

УДК 553.982.23.054(470.5)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-1-105-120

Тектонодинамическое и литофациальное моделирование как основа повышения уровня прогноза нефтегазоносности в Косью-Роговской впадине

© 2021 г. | Я.С. Сбитнева

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта, Россия; yana.loma4inskaya@yandex.ru

Поступила 20.11.2020 г.

Доработана 23.11.2020 г.

Принята к печати 25.11.2020 г.

Ключевые слова: *Предуральский краевой прогиб; Косью-Роговская впадина; нефтегазовый потенциал; субдукция; тектонодинамическая зона; нефтегазоносный район; зона нефтегазоаккумуляции; нефтегазоперспективная ловушка; углеводороды; геологическое моделирование.*

Аннотация: При достаточно высоких прогнозных ресурсах объемы добычи газа в Республике Коми с каждым годом снижаются с 20 млрд м³ в 1980 г. до 2,7 млрд м³ в 2019 г. Это явилось следствием истощения подготовленной в Республике Коми сырьевой базы свободного газа, главными составляющими которой были Вуктыльское (1961) и Западно-Соплесское нефтегазоконденсатные месторождения (1971). На основе разработки этих месторождений была создана крупная газодобывающая, газотранспортная и газоперерабатывающая инфраструктура в Республике Коми, на что потрачены сотни миллиардов рублей и востребованность которой при существующей сырьевой базе снижается, что влечет за собой негативные экономические и социальные последствия. В то же время нефтегазовый потенциал Северо-Предуральской нефтегазоносной области реализован лишь на 30 %. Косью-Роговская впадина является одним из наиболее перспективных районов Северо-Предуральской нефтегазоносной области, где возможно открытие значительного числа нефтегазоконденсатных месторождений, в том числе и крупных. В статье рассмотрены условия формирования и закономерности размещения нефтегазоперспективных ловушек на основе тектонодинамического и литологофациального моделирования.

Для цитирования: Сбитнева Я.С. Тектонодинамическое и литофациальное моделирование как основа повышения уровня прогноза нефтегазоносности в Косью-Роговской впадине // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 105–120. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-105-120.

Tectonodynamic and lithofacies modelling: basis for improving oil and gas occurrence prediction in Kosju-Rogovsky Depression

© 2021 | Ya.S. Sbitneva

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia; yana.loma4inskaya@yandex.ru

Received 20.11.2020

Revised 23.11.2020

Accepted for publication 25.11.2020

Key words: *Urals Foredeep; Kosju-Rogovsky Depression; petroleum potential; subduction; tectonodynamic zone; petroleum region; zone of oil and gas accumulation; oil and gas lead; hydrocarbon; geological modelling.*

Abstract: With sufficiently high forecast resources, gas production volumes in the Komi Republic are decreasing every year from 20 billion m³ in 1980 to 2.7 billion m³ in 2019. This is a consequence of the exhaustion of the free gas resource base prepared in the Republic, the main components of which were the Vuktylsky (1961) and West Sopleksky oil and gas condensate fields (1971). On the basis of the development of these fields, a large gas production, transmission, and processing infrastructure was created in the Komi Republic, for which hundreds of billion rubles were spent and the demand for which, given the existing raw material base, is decreasing. This entails negative economic and social consequences. And at the same time, only 30 % of oil and gas potential of the North Urals oil and gas region is unlocked. The Kosju-Rogovsky depression is one of the most promising areas of the North Urals oil and gas region, where it is possible to discover a significant number of oil and gas condensate fields, including large ones. The article discusses the conditions of formation and patterns of oil and gas prospective traps occurrence based on tectonodynamic and lithofacies modeling.

For citation: Sbitneva Ya.S. Tectonodynamic and lithofacies modelling: basis for improving oil and gas occurrence prediction in Kosju-Rogovsky Depression. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(1):105–120. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-105-120. In Russ.

Введение

При достаточно больших прогнозных ресурсах объемы добычи газа в Республике Коми снизились с 20 млрд м³ в 1980 г. до 2,7 млрд м³ в 2019 г. Это вызва-

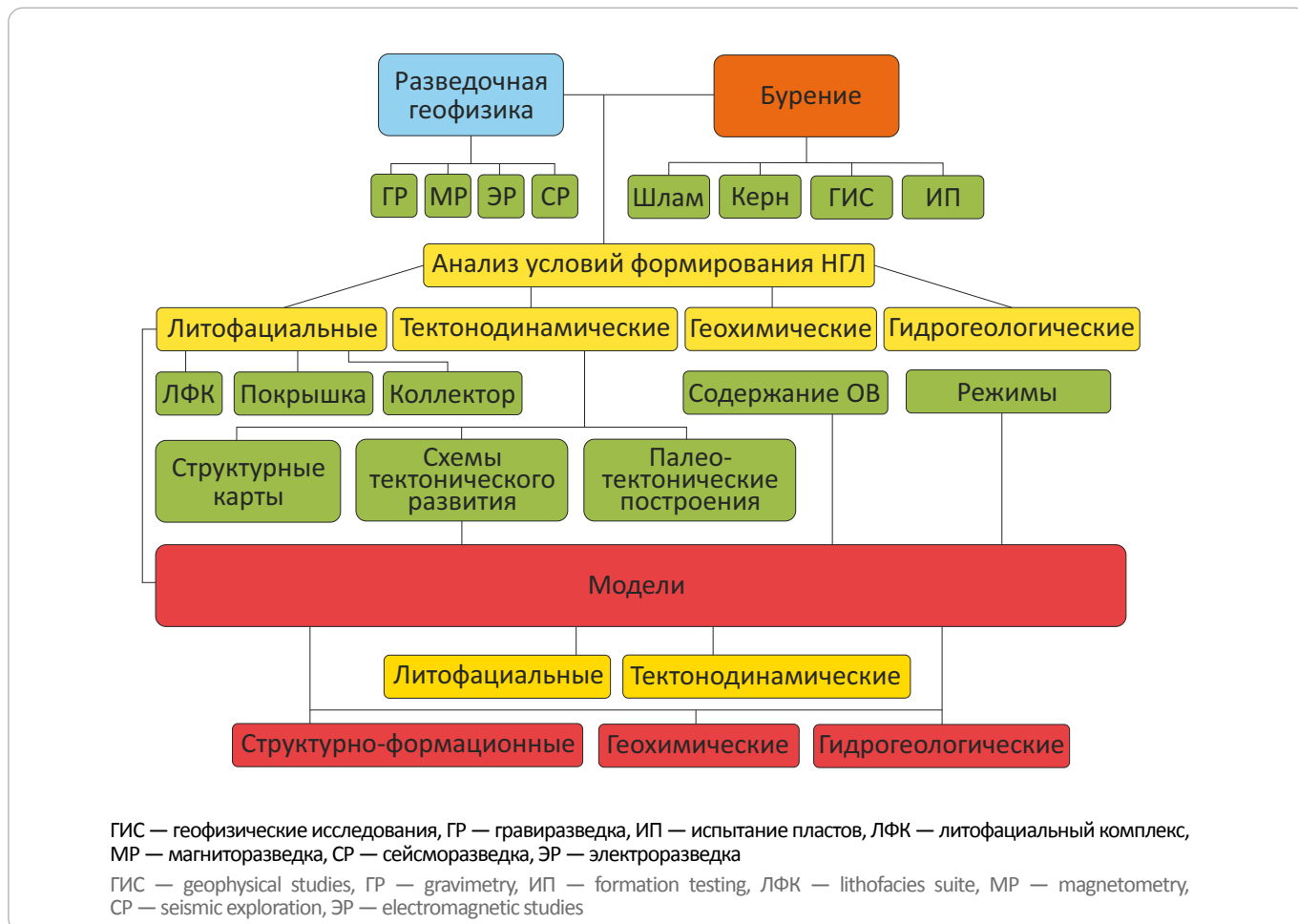
но истощением подготовленной сырьевой базы свободного газа, главными источниками которой были Вуктыльское (1961) и Западно-Соплесское нефтегазоконденсатные месторождения (1971). На основе



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 1. Алгоритм методики изучения условий формирования и закономерностей размещения нефтегазоперспективных ловушек (по Я.С. Сбитневой)

Fig. 1. Algorithm of the methodology for investigations of oil and gas leads formation and location patterns (according to Ya.S. Sbitneva)



разработки этих месторождений была создана крупная и дорогостоящая газодобывающая, газотранспортная и газоперерабатывающая инфраструктура в Республике Коми, востребованность которой при существующей сырьевой базе снижается, что влечет за собой негативные экономические и социальные последствия.

И в то же время нефтегазовый потенциал Северо-Предуральской нефтегазоносной области реализован лишь на 30 %. Косью-Роговская впадина является одним из наиболее перспективных районов Северо-Предуральской нефтегазоносной области, где возможно открытие значительного числа нефтегазоконденсатных месторождений, в том числе и крупных.

Ранее проведенные геолого-разведочные работы в Косью-Роговской впадине без обоснованной эффективной геологической модели формирования месторождений УВ были малорезультативны.

Научной базой для изучения условий формирования и закономерностей размещения нефтегазо-

перспективных ловушек являлись: теория биогенного синтеза УВ, концепция тектоники литосферных плит и седиментология.

Условия формирования зон нефтегазоаккумуляции и нефтегазоперспективных ловушек

Косью-Роговская впадина, как и все впадины Предуральского краевого прогиба, имеет сложное структурно-тектоническое строение, обусловленное особенностями ее геологического развития как переходной структуры от орогенных образований к платформам.

Алгоритм методики изучения условий формирования и закономерностей размещения нефтегазоперспективных ловушек можно представить следующим образом (рис. 1).

Тектонодинамическая модель строения Предуральского краевого прогиба

На ранней стадии развития Предуральский крайевой прогиб долгое время формировался в зоне суб-

дукции (поддвига) океанической коры пассивной окраины Восточно-Европейской платформы под активную часть Сибирской платформы в пределах Уральского палеоокеана (геосинклинальная область). Зарождение прогиба (поздний девон) происходило на океанической коре и представляло собой некомпенсированный глубоководный желоб, заполненный орогенным флишем.

Максимальные тангенциальные напряжения в триасе со стороны Урала привели к широкому развитию шарьяжно-надвиговых процессов во внутренней зоне Косью-Роговской впадины с образованием каскада линейных структурно-надвиговых дислокаций уральского простирания (рис. 2).

Данная зона в последней тектонической трактовке называется «Прилемвинской складчато-покровной зоной» (Б.Я. Вассерман, В.И. Богацкий). Ее южная часть граничит с Интинской складчато-чешуйчатой зоной, которая также находилась в зоне проявления тангенциальных сил со стороны Уральской орогенной области, но в меньшей степени.

Внешняя, наиболее обширная зона Косью-Роговской впадины формировалась под воздействием двух основных сил: тангенциальных — со стороны Урала и вертикальных — со стороны гряды Чернышева и Варандей-Адзвинского краевого рифта. Жесткий Большеземельский блок фундамента и краевые разломы, ограничивающие Чернышевский желоб, являлись областями разгрузки тангенциальных сил со стороны Урала.

Вдоль юго-восточной границы гряды Чернышева образовались линейные приразломные и ненарушенные антиклинальные структуры (Поварницкая, Нерцетинская). Севернее на структуры уральского простирания наложились структуры Варандей-Адзвинского краевого рифта (Роговская группа субширотных структур). Это свидетельствует о том, что гряда Чернышева возникла после сформировавшегося Варандей-Адзвинского рифта и отсекала его юго-восточную часть. Таким образом, группа Роговских структур (Верхне-Роговская, Западно-Роговская и Южно-Роговская) и Бергантымьльская структура имеют варандей-адзвинское простирание. Для внешней зоны Косью-Роговской впадины характерно наличие куполовидных крупных структур, таких как Кочмесское поднятие, и более мелких брахиантиклинальных складок, таких как Нерцетинская, Романьельская и др.

Особое место занимает северная часть Косью-Роговской впадины. Здесь центральным структурообразующим элементом является крупнейшее Ярвожское поднятие. Северная граница впадины, по мнению автора статьи, проходит по гряде Чернова, которая имеет пайхойское простирание. Уральские тектонические процессы практически не повлияли на формирование гряды Чернова и большей части

Воркутской ступени. Структуры Воркутской ступени не нарушены или нарушены слабо, имеют простирание, подобное горсту Чернова. В предверхнеартинский размыв карбонатные отложения подверглись значительным гипергенным преобразованиям (Падимейское месторождение).

Таким образом, тектонодинамическая модель Косью-Роговской впадины представляется следующей (рис. 3): границы впадины проходят на северо-западе по гряде Чернышева, на севере — по гряде Чернова, на юго-востоке — по главному Уральскому разлому и Восточно-Лемвинской зоне надвиговых дислокаций, на юге — в зоне сочленения гряды Чернышева с Уральским орогеном.

В пределах Косью-Роговской впадины выделяются следующие тектонодинамические зоны с различной степенью влияния на них тангенциальных сил, действовавших на заключительной стадии орогенеза на Урале (табл. 1).

1. Внешняя пассивная (буферная) тектонодинамическая зона, где влияние тангенциальных сил со стороны Урала в целом не отразилось на строении осадочного чехла и сохранились черты пассивной континентальной окраины (рис. 4). Она представлена в основном Кочмесской ступенью, осложненной куполовидными и брахиантиклинальными складками седиментационного происхождения.

2. Центральная компенсационная тектонодинамическая зона, где происходила разгрузка тангенциальных сил со стороны Урала. Представлена Абезьской депрессией, осложненной брахиантиклинальными складками уральского простирания.

3. Северная пассивная тектонодинамическая зона субширотного простирания без существенного влияния Урала на строение осадочного чехла. Представлена Воркутской ступенью. Структуры конседиментационного происхождения — куполовидные и брахиантиклинальные складки субширотного (пайхойского) простирания.

4. Внутренняя активная тектонодинамическая зона с максимальным проявлением тангенциальных сил, спровоцированных заключительными стадиями орогенеза на Урале. Состоит из двух подзон: Интинской складчато-чешуйчатой и Прилемвинской складчато-покровной (см. рис. 2).

Литолого-фациальная модель среднепалеозойских отложений

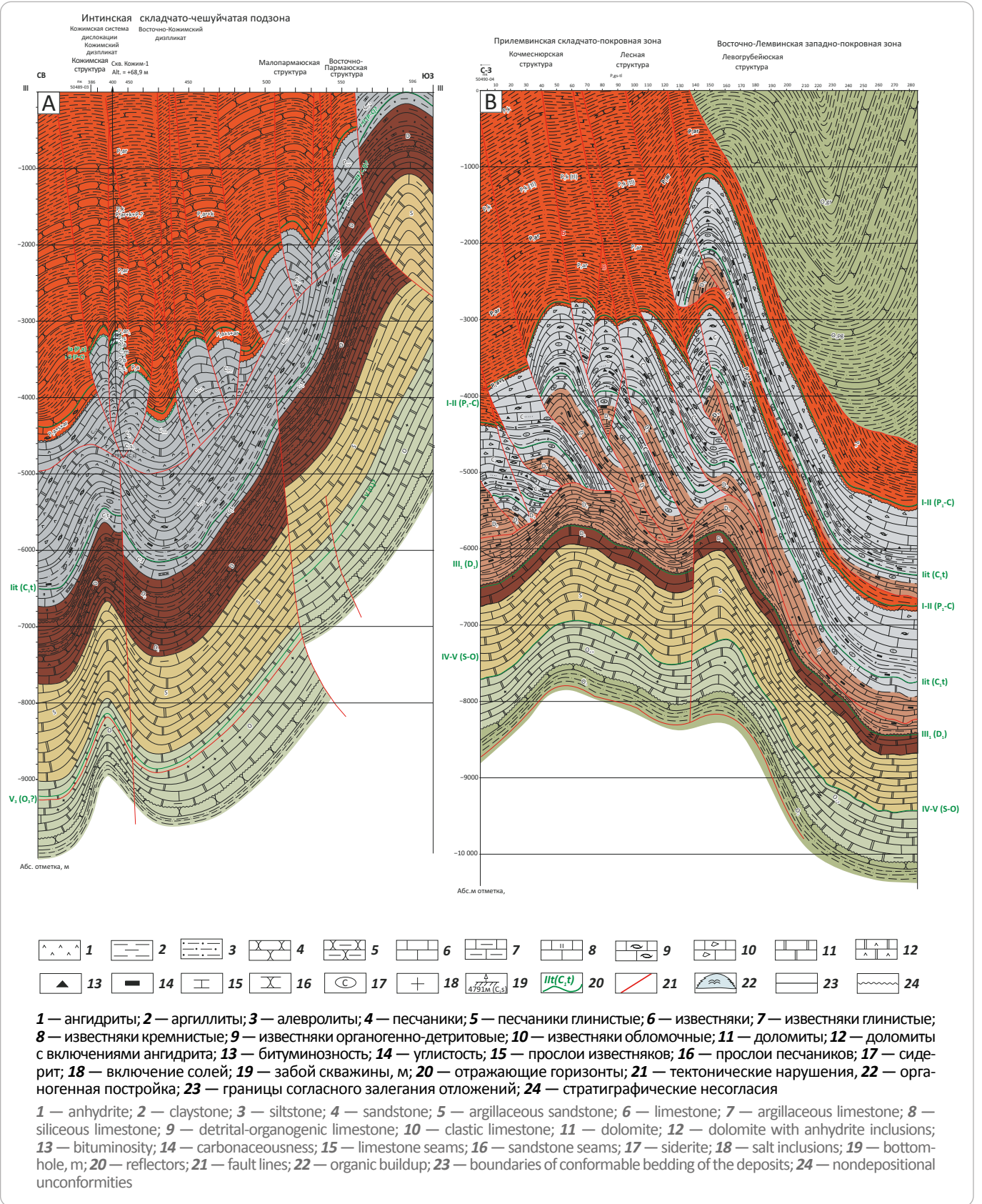
В основу базовой составляющей при формировании нефтегазоперспективных ловушек в среднепалеозойских отложениях положены фациальные условия осадконакопления, определяющие в первоначальном виде возможность наличия коллекторов и покрышек. В течение геологического времени литолого-фациальный облик отложений менялся за счет геостатического давления, тектонических процессов,



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

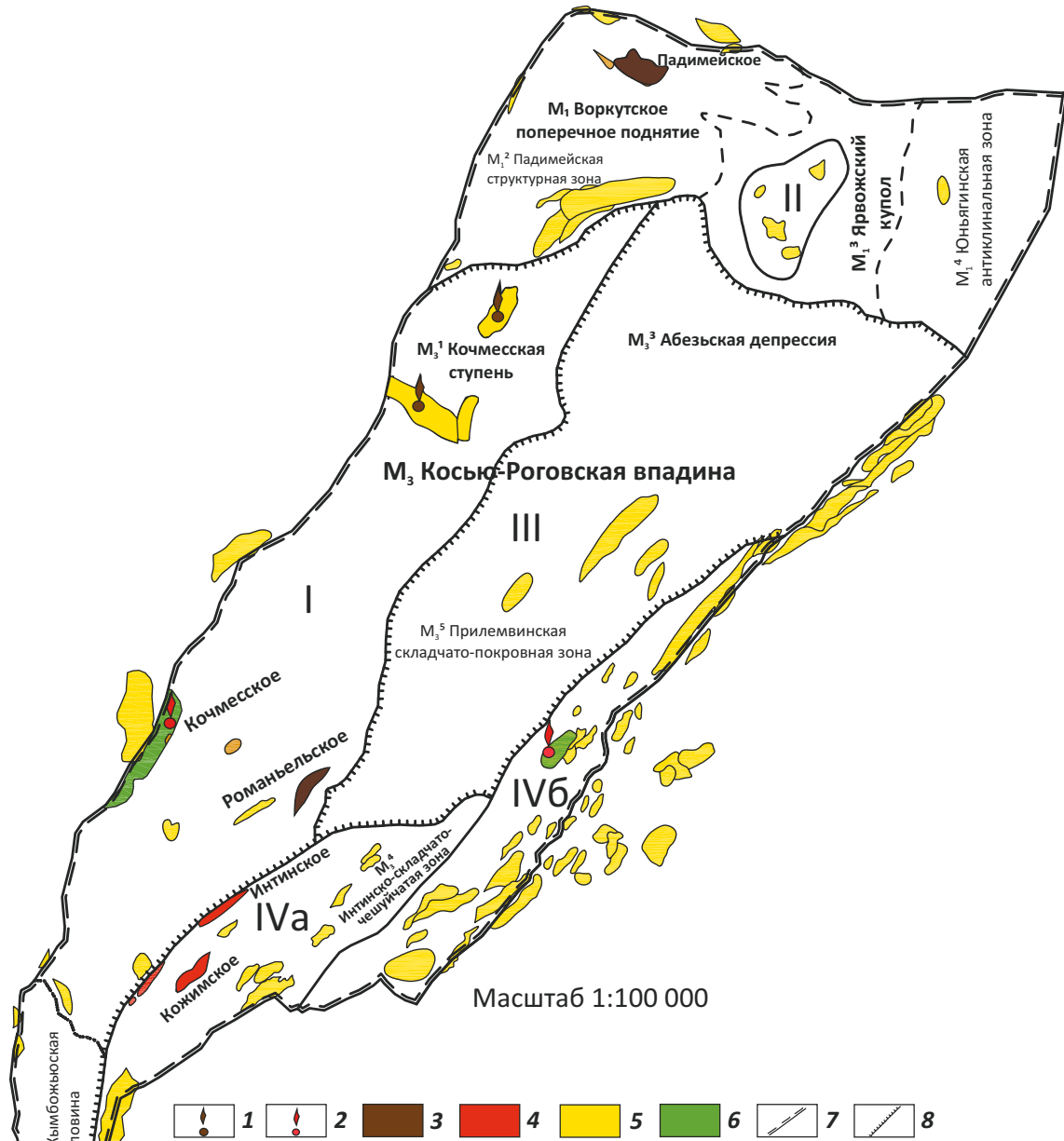
Рис. 2. Внутренняя активная тектонодинамическая зона Косью-Роговской впадины (по материалам ОАО «Севергеофизика» и ООО «ТП НИЦ»)

Fig. 2. Internal active tectonodynamic zone of the Kosju-Rogovsky Depression (according to materials of Severgeofizika and TP NITs)



ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

Рис. 3. Тектонодинамическая карта-схема районирования Косью-Роговской впадины (В.Б. Ростовщиков, Я.С. Сбитнева)
 Fig. 3. Schematic tectonodynamic map of Kosju-Rogovsky Depression zoning (V.B. Rostovshikov, Ya.S. Sbitneva)



Проявления (1, 2): 1 — нефти, 2 — газа; **месторождения (3, 4):** 3 — нефтяные, 4 — нефтегазоконденсатные; **структуры (5, 6):** 5 — в бурении, 6 — выявленные; **границы (7, 8):** 7 — Косью-Роговской впадины, 8 — тектонодинамических зон.

Тектонодинамические зоны: I — внешняя пассивная (буферная), II — сквозная пассивная, III — центральная компенсационная (разгрузочная), IV — внутренняя активная (подзоны: IVa — Интинская складчато-чешуйчатая, IVb — Прилемвинская складчато-покровная)

Shows (1, 2): 1 — oil, 2 — gas; **fields (3, 4):** 3 — oil, 4 — oil and gas condensate, **structures (5, 6):** 5 — drilling, 6 — mapped; **boundaries (7, 8):** 7 — Kosju-Rogovsky Depression, 8 — tectonodynamic zones.

Tectonodynamic zones: I — passive external (buffer), II — passive pass-through, III — compensational central (unloading), IV — active internal (subzones: IVa — Intinsky sheet-folded, IVb — Prilemvin'skaya blanket-folded)

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Табл. 1. Типизация тектонодинамических зон (Я.С. Сбитнева)
 Tab. 1. Typification of tectonodynamic zones (Ya.S. Sbitneva)

Номер зоны	Зона		Характеристика							
			Степень влияния Уральского орогенеза	Генезис структур (тип структур)	Ориентировка	Генезис коллекторов		Тип и надежность покрышек		
						Первичный седиментационный	Вторичный, тектонодинамический, гипергенный	Зональные		
Высокая	Средняя	Низкая								
I	Внешняя пассивная (буферная, Кочмесская ступень)		Слабое	Конседиментационные (купола, брахиантиклинали)	Северо-восточная уральская	Да	Гипергенный	Да	–	–
II	Северная пассивная (Воркутская ступень)		Слабое	Конседиментационные (купола, брахиантиклинали)	Широтная, пайхойская Варандей-Адзвинская	Седиментационный	Гипергенный	Да	Да	–
III	Центральная компенсационная (разгрузочная) Абезьская депрессия		Затухающее	Приразломные конседиментационные, брахиантиклинали	Северо-восточная уральская	Да	–	Да	–	–
IVa	Внутренняя активная	Интинская складчаточешуйчатая подзона	Умеренно-сильное	Тектонодинамические линейные надвиги (аллохтон)	Северо-восточная уральская	Седиментационный	Тектонодинамический, гипергенный	–	Да	Да
IVб	Внутренняя активная	Прилемвинская складчатопокровная	Сильное	Тектонодинамические сложнопостроенные надвиги (аллохтон)	Северо-восточная уральская	Седиментационный	Тектонодинамический, гипергенный	–	Да	Да

выщелачивания, перекристаллизации, гипергенных явлений в зонах размывов и др.

Среднепалеозойские, преимущественно карбонатные отложения слагают три нефтегазоносных комплекса (НГК): доманиково-турнейский карбонатный, ниже-верхневизейский терригенный и верхневизейско-нижнепермский карбонатный (верхневизейско-верхнекаменноугольный, верхнекаменноугольно-нижнепермский).

В доманиково-турнейском НГК в пределах рассматриваемых территорий распространены разновозрастные (усть-печорские, джебольские и турнейские) мелководно-шельфовые и доманиково-фаменские доманикоидные природные резервуары. В скв. Поварницкая-21 получен приток нефти дебитом 4,9 м³/сут. Границы распространения природного резервуара контролируются зоной развития позднефаменских барьерных рифов (рис. 5).

Природными резервуарами являются усть-печорские, зеленецкие и турнейские мелководно-шельфовые карбонатные отложения в зонах их последовательного выхода под нижневизейскую глинистую покрывку. В процессе бурения скв. Ярвожская-13 в

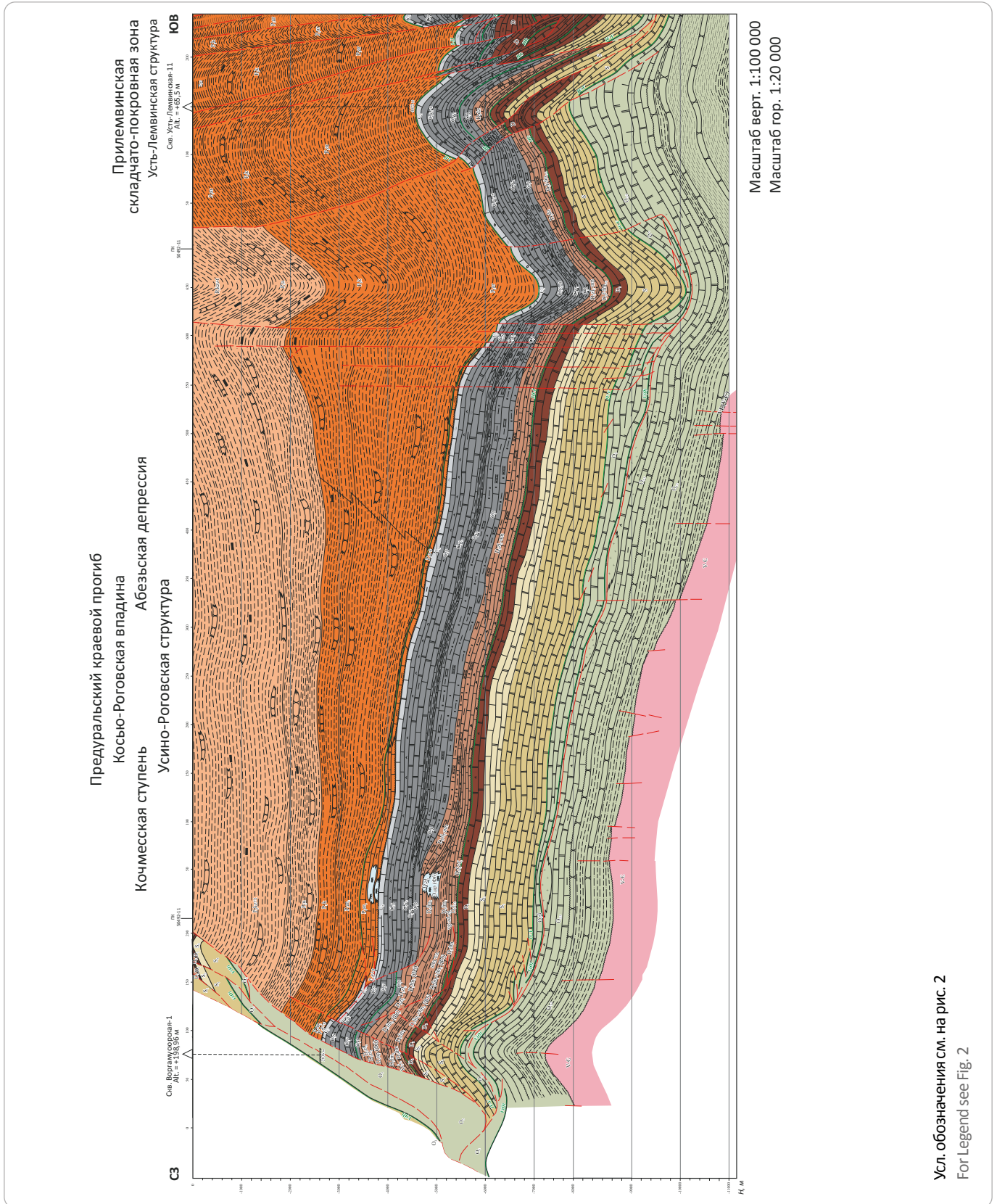
интервале турнейских отложений отмечены газопроявления. На ограниченной территории выделяется зональный природный резервуар под турнейской глинистой покрывкой. Коллекторы связываются с верхнефаменскими и турнейскими надрифовыми пластами, залегающими над одиночными органическими постройками типа банок и возможными постройками типа атоллов, а также над верхнедевонскими барьерными рифами.

Верхневизейско-нижнепермский карбонатный НГК разделен на два подкомплекса: верхневизейско-верхнекаменноугольный и верхнекаменноугольно-нижнепермский.

Верхневизейско-верхнекаменноугольный нефтегазоносный подкомплекс представлен в основном двумя природными резервуарами: верхневизейско-серпуховским и среднекаменноугольным (рис. 6).

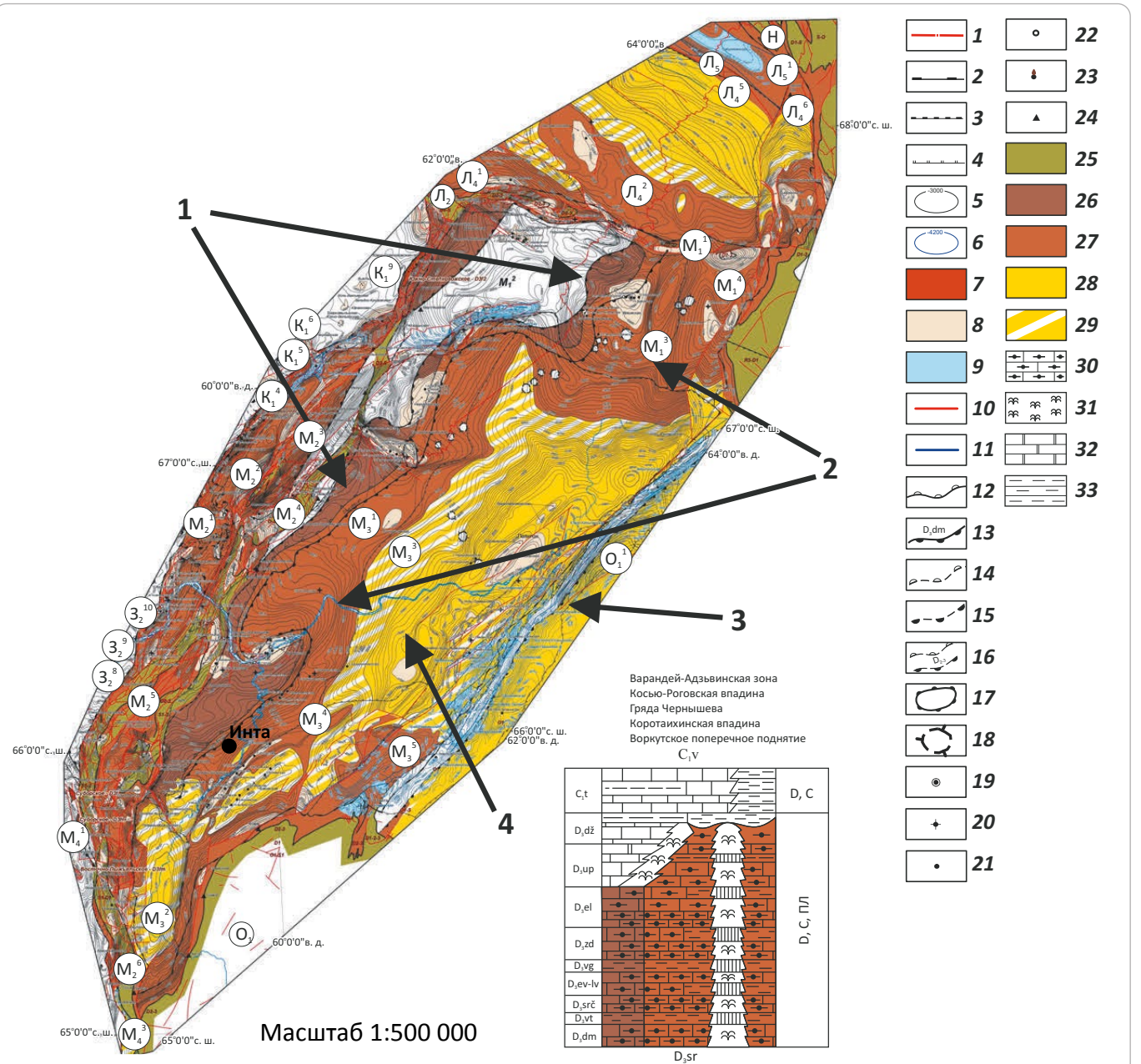
В верхневизейско-серпуховском природном резервуаре наибольший интерес представляет зона под ангидритовой толщей — это гряда Чернышева и центральная часть Косью-Роговской впадины. Улучшенными коллекторскими характеристиками обладают также верхнесерпуховские низко-средне-высокоем-

Рис. 4. Внешняя пассивная тектонодинамическая зона Косью-Роговской впадины (по материалам ОАО «Севергеофизика» и ООО «ТП НИЦ»)
Fig. 4. External passive tectonodynamic zone of the Kosju-Rogovsky Depression (according to materials of Severgeofizika and TP NITs)



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 5. Карта развития доманиково-фаменского доманикоидного природного резервуара (по материалам ООО «ТП НИЦ») / Fig. 5. Map of evolution of the Domanik-Famennian Domanik-type natural reservoir (according to materials of TP NITs)



Границы (1-4): 1 — Республики Коми; тектонических элементов (2-4): 2 — надпорядковых, 3 — I порядка, 4 — II порядка; изогипсы подошвы доманиковых отложений верхнего девона, м (5, 6): 5 — в автохтоне, 6 — в аллохтоне; 7 — нефтяные месторождения; структуры (8, 9): 8 — в автохтоне, 9 — в аллохтоне; тектонические нарушения (10, 11): 10 — в автохтоне, 11 — в аллохтоне; границы верхнедевонских барьерных рифов (12-15): 12 — зарифового мелководного шельфа, 13 — предрифового глубоководного уступа, 14 — зарифового мелководного шельфа, прогнозируемые по геологическим критериям, 15 — предрифового глубоководного уступа, прогнозируемые по геологическим критериям; 16 — зона развития рифового краевого поднятия; 17 — одиночные рифы, карбонатные банки, установленные по данным бурения и прослеженные сейсморазведкой; 18 — аномалии сейсмической записи, предположительно связываемые с органогенными постройками; скважины (19-23): 19 — опорные, 20 — параметрические, 21 — поисковые, 22 — структурные (структурно-поисковые), 23 — с притоками нефти; 24 — обнажения; 25 — зоны выхода древних пород в аллохтоне; зоны развития низкоемких линзовидных доманикоидных карбонатных коллекторов (Варандей-Адзвинская зона, Косью-Роговская впадина, гряда Чернышева, Кортаихинская впадина) (26, 27): 26 — установленных, 27 — прогнозируемых; 28 — зона отсутствия коллекторов в глубоководных территориях; 29 — зона уплотненных пород; 30 — известняки битуминозные; 31 — рифогенные породы; 32 — доломиты; 33 — аргиллиты.

Зона развития: 1 — установленных линзовидных доманикоидных карбонатных коллекторов, 2 — прогнозируемых линзовидных доманикоидных карбонатных коллекторов, 3 — верхнедевонского рифогенного коллектора; 4 — зона вероятного отсутствия коллекторов за счет уплотнения на больших глубинах.

Характеристика коллекторов: С — низкоемкие, D — плотные; тип покрышек: ПЛ — локальная

Legend for Fig. 5, end.

Boundaries (1–4): 1 — Komi Republic; **tectonic elements (2–4):** 2 — super-order, 3 — 1-st order, 4 — 2-nd order; **structural contours of Upper Devonian Domanik deposits, m (5, 6):** 5 — in autochthon, 6 — in allochthon; 7 — oil fields; **structures (8, 9):** 8 — in autochthon, 9 — in allochthon; **faults (10, 11):** 10 — in autochthon, 11 — in allochthon; **boundaries of Upper Devonian barrier reefs (12–15):** 12 — backreef shallow water shelf, 13 — reef-front deep water bench, 14 — backreef shallow water shelf predicted using geological criteria, 15 — reef-front deep water bench predicted using geological criteria; 16 — zone of reef marginal uplift; 17 — solitary reefs, carbonate banks identified using drilling data and tracked in seismic data; 18 — anomalies of seismic record supposedly associated with organic buildups; **wells (19–23):** 19 — key, 20 — stratigraphic, 21 — prospecting, 22 — structural (prospecting structural), 23 — with oil inflows; 24 — outcrops; 25 — zones of ancient rock outcrop in allochthon; **zones of lenticular Domanik-like carbonate reservoirs having low storage capacity (Varandey-Adz'vinsky zone, Kosju-Rogovsky Depression, Chernyshev Ridge, Korotikhinsky Depression) (26, 27):** 26 — known, 27 — predicted; 28 — zones of reservoir absence in deep-seated territories; 29 — zones of compacted rocks; 30 — bituminous limestone; 31 — reef rocks; 32 — dolomite; 33 — claystone, marl, argillaceous limestone.

Zone of occurrence: 1 — known lenticular Domanik-type carbonate reservoirs, 2 — predicted lenticular Domanik-type carbonate reservoirs, 3 — Upper Devonian reef reservoir; 4 — zone of probable absence of reservoir due to compaction at great depths.

Reservoir characteristics: C — with low storage capacity, D — tight; seal type: ПЛ — local

кие коллекторы под среднекаменноугольной глинистой покрывкой, но граница распространения зоны остается недоизученной.

Определенными перспективами обладают верхневизейские карбонатные отложения под визейской карбонатной покрывкой на отдельных локальных поднятиях (структурах). Приток нефти получен на Кочмесской площади в скв. 3.

Среднекаменноугольный мелководно-шельфовый карбонатный природный резервуар характеризуется зональным распространением. Флюидоупором для резервуара является зональная нижнепермская (сезымская) карбонатно-глинистая покрывка. Залежи газа открыты на Интинском, Кожимском и Романьельском месторождениях, притоки нефти установлены на Падимейском месторождении.

В верхнекаменноугольных отложениях природные резервуары не выявлены. Но на юге Косью-Роговской впадины эти отложения, представленные биогермами, на отдельных локальных поднятиях могут быть перекрыты локальными глинистыми покрывками. При отсутствии над биогермами покрывшек они рассматриваются совместно с нижнепермскими постройками в едином природном резервуаре.

В нижнепермских карбонатах основные толщи коллекторов приурочены к **рифогенному ассельско-сакмарскому природному резервуару**, обладающему наиболее высоким емкостным потенциалом для формирования его продуктивности. Залежи газа открыты на Интинском и Кожимском месторождениях, приток нефти получен на Воргамусюрской площади.

Определенными перспективами обладают **нижнеартинские карбонатные отложения**, которые на отдельных локальных поднятиях в юго-западной части Косью-Роговской впадины могут иметь достаточно высокие емкостные свойства. Покрывка зональная — артинско-кунгурская толща. На Кочмесском поднятии установлены прямые признаки нефтеносности. В скв. Кочмесская-11, в колонне, получен приток нефти дебитом 4,5 м³/сут (переливом).

На основе тектонодинамического и литофациального моделирования составлена поисковая текто-

нодинамическая классификация нефтегазоперспективных ловушек в Косью-Роговской впадине.

Обоснование перспектив нефтегазоносности

Для обоснования перспектив нефтегазоносности использовались: тектонодинамическая и литолого-фациальная модели строения среднепалеозойских отложений, нефтегазогеологическое районирование Косью-Роговской впадины, результаты последней оценки начальных суммарных УВ Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (О.М. Прищепа, А.А. Отмас), сравнительная оценка начальных суммарных ресурсов (НСР) двумя методами — сравнительных геологических аналогий и эволюционно-катагенетическим (В.Б. Ростовщиков, Я.С. Сбитнева).

Оценка НСР углеводородов

Метод сравнительных геологических аналогий. Последняя оценка производилась ООО «ТП НИЦ» в 2012 г. Метод базируется на способе оценки ресурсов по удельной плотности на единицу площади. В целом НСР среднепалеозойских отложений в Косью-Роговской впадине составляют: **по нефти — 114,3 млн т, по газу — 433,5 млрд м³.**

Эволюционно-катагенетический метод. При количественной оценке перспектив нефтегазоносности Косью-Роговской впадины использована эволюционно-катагенетическая модель прогноза, включающая масштабы генерации и аккумуляции УВ. Предлагаемая модель апробирована для Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской провинции (Дьяконов А.И., Овчарова Т.А., 2008). В результате оценки данным методом НСР по среднепалеозойским отложениям составляют: **по нефти — 216,3 млн т, по газу — 904,2 млрд м³.**

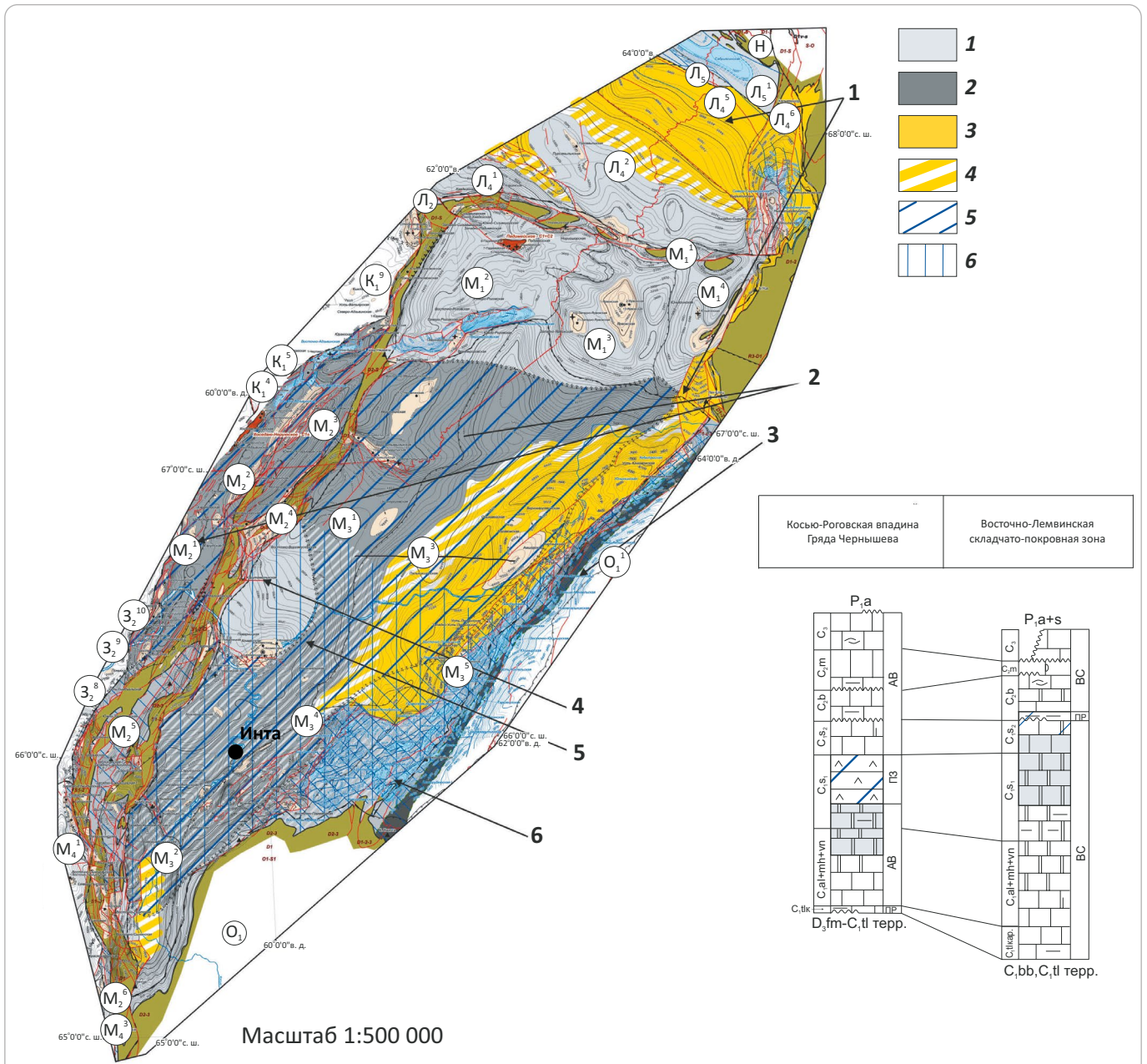
По мнению автора статьи, можно отметить следующие недостатки метода сравнительных геологических аналогий:

- низкая изученность территории;
- отсутствие достаточно апробированных эталонных участков;
- не анализируются генерационные и миграционные параметры, а также условия сохранности УВ-скоплений;



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 6. Карта развития верхневизейско-нижнесерпуховского природного резервуара (по материалам ООО «ТП НИЦ») **Fig. 6.** Map of evolution of the Upper Visean-Lower Serpukhovian natural reservoir (according to materials of TP NITs)



Зоны развития коллекторов (1, 2): 1 — верхневизейско-нижнесерпуховских карбонатных низко-средне-высокоемких (гряда Чернышева, Косью-Роговская впадина, Воркутское поперечное поднятие, Коротаихинская впадина), 2 — визейских рифовых построек (Косью-Роговская впадина (южно-восточная часть)); 3 — зона вероятного отсутствия коллекторов за счет уплотнения на больших глубинах; 4 — зона уплотненных коллекторов; **зоны развития покрышек (5, 6):** 5 — зональной нижнесерпуховской доломитово-сульфатной (Косью-Роговская впадина (западная часть), гряда Чернышева), 6 — локальной среднекаменноугольной глинистой (Косью-Роговская впадина (восточная часть)).

1 — зона вероятного отсутствия коллекторов за счет уплотнения на больших глубинах; зона развития: 2 — верхневизейско-нижнесерпуховских карбонатных коллекторов под зональной нижнесерпуховской доломитово-сульфатной покрышкой; 3 — визейско-серпуховских рифовых построек; 4 — верхневизейских карбонатных коллекторов под окской глинисто-карбонатной покрышкой; 5, 6 — верхнесерпуховских карбонатных коллекторов под окской глинисто-карбонатной покрышкой и зональной нижнесерпуховской доломитово-сульфатной покрышкой и зональной среднекаменноугольной покрышкой.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 5

Zones of reservoir occurrence (1, 2): 1 — Upper Visean-Lower Serpukhovian carbonate with low-medium-high storage capacity (Chernyshev Ridge, Kosju-Rogovsky Depression, Vorkutsky transverse uplift, Korotaikhinsky Depression), 2 — Visean reef buildup (Kosju-Rogovsky

Legend for Fig. 6, end.

Depression (south-eastern part)); 3 — zone of possible absence of reservoir due to compaction at great depths; 4 — zone of compacted reservoirs; zones of seal occurrence (5, 6): 5 — zonal Lower Serpukhovian dolomite-sulphate (Kosju-Rogovsky Depression (western part), Chernyshev Ridge), 6 — local Middle Carboniferous argillaceous (Kosju-Rogovsky Depression (eastern part)).

1 — zone of possible absence of reservoir due to compaction at great depths; zone of occurrence: 2 — Upper Visean-Lower Serpukhovian carbonate reservoirs below the zonal Lower Serpukhovian dolomite-sulphate seal; 3 — Visean-Serpukhovian reef buildups; 4 — Upper Visean carbonate reservoirs below the Oksky argillaceous-carbonate seal; 5, 6 — Upper Serpukhovian carbonate reservoirs below the Oksky argillaceous-carbonate seal and zonal Lower Serpukhovian dolomite-sulphate seal and zonal Middle Carboniferous seal.

For other Legend items see Fig. 5

– многообразие коллекторов со вторичной пористостью, диагностика которых в настоящее время затруднена.

Выделение и характеристика нефтегазоносных районов и зон нефтегазонакопления

В пределах Косью-Роговской впадины выделяется три района с установленной нефтегазоносностью: Кочмесский преимущественно нефтеносный, Воркутский смешанного нефтегазонакопления и Интинско-Лемвинский преимущественно газоносный. Масштабы аккумуляции газа в целом по осадочному чехлу Косью-Роговской впадины оцениваются по нефти в 452 млн т, по газу — 2268 млрд м³ (А.И. Дьяконов, Т.А. Овчарова).

Наибольшие значения НСР (около 60 %) отмечены для Интинско-Лемвинского НГР, в том числе по газу — 478 млрд м³, по нефти — 86 млн т. Соотношение зон нефтегазонакопления и тектонодинамических зон в пределах нефтегазоносных районов (НГР) представляется следующим.

В пределах **Кочмесского НГР** выделяются две тектонодинамические зоны, контролируемые зоны нефтегазонакопления.

1. Внешняя пассивная тектонодинамическая зона, представленная Кочмесской ступенью, является зоной преимущественного нефтеноса. Здесь расположены ловушки рифогенного, структурного, структурно-тектонического и гипергенного генезиса. Расчетная плотность НСР — до 40 тыс. т усл. топлива/км².

2. Центральная зона смешанного нефтегазонакопления в пределах центральной компенсационной тектонодинамической зоны, приуроченной к Абезьской депрессии. Изучена слабо из-за значительной глубины залегания. Прогнозируются ловушки структурного, рифового и гипергенного генезиса. Плотность ресурсов до 40 тыс. т усл. топлива/км².

Воркутский НГР в пределах северной пассивной тектонодинамической зоны приурочен к Воркутской ступени и представлен Падимейской (нефтеносакопления), Ярвожской (смешанного нефтегазонакопления) и Юньяхинской (газонакопления) зонами. Здесь широко развиты рифогенные образования, в том числе сквозного типа (скв. Юньяхинская-1), ловушки структурного и гипергенного происхождения. Плотность ресурсов УВ — до 40 тыс. т усл. топлива/км².

В Интинско-Лемвинском НГР выделяются две крупные зоны.

1. Интинская зона преимущественно газонакопления в пределах внутренней активной тектонодинамической зоны, приуроченной к Интинской складчато-чешуйчатой подзоне. Ловушки в аллохтоне — структурно-надвигового, в автохтоне — структурного, рифового, гипергенного генезиса. Плотность НСР — около 50 тыс. т усл. топлива/км².

2. Прилемвинская зона газонакопления в пределах северной части внутренней активной тектонодинамической зоны приурочена к Прилемвинской складчато-покровной подзоне. Ловушки в аллохтоне — структурно-надвигового, в автохтоне — структурного, рифового, гипергенного генезиса. Плотность НСР > 40 тыс. т усл. топлива/км².

Рекомендации по основным направлениям и методике геолого-разведочных работ

Подводя итоги проведенным исследованиям, можно сделать следующие выводы для обоснования направлений геолого-разведочных работ и методических рекомендации по их реализации.

1. Косью-Роговская впадина в силу особенностей формирования имеет очень сложную геологическую структуру, включающую четыре разнотипные тектонодинамические зоны (см. рис. 3): внешнюю пассивную, центральную компенсационную, внутреннюю активную, северную пассивную и приуроченные к ним зоны нефтегазонакопления (рис. 7). Каждой из этих зон присущи своеобразные условия формирования в зависимости от влияния на них тангенциальных сил, вызванных горообразовательными процессами на Урале. Условия седиментогенеза и постседиментационные процессы предопределили для каждой из этих зон набор типичных ловушек, в строении которых участвуют первичные и вторичные коллекторы и покрышки разной степени надежности (табл. 2). Несмотря на сложное геологическое строение и высокие перспективы открытия месторождений газа и нефти, изученность Косью-Роговской впадины низкая и неравномерная.

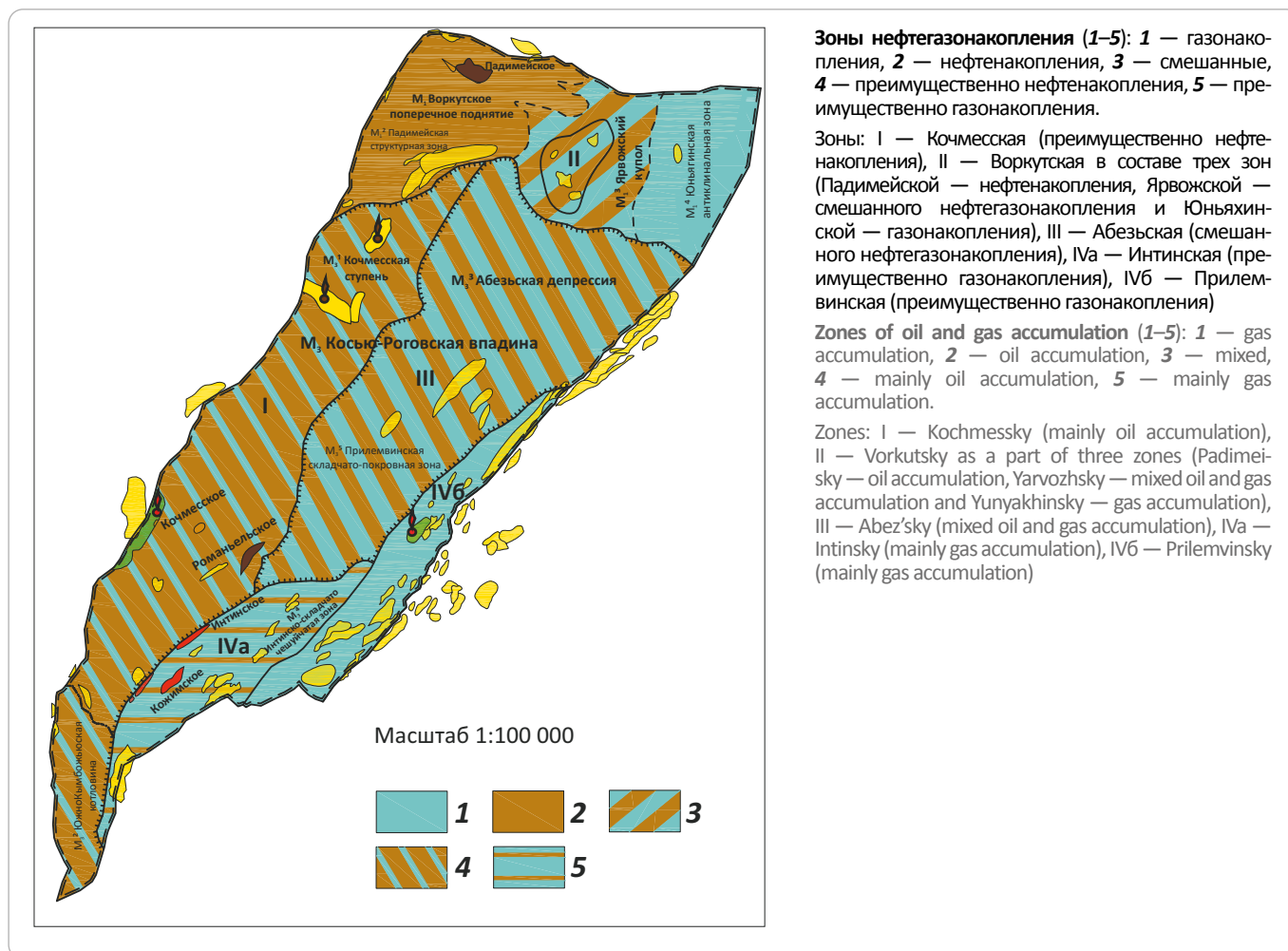
2. Сворачивание поисковых работ в конце XX в. связано со значительным содержанием в газе сероводорода, с одной стороны, и ликвидацией единой геологической службы в Республике Коми, с другой. На это наложился процесс (без сомнения негативный) лицензирования перспективных территорий. Нарушился методологический принцип единства и планомерности изучения крупных и обособленных по геологическому строению объектов, к которым относится Косью-Роговская впадина.



HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 7. Карта нефтегазогеологического районирования Косью-Роговской впадины (В.Б. Ростовщikov, Я.С. Сбитнева)

Fig. 7. Map of geopetroleum zoning of the Kosju-Rogovsky Depression (V.B. Rostovshikov, Ya.S. Sbitneva)



3. Отсутствие своевременного доступа к новым данным исследований и разрозненность информации усложняют планомерное тематическое обобщение материала и корректировку направлений методики и технологии геолого-разведочных работ.

4. Использование метода сравнительных геологических аналогий в качестве основного для оценки НСР в отсутствие хорошо апробированного эталона в малоизученном и сложнопостроенном районе приводит к неопределенным результатам.

5. Технологическая неготовность к работе с карбонатными отложениями, являющимися нетрадиционными коллекторами, для значительной части которых характерны вторичная трещиноватость тектонодинамического происхождения и гипергенная кавернозность, а также низкая пористость консидиментационного генезиса.

6. Каждая выделенная тектонодинамическая зона и приуроченные к ним нефтегазоносные зоны требуют особого подхода к планированию и прове-

дению геолого-разведочных работ, основой которых может быть полигонный метод.

На основе изложенного, для повышения эффективности геолого-разведочных работ необходимо отойти от принципа «лоскутного» лицензирования перспективных территорий, разработать единую программу освоения Косью-Роговской впадины как составной части Северо-Предуральской и Западно-Уральской нефтегазоносных областей с привлечением научного и производственного потенциала. В эту программу предлагается включить предложенные автором статьи рекомендации по направлениям и методике геолого-разведочных работ в Косью-Роговской впадине.

Преимущественно нефтяное направление представлено двумя НГР

Кочмесский НГР. Основными объектами разведки могут являться: Кочмесское поднятие — рифогенные объекты в доманиково-турнейском и верхневизейско-нижнепермском НК. Здесь ожидаются

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

Табл. 2. Поисковая тектонодинамическая классификация нефтегазоперспективных ловушек в Косью-Роговской впадине (Я.С. Сбитнева)
 Tab. 2. Prospecting tectonodynamic classification of oil and gas leads in Kosju-Rogovsky Depression (Ya.S. Sbitneva)



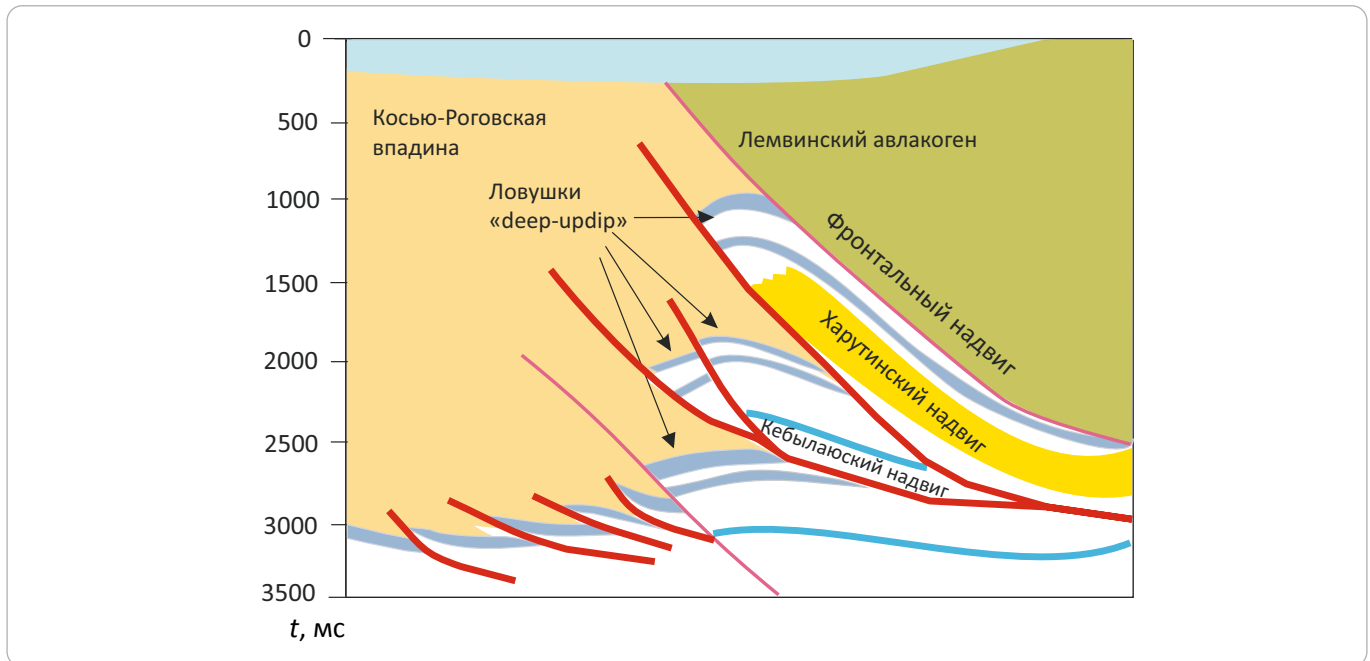
НГР		ЗНГН		ТД		Преобладающий тип ловушки	Временной фактор формирования ловушек до орогенеза	Характер и преобладающие направления тектонических сил, режим	Преобладающий тип коллектора (емкости)	Морфология ловушек	Сейсмический образ	Примеры ловушек, залежей
		Зона	Подзона	Зона	Подзона							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Кочмесский												
Абазьская зона смешанного накопления	Кочмесская зона преимущественно нефтегазоаккумуляция		Внешняя, пассивная (Кочмесская ступень)		Стратиграфический	Литогеологический	Рифогенный	Структурный	Поровый, кавернозный	Купола, брахиантиклинали, тектонически ограниченная		Кочмесское месторождение, Нерцетинская, Бергантьимильская, Поверницкая
	Центральная, компенсационная (Абазьская депрессия)											
Рифогенный		Дорогоенный и орогенный	Дорогоенный, пассивная окраина северо-востока Восточно-Европейской платформы (Печорская плита)	Коллебателные, вертикальные, регрессия (перерывы в осадконакоплении, гипергенез)	Поровый, кавернозный	Линзы	Структурно-стратиграфические	Поровый, кавернозный	Брахиантиклиналь, антиклиналь		Верхнеольховейская, Варавожская	
	Трансгрессивно-регрессивный											Волновые (вертикальные)

Рис. 8. Поисковые объекты типа «deep – updip» (профиль 3-09-09)
Fig. 8. Leads of “deep – updip” type (3-09-09 Line)



одиноким рифам и ассоциацией рифогенных объектов (карбонатные банки, атоллы). Методика работ апробирована для таких объектов в Тимано-Печорской провинции.

Крупная Поварницкая приразломная структура с признаками нефтеносности в доманиково-турнейском комплексе. Перспективны также нижнедевон-силурийские и каменноугольно-нижнепермские отложения.

Перспективными объектами для опосредованного поиска являются крупные по размерам брахиантиклинальные складки: Бергантымыльская и Нерцетинская, где установлены прямые признаки нефтегазоносности.

В целом для этой зоны нефтегазонакопления рекомендуется отработать методику и технологию выделения, вскрытия и опробования перспективных пластов в карбонатных отложениях с наличием конседиментационных высокочемических (рифам), кавернозных гипергенного происхождения и сложнопостроенных трещинных коллекторов тектонодинамического генезиса.

Воркутский НГР. Основным полигонным объектом является крупнейшее Ярвожское поднятие, на первый взгляд простого строения, на самом деле с широким развитием ловушек рифогенного, гипергенного и конседиментационного генезиса.

Здесь предлагается проведение сейсморазведки МОГТ-3D для выявления и оконтуривания рифогенных объектов. Дополнительно в комплексе рекомендуется выполнить высокоточную гравиразведку масштаба 1:10 000, а также направленно провести

геолого-геофизические исследования по изучению ордовикских солей.

По результатам геолого-геофизических исследований необходимо провести бурение поисковых скважин на рифы и параметрической скважины на максимально технически возможную глубину для изучения подсольевых отложений ордовика.

Преимущественно газовое направление

В газоносном отношении в Воркутском НГР следует обратить внимание на Юньягинский рифогенный объект, где скв. Юньягинская-1 осталась неизученной в силу организационно-технических причин.

Наиболее перспективным для открытия газовых месторождений представляется Интинско-Лемвинский НГР, который приурочен к двум активным тектонодинамическим подзонам: Интинской складчато-чешуйчатой и Прилемвинской складчато-покровной. Они характеризуются двухъярусным строением (автохтон и аллохтон), наличием сложнопостроенных структурно-надвиговых ловушек в аллохтоне с широким развитием вторичных трещинных коллекторов тектонодинамического происхождения, покрывками средней надежности, повышенным содержанием сероводорода в аллохтонной части разреза.

Автохтонная часть менее подверженная структурным преобразованиям в результате горообразовательных процессов на Урале, слабо изучена, имеет неоднозначно интерпретируемый сейсмический материал, но при этом сохраняется возможность присутствия крупных скоплений газа.

HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

В Интинской зоне газонефтенакопления рекомендуется изучение автохтонной части в пределах открытых месторождений с выполнением сейсморазведки МОГТ-3D и бурением поисковых скважин на глубину до 6000 км до вскрытия силурийских и, возможно, нижнедевонских отложений.

Здесь необходимо учитывать сероводородное заражение в аллохтонной части разреза и высокие перспективы открытия крупных, возможно бессероводородных, скоплений газа в автохтонной части разреза. Полигонный объект возможно выбрать с

минимальными глубинами поднадвигового сложно-построенного автохтона в районе фронтального Восточно-Лемвинского надвига (рис. 8).

В комплекс геолого-разведочных работ кроме поисково-оценочного бурения должны входить: сейсморазведка МОГТ-3D, высокоточная гравиразведка, многоволновая сейсморазведка, специальные методы вскрытия, выделения по ГИС и опробования низкопроницаемых и сложнопостроенных вторичных коллекторов.

Литература

1. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Большакова Ю.А. Направления поисков месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 57–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-57-65.
2. Анищенко Л.А., Вишератина Н.П., Гудельман А.А., Данилов В.Н. Геологическое строение и перспективы газоносности западного склона Полярного и Приполярного Урала (по результатам геологоразведочных работ) / Под общ. ред. В.Н. Данилова. – Ухта : ФГУП «ВНИГРИ», 2015. – 264 с.
3. Костюченко С.Л., Морозов А.Ф., Кременецкий А.А. Тимано-Урало-Пайхойская коллизионная область: строение, эволюция, геодинамика. – М. : Геокарт-ГЕОС, 2012. – 209 с.
4. Куранов А.В., Кутлинский А.А., Желудова М.С. Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата южной части Тимано-Печорской НГП (Республика Коми) по состоянию изученности на 01.01.2009. – Ухта : ОАО «ТП НИЦ», 2012. – 210 с.
5. Куранова Т.И. и др. Обоснование тектоно-седиментационной модели строения территории Тимано-Печорской НГП для уточнения ресурсов нефти, газа и конденсата. – Ухта : ООО «ТП НИЦ Нефтегаз», 2011.
6. Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В. Перспективы нефтегазоносности центральной части гряды Чернышева // Новые идеи в геологии нефти и газа : сб. науч. тр. (по материалам Международной научно-практической конференции). – 2015. – С. 76–80.
7. Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С. Закономерности размещения трудноизвлекаемых нефтей в Косью-Роговской впадине // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов : материалы Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) (7–8 ноября 2019 г.) / Под ред. Р.В. Агинеи. – Ухта : УГТУ, 2020. – С. 61–64.

References

1. Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Sbitneva Ya.S., Bol'shakova Yu.A. Oil and gas fields in Timan-Pechora Province: exploration trends. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2019;(3):57–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-57-65. In Russ.
2. Anisichenko L.A., Visheratina N.P., Gudelman A.A., Danilov V.N. The geological structure and gas prospects of the Western slope of the Polar and Subpolar Urals (as a result of geological exploration). In: V.N. Danilov, ed. Ukhta: VNIGRI; 2015. 264 p. In Russ.
3. Kostyuchenko S.L., Morozov A.F., Kremenetskii A.A. Timan-Uralo-Paikhoiskaya kollizionnaya oblast': stroenie, ehvolyutsiya, geodinamika [Timan-Ural-Paikhoisky collision area: structure, evolution, geodynamics]. Moscow: Geokart-GEOS; 2012. 209 p. In Russ.
4. Kuranov A.V., Kutlinskii A.A., Zheludova M.S. Utochnenie kolichestvennoi otsenki resursov nef'ti, gaza i kondensata yuzhnoi chasti Timano-Pechorskoj NGP (Respublika Komi) po sostoyaniyu izuchennosti na 01.01.2009. [More precise definition of oil, gas, and condensate resources in southern part of Timan-Pechora Petroleum Province (Komi Republic) according to exploration maturity as on 01.01.2009]. Ukhta: TP NITS; 2012. 210 p. In Russ.
5. Kuranova T.I. et al. Obosnovanie tektono-sedimentatsionnoi modeli stroeniya territorii Timano-Pechorskoj NGP dlya utochneniya resursov nef'ti, gaza i kondensata [Substantiation of sedimentation-tectonic structural model of Timan-Pechora Petroleum Province for more precise definition of oil, gas, and condensate resources]. Ukhta: TP NITS Neftegaz; 2011. In Russ.
6. Rostovshchikov V.B., Kolokolova I.V. Perspektivy nef'tegazonosnosti tsentral'noi chasti gryady Chernysheva [Petroleum potential of the central part of the Chernyshev Ridge]. In: Novye idei v geologii nef'ti i gaza: sb. nauch. tr. (po materialam Mezhdunarodnoi nauchnoprakticheskoi konferentsii). 2015. pp. 76–80. In Russ.
7. Rostovshchikov V.B., Sbitneva Ya.S. Zakonomernosti razmeshcheniya trudnoizvlekaemykh nef'tei v Kos'yu-Rogovskoi vpadine [Common factors of difficult-to-recover oil occurrence in Kos'yu-Rogovsky Depression]. In: Problemy geologii, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenii i transporta trudnoizvlekaemykh zapasov uglevodorodov: materialy vserossiiskoi nauchno-tekhnikeskoi konferentsii (s mezhdunarodnym uchastiem) (7–8 November 2019); R.V. Aginei, ed. Ukhta: UGTU; 2020. pp. 61–64. In Russ.

Информация об авторе**Сбитнева Яна Степановна**

Аспирант, старший преподаватель
ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»,
169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13
e-mail: yalomachinskaya@ugtu.net

Information about author**Yana S. Sbitneva**

Postgraduate, Assistant Professor
Ukhta State Technical University,
13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta,
169300, Russia
e-mail: yalomachinskaya@ugtu.net