

УДК 553.98.041(470.1)

Нефтегазоносность глубокопогруженного ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса юго-востока Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Е.А. КузнецоваПермский государственный национальный исследовательский университет,
614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: e.lena.kuznetsova@yandex.ru*(Статья поступила в редакцию 10.06.2021)*

Статья посвящена оценке перспектив нефтегазоносности глубокопогруженного ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса на юго-востоке Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В пределах Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба и на юге Печоро-Колвинского авлакогена пробурен ряд скважин ниже 5 км, часть из которых вскрыла отложения нижнего палеозоя. Данные толщи в связи с труднодоступностью остаются малоизученными, а перспективы их нефтегазоносности невыясненными. В статье описан состав комплекса, дана геохимическая характеристика, описаны коллекторские свойства, а также приведены результаты 1 и 2D бассейнового моделирования. Составлены модели зональности катагенеза. Нефтегазоносный комплекс включает разнообразные нефтегазоматеринские породы. В нем возможно выделение коллекторов, а также флюидоупоров. В нижнепалеозойских отложениях происходили процессы генерации нефти, газов и газоконденсатов, которые могли обеспечить формирование залежей как в глубоких толщах нижнего и среднего палеозоя, так и в вышележащих горизонтах. Генерация и аккумуляция углеводородов в глубокопогруженных отложениях происходили в благоприятное для формирования залежей время. Но при этом стоит учесть, что масштабы генерации углеводородов для нижнепалеозойских отложений не высоки.

Ключевые слова: *ордовикско-нижнедевонский нефтегазоносный комплекс, скважина, бассейновое моделирование, глубокопогруженные отложения, нефтегазоносность, катагенез.*

DOI: 10.17072/pсу.geol.20.3.274

Введение

В связи с освоением запасов нефти и газа на обычных глубинах все более актуальным становится решение проблемы нефтегазоносности глубоких недр, изученность которых остается низкой. Поиски углеводородов (УВ) на больших глубинах актуальны в регионах, где установлена большая мощность осадочного чехла. В этом плане одним из перспективных объектов для поисков нефти и газа является Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (НПП), на востоке которой развиты глубокопогруженные отложения. Они распространены в основном в пределах Предуральского прогиба, а также протягиваются на северо-запад в зонах развития авлакогенов. В данных районах, где мощность осадочного чехла достигает 10 и более км, пробурен ряд скважин ниже 5 км, установлены нефтегазопроявления и притоки газа в глубокопогруженных толщах, но месторождений нефти и газа не выявлено.

В юго-восточной части нефтегазоносной провинции глубокопогруженные отложения приурочены к Верхнепечорской впадине Предуральского прогиба и смежным районам, таким как юг Печоро-Колвинского авлакогена.

В геологическом строении Верхнепечорской впадины наблюдается четкая асимметрия с выделением западной и восточной зон, различающимися толщиной осадочного чехла (рис. 1). Кровля фундамента в приосевой части залегает на глубине 9 км. Максимальная мощность осадочного чехла (до 11 км и более) наблюдается на востоке, в зонах развития надвигов.

В пределах рассматриваемой территории сосредоточено множество скважин, вскрывших глубокие отложения, из них 13 – ниже 5,5 км. Большинство скважин, вскрывших глубокие отложения, приурочено к Вуктыльской тектонической пластине, кроме того, глубокие горизонты вскрыли скважины

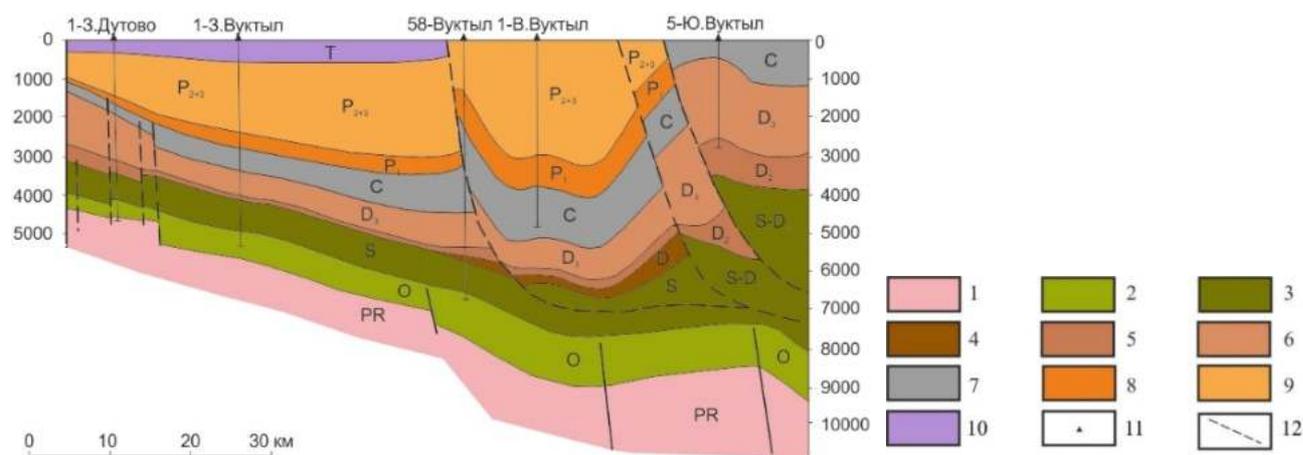


Рис. 1. Схематический геологический разрез Верхнепечорской впадины по линии регионального сейсмического профиля 22-РС: 1 – протерозой; 2 – ордовик; 3 – силур (нерасчлененные силур и девон); 4 – нижний девон; 5 – средний девон; 6 – верхний девон; 7 – карбон; 8 – нижняя пермь; 9 – средняя и верхняя пермь; 10 – триас, 11 – скважины, 12 – тектонические нарушения

Сарьудинской зоны поднятий и Печоро-Ильчской моноклинали Верхнепечорской впадины.

Печоро-Колвинский авлакоген – одна из сложных по строению и развитию крупных отрицательных структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Здесь была рассмотрена Тимано-Печорская глубокая опорная скважина (забой 6903,5 км), которая по нижним горизонтам вошла в Печоро-Кожвинскую (Подчерем-Каменскую) палеовпадину авлакогена, а по верхним находится в своде Западно-Соплесской дизъюнктивной брахиантели, расположенной в пределах Среднепечорского поперечного поднятия Предуральского прогиба.

К глубокопогруженным отложениям в пределах рассматриваемой территории в различном объеме могут быть отнесены следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): ордовикско-нижнедевонский, среднедевонско-нижнефранский, доманиковотурнейский, ниже-средневизейский, в отдельных скважинах на глубине более 4,5 км вскрывается также базальная часть верхневизейско-нижнепермского.

Для определения перспектив нефтегазоносности залегающего в основании осадочного чехла глубокопогруженного ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса было применено 1 и 2D бассейновое моделирование.

Методика исследования

Нефтегазоносность территории определяется большим числом факторов, которые от-

ражают условия образования и накопления углеводородов и формирования залежей. Бассейновое моделирование позволяет одновременно исследовать ряд процессов от осадконакопления, погружения и диагенеза до генерации УВ, их миграции, аккумуляции и деструкции. В настоящее время существует программное обеспечение, как зарубежное, так и отечественное, которое позволяет численно реконструировать историю погружения и эволюцию температурных условий пород осадочного чехла и фундамента и на основе этого восстанавливать историю реализации нефтегазогенерационного потенциала материнских толщ осадочного бассейна. Методика бассейнового моделирования рассматривается во многих работах (Галушкин, 2007; Пестерева, 2010; Allen, Allen, 2013; Al-Hajeri et al., 2009; Hantschel, Kauegauf, 2009), оно всегда проводится на основании обширной базы данных результатов геологических, геофизических и геохимических исследований.

Современная структура осадочного чехла юго-востока Тимано-Печорской НГП сформировалась в результате стадийного тектонического развития на протяжении рифея-фанерозоя. Модель формирования территории и геотермический режим согласованы с основными этапами развития Предуральского прогиба. Качество рассчитанных моделей оценивалось по независимым параметрам, таким как современные замеренные значения пластовой температуры, отражательной способности витринита (ОСВ), давлений и ре-

зультатам пиролиза по методу Rock-Eval, а также по значениям перечисленных параметров из атласа «Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции» (Данилевский и др., 2001). При калибровке были определены мощности размытых отложений и тепловые потоки.

В результате моделирования были получены модели, отображающие формирование современного геологического разреза, свойства горных пород, историю осадконакопления, прогрева и нефтегазогенерации в исследуемом районе с возможностью анализировать не только современный геологический разрез, но и его состояние на любой момент геологического времени в прошлом. Фактические данные, используемые для калибровки модели хорошо согласуются с результатами расчетов (Кузнецова, 2018).

Обсуждение результатов

Процессы, происходившие на Урале, определили последовательность, генезис и состав отложений осадочного чехла, и, следовательно, положение в разрезе нефтегазоматеринских толщ, коллекторов и покрышек, а также нефтегазоносность. Образование ордовикско-нижнедевонского НГК связано с трансгрессией со стороны Уральского палеоокеана. Разнообразный фациальный состав комплекса был сформирован в обстановке внутреннего шельфа, ограничением которого служило краевое поднятие с рифогенными постройками, восточнее которого начинался внешний шельф, переходящий в континентальный склон (Жемчугова, 2001).

Нижнеордовикские отложения (рис. 2) вскрыты только скв. Западно-Вуктыльская-1 (пройдено 80 м) и скв. Рассоха-62 (20 м), представлены песчаниками с частыми тонки-

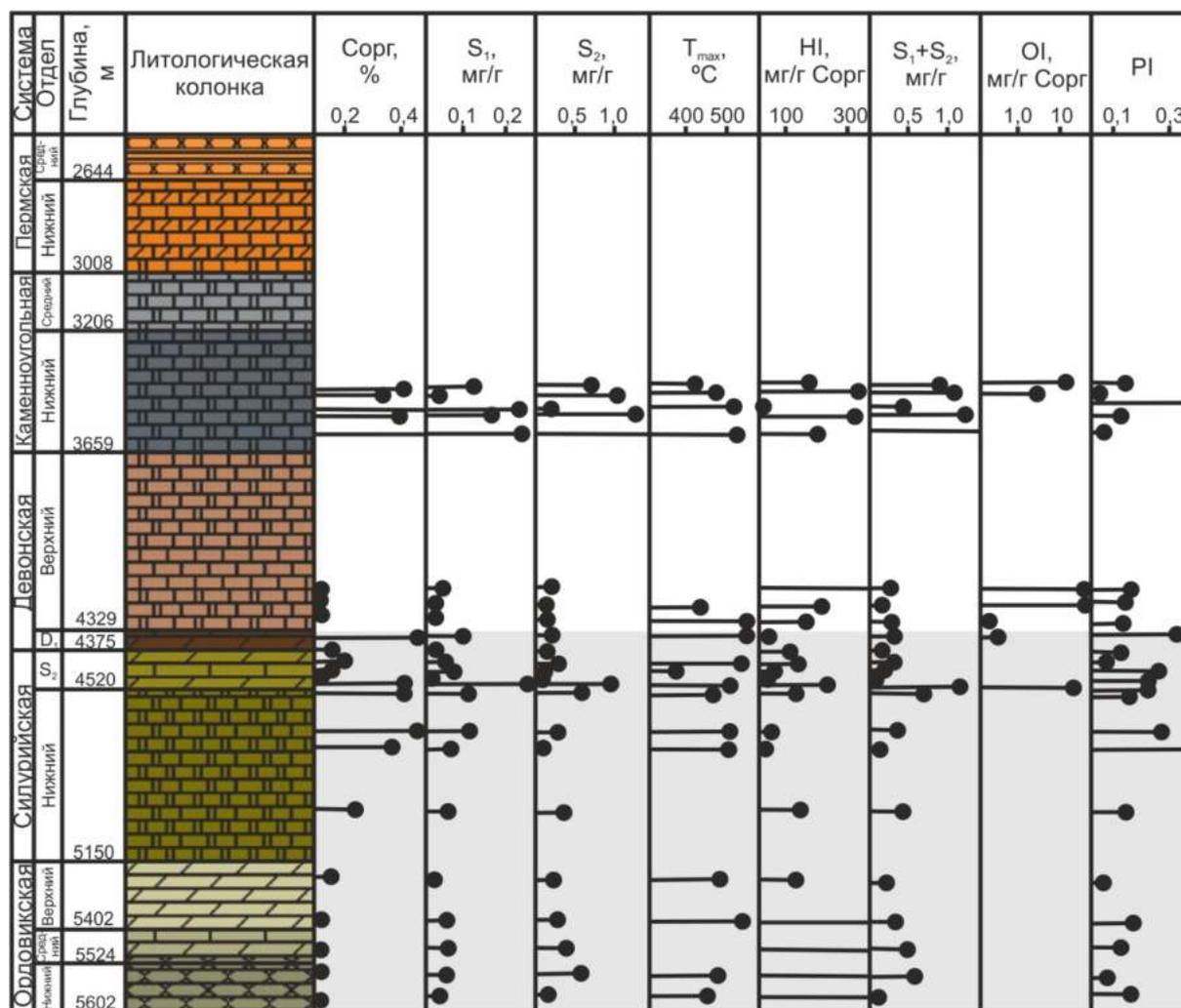


Рис. 2. Геохимический разрез скв. Западно-Вуктыльская-1 по данным пиролиза Rock-Eval

ми прослойками аргиллитов, гравелитов и ангидрита.

Средний и верхний отделы ордовикской системы имеют гораздо большее распространение и вскрыты в разных частях Верхнепечорской впадины скв. Западное Дугово-1 (358 м), Прилуки-1 (362 м), Рассоха-62 (200 м) и Западно-Вуктыльская-1 (199 м). 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. Толща верхнего ордовика в нижней половине представлена известняками и доломитизированными мергелями, выше развиты только доломитизированные мергели, часто сульфатизированные.

Силурийская система была вскрыта полностью скв. Вуктыльская-58 (820 м) и Западно-Вуктыльская-1 (794 м), частично скв. Вуктыльская-42 (551 м), Белая-1 (916 м) и скв. Патраковка-3 (273 м) и др. 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 в пределах Верхнепечорской впадины вскрыт лишь в районе Вуктыльского надвига – скв. Вуктыльская-42 (116 м), Вуктыльская-58 (148 м), предполагаемая мощность нерасчлененной толщи силура и нижнего девона в пределах Среднепечорского поперечного поднятия составляет 800–1000 м (873,5 м в скв. Тимано-Печорская). Толща представлена, в основном, терригенными и карбонатно-терригенными породами, базальтами и их туфами.

В ордовикских и силурийских отложениях преобладает органическое вещество (ОВ) сапропелевого фациально-генетического типа, а в нижнедевонских толщах – гумусового. Генерационный потенциал и Сорг. данного комплекса в целом невелики (рис. 2), значения индекса продуктивности соответствуют условиям «нефтяного окна» (при отсутствии миграции), реже – главной зоны генерации газа. ОВ характеризуется достижением

жестких значений катагенеза. В ордовикской системе оно значительно преобразовано и практически полностью реализовало углеводородный потенциал. А в силурийских и нижнедевонских отложениях восточных и западных зон Верхнепечорской впадины прошло различные стадии катагенеза – уровень зрелости ОВ на западе впадины ниже, чем на востоке, где оно почти полностью реализовало свой нефтяной потенциал, в то время как в центральных районах Верхнепечорской впадины сохраняется остаточный углеводородный и даже нефтяной потенциал (Беляева, 2014).

По данным определения ОСВ и температуры максимальной генерации УВ (Tmax) Rock-Eval ОВ данного комплекса достигает градаций катагенеза МК₅, АК₁–АК₃, что соответствует главной зоне газогенерации, и ≥АК₄ (Беляева, 2014; Кузнецова, 2020).

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 %), залегающей выше карбонатной толщи – 0,2 до 3,7 % (среднее 0,9 %). Породы непроницаемые (проницаемость <0,01 фм²).

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) силурийской системы изучены в скв. 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. 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 %), преобладают плотные разности (проницаемость от <0,01 до 0,12 фм²). Здесь развиты слабоеккие 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. Ордовикско-нижнедевонский НГК в целом ха-

рактируется низкими коллекторскими свойствами (Кузнецова, 2020).

Степень катагенеза ОВ НГК оценивалась по рассчитанным в результате бассейнового моделирования значениям ОСВ. Модели прогрева и зональности катагенеза (рис. 3) показали достижение жестких термобарических условий, была определена зональность катагенеза, выявлены закономерности её изменения.

Реконструкция истории осадконакопления и тепловой эволюции показала, что нижнепалеозойские отложения в пределах Верхнепечорской впадины вступали в главную фазу нефтеобразования начиная с фаменского века, главная фаза газообразования началась с ранней эпохи пермского периода (табл.). А на Среднепечорском поперечном поднятии эти процессы начались еще раньше, с середины и конца девонского периода, соответственно.

Большое влияние на масштабы генерации и аккумуляции УВ оказывала также скорость прогибания и осадконакопления (рис. 4). На юго-востоке Тимано-Печорской нефтегазодной провинции глубокопогруженный

ордовикско-нижнедевонский НГК характеризуется благоприятными для нефтегенерации скоростями седиментации (Кузнецова, 2019).

По литературным данным (Данилевский, 2001) и результатам бассейнового моделирования были построены схематичные карты зональности катагенеза по подошве и кровле глубокопогруженного ордовикско-нижнедевонского НГК (рис. 5). Одновозрастные отложения восточных и западных зон Верхнепечорской впадины характеризуются различными стадиями катагенеза – уровень зрелости ОВ на востоке впадины выше, чем на западе. Различия положения и мощностей зон катагенеза связаны со скоростью генерации УВ, которая зависит от типа керогена, градиента изменения температуры, давления, литологического состава, скорости осадконакопления и др., также можно предположить, что верхняя часть разреза была эродирована. Породы, слагающие основание комплекса, на западе подверглись меньшим катагенным преобразованиям (МК₄–МК₅, ОСВ = 1,3–2,0), чем породы на востоке (АК₄, ОСВ = >4,0). На большей части территории отложения вошли в главную зону газообра-

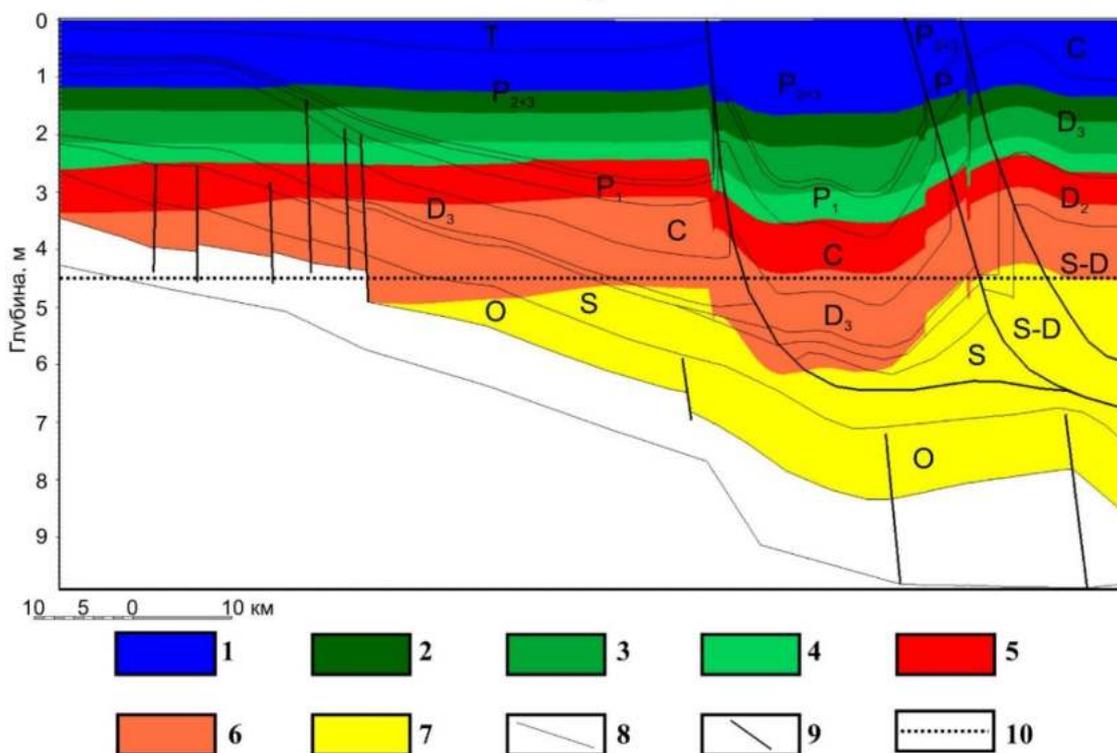


Рис. 3. Модель современной зональности катагенеза по разрезу Верхнепечорской впадины: 1–7 – градации катагенеза: 1 – ПК₁–ПК₃, 2 – МК₁, 3 – МК₂, 4 – МК₃, 5 – МК₄–МК₅, 6 – АК₁–АК₃, 7 – АК₄; 8 – границы слоев; 9 – разрывные нарушения, 10 – граница распространения глубокопогруженных отложений

Таблица. Эволюция катагенеза ордовикско-нижнедевонского НГК юго-восточных районов Тимано-Печорской НГП

Возраст	ГЗН		ГЗГ			
	Начало		Начало		Конец	
	Глубина, км	Время	Глубина, км	Время	Глубина, км	Время
	Температура, °С		Температура, °С		Температура, °С	
<i>Центр Печоро-Илычской моноклинали Верхнепечорской впадины</i>						
О	<u>2,8</u> 94	C _{1s}	<u>3,9</u> 158	P ₃	–	–
S	<u>2,5</u> 91	C _{2m}	<u>3,7</u> 155	P ₃	–	–
<i>Запад Печоро-Илычской моноклинали Верхнепечорской впадины</i>						
О	<u>2,9</u> 94	D _{3fm}	<u>3,7</u> 161	P _{1k}	–	–
S	<u>2,9</u> 92	C _{1t}	<u>3,6</u> 162	P _{1s}	–	–
<i>Север Печоро-Илычской моноклинали Верхнепечорской впадины</i>						
S	<u>2,6</u> 89	C _{1t}	<u>3,2</u> 159	P ₂	–	–
<i>Вуктыльская тектоническая пластина</i>						
О	<u>2,2</u> 85	D _{3fm}	<u>3,6</u> 157	P _{1a}	<u>6,0</u> 270	T ₃
S	<u>2,6</u> 94	C _{1t}	<u>3,6</u> 157	P _{1a}	<u>6,0</u> 270	T ₃
D ₁	<u>2,1</u> 97	C _{1v}	<u>3,1</u> 159	P ₃	<u>6,1</u> 260	T ₃
<i>Юг Печоро-Колвинского авлакогена</i>						
D ₁	<u>3,0</u> 101	D _{2g}	<u>5,7</u> 178	D _{3fm}	<u>6,6</u> 267	C _{1t} /C _{1v}

зования. В верхней части комплекса степень катагенеза изменяется от МК₃ (ОСВ = 1,0–1,3) на западе и до АК₄ (ОСВ = >4,0) на востоке в районе Вуктыльского надвига и Печоро-Колвинского авлакогена.

Результаты бассейнового моделирования показали, что в глубокопогруженных ордовикско-нижнедевонских отложениях в основном происходили процессы генерации газов и газоконденсатов, и лишь на западе в верхней части нефтегазоносного комплекса сохраняются условия «нефтяного окна».

Известно, что тектонодинамическая эволюция впадин краевого прогиба и наиболее крупных погребенных поднятий происходила активно не только в орогенезе, но и в течение доорогенного этапа развития. Формирование структурных ловушек происходило в три крупных этапа: ордовикско-девонский, каменноугольно-раннепермский и поздне-

пермско-триасовый (Дьяконов и др., 2008). Вычисленный критический момент (интервал геологического времени, когда нефтегазообразование достигло наибольшей интенсивности) указывает на то, что процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ ордовикско-нижнедевонского НГК происходили после формирования локальных поднятий древнего заложения. При этом стоит отметить, что коэффициент трансформации ОВ для заданных толщ достигает 100 % (рис. 6).

Заключение

Глубокопогруженный ордовикско-нижнедевонский НГК на юго-востоке Тимано-Печорской НГП приурочен к зонам с большой толщиной осадочного чехла – Верхнепечорской впадине и югу Печоро-

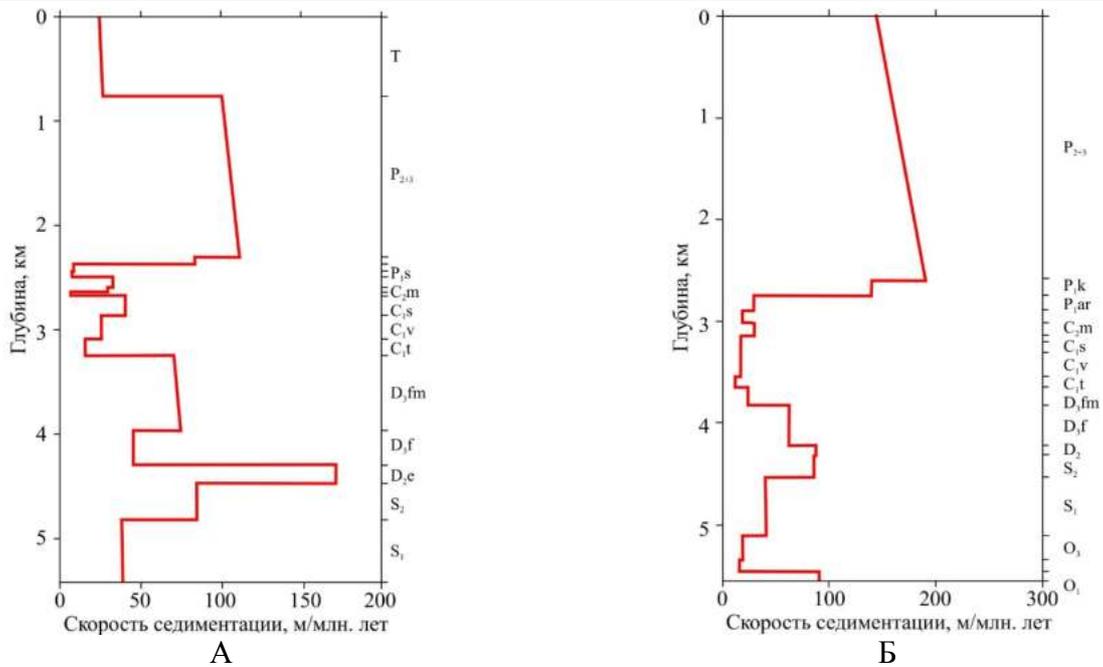


Рис. 4. Скорость осадконакопления по данным 1D моделирования скв. Белая-1 (А) и Западно-Вуктыльская-1 (Б)

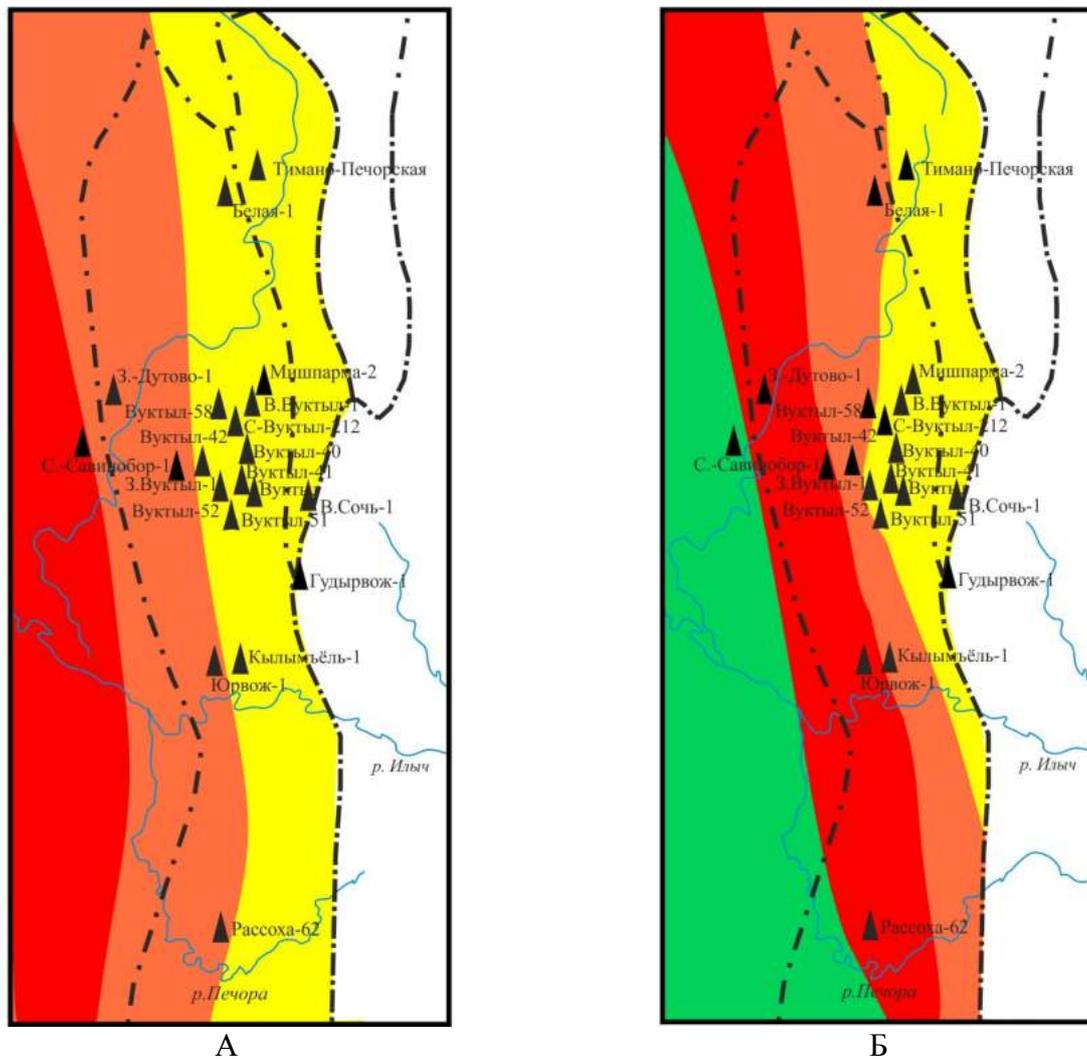


Рис. 5. Схематичная карта зональности катагенеза по подошве (А) и по кровле (Б) глубокопогруженного ордовикско-нижнедевонского НГК. Условные обозначения см. на рис. 3

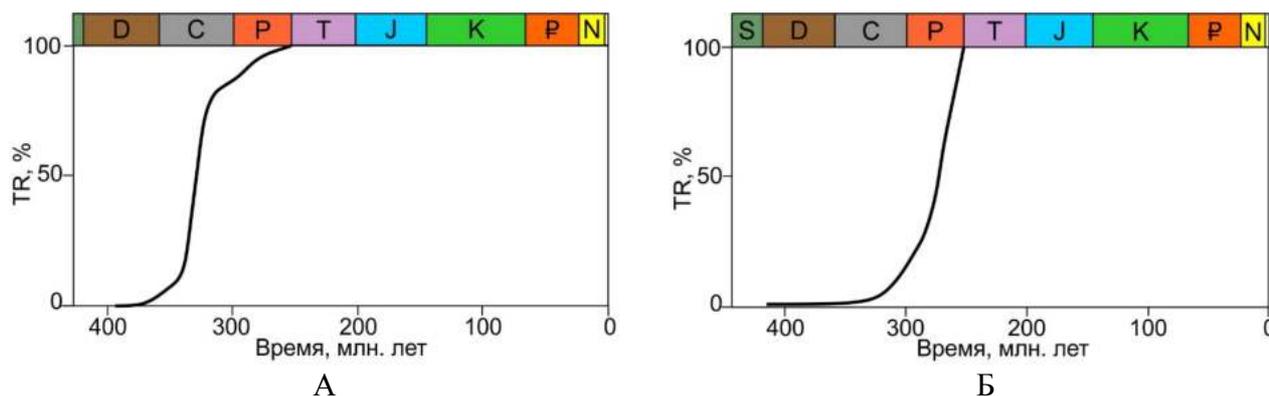


Рис. 6. Изменение коэффициента трансформации (TR) ОБ нижнесилурийских отложения по данным 1D моделирования скв. Белая-1 (А) и Западно-Вуктыльская-1 (Б)

Колвинского авлакогена. Он имеет разнообразный фациальный состав.

В глубокопогруженных отложениях, несмотря на низкие ФЕС, возможно выделение коллекторов (о чем свидетельствуют также притоки вод), также выделяются покрышки. Кроме того, экраном могут служить поверхности разломов, но зоны разломов могут служить также путями вертикальной и латеральной миграции.

По результатам бассейнового моделирования можно заключить, что ОБ нижнепалеозойских отложений достигло градаций катагенеза МК₃, МК₄–МК₅ и выше, т.е. на больших глубинах происходили процесс генерации нефти, газов и газоконденсатов, которые могли обеспечить формирование залежей как в глубоких толщах нижнего и среднего палеозоя, так и в вышележащих горизонтах.

Генерация и аккумуляция УВ в глубокопогруженных отложениях происходили в благоприятное для формирования залежей время.

Результаты моделирования в очередной раз показали, что глубокопогруженные отложения юго-востока Тимано-Печорской нефтегазональной провинции – это одна из возможностей наращивать ресурсы УВ на больших глубинах. Но при этом нельзя забывать, что масштабы генерации для нижнепалеозойских отложений не высоки.

Библиографический список

Беляева Г.Л. Катагенез органического вещества пород глубокопогруженных горизонтов Тимано-Печорской НПП 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 НПП // 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 / С.А. Данилевский, З.П. Склярова, Ю.М. Трифачев // Атлас карт. Ухта: Региональный дом печати, 2001.

Дьяконов А.И., Овчарова Т.А., Шелемей С.В. Оценка газонефтяного потенциала автохтонов и аллохтонов Предуральяского краевого прогиба на эволюционно-генетической основе. Ухта: УГТУ, 2008. 76 с.

Жемчугова В.А., Мельников С.В., Данилов В.Н. Нижний палеозой Печорского нефтегазонального бассейна (строение, условия образования, нефтегазоносность). М.: Изд-во Академии горных наук, 2001. 110 с.

Карасева Т.В., Кузнецова Е.А. Формирование нефтегазоносности Вуктыльского надвига по данным 1D бассейнового моделирования // Вестник Пермского университета. Геология. 2018. Т. 17. № 1. С. 84–91.

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. Влияние скорости осадконакопления на нефтегазоносность отложений юго-восточных районов Тимано-Печорской нефтегазональной провинции // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. 2019. С. 293–298.

Кузнецова Е.А. Геология и нефтегазоносность глубокопогруженных отложений Верхнепечорской впадины // Вестник Пермского университета. Геология. 2020. Т. 19. № 2. С. 175–182.

Кузнецова Е.А. Катагенез органического вещества глубокопогруженных отложений Верхнепечорской депрессии // Проблемы геологии и освоения недр: тр. XXIV Международ. симпозиума им. ак. М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Томск: ТПУ, 2020. С. 199–201.

Кузнецова Е.А. Нефтегазоносность глубокопогруженных отложений района Вуктыльского надвига по данным бассейнового моделирования // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Пермь: ПГНИУ, 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.

Пестерева С.А. Методические основы и проблемы бассейнового моделирования 1D // Геоло-

гия и нефтегазоносность северных районов Урало-Поволжья: сб. науч. тр. к 100-летию со дня рождения проф. П.А. Софроницкого. Пермь: ПГУ, 2010. С. 231–232.

Пестерева С.А., Попов С.Г., Белоконов А.В. Историко-генетическое моделирование эволюции осадочного чехла в районах развития глубокопогруженных отложений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // Вестник Пермского университета. Геология. 2011. Вып. 2. С. 8–19.

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. V. 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.

Magoon L.B., Dow W.G. The Petroleum system: from source to trap. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1994. 655 p.

Petroleum Potential of the Deep Ordovician-Lower Devonian Oil and Gas Complex in the South-East of the Timan-Pechora Petroleum Province

E.A. Kuznetsova

Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia.

E-mail: e.lena.kuznetsova@yandex.ru

The article is devoted to the assessment of the oil and gas potential of the deep Ordovician-Lower Devonian oil and gas complex in the south-east of the Timan-Pechora oil and gas province. Within the Upper Pechora Basin of the Pre-Ural trough and in the south of the Pechora-Kolva aulacogen, several wells were drilled with a depth of more than 5 km, some of which entered the Lower Paleozoic deposits. These strata are difficult to access and poorly studied, and the prospects for their oil and gas potential are unclear. The article describes the composition of the complex, gives geochemical characteristics, describes reservoir properties, and presents the results of 1D and 2D basin modeling. Models of the zoning of catagenesis are presented. The oil and gas complex includes a variety of oil and gas source rocks. It is possible to allocate collectors, as well as the seals. In the Lower Paleozoic sediments, the processes of oil, gas and gas condensate generation took place, which could ensure the formation of deposits both in the deep strata of the Lower and Middle Paleozoic, and in the overlying horizons. The generation and accumulation of hydrocarbons in deep-buried sediments occurred at a favorable time for the formation of deposits. However, it is considered that the scale of hydrocarbon generation for the Lower Paleozoic deposits is not high.

Key words: *Ordovician-Lower Devonian oil and gas complex; well; basin modeling; deep horizons; petroleum potential; catagenesis.*

References

Belyaeva G.L. 2014. Katagenез органического вещества пород глубокопогруженных горизонтов Тимано-Печорской НГП и его связь с нефтегазоносностью [Catagenesis of organic matter of rocks of deep horizons of the Timan-Pechora NGP and its relation to oil and gas potential]. Geologiya, geofizi-

ka i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. 7:36–39. (in Russian)

Belyaeva G.L., Karaseva T.V., Kuznetsova E.A. 2012. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' glubokopogruzhenykh otlozheniy Timano-Pechorskoy NГP [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]. Moskva, Nauchnyy mir, p. 456. (in Russian)

Danilevskiy 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 pečati, p. 58. (in Russian)

Dyakonov A.I., Ovcharova T.A., Shelemey 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-Urals regional through on the evolutionary genetic basis]. Ukhta, UGTU, p. 76. (in Russian)

Zhemchugova V.A., Melnikov S.V., Danilov V.N. 2001. Nizhniy paleozoy Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna (stroenie, usloviya obrazovaniya, neftegazonosnost) [The Lower Paleozoic of the Pechora oil and gas basin (structure, formation conditions, oil and gas content)]. Moskva, Izd. Akademii gornykh nauk, p. 110. (in Russian)

Karaseva T.V., Kuznetsova E.A. 2018. Formirovanie neftegazonosnosti Vuktylskogo nadviga po dannym 1D basseynovogo modelirovaniya [The origin of the petroleum potential of Vuktyl overthrust to the results the 1D basin modeling]. Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya. 17(1):84–91. (in Russian) doi: 10.17072/psu.geol.17.1.84

Kochneva O.E., Karaseva T.V., Kuznetsova E.A. 2015. Perspektivy neftegazonosnosti glubokopogruzhennykh otlozheniy Verkhnepechorskoy vpadiny po dannym basseynovogo modelirovaniya [Prospects of Oil and Gas content of the deep-shipped deposits of the Verkhnepechorsky hollow by data basin modeling]. Neftyanoe hozyaystvo. 3:14–16. (in Russian)

Kuznetsova E.A. 2019. Vliyanie skorosti osadko-nakopleniya na neftegazonosnost otlozheniy yugovostochnykh rayonov Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii [Influence of sedimentation rate on hydrocarbon generation in the sediments of the South-Eastern regions of the Timano-Pechora oil and gas province]. In: Novye napravleniya neftegazovoy geologii i geokhimii. Razvitie geologorazvedochnykh rabot. pp. 293–298. (in Russian)

Kuznetsova E.A. 2020. Geologiya i neftegazonosnost glubokopogruzhennykh otlozheniy

Verkhnepechorskoy vpadiny [Geology and petroleum potential of deep deposits of the Verkhnepechorskaya depression]. Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya. 19(2):175–182. (in Russian) doi: 10.17072/psu.geol.19.2.175

Kuznetsova E.A. 2020. Katagenez organicheskogo veshchestva glubokopogruzhennykh otlozheniy Verkhnepechorskoy depressii [Catagenesis of organic matter in deep sediments of the Upper Pechora depression]. In: Problemy geologii i osvoeniya neдр. Tr. XXIV Mezhdunarod. simpoziuma im. ak. M.A. Usova studentov i molodykh uchyonnykh. Tomsk, TPU, pp. 199–201. (in Russian)

Kuznetsova E.A. 2018. Neftegazonosnost glubokopogruzhennykh otlozheniy rayona Vuktylskogo nadviga po dannym basseynovogo modelirovaniya [Petroleum potential of deep deposits of the Vuktyl thrust using the results of basin analysis]. In: Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala. Perm, PSU, pp. 134–137. (in Russian)

Kuznetsova E.A., Karaseva T.V. 2017. Osobennosti geologicheskogo stroeniya i formirovaniya neftegazonosnosti v rayone Vuktylskogo nadviga [Features of geological structure and formation of oil & gas deposits in the Vuktyl thrust fault region]. Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo. 16(4):313–320. (in Russian)

Pestereva S.A. 2010. Metodicheskie osnovy i problemy basseynovogo modelirovaniya 1D [Methodological foundations and problems of basin 1D modeling]. In: Geologiya i neftegazonosnost severnykh rayonov Uralo-Povolzhya, Perm, PSU, pp. 231–232. (in Russian)

Pestereva S.A., Popov S.G., Belokon A.V. 2011. Istoriko-geneticheskoe modelirovanie evolyutsii osadochnogo chekhla v rayonakh razvitiya glubokopogruzhennykh otlozheniy Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna [Evolutionary sequence modeling of deep rocks of the Timan-Pechora petroleum basin]. Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya. 2:8–19. (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. etc. 2009. Basin and Petroleum System Modeling. Oilfield Review. 21(2):14–29.

Hantschel T., Kauerauf A. 2009. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Berlin, Springer-Verlag. p. 476.

Magoon L.B., Dow W.G. 1994. The Petroleum system: from source to trap. Tulsa, Oklahoma. AAPG, p. 655.