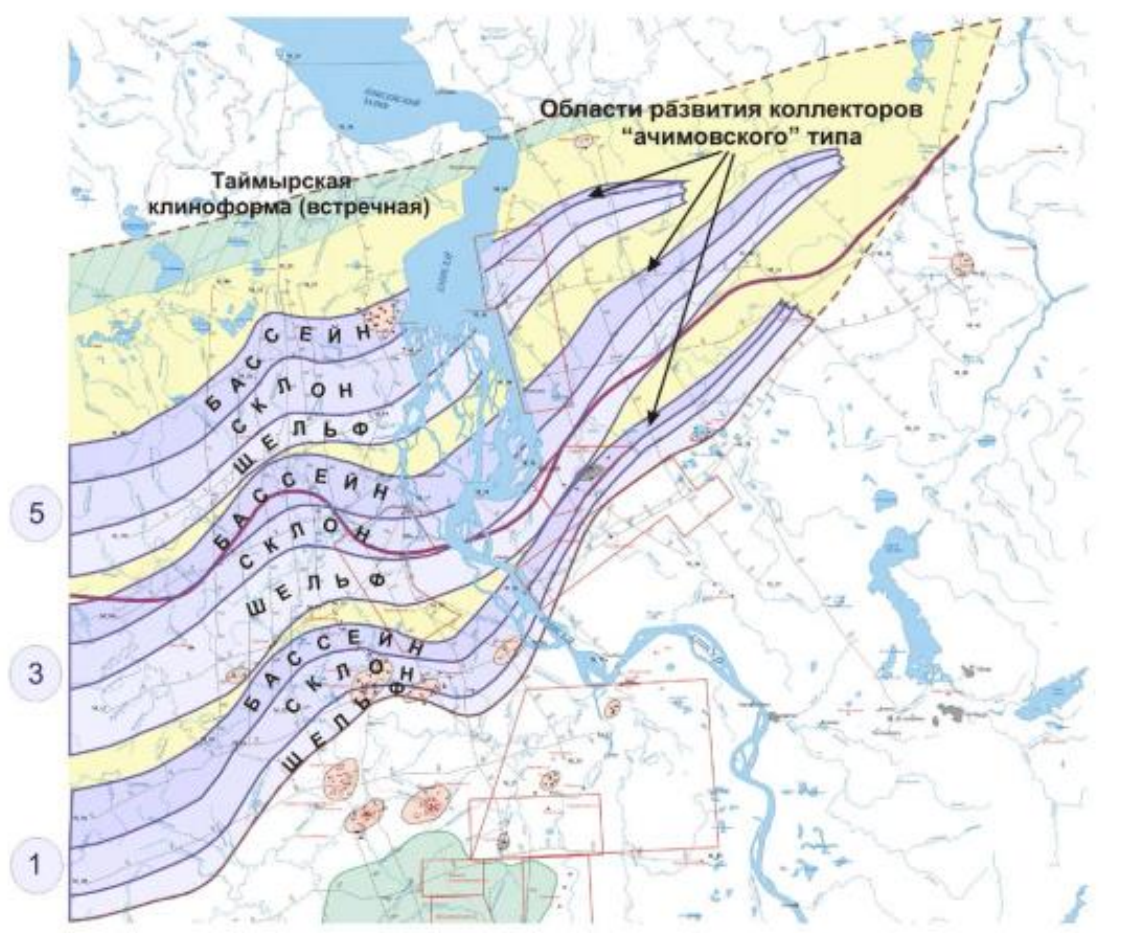


Рис. 1. Схема строения клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба (СНИИГГиМС, 2009) [17]

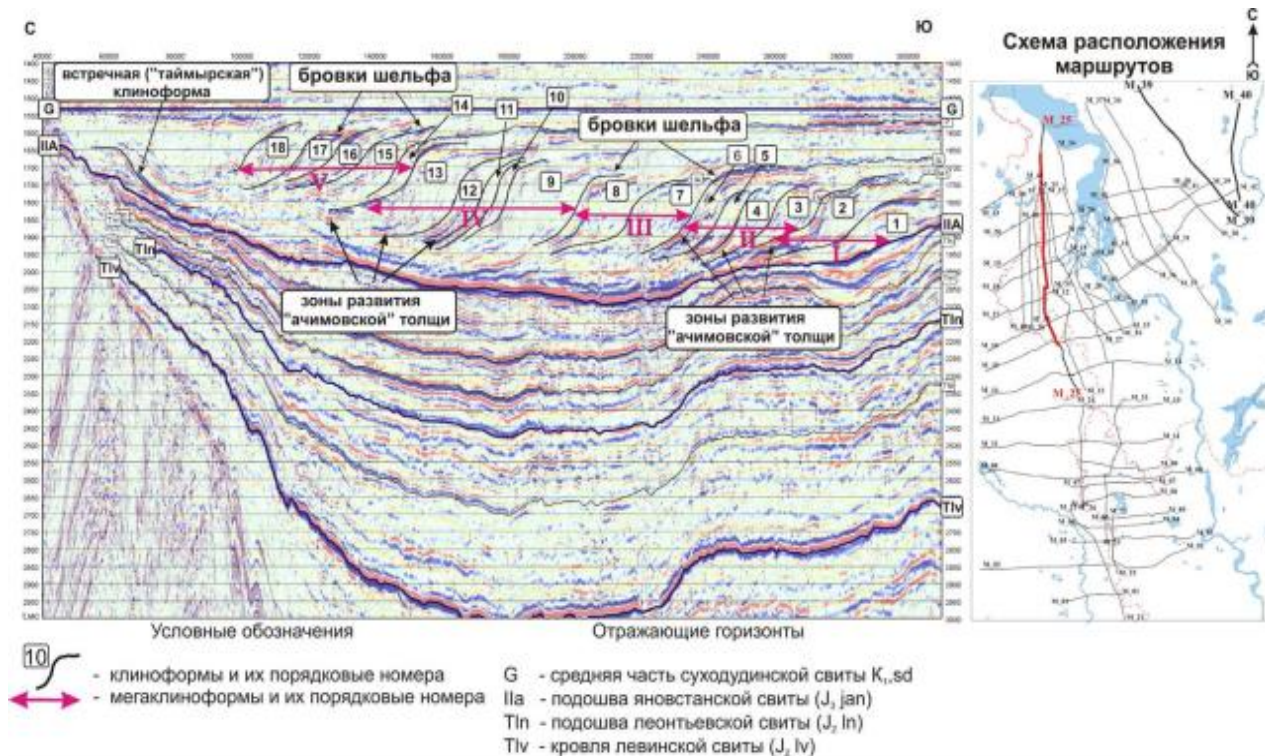


Рис. 2. Сейсмогеологическая модель клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба по маршруту 25 (по материалам ОАО «СибНАЦ») [17]

На основе анализа особенностей распространения УВ систем в осадочном чехле Предуральского и Енисей-Хатангского предорогенных прогибов сделаны следующие выводы.

Предорогенные краевые прогибы древних платформ отличаются геологическим строением (значительно более сложным в Енисейско-Хатангском прогибе и с характерным тяготением к структурам Западно-Сибирского НГБ), возрастом и числом продуктивных комплексов, типом и количеством содержащегося в них ОВ, степенью катагенеза данного ОВ. Общие геолого-геохимические особенности прогибов представлены в табл. 1. Существенное отличие продуктивности прогибов проявляется в нефтеносности Предуральского прогиба и газоносности Енисей-Хатангского прогиба. Преобладание нефтяных залежей в Предуральском прогибе и газовых в Енисей-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. Значимые различия связаны и с обнаружением ловушек различного типа.

Таблица 1

Сравнительная оценка геолого-геохимических особенностей Предуральского и Енисей-Хатангского краевых прогибов с прогнозом возможных ловушек

Характеристики	Предуральский прогиб	Енисей-Хатангский прогиб
Осадочный чехол (возраст)	<i>PZ</i>	Верхний: <i>T₂, J, K_{1,2}</i> Нижний (переходный): <i>R-C</i>
Нефтегазоносные комплексы (количество и возраст)	Продуктивные комплексы: <i>7 – PZ</i>	Верхний НГК: <i>3 – J, K</i> Нижний НГК: <i>2 – P, T</i>
Месторождения (количество) и фазовый тип залежи	<i>H – 66</i> <i>ГН – 21;</i> <i>Г – 14;</i> <i>ГК – 7;</i> <i>НГК – 5</i>	<i>H – 1;</i> <i>ГН – 1;</i> <i>Г – 10;</i> <i>ГК – 4</i>
Состав НГМТ	Карбонатно-терригенные, терригенные и терригенно-карбонатные отложения палеозоя	Аргиллиты юрских и меловых толщ
Содержание <i>S_{орг}</i> на породу, %	0,4–5,0	1,2–2,0
Степень катагенного преобразования <i>ОВ</i>	<i>ПК₁–МК₃</i>	<i>ПК₁–МК₁</i>
Тип <i>ОВ</i>	Сапропелевый, реже сапропелево-гумусовый	Гумусовый, реже гумусово-сапропелевый
Перспективные отложения	Возможно нефтегазоносные комплексы: <i>R, V</i>	Возможно нефтегазоносные комплексы: <i>PZ, R, V</i>
Ловушки нефтяных залежей	Комбинация ловушек различного генезиса с преобладанием структурных и литологических	Преобладают ловушки структурного и литологического типа; отмечено большое число структурных осложнений (поднятий, куполов, блоков); ловушки клиноформного генезиса, подобные ачимовским (в Западно-Сибирском НГБ)
Предполагаемый тип ловушек в прогнозируемых глубокопогруженных отложениях	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	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

Высокие перспективы нефтегазоносности в обоих бассейнах прогнозируются в глубокопогруженных палеозойских и допалеозойских (рифей-вендских) отложениях, предположительно в залежах неструктурного типа. Однако, в Енисей-Хатангском прогибе, имеющем более сложное тектоническое строение и более дислоцированный промежуточный комплекс отложений, может прогнозироваться более сложный и более разнообразный тип неструктурных ловушек.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «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 в 2-х кн. М.: ВНИГНИ, 2010. 1554 с.
2. *Шейн В.С.* Геология и нефтегазоносность России. М.: ВНИГНИ, 2012. 848 с.
3. Нефтяные и газовые месторождения СССР: Справочник в двух книгах / Под ред. С.П. Максимова. М.: Недра, 1987. 716 с.
4. *Шейн В.С., Фортунатова Н.К., Алференок А.В.* 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 / Под редакцией А.Э. Конторовича. Новосибирск: ИНГГ СОРАН, 1994. 71 с.
7. *Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М.* Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: ИПК «Звезда», 2001. 108 с.
8. *Трофимов В.А., Чепикова И.К., Пунанова С.А.* Особенности нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ: Тез. докл. Междунар. науч.-практ. конф. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2001. С. 348–350.

9. Пунанова С.А., Добрынина С.А. Трансформация состава микроэлементов и металлопорфириновых комплексов нефтей в зоне катагенеза // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 1. С. 4–11.
10. Пунанова С.А., Гордадзе Т.И. Геохимические особенности нефтегазоносных комплексов палеозойских отложений Волго-Уральской провинции // Разведка и охрана недр. 1999. № 5–6. С. 51–54.
11. Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration – making the subtle trap obvious // Search and Discovery. Article 60054. June 18, 2018. 67 p. http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html (Дата обращения 12.04.2019).
12. 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. https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2015
13. Голов А.О., Чепикова И.К. Рифейско-вендские отложения Волго-Уральской провинции и перспективы их нефтегазоносности // Разведка и охрана недр. 1999. № 5–6. С. 31–36.
14. Волож Ю.А., Хераскова Т.Н., Антипов М.П. Западное Приуралье: прогноз скоплений углеводородов в додевонских отложениях // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: электрон. науч. журн. 2010. Вып. 1(1). 14 с. <http://oilgasjournal.ru> (Дата обращения 12.04.2019).
15. Фомин М.А. Перспективы нефте- и газоносности юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. 2014. 5 с. <https://docplayer.ru/47508339-Perspektivy-nefte-i-gazonosnosti-yursko-melovyh-otlozheniy-zapadnoy-chasti-enisey-hatangского-regionalnogo-progiba.html> (Дата обращения 12.04.2019).
16. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. 2011. Т. 52, № 8. С. 1027–1050.
17. Афанасенков А.П. Перспективы изучения нефтегазоносности отдельных регионов России на примере Гыдано-Хатангской и Анабаро-Ленской нефтегазоперспективных зон (с привлечением материалов НИИ ГА ПГО «Севморгеология», ОАО «Таймыргеофизика», ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС, ОАО НПЦ «Геостра», ОАО «СибНАЦ», ГНЦ ФГУГП «ЮжморГеология», ФГУП ВСЕГЕИ): доклад на заседании Роснедра // М.: ВНИГНИ, 2014. 66 с. http://www.vnigni.ru/downloads/011_Afanasenkov.pdf (Дата обращения 12.04.2019).

Petroleum potential features of the troughs of ancient platforms (the cases of the Volga-Ural and the Yenisei-Khatanga)

S.A. Punanova*, A.V. SamoiloVA**

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

E-mail: *punanova@mail.ru, **anna-samoilova@mail.ru

Abstract. The article analyzes the petroleum potential of the foredeep (pre-orogenic) Volga-Ural and Yenisei-Khatanga troughs of the Volga-Ural oil and gas bearing and the Yenisei-Anabar gas and oil bearing basins. The data on the age and number of productive complexes, the type and amount of organic matter contained in them, the degree of catagenic transformation, the composition of oil and gas, the number of deposits and the phase state of the produced fluids of two deflections are presented. Their significant differences are underlined, especially in terms of trap formation. The western part of the Yenisei-Khatanga trough, to the eastern margin of Western Siberia, is characterized in the Mesozoic sediments by the «Achimov» type of nonstructural clinoform traps.

Keywords: oil and gas basin, nonstructural traps, foredeep troughs, organic matter, ancient platforms, oil and gas complexes.

Citation: Punanova S.A., SamoiloVA A.V. Petroleum potential features of the troughs of ancient platforms (the cases of the Volga-Ural and the Yenisei-Khatanga) // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art7> (In Russ.)

References

1. *Kleschev K.A., Shein V.S.* Oil and gas fields of Russia. Reference book in 2 books. Moscow: VNIGNI, 2010. 1554 p. (In Russ.).
2. *Shein V.S.* Geology and petroleum potential of Russia. Moscow: VNIGNI, 2012. 848 p. (In Russ.).
3. Oil and gas fields of the USSR. Reference book in two books / Ed. S.P. Maximov. Moscow: Nedra, 1987. 716 p. (In Russ.).
4. *Shein V.S., Fortunatova N.K., Alferenok A.V.* et al. Geodynamic evolution and tectonic zoning of the East European Platform // *Geology of Oil and Gas*. 2013. No. 6. P. 3–12. (In Russ.).
5. *Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.R.* et al. Oil and gas complexes of the West Siberian basin. Moscow: Nedra, 1988. 303 p. (In Russ.).
6. *Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Kuznetsov L.L.* et al. Oil and gas basins and regions of Siberia. Iss. 3. Yenisei-Khatanga pool / Ed. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 1994. 71 p. (In Russ.).

7. *Belokon T.V., Gorbachev V.I., Balashov M.M.* Structure and petroleum potential of the Riphean-Vendian sediments in the east of the Russian platform. Perm: Zvezda, 2001. 108 p. (In Russ.).
8. *Trofimov V.A., Chepikova I.K., Punanova S.A.* Peculiarities of oil and gas content of the Riphean-Vendian sediments of the Volga-Ural oil and gas province // Forecast of oil and gas basement of young and ancient platforms: International Scientific and Practical Conference. Collected abstracts. Kazan: Kazan University Press, 2001. P. 348–350. (In Russ.).
9. *Punanova S.A., Dobrynina S.A.* Transformation of the composition of microelements and metal porphyrin complexes of oils in the catagenesis zone // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2019. No. 1. P. 4–11. (In Russ.).
10. *Punanova S.A., Gordadze T.I.* Geochemical features of oil and gas complexes of the Paleozoic deposits of the Volga-Ural province // Exploration and Protection of Mineral Resources. 1999. No. 5–6. P. 51–54. (In Russ.).
11. *Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W.* Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration – making the subtle trap obvious // Search and Discovery. Article 60054. June 18, 2018. 67 p. http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html (Accessed on 12.04.2019).
12. *Polyakov A.A., Koloskov V.N., Fonchikova M.N.* On the issue of classification of oil and gas deposits // Oil and Gas Geology. Theory and Practice. 2015. Vol. 10, No. 1. https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2015 (In Russ.).
13. *Golov A.O., Chepikova I.K.* Riphean-Vendian deposits of the Volga-Ural province and the prospects of their petroleum potential // Exploration and Protection of Mineral Resources. 1999. No. 5–6. P. 31–36. (In Russ.).
14. *Volozh Yu.A., Kheraskova T.N., Antipov M.P.* Western Urals: prediction of hydrocarbon accumulations in the pre-Devonian sediments // Georesources, Geoenergetics, Geopolitics. 2010. Iss. 1(1). 14 p. <http://oilgasjournal.ru> (Accessed on 12.04.2019). (In Russ.).
15. *Fomin M.A.* Prospects for oil and gas content of the Jurassic-Cretaceous sediments of the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough. 2014. 5 p. <https://docplayer.ru/47508339-Perspektivy-nefte-i-gazonosnosti-yursko-melovyh-otlozheniy-zapadnoy-chasti-enisey-hatangского-regionalnogo-progiba.html> (Accessed on 12.04.2019). (In Russ.).

16. *Kontorovich V.A.* Tectonics and petroleum potential of the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough // *Geology and Geophysics*. 2011. Vol. 52, No. 8. P. 1027–1050. (In Russ.).

17. *Afanasenkov A.P.* Prospects for studying the oil and gas potential of individual regions of Russia on the example of Gydan-Khatanga and Anabaro-Lenskoy oil and gas promising areas (with the involvement of materials from the Scientific Research Institute of Civil Engineering, Scientific-Research Institute «Sevmorgeologiya», OJSC «Taymyrgeofizika», IPGG SB RAS, SNIIGGiMS, OJSC «Geostra», OJSC «SibNAZ», SSC FSUGE «YuzhmorGeologiya», FSUE «VSEGEI»): Rosnedra meeting report // Moscow: VNIGNI, 2014. 66 p. http://www.vnigni.ru/downloads/011_Afanasenkov.pdf (Accessed on 12.04.2019). (In Russ.).