

# Уточнение структуры визейского продуктивного резервуара Вуктыльского автохтона Верхнепечорской впадины

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10041

**Е.А. Сафарова**

аспирант

safarovaelisaveta@gmail.com

ИПНГ РАН, Москва, Россия

**С глубокопогруженными отложениями Вуктыльского автохтона в районе развития Вуктыльского надвига связаны значительные перспективы нефтегазоносности. Наименее изученным является визейский терригенный продуктивный резервуар нижне-средневизейского нефтегазового комплекса. Проведена детальная корреляция изучаемых отложений. Выделено от 3 до 6 песчаных пластов в толще глинистых пород в зависимости от местоположения скважин. Отмечена изменчивая мощность отложений. Показано наличие повторяющихся песчаных образований барового генезиса, что можно рассматривать как результат неустойчивого развития территории, последовательной смены регрессий и трансгрессий на фоне преобладания трансгрессивного развития.**

## Материалы и методы

Материалы: геологические карты, данные геологической изученности, стратиграфии, тектоники, нефтегазоносности Верхнепечорской впадины.

Методы: построение геологического профиля и моделирование барового резервуара визейских песчаников.

## Ключевые слова

перспективный нефтегазоносный комплекс, визейский резервуар, фации, баровый генезис, структура, литологически ограниченные ловушки, тектонически экранированные ловушки, поисково-разведочные работы

Доказанная нефтегазоносность больших площадей в складчатом Предуралье и интерпретация данных, характеризующих их строение, позволяют предполагать в этом районе открытие новых залежей нефти и газа. Здесь в 1964 году в пермо-карбонных отложениях Вуктыльского надвига открыта уникальная по запасам конденсатного газа залежь. В настоящее время Вуктыльское НКГМ находится на поздней стадии разработки. Крупных открытий в этом районе с тех пор не наблюдалось. Поддержание ресурсной базы в районе с развитой инфраструктурой требует активизировать поиски скоплений углеводородов в малоизученных глубокопогруженных отложениях автохтона района развития Вуктыльского надвига [1–5].

Вуктыльский автохтон, расположенный под Вуктыльским надвигом, осложняет восточный борт Верхнепечорской впадины, выделяемой в составе Предуральского краевого прогиба и простирающейся в смежную краевую часть Тимано-Печорской плиты. Верхнепечорская впадина распространена в субмеридиональном направлении на расстояние свыше 400 км при ширине около 50 км (до 80 км к северу) [2, 6].

В соответствии со схемой нефтегазогеологического районирования Верхнепечорская впадина приурочена к Вуктыльскому, Курьинско-Патраковскому, Верхнепечорскому нефтегазоносному району Северо-Предуральской нефтегазоносной области.

Исследуемый интервал — визейский терригенный комплекс нижне-средневизейского нефтегазового комплекса (далее — НКГ), с которым связаны значительные перспективы нефтегазоносности.

Впервые из визейских песчаников был получен приток нефти с минерализованной водой по п.у.  $Q_{ж}=36,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , из них  $18,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$  — нефть,  $18,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$  — минерализованная вода, при испытании косьвинских, радаевских и бобриковских отложений в скв. Вуктыльская-59 в 1981 году. В 1982 г. притоки нефти получены в скв. Вуктыльская-51. В 1988 году в процессе бурения скв. Вуктыльская-58 при испытании интервалов 4573–4584 м и 4519–4548 м получен приток газоконденсатной смеси дебитом 0,5 тыс.  $\text{м}^3/\text{сут.}$  [4]. Нефтегазоносность визейского терригенного НКГ подтверждается результатами бурения и испытания также на соседних структурах. Например, на Восточно-Козланюрской структуре в автохтоне выявлена пластовая, сводовая, тектонически экранированная залежь нефти. На Нижневуктыльском участке Вуктыльского месторождения (северный купол) — залежь нефти пластовая, сводовая. В аллохтоне южного купола Вуктыльского месторождения в терригенных визейских отложениях открыта сводовая пластовая газоконденсатная залежь.

Препятствием к продолжению исследований стал ряд факторов, как значительные

глубины (более 4000 м) и невысокие фильтрационно-емкостные свойства (далее — ФЕС) песчаных коллекторов.

Визейские терригенные отложения залегают со стратиграфическим несогласием на верхнетурнейских карбонатно-глинистых породах (рис. 1).

Визейский ярус  $C_1v$  включает кожжимский (преимущественно, терригенный) и окский (карбонатный) надгоризонты [7].

Кожжимский надгоризонт  $C_1kz$  включает радаевский и бобриковский горизонты. В основании залегают тонкопереслаивающиеся алевролиты известковистые, аргиллиты и известняки алевролитистые, переходящие выше в чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов. Отмечаются редкие прослои известняков и доломитов микрозернистых, глинистых с органогенным детритом. В верхней части нижневизейский подъярус представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Песчаники белые и светло-серые, кварцевые, разнозернистые, тонко- и неяснослоистые за счет черного углистого материала, пиритизированные, с обугленными растительными остатками. Алевролиты светло-серые, серые, в разной степени глинистые. Аргиллиты темно-серые и черные, участками алевролитистые, углистые, с большим количеством обугленных растительных остатков и мало мощными прослоями углей.

Окский надгоризонт  $C_1ok$  включает тульский, алексинский, михайловский и веневский горизонты. К терригенной части относится только нижнетульский подгоризонт. Все вышележащие отложения представлены карбонатными и карбонатно-глинистыми породами, играющими важную роль флюидоупора для залежей углеводородов в нижележащих песчаниках. Карбонатно-глинистые отложения согласно перекрывают терригенные. В их основании выделяется выдержанный и литологически обособленный известняковый пласт, в подошве которого наблюдаются черные аргиллиты, алевролиты и мергели мощностью до 12–16 м.

Этот пласт служит надежным геофизическим репером. Выше расположена толща переслаивания пестроцветных (вишневого, зеленого, серого, темно-серого и желтоватого цвета) алевролитов, аргиллитов, известняков, доломитов, с редкими прослойками песчаников. Завершают разрез известняки и доломиты с некоторым преобладанием первых. Мощность карбонатно-глинистой толщи изменяется от 159 до 197 м (скв. Северо-Вуктыльская-208, Вуктыльская-226). Существуют представления, что визейский продуктивный резервуар Вуктыльского автохтона представляет собой одну из пластовых залежей, разделенных глинистыми флюидоупорами [8]. Отмечено, что структура залежей Вуктыльского автохтона требует дополнительного изучения (рис. 2).

Визейские отложения Вуктыльского автохтона вскрыты 20 скважинами, в том числе в полном объеме — 19 скважинами. Для определения распространения изучаемых отложений выполнены структурные построения на основе сейсмических данных по отражающим горизонтам, полученные З.А. Блискун и Н.В. Коршуновой, а также результатов геофизических исследований скважин (далее — ГИС) по всем рассматриваемым скважинам. Для выявления фациальных особенностей разреза изучены данные ГИС и керны, сделаны палеопостроения [2]. На рисунке 3 показана площадь распространения визейских отложений [8, 9].

На фрагмент схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования нанесены меридиональный и три широтных профиля (рис. 3). За основу меридионального профиля I – I взяты данные Т.В. Антоновской [3]. Широтные профили II – II и III – III построены согласно данным Панкратовой Е.И., Юнусовой Л.В., Богданова Б.П. [9] и Кузнецовой Е.А., Карасевой Т.В. [4] соответственно. Широтный профиль IV – IV построен автором с целью уточнения структуры изучаемых отложений.

При детальной корреляции данных ГИС терригенных визейских отложений выделено от 3 до 6 песчаных пластов в толще глинистых пород в зависимости от местоположения скважин (см. рис. 1).

Пласт  $V_1$  представлен двумя фациями: фацией лагун и заливов — глинисто-алевроитовыми породами с линзовидно-слоистой и гнездовой текстурой на Северо-Вуктыльской площади (скв. Северо-Вуктыльская-212, Северо-Вуктыльская-208) и фацией волнений прибрежной части моря — песчаные и алевроитовые толщи в центральной зоне месторождения (скв. Вуктыльская-224, Вуктыльская-225, Вуктыльская-226).

Пласт  $V_2$  также имеет свои особенности строения в разных частях месторождения. В

скв. Северо-Вуктыльская-212 он представлен песчаником крупно-среднезернистым мономиктовым кварцевым. Выше по разрезу песчаники замещаются глинистыми породами с псаммоалевропелитовой структурой. Эти отложения можно отнести к фации зоны волнений прибрежной части моря и при мощности более 2–5 м они могут представлять собой коллектор. В скв. Вуктыльская-225 в основании пласта  $V_2$  залегают средне-мелкозернистые песчаники (~1 м), мономиктовые кварцевые с примесью акцессорных минералов, которые могут быть отнесены к фации разрывных течений. Выше по разрезу песчаники переходят в алевролиты, обогащенные растительным детритом. Пористость пласта в данном разрезе низкая, песчаники малой мощности и сильно окварцованы, они не могут служить коллектором.

В формировании пласта  $V_3$  принимали участие отложения трех фациальных зон. В самой западной скв. Вуктыльская-226 выделяется алевропесчаный пласт, мощность которого достигает 10 м. Накопление алевролитов с прослоями углей и углистых аргиллитов происходило в условиях забаровой лагуны, а формирование песчаников связано с фациями разрывных течений. В скв. Вуктыльская-225 наблюдается постепенный переход от алевролитов кровли и подошвы пласта к мелко- и среднезернистым песчаникам его центральной части, а в скв. Вуктыльская-58 пласт практически полностью сложен песчаниками фации подводных валов и является хорошим коллектором. Площадное распространение пласта  $V_3$  неравномерное: он хорошо прослеживается в субмеридиональном направлении (аналогичное строение пласта  $V_3$  в скв. Северо-Вуктыльская-212) и значительно хуже выдержан в субширотном направлении.

Пласт  $V_4$  представлен глинисто-алевроитовыми породами с прослоями бурого угля (30

см) в скв. Вуктыльская-225 (инт. 4461-4454) и песчаными в скв. 212, что отражает фациальные особенности пласта. На участке скв. Вуктыльская-226 и Вуктыльская-225 пласт  $V_4$  представлен отложениями фации забаровой лагуны и тыловой части подводного вала, тело которого, вероятно, смещено к востоку (скв. Вуктыльская-58). Можно сделать вывод, что пласт  $V_4$  в пределах Сев. Вуктыльской площади имеет строение аналогичное пласту  $V_3$ .

Подробное изучение разреза центральной части Вуктыльской площади (рис. 4) показало наличие повторяющихся песчаных образований, что дало возможность интерпретировать разрез в целом как регрессивный бар. При испытании скважин в песчаном пласте В3 скв. Вуктыльская-225 (инт. 4514–4487 м) был получен приток легкой нефти ( $d=0,79 \text{ г/см}^3$ ), что позволило промысловым геологам считать продуктивным этот пласт на значительные расстояния в пределах Верхнепечорской впадины. Последующее разведочное бурение выявило резко выклинивание продуктивных песчаных пластов в западном направлении, т.е. в сторону палеосуши.

Именно эти данные позволяют уверенно говорить о формировании в ранневизейское время на рассматриваемой территории вдольбереговых баров и баровых островов. Полученные отрицательные результаты опробования показали, что песчаные пласты разрезов Вуктыльской и Западно-Вуктыльской площадей имеют различный генезис и их нельзя коррелировать как единое тело. С использованием по промысловым и данным ГИС на основе фациального анализа проведено уточнение структуры продуктивного резервуара визейских отложений.

Построение геологического разреза по профилю IV-IV (см. рис. 4) проводилось путем последовательного создания слоев изображения, включающих данные по скважинам,

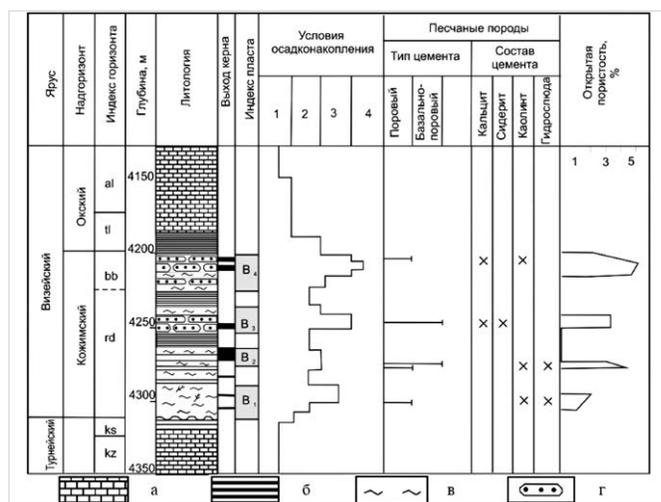


Рис. 1 — Литолого-фациальный разрез и характеристики ФЭС перспективных визейских отложений Вуктыльского автохтона. Условия осадконакопления: 1 — открытое море, 2 — прибрежно-морское мелководье, 3 — прибрежно-морская равнина, 4 — аллювиально-дельтовая равнина. Типы пород: а — известняк; б — аргиллит; в — алевролит; г — песчаник. Горизонты: al — алексинский; tl — тульский; bb — бобриковский; rd — радаевский; ks — косвинский; kz — кизеловский

Fig. 1 — The litho-facies section and characteristics of the reservoir properties of the perspective Visean deposits of the Vuktyl autochthon. Sedimentation conditions: 1 — open sea, 2 — coastal—sea shallow water, 3 — coastal—sea plain, 4 — alluvial-delta plain. Types of rocks: a — limestone; b — mudstone; bb — bobrikovsky; rd — radaevsky; ks — kosvinsky; kz — kizelovsky

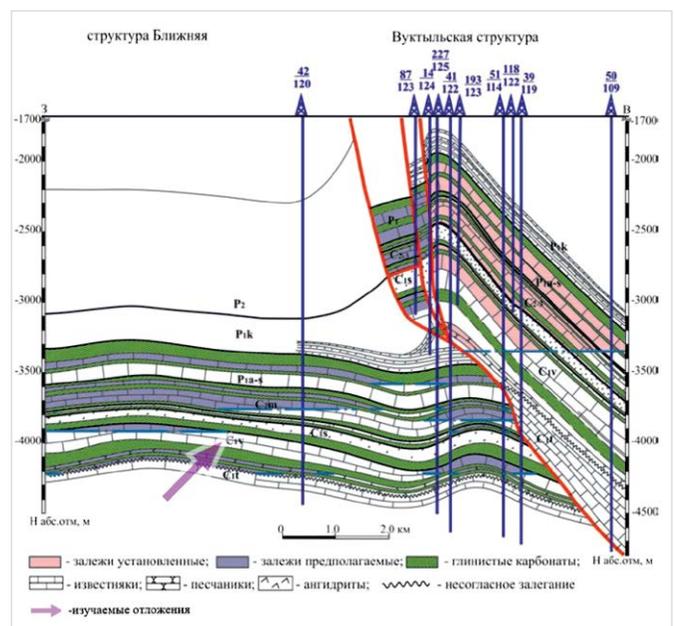


Рис. 2 — Геологический разрез с системой пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского месторождения (Панкратова Е.И., Юнусова Л.В., Богданов Б.П.)  
Figure 2 — Geological section with a system of reservoir deposits in the allochthon and autochthon of the Vuktyl field (Pankratova E.I., lunusova L.V., Bogdanov B.P.)

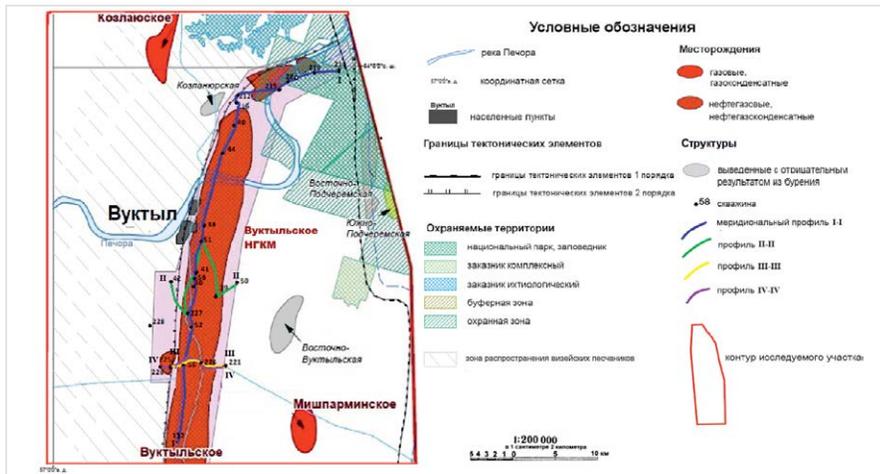


Рис. 3 — Фрагмент схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования  
Fig. 3 — Fragment of the tectonic and oil and gas geological zoning scheme

основу геологического разреза, вертикальные и горизонтальные масштабы, абсолютные отметки, подписи слоев, границы отложений, условные обозначения.

Для барового генезиса пластов  $V_3$ - $V_4$  характерными особенностями являются утонение обломочного материала в кровле и подошве пласта, а также присутствие в них пологоволнисто-слоистых текстур с элементами биотурбации [10]. Центральная часть пластов включает в свой состав в основном хорошо отмывые крупно- и среднезернистые песчаники, имеющие косослоистую текстуру. Изменение зернистости песчаников обусловлено перемещением гребня бара, происходившего вслед за отступающим морем, и, таким образом, зона накопления грубозернистых осадков перекрывала образовавшиеся ранее более тонкозернистые осадки.

Полученный профиль можно назвать седиментационной моделью регрессивного бара, в которой отражено увеличение динамической активности среды осадконакопления, что проявляется в улучшении сортировки материала и развитии карбонатно-глинистого цемента в периферийных частях пласта.

Образовавшийся подводный вал временно прекращал свой рост, частично разрушался и деформировался, и вновь формировался с изменением волнового режима. Следовательно, к одной морфологически закрепленной форме нельзя относить имеющийся ископаемый слой, сложенный породами фации вдоль береговых баров и достигающий мощности 10–15 м. Это результат длительной аккумуляции подобных форм на побережье. Угольные пласты, перекрывающие баровые отложения, являются индикатором времени максимального развития регрессии. Песчаные тела надежно захоронены последующей трансгрессией. Можно сделать вывод, что формирование серии пластов барового генезиса есть результат неустойчивого развития территории, последовательной смены регрессий и трансгрессий на фоне преобладания трансгрессивного развития.

Максимальные значения открытой пористости в песчаниках вдоль береговых баров в центральной части пласта достигают 9%. Увеличение содержания в песчаниках глинистого (иллит-каолинитового) цемента привели к резкому снижению емкостного пространства

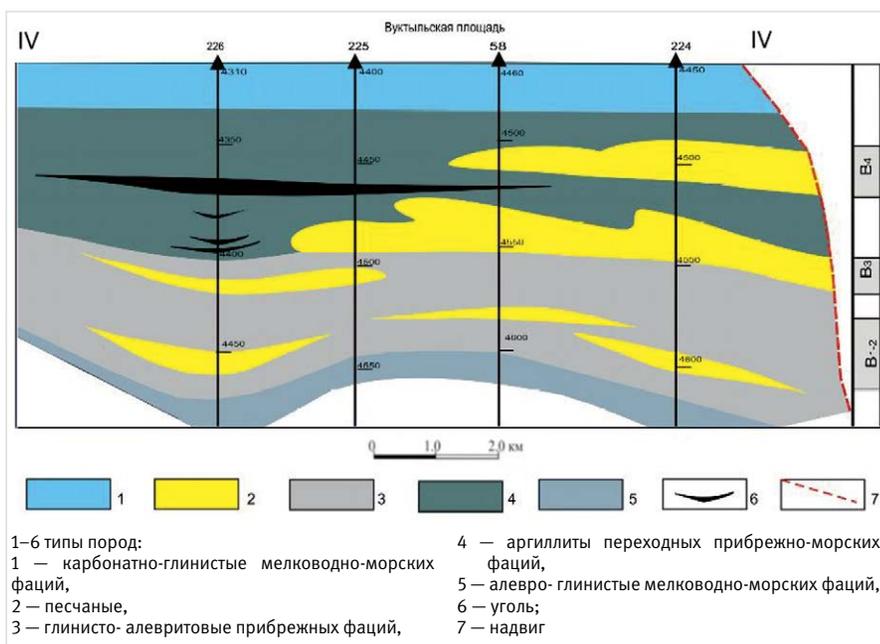


Рис. 4 — Модель барового резервуара для песчаников Вуктыльского автохтона (Сафарова Е.А.)  
Fig. 4 — Model of a bar reservoir for sandstones of the Vuktyl autochthon (Safarova E.A.)

пород. Открытая пористость глинистых песчаников и алевролитов не превышает 2,5–3%. При уплотнении пород и их вторичных изменениях наиболее глинистые разности становятся очень плотными и хрупкими, в отдельных пластах появляются трещиноватость и тонкоплитчатая отдельность, что приводит к увеличению проницаемости пород. В кровле и подошве пласта развиты редкие, но более крупные поры вторичного генезиса (поры растворения), а в центральной части – многочисленные реликтовые межзерновые поры мелких размеров [10].

В результате уточнения структуры изучаемых отложений песчаные пластины определены как литологически ограниченные и тектонически экранированные с востока надвигом ловушки, в которых коллекторами являются бобриковские и нижнетульские песчаники.

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).

#### Итоги

Выполнены палеопостроения для выявления фациальных особенностей разреза по данным ГИС и керн с целью выяснения перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных отложений.

#### Выводы

В результате уточнения структуры песчаные пластины визейского резервуара определены как литологически ограниченные и тектонически экранированные с востока надвигом ловушки, в которых коллекторами являются бобриковские и нижнетульские песчаники. Новый уровень понимания структуры нефтегазоперспективных комплексов может стать основой нового цикла поисково-разведочных работ и наращивания ресурсной базы.

#### Литература

1. Антоновская Т.В. Проблема нефтегазоносности поднадвиговых отложений Вуктыльского НГМК // Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в Северо-Западном регионе России. - Науч.-техн. сб. - Ч. 1. Геология, геофизика и бурение. - Ухта: Филиал ООО «ВНИИГАЗ» - «Севернипгаз». - 2005. - С. 68-79.
2. Прищепа О.М., Богацкий В.И. Перспективы малоизученных районов и неоцененных горизонтов Тимано-Печорской провинции как результат уточнения схемы тектонического районирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2012. - № 2. - С. 4-12
3. Антоновская Т.В. Этапы, условия и закономерности формирования неантиклинальных ловушек в среднедевонских-турнейских отложениях юго-востока Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Литосфера. - 2014. - №3. - С. 125-131.
4. Кузнецова Е.А., Карасева Т.В. Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности в районе вуктыльского надвига // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и

- горное дело. – 2017. – Т.16, №4. – С.313–320. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.2
5. Данилов В.Н., Кочкина Ю.В. К вопросу о формировании Вуктыльского НГКМ // Научно-технический сборник. Вести газовой науки. 2018. №3(35). С. 144-156.
6. Белонин М.Д., Прищепа О.М., Теплов Е.Л. и др. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения/ СПб, Недра, 2004 – 396 стр.
7. A geologic time scale 2004 / Gradstein F M, Ogg J G, Smith A G, Agter-berg F P, Bleeker W,

- Cooper R A, Davydov V, Gibbard P, Hinnov L, House M R, et al./ 2004. Columbia University Press, New York.
8. Панкратова Е.И., Богданов Б.П. Геологические предпосылки выявления пластовых залежей в отложениях нижней перми-карбона автохтона Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015.- Т.10.- №3.- [http://www.ngtp.ru/rub/4/30\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2015.pdf)
9. Панкратова Е.И., Юнусова Л.В., Богданов Б.П. Комплексный анализ

- геолого-геофизических данных и параметров разработки для обоснования системы пластовых залежей в аллохтоне и автохтоне Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Георесурсы. – 2016.Т.18. №2. С.87-93. DOI:10.18599/grs/18.2.2
10. Рябинкина Н.Н. Генезис визейских песчаных резервуаров Вуктыльской площади // Геология и ресурсы горючих полезных ископаемых Европейского Севера СССР. - Тр. ИГ Коми НЦ УрО РАН. - Сыктывкар. - 1989. - Вып. 69. - С. 25-33.

ENGLISH

GEOLOGY

UDC 550.8.013

## Refinement of the structure of productive viséan reservoir of Vuktyl autochthone of the Upper pechora depression

### Authors

E.A. Safarova — graduate student; [safarovaelisaveta@gmail.com](mailto:safarovaelisaveta@gmail.com)

OGRI RAS, Moscow, Russian Federation

### Abstract

Significant oil and gas potential are associated with deep-seated sediments of the Vuktyl autochthone in the area of development of the Vuktyl thrust. The least studied is the Viséan terrigenous productive reservoir of the Lower-Middle-Viséan oil and gas complex. Conducted a detailed correlation of the studied sediments. From 3 to 6 sandy layers in the thickness of clay rocks are allocated, depending on the location of the wells. Variable sediment thickness is noted. The presence of repetitive sand formations of bar genesis is shown, which can be considered as a result of unstable development of the territory, successive changes of regressions and transgressions against the background

of the predominance of transgressive development.

### Materials and methods

Materials: the geological map, the data of geological studies, stratigraphy, tectonics and petroleum potential of the Verkhnepechorsky depression.

Methods: construction of geological profile and modeling of steam reservoir of the viséan sandstone

### Keywords

promising oil and gas complex, viséan reservoir, facies, bar genesis, structure, lithologically limited traps, tectonically screened traps, exploration

### Results

Paleostructures were carried out to identify facies features of the section according to GIS and core data in order to clarify the prospects of oil and gas potential of deep-loaded sediments.

### Conclusions

As a result of the refinement of the structure, the sandy layers of the Viséan reservoir are defined as lithologically limited and tectonically screened from the east by an overthrust trap in which the reservoirs are the Bobrikov and the Lower-tulsky sandstones. A new level of understanding of the structure of oil and gas complexes can become the basis of a new cycle of exploration and resource base.

### References

- Antonovskaya T.V. *Problema neftegazonosti podnadvigovykh otlozheniy Vuktyl'skogo NGKM* [The problem of oil and gas potential of the sub-thrust deposits of the vuktylsky NGKM] // Scientific challenges and prospects of the oil and gas industry in the North-West region of Russia. - Scientific- technical collection. - Part 1. Geology, geophysics and drilling. -Ukhta: Branch OOO «VNIIGAZ»-«Severnipigaz». - 2005. – pp. 68-79.
- Prishchepa O. M., Bogatsky V. I. *Perspektivy maloizuchennykh rajonov i neocenennykh gorizontov Timano-Pechorskoj provincii kak rezul'tat utochneniya skhemy tektonicheskogo rajonirovaniya* [Prospects of little-studied areas and invaluable horizons of the Timan-Pechora province as a result of refining the scheme of tectonic zoning] // Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. - 2012. - issue 2. - pp. 4-12
- Antonovskaya T. V. *Etapy, usloviya i zakonomernosti formirovaniya neantiklinal'nyh lovushek v srednedevonskih-turnejskih otlozheniyah yugo-vostoka Timano-Pechorskoj neftegazonosnoj provincii* [Stages, conditions and regularities of formation of non-anticline traps in the middle Devonian-tournaisian sediments of the South-East of the Timan-Pechora oil and gas province] // Lithosphere. – 2014. – issue 3. – pp. 125-131.
- Kuznetsova E.A., Karaseva T.V. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya i formirovaniya neftegazonosnosti v rajone vuktyl'skogo nadviga* [Features of geological structure and formation of oil & gas deposits in the Vuktyl thrust fault region] // Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2017, vol.16, issue.4, pp.313–320. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.2
- Danilov, V.N., Yu.V. Kochkina *K voprosu o formirovanii Vuktyl'skogo NGKM* [To generation of Vuktyl oil-gas-condensate field] // Scientific- technical collection. News of gas science. 2018. Issue 3(35). pp. 144-156.
- Belonin M.D., Prishchepa O.M., Teplov E.L. and others. *Timano-Pechorskaya provinciya: geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya* [The Timan-Pechora province: the geological structure, petroleum potential and prospects of development] // St. Petersburg, Nedra, 2004 – P. 396
- A geologic time scale 2004 / Gradstein F M, Ogg J G, Smith A G, Agter-berg F P, Bleeker W, Cooper R A, Davydov V, Gibbard P, Hinnov L, House M R, et al./ 2004. Columbia University Press, New York.
- Pankratova E.I., Bogdanov B.P. *Geologicheskie predposylki vyvavleniya plastovykh zalezhej v otlozheniyah nizhnej permi-karbona avtohtona Vuktyl'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Geological prerequisites for the identification of reservoir deposits in the sediments of the lower Permian-carbon autochthon of the Vuktylskoye oil and gas condensate field] // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2015.- Vol. 10.- issue 3.- [http://www.ngtp.ru/rub/4/30\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2015.pdf)
- Pankratova E.I., lunusova L.V., Bogdanov B.P. *Kompleksnyj analiz geologo-geofizicheskikh dannyh i parametrov razrabotki dlya obosnovaniya sistemy plastovykh zalezhej v allohtone i avtohtone Vuktyl'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Comprehensive analysis of geological-geophysical data and development parameters to justify system of bedded deposits in allochthon and autochthon of vuktyl oil and gas condensate field] // Georesursy, 2016, vol.18,issue 2, pp.87-93. DOI:10.18599/grs/18.2.2
- Ryabinkina N.N. *Genezis vizejskih peschanykh rezervuarov Vuktyl'skoj ploschadi* [The Genesis of the viséan Sandstone reservoirs the Vuktylskaya area] // Geology and resources of fossil fuels in the European North of the USSR. - Tr. IG Komi NTS Uro ran. - Syktyvkar. - 1989. - Issue. 69. - pp. 25-33.