

УДК 553.98.041(470.1)

## Геология и нефтегазоносность глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины

**Е.А. Кузнецова**Пермский государственный национальный исследовательский университет  
614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: regional.PSU@yandex.ru*(Статья поступила в редакцию 29 ноября 2019г.)*

Статья посвящена оценке перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины Предуральяского прогиба. Данные толщи неравномерно и слабо изучены, а перспективы их нефтегазоносности не определены. Приведена краткая характеристика геологического строения (стратиграфии и литологии), фильтрационно-емкостных и геохимических свойств глубокопогруженных горизонтов, а также рассмотрены результаты 1 и 2D бассейнового моделирования. В результате показано, что на больших глубинах развиты нефтегазоматеринские породы от очень бедных до очень богатых, но преобладают очень бедные и бедные. Плотность содержания органического вещества позволяет выделить в них глубинные нефтегазоматеринские свиты. В глубоких недрах возможно выделение коллекторов, а также региональных и зональных покрышек. По результатам бассейнового моделирования можно заключить, что на больших глубинах происходили процессы генерации газов и газоконденсатов, которые могли обеспечить формирование залежей как в глубоких толщах, так и в вышележащих горизонтах. Генерация газообразных углеводородов происходила в благоприятное для формирования залежей время.

Ключевые слова: *Верхнепечорская впадина, бассейновое моделирование, глубокопогруженные отложения, нефтегазоносность, катагенез, коллекторские свойства, геохимические свойства.*

DOI: 10.17072/psu.geol.19.2.175

### Введение

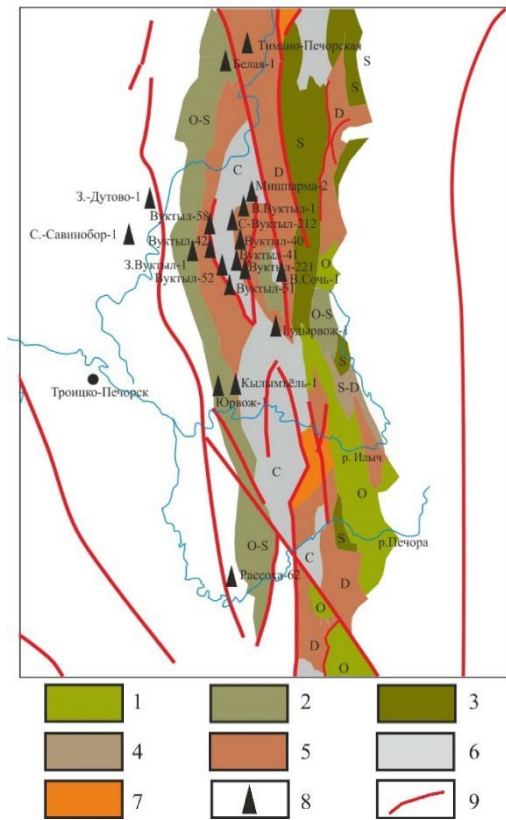
Со второй половины XX в. во многих нефтегазоносных провинциях мира активно развивается глубокое бурение. Глубокими принято называть толщи, вскрытые одноименными скважинами на глубине более 4500 м. На территории России исследование таких горизонтов недр также ведется с 60-х гг. прошлого века, однако глубокопогруженные отложения изучены плохо. Поиски нефти и газа на больших глубинах актуальны в регионах, где установлена большая мощность осадочного чехла. В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции глубокопогруженные отложения развиты на востоке, выполняют в первую очередь Предуральский прогиб, протягиваясь рукавами на северо-запад в районе Печоро-Колвинского авлакогена, Варандей-Адзвинской структурной зоны и Коротайхинской впадины (Беляева и др., 2012). В данных районах пробурен ряд глубоких скважин, установлены нефтегазопроявления и притоки газа на глубинах более 5 км, но месторождений нефти и газа не выявлено.

Наиболее изучена глубоким бурением территория Верхнепечорской впадины, где пробурено более 30 скважин ниже 4 км, 13 из них ниже 5,5 км (рис. 1), при этом большинство скважин имеют категорию поисковых (Беляева и др., 2012).

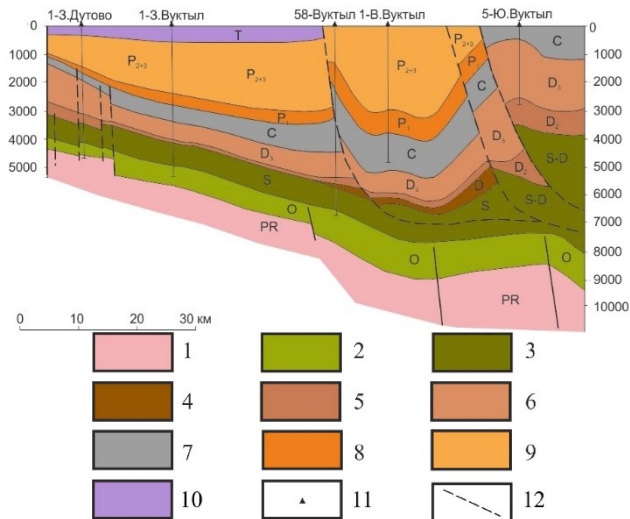
В геологическом строении впадины (рис. 2) наблюдается четкая асимметрия с выделением двух зон (западной и восточной) с различной толщиной осадочного чехла. Кровля фундамента в приосевой части залегает на глубине 9 км. Максимальная мощность осадочного чехла (до 11 км и более) наблюдается в зонах развития надвигов.

Большинство скважин, вскрывших глубокие отложения, приурочено к Вуктыльской тектонической пластине: Вуктыльская-58 (самая глубокая, имеет забой 7026 м), Вуктыльская-40 (5876 м), Вуктыльская-41 (5508 м), Вуктыльская-42 (6410 м), Вуктыльская-51 (5666 м), Вуктыльская-52 (5907 м), Вуктыльская-221 (5755 м), Мишпарминская-2 (5700 м), Северо-Вуктыльская-212 (5700 м), Восточно-Вуктыльская-1. Кроме того, глубокие горизонты вскрыли скв.

Гудырвож-1 (5520 м), приуроченная к Са-  
рью-



**Рис. 1.** Схематическая геологическая карта Верхнепечорской впадины по срезу –5 км (по Беляевой и др., 2012, с дополнениями): 1 – ордовик; 2 – нерасчлененные ордовик и силур; 3 – силур; 4 – нерасчлененные силур и девон; 5 – девон; 6 – карбон; 7 – пермь; 8 – скважина; 9 – тектонические нарушения



**Рис. 2.** Схематический геологический разрез Верхнепечорской впадины: 1 – протерозой; 2 – ордовик; 3 – силур (нерасчлененные силур и девон); 4 – нижний девон; 5 – средний девон; 6 – верхний девон; 7 – карбон; 8 – нижняя пермь;

9 – средняя и верхняя пермь; 10 – триас, 11 – скважины, 12 – тектонические нарушения динской зоне поднятий, Западно-Вуктыльская-1 (5605 м) и Кылымъельская-1 (5502 м) в центральной части, а также Белая-1 (5264 м) на севере Печоро-Илычской моноклинали Верхнепечорской впадины.

На больших глубинах в различном объеме вскрыты следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): ордовикско-нижнедевонский, среднедевонско-нижнефранский, доманиково-турнейский, ниже-средневизейский и в меньшей степени – верхневизейско-нижнепермский. Ниже рассмотрены перечисленные НГК, за исключением последнего.

**Стратиграфия и литология глубокопогруженных отложений**

В стратиграфическом отношении к глубокопогруженным отложениям относятся ордовикская, силурийская и девонская системы, а в районе Вуктыльского надвига в некоторых скважинах – даже каменноугольная система до башкирского яруса включительно. Здесь на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении в средне- и верхнедевонских отложениях на глубине 5604–5652 м обнаружена самая глубокая в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции залежь газоконденсата.

Нижнеордовикские отложения, вскрытые только скв. Западно-Вуктыльская-1 и скв. Рассоха-62, представлены песчаниками с частыми тонкими прослойками аргиллитов, гравелитов и ангидрита.

Средний и верхний отделы ордовикской системы имеют гораздо большее распространение и вскрыты в разных частях Верхнепечорской впадины скв. Западное Дутово-1, Прилуки-1, Рассоха-62 и Западно-Вуктыльская-1. В основании среднеордовикских отложений обнаружены песчаники с прослоями аргиллитов, выше развиты доломиты, также с прослоями аргиллитов и кварцитов, гнездами ангидрита. В средней части отдела доломиты переслаиваются с мергелями и известняками, которые выше сменяются глинистыми известняками.

Верхнеордовикские отложения в нижней половине сложены известняками и доломитизированными мергелями, выше развиты

только доломитизированные мергели, часто сульфатизированные.

Силурийские отложения были вскрыты полностью скв. Вуктыльская-58 и Западно-Вуктыльская-1, частично скв. Вуктыльская-42, Белая-1 и скв. Патраковка-2, 3, 12. Толща сложена в основном глинистыми доломитами, верхнюю треть разреза слагают известняки в разной степени глинистые с прослоями мергелей, доломитизированных мергелей и аргиллитов.

Нижний отдел девонской системы вскрыт лишь в районе Вуктыльского надвига (скв. Вуктыльская-42, 58) и представлен в основном терригенными и карбонатно-терригенными породами.

Толщи среднего и верхнего девона вскрыты большинством глубоких скважин Верхнепечорской впадины. Среднедевонские отложения сложены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями глин, гравелитов, конгломератов. Франский ярус представлен известняками, песчаниками и глинами. Фаменский ярус слагают известняки, а также ангидриты и мергели.

Каменноугольная система развита практически повсеместно на всей территории Верхнепечорской впадины, за исключением верхнего отдела, который отсутствует в районе Вуктыльского надвига. Толща представлена преимущественно карбонатными горными породами, только нижне-средневизейские и нижнетурнейские отложения сложены терригенно-глинистыми образованиями.

### **Фильтрационно-емкостные свойства глубокопогруженных отложений**

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) глубокопогруженных отложений были изучены Тимано-Печорским научно-исследовательским центром и ПО «Севергазпром» (Оперативное..., 1989), где были определены как по керну, так и по ГИС.

Коллекторские свойства ордовикских отложений изучены в скв. Западно-Вуктыльская-1. Пористость терригенных отложений здесь изменяется от 0,3 до 8,8 % (в среднем 3,9 %). Породы непроницаемые (максимальное значение проницаемости составляет  $0,11 \text{ фм}^2$ ). Залегающая выше карбонатная толща в целом характеризуется как уплот-

ненная – пористость изменяется от 0,2 до 3,7 % (среднее 0,9 %), породы непроницаемые (проницаемость  $0,01 \text{ фм}^2$ ).

ФЕС силурийской системы изучены в скважинах Вуктыльская-58, Западно-Вуктыльская-1 и Белая-1. Для нижнего отдела они достаточно низкие – пористость составляет 0,2–4,6 % (среднее 1,7 %), породы непроницаемые (проницаемость  $<0,01 \text{ фм}^2$ ). Но при опробовании в скв. Западно-Вуктыльская-1 и Белая-1 получены притоки пластовой воды, что говорит о наличии коллекторов в толще плотных непроницаемых пород.

Пористость верхнесилурийских горных пород изменяется от 0,1 до 10 % (среднее 2,3 %), а проницаемость от  $<0,01$  до  $0,12 \text{ фм}^2$  (преобладают плотные разности). Здесь развиты слабеемкие порово-трещинные коллекторы.

Нижний отдел девонской системы изучен в скв. Вуктыльская-58, пористость изменяется от 0,4 до 5,7 % (среднее 2,4 %), породы непроницаемые. Таким образом, ФЕС толщи характеризуются низкими значениями. Отложения могут быть отнесены к глинисто-карбонатным покровкам.

Ордовикско-нижнедевонский НГК в целом характеризуется низкими коллекторскими свойствами.

Среднедевонско-нижнефранские отложения в скв. Вуктыльская-58, Западно-Вуктыльская-1, Белая-1, Лебяжская-2 характеризуются значениями пористости от 0,1 до 11 %, в среднем 1,3 %, породы плотные, большинство образцов имеет проницаемость  $<0,01 \text{ фм}^2$ .

ФЕС среднедевонско-нижнефранской толщи низкие, это подтверждается и данными опробования (за исключением скв. Вуктыльская-58 и Белая-1). В данном комплексе выделяется региональная кыновско-саргаевская покровка.

Коллекторские свойства верхнедевонских отложений изучены во многих скважинах Верхнепечорской впадины, здесь выявлены рифогенные образования. Значение пористости изменяется от 0,2 до 13,8 %, в среднем – 1,7 %. Преобладают плотные, непроницаемые горные породы. В скв. Северно-Вуктыльская-212 проницаемость достигает значительно больших значений (32,62 и

216,51 фм<sup>2</sup>), что может быть связано с трещиноватостью.

ФЕС турнейской толщи также охарактеризованы во многих скважинах севера и востока Верхнепечорской впадины. Пористость изменяется в интервале 0,1–12 %, составляя в среднем 1,2 %. Проницаемость от <0,01 до 21,32 мД, но преобладают плотные, непроницаемые разности. Исключение составляет скв. Вуктыльская-58, в которой выделены средне- и даже хорошо проницаемые горные породы ( $K_{пр} = 0,01–10 \text{ фм}^2$  и  $>10 \text{ фм}^2$ ).

Для данной толщи характерна трещиноватость. Таким образом, коллекторы турнейских отложений характеризуются как преимущественно трещинные.

Нижне-средневизейские отложения представлены плотными низкопроницаемыми породами. Пористость изменяется от 0,1 до 12,4 %, среднее значение 2,4 %. Проницаемость от <0,01 до 18,76 фм<sup>2</sup>, при этом преобладают плотные, непроницаемые породы, только в скв. Вуктыльская-58 и Белая-1 значения данного параметра превышают 1 фм<sup>2</sup>. В данном комплексе можно выделить глинисто-карбонатную зональную покрывку тульско-алексинского возраста (Оперативное..., 1989).

### **Геохимическая характеристика глубокопогруженных отложений**

В ордовикских и силурийских отложениях преобладает органическое вещество (ОВ) сапропелевого фациально-генетического типа, а в нижнедевонских толщах – гумусового. По данным пиролиза Rock-Eval генерационный потенциал и содержание общего органического углерода (Сорг) данного комплекса в целом невелики, значения индекса продуктивности соответствуют условиям «нефтяного окна» (при отсутствии миграции).

ОВ характеризуется достижением экстремальных значений катагенеза. В ордовикских отложениях оно значительно преобразовано и практически полностью реализовало углеводородный потенциал. А в силурийских отложениях восточных и западных зон Верхнепечорской впадины прошли различные стадии катагенеза – уровень зрелости

органического вещества на востоке впадины выше, чем на западе (Беляева, 2014).

По данным определения отражательной способности витринита (ОСВ) и температуры максимальной генерации углеводородов Rock-Eval ОВ данного комплекса достигает градаций катагенеза МК<sub>5</sub>, АК<sub>1</sub>–АК<sub>3</sub>, что соответствует главной зоне газообразования и  $\geq \text{АК}_4$ .

ОВ пород среднедевонско-нижнефранского НГК представлено гумусовым типом, а доманико-турнейского – смешанным. По данным пиролиза Rock-Eval генерационный потенциал и содержание Сорг данных комплексов также невелики. Значения индекса продуктивности указывают на то, что толщи достигли термобарических условий, характерных для генерации нефти и газа, но масштабы генерации углеводородов, вероятно, были не высоки.

На достижение жестких термобарических условий и высоких значений катагенеза для среднедевонско-нижнефранского и доманиково-турнейского НГК (МК<sub>4</sub>–МК<sub>5</sub>, АК<sub>1</sub>–АК<sub>3</sub>) также указывают определения ОСВ.

Нижне-средневизейский НГК содержит ОВ гумусового фациально-генетического типа. Генерационный потенциал и содержание Сорг здесь выше, чем в подстилающих толщах, но в целом также невелики. Индекс продуктивности указывает на процессы генерации УВ.

### **Бассейновое моделирование глубокопогруженных отложений**

Поскольку в настоящее время глубокие недра Верхнепечорской впадины неравномерно и слабо изучены, имеет смысл применение бассейнового моделирования. В настоящее время существует довольно большой выбор программ бассейнового моделирования, а методика опубликована в ряде работ (Галушкин, 2007; Allen, Allen, 2013; Al-Hajeri et al., 2009; Hantschel, Kauerauf, 2009). В данной статье использованы результаты 1D моделирования Genex (Beicip, IFP), а также 1 и 2D моделирования PetroMod (Schlumberger).

Качество рассчитанных моделей оценивалось по независимым параметрам, прежде всего по ОСВ и результатам пиролиза по методу Rock-Eval, кроме этого, по современ-

ным замеренным значениям пластовой температуры, давлений и литературным данным (Геофлюидалные..., 2001). Были построены модели зональности катагенеза как по отдельным скважинам, вскрывшим глубокопогруженные отложения, там и по разрезу Верхнепечорской впадины по линии регионального профиля 22-РС (рис. 2, 3), основанные на рассчитанных значениях ОСВ. По данным моделям была оценена степень катагенеза глубоких НГК: ордовикско-нижнедевонского, среднедевонско-нижнефранского и доманиково-турнейского (рис. 3). ОВ этих толщ достигло градаций катагенеза МК<sub>4</sub>–МК<sub>5</sub> и АК<sub>1</sub>–АК<sub>3</sub>, таким образом, на больших глубинах происходили процессы генерации газов и газоконденсатов.

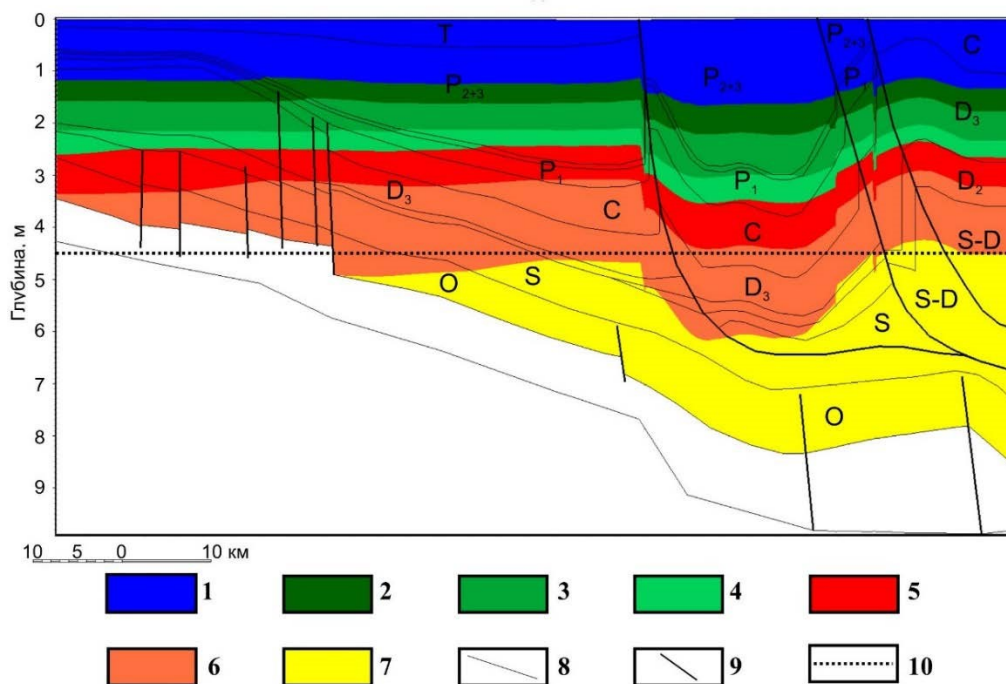
Рассчитанная плотность содержания ОВ позволяет выделить в глубокопогруженных отложениях глубинные нефтегазоматеринские свиты (НГМС). В районе Вуктыльского надвига по данным бурения скв. Вуктыльская-58 в автохтонной части разреза выделены две НГМС – нижнедевонско-эйфельская (5651–6046 м) и фаменско-турнейская (4624–5510 м).

На рассчитанной модели изменения ОСВ (рис. 4, А) в течение геологического

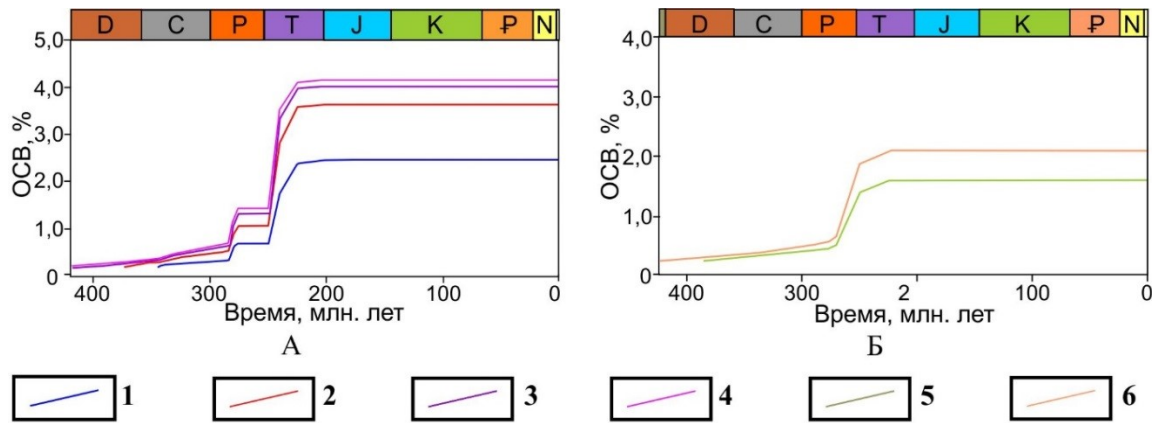
времени видно, что нижнедевонско-эйфельская НГМС вступила в главную фазу нефтеобразования на рубеже визейского и серпуховского веков, а в главную фазу газообразования – в артинское время. Фаменско-турнейская НГМС достигла главной зоны нефтеобразования в сакмарском–артинском веках, а главной зоны газообразования – в раннетриасовое время.

Западнее, в глубоких отложениях, вскрытых скв. Западно-Вуктыльская-1, выделена верхнесилурийско-саргаевская НГМС, возможно выделение еще одной свиты и в более молодых отложениях верхнего девона. По результатам моделирования истории изменения ОСВ (рис. 4, Б) данная НГМС достигла нефтяного окна в ранне- и среднепермское время, а главной зоны нефтегазообразования – в начале триасового периода.

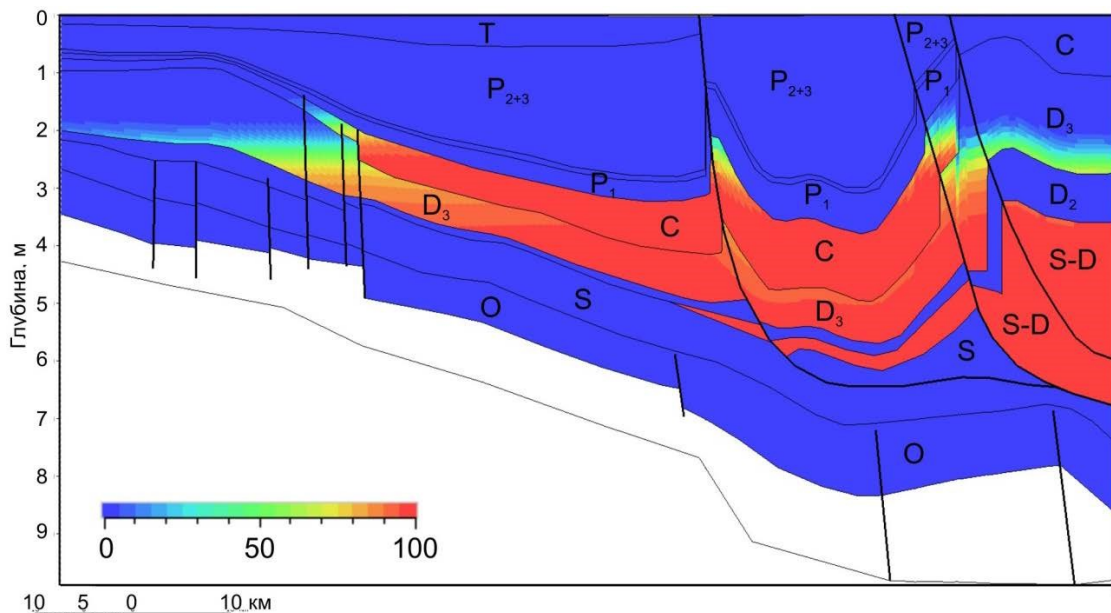
По приведенному выше схематичному разрезу была построена модель изменения выработанности керогена (индекса зрелости TR) по разрезу Верхнепечорской впадины (рис. 5), которая в настоящее время изменяется от 0 до 100 %, с максимальными значениями в силурийских и девонских глубокопогруженных отложениях.



**Рис. 3.** Модель современной зональности катагенеза по разрезу Верхнепечорской впадины: 1–7 – ОСВ, %: 1 – <0,55, 2– 0,55–0,7, 3 – 0,7–1,0, 4 – 1,0–1,3, 5 – 1,3–2,0, 6 – 2,0–4,0, 7 – >4,0; 8 – границы слоев; 9 – разрывные нарушения, 10 – граница распространения глубокопогруженных отложений



**Рис. 4.** Реконструкция эволюции катагенеза (изменения ОСВ) глубокопогруженных НГМС, выделенных по данным скв. Вуктыльская-58 (А) и Западно-Вуктыльская-1 (Б): 1 – подошва нижнедевонско-эйфельской НГМС; 2 – кровля нижнедевонско-эйфельской НГМС; 3 – подошва фаменско-турнейской НГМС; 4 – кровля фаменско-турнейской НГМС; 5 – подошва верхнесилурийско-саргаевской НГМС; 6 – кровля верхнесилурийско-саргаевской НГМС



**Рис. 5.** Изменение индекса зрелости TR по разрезу Верхнепечорской впадины

## Выводы

Глубокопогруженные отложения приурочены к зонам с большой толщиной осадочного чехла на востоке Верхнепечорской впадины, здесь развиты нефтегазоматеринские породы от очень бедных до очень богатых (по классификации Б. Тиссо и Д. Вельте), но преобладают очень бедные и бедные. Тем не менее плотность содержания ОБ позволяет выделить в них глубинные НГМС.

В глубокопогруженных отложениях, несмотря на низкие ФЕС, возможно выделение коллекторов (о чем свидетельствуют многочисленные притоки вод), также выделяются

региональные и зональные покрывки. По результатам бассейнового моделирования можно заключить, что ОБ глубокопогруженных отложений достигло градаций катагенеза МК<sub>4</sub>–МК<sub>5</sub> и АК<sub>1</sub>–АК<sub>3</sub>, т. е. на больших глубинах происходили процессы генерации газов и газоконденсатов, которые могли обеспечить формирование залежей как в глубоких толщах, так и в вышележащих горизонтах (Кочнева и др., 2015).

Генерация газообразных углеводородов в глубокопогруженных отложениях происходила в благоприятное для формирования залежей время. При этом нефтегазообразование достигло наибольшей интенсивности, а из оча-

га распространения нефтегазоматеринских отложений эмигрировало более 50 % теоретически возможного количества углеводородов в пермском периоде, в интервале геологической истории 260–290 млн лет. К этому времени, по данным А.И. Дьяконова (2008), было сформировано около 70 % структурных ловушек в рассматриваемом регионе.

Многочисленные газопроявления на глубинах более 5 км подтверждают перспективы газоносности глубоких недр восточных районов Верхнепечорской впадины.

Глубокопогруженные отложения Верхнепечорской впадины недостаточно изучены, но имеющиеся данные указывают на реальные возможности для наращивания запасов газа и газоконденсата, а следовательно, на необходимость их дальнейшего изучения.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00220.*

#### Библиографический список

Беляева Г.Л. Катагенез органического вещества пород глубокопогруженных горизонтов Тимано-Печорской НГП и его связь с нефтегазоносностью // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 7. С. 36–39.

Беляева Г.Л., Карасева Т.В., Кузнецова Е.А. Геологическое строение и нефтегазоносность глубокопогруженных отложений Тимано-Печорской НГП // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 7. С. 33–40.

Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. М.: Научный мир, 2007. 456 с.

Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции: атлас карт / С.А. Данилевский, З.П. Склярова, Ю.М. Трифачев. Ухта: Региональный дом печати, 2001.

Дьяконов А.И., Овчарова Т.А., Шелемей С.В. Оценка газонефтяного потенциала автохтонов и аллохтонов Предуралья Краевого прогиба на эволюционно-генетической основе / Ухтинский гос. тех. ун-т. Ухта, 2008. 76 с.

Кочнева О.Е., Карасева Т.В., Кузнецова Е.А. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины по данным бассейнового моделирования // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 14–16.

Кузнецова Е.А. Нефтегазоносность глубокопогруженных отложений востока Вуктыльского надвига по данным бассейнового моделирования // Вестник Пермского университета. Геология. 2019. Т. 18, № 2. С. 172–178. DOI: 10.17072/pau.geol.18.1.172

Кузнецова Е.А. Нефтегазоносность глубокопогруженных отложений района Вуктыльского надвига по данным бассейнового моделирования // Геология и полезные ископаемые Западного Урала / Перм. гос. ун-т. Пермь, 2018. С. 134–137.

Кузнецова Е.А., Карасева Т.В. Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности в районе Вуктыльского надвига // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. Т. 16, № 4. С. 313–320. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.4.2.

Оперативное обобщение результатов поисково-разведочных работ и подсчет запасов по площадям ПО "Севергазпром" в 1987–88 гг.: отчет по теме ПО "Севергазпром" / Т.Г. Гринько и др. Вуктыл, 1989.

Allen A.Ph., Allen J.R. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. 3 ed. Wiley-Blackwell, 2013. 619 p.

Basin and Petroleum System Modeling / Al-Hajeri M.M., Al Saeed M., Derks J. et al. // Oilfield Review. 2009. Vol. 21. Is. 2. P. 14–29.

Hantschel T., Kauerauf A. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Berlin: Springer-Verlag, 2009. 476 p. DOI: 10.1007/978-3-540-72318-9.

## Geology and Petroleum Potential of Deep Deposits of the Verkhnepechorskaya Depression

E.A. Kuznetsova

Perm State University

15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia. E-mail: regional.PSU@yandex.ru

The article is devoted to assessing the prospects of petroleum potential of the deep horizons of the Verkhnepechorskaya depression of the Pre-Ural trough. These strata are unevenly and poorly studied, and the prospects for their petroleum potential are not defined. The article provides a brief description of the geological structure (stratigraphy and lithology), reservoir and geochemical properties of deep layers, and considers the results of 1D and 2D basin modeling. It is shown that in these strata the oil-and-gas source rocks have been developed from very

poor to very rich with predominance of poor and very poor. The value of the organic matter content makes it possible to identify the deep oil-and-gas source formations. Additionally, it allows identification of the reservoirs and regional and zonal seal rocks in the deep sediments. Based on the results of basin modeling, it can be concluded that these layers were used for generating gases and gas condensates, which could provide the formation of deposits both in the deep layers and in the overlying horizons. The generation of gaseous hydrocarbons occurred at a time favorable for the formation of deposits. The reported study was funded by RFBR according to the research project № 18-35-00220.

Keywords: *Verkhnepechorskaya depression, basin modeling, deep layers, petroleum potential, catagenesis, reservoir properties, geochemical properties.*

## References

- Belyaeva G.L.* 2014. Katagenez organicheskogo veshchestva porod glubokopogruzhennykh gorizontov Timano-Pechorskoy NGP i ego svyaz s neftegazonosnostyu [Catagenesis of rock organic matter of deep horizons in Timan-Pechora oil-and-gas-bearing province and its relationship with oil-and-gas potential]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy.* 7:36–39. (in Russian)
- Belyaeva G.L., Karaseva T.V., Kuznecova E.A.* 2012. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost glubokopogruzhennykh otlozheniy Timano-Pechorskoy NGP [Geological structure and petroleum potential of deep deposits of the Timan-Pechora petroleum province]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy.* 7:33–40. (in Russian)
- Galushkin Yu.I.* 2007. Modelirovanie osadochnykh basseynov i otsenka ikh neftegazonosnosti [Modelling of sedimentary basins and their petroleum potential evaluation]. Nauchnyy mir, Moskva, p. 456. (in Russian)
- Danilevskij S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M.* 2001. Geoflyuidalnye sistemy Timano-Pechorskoy provintsii [Geofluid Systems of the Timan-Pechora province]. Atlas kart. Ukhta, Regionalnyy dom pečhati, p. 58. (in Russian)
- Dyakonov A.I., Ovcharova T.A., Shelemej S.V.* 2008. Otsenka gazoneftyanogo potentsiala avtokhtonov i allokhtonov Preduralskogo kraevogo progiba na evolyutsionno-geneticheskoy osnove [Assessment of oil-and-gas potential of autochthons and allochthons of the Pre-Ural fore-deep on the evolutionary genetic basis]. Ukhta, UGTU, p. 76. (in Russian)
- Kochneva O.E., Karaseva T.V., Kuznecova E.A.* 2015. Perspektivy neftegazonosnosti glubokopogruzhennykh otlozheniy Verkhnepechorskoy vpadiny po dannym basseynovogo modelirovaniya [Prospects of Oil and Gas content of the deep deposits of the Verkhnepechorskaya depression by basin modeling data]. *Neftyanoe khozyaystvo.* 3:14–16. (in Russian)
- Kuznetsova E.A.* 2019. Neftegazonosnost glubokopogruzhennykh otlozheniy vostoka Vuktylskogo nadviga po dannym basseynovogo modelirovaniya [Petroleum potential of deep deposits of the Eastern part of the Vuktylskiy overthrust using the Basin modeling]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya.* 18(2):172–178. (in Russian) doi: 10.17072/psu.geol.18.1.172
- Kuznecova E.A.* 2018. Neftegazonosnost glubokopogruzhennykh otlozheniy rayona Vuktylskogo nadviga po dannym basseynovogo modelirovaniya [Petroleum potential of deep deposits of the Vuktyl overthrust region on the results of basin analysis]. *In: Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala.* Perm, PGNIU, pp. 134–137. (in Russian)
- Kuznecova E.A., Karaseva T.V.* 2017. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i formirovaniya neftegazonosnosti v rayone Vuktylskogo nadviga [Features of geological structure and formation of oil-and-gas deposits in the Vuktyl thrust fault region]. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo.* 16(4):313–320. doi: 10.15593/2224-9923/2017.4.2. (in Russian)
- Pankratova E.I., Bogdanov B.P.* 2015. Geologicheskie predposylki vyyavleniya plastovykh zalezhey v otlozheniyakh permi-karbona avtokhtona Vuktylskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya [Geological basis for identifying productive pools in the Lower Permian-Carboniferous autochthon deposits of the Vuktyl Oil and Gas condensate field]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika.* 10(3). URL: [http://www.ngtp.ru/rub/4/30\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2015.pdf) (in Russian)
- Operativnoe obobshchenie rezultatov poiskovo-razvedochnykh rabot i podschet zapasov po ploshchadyam PO "Severgazprom" v 1987–88 gg.: otchet po teme PO "Severgazprom".* Grinko T.G. et al. Vuktyl, 1989. (in Russian)
- Allen A.Ph., Allen J.R.* 2013. Basin Analysis: Principles and Application to Petroleum Play Assessment. 3 ed. Wiley-Blackwell, p. 619.
- Al-Hajeri M.M., Al Saeed M., Derks J. et al.* 2009. Basin and Petroleum System Modeling. Oil-field Review. 21(2):14–29.
- Hantschel T., Kauerauf A.* 2009. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Berlin, Springer-Verlag, p. 476.