

## **ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСНОВНЫХ ПРОДУКТИВНЫХ КОМПЛЕКСОВ РИФЕЙ-ВЕНДСКОГО ВОЗРАСТА НА ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

**М.В. Никитина**

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия

Рассмотрены особенности геологического строения и пространственного размещения промышленной нефтегазоносности основных продуктивных комплексов докембрийского возраста на основе имеющейся на сегодняшний день геолого-геофизической информации.

В результате проведенного комплексного анализа геолого-геофизических материалов исследований верхнепротерозойской толщи Пермского края и сопредельных территорий (результаты испытаний, нефтепроявления по керну и шламу и др.) к потенциально нефтегазоносным отнесены рифейский терригенно-карбонатный и вендский терригенный комплексы. Даны подробные характеристики нефтегазоматеринских пород, коллекторов и флюидоупоров рифейского и вендского комплексов.

Кроме того, проведен анализ состояния изученности, результатов бурения глубоких скважин, результатов проведения сейсморазведочных исследований додевонских отложений на территории Пермского края и сопредельных земель.

Сделан вывод о том, что в связи с низкой изученностью потенциала додевонских отложений необходимы дальнейшие, более целенаправленные специальные сейсмические исследования в комплексе с бурением отдельных параметрических и разведочных скважин.

Объясняется необходимость рассмотрения верхнедокембрийских толщин как самостоятельного объекта геологоразведочных работ и глубокого научного изучения, что способствует решению вопроса промышленной значимости нефтегазоносности рифейско-вендских образований.

Результаты данной работы использованы для выделения наиболее перспективных районов (участков недр) Пермского края с целью проведения геолого-экономической оценки эффективности освоения.

**Ключевые слова:** авлакоген, генезис, гомоклиналь, зона нефтегазонакопления, коллектор, ловушка, нефтегазоносная провинция, нефтегазоносный комплекс, нефтегазоматеринские породы, нефтепроявления, пористость, проницаемость, структурный этаж, свита, флюидоупор.

## **THE FEATURES OF GEOLOGICAL STRUCTURE AND SPATIAL ALLOCATION OF COMMERCIAL PETROLEUM POTENTIAL OF MAIN RIFEY-VENDIAN PRODUCTIVE COMPLEXES IN THE PERM REGION**

**M.V. Nikitina**

LLC "LUKOIL-PERM", Perm, Russian Federation

The features of the geological structure and the spatial distribution of commercial oil and gas main productive complexes of Precambrian age based on currently available geological and geophysical information are considered.

As a result of a comprehensive analysis of geological and geophysical research material of the Perm region and adjacent territories Upper Proterozoic column (test results, oil shows on core and cuttings, etc.) assigned to the potentially oil and gas bearing Riphean terrigenous-carbonate and terrigenous Vendian complexes. Detailed characteristics of oil and gas source rocks, reservoirs and confining beds of Riphean and Vendian complexes are given.

In addition, the analysis of the state of study, the results of drilling deep wells, the results of seismic studies pre-Devonian sediments in the Perm region and adjacent lands is given.

It is concluded that due to the low pre-Devonian sediments potential exploring there is a need for further, more focused special seismic studies in a complex with drilling of individual parametric and exploration wells.

The need for considering Upper Precambrian thickness as an independent object of deep exploration and scientific study is explaining, that promotes the importance of addressing the issue of the Riphean-Vendian formations commercial petroleum potential.

The results of this work were used to identify the most promising areas (subsoil plots) of the Perm region in order to conduct geological and economic evaluation of the development effectiveness.

**Keywords:** aulacogene, genesis, gomoklinal zone, petroleum accumulation, reservoir, trap, oil and gas province, oil and gas complex, oil and gas source rocks, oil shows, porosity, permeability, structural floor, formation, confining beds.

## Введение

В настоящее время развитие геолого-разведочных работ может быть связано с поисками новых перспективных объектов в верхнепротерозойских (рифей-вендских) образованиях благодаря высокой степени разведанности палеозойских нефтегазоносных комплексов в Пермском крае. В то же время сдерживающим фактором, существенно ограничивающим перспективы развития данных комплексов, является недостаточная степень изученности этих глубокопогруженных толщ.

В данной научно-исследовательской работе планируется рассмотреть особенности геологического строения и пространственного размещения промышленной нефтегазоносности основных продуктивных комплексов додевонского возраста с учетом имеющейся на сегодняшний день геолого-геофизической информации. Будет проведен анализ состояния изученности, результатов бурения глубоких скважин, результатов проведения сейсморазведочных исследований рифей-вендских отложений.

### Геологическое и тектоническое строение рифей-вендского комплекса Пермского края

Рифей-вендские осадочные отложения широко распространены на территории Пермского края и имеют большую мощность – до 13–16 км (по геофизическим данным) в южных и восточных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). Разные условия формирования комплексов обусловили различия в их строении. По данным бурения скважин, литолого-фациальных, геофизических и геологических исследований, в составе верхнедевонских отложений выделяется два самостоятельных структурных этажа – рифейский и вендский [1].

*Рифейский структурный этаж* сформирован в авлакогенный этап развития на востоке Русской платформы и харак-

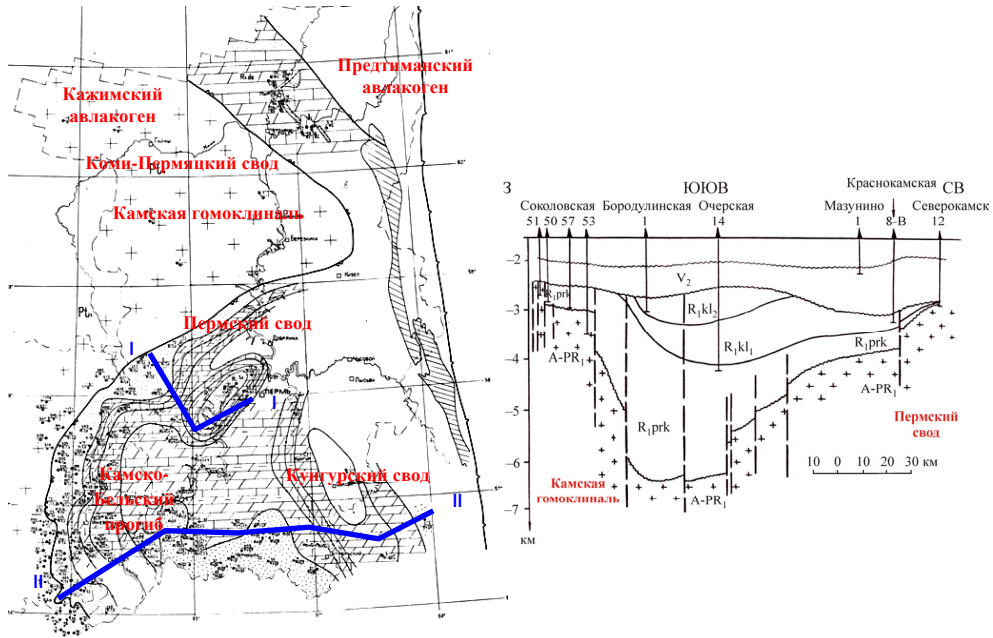
теризуется наличием рифтогенных структур, выполненных мощными (до 9–10 км) осадочными образованиями с проявлением вулканической деятельности. Крупными рифейскими структурами являются Камско-Бельский, Серноводско-Абдулинский, Кировско-Кажимский, Рязано-Саратовский, Доно-Медведицкий прогибы, из которых доминирующее положение как по площади развития и мощности рифейских отложений, так и по значению при оценке нефтегазоносности занимает Камско-Бельский прогиб, известный в литературе как Калтасинский авлакоген.

Рифейские отложения Пермского края приурочены к системе впадин в рельефе фундамента. По результатам сейсморазведочных работ и бурения значительного количества скважин границы распространения рифейского комплекса прослеживаются вдоль западной и северной границ Камской впадины Камско-Бельского прогиба, а на востоке происходит постепенное поднятие и выклинивание рифейских отложений (рисунок).

Имеющийся геолого-геофизический материал указывает на широкое развитие разрывных нарушений в рифейской толще и их роль в формировании различных типов структур (выступов, грабенов и горстов).

Рифейские отложения в вертикальном разрезе имеют сложный литологический терригенный и терригенно-карбонатный состав слагающих их свит толщиной от нескольких сотен метров до 8–9 км. На территории Пермского края в стратиграфическом отношении отложения включают в себя все подразделения нижнего рифея и две свиты среднерифейского возраста – гожанскую (тукаевскую) и ольховскую.

*Верхнерифейские отложения* незначительной мощности развиты на территории Оренбургской области и Республики Татарстан [2]. *Нижнерифейские отложения*. Прикамская свита является самым древним подразделом рифея



Разрез по линии I-I

Разрез по линии II-II

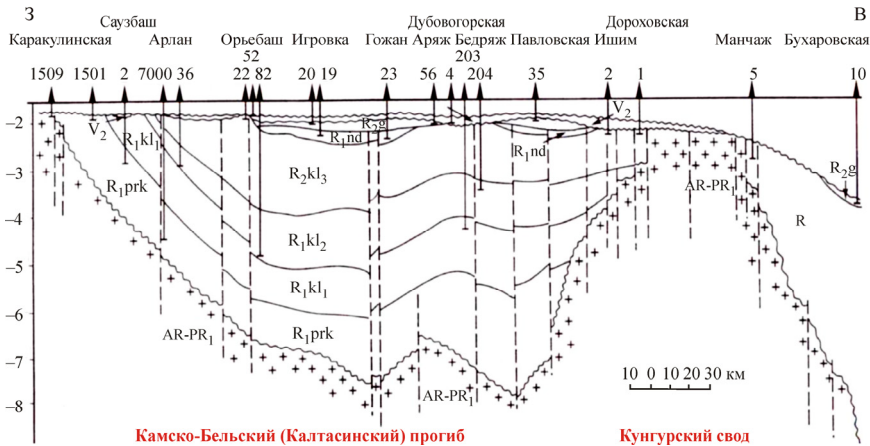


Рис. Тектоническое строение рифейского комплекса

и вскрыта незначительным количеством скважин на западе и севере Камско-Бельского прогиба. Породы вскрыты на разную глубину 12 скважинами: Бородулинской; скв. 71, 72 – Гаринскими; скв. 191 – Краснокамской; скв. 14 – Очерской; скв. 1, 2 – Сивинскими; скв. 50, 52, 53, 55, 57 – Соколовскими. Породы прикам-

ской серии представлены толщей красноцветных песчаников, гравелитов, алевролитов полевошпатово-кварцевого состава мощностью от нескольких десятков до нескольких сотен метров [3].

Наиболее полно разрез прикамской свиты вскрыт Сарапульской параметрической скв. 1 на территории Республики

Удмуртии на глубину 3,5 км. По геохимическим исследованиям, полученным в результате исследований скв. 1 – Сарапульской, содержание  $C_{орг}$  в породах колеблется в широких пределах (от 0,08 % в песчаниках до 1,1 % в алевролитах). Степень битуминозности пород этих отложений весьма низкая даже в породах, обогащенных органическим углеродом. Вероятно, это связано с проявлением жестких стадий катагенеза, когда уже основной нефтяной потенциал пород исчерпан. И все же незначительные и интенсивные нефтепроявления в терригенных отложениях прикамской серии отмечены на Гаринской, Сивинской, Соколовской площадях Пермского края [2]. Подстилающие прикамскую серию отложения скважинами не вскрыты.

Калтасинская свита включает в себя три подсвиты: саузовскую, арланскую и ашитскую. Кровля калтасинских отложений в разных зонах залегает на глубинах от 1,8 до 8,5 км, а подошва – от 2,0 до 14,0 км и более.

Полный разрез всей калтасинской свиты вскрыт скв. 7000 Арланской (Республика Башкортостан), где ее толщина равна 1585 м.

В Пермском крае *саузовская подсвита* вскрыта только в скв. 14 Очерской и скв. 203 Бедряжской.

Полный разрез *арланской подсвиты* вскрыт в скв. 203 и 204 на Бедряжской площади (толщина арланских отложений составила 1036 м).

Наиболее полные разрезы *ашитской подсвиты* встречены в скв. 203 и 204 Бедряжских и в скв. 92 Ножовской. Остальными скважинами в Пермском крае под свита вскрыта на глубину от десятков метров до 437 м.

Калтасинская свита является основной нефтегазогенерирующей толщей в комплексе и отличается повышенным содержанием органического углерода. Наиболее обогащены глинистые доломиты ашитской подсвиты, которые характеризуются повышенной битуминозно-

стью. Степень битуминозности этих пород достигает нескольких десятков процентов, в среднем 8,9 %. В качестве НГМП рассматриваются известняки, мергели, аргиллиты и глинистые доломиты, содержание которых в разрезе колеблется от 15 до 60 % от общей мощности свиты (по скв. 203 и 204 Бедряжским).

Нефтегазопроявления различной интенсивности отмечены во всех трех подсвитах свиты.

Надеждинская свита завершает разрез нижнего рифея, представлена пестроцветными терригенно-карбонатными породами толщиной от 0 до 460 м и имеет ограниченную площадь развития в приосевой части Камско-Бельского прогиба (юг Пермского края). Свита характеризуется низким содержанием  $C_{орг}$  и фоновой битуминозностью. Породы надеждинской свиты вскрыты очень малым количеством скважин в Пермском крае и северной части Республики Башкортостан.

*Среднерифейские отложения.* Отложения среднерифейского возраста представлены светло-серыми песчаниками и алевролитами тукаевской (гожанской) свиты толщиной до 300 м и терригенно-карбонатными пестроцветными породами ольховской свиты, мощность которой не превышает 100 м. Обе свиты отличаются низким содержанием  $C_{орг}$  (особенно тукаевская) и невысокими значениями битуминозности пород.

Между рифейским и вендскими комплексами отмечается угловое несогласие, объясняющееся значительным перерывом в осадконакоплении и размывом пород верхней части рифея [4].

Вендский структурный этаж сформирован в начальную (синеклизную) стадию платформенного этапа развития. На территории Волго-Урала выделяются две крупные вендские впадины: Верхнекамская и Шкапово-Шиханская, разделенные Сарапульско-Красноуфимской седловиной. Вендские отложения имеют

более широкое распространение, чем рифейские, и плащеобразно перекрывают породы рифейского возраста с угловым и стратиграфическим несогласием. Вендский комплекс представлен только терригенными отложениями толщиной от нескольких десятков метров до 2 км.

В пределах рассматриваемой территории *нижневендские отложения* имеют весьма ограниченное распространение.

*Верхневендские отложения* наиболее полно представлены на территории Пермского края в объеме четырех свит: кыквинской, верещагинской, вельвинской и краснокамской.

На Бедряжской площади скв. 203 и 204 вскрыты все свиты. Отложения представлены песчаными и алевролитовыми породами с прослоями аргиллитов. Толщина кыквинской свиты колеблется в пределах от 0 до 95 м (в Бедряжских скважинах от 44 до 47 м), верещагинской свиты от 0 до 265 м (в Бедряжских скважинах от 165 до 180 м).

Вендский комплекс характеризуется очень низкими нефтегазоматеринскими и нефтегазопроизводящими свойствами, однако повышенными аккумуляционными свойствами как в отношении нефтяных, так и в отношении газовых углеводородов. Кроме того, подток газов из нижних отложений калтасинской свиты способствует, с одной стороны, вертикальной и латеральной миграции углеводородов в газовой фазе, а с другой стороны, при благоприятных геологических факторах выносу нефтяных углеводородов из древних отложений в более молодые – вендские и, возможно, палеозойские (присутствие протерозойской нефти в терригенном девоне на Чубойском месторождении).

В вендских отложениях преобладающим типом ловушек являются антиклинальные пластовые сводовые, а в региональных зонах выклинивания вендских отложений вероятно обнаружение неантиклинальных, прежде всего структурно-седиментационных, ловушек. Сре-

ди структурно-седиментационных широкое развитие могут получить ловушки, связанные с фациальным замещением на локальных структурах, – структурно-литологические или литологические ловушки (изолированные песчаные линзы на локальных поднятиях), образование которых обусловлено воздействием двух факторов – тектонического и литологического.

В заключение следует отметить, что в рифейских отложениях залежи нефти и газа следует ожидать в крупных поднятиях (выступах) тектонического типа, вероятнее всего, связанных с разломами кристаллического фундамента, и в аномальных зонах различного генезиса (разуплотнение пород, кавернозность, древние коры выветривания на границах стратиграфических несогласий, возможные биогермные тела в карбонатных толщах). Самостоятельное значение могут приобрести тектонически экранированные ловушки, развитые вдоль зон разломов.

#### **Изученность рифей-вендских отложений**

В 50-х гг. на юге Пермского края при проведении разведочного бурения с целью поиска залежей углеводородов в палеозойских отложениях были отмечены нефтепроявления в рифейских песчаниках. В 60-е гг. сейсморазведкой были подготовлены по поверхности рифейской толщи Очерское, Верещагинское, Соколовское и Сивинское поднятия.

После длительного затишья в 80-е гг. в Осинской впадине возобновлены сейсмические работы. С целью изучения додевонских образований была отработана сеть региональных сейсмических профилей общей длиной 1341 км. Кроме того, были выполнены площадные сейсмические исследования в объеме 2013 км, в результате которых подготовлено пять структур. Три из них расположены на северном склоне и две в центральной части Осинской впадины. Кроме того, на юге Тиманского авлакогена отработано 272 км поисково-рекогносцировочных сейсмо-

профилей для изучения осадочного чехла, включая толщи рифейского и вендского возрастов.

Всего в Пермском крае с целью изучения древних толщ до кристаллического фундамента пробурено 13 скважин, до рифейского комплекса – 61 скважина (при этом кровлю калтасинской свиты вскрыли 20 скважин), до вендского комплекса – 1284 скважины.

Вендские и рифейские отложения отличаются между собой по степени изученности. Вендский комплекс, залегающий на доступной глубине, изучен полнее, чем рифейский. Однако большинство скважин не обеспечивают равномерной изученности, особенно пород рифейского возраста, из-за большой глубины залегания и мощности отложений. Три скважины, расположенные в разных областях развития осадочного докембрия, имеют глубину более 4 км (скв. 203 Бедряжская, скв. 92 Ножовская и скв. 14 Очерская), но ни одна не вскрыла рифейский комплекс полностью. Самая глубокая скв. 203 Бедряжская с забоем 4458 м остановлена в верхней части нижнерифейской толщи [5].

Можно сделать вывод, что рифей-вендские отложения характеризуются широким распространением, значительной мощностью, присутствием нефтегазопроявлений и залежей нефти, однако они до сих пор остаются на региональном этапе геологоразведочных работ. Это связано со сложностью их строения, часто относительно большими (более 3–4 км) глубинами залегания и низкой степенью изученности геофизическими методами и бурением. В то же время в Восточной Сибири и в других регионах в рифей-вендских образованиях открыты крупные залежи углеводородов [6–9].

#### **Нефтегазопроявления додевонских отложений на территории Пермского края и сопредельных земель**

Рифей-вендские отложения Волго-Уральской НГП характеризуются широ-

ким распространением нефтегазопроявлений различной интенсивности, однако в связи с низкой изученностью крупных залежей углеводородов не выявлено.

*Рифейский карбонатно-терригенный потенциальный нефтегазоносный комплекс (НГК).* На территории Пермского края и сопредельных территорий промышленная нефтеносность комплекса не установлена, однако нефтепроявления в диапазоне разреза от нижнерифейских до верхнерифейских отложений зафиксированы на всей территории Камско-Бельского авлакогена.

Нефтепроявления различной интенсивности встречаются в нижнерифейских терригенных отложениях прикамской свиты (скв. 57 Соколовская, скв. 2 Сивинская), надеждинской свиты (скв. 82 Орьебаш) и в карбонатных отложениях калтасинской свиты (скв. 14 Очерская, скв. 203 Бедряжская). В среднерифейских терригенных породах гожанской свиты на Таныпской и Аряжской площадях зафиксированы незначительные нефтегазопроявления.

Газопроявления зафиксированы в отложениях калтасинской свиты рифея на Бедряжской площади.

На северо-востоке Республики Удмуртии нефтепроявления в рифейском комплексе приурочены в основном к отложениям ротковской свиты и установлены на Кулигинской и Поломской площадях. В скв. 511 Кулига подняты песчаники, неравномерно насыщенные нефтью, в скв. 1012 Поломской песчаники содержат густую нефть в виде неравномерной пропитки. Из скв. 1018 Поломской поднят керн песчаника нефтенасыщенного (при испытании в скв. 1018 получено 0,03 м<sup>3</sup>/сут нефти и 3,5 м<sup>3</sup>/сут пластовой воды). В калтасинских отложениях нефтепроявлений встречено мало. Лишь в скв. 20 Ижевской доломиты пропитаны нефтью, перешедшей участками в битум.

В Оренбургской области в результате опробования рифейских отложений, про-

Нефтепроявления в рифейских отложениях по площадям Пермского края и сопредельных территорий

Комплекс	Пермский край						Республика Удмуртия			Республика Башкортостан				Республика Татарстан		Оренбургская область
	Аряжская	Бедряжская	Очерская	Сивинская	Соколовская	Таныпская	Ижевская	Кулигинская	Поломская (Ефремовская)	Арланская	Калтасинская	Орьбашская	Серафимовская	Байтуганская	Бавлинская	Ольховская
R <sub>3</sub>															■	■
R <sub>2</sub>	■					■					■	■	■			
R <sub>1</sub>		■	■	■	■		■	■	■	■		■		■		

Примечание: ■ – промышленный приток; ■ – интенсивные нефтепроявления; ■ – незначительные нефтепроявления.

веденных в скв. 412 Ольховской, получен промышленный приток нефти дебитом 145 т/сут из интервала 3544–3556 м.

Данные по нефтегазопроявлениям в рифейском карбонатно-терригенном комплексе по площадям Пермского края и сопредельных территорий приведены в табл. 1.

*Вендский терригенный потенциальный НГК.* Зонами нефтегазонакопления в вендских отложениях являются валы древнего заложения на северном окончании Калтасинского авлакогена – Очерский, Верещагинский и Краснокамский. Отличительной особенностью распределения вендских нефтегазопроявлений является отсутствие их на площадях, удаленных от рифейских прогибов. Нефтепроявления и притоки нефти с дебитом в несколько тонн в сутки приурочены к подошве венда, что говорит о миграции нефти из рифейских горизонтов в вендские отложения.

Нефтепроявления в вендских отложениях установлены на территории Верхнекамской впадины и Башкирского свода. Неравномерное насыщение пород и выпоты нефти отмечены на Краснокамской, Северокамской, Бородулинской, Верещагинской, Травнинской, Очерской, Черновской, Павловской, Таныпской, Батырбайской, Тюндюкской, Ишимовской, Тауш-

ской, Зуринской, Дебесской, Кулигинской, Киенгопской и других площадях на территории Пермского края и Удмуртии.

Четыре непромышленные залежи нефти в горизонтах нижней части вендского комплекса (пласты V<sub>IV</sub> и V<sub>V</sub>) встречены на востоке Верхнекамской впадины на Верещагинском, Сивинском, Ларионовском и Очерском месторождениях Пермского края. В Осинцевской опорной скважине, где толщина отложений комплекса составляет 430 м, отмечены слабые битумопроявления. Вода с пленкой нефти получена при испытании скв. 14 Очерской и скв. 15 Черновской. На Сивинской площади приток нефти из кыквинской свиты (интервал 2788–2800 м) составил 0,5–0,7 м<sup>3</sup>/сут.

Промышленные притоки вязкой, тяжелой нефти получены в скв. 60 Верещагинской и в скв. 52 Соколовской вблизи западной границы Пермского края.

В скв. 60 Верещагинского месторождения из интервала 2801–2817 м получен приток тяжелой нефти дебитом 1,65 т/сут. Нефть этой залежи тяжелая, с плотностью 0,965 г/см<sup>3</sup>. Содержание смол достигает 20 %, асфальтенов – 9 %. Нефть слабopафинистая (0,95 %) и слабосернистая.

На Соколовской площади из интервала 2591–2601 м получен приток нефти

дебитом 3,7 м<sup>3</sup>/сут. Нефть имеет плотность 0,921 г/см<sup>3</sup>, содержание серы – 0,53 %, смол – 14 %, асфальтенов – 6,4 %, парафина – 1,96 %.

На территориях, сопредельных с Пермским краем, нефтепроявления в вендских отложениях отмечены на четырех месторождениях: это Дебесское, Ефремовское, Тыловайское, Шарканское (Республика Удмуртия).

Только два из вышеперечисленных месторождений имеют промышленные залежи нефти в вендских отложениях, запасы которых поставлены на государственный баланс: Тыловайское и Шарканское.

Приток нефти из скв. 1 Шарканского нефтяного месторождения получен из отложений вендского комплекса в интервале 2302–2317,4 м дебитом 8 м<sup>3</sup>/сут.

В скв. 1018 Ефремовского месторождения из верещагинской свиты верхнего венда (пласт V<sub>V</sub>) получен приток

высоковязкой нефти, дебит составил 3,6 м<sup>3</sup>/сут. При испытании в колонне нижележащих пластов венда были получены слабые притоки тяжелой нефти плотностью 0,958 г/см<sup>3</sup>. Толщина нефтенасыщенных песчаников 7 м.

При испытании пласта V<sub>VI</sub> Дебесского месторождения получен незначительный приток нефти.

Нефти месторождений Удмуртии характеризуются повышенными значениями плотности (0,9–0,966 г/см<sup>3</sup>), вязкости, содержания серы (0,28–0,56 %), парафина (1,92 %), смол и асфальтенов (2,63–3,3 %).

Данные по нефтегазопроявлениям в вендском терригенном комплексе по площадям Пермского края и сопредельных территорий приведены в табл. 2.

Результаты испытания рифей-вендских отложений в Пермском крае приведены в сводной табл. 3.

Таблица 2

Нефтепроявления в вендских отложениях по площадям Пермского края и сопредельных территорий

Комплекс	Пермский край									Республика Удмуртия				Республика Башкортостан	
	Аряжская	Бородулинская	Верещагинская	Дубовогорская	Очерская	Сивинская	Соколовская	Таныпская	Черновская	Дебеская	Кулгинская	Поломская (Ефремовская)	Шарканская	Игровская	Орьбашская
V <sub>2</sub>	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Примечание. ■ – промышленный приток; ■ – интенсивные нефтепроявления; ■ – незначительные нефтепроявления.

Таблица 3

Результаты испытаний в рифей-вендских отложениях по площадям Пермского края

Площадь	Глубина, м		Пласт	Результаты
	от	до		
Верещагинская (скв. 60)	2801	2817	V <sub>2</sub>	Приток тяжелой нефти дебитом 1,65 т/сут
Сивинская (скв. 1)	2788	2800	V <sub>2</sub>	Приток тяжелой нефти дебитом 0,5–0,7 м <sup>3</sup> /сут
Соколовская (скв. 52)	2591	2601	V <sub>2</sub>	Приток тяжелой нефти дебитом 3,7 м <sup>3</sup> /сут
Соколовская (скв. 53)	2705	2718	V <sub>2</sub>	Притока не получено
Соколовская (скв. 55)	2651	2661	V <sub>2</sub>	Получен приток вод дебитом 3,4 м <sup>3</sup> /сут
Дубовогорская (скв. 4)	2200	2212	V <sub>2</sub>	Притока не получено



Площадь	Глубина, м		Пласт	Результаты
	от	до		
Боровицкая (скв. 601)	2450	2608	D <sub>3tm</sub> + V <sub>2</sub>	Притока не получено
Лызовская (скв. 50)	1876	1909	D <sub>3tm</sub> + V <sub>2</sub>	Приток газированной нефти в объеме 3,5 м <sup>3</sup> с водой
Очерская (скв. 14)	–	–	V <sub>2</sub>	Получена вода с пленкой нефти
Черновская (скв. 15)	–	–	V <sub>2</sub>	Получена вода с пленкой нефти
Батырбайская (скв. 7)	2302	2309	V <sub>2</sub>	Получен приток воды дебитом 6,9 м <sup>3</sup> /сут
Маркетовская (скв. 1)	2170	2175	V <sub>2</sub>	Получен приток воды дебитом 2,19 м <sup>3</sup> /сут
Бедряжская (скв. 204)	3036	3399	R	Притока не получено, алевролит со слабыми выпотами нефти
Гаринская (скв. 71)	3230	3153	R	Притока не получено, песчаник с выпотами черной вязкой нефти
Гаринская (скв. 72)	3247	3405	R	2,7 м <sup>3</sup> фильтрата бур. р-ра с пластовой водой, песчаник с редкими выпотами нефти
Соколовская (скв. 53)	2746	2775	R	Притока не получено

### Нефтегазоносность

*Нефтегазоматеринские породы.* Основной нефтегенерирующей толщей углеводородов в рифейском комплексе является калтасинская свита (R<sub>1</sub>). В процессе геологического развития территории Пермского края данные породы погружались на глубины, оптимальные для массового преобразования захороненного органического вещества в нефтяные углеводороды (отложения рифейского возраста характеризуются повышенным содержанием C<sub>орг</sub> – до 6,7 %).

Образовавшиеся в нефтематеринских породах углеводороды постепенно концентрировались в ловушках верхних горизонтов рифейского комплекса. Надежность покрышек, вероятно, привела к прорыву значительной массы углеводородов в нижние горизонты вендского комплекса. В краевых южных участках Пермского края, где толщина вендских отложений сокращается до минимума (менее 50–100 м), рифейская нефть могла проникать через участки ослабленной изоляции непосредственно в горизонты терригенного девона [10].

Вместе с тем рифейские отложения могут содержать легкие нефти и даже газоконденсаты и являются перспективным объектом развития ресурсной базы углеводородов в Пермском крае.

*Рифейский карбонатно-терригенный потенциальный НГК.* Комплекс регионально представлен карбонатной толщей калтасинской свиты и преимущественно терригенными отложениями прикамской свиты.

На территории региона промышленная нефтеносность комплекса не установлена, но нефтепроявления в диапазоне разреза от нижнерифейских до верхнерифейских отложений зафиксированы на всей территории Камско-Бельского авлакогена.

#### *Коллекторы:*

Анализ строения рифейских толщ на территории Пермского края свидетельствует о том, что на протяжении позднедокембрийской истории возникали условия, благоприятные для образования пород-коллекторов.

#### *Коллекторы нижнерифейского комплекса:*

В прикамское время шло накопление преимущественно песчано-алевритовых осадков с относительно небольшим количеством глинистых осадков, т.е. потенциальных коллекторов порового типа. Терригенные породы с достаточными хорошими коллекторскими свойствами развиты в прикамской подсерии и частично арланской подсвите калтасинской свиты. Значения пористости по керну

колеблются от 1,5 до 20 %, проницаемости – не превышают 0,1 мД.

Важным доказательством наличия песчаных пород-коллекторов является получение при испытании на приток минерализованной воды до 500 м<sup>3</sup>/сут в скв. 2005 Карачевской (Республика Башкортостан).

В карбонатных отложениях нижнерифейского возраста коллекторы представлены доломитами калтасинской свиты (саузовская и ашитская подсвиты), которые имеют по пористости более низкие характеристики, чем коллекторы терригенного типа, но обладают повышенной проницаемостью за счет развитой кавернозности и трещиноватости. Изучение пород в шлифах (скв. 41 Черновская, скв. 20 Ижевская Республики Удмуртии) показывает, что в доломитах нередко встречаются закрытые и открытые трещины, вторичные пустоты выщелачивания, развитые по трещинам. Имеющиеся единичные определения пористости доломитов дают очень низкие значения от 0,2 до 3,1 %, проницаемости от 1 до 100 мД.

Опробования карбонатных отложений калтасинской свиты на приток также единичны и в основном безрезультатные, только в скв. 1067 Шарканской (Республика Удмуртия) из одного интервала получен приток соленого раствора плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup>.

*Коллекторы среднерифейского комплекса:*

Терригенные отложения тукаевской (гожанской) свиты среднего рифея, представленные песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов, могут являться хорошими коллекторами. Накопление песчаных толщ на большей части территории их развития происходило в благоприятных для формирования коллекторов условиях прибрежного и морского мелководья с активным гидродинамическим режимом.

Песчаные коллекторы залегают в виде пластов толщиной 30–80 м, разделен-

ных плотными аргиллито-алевролитовыми породами. Эффективная пористость отдельных прослоев песчаников составляет 15–20 %, проницаемость 78–100 мД, иногда достигает 585 мД.

Обильные и незначительные нефтепроявления в тукаевской свите отмечались на Куединской, Аряжской, Таныпской, Асюльской, Батырбайской и Тартинской площадях Пермского края, на Орьбашской площади Башкортостана.

*Флюидоупоры:*

*Флюидоупоры нижнерифейского комплекса:*

В нижнерифейском комплексе флюидоупорами могут служить плотные, низкопористые и низкопроницаемые толщи алевролитов, аргиллитов и глинистых доломитов калтасинской свиты относительно небольшой мощности. В разрезе калтасинской свиты установлено наличие низкопористых (пористость менее 1 %) и практически непроницаемых (проницаемость менее 0,01 мД) карбонатных пород, которые при отсутствии эффективной трещиноватости могут оказаться нетипичными карбонатными покровками.

*Флюидоупоры среднерифейского комплекса:*

Региональной покровкой для тукаевских отложений могут служить плотные породы ольховской свиты, сложенные аргиллитами, глинистыми алевролитами с прослоями мергелей и глинистых доломитов.

*Вендский терригенный потенциальный НГК.* Зонами нефтегазонакопления в вендских отложениях служили валы древнего заложения: Очерский, Верещагинский и Краснокамский, расположенные на северном центриклинальном окончании Калтасинского авлакогена.

*Коллекторы:*

Отличительной особенностью распределения вендских нефтепроявлений является отсутствие их на площадях, удаленных от рифейских прогибов. Всего в отложениях вендского комплекса

выделено шесть проницаемых пластов  $V_I$ – $V_{VI}$ . Три песчаных пласта относятся к отложениям кыквинской свиты ( $V_{IV}$ – $V_{VI}$ ), которые развиты в северной части Верхнекамской впадины и выклиниваются в сторону северной вершины Татарского свода. К ним приурочены все известные в венде нефтепроявления и залежи нефти. Три слабопроницаемых пласта приурочены к верещагинской свите и сложены алевролитами ( $V_I$ – $V_{III}$ ). Нефтепроявлений в отложениях свиты не установлено.

*Пласт  $V_{VI}$*  представлен песчаниками разнородными неотсортированными, гравелитами и конгломератами. Состав обломочного материала зависит от пород, подстилающих пласт  $V_{VI}$ , это или породы кристаллического фундамента, или песчаники прикамской подсерии и арланской подсвиты, или доломиты арланской и саузовской подсвит. Наряду с грубозернистыми породами в пласте отмечаются глинисто-алевролитовые практически непроницаемые породы. По площади пласт может замещаться на глинисто-алевролитовые породы. Толщина пласта колеблется в пределах от 5 до 55 м. При испытании пласта в скв. 1018 Поломской получено нефти 0,03–0,05 м<sup>3</sup>/сут. Нефтепроявления в виде пропитки песчаников и алевролитов отмечены в скв. 646 Дебесской, скв. 510 и скв. 511 Кулигинских.

*Пласт  $V_V$*  отделяется от пласта  $V_{VI}$  глинисто-алевролитовой перемычкой разной мощности – от полного отсутствия до 70 м. Пласт наиболее широко распространен и хорошо выражен в центральной части Верхнекамской впадины, в Сарапульско-Красноуфимской седловине и в северной части Шкапово-Шиханской впадины. Пласт  $V_V$  является основным, к которому приурочено наибольшее количество нефте-, газо- и битумопроявления. Представлен в основном песчаниками, алевролитами с редкими прослоями аргиллитов, характеризующимися хорошими коллекторскими свойствами. Тол-

щина пласта составляет 5–30 м, пористость пород изменяется от 6,4 до 15,3 %, проницаемость от 0,02 до 43,4 мД.

*Пласт  $V_{IV}$*  выделен в основании мощной аргиллито-алевролитовой толщи и представлен полимиктовыми и полевошпатово-кварцевыми мелкозернистыми алевролитами, песчаными и глинистыми, и аргиллитами плотными сланцеватыми. Толщина пласта изменяется от 10 до 40 м, пористость – 4,4 %, проницаемость не превышает 0,1 мД.

Необходимо отметить, что пласты  $V_{IV}$ – $V_{VI}$  хорошо прослеживаются в разрезах наиболее полного развития бордулинской серии. Пласт  $V_{IV}$  имеет наименьшее развитие. Это связано с поднятием Северо-Татарского свода, в результате которого западная часть площади развития вендских отложений была выведена на земную поверхность. Толщина пласта на отдельных поднятиях достигает 56 м (Кулигинское – скв. 510). При испытании пласта  $V_{IV}$  в скв. 1060 Шарканской получен приток нефти дебитом 8 м<sup>3</sup>/сут. Залежи кыквинской свиты стоят на балансе и утверждены ЦКЗ на Шарканском и Тыловайском месторождениях.

*Пласт  $V_{III}$*  является базальным пластом и представлен тонким переслаиванием алевролитов и песчаников с подчиненными прослоями аргиллитов. Общая толщина пласта изменяется от 30 до 50 м, пористость песчаников достигает 11 %, проницаемость – 97,6 мД.

*Пласт  $V_{II}$*  является самым невыдержанным пластом и представлен песчаниками темно-серыми мелкозернистыми, полимиктовыми, неравномерно алевролитистыми и глинистыми, тонкими прослоями аргиллитов. Часто пласт  $V_{II}$  замещается плотными глинистыми алевролитами, не являющимися коллекторами. Толщина пласта 8–12 м. Определений пористости и проницаемости нет.

*Пласт  $V_I$*  представлен песчаниками с редкими прослойками алевролитов и аргиллитов. Толщина пласта изменяет-

ся от 4 до 25 м, пористость колеблется в пределах 20,1–21,4 %, проницаемость 5,1–20,4 мД.

#### *Флюидоупоры:*

В вендском комплексе на территории Пермского края в качестве покровов могут рассматриваться глинистые и алевролитоглинистые толщи, имеющие региональный или локальный характер распространения, толщиной от 30 до 75 м.

### **Заключение**

В ходе выполнения данной работы проведен комплексный анализ имеющихся геолого-геофизических материалов исследований верхнепротерозойской толщи Пермского края и сопредельных

территорий (результаты испытаний, нефтепроявления по керну и шламу и др.). Данный анализ позволяет отнести рифейский терригенно-карбонатный и вендский терригенный комплексы к потенциально нефтегазоносным.

В то же время необходимо ввести дальнейшие, более целенаправленные специальные сейсмические исследования в комплексе с бурением отдельных параметрических и разведочных скважин.

Решить вопрос промышленной значимости нефтегазоносности рифейско-вендских образований можно будет только в том случае, когда верхнедокембрийские толщи станут самостоятельным объектом геологоразведочных работ и глубокого научного изучения.

### **Список литературы**

1. Губина Е.А. Венд-нижнекембрийский карбонатный нефтегазоносный мегакомплекс. – СПб., 2011. – 314 с.
2. Золотов А.Н. Ранние этапы развития Сибирской и Восточно-Европейской платформ и нефтегазоносность рифейских, вендских и нижнепалеозойских отложений. – М., 2010. – 285 с.
3. Клевцова А.А. Основные этапы осадконакопления в рифее на Русской платформе (ранний и средний этапы). – М., 2009. – 158 с.
4. Ситчихин О.В. Строение и нефтегазоносность рифейских пород северо-востока Волго-Уральского бассейна. – Пермь, 2009. – 50 с.
5. Башкова С.Е. Комплексный анализ критериев и показателей нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. – Пермь, 2009. – 102 с.
6. Гайдукова Т.А. Нефтегазоносные провинции и области России. – М., 2006. – 462 с.
7. Перспективные направления поисков залежей нефти в додевонских отложениях пермского Прикамья / А.А. Клевцова, Г.М. Фролович, В.Н. Шверев, В.М. Мельниченко, Т.М. Тиунова; Всерос. науч.-исслед. геол. нефт. ин-т, ПермНИПИнефть. – Пермь, 2010. – 256 с.
8. Волож Ю.А., Хераскова Т.Н., Антипов М.П. Западное Приуралье: прогноз скоплений углеводородов в додевонских отложениях. – М., 2010. – 14 с.
9. Балашова М.М., Коблова В.М., Проборов В.М. О позднедокембрийском нефтегазообразовании на севере Урало-Поволжья. – Пермь, 2008. – 43 с.
10. Гатиятуллин Н.С. Геолого-тектонические условия нефтегазоносности восточной части Волго-Уральской антеклизы. – СПб., 2010. – 59 с.

### **References**

1. Gubina E.A. Vend-nizhekembriiskii karbonatnyi neftegazonosnyi megakompleks [Vendian-Lower Cambrian carbonate oil and gas megacomplex]. St.-Petersburg, 2011. 314 p.
2. Zolotov A.N. Rannie etapy razvitiia Sibirskoi i Vostochno-Evropeiskoi platform i neftegazonosnost' rifeiskikh, vendskikh i nizhnepaleozoiskikh otlozhenii [Early stages of development of the Siberian and East European platforms and oil and gas rifeiskikh, vendskikh and nizhnepaleozoiskikh deposits]. Moscow, 2010. 285 p.
3. Klevtsova A.A. Osnovnye etapy osadkonakopleniia v rifee na Russkoi platforme (rannii i srednii etapy) [Main stages of sedimentation in the Riphean on the Russian platform (early and middle stages)]. Moscow, 2009. 158 p.
4. Sitchikhin O.V. Stroenie i neftegazonosnost' rifeiskikh porod severo-vostoka Volgo-Ural'skogo basseina [Structure and petroleum potential of the Riphean rocks of the north-east of the Volga-Ural Basin]. Perm, 2009. 50 p.

5. Bashkova S.E. Kompleksnyi analiz kriteriev i pokazatelei neftegazonosnosti rifei-vendских otlozhenii Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii [Comprehensive analysis of the criteria and indicators for oil and gas potential of the Riphean-Vendian Volga-Ural oil and gas province]. Perm, 2009. 102 p.

6. Gaidukova T.A. Neftegazonosnye provintsii i oblasti Rossii [Oil and gas provinces and oblast of Russia]. Moscow, 2006. 462 p.

7. Klevtsova A.A., Frolovich G.M., Shvrev V.N., Mel'nichenko B.M., Tiunova T.M. Perspektivnye napravleniia poiskov zalezhei nefi v dodevonskikh otlozheniakh permskogo Prikam'ia [Promising directions searches of deposits of oil in the pre-Devonian sediments of Perm Prikam'ie]. Perm: Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii geologicheskii neftianoi institut, Permskii nauchno-issledovatel'skii i proektnyi institut nefi, 2010. 256 p.

8. Volozh Iu.A., Kheraskova T.N., Antipov M.P. Zapadnoe Priural'e: prognoz skoplenii uglevodородov v dodevonskikh otlozheniakh [prediction accumulations of hydrocarbons in pre-Devonian sediments]. Moscow, 2010. 14 p.

9. Balashova M.M., Koblova V.M., Proborov V.M. O pozdnedokembriiskom neftegazoobrazovanii na severe Uralo-Povolzh'ia. [About Late Precambrian oil and gas formation in the north of the Ural-Volga region]. Perm, 2008. 14 p.

10. Gatiyatullin N.S. Geologo-tektonicheskie usloviia neftegazonosnosti vostochnoi chasti Volgo-Ural'skoi anteklizy [Geological and tectonic conditions oil and gas bearing eastern part of the Volga-Ural antecline]. St.-Petersburg, 2010. 59 p.

#### Об авторе

**Никитина Марина Васильевна** (Пермь, Россия) – ведущий геолог отдела геолого-разведочных работ управления геологии ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614990, г. Пермь, ул. Ленина, 62; e-mail: marina.vas.nikitina@lp.lukoil.com).

#### About the author

**Marina V. Nikitina** (Perm, Russian Federation) – leading geologist of geological exploration department of JSC “LUKOIL-PERM” (614990, Perm, Lenina st., 62; e-mail: marina.vas.nikitina@lp.lukoil.com).

Получено 05.02.2014