

УДК 553.98.042:622.279.23/4(470.13)

В.Н. Данилов

Перспективы восполнения сырьевой базы Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), открытое в 1964 г., было и остается базовым месторождением газовой отрасли Республики Коми: оно дает 60 % добычи свободного газа в республике, несмотря на то что находится в завершающей стадии разработки. В то же время истощение месторождения диктует необходимость поиска дополнительной сырьевой базы для Сосногорского газоперерабатывающего завода (ГПЗ).

Поисковое бурение на Вуктыльской структуре проводилось применительно к основному в то время среднедевонско-нижнефранскому терригенному нефтегазодносному комплексу (НГК). Все предыдущие открытия там, а именно: месторождений Ухта-Ижемского вала, Омра-Сойвинской, Джебольской и Тэбукской ступеней, были связаны с названным НГК. Открытие посредством скв. 2 на Нижневуктыльской и скв. 21 на Средневуктыльской структурах уникального Вуктыльского НГКМ в отложениях каменноугольно-нижнепермского возраста сместило поисковый акцент в сторону нового перспективного верхневизейско-нижнепермского карбонатного НГК. Параллельно с Вуктылом уникальная залежь тяжелой нефти в отложениях пермокарбона была открыта на Усинской структуре (скв. 1, 1962 г.).

В дальнейшем по мере освоения Тимано-Печорского нефтегазодносного бассейна (ТП НГБ) были открыты доманиково-турнейский и среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный комплексы. К настоящему времени 4 вышеперечисленных комплекса являются доминантами, в недрах которых содержится 85 % ресурсов углеводородного (УВ) сырья (табл. 1). Наибольшей разведанностью характеризуется среднедевонско-нижнефранский терригенный НГК. Несмотря на это, его углеводородный потенциал, как показывают исследования, далеко не исчерпан.

Нижняя часть комплекса в составе отложений среднего девона и яранского горизонта верхнего девона, выделяемая иногда в нижний нефтегазодносный подкомплекс, распространена на ограниченной площади [1]. В основном это территория палеограбен Колвинского и Кожвинского мегавалов, Среднепечорского поперечного поднятия, юга Ижма-Печорской впадины и Ухта-Ижемского вала. Отложения небольшой мощности встречаются в пределах Варандей-Адзвинской структурной зоны и Предуральского краевого прогиба. Мощности изменяются от первых десятков и сотен метров в Ижма-Печорской синеклизе до 1500 м в Печоро-Колвинском авлакогене.

Верхняя часть комплекса в составе джьерского, тиманского и саргаевского горизонтов франского яруса распространена более широко, за исключением джьерского горизонта. На наиболее приподнятых участках присутствуют только верхние части подкомплекса. Мощности нижнего подкомплекса изменяются от первых десятков метров в Ижма-Печорской и Хорейверской впадинах до 1 км и более в Печоро-

Ключевые слова:

Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, сырьевая база, среднедевонско-нижнефранский терригенный нефтегазодносный комплекс, терригенные отложения, поисково-разведочные работы, передовые складки Урала.

Keywords:

Vuktyl oil-gas-condensate field, source of raw materials, Middle-Devonian-Lower-Frasnian complex, oil-gas-bearing complex, terrigenous deposits, exploration survey, advanced folds of Urals.

Таблица 1

Распределение начальных суммарных ресурсов (НСР) по комплексам-доминантам в ТП НГБ

Нефтегазодносный комплекс	Доля НСР, %
Среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный	19
Среднедевонско-нижнефранский терригенный	18
Доманиково-турнейский карбонатный	17
Верхневизейско-нижнепермский карбонатный	31

Колвинском авлакогене. Соотношение стратиграфии комплекса и промысловой индексации пластов приведено в табл. 2. Заполнение палеограбен Печоро-Колвинского авлакогена происходило с юга на север, в связи с чем толщины отложений среднего девона уменьшаются с юга на север, а франского яруса, соответственно, увеличиваются.

В тектоническом плане Вуктыльская структура расположена в зоне Подчерем-Каменной и Печорогородско-Переборской систем разломов [2], активность которых проявлялась с каледонского по раннекиммерийско-герцинский циклы тектогенеза. При этом структура расположена к западу от южного продолжения серии палеограбен Печоро-Кожвинского мегавала и Среднепечорского поперечного поднятия (рис. 1). Об этом свидетельствуют мощности и литология вскрытых отложений.

На Вуктыльской площади отложения D_2 – D_3f_1 комплекса вскрыты скв. 40, 42, 51, 52, 58.

Самые нижние горизонты (койвинский и бийский) вскрыты полностью скв. 42 и 58, частично скв. 52 (вскрытая мощность 47 м). Мощность отложений горизонтов увеличивается в южном направлении от 69 до 102 м (скв. 58). Породы представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками пестроокрашенными. Встречены прослои железной руды в виде оолитов коричневатобурых. В скв. 42 пройден прослой гравелитов.

Кедровский горизонт вскрыт также тремя скважинами и представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с появлением в верхней части разреза прослоев мергелей и известняков. Мощность изменяется от 57 до 70 м с увеличением в южном направлении.

Отложения омринского горизонта вскрыты полностью скв. 42, 52, 58 и частично скв. 40, 51. Породы представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями известняка. Значительная фауна

Таблица 2

Соотношение Унифицированной региональной стратиграфической схемы Тимано-Печорской провинции и промысловой индексации пластов D_2 – D_3f_1 среднедевонско-нижнефранского терригенного НГК

Ярус	Горизонт по Унифицированной схеме	Прежняя стратификация		Продуктивный пласт	Велью-Тэбукский, Омра-Сойвенский, Мичаю-Пашинский нефтегазонаосный район (НГР)	Ухта-Ижемский НГР	Шапкина-Юрьянский НГР	Харьга-Усинский НГР
Франский	Саргаевский	Саргаевский		I				
	Тиманский	Кыновский		A	A			
	Джьерский	Пашийский		Ia	Ia			
				Iб				
Яранский	Старооскольский		IV верх	V-4 V-3 V-2 V-1	IV верх			
Живетский	Старооскольский		Основная толща	IV	IV		I залежь II залежь III залежь	Верхняя пачка Основная толща
Эйфельский	Колвинский	Афонинский		IV ₀		III пласт Яреги		
	Омринский			IVa	IVa			
	Кедровский			IV				
	Бийский	IVб	IVб					
Койвенский*		Эйфельский		III	III			

* Терригенная часть.

брахиопод. Мощность отложений изменяется от 73 до 87 м.

Мощность колвинского горизонта, вскрытого всеми скважинами и представленного преимущественно почти черными аргиллитами с редкими прослоями известняков, изменяется от 5 до 17 м.

Старооскольский горизонт выделен условно по положению в разрезе между фаунистически охарактеризованными нижележащими отложениями и перекрывающими их нижнефранскими отложениями, залегающими под четким доманиковым репером. Отложения представлены переслаиванием алевролитов, песчаников, реже аргиллитов. К югу песчанистость существенно увеличивается, образуя почти однородный пласт. Песчаники с запахом нефти. Мощность отложений увеличивается с севера на юг от 31 до 45 м.

Вышеележащие отложения яранского, джьерского, тиманского и саргаевского горизонтов представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов с прослоями песчаников и известняков. Мощность отложений увеличивается уже с юга на север от 39 (скв. 58) до 105 м (скв. 40).

По данным немногочисленных петрофизических исследований керна, отобранного в скв. 52 и 58, в отложениях среднедевонско-нижнефранского терригенного НГК присутствуют порово-кавернозно-трещинные коллекторы с пористостью 5,3–10 %. В скв. 52 их толщина составляет 24,6 м, в скв. 58 – 33,8 м.

Вскрытые отложения характеризуют зону открытого мелкого моря. Признаки ожелезнения указывают на перерывы в осадконакоплении, а повышение карбонатности вверх по разрезу – на трансгрессивную направленность седиментации.

К востоку, в зоне сочленения Среднепечорского поперечного поднятия и передовых складок Урала, расположена Югид-Вуктыльская структура (см. рис. 1). Впервые Югид-Вуктыльская антиклинальная складка выделена Т.А. Добролюбовой [3, 4] при изучении тектоники и стратиграфии каменноугольных осадков по р. Подчерем в бассейне р. Печоры в 1926 г. В дальнейшем строение данной территории детализировано И.С. Муравьевым (1963 г.) при проведении геологической съемки в масштабе 1:200000, в результате которой было выявлено крупное Щугор-Вуктыльское поднятие, состоящее из кулисообразно сочленяющихся

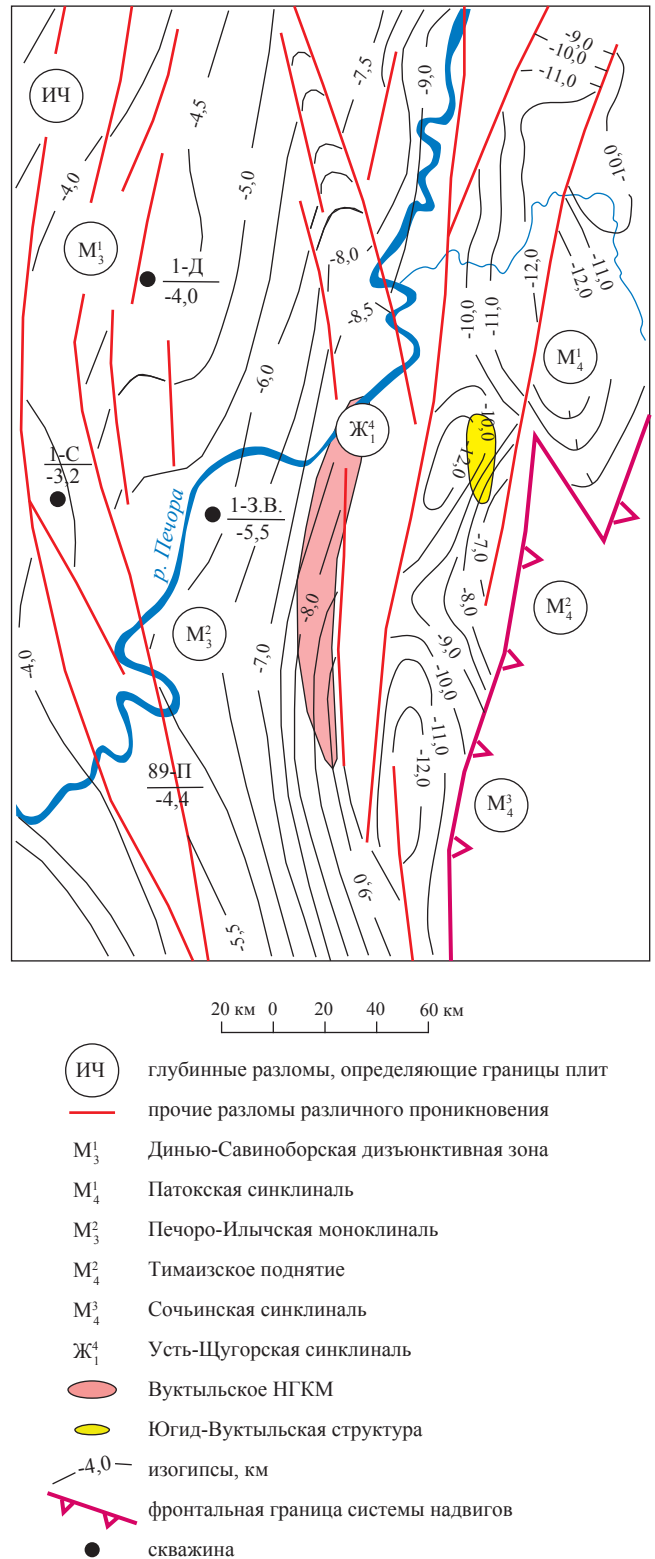
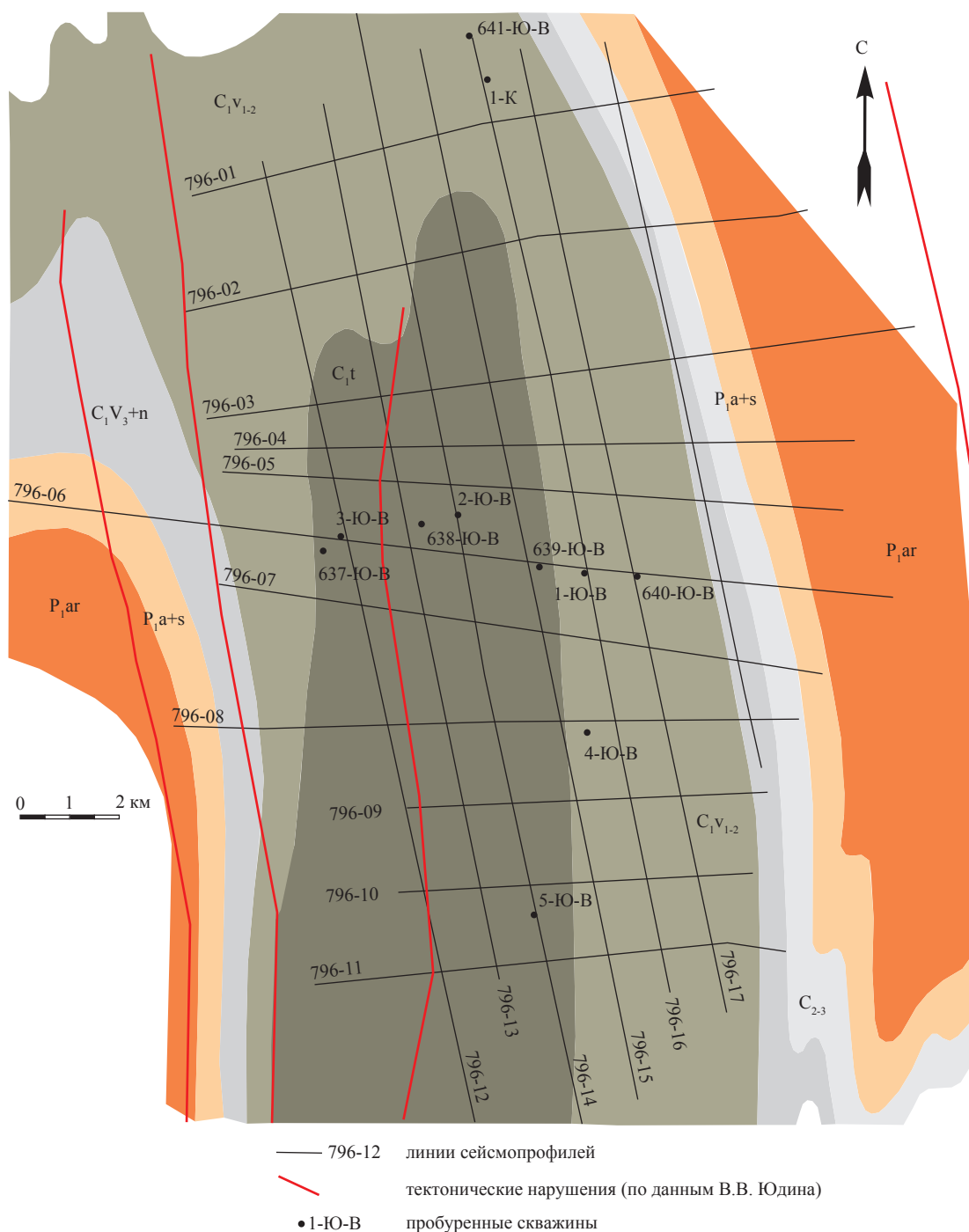


Рис. 1. Фрагмент структурно-тектонической карты Тимано-Североуральского региона и прилегающих районов Русской плиты (по [2] с дополнением)

Югд-Вуктыльской и Еджид-Кыртинской бра-
хантиклинальных складок. В сводах поднятий
на поверхность выходят карбонатные отложе-
ния турнейского и фаменского ярусов (рис. 2).

В 1968–1980 гг. на Югд-Вуктыльской пло-
щади проводились сейсморазведочные работы
методом отраженных волн (МОВ) и практиче-
ски одновременно структурно-поисковое бу-

рение. Сейсморазведка выполнялась в комплек-
се с грави- и электроразведкой и аэромагнитной
съемкой. Была установлена сложность тектони-
ки, сделано предположение о наличии системы
надвигов, и по девонским отложениям в автох-
тоне выявлены поднятия. Пробуренные четыре
структурно-поисковые скважины вкост про-
стирания структуры (скв. 637, 638, 639, 640)



**Рис. 2. Геологическая карта Югд-Вуктыльской площади
(по данным геологической съемки)**

Стратиграфический индекс		Мощность, м	Литологические особенности				
			текстура	краткая характеристика			
Q		6–56		Глины, суглинки, супеси			
C	C ₁	C _{1v}	0–407		Песчаники, алевролиты, глины		
		C _{1t}	0–711		Известняки		
D	D ₃	D _{3fm}	D _{3fm3} D _{3dz}	217–303		Известняки	
			D _{3fm2} D _{3km}	160–655		Известняки, доломиты	
		D _{3fm1}	D _{3el-zd₂}	459–894		Известняки с прослоями мергелей	
			D _{3k}	298–1732		Мергели, глинистые известняки	
		D _{3f}	D _{3f2} D _{3sp}	62–136		Известняки, мергели	
			D _{3f1}	D _{3dm}	69–114		Известняки, мергели битуминозные
				D _{3mm}	45–68		Глины
			D _{3dzr}	26–78		Песчаники, алевролиты, аргиллиты	
			D ₂	D _{2zv}	D _{2st}	74–104 и более	
		D _{2af}			159–252		Аргиллиты с прослоями алевролитов и песчаников
		D _{2ef}			206		Переслаивание алевролитов, песчаников и аргиллитов
					> 387		Песчаники с прослоями алевролитов и аргиллитов

Рис. 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез Югд-Вуктыльской площади

и одна на северном (Капитанском) осложнении (скв. 641) уточнили геологическое строение, и в скв. 637 из карбонатных фаменских отложений был получен кратковременный приток газа с водой при испытании в процессе бурения (интервал 2099–2030 м).

Полученные результаты стали основанием для постановки на площади глубокого бурения, которое проводилось в 1975–1980 гг.: пробурено 5 скважин (скв. 1–5). Скважинами изучено геологическое строение осадочного чехла, установлено более сложное строение складки, усугубленное многочисленными надвигами. При опробовании в процессе бурения среднедевонских отложений в скв. 1 и 4 были получены притоки сухого метанового газа расчетным дебитом до 300 тыс. м³/сут.

Вскрытый разрез среднего девона резко отличается от разреза Вуктыльской площади (рис. 3) и сопоставим с разрезами палеограбен Среднепечорского поперечного поднятия. Наиболее полный разрез среднего девона вскрыт скв. 1, где его толщина составляет 850 м. Мощные пласты песчаников приурочены к старооскольскому горизонту и низам эйфельского яруса (см. рис. 3).

Из пяти пробуренных скважин только две (скв. 1, 4) оказались продуктивными. Остальные попали в опущенные блоки или ликвидированы по техническим причинам. Данные интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) представлены в табл. 3. Пластовый газ почти «сухой»: содержит 97,51 % об. метана, 0,61 % об. этана, 0,12 % об. пропана, 1,76 % об. азота и редких газов.

В связи с тем что Югид-Вуктыльская площадь расположена вблизи Вуктыльского НГКМ, но недостаточно изучена сейсморазведкой, в 1996 г. с целью установления возможности ее промышленного освоения предприятием ООО «Севергазпром» на Югид-Вуктыльской площади проводились 2D-сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки

(МОГТ) в объеме 221 пог. км. За счет увеличения кратности (48–96, ранее только 12) и применения технологии группирования зарядов был получен сейсмический материал более высокого качества. Фрагмент временного разреза по профилю 796-06 приведен на рис. 4.

В целом строение площади подтвердилось, были уточнены положения и выделены четыре взбросо-надвига. Основной надвиг – западный, по которому аллохтонная часть складки надвинута и нарушена оперяющими надвигами. Некомпетентными породами, по-видимому, служили глинистые отложения среднедевонского возраста. Как показывает анализ проведенных ранее работ по бурению параметрической скв. 1-Верхняя Сочь, расположенной в 50 км к югу от Югид-Вуктыльской складки [5], вскрытые отложения, скорее всего, еще не являются автохтонной частью разреза.

Опыт проведения поисково-разведочных работ в складчато-надвиговых зонах, объем которых постоянно увеличивается [6–8], говорит о том, что наиболее нарушенными являются верхние этажи осадочного чехла, включая аллохтон и паравтохтон. Ниже, как правило, складки более крупные и пологие. Коллекторские свойства продуктивных горизонтов, согласно материалам по ТП НГБ, вполне удовлетворительные [9].

Одним из примеров коммерческого открытия последнего времени является структура Инкауаси в блоке Ипати бассейна Субандино (Боливия). Бассейн Субандино также приурочен к складчато-надвиговому поясу Анд. Практически одновозрастные терригенные отложения и схожие глубины залегания коллекторских толщ позволяют проводить аналогию с Югид-Вуктыльской структурой. В результате бурения первой поисковой скважины на структуре Инкауаси из терригенных отложений нижнего девона (формация Хуамампампа, см. НМР в экспликации к рис. 5) в интервале 4905–5150 м был получен приток газа дебитом

Таблица 3

Результаты интерпретации материалов ГИС скважин Югид-Вуктыльской площади

Скважина	Параметр				
	общая эффективная толщина, м	эффективная газонасыщенная толщина, м	коэффициент пористости, %	коэффициент пористости средневзвешенный, %	коэффициент газонасыщенности
1	18,8	13,0	6,0–10,6	7,8	88,2
4	50,6	26,0	6,6–11,5	8,5	88,0

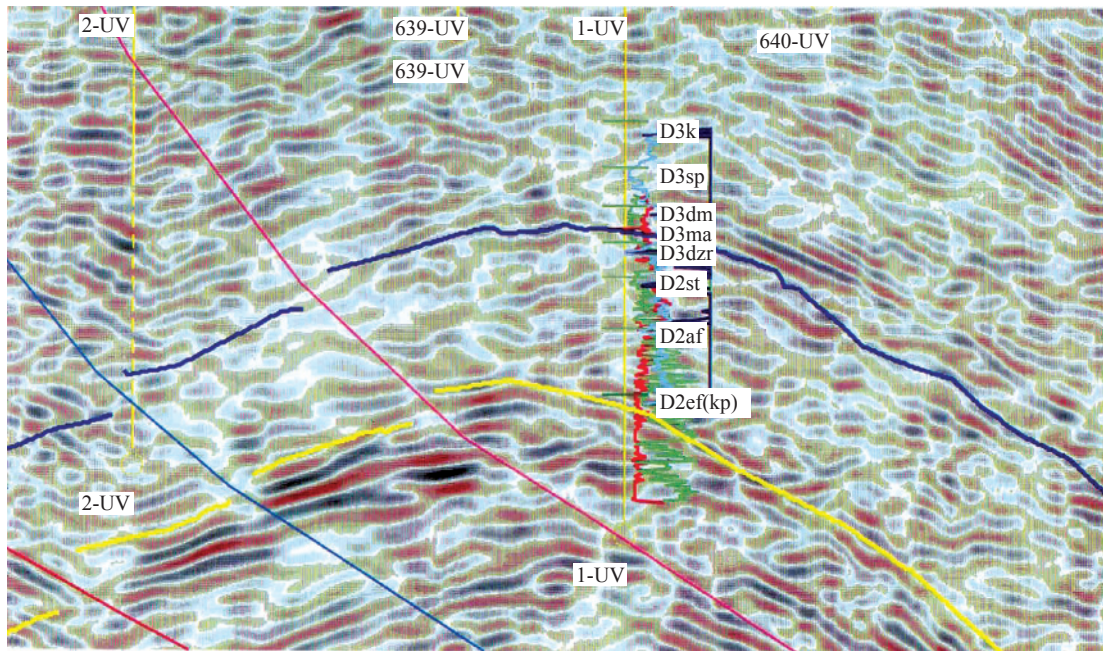


Рис. 4. Фрагмент временного разреза по профилю 796-06

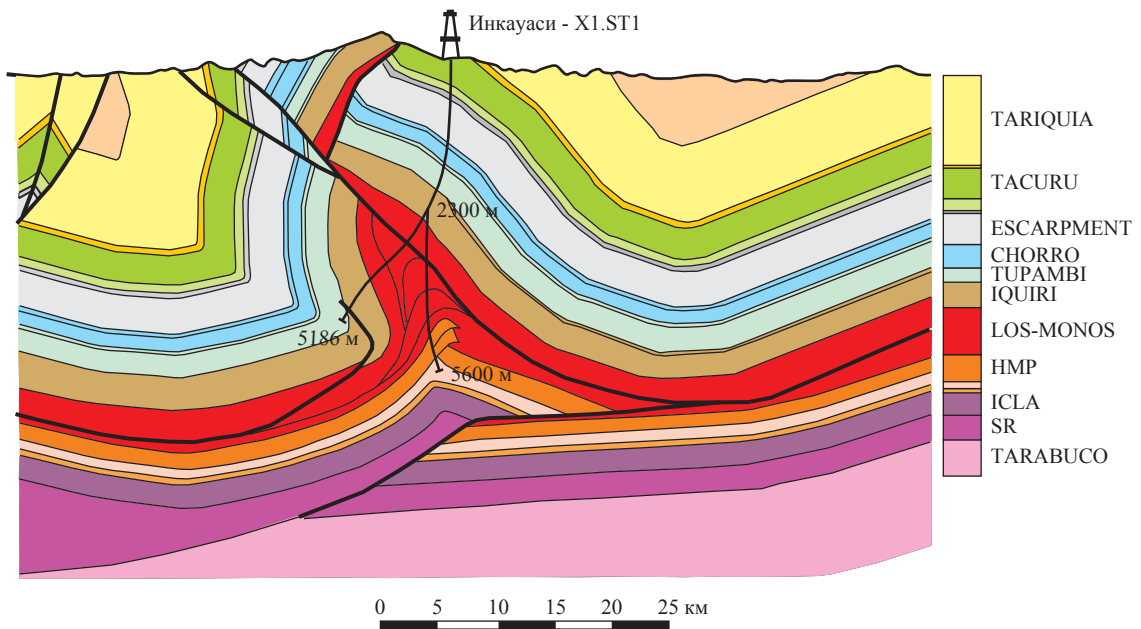


Рис. 5. Структура Инкауаси, блок Ипати, бассейн Субандино (по [8])

1,093 млн м³/сут и конденсата 119 м³/сут на штуцере 17,5 мм.

Таким образом, к востоку от Вуктыльского НГКМ просматривается значительная территория, в которой среднедевонско-нижнефранский терригенный НГК Среднепечорского поперечного поднятия «ныряет» под передовые складки Северного Урала. Согласно

полученным данным толщины комплекса, который включает мощные пачки песчаников, составляют не менее 1000 м. Это новое направление требует научного осмысления и постановки поисково-разведочных работ, которые, несомненно, принесут успех и позволят нарастить сырьевую базу Вуктыльского района и Сосногорского ГПЗ.

Список литературы

1. Теплов Е.Л. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Е.Л. Теплов, П.К. Костыгова, З.В. Ларионова и др. – СПб.: Реноме, 2011. – 286 с.
2. Белякова Л.Т. Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / Л.Т. Белякова, В.И. Богацкий, Б.П. Богданов и др. – Киров: Кировская обл. тип., 2008. – 288 с.
3. Добролюбова Т.А. Тектоника и стратиграфия каменноугольных осадков по р. Подчерем в бассейне Печоры / Т.А. Добролюбова // Тр. Ин-та по изучению Севера. – М., 1926. – Вып. 32. – С. 5–32.
4. Добролюбова Т.А. Геологические исследования по р. Вуктыл в бассейне Печоры / Т.А. Добролюбова // Тр. Ин-та по изучению Севера. – М., 1926. – Вып. 32. – С. 33–61.
5. Беляева Н.В. Глубинное строение западного склона Урала в районе Сочинской антиклинали (по данным бурения параметрической скважины 1-Верхняя Сочь) / Н.В. Беляева, В.В. Юдин, А.А. Корзун и др. – Сыктывкар: ИГ КОМИ НЦ УрО РАН, 1997. – 80 с.
6. Roeder D. Fold-thrust belts at Peak Oil / D. Roeder, Goffey G.P., Craig J. et al. // Hydrocarbons in contractual belts. – London: Geological Society, 2010. – V. 348. – P. 7–31.
7. Соборнов К.О. Возможности наращивания ресурсной базы газодобычи в складчатых поясах России / К.О. Соборнов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 3 (19). – С. 56–61.
8. Жерар К. Программа геологоразведочных работ на лицензионном участке Эль-Ассель в Алжире и на перспективных блоках в Боливии и Венесуэле / К. Жерар, А.Н. Тимонин // Материалы XIV Координационного геологического совещания. – М.: Газпром экспо, 2009. – С. 193–210.
9. Данилов В.Н. Проблемы и перспективы освоения глубокозалегающих горизонтов Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна / В.Н. Данилов // Геология, разработка, эксплуатация месторождений Тимано-Печорской провинции. Транспорт газа. Проблемы, решения, перспективы: науч.-техн. сб. Кн. 2: Геология и бурение. – Ухта, 2000. – С. 41–71.