

УДК 621.746.628.4

И.А. Козлова¹, М.А. Четина², Н.С. Колтырина¹
I.A. Kozlova¹, M.A. Chetina², N.S. Koltyrina¹

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет

²ОАО «Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин»

¹Perm National Research Polytechnic University

²Kama Research Institute for Comprehensive Surveying
of Deep and Ultradeep Holes

АНАЛИЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В НИЖНЕПЕРМСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ КОМПЛЕКСЕ НА ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

ANALYSIS OF THE PROPAGATION OF RESERVOIR ROCKS IN THE LOWER PERMIAN OIL AND GAS COMPLEXES IN THE PERM REGION

Решаются задачи выделения проницаемых пропластков, определения эффективных толщин, расчлененности, коэффициентов песчаности и пористости коллекторов ассельско-сакмарской и артинской толщ, выполняется анализ площадного распределения данных параметров на территории Пермского края, а также характеристика текущей нефтегазоносности и литолого-фациальной зональности. На основании установленной в нижнепермском комплексе нефтегазоносности различной интенсивности проведена типизация коллекторов ассельско-сакмарского и артинского комплексов в литолого-фациальных зонах.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, фации, нефтегазоносность, эффективная толщина, фильтрационно-емкостные свойства.

Solves the problem of allocation of permeable streaks, determination of effective thickness, dissection, to-gross ratios and porosity reservoirs Asselian-Sakmarskaya and Artinsky strata is analyzed areal distribution of these parameters in the Perm region, as well as the characteristics of the current oil and gas potential and lithologic-facies zonation. On the basis set out in the Lower Permian complex oil and gas potential of varying intensity, were classified collectors Asselian-Sakmarian and Artinskian complexes in lithofacies zones.

Keywords: carbonate reservoir, facies, oil and gas, the effective thickness, reservoir properties.

Согласно Общей стратиграфической шкале России 2013 г. пермская система включает в себя приуральский, биармийский и татарский отделы. Нижнепермский комплекс отложений (приуральский отдел) в пределах Пермского края представлен ассельским, сакмарским, артинским и кунгурским ярусами. Накопление осадков ассельско-сакмарского и артинского ярусов происходило в условиях формирования депрессий Предуральского прогиба и Передовых складок Урала, что обусловило характерное меридиональное изменение литологических типов разрезов от доломитово-известняковых на западе до хемогенно-обломочных на востоке.

В толще ассельско-сакмарского возраста с запада на восток исследователями выделяются пять типов разрезов: доломитовый, известняково-доломитовый, известняковый, рифогенный, терригенно-карбонатный [1, 2].

Доломитовый тип разреза мощностью до 200 м развит вдоль западной границы края. К востоку, на платформе он сменяется известняково-доломитовым типом (от 150 до 210 м). Самый восточный край платформы и Предуральский прогиб характеризуются известняковым типом разреза, мощность которого варьируется от 150 до 500 м. Далее, в Юрюзано-Сылвенской депрессии выделяется рифогенный тип разреза с массивными известняками толщиной до 700 м. Восточнее – терригенно-карбонатная толща флишевых отложений мощностью 400–450 м. В целом мощность ассельско-сакмарских отложений изменяется от 50–100 м вдоль западных границ края до 700 м к востоку и юго-востоку.

В артинском веке с запада на восток на этой же территории выделяется уже семь типов разрезов: ангидритовый, вдоль юго-западной границы региона (мощностью от 10 до 50 м), ангидритово-доломитовый (30–90 м); до восточного края платформы развиты: известняково-доломитовый (80–150 м), доломитово-известняковый (до 170 м) и рифовый типы разрезов (250–500 м), а в пределах прогиба – глинисто-карбонатный, карбонатно-терригенный и терригенный (до 300 м). В целом мощность артинских отложений изменяется от 20–50 до 500 м, увеличиваясь к восточному краю платформы.

Перекрывающие все отложения кунгурского яруса распространены почти повсеместно и служат надежной галогеновой покрывкой не только для нижнепермских, но и для всех нижележащих палеозойских отложений. Мощность яруса изменяется от 0 до 200 м, за исключением восточной части территории, где мощность отложений может превышать 700 м.

Исходными данными для проведения исследований послужил каротаж 105 глубоких скважин, равномерно расположенных по территории Пермского края. Для анализа и интерпретации данных каротажа скважин использовалось приложение GeoGraphixDiscovery. Выделение проницаемых пропластков в карбонатных разрезах ассельско-сакмарских и артинских отложений проводилось по данным гамма-каротажа (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК). Интервал проницаемых известняков (коллекторов) характеризовался мини-

мальными показаниями кривой НГК, а также уменьшением естественной радиоактивности на кривой ГК (что исключает выделение мергелей и глинистых известняков) [3]. Пример выделения коллекторов приведен на рис. 1.

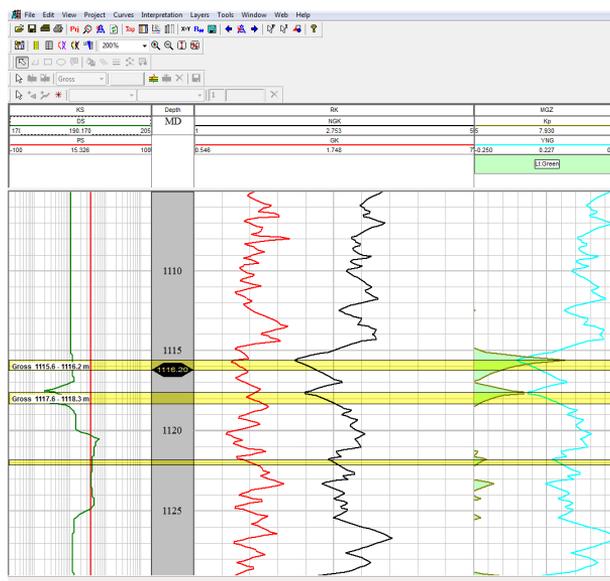


Рис. 1. Пример выделения карбонатных коллекторов

По данным обработки каротажных диаграмм были получены следующие геолого-геофизические параметры: абсолютные отметки кровли отложений, мощности комплексов, эффективные толщины пропластков, их количество (расчлененность), а также вычислен коэффициент песчаности и коэффициент пористости, последний определялся с помощью нейтронного гамма-каротажа по стандартной методике.

В результате составлена база данных для асельско-сакмарских и артинских отложений по территории Пермского края, фрагмент которой приведен в табл. 1.

Таблица 1

Геолого-геофизические характеристики артинских отложений

Площадь	Скважина	Абсолютная отметка кровли P1ar, м	Мощность комплекса P1ar, м	Суммарная эффективная толщина P1ar, м	Коэффициент пористости P1ar, %	Коэффициент песчаности P1ar, доли единицы	Расчлененность P1ar, ед.
Гаринская	61	-561,6	37,0	9,6	15,8	0,259	9
Гожано-Быркинская	15	-228,5	68,4	39,0	10,7	0,570	12
Гондыревская	61	-205,8	53,8	20,8	10,4	0,387	6
Гривинская	445	-217,8	110,8	45,1	14,6	0,407	19

Полученные данные послужили основой построения карт геолого-геофизических параметров, по которым был выполнен анализ их распределения.

На рис. 2 представлены карты эффективных мощностей ассельско-сакмарских и артинских отложений. На территории края мощность ассельско-сакмарских отложений в основном характеризуется значениями от 40 до 80 м, увеличиваясь в прогибе (Юрюзано-Сылвенская депрессия и центральная часть Соликамской депрессии) до 200 и более метров. Минимальными значениями эффективных мощностей коллекторов (0–40 м) характеризуются территории Пермского свода, западных частей Бымско-Кунгурской моноклинали и Камского свода. В артинский век на большей части территории смена фациальных обстановок привела к сокращению эффективных мощностей до 0–40 м, за исключением отдельных участков, где сохранились мощности до 80 м (Башкирский свод (БС), центральная часть Бымско-Кунгурской моноклинали (БКМ), северная часть Висимской моноклинали (ВисМ)) и до 200 м (северо-восток Соликамской депрессии и Колвинской седловины).

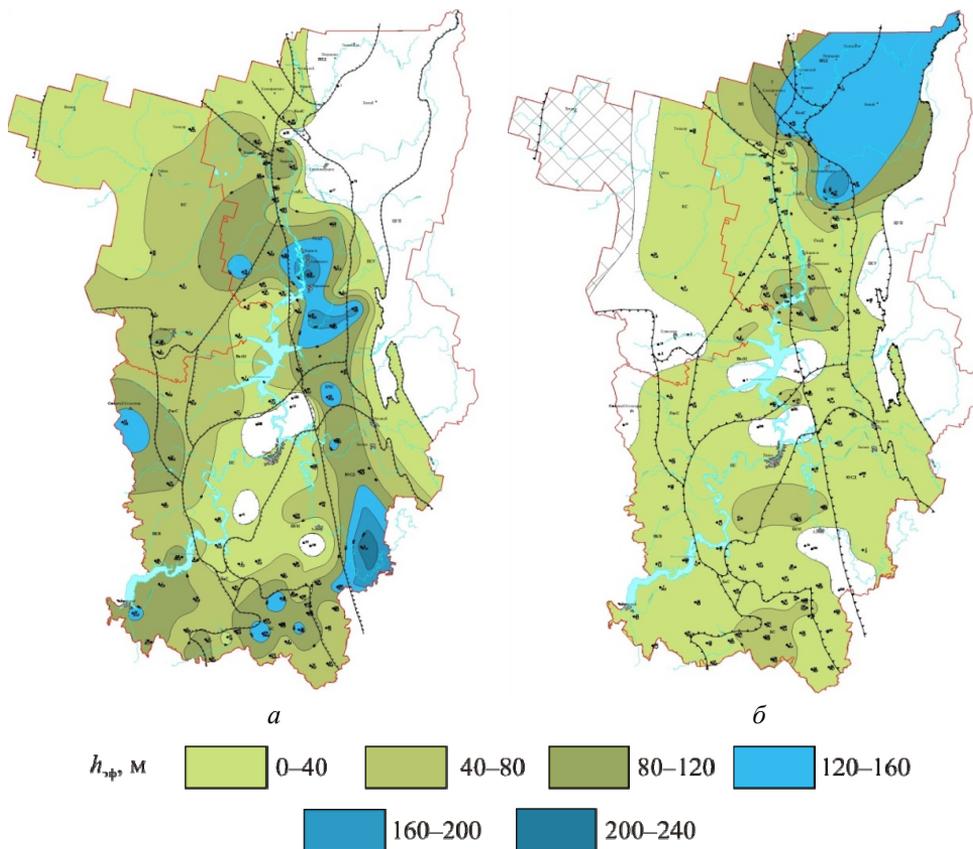


Рис. 2. Карты эффективных мощностей ассельско-сакмарских (а) и артинских (б) отложений

Площадное распределение расчлененности коллекторов приведено на рис. 3. Количество проницаемых пропластков, выделенных в карбонатной толще ассельско-сакмарского возраста, значительно и варьируется от 50 до 100 в зоне прогиба и от 20 до 60 на платформе. В артинских отложениях степень расчлененности коллекторов снижается до 30–40 пропластков, за исключением Колвинской седловины и северо-восточной части Соликамской депрессии, где это значение составляет 70–100 слоев.

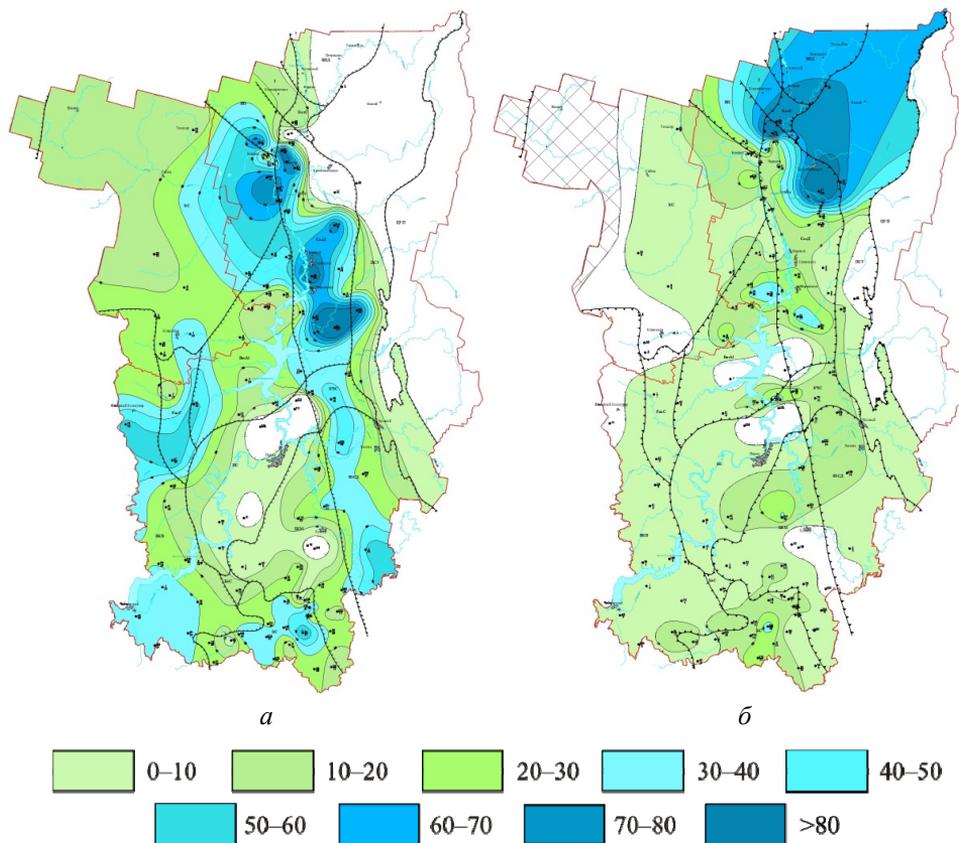


Рис. 3. Карты расчлененности разреза ассельско-сакмарских (а) и артинских (б) отложений

Между описанными характеристиками – эффективной толщиной пропластков и их количеством – прослеживается значимая корреляция. Так, в ассельско-сакмарских отложениях коэффициент корреляции между данными параметрами равен 0,62, в артинских – 0,91. Следовательно, для обоих комплексов установлено, что с увеличением эффективной мощности количество пропластков в толще возрастает. Причем в артинских отложениях степень расчлененности ниже и зависимость более функциональна (рис. 4).

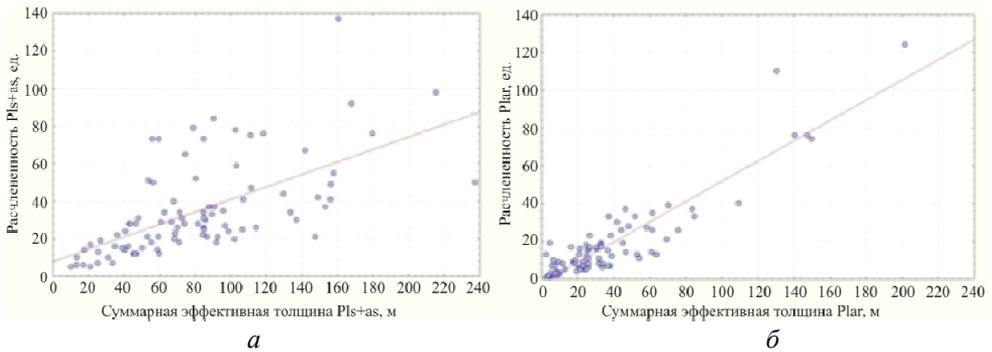


Рис. 4. Графики зависимости расчлененности от эффективной толщины коллекторов:
а – ассельско-сакмарских: $K_{расч} = 7,838 + 0,332 \cdot h_{эф}$, $r^2 = 0,392$, $r = 0,626$, $p = 0$;
б – артинских отложений: $K_{расч} = -1,865 + 0,536 \cdot h_{эф}$, $r^2 = 0,834$, $r = 0,913$, $p = 0$

Площадное изменение коэффициента песчаности ассельско-сакмарских и артинских отложений (рис. 5) имеет сложную конфигурацию, анализ будет выполнен путем сравнения гистограмм распределения данного показателя (рис. 6).

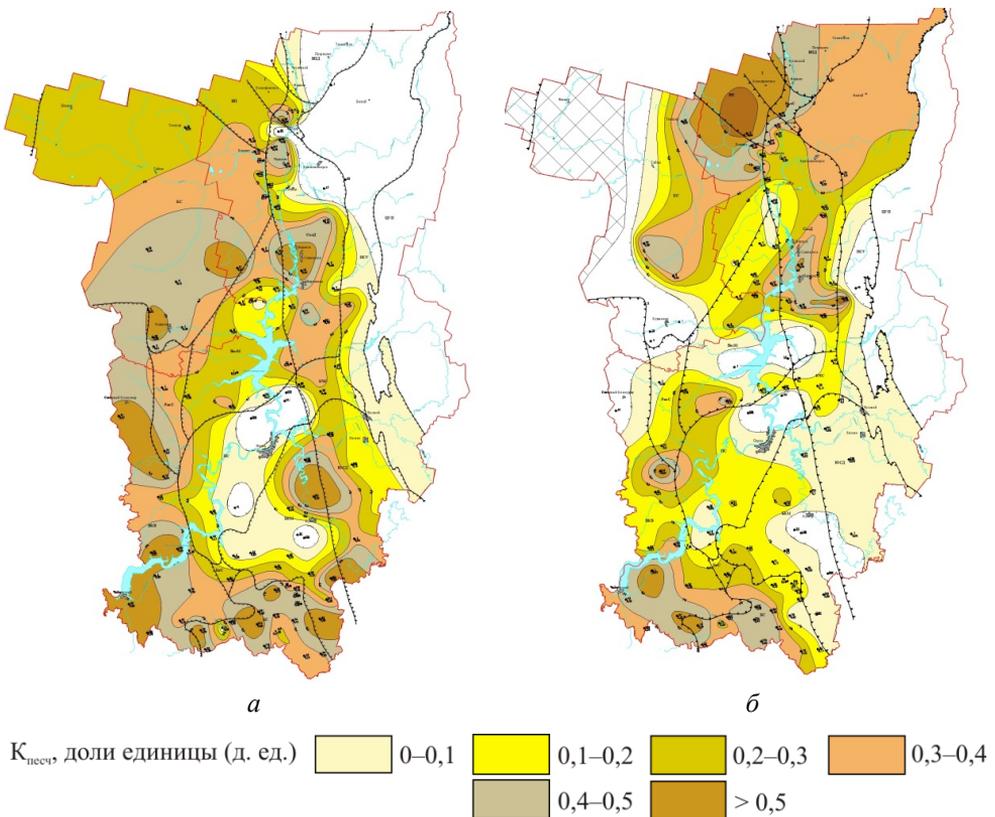


Рис. 5. Карты песчаности ассельско-сакмарских (*а*) и артинских отложений (*б*)

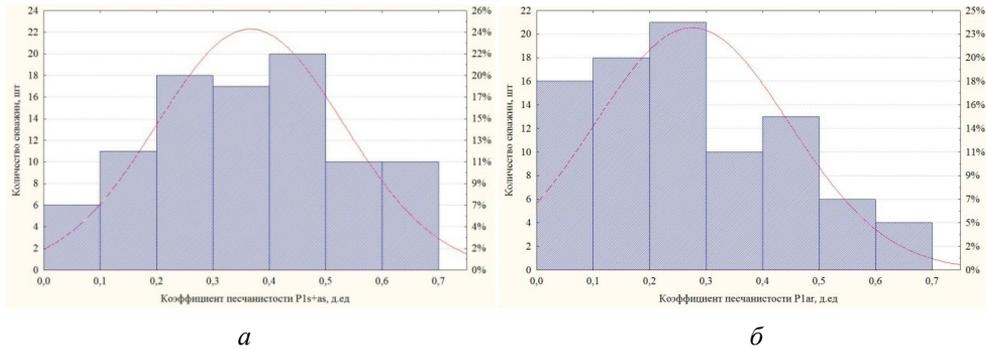


Рис. 6. Гистограмма распределения коэффициентов песчаности:
а – ассельско-сакмарских: среднее значение 0,37 д. ед., СКО = 0,17, максимальное 0,91, минимальное 0,05, асимметрия 0,35, эксцесс –0,08, медиана 0,354; *б* – артинских отложений: среднее значение 0,27 д. ед., СКО = 0,17, максимальное 0,68, минимальное 0,02, асимметрия 0,51, эксцесс –0,65, медиана 0,252

На гистограмме распределения коэффициента песчаности ассельско-сакмарских отложений видно, что наибольшее количество скважин (21 шт.) вскрыло пласты с коэффициентами песчаности 0,2–0,3 д. ед, среднее же значение параметра составило 0,27 д. ед. Распределение не соответствует нормальному, так же как и распределение коэффициента песчаности артинских отложений, среднее значение которого выше и составляет 0,37 д. ед.

При расчете коэффициента пористости ассельско-сакмарских и артинских отложений использовались отдельные формулы для прогиба и для платформы, принятые при подсчете запасов по зависимостям керн – ГИС¹. Полученные значения коэффициентов пористости ассельско-сакмарских и артинских отложений не противоречат значениям пористости коллекторов, принятым в промышленно значимых месторождениях.

$$K_{п} = -28,786 \cdot \lg(\Delta I_{ny}) - 3,656 \text{ (платформа),}$$

$$K_{п} = -11,148 \cdot \lg(\Delta I_{ny}) - 0,75 \text{ (прогиб).}$$

В результате были получены карты качества коллекторов ассельско-сакмарских и артинских отложений (рис. 7). Для оценки проницаемости была использована классификация карбонатных коллекторов Н.В. Кобрановой (1986). Полученное распределение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов ассельско-сакмарского и артинского ярусов показывает, что для

¹ Гусев В.М. Методические рекомендации и альбом петрофизических зависимостей «Керн-Геофизика» для определения пористости продуктивных пластов по ГИС / ПермНИПИнефть. – Пермь, 1992.

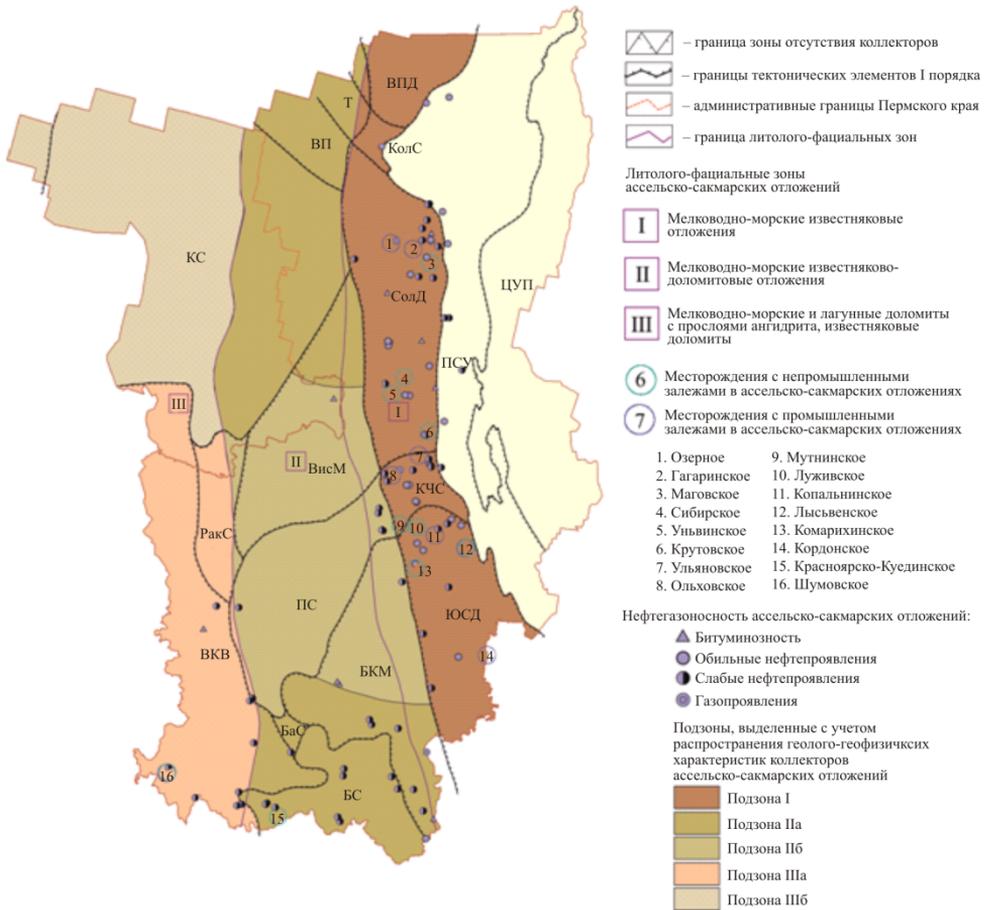


Рис. 8. Нефтегазоносность и литолого-фациальная зональность асельско-сакмарских отложений

В настоящее время известно о 13 промышленных залежах нижнепермского возраста в пределах 11 месторождений Пермского края и 20 непромышленных залежах в пределах 14 месторождений (табл. 2).

Таблица 2

Залежи нижнепермского комплекса Пермского края

№ п/п	Месторождение	Тектонический элемент	Промышленные залежи нижнепермского комплекса (пласты)	Непромышленные залежи нижнепермского комплекса (пласты)
1	Лысьвенское	ЮСД	А, СМ	Ас, СМ
2	Ольховское	КЧС	СМ	
3	Ульяновское	КЧС	А–СМ	А
4	Озерное	СолД	СМ	А
5	Шумовское	ВКВ	СМ	СМ
6	Копальнинское	ЮСД	А, СМ	
7	Кордонское	ЮСД	А–СМ	

Окончание табл. 2

№ п/п	Месторождение	Тектонический элемент	Промышленные залежи нижнепермского комплекса (пласты)	Непромышленные залежи нижнепермского комплекса (пласты)
8	Гагаринское	СолД	См	
9	Таборковское	КЧС	А	
10	Бельское	СолД	А	
11	Селинское	ЮСД	А	
12	Маговское	СолД		А, Ас, См
13	Лужевское	ЮСД		А, См
14	Полазненское	ПС		А
15	Таныпское	БС		А
16	Сибирское	СолД		Ас, См
17	Уньвинское	СолД		См
18	Крутовское	СолД		См
19	Мутнинское	КЧС		Ас, См
20	Комарихинское	ЮСД		См
21	Красноярско-Куединское	БС		См

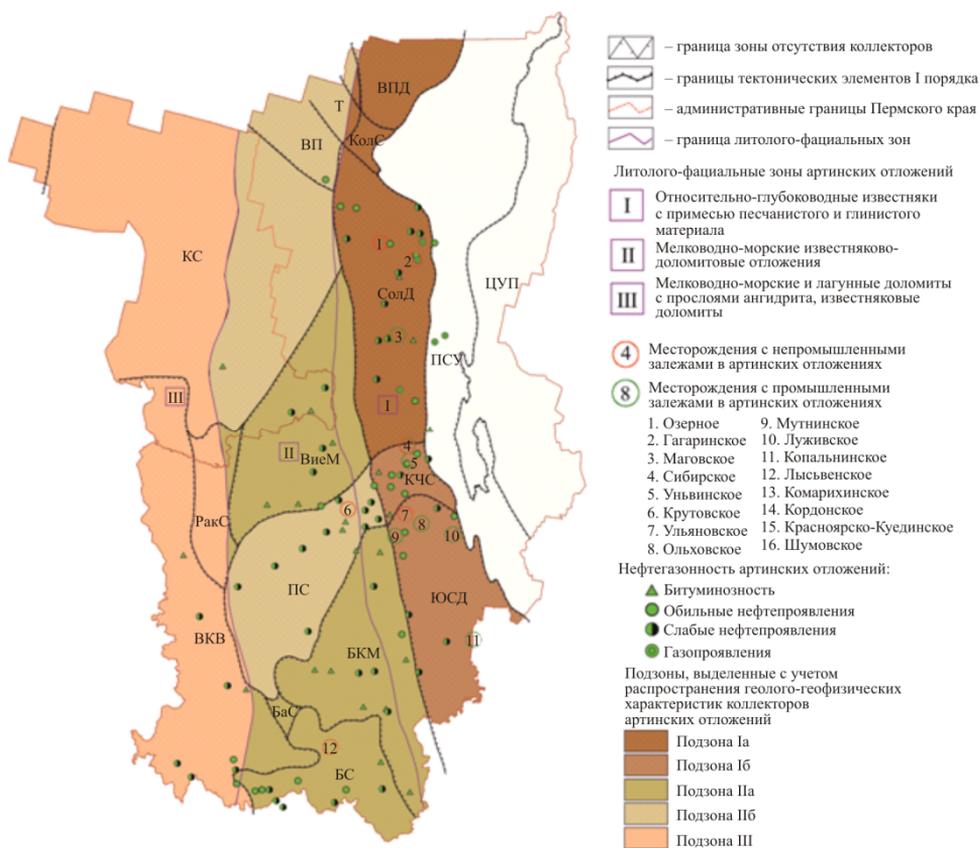


Рис. 9. Нефтегазоносность и литолого-фациальная зональность артинских отложений

В ассельских отложениях промышленные залежи не были открыты, в сакмарском пласте установлено 8 промышленных залежей массивного и структурно-литологического типов, коллекторами выступают рифогенные известняки, а также известняковые конгломераты и полимиктовые песчаники. В артинском ярусе промышленные залежи приурочены к рифовым брахиоподово-мшанковым известнякам, открыто 5 залежей.

Залежи (промышленные и непромышленные) нижнепермского комплекса практически все распространены исключительно в прогибе, и лишь несколько из них находится на платформе (Верхнекамская впадина, Башкирский свод и Пермский свод). Нефтепроявления различной степени интенсивности, битуминозность и газопроявления присущи всем стратиграфическим подразделениям нижнепермского комплекса (рис. 8, 9) и отмечены в следующих тектонических регионах Пермского края (табл. 3, 4).

Таблица 3

Приуроченность нефтегазопроявлений (НГП) к тектоническим элементам в нижнепермских отложениях, артинский ярус

Группа НГП	КолС	ВП	ПСУ	СолД	КЧС	ЮСД	КС	ВисМ	ПС	БКМ	БС	ВКВ
I			1	3	2		1	4	3	7	1	2
II		1	1	6	5	3		1	1	4	5	2
III			1	9	1	5		4	10	1	4	6
IV			2	3								
Всего:	0	1	5	21	8	8	1	9	14	12	10	10

Примечание: группы НГП: I – битуминозность, II – слабые нефтепроявления, III – обильные нефтепроявления, IV – газопроявления

Таблица 4

Приуроченность нефтегазопроявлений к тектоническим элементам в нижнепермских отложениях, ассельско-сакмарский ярус

Группа НГП	КолС	ВП	СолД	ПСУ	КЧС	ЮСД	КС	ВисМ	ПС	БКМ	БС	ВКВ
I			4					1		3		2
II	1		10	5	5	7				6	1	
III			13	5	6	8			5		9	10
IV			2		1					1		
Всего:	1	0	29	10	12	15	0	1	5	9	10	12

По форме проявления среди выявленных НГП наибольшим распространением пользуется III группа – всего 97 случаев, затем идут: II группа – 64 случаев, I группа – 34, и наименьшее количество НГП относятся к IV группе – всего 9 случаев. По стратиграфическим подразделениям НГП распределены следующим образом:

- артинский ярус – 99,
- ассельско-сакмарский ярус – 104,
- всего – 203.

Обобщенные цифры по приуроченности НГП к структурным элементам в порядке убывания:

СолД	50	ПС	19
ЮСД	23	ПСУ	15
ВКВ	22	ВисМ	10
БКМ	21	ВП	1
КЧС	20	КолС	1
БС	20	КС	1

Закономерности распределения промышленной и непромышленной нефтегазоносности ассельско-сакмарских и артинских отложений обусловлены литолого-фациальными обстановками, характерными для данного времени (см. рис. 8, 9).

В ассельско-сакмарское время территория прогиба, характеризующаяся наибольшим скоплением залежей и НГП, соответствует распространению литолого-фациальной обстановки мелководно-морских карбонатных отложений, представленных органогенно-обломочными и рифогенными массивными известняками (зона I). Западнее, в широкой полосе платформы происходит смена обстановок на мелководно-морские, представленные известняково-доломитовыми отложениями (зона II), также эта территория характеризуется значительно меньшим количеством НГП, которые преимущественно распределены на территории БКМ и БС. Наконец, для запада исследуемой территории характерно минимальное количество НГП, сосредоточенных на территории ВКВ, и смена обстановок на мелководно-морские и лагунные, представленные доломитами с прослоями ангидрита и известняковыми доломитами (зона III).

Позднее, в артинское время на территории прогиба произошла смена мелководно-морских обстановок ассельско-сакмарского времени на относительно глубоководные карбонатные с примесью песчанистого и глинистого материала и территория также характеризовалась наибольшим скоплением залежей и НГП (зона I). Западнее, до границы изучаемой территории сохраняются литолого-фациальные обстановки ассельско-сакмарского времени (зоны II, III); характерным является более широкое распределение НГП во II зоне – большое количество НГП отмечено на территориях ВисМ, ПС, БКМ и БС, а в зоне III их количество сокращается и сосредоточены они в пределах ВКВ.

Такое чередование литолого-фациальных обстановок привело к формированию коллекторов с различными геолого-геофизическими характеристиками и, соответственно, с различной степенью продуктивности (см. рис. 8, 9, табл. 5, 6).

Таблица 5

Типизация карбонатных ассельско-сакмарских коллекторов

Литолого-фациальные зоны	Литолого-фациальная обстановка	Количество залежей				Количество НПГ			Подзона (тектонический элемент)	Геолого-геофизические характеристики коллекторов			
		промышленных	непромышленных	Витуминозность	Нефтепроявления	Газопроявления	Эффективная толщина, м	Расчлененность		Коэффициент песчанности, д. ед.	Коэффициент пористости, %	среднее...СКО	
												min...max	min...max
Зона I	Мелководно-морские известняки	7	12	4	60	3		Едняя (СолД, КЧС, ЮСД)	40,4...237,5 110,3...56,6	14...137 58...30	0,09...0,65 0,34...0,15	6,1...12,2 8,5...1,5	
Зона II	Мелководно-морские известняково-доломитовые отложения	0	1	4	21	1		Подзона IIa (БС, БаС, южная часть БКМ, восточная часть КС, северная часть ВисМ)	10,0...156,2 75,6...40,7	5...79 29...18	0,05...0,68 0,36...0,17	8,7...19,6 12,9...2,9	
								Подзона IIб (Южная часть ВисМ, ПС, северная часть БКМ)	13,5...84,9 44,3...23,2	5...73 25...20	0,06...0,91 0,29...0,22	3,3...16,9 11,3...4,4	
Зона III	Мелководно-морские и лагунные доломиты с прослоями ангидрита, известняковые доломиты	1	1	2	10	0		Подзона IIIa (РаК, ВКВ)	42,4...158,0 88,2...32,3	12...59 31...14	0,27...0,69 0,48...0,14	12,1...17,7 14,8...1,9	
								Подзона IIIб (КС)	31,2...106,7 53,4...27,2	10...28 21...7	0,22...0,56 0,42...0,12	7,5...16,0 11,9...2,9	

Таблица 6

Типизация карбонатных аргинских коллекторов

Литолого-фациальные зоны	Литолого-фациальная обстановка	Количество залежей		Количество НГП			Геолого-геофизические характеристики коллекторов				
		промышленных	непромышленных	Битуминозность	Нефтепроявления	Газопроявления	Подзона (тектонический элемент)	Эффективная толщина, м	Расчлененность	Коэффициент песчаности, д. ед.	Коэффициент пористости, %
								$\frac{\min \dots \max}{\text{среднее} \dots \text{СКО}}$			
Зона I	Относительно-глубоководные известняки с при-месью песчанистого и глинистого материала	7	4	6	32	5	Подзона Ia (СолД)	$\frac{5,9 \dots 201,4}{59,7 \dots 57,2}$	$\frac{2 \dots 124}{34 \dots 36}$	$\frac{0,06 \dots 0,68}{0,33 \dots 0,16}$	$\frac{6,1 \dots 14,0}{8,3 \dots 1,8}$
							Подзона Ib (КЧС, ЮСД)	$\frac{2,8 \dots 26,7}{15,0 \dots 10,7}$	$\frac{3 \dots 23}{15 \dots 7}$	$\frac{0,06 \dots 0,25}{0,11 \dots 0,07}$	$\frac{6,5 \dots 10,0}{7,9 \dots 1,4}$
Зона II	Мелководно-морские извест-няково-доломитовые отложения	0	1	16	30	0	Подзона IIa (БС, Бас, БКМ, ВисМ)	$\frac{2,8 \dots 109,4}{35,7 \dots 23,4}$	$\frac{2 \dots 40}{14 \dots 10}$	$\frac{0,02 \dots 0,57}{0,22 \dots 0,14}$	$\frac{7,0 \dots 19,0}{12,4 \dots 2,9}$
							Подзона IIб (ПС, восточная часть КС)	$\frac{3,0 \dots 61,0}{27,2 \dots 19,7}$	$\frac{1 \dots 33}{13 \dots 12}$	$\frac{0,03 \dots 0,66}{0,28 \dots 0,22}$	$\frac{9,1 \dots 18,4}{12,9 \dots 3,8}$
Зона III	Мелководно-морские и лагун-ные доломиты с прослоями ангидрита, известняковые доломиты	0	0	2	8	0	Подзона III (КС, РакС, ВКВ)	$\frac{2,8 \dots 140,5}{21,3 \dots 33,6}$	$\frac{1 \dots 76}{10 \dots 18}$	$\frac{0,06 \dots 0,64}{0,35 \dots 0,18}$	$\frac{8,7 \dots 15,3}{12,6 \dots 2,1}$

Таким образом, выполнено выделение коллекторов в ассельско-сакмарской и артинской толщах, определено качество коллекторов (пористость), эффективные толщины пропластков, их количество, коэффициент песчаности. Анализ распределения свойств данных геолого-геофизических характеристик по территории Пермского края показал, что ассельско-сакмарские коллекторы характеризуются более высокими средними значениями эффективных толщин, песчаности и пористости, тогда как артинские коллекторы более монолитны и обладают более высокими интервалами изменения геолого-геофизических характеристик.

Охарактеризована текущая нефтегазоносность и связанная с ней литолого-фациальная зональность артинских и ассельско-сакмарских толщ, в ассельско-сакмарское время промышленные залежи и подавляющее большинство НГП приурочены к прогибу, где были развиты мелководно-морские фации. Артинская толща характеризуется более широким площадным распределением НГП, они встречены как в прогибе, в зоне развития относительно-глубоководных фаций, так и на платформе, в зоне мелководно-морских обстановок.

В каждой литолого-фациальной зоне проведена типизация коллекторов и установлен индивидуальный набор геолого-геофизических признаков для каждой подзоны. В ассельско-сакмарское время происходит постепенное уменьшение средних значений эффективных толщин, расчлененности и песчаности от территории прогиба (зона I) к западу изученной территории (зона II–III), причем в пределах зоны II уменьшение происходит от южной и северной части к центру, а в пределах III зоны – с юга на север. В артинское время уменьшение средних значений эффективных толщин, расчлененности и песчаности также происходит от I зоны к III, характерным является уменьшение параметров в пределах прогиба с севера на юг, а на восточной территории платформы (зона II) – в противоположном направлении.

Список литературы

1. Биостратиграфия нижнепермских отложений Пермского Предуралья / В.П. Золотова [и др.] // Нижнепермские отложения Камского Предуралья: сб. науч. тр. ВНИГНИ. – Пермь, 1973. – Вып. 118. – С. 49–135.
2. Оборин А.А., Хурсик В.З. Литофации нижнепермских отложений Пермского Предуралья // Нижнепермские отложения Камского Предуралья: сб. науч. тр. ВНИГНИ. – Пермь, 1973. – Вып. 118. – С. 151–183.
3. Косков В.Н., Кочнева О.Е. Литолого-фациальное расчленение башкирских карбонатных отложений по данным промыслово-геофизических исследований скважин // Вестник Пермского университета. Геология. – Пермь, 2012. – Вып. 4 (17). – С. 32.

Получено 20.02.2015

Козлова Инна Анатольевна – доцент, ПНИПУ, ГНФ, e-mail: ikozlova@pstu.ru.

Четина Марина Анатольевна – инженер сектора методического обеспечения геологоразведочных работ, ОАО «Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин», e-mail: chetina_marina@mail.ru.

Колтырина Наталья Сергеевна – студентка, ПНИПУ, ГНФ, гр. ГНГ-10-2, e-mail: natalya.koltyrina@mail.ru.