

Вероятностная оценка нефтегазового потенциала перспективных территорий складчато-надвиговой зоны Среднего Урала

Т.В. Александрова*, Ю.А. Яковлев, А.М. Шибанова, С.В. Макарова

АО «КамНИИКИГС», г. Пермь

e-mail: *atv@niikigs.ru

Аннотация. В данной работе рассматривается переходная зона между окраиной Восточно-Европейской платформы и Центральным Уральским поднятием. Территория имеет сложное тектоническое строение и слабую изученность. В статье приведены критерии оценки нефтегазового потенциала расчетных зон и выполнена дифференциация зон на изучаемой территории. Даны рекомендации по направлениям дальнейших геолого-разведочных работ и выделены объекты для лицензирования.

Ключевые слова: тектоническое строение, складчато-надвиговая зона, катагенез, нефтегазоматеринские породы, залежи, методика, расчетная зона, критерии, геологические риски, лицензирование.

Для цитирования: Александрова Т.В., Яковлев Ю.А., Шибанова А.М., Макарова С.В. Вероятностная оценка нефтегазового потенциала перспективных территорий складчато-надвиговой зоны Среднего Урала // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art6>

Введение

Складчато-надвиговая зона Западного Урала (СНЗЗУ) является частью Уральского шарьяжно-надвигового пояса, протянувшегося от побережья Белого моря до Каспия. Эта территория включает на севере земли южной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Волго-Уральской – в центральной части и Прикаспийской НПП – на юге (рис. 1). В тектоническом отношении СНЗЗУ является переходной зоной между восточной окраинной частью Восточно-Европейской платформы (Предуральским прогибом) и Центральным Уральским поднятием (ЦУП).

Оценка перспектив нефтегазоносности

Данная работа посвящена оценке перспектив нефтегазоносности осадочного комплекса в складчато-надвиговой зоне Среднего Урала, которая относится к категории слабоизученных земель, имеет весьма сложное геологическое строение и существенную неопределенность в оценке прогнозных ресурсов УВ [1]. Здесь мощная толща осадочных пород от рифейского до кайнозойского возраста залегает на эродированной поверхности кристаллического фундамента, раздроблена и смята в складки тектоническими



Рис. 1. Обзорная схема района работ

движениями. В крайне западной части толщи отмечается пологое залегание пород (поднадвиговый автохтон), к востоку выделяется серия надвигов субмеридионального направления, разделивших палеозойскую толщу на ряд перекрывающихся пластин (см. рис. 1).

Кроме того, разрез палеозойских отложений осложняется разновозрастными органогенными постройками от позднедевонских до раннепермских. Как отмечалось ранее В.М. Проворовым (1998 г.), для выявления новых нефтегазоперспективных структурно-фациальных зон необходимо изучение Предуральской депрессии, зоны передовых складок Урала, где особенно интересны позднегерцинские и верхнедевонско-турнейские (по бортам Уткинско-Серебрянской системы палеовпадин) рифогенные постройки со структурами их облекания, головные части предполагаемых метрических надвигов типа валов (подобно Красноуфимской зоне), а также поднадвиговая часть передовых складок Урала [2].

Последними геолого-геофизическими исследованиями (ОАО «Пермнефтегеофизика», АО «КамНИИКИГС», «ПермНИПИнефть», 2008–2011 гг.) были выделены и протрассированы протяженные региональные глубинные разломы, по плоскостям которых происходило смещение горных плит с формированием зон надвигов и выходов на поверхность древних пород. Углы наклона плоскостей сместителей надвигов, имеющих восточное падение, уменьшаются с глубиной от 45° (вблизи поверхности и в области разрыва артинских карбонатов) до 10° и менее.

Ассоциации смежных толщ, схожих по геологическому и тектоническому строению и характеризующиеся аналогичными структурными и фациальными факторами формирования нефтегазоносных комплексов (НГК) выделены как структурно-фациальные зоны нефтегазонакопления (ЗНГН). Потенциальные зоны нефтегазонакопления в данном регионе включают в себя как линейно-вытянутые в северном направлении антиклинальные структуры во фронтальных частях надвигов, так и органогенные постройки позднедевонско-турнейского, серпуховско-башкирского и раннепермского возраста, широко развитые на площади исследований [3]. Перспективность органогенных построек, выделенных по сейсмическим данным, подтвердилась глубоким бурением на Ветосской (C_{1t}–D₂) и Нечинской (C_{1spr}–C_{2в}) структурах. Промышленные притоки нефти и газа из пермских отложений получены также на Анельском, Лысьвенском и Кордонском месторождениях.

По результатам последних геолого-геофизических, геохимических и петрофизических исследований в границах СНЗЗУ проведено выделение установленных и перспективных зон НГН для каждого НГК. При отсутствии исследований в отдельных зонах (в восточных районах) характеристики отложений интерполировались (по аналогии) с сопредельных, достаточно изученных земель. Методом моделирования миграционных процессов в толщах нефтегазоносных комплексов были рассчитаны отдельные параметры для определения средневзвешенных плотностей ресурсов аккумулированных УВ.

Соотношение жидкой и газообразной фаз углеводородов в структуре ресурсов СНЗЗУ увеличивается в восточном направлении в сторону газовой составляющей. Фазовое соотношение нефти и газа принимается 2:3. По разрезу фазовое состояние УВ определено таким образом: в нижних комплексах пород – нефть–конденсат–газ, а для вышележающих толщ – газ.

Выделение расчетных зон для проведения экспертной оценки ресурсов УВ выполнялось с учетом всех факторов, оказывающих влияние на формирование как вмещающих толщ, так и скоплений залежей углеводородов:

- палеогеографических обстановок накопления толщ различных НГК;
- нефте- и газоматеринского потенциала этих отложений, обеспеченного как достаточным содержанием ОВ для генерации углеводородов, так и необходимыми условиями для образования и консервации;
- установленных закономерностей изменения мощности и строения толщ отдельных НГК по площади, в том числе и понижения их генерационного потенциала в восточном направлении;
- приуроченности пород нефтегазоматеринских толщ к определенным стадиям катагенеза и установленных (экспериментально и эмпирически) коэффициентов выхода газового вещества и эмиграции, применяемых в практике для разных структурно-тектонических зон;
- фактора совпадения максимальных плотностей аккумуляции УВ в палеозойской толще с зонами (очагами) их генерации и приуроченности последних к депрессионным частям палеовпадин;
- наличия внутриблоковых и приразломных структур в возможных трещиноватых зонах аккумуляции УВ, а также рифогенных построек позднедевонского, турнейского, серпуховско-башкирского и раннепермского возраста.

По результатам исследований, выполняемых различными организациями, авторами было выделено 35 потенциальных зон нефтегазонакопления с подсчитанными прогнозными ресурсами УВ (табл. 1).

По сопоставлению площадного распространения расчетных зон с величинами средневзвешенных плотностей ресурсов УВ выявлены наиболее перспективные регионы для каждого НГК. Оконтурированы 33 расчетные зоны в границах Пермского края и 2 зоны – в европейской части Свердловской области (см. табл. 1).

При оценке потенциала расчетных зон применялся прогноз ресурсов на основе диапазона вероятных плотностей условного топлива, полученных независимыми экспертами при комплексном геологическом анализе и различных методических подходах. Источниками исходной информации (экспертами) являлись фондовые материалы ранее выполненных исследований в АО «КамНИИКИГС» (В.М. Проворов, 2001; Н.Е. Соснин, 2011), в ООО «ПермНИПИнефть», (Ю.А. Жуков, 2002; В.В. Макаловский, 2011) и в АО «Пермнефтегеофизика» (В.М. Неганов, 2008). Ресурсная база изучаемых зон с учетом различных оценок может отличаться в 2–3,5 раза (см. табл. 1).

Вполне очевидно, что в условиях значительной неопределенности применять вероятностный подход для прогноза ресурсов предпочтительней по сравнению с детерминированными оценками. В соответствии с рекомендациями [4] были использованы следующие принципы анализа и расчетов: учет статистического эффекта объединения нескольких независимых оценок; возможность приближенных оценок и принятие субъективных решений на основе неполных данных и качественных признаков; использование логнормального закона распределения; контроль пределов параметров на соответствие реальности. В качестве параметров усечения логнормального распределения (риски P_{99} и P_1 соответственно) использовались экспертные минимальные и максимальные значения в диапазоне плотностей для каждой из зон (см. табл. 1).

Оценка ресурсов для расчетных зон выполнялась в программном комплексе Crystall Ball с присвоением категории риска: 90% (P_{90} – «разумный минимум») до 10% (P_{10} – «разумный максимум») и средняя величина – P_{mean} . Отношение прогнозных ресурсов P_{90}/P_{10} изменяется в диапазоне от 1,08 до 3,38. Оценка ресурсов P_{mean} рекомендована авторами в качестве базовых величин для последующего ранжирования расчетных зон (см. табл. 1).

Таблица 1

Сравнительная оценка прогнозных ресурсов углеводородного сырья складчато-надвиговой зоны Среднего Урала

Номер и название расчетной зоны	Площадь, км ²	Плотность ресурсов у.т., тыс. т/км ²				Прогнозные ресурсы УВ, млн т.у.т. (геол.)							Прогнозные извлекаемые ресурсы (от P _{mean})		Вероятность геологического успеха				
		Перм-НИПИ-нефть, 2002 г.	ПНГ, 2008 г.	КамНИИ-КИГС, 2011 г.	Перм-НИПИ-нефть, 2011 г.	Перм-НИПИ-нефть, 2000 г.	ПНГ, 2008 г.	КамНИИ-КИГС, 2011 г.	Перм-НИПИ-нефть, 2011 г.	min	max	с учетом вероятности				нефть+конденсат, млн т*)	газ, млрд м ³		
												P ₉₀	P _{mean}	P ₁₀					
1. Западно-Анельская	391,89	19,30	22,80	19,7	8,30	7,56	8,94	7,72	3,25	3,25	8,94	4,06	5,48	7,08	0,18-0,37	3,65	0,22		
2. Русиновская	254,46	19,30	20,00	19,7	8,30	4,91	5,09	5,01	2,11	2,11	5,09	2,55	3,31	4,15	0,11-0,22	2,21	0,15		
3. Березовская	412,99	19,30	18,70	19,7	8,30	7,97	7,72	8,14	3,43	3,43	8,14	4,02	5,16	6,49	0,17-0,34	3,44	0,64		
4. Анельская	622,76	19,30	23,50	19,7	8,30	12,02	14,63	12,27	5,17	5,17	14,63	6,39	8,72	11,37	0,29-0,58	5,81	0,68		
5. Тименская	1424,13	19,30	33,40	19,7	8,30	27,49	47,57	28,06	11,82	11,82	47,57	15,78	24,21	34,14	0,81-1,61	16,14	0,28		
6. Вижайская	600,55	19,30	12,30	19,7	8,30	11,59	7,39	11,83	4,98	4,98	11,83	5,65	7,2	9,08	0,24-0,48	4,80	0,04		
7. Валайская	525,26	19,30	22,80	19,7	8,30	10,14	11,98	10,35	4,36	4,36	11,98	5,44	7,35	9,5	0,25-0,49	4,90	0,16		
8. Говорухинская	722,97	19,30	14,70	19,7	8,30	13,95	10,63	14,24	6,00	6,00	14,24	6,8	8,67	10,3	0,29-0,58	5,78	0,11		
9. Шалюгинская	358,43	19,30	42,20	19,7	8,30	6,92	15,13	7,06	2,97	2,97	15,13	4,55	7,53	10,94	0,25-0,5	5,02	0,55		
10. Нижне-Акчимская	108,1		17,80	19,7	8,30				1,92	2,13	0,90	0,90	2,13	1,02	1,3	1,64	0,04-0,09	0,87	0,20
11. Волинская	86,48		8,60	19,7					0,74	1,70		0,74	1,70	0,83	1,04	1,3	0,03-0,07	0,69	0,08
12. Западно-Акчимская	148,88		21,30	19,70	8,30				3,17	2,93	1,24	1,24	3,17	1,47	1,94	2,48	0,06-0,13	1,29	0,08
13. Акчимская	52,84		15,40	19,7					0,81	1,04		0,81	1,04	0,84	0,9	0,96	0,03-0,06	0,60	0,22
14. Нязовская	366,26	26,00	32,40	13,8	6,43	9,52	11,87	5,05	2,36	2,36	11,87	3,66	6,04	8,72	0,2-0,4	4,03	0,76		
15. Язьвинская	942,09	26,00	30,10	13,8	6,43	24,49	28,36	13,00	6,06	6,06	28,36	9,4	15,07	21,34	0,5-1	10,05	0,64		
16. Чурочная	158,93		13,40	19,7	6,43				2,13	3,13	1,02	1,02	3,13	1,3	1,83	2,42	0,06-0,12	1,22	0,54
17. Молмысская	29,09		16,80	13,8	6,43				0,49	0,40	0,19	0,19	0,49	0,23	0,31	0,39	0,01-0,02	0,21	0,12
18. Ульвинская	138,76		13,40	13,8	6,43				1,86	1,91	0,89	0,89	1,91	1,03	1,28	1,57	0-0,01	0,85	0,11
19. Ветосская	340,69	26,00	38,50	13,8	6,43	8,86	13,12	4,70	2,19	2,19	13,12	3,97	6,82	9,89	0,23-0,45	4,55	0,71		
20. Северо-Яйвинская	94,26		26,30	13,8	4,93				2,48	1,30	0,46	0,46	2,48	0,73	1,23	1,8	0,04-0,08	0,82	0,14
21. Верх-Ивакинская	264,09	26,00	18,40	13,8	5,68	6,87	4,86	3,64	1,50	1,50	6,87	2,32	3,7	5,21	0,12-0,25	2,47	0,58		
22. Чаньвинская	382,33		10,30	13,8	4,93				3,94	5,28	1,88	1,88	5,28	2,39	3,25	4,2	0,11-0,22	2,17	0,45
23. Монастырская	606,92	26,00	74,00	13,8	6,43	15,78	44,91	8,38	3,90	3,90	44,91	10,59	21,24	32,82	0,71-1,42	14,16	0,58		
24. Губахинская	548,33	26,00	53,90	13,8		14,26	29,55	7,57			7,57	29,55	11,26	17	23,2	0,57-1,13	11,33	0,24	
25. Гремячинская	161,45		91,90	13,8					14,84	2,23		2,23	14,84	4,55	7,91	11,45	0,26-0,53	5,27	0,06
26. Шумихинская	165,56		32,70	13,8					5,41	2,28		2,28	5,41	2,7	3,39	4,36	0,11-0,23	2,26	0,06
27. Берестянская	83,23		16,90	13,8	6,43				1,41	1,15	0,54	0,54	1,41	0,69	0,92	1,16	0,03-0,06	0,61	0,68
28. Усьвинская	326,86	26,00	71,00	13,8	6,43	8,50	23,21	4,51	2,10	2,10	23,21	5,61	11,11	17,06	0,37-0,754	7,41	0,66		
29. Чусовская	181,92		11,70	13,8					2,13	2,51		2,13	2,51	2,15	2,23	2,33	0,07-0,15	1,49	0,16
30. Скальнинская	76,68		6,30	13,8					0,48	1,06		0,48	1,06	0,58	0,73	0,89	0,02-0,05	0,49	0,05
31. Восточно-Лысьвенская	119,25		2,50	13,8	40,10				0,30	1,65	4,78	0,30	4,78	1,13	2,32	3,58	0,08-0,15	1,55	0,21
32. Западно-Кумышская	190,2		0,40	13,8					0,08	2,62		0,08	2,62	0,48	1,14	1,86	0,04-0,08	0,76	0,08
33. Кедровская	1652,94	33,70	12,40	13,8	40,10	55,70	20,50	22,81	66,28	20,50	22,81	28,44	40,49	53,38	2,09-4,17	26,99	0,77		
34. Бухаровская **)	1928,67		15,30	29,5							29,51	56,90	32,28	38,57	46,14	2,03-4,05	25,71	0,68	
35. Михайловская **)	1477,27		15,30	29,5							22,60	43,58	24,72	29,54	35,29	1,56-3,12	19,69	0,20	
Σ=	15945,52					246,5	347,6	207,7	140,4	158,6	472,7	209,6	298,9	398,5	19,9-39,9	199,3			

минимальная величина плотности ресурсов, принятая как P₉₉ для усеченного логарифмически нормального распределения и расчета минимальных ресурсов
 *) максимальная величина плотности ресурсов, принятая как P₁ для усеченного логарифмически нормального распределения и расчета максимальных ресурсов
 **) в диапазоне КИН от 0,1 до 0,2
 **) для указанных зон плотности приняты по данным АО "КамНИИКИГС", 2001 г.

Результаты исследования

Для всех 35 расчетных зон выполнена оценка вероятности геологического успеха (величина P_g), определяемая на основе экспертной оценки основных геологических рисков (по характеристикам: нефтематеринских пород, коллекторов, ловушек, условий миграционных процессов) с учетом доказательств их влияния по категориям: «прямые», «промежуточные», «косвенные». Для присвоения числовых значений вероятности наличия каждого геологического фактора была использована шкала, приведенная в табл. 2. В качестве примера представлены данные по Берестянской зоне (табл. 3).

Таблица 2

Шкала значений вероятности

Степень уверенности	Прямые доказательства	Промежуточные доказательства	Косвенные доказательства
Наверняка	1	–	–
Очень вероятно	0,95	0,9	–
Вероятно	0,89	0,8	0,71
Достаточно вероятно	0,75	0,7	0,62
Возможно	0,5	0,5	0,5
Маловероятно	0,25	0,33	0,4
Сомнительно	0,12	0,25	-

Таблица 3

Берестянская расчетная зона (№27)

Основные факторы геологического риска	Уровень используемых доказательств по снижению риска (прямые, промежуточные, косвенные)					Степень уверенности в отсутствии риска и наличии геологического успеха	Экспертная оценка вероятности геологического успеха
Нефтегазоматеринские породы: <ul style="list-style-type: none"> наличие источника; содержание и тип ОВ; катагенетическая зрелость фазовый состав УВ 	прямые					очень вероятно	$P_1 = 0,9$
	Кизеловская палеовпадина						
	V-R	Дкарб.	C_{1v}				
	0,06-1,6 сапр.	0,43-6,9 сапр.	0,4-2,42 гумус.				
	МК 3-4	МК 2-3	МК 1-2				
	газ/конденсат	газ/нефть	нефть				
Коллектор: Наличие продуктивных НГК Тип коллектора: <ul style="list-style-type: none"> состав коллектора; диапазон эффективных мощностей; диапазон пористости (%) и проницаемости, м²; 	прямые					очень вероятно	$P_2 = 0,89$
	Дкарб.	C_{1v}	C_{2b}	C₃	P₁		
	Поровый, трещинно-поровый	Каверно-поровый, порово-трещинный	Поровый, трещинно-поровый	Порово-трещинно-поровый	Порово-трещинный, каверно-поровый		
	карб.	тер.	карб.	карб.	карб.		
	3,5-13	6-28	2,2-5,5	4,8-19,0	7,02-30,0		
	9,1-10,0	3,1-13,0	2,0-10,0	0,3-3,4	4,1-10,0		
	0,014-1,15	0,2-10,0	0,01-0,1	<0,1	0,003-3,0		

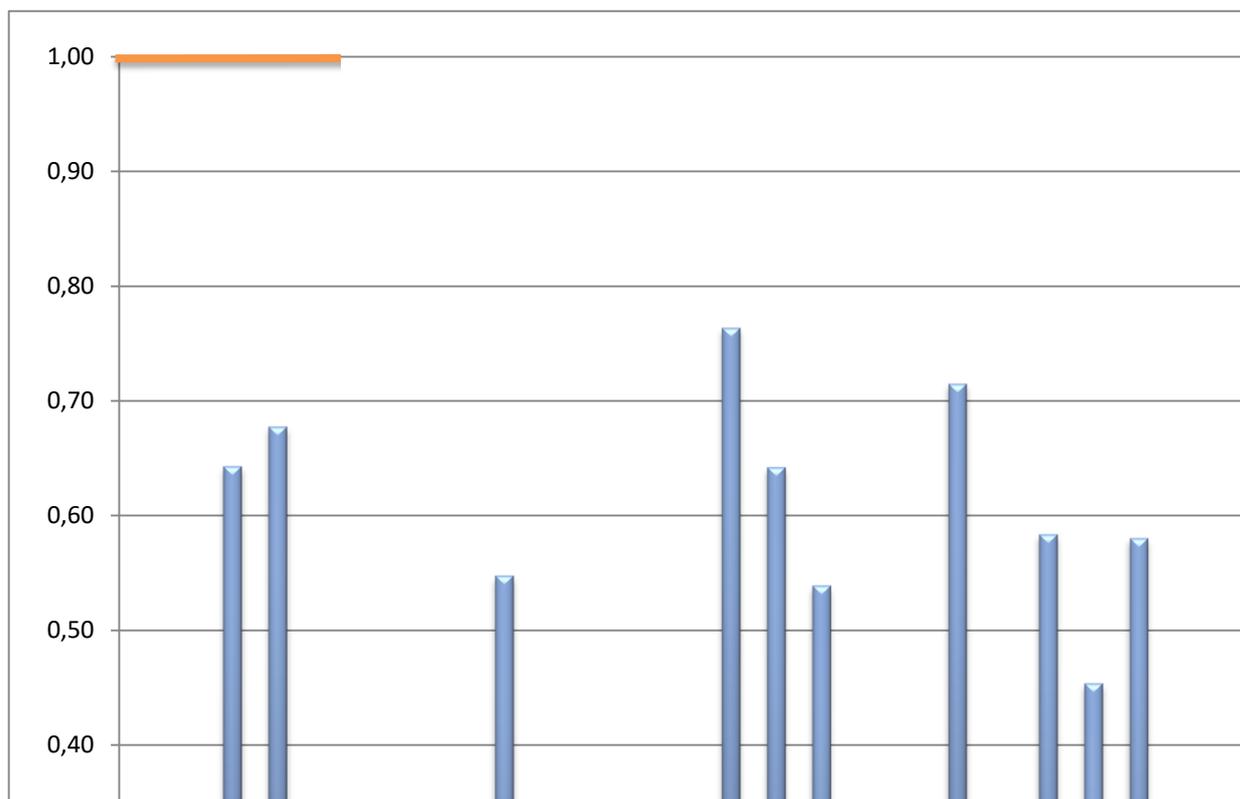


Рис. 2. Результаты оценки вероятности геологического успеха P_g по расчетным зонам

Выводы

Таким образом, практика научно-исследовательских работ по примененной авторами методике [4] в условиях слабой изученности и сложного геологического строения осадочных толщ, а также весьма ограниченного количества установленных ловушек показала реальную возможность осуществления вероятностной оценки ресурсов УВ. Следуя этой методике, авторами отобраны критерии оценки, по которым оценен нефтегазовый потенциал 35-ти расчетных зон (РЗ) и даны рекомендации по лучшим из них.

Конкретные объекты для лицензирования в границах рекомендованных РЗ (Исаневский, Сурсайский, Шалинский) были выбраны исходя из условий оптимального соотношения размеров участка и физических объемов возможных ГРП, обеспечивающих кондиционную подготовку локальных объектов для их опосредованного глубокого бурением. В качестве первоочередных работ на участках авторами предложена отработка следующих методик:

- подготовка локальных структур к глубокому бурению комплексными сейсморазведочными работами;

- поиски зон развития трещиноватых и трещинно-кавернозных коллекторов;
- разработка эффективного комплекса ГИС в условиях сложных коллекторов;
- усовершенствование технологии вскрытия и испытания пластов с трещинными и сложными коллекторами.

Кроме того, на Загорском участке, предлагаемом для постановки опытно-методических работ, рекомендовано выполнение разведочного бурения с целью доразведки Ветосского месторождения для уточнения его промышленной ценности, а также создания полигона по усовершенствованию методики ГРП.

Полученные результаты по территории центральной части СНЗУ могут служить основанием для расширения границ территории постановки ГРП в южном и северном направлении, где изученность сейсморазведкой, а тем более – глубоким бурением, значительно ниже [5].

Литература

1. *Сиротенко О.И., Сиротенко Л.В.* Проблемы оценки перспектив нефтегазоносности Предуральяского прогиба и Западно-Уральской складчато-надвиговой зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 11. С. 37–40.
2. *Проворов В.М.* Оценка неразведанной части начальных суммарных ресурсов нефти и газа в связи с направлениями дальнейших работ по их освоению в северной части Урало-Поволжья. // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-геофизических работ: Тез. докл. Всерос. науч.-практ. конф. Пермь: КамНИИКИГС, 2000. С. 222–225.
3. *Проворов В.М.* Структурно-фациальные зоны нефтегазонакопления в северных районах Урало-Поволжья // Методика поисков и разведки месторождений нефти и газа на севере Урало-Поволжья: Сб. науч. тр. М.: ВНИГНИ, 1982. Вып. 243. С. 3–21.
4. *Роуз П.Р.* Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. М.–Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский ин-т компьютерных исследований, 2011. 304 с.
5. *Тихов Б.А.* Геологические предпосылки поисков залежей нефти и газа на западном склоне Урала в пределах Пермской и Свердловской областей // Методика поисков и разведки месторождений нефти и газа на севере Урало-Поволжья: Сб. науч. тр. М.: ВНИГНИ, 1982. Вып. 243. С. 30–36.

Probabilistic assessment of the oil and gas potential of promising areas of the fold-thrust zone of the Middle Urals

T.V. Alexandrova*, Yu.A. Yakovlev, A.M. Shibanova, S.V. Makarova

JSC «KamNIIKIGS», Perm

e-mail: *atv@niikigs.ru

Abstract. In this paper we study the transition zone between the East European Platform and the Central Ural Rise. The area has a complex tectonic structure and has scarcely been examined. The article presents the criteria for assessing the oil and gas potential of the calculated zones and differentiated zones in the study area. Recommendations on the directions for further geological exploration works are given and facilities for licensing are highlighted.

Keywords: tectonic structure, folding-thrust zone, catagenesis, oil and gas source rocks, deposits, method, calculation zone, criteria, geological risk, licensing.

Citation: *Alexandrova T.V., Yakovlev Yu.A., Shibanova A.M., Makarova S.V.* Probabilistic assessment of the oil and gas potential of promising areas of the fold-thrust zone of the Middle Urals // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art6> (In Russ.)

References

1. *Sirotenko O. I., Sirotenko L.V.* Problems of evaluation of oil and gas potential of the pre-Ural deflection and West Ural fold-thrust zone // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2009. No.11. P. 37–40. (In Russ.).
2. *Provorov V.M.* Evaluation of the undiscovered part of the initial total oil and gas resources in connection with the directions of further work on their development in the Northern part of the Ural-Volga region // *Evaluation Criteria for hydrocarbon potential below the industrial development and definition of priority directions of geological-geophysical works: Proceedings of All-Russian Scientific and Practical Conference*. Perm: Kamniikigs, 2000. P. 222–225. (In Russ.).
3. *Provorov V.M.* Structural and facies zones of oil and gas accumulation in the Northern regions of the Ural-Volga region // *Methods of prospecting and exploration of oil and gas fields in the North of the Ural-Volga region: Collected papers*. Moscow: VNIGNI, 1982. Iss. 243. P. 3–21. (In Russ.).
4. *Rose P.R.* Risk analysis and oil exploration project management. Moscow–Izhevsk: NRC «RCHD», Izhevsk Institute of computer science, 2011. 304 p. (In Russ.).

5. *Tihov B.A.* Geological prerequisites for the search for oil and gas deposits on the Western slope of the Urals within the Perm and Sverdlovsk regions // Methods of search and exploration of oil and gas fields in the North of the Ural-Volga region: Collected papers. Moscow: VNIGNI, 1982. Iss. 243. P. 30–36. (In Russ.).