

УДК 553.98:551.736.1(470.13)

**Терентьев С.Э., Богданов Б.П.**ГОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет» (ГОУ ВПО «УГТУ»),  
Ухта, Россия, [sterentyev@ugtu.net](mailto:sterentyev@ugtu.net)**Куваев И.В.**ООО НК «Союз», Ухта, Россия, [julia\\_69\\_07@mail.ru](mailto:julia_69_07@mail.ru), [ynpimenov@gmail.com](mailto:ynpimenov@gmail.com)**Федотов А.Л.**ООО «АРАВАК ГЕОСАЙНС», Ухта, Россия, [fedotov-a-l@yandex.ru](mailto:fedotov-a-l@yandex.ru)

## ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КОЧМЕССКОЙ ПЛОЩАДИ

*Перспективность на нефть и газ Кочмесской структуры в Косью-Роговской впадине Предуральяского прогиба рассматривается с 1976 г., когда в скв. 3/11-Кочмес был получен приток нефти. Для разведки выявленной залежи было пробурено еще 12 скважин, в которых притоков получить не удалось в связи с видимым отсутствием коллекторов.*

*Сейсморазведочные работы МОГТ-2Д, проведенные ООО НК «Союз» в 2000-х гг., подтвердили наличие рифов в нижнепермских отложениях, выделяемых ранее. Переинтерпретация промыслово-геофизических материалов в комплексе «Geo Office Solver» показала наличие вероятно нефтенасыщенных коллекторов в закартированных рифах и перекрывающей их толще. Даны рекомендации по освоению скважин.*

**Ключевые слова:** риф, коллектор, нефть, нижняя пермь, аномалии сейсмической записи, Кочмесская площадь, Косью-Роговская впадина.

Исходными материалами для исследований послужили отчеты о сейсморазведочных работах, подсчеты запасов, промыслово-геофизическая информация, собранная в архивах или предоставленная ООО НК «Союз».

Перспективность на нефть и газ Кочмесской структуры в Косью-Роговской впадине Предуральяского краевого прогиба рассматривается со времени ее выявления.

В поисковое бурение Кочмесская площадь введена в 1976 г. При опробовании глубокой скв. 3 испытателем пластов КИИ-146 в процессе бурения получены притоки нефти из терригенно-карбонатных отложений артинского возраста. При этом бурение поисковой скв. 3 было временно приостановлено с забоем на глубине 1747 м, и с ее основания забурена наклоннонаправленная скв. 11 с проектной глубиной 2000 м. При опробовании в скв. 11 терригенно-карбонатной пачки артинского яруса в интервале 1590-1467,7 м открытым стволом получен приток нефти с дебитом перелива 4,5 м<sup>3</sup>/сут. Для разведки выявленной в артинских отложениях залежи в период с 1977 по 2010 гг. было пробурено еще 10 скважин (12-19, 100, 106). Притоков нефти или газа из них получить не удалось. Значимым результатом бурения стали литолого-стратиграфические исследования пермских отложений, проведенные в 1981 г. Г.А. Иоффе и В.И. Ерёмченко, которые показали на Кочмесской

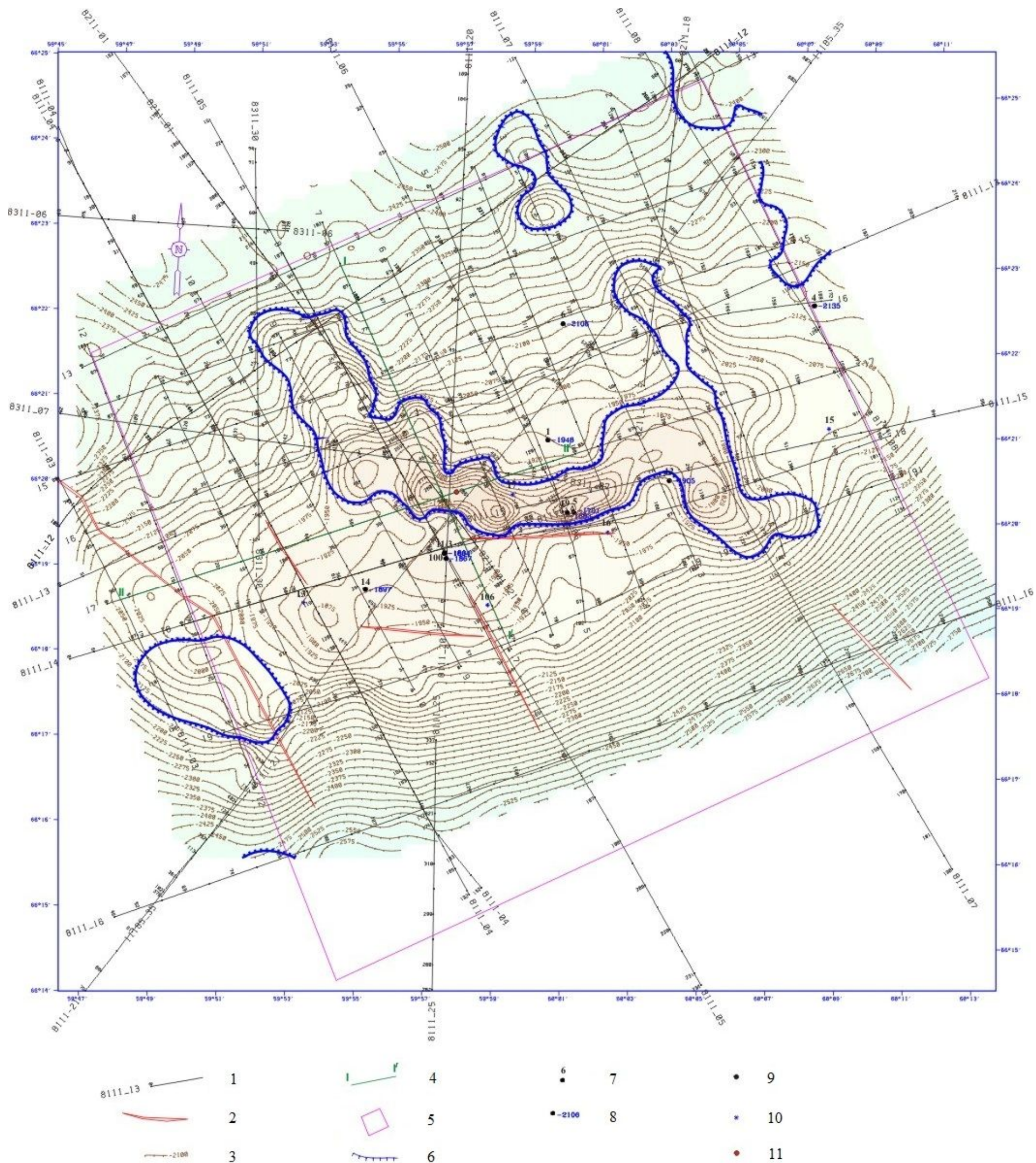
площади на основе изучения кернового материала, шлама, использования диаграмм ГИС (ПС, КС, каверномер, ГК и НГК) в карбонатных отложениях ассельско-нижнепермского разреза наличие пяти литологических толщ (снизу вверх):

- толща биогермных гидрактиноидно-водорослево-мелкофораминиферовых и мшанковых известняков;
- толща биогермных криноидно-мшанковых известняков;
- толща биоморфно-детритовых мшанково-криноидно-брахиоподовых известняков;
- толща смешанных пород (глинисто-алевритисто(кварцевого)-карбонатного состава) с преобладанием карбонатного материала;
- толща смешанных пород (глинисто-алевритисто(кварцевого)-карбонатного состава) с преобладанием терригенного материала.

Поисковые и детальные сейсморазведочные работы МОГТ-2Д проводились на Кочмесской площади в период 1980-1985 гг. с целью выявления, подготовки объектов для опоскования, для уточнения строения палеозойских отложений, показавших продуктивность в скв. 3/11-Кочмес. В результате этих работ в нижнепермской части разреза были выявлены и закартированы при камеральных и тематических работах аномалии сейсмической записи, отождествленные с рифовыми постройками (рис. 1).

Поискам неантиклинальных ловушек рифового типа в ПГО «Печорагеофизика» уделялось большое внимание, выраженное в ряде тематик, результаты которых и сегодня актуальны при изучении строения Кочмесской структуры. Коллективом исполнителей под руководством Б.П. Богданова (1985-1988 гг.) для пермско-каменноугольных карбонатных отложений были сформулированы критерии выделения рифовых образований и вмещающих их фаций по материалам промыслово-геофизических исследований и сейсморазведки МОГТ-2Д [Богданов, Богацкий, 1988]. На примере эталонных скважин Шапкина-Юрьяхинского вала, где в керне определены рифовые образования, было показано их отображение в методах ГИС. Литологически породы представлены светло-серыми, массивными биогермными известняками, среди которых выделяются водорослевые, фораминиферо-водорослевые и гидрактиноидные разности, с подчиненными прослоями детритовых криноидно-мшанковых известняков с фораминиферами, редкими брахиоподами и остракодами [Елисеев, 1978; Королюк, 1983; Антошкина, Елисеев, 1988].





**Рис. 1. Структурная карта по ОГ Ias (P1a+s) в кровле ассельских отложений**  
(А.Л. Федотов, 2009, по материалам ООО НК «Союз»)

1 – линии сейсмических профилей (цифры – номер профиля и пикеты); 2 – тектонические нарушения; 3 – изогипсы по ОГ Ias, м; 4 – линия сейсмогеологического разреза; 5 – лицензионный участок; 6 – границы развития органогенных построек ассельского возраста; 7 – номер скважины; 8 – абсолютная отметка репера Ias, м; 9 – точка пластопересечения; 10 – местоположение скважины; 11 – рекомендуемые скважины.



На диаграммах стандартного каротажа интервалы органогенной постройки имеют характерные черты. К ним относятся: резкая отрицательная аномалия ПС; сужение диаметра скважины за счет образования глинистой корки; показания потенциал- и градиент-зондов зависят от характера насыщения коллектора и его свойств. Непроницаемые глинистые и кремнистые включения в постройке характеризуются положительными значениями на кривой ПС, нормальным или увеличенным диаметром скважины на кривой кавернометра, низким или повышенным значением кажущихся сопротивлений. На кривой ГК радиоактивного каротажа интервал органогенной постройки обычно отображается низкими значениями естественной гамма-активности. Косвенным признаком наличия рифогенных объектов в разрезе могут служить большие величины дебитов пластовых флюидов [Багринцева, 1967; Михайлова, 1987].

Используя указанные признаки выделения интервалов органогенных построек, были проанализированы материалы по скважинам Командиршорской площади, расположенной в центральной части Лайского вала Денисовской впадины. Тогда эта площадь была выбрана в качестве полигона Тимано-Печорской провинции для отработки методики выделения и картирования рифогенных (биогермных) построек пермско-каменноугольного возраста комплексом геолого-геофизических методов [Богданов, Островский, Ростовцов, 1987].

По совокупности признаков рифогенные (биогермные) образования ассельско-сакмарского возраста на Командиршорской площади вскрыты скважинами: 12 (интервал 2320-2448 м), 63 (кровля на глубине 2372 м), 1-Западно-Тонкошорская (интервал 2530-2775 м), 1-Северо-Командиршорская (интервал 2456-2652 м), 3-Командиршорская (интервал 2310-2395 м), 25-Болванмыльская (интервал 2515-2760 м), 21-Северо-Командиршорская (интервал 2475-2658 м). Выделение названных интервалов в качестве рифовых подтверждается определением пористости по материалам ГИС. Так, в скв. 1-Западно-Тонкошорская в этом интервале пористость по НГК+АК изменяется от 4 до 22 %; в скв. 1-Северо-Командиршорская в интервале выделено 26 пластов с пористостью от 6 до 20 %; в скв. 21-Северо-Командиршорская пористость изменяется от 5 до 21,7 %; в скв. 25-Болванмыльская пористость изменяется от 6 до 26,5 %. Коллекторы преимущественно гранулярного типа. Рифогенная природа коллекторов подтверждается и результатами опробований в процессе бурения - в скв. 1-Западно-Тонкошорская в интервале 2585-2610 м приток пластовой воды составил 931 м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, материалы бурения однозначно указывают на наличие органогенных построек на Командиршорской площади.

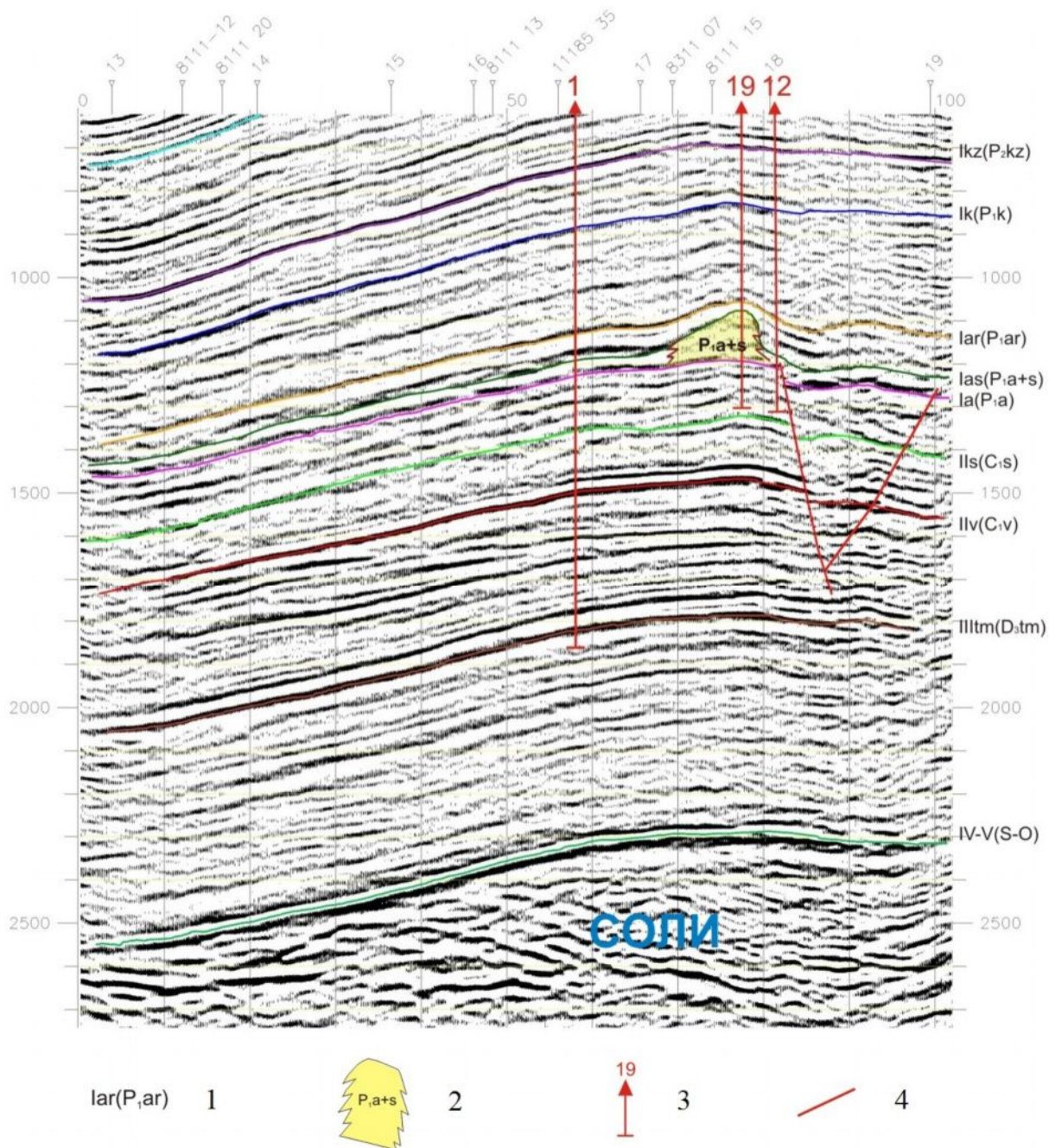
Один из основных методов выделения и картирования рифогенных построек пермско-каменноугольного возраста является сейсморазведка МОГТ-2Д, 3Д. Критерии выделения карбонатных построек на временных разрезах были разработаны и описаны как в многочисленных публикациях отечественной литературы (Н.Д. Матвиевская, М.М. Грачевский и др.), так и в иностранных публикациях (Р.Е. Шерифф, А.П. Грегори, П.Р. Вейл, Р.М. Митчем и др.) [Ильин, Фортунатова, 1988]. По этим критериям Б.П. Богдановым и соавторами в западной бортовой зоне Косью-Роговской впадины были выделены одиночные и линейные рифовые зоны преимущественно ассельско-сакмарского возраста, что однако не привело к открытию нефтяного месторождения на Кочмесской площади, хотя была пробурена скв. 1-Южно-Кочмесская.

Очередной интерес к рифам Кочмесской площади возник после получения результатов сейсморазведочных работ, проведенных ООО НК «Союз», отчет о которых составлен А.Л. Федотовым (2009 г.). В результате обработки материалов были получены временные разрезы, на которых очень уверенно отобразились элементы рифовых построек (рис. 2), имеющих в плане на структурной карте по ОГ Ias ( $P_{1a+s}$ ) в кровле ассельских отложений дугообразную форму. В пределах дуги рифовая постройка имеет четыре локальных вершины, на одной из которых пробурены скв. 5, 19-Кочмес.

Расчленение разреза ассельско-артинских отложений Г.А. Иоффе на пять литологических толщ явилось основой для проведенного нами более дробного расчленения отложений, как это показано на рис. 3. При этом значительное внимание было уделено выделению глинистых слоев, которые чаще всего могут экранировать залежи углеводородов и сравнительно уверенно распознаются по данным ГИС.

В ассельских отложениях были выделены пачки  $P_{1a_1}$ ,  $P_{1a_2}$ ,  $P_{1a_3}$ , которые, по нашему мнению, имеют различную фациальную характеристику: пачки  $P_{1a_1}$ ,  $P_{1a_2}$  составляют биогермные известняки, образующие карбонатные массивы, выделенные в скв. 4, 5, 19, подтвержденные аномалиями сейсмической записи, которые вмещаются глинистыми известняками, занимающими большую часть седиментационного пространства. Высота построек составляет 100-150 м, толщина вмещающих пород – 80-105 м. Пачки  $P_{1a_1}$  и  $P_{1a_2}$  разделены глинистым пластом толщиной до 5 м, пачка  $P_{1a_2}$  перекрывается глинистым пластом сопоставимой толщины, что создает два резервуара для залежей углеводородов.

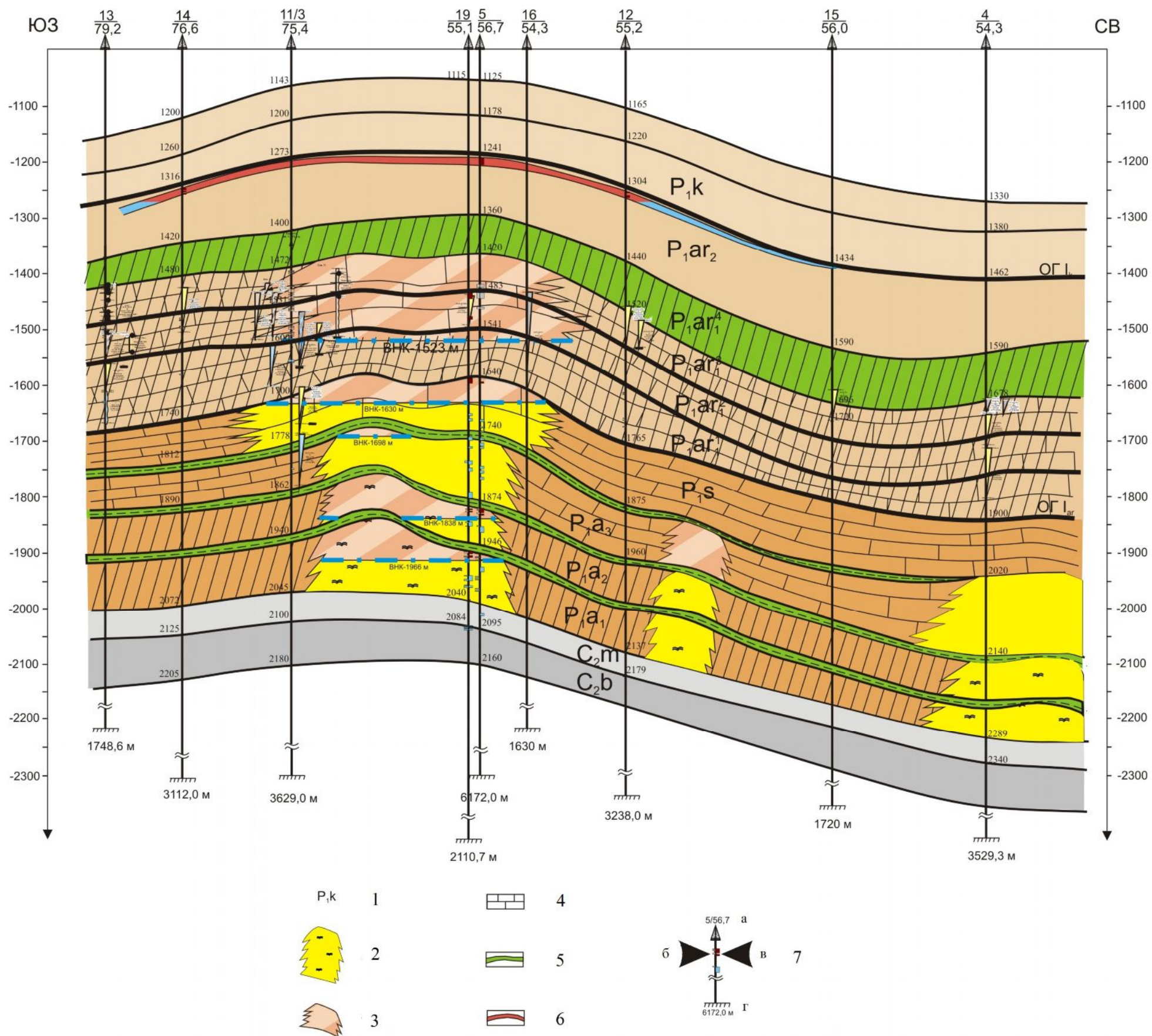
По интерпретации разрезов скважин пачка  $P_{1a_3}$  сложена биогермными известняками менее глинистыми, которые над нижележащими постройками образуют биостромы, замещающиеся по латерали слоистыми более плотными известняками.



**Рис. 2. Выделение органогенных построек раннепермского возраста в сейсмическом волновом поле (профиль 5) (А.Л. Федотов, 2009)**

*1 – отражающий горизонт; 2 – рифовая постройка; 3 – скважина; 4 – тектоническое нарушение.*





**Рис. 3. Схематический сейсмогеологический профиль нижнепермских отложений Кочмесской структуры**  
(Б.П. Богданов, С.Э. Терентьев, А.А. Константинов, 2011)

1 – стратиграфические индексы; 2 – рифовая постройка; 3 – биостром с предполагаемой залежью нефти; 4 – известняки; 5 – глины; 6 – предполагаемая залежь в песчаниках верхнеарктинского подъяруса; 7а – номер скважины/альтитуда, м, б – коллекторы и их насыщение по материалам Г.А. Васькиной, 2009, в – коллектора и их насыщение, выделенные С.Э. Терентьевым, 2011, г – забой.

Толщина пачки  $P_{1a3}$  в биостромах до 134 м, в слоистых известняках – 78-100 м. Перекрывается пачка глинистым пластом, создавая изолированный резервуар.

Отложения сакмарского яруса представлены биогермными криноидно-мшанковыми известняками, образующими биостромы над нижележащими постройками ассельского яруса высотой до 100 м. По латерали биогермные породы замещаются слоистыми известняками с меньшим количеством органики.

Сакмарские отложения перекрываются артинскими существенно более глинистыми породами, в которых выделяются нижнеартинская терригенно-карбонатная толща и верхнеартинская терригенная. Нижнеартинская терригенно-карбонатная толща расчленяется на четыре пачки (снизу вверх):  $P_{1ar1}^1$ ,  $P_{1ar1}^2$ ,  $P_{1ar1}^3$ ,  $P_{1ar1}^4$ , в которых вверх по разрезу возрастает глинистость и количество более грубого терригенного материала. При общей схожести литологической характеристики пачек большей карбонатностью выделяются пачки  $P_{1ar1}^2$  –  $P_{1ar1}^3$ , которые над нижележащими карбонатными постройками ассельско-сакмарского возраста образуют биостром высотой до 180 м, замещающийся по латерали слоистыми глинисто-карбонатными пластами. Описанные породы перекрываются терригенной пачкой,  $P_{1ar1}^4$  толщиной 60-88 м, изолирующей сложные резервуары нижележащих пород. Еще выше по разрезу залегает терригенная пачка  $P_{1ar2}$  верхнеартинского подъяруса, в кровельной части которой выделяется высокоомный пласт песчаников.

Выше по разрезу залегают терригенные породы кунгурского яруса.

Таким образом, ассельско-артинская преимущественно карбонатная часть разреза нижнепермских отложений Кочмесской площади общей толщиной 800-850 м представляет собой литологический разрез, состоящий из пачек пород, являющихся рифами (постройками), и вмещающими их фациями, способными создавать ловушки углеводородов.

Рифы, прежде всего, интересуют нас в качестве резервуаров с лучшими фильтрационно–емкостными свойствами, поэтому нами были целенаправленно проанализированы промыслово-геофизические материалы по скв. 5, 19, попавшими в четкую рифовую аномалию в интервале артинско-ассельских отложений, на предмет выделения коллекторов [Грачевский, Берлин, Дубовской, 1976].

Из подсчета запасов Г.А. Васькиной (2009 г.) видно, что в скв. 5 коллекторы с неясным насыщением выделялись только в интервале 1420-1460 артинского яруса, а в сакмарской части разреза обеих скважин коллекторы не выделены.



Нами проинтерпретированы разрезы артинско-ассельских отложений скв. 5 и 19. Обработка и интерпретация ГИС 5, 19 скважин Кочмесского месторождения проводилось в автоматизированном виде с применением системы «Geo Office Solver» (рис. 4). Выделение коллекторов производилось по данным ограниченного комплекса геофизических исследований скважин (ПЗ, ПС, ДС, НГК, ГК, АК) по стандартным методикам и критериям: диаметр скважины примерно равный или меньше номинального; относительно низкие показания ГК и средние значения НГК; отрицательные амплитуды кривой ПС; превышение показаний МПЗ над МГЗ; радиальное изменение сопротивления по показаниям БКЗ.

Коэффициент общей пористости коллекторов определялся по НГК методом условных единиц с учетом поправок за ГК, диаметр скважины. Определение коэффициента пористости породы по данным акустического каротажа основано на решении уравнения среднего времени.

Характер насыщения выделенных коллекторов определялся по БКЗ и индукционному каротажу с использованием данных опробования и испытания скважин.

По проведенному комплексу ГИС оказалось возможным выделение коллекторов со сложной структурой пустотного пространства, представленной сочетанием пор, каверн и трещин.

В результате комплексных исследований скважины установлены интервалы залегания перспективных коллекторов (табл. 1).

Эффективная нефтенасыщенная мощность по скв. 19 составляет 11,1; по скв. 5 – 19,7.

В скв. 5 и 19 выделены нефтенасыщенные интервалы на глубинах 1470-1540 м. Можно думать, что они вскрыли залежь нефти в карбонатных отложениях артинского яруса высотой до 140 м. Флюидоупором является глинистая пачка того же возраста.

В скв. 5 и 19 также выделены нефтенасыщенные коллекторы вблизи кровли сакмарских отложений в интервале 1640-1680 м, в которых предполагается по интерпретации данных сейсморазведки и ГИС наличие биострома; здесь можно ожидать наличие залежи с уровнем ВНК по последнему нефтенасыщенному коллектору -1630 м. Флюидоупором является глинисто-карбонатная пачка артинского возраста.

В ассельских отложениях выделяется карбонатная постройка с водонасыщенными коллекторами, но есть ее более гипсометрически высокие отметки, где может быть залежь нефти. Флюидоупором может являться глинистая пачка того же возраста. В средней части ассельских отложений также выделяется по корреляции разрезов биостромное тело, в верхней части нами определены нефтенасыщенные интервалы, ВНК на отметке -1838 м.

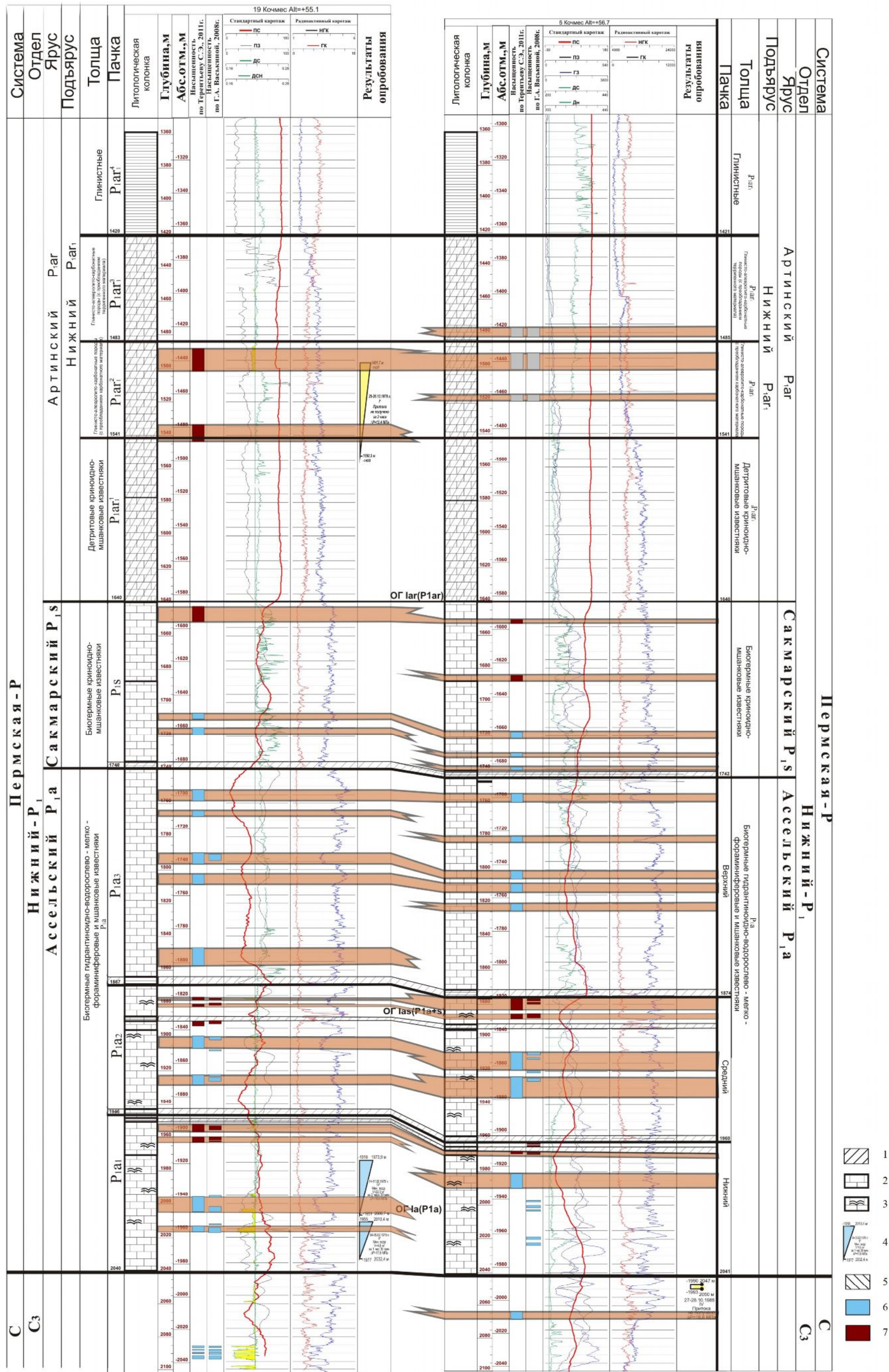


Рис. 4. Схема корреляции нижнепермских отложений в скв. 5 и 19 Кочмеского месторождения (С.Э. Терентьев, 2011)

1 – глина; 2 – известняк; 3 – органогенный известняк; 4 – интервалы опробования пласта; 5–7 – насыщение коллектора: 5 – нефть+вода, 6 – вода, 7 – нефть.



Таблица 1

**Результаты определения коэффициентов пористости и насыщенности коллекторов**  
(Терентьев С.Э., 2011)

Скв.		Интервал, м		h <sub>эфф.</sub> , м	Пористость		Кн, %	Насыщение
		Кровля	Подолва		Кп <sup>НК</sup> , %	Кп <sup>АК</sup> , %		
14	P1ar2	1322	1325,5	3,5	13	-	0,7	нефть
		1326,8	1328,3	1,5	16	-	0,8	нефть
		1330	1331	1	15	-	0,65	нефть
5	P1ar2	1244	1250,7	6,7	17	-	0,75	нефть
12	P1ar2	1307,4	1308,7	1,3	13	-	0,65	нефть
		1312	1315	3	16	-	0,7	нефть
15	P1ar2	1436	1438	2	18,5	-	0,3	вода
5	P1ar1-3	1477	1482	5	8	7	0,62	нефть
	P1ar1-2	1493	1502	9	7	6,5	0,6	нефть
		1517	1520	3	9	7	0,59	нефть
	P1s	1650,9	1653,5	2,6	9	8,8	0,63	нефть
		1684,2	1687,9	3,7	8,7	6	0,62	нефть
		1717,7	1721,7	4	5,9	5,5	0,4	вода
		1730,3	1732,8	2,5	5,3	5,2	0,35	вода
	P1a3	1738,6	1740,8	2,2	7,5	4,7	0,33	вода
		1755	1759	4	7,7	4,4	0,13	вода
		1780	1783	3	7	5	0,2	вода
		1800,4	1805,8	5,4	5,1	4,9	0,36	вода
		1808,1	1813,5	5,4	5,1	5,1	0,38	вода
	P1a2	1820,1	1824,7	4,6	5	4,9	0,38	вода
		1876,1	1884,1	8	5,2	5,1	0,59	нефть
		1908,7	1919,2	10,5	5,2	4,7	0,40	вода
	P1a1	1923,3	1936,1	12,8	5,8	4,6	0,27	вода
		1967,6	1969,7	2,1	8,4	5,9	0,60	нефть
		1981	1990	9	8,5	6,7	0,27	вода
19	P1ar1-2	1486	1500	14	9	7	0,69	нефть
		1535	1545	11	8	6,5	0,6	нефть
	P1a3	1789,9	1796,8	6,9	6	6	0,32	вода
	P1a2	1876,1	1878	1,9	5,2	3,5	0,63	нефть
		1890,9	1893,8	2,9	5	3,4	0,59	нефть
		1899,4	1907,1	7,7	6,6	5,4	0,45	вода
	P1a1	1952,3	1957,1	4,8	5,1	3,3	0,65	нефть
		1960	1963,4	3,4	5,1	4,6	0,65	нефть
		1995,7	2005,3	9,6	10,6	7,3	0,44	вода
		2013,4	2017,1	3,7	14		0,44	вода

В нижней части ассельских отложений уверенно выделяется рифовая постройка, верхняя часть которой нефтенасыщена. По нашим данным, в скв. 5 и 19 может быть залежь с уровнем ВНК -1966 м по нижнему нефтенасыщенному коллектору.

В ходе интерпретации ГИС и составления литолого-фациального профиля (см. рис. 3) выше по разрезу вблизи кровли артинских отложений были выделены песчаные коллекторы с предположительным нефтенасыщением в скв. 5, 12, 14 и водонасыщенные – в скв. 15. Залежь уверенно выделяется на материалах ГИС в скв. 5, 12, 14 и 15 Кочмесского месторождения. Покрышкой служат плохопроницаемые глинисто-терригенные породы позднеартинско-кунгурского возраста.

### **Выводы и рекомендации**

Комплексный анализ материалов бурения и сейсморазведки МОГТ-2Д позволил расчленить разрез ассельско-артинских карбонатных отложений нижней перми и выделить в нем по выработанным критериям рифовые и иные карбонатные постройки и вмещающие их фации. В разрезе выделено пять литологических толщ, каждая из которых вмещает рифы и биостромы. Литологические толщи разделены глинистыми пластами, которые могут являться покрышками резервуаров. В разрезе ассельско-артинских отложений Кочмесской структуры предполагается наличие 5-7 залежей углеводородов. Наиболее оптимистичным местом для заложения рекомендуемой скважины глубиной до вскрытия подошвы нижнепермских отложений является локальная вершина на пикете 27 профиля 6. Эта скважина в значительной степени покажет масштабы залежей Кочмесского месторождения. Для проверки наличия этих залежей мы считаем необходимым, при возможности, выполнить детальный комплекс ГИС, перфорировать рекомендуемые интервалы (1740-1775 м, 1790-1857 м, 1875-1893 м, 1900-1940 м, 1955-1963 м), определить перспективность каждого интервала разреза скв. 5 и 19 испытанием их после ремонта.

Кочмесская структура является значимым, но не единственным объектом Косью-Роговской впадины, всего Предуральского прогиба, где есть перспективные рифовые постройки.

### **Литература**

*Антошкина А.И., Елисеев А.М.* Рифообразование в палеозое севера Урала и сопредельных областей // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Европейского северо-востока СССР. - Тезисы Всесоюзной геологической конференции. – Сыктывкар, 1988. – Т.2. – С. 7-8.



*Багринцева К.И.* Оценка коллекторского потенциала разнофациальных карбонатных отложений // Нефтегазоносность карбонатных формаций. - Труды ИГиРГИ, 1967. – С. 28-30.

*Богданов Б.П., Богацкий В.И.* Палеозойские рифы Тимано-Печорской провинции и их нефтегазоносность // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Европейского северо-востока СССР. - Тезисы Всесоюзной геологической конференции. – Сыктывкар, 1988. – Т.1. – С. 175-176.

*Богданов Б.П., Островский М.И., Ростовщиков В.Б.* Новый перспективный нефтегазоносный район Лемвинского барьерного рифа // ЭИ. Серия: геология, бурение и разработка газовых и газоконденсатных месторождений, 1987. – Вып. 3. – С. 4-7.

*Грачевский М.М., Берлин Ю.М., Дубовской И.Т., Ульмишек Г.Ф.* Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. – Изд. 2-е перераб. и доп. – М.: Недра, 1976. – 296 с.

*Елисеев А.И.* Формации зон ограничения северо-востока Европейской платформы (поздний девон и карбон). – М.: Наука, 1978. – 192 с.

*Ильин В.Д., Фортунатова Н.К.* Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. – М.: Недра, 1988. – 201 с.

*Королюк И.К.* Формационные критерии распространения разных типов органогенных построек // Методы поисков и разведки погребенных рифов. – М.: Наука, 1983. - С. 3-5.

*Михайлова М.В.* Типы карбонатных массивов и их диагностические признаки // Нефтегазоносность карбонатных формаций. - Труды ИГиРГИ, 1987. - С. 15-27.

**Terent'ev S.E., Bogdanov B.P.**

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia, [sterentyev@ugtu.net](mailto:sterentyev@ugtu.net)

**Kuvaev I.V.**

NK «Soyuz», Ukhta, Russia, [julia\\_69\\_07@mail.ru](mailto:julia_69_07@mail.ru), [ynpimenov@gmail.com](mailto:ynpimenov@gmail.com)

**Fedotov A.L.**

ARAVAK GEOSINCE, Ukhta, Russia, [fedotov-a-l@yandex.ru](mailto:fedotov-a-l@yandex.ru)

## KOCHMES AREA - STRUCTURE AND PETROLEUM POTENTIAL OF THE LOWER PERMIAN DEPOSITS

*Petroleum potential of the Kochmes structure in the Kosyu-Rogov depression (Pre-Urals trough) has been put in evidence in 1976 when oil inflow was received in well 3/11-Kochmes. Twelve boreholes were drilled for exploring the revealed deposit. Oil occurrence was not received because of the poor reservoir qualities of the Lower Permian section.*

*The seismic prospecting carried out by LLC NK «Soyuz» in 2000 have confirmed the presence of reefs in the Lower Permian deposits. Reinterpretation of geophysical data in complex «Geo Office Solver» has showed the presence of oil-saturated reservoirs in mapped reefs and in the covering strata. Recommendations on well development are made.*

**Keywords:** reef, reservoir, oil, Lower Permian, seismic recording anomalies, Kochmes area, Kosyu-Rogov depression.

### References

Antoshkina A.I., Eliseev A.M. *Rifobrazovanie v paleozoe severa Urala i sopredel'nykh oblastey* [Reef formation in the Paleozoic northern Urals and adjacent areas]. Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Evropeyskogo severo-vostoka SSSR. Tezisy Vsesoyuznoy geologicheskoy konferentsii [Geology and mineral resources of the European north-east of the USSR. Abstracts of the All-Union Geological Conference]. Syktyvkar, 1988, vol. 2, pp. 7-8.

Bagrintseva K.I. *Otsenka kollektorskogo potentsiala raznofatsial'nykh karbonatnykh otlozheniy* [Evaluation of reservoir potential of the different facial carbonate deposits]. Neftegazonosnost' karbonatnykh formatsiy. Trudy IGIRGI, 1967, pp. 28-30.

Bogdanov B.P., Bogatskiy V.I. *Paleozoyskie rify Timano-Pechorskoy provintsii i ikh neftegazonosnost'* [Paleozoic reefs of the Timan-Pechora province and their petroleum potential]. Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Evropeyskogo severo-vostoka SSSR. Tezisy Vsesoyuznoy geologicheskoy konferentsii [Geology and mineral resources of the European north-east of the USSR. Abstracts of the All-Union Geological Conference]. – Syktyvkar, 1988, vol. 1, pp. 175-176.

Bogdanov B.P., Ostrovskiy M.I., Rostovshchikov V.B. *Novyy perspektivnyy neftegazonosnyy rayon Lemvinskogo bar'ernogo rifa* [New perspective petroleum region of the Lemvinsk reef]. EI. Geologiya, burenie i razrabotka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy, 1987, no. 3, pp. 4-7.

Eliseev A.I. *Formatsii zon ogranicheniya severo-vostoka Evropeyskoy platformy (pozdniy devon i karbon)* [Formation of limiting zones of the north-east European platform (Late Devonian and Carboniferous)]. Moscow: Nauka, 1978, 192 p.

Grachevskiy M.M., Berlin Yu.M., Dubovskoy I.T., Ul'mishek G.F. *Korrelyatsiya raznofatsial'nykh tolshch pri poiskakh nefti i gaza* [Correlation of the different facial strata for oil and gas prospecting]. Moscow: Nedra, 1976, 296 p.

Il'in V.D., Fortunatova H.K. *Metody prognozirovaniya i poiskov neftegazonosnykh rifovykh kompleksov* [Methods for forecasting and prospecting of petroleum reef complexes]. Moscow: Nedra, 1988, 201 p.

Korolyuk I.K. *Formatsionnye kriterii rasprostraneniya raznykh tipov organogennykh postroek* [Formational criteria for distribution of various types of organigenic structures]. Metody poiskov i razvedki pogrebennykh rifov. Moscow: Nauka, 1983, pp. 3-5.

Mikhaylova M.V. *Tipy karbonatnykh massivov i ikh diagnosticheskie priznaki* [Types of carbonate massifs and their diagnostic features]. Neftegazonosnost' karbonatnykh formatsiy. Trudy IGIRGI, 1987, pp. 15-27.