

subneolitycznych w Lipsku nad Górną Biebrzą, 9–12.12.2019 // Konferencja «Przeszłość ma przyszłość! / The past has a future!». Warszawa : Inst. Archeologii UW, 2019. P. 32–33.

9. Żurek S. Geomorphology of the Biebrza valley // Towards protection and sustainable use of the Biebrza Wetlands: Exchange and integration of research results for the benefit of a Polish-Dutch Joint Research Plan / Eds. H. Okruszko, M. J. Wassen. Utrecht, 1994. P. 15–47.

УДК 553.98(470+571)

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОГРАНИЧНЫХ РЕГИОНОВ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ

С. А. Пунанова, А. В. Самойлова

ФГБУН Институт проблем нефти и газа Российской академии наук,
ул. Губкина, 3, 119333 Москва, Российская Федерация; runanova@mail.ru, anna-samoilova@mail.ru

Нефтегазоносность Предуральского и Енисей-Хатангского прогибов связана с Волго-Уральским нефтегазоносным бассейном и Енисейско-Анабарским газонефтеносным бассейном. В статье на материале этих двух близких по тектонической терминологии структур (обе являются краевыми предорогенными прогибами) выявлены не только черты их сходства, но и существенные различия, приведшие к особенностям как их углеводородных систем, так и к обнаруженным и прогнозируемым в древних и молодых нефтегазоносных комплексах особенностям ловушек неструктурного типа.

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

В статье рассматриваются особенности углеводородных (УВ) систем краевых (передовых, 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). Задачей исследования является 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. Материал статьи является обобщением, дающим общую картину условий и среды нефтегазоносности, и базируется как на справочном материале [1–4], так и на личных разработках авторов [5–8].

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 ведётся многие десятилетия и где создана необходимая инфраструктура и сконцентрированы трудовые ресурсы. В связи с этим, необходимость изучения проблемы ловушек не вызывает сомнений. О значении типа ловушек и их перспективности с точки зрения ресурсов свидетельствуют многолетние исследования, проведённые группой специалистов [9]. Авторы показывают значимость в мировых запасах УВ сырья открытия месторождений с ловушками различного происхождения: комбинированных, стратиграфических, структурных. Особый статус придаётся ловушкам клиноформных структур, ловушкам в выступах фундамента и сланцевых формациях (так называемые протяжённые или тонкие). Именно с этими типами ловушек в настоящее время связаны открытия месторождений с крупными и гигантскими запасами УВ.

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

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 глубокопогружённые отложения рифея и венда на территории Юрюзано-Сылвенской и Бельской впадин, а также внешней зоны Предуральского прогиба, то успешный поиск новых промышленно значимых объектов добычи УВ связан, 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 Предуральского 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 [4, 5, 8, 10].

В каждом НГК Волго-Уральской НГБ встречены практически все типы УВ скоплений: нефтяные, газовые и газоконденсатные. Используя физико-химическую характеристику нефтяных, а также результаты детальных исследований их УВ состава на молекулярном уровне, нами выделены 4 геохимических типа нефтей: протерозойский, девонский, каменноугольный и пермский [8]. 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 меняется от 0,950 до 0,980 г/см³, содержание составляет: серы – 0,2–1,2 %, твёрдых парафинов – 0,6–2,7 %, суммы смол и асфальтенов – 18,8–27,9 %, а выход бензиновых фракций – 1–5 %. Среднее содержание V составляет 50 мг/кг, а Ni – 38 мг/кг. Таким образом, протерозойский тип – это нефть с высокой плотностью, высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, низким содержанием лёгких и особенно бензиновых фракций и твёрдых парафинов. Существенно отличает эти нефти их низкая сернистость [1, 2].

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, 3].

Основные перспективы газонефтеносности в Енисейско-Анабарском бассейне связаны как с верхним структурным этажом, так и с отложениями нижнего переходного этажа. По данным ряда исследователей [11, 12], в Енисей-Хатангском региональном прогибе нижняя часть неокомского комплекса имеет ярко выраженное клиноформное строение (рис. 1). 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 нефтегазосности 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.

Для сравнения приведем схему-модель клиноформного комплекса, сформированного турбидитными потоками в отложениях верхнеюрско-валанжинских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины. А. Л. Наумовым [13] была обоснована и разработана принципиально новая косослоистая модель строения разреза неокома Западно-Сибирского НГБ. Было впервые показано графически (рис. 2), что неокомские пласты не только скользят по возрастной вертикали, что уже ранее отмечалось другими специалистами, но и имеют наклон к западу, налегая друг на друга. При дальнейшем исследовании клиноформных ловушек необходимо уделять внимание не только фациально-палеографическому фактору, но и придавать должное значение тектонике, связи клиноформ того или иного возраста с определёнными тектоническими элементами, а также детальной корреляции пронизываемых пластов.

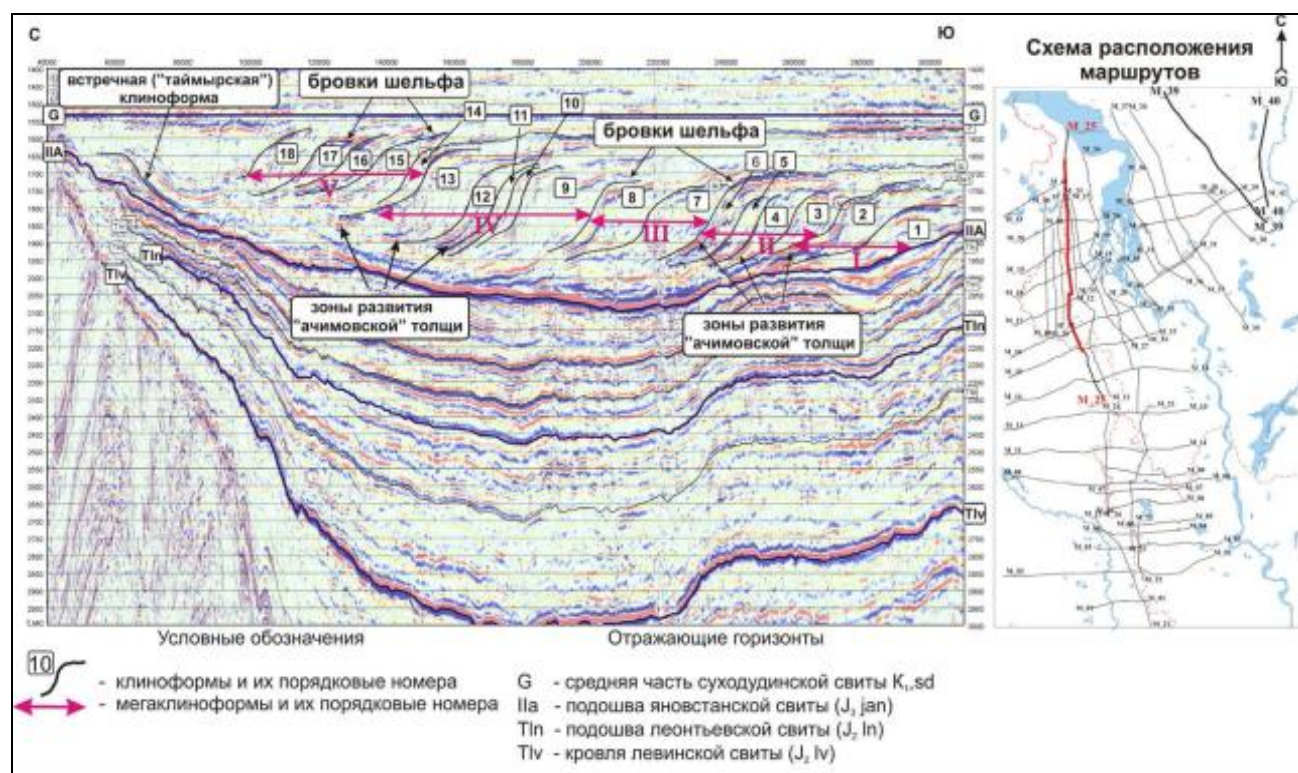


Рисунок 1 – Сейсмогеологическая модель клиноформного комплекса Енисей-Хатангского региона по маршруту 25 (по материалам ОАО «СибНАЦ») [12]

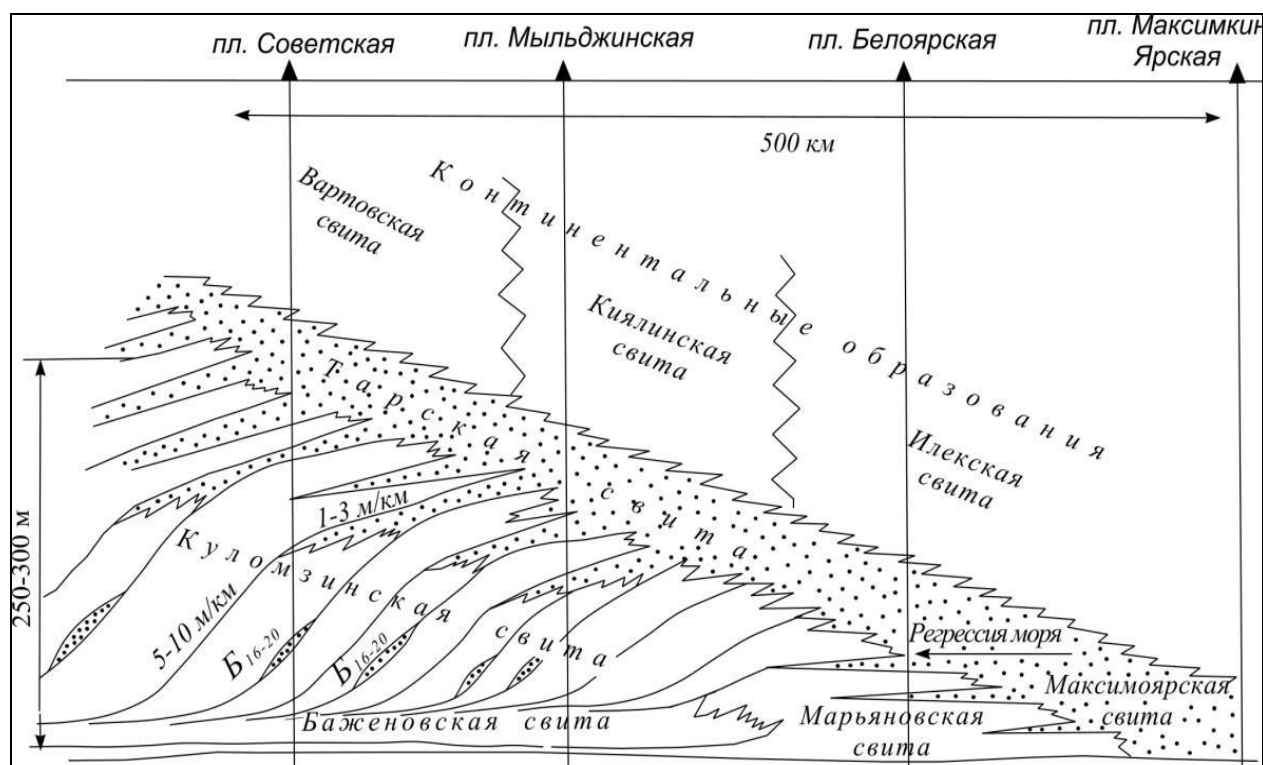


Рисунок 2 – Принципиальная схема формирования верхнеюрско-валанжинских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины [13]

Таким образом, анализ нефтегазоносности краевых (предороженных) Волго-Уральского и Енисей-Хатангского прогибов показал, как черты их сходства, так и различия. Были использованы 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 2 прогибов. Не останавливаясь на деталях, изложенных подробно в наших предыдущих работах [6, 7], отметим, что главные отличия проявляются 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.

Также существенные отличия связаны с особенностями формирования ловушек. Для Предуральского прогиба характерна комбинация ловушек различного генезиса с преобладанием структурных и литологических типов. В перспективном глубокопогружённом рифей-вендском комплексе прогнозируются 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.

Западная часть Енисей-Хатангского прогиба, тяготеющая к восточной окраине Западной Сибири, характеризуется в мезозойских отложениях «ачимовским» типом неструктурных клиноформных ловушек, что значительно повышает перспективность их газонефтеносности. В глубокопогружённых отложениях (нижний нефтегазоносный комплекс) могут быть обнаружены неструктурные ловушки комбинированного типа с преобладанием поднадвиговых ловушек выклинивания, литологического замещения и тектонически-экранированных; возможны ловушка в разуплотненных массивах древнего фундамента, в трещиноватых гранитных блоках.

Финансирование. Работа выполнена в рамках 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.

Библиографические ссылки

1. Клещев К. А., Шеин В. С. Нефтяные и газовые месторождения России : Справ. в 2 кн. М. : ВНИГНИ, 2010.
2. Шеин В. С. Геология и нефтегазоносность России. М. : ВНИГНИ, 2012.
3. Шеин В. С., Фортунатова Н. К., Алференок А. В., Долматова И. В., Елагина Я. Е., Каламкаров С. Л., Кнун А. А., Петров А. И., Соборнов К. О., Лебедько Г. И. Геодинамическая эволюция и тектоническое районирование Восточно-Европейской платформы // Геология нефти и газа. 2013. № 6. С. 5–14.
4. Белоконов Т. В., Горбачёв В. И., Балашова М. М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь : ИПК «Звезда», 2001.
5. Трофимов В. А., Чепикова И. К., Пуланова С. А. Особенности нефтегазоносности рифейско-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ: Тез. докл. Международ. науч.-практ. конф. Казань : Изд-во Казан. ун-та, 2001. С. 348–350.
6. Пуланова С. А., Самойлова А. В. Особенности нефтегазоносности прогибов древних платформ (на примере Волго-Уральского и Енисей-Хатангского) // Акт. проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 2 (25) [Электрон. ресурс]. URL: <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art7> (дата обращения: 20.05.2020).
7. Пуланова С. А. Углеводородные системы краевых прогибов древних платформ // Экспозиция – Нефть – Газ. 2019. № 2 (69). С. 20–24.
8. Пуланова С. А., Гордадзе Т. И. Геохимические особенности нефтегазоносных комплексов палеозойских отложений Волго-Уральской провинции // Разведка и охрана недр. 1999. № 5–6. С. 51–54.
9. Dolson J., He Zhiyong, Horn B. W. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious // Search and Discovery. Art. N 60054. June 18, 2018.
10. Грунис Е. Б., Трофимов В. А., Богданов Б. П., Чепикова И. К., Пуланова С. А. Перспективы нефтегазоносности рифейско-вендского комплекса: от небольших залежей – к решению проблемы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2001. № 11. С. 33–38.
11. Фомин М. А. Тектонические предпосылки нефтегазоносности юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 11. С. 14–25.
12. 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 НПП «Геостра», ОАО «СибНАЦ», ГНЦ ФГУП «ЮжморГеология», ФГУП ВСЕГЕИ) : докл. на заседании Роснедра. М. : ВНИГНИ, 2014.
13. Наумов А. Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. 1977. № 10. С. 38–47.