

Приколтогорский взрез, как поисковый объект, выявлен на юго-восточном глубокопогруженном склоне Нижневартовского свода, представляет собой неантиклинальную ловушку, сложенную песчаниками триас-нижнеюрского возраста (мощность 70–80 м). При поисково-разведочных работах на этом объекте с глубины 3290–3308 м получен непромышленный приток нефти, что свидетельствует о нефтеперспективности отложений нижней части осадочного чехла и промежуточного комплекса. Анализ кернового материала подтверждает низкие значения емкостно-фильтрационных свойств терригенных коллекторов подошвы ортоплатформенного комплекса. Температура на глубине 3280 м – 115 °С, что соответствует температуре на глубине 3672 м в скважине № 1 Саймовской площади. В зоне региональных нарушений и в приразломных зонах породы имеют весьма низкие коллекторские свойства. При удалении от разломов за счет тектонических трещин незаполненных минеральным веществом происходит значительное увеличение проницаемости пород (как по вертикали, так и по горизонтали).

Критерии нефтегазоносности, рассмотренные нами, благоприятны для нефтеобразования и на Саймовской площади. Отсутствие прямых признаков нефтегазоносности можно объяснить сложностью геологического строения отложений промежуточного комплекса, для которого поисковые критерии, применяемые к отложениям платформенного чехла, не приемлемы.

При прогнозировании нефтегазоносности недр изучаемой территории наряду с факторами, определяющими возможность образования зон нефтегазонакопления, совершенно необходимо учитывать факторы, контролируемые их сохранность. К числу их относятся прежде всего направленность и режим тектонических движений и характер их изменений в пространстве и во времени. Разрушение скоплений УВ особенно интенсивно происходит в фазы развития восходящих вертикально колебательных движений. Последние часто сопровождаются развитием дизъюнктивных нарушений, которые могут вызвать усиление движения трещинных вод и активизацию внерезервуарной фильтрации УВ по системе вновь образовавшихся трещин или при раскрытии существовавших нарушений.

Наиболее благоприятное условие для сохранности скоплений нефти и газа глубоко-погруженных толщ является преимущественное развитие устойчивого погружения территории, сопровождающееся накоплением мощных слоев осадочных образований, что характерно для Саймовской площади (544 м). Термобарические условия и отсутствие водообмена для этой зоны благоприятны для нефтегазонакопления [4]. В совокупности с наличием зональных покровов, таких например как тогурская пачка, значительной толщиной осадков и хороших фильтрационно-емкостных свойств, промежуточный комплекс можно рассматривать в качестве нового нефтегазопроискового объекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты /Под ред. В.С.Суркова – М.: Недра, 1986, – 149 с.
2. Условия нефтегазообразования на больших глубинах./Под редакцией В.В.Семенович, С.Г.Неручева, О.К.Баженовой. – М.: Наука, 1988, – 200 с.
3. Прогноз и оценка нефтегазоносности недр на больших глубинах./Под редакцией С.Н.Симакова. – Л. Недра, 1986, – 245 с.
4. Сиротенко Л.В., Сиротенко О.И.// Геология нефти и газа. – 2001. – № 5. – С. 13–15.

УДК 550.83

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВВОДА В РАЗРАБОТКУ МАЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НА ПРИМЕРЕ СТОЛБОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.Ф. ИЛЬИНА

Рассмотрены геологическое строение, характеристики неоднородности продуктивных пластов Столбового месторождения, на основании которых сделаны выводы: а) нефтяные залежи в меловых и юрских отложениях рассматривать как один объект разработки; б) большая площадь и малые значения средних нефтенасыщенных толщин не позволяют расположить эксплуатационные скважины по равномерной сетке.

Столбовое месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию расположенному в восточной части Катыльгинского куполовидного поднятия, осложняющего северо-восточную часть Каймысовского свода.

Согласно структурно-тектоническому районированию мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты [3]. Столбовое месторождение нефти расположено в северо-восточной части Каймысовского свода – крупной положительной тектонической структуры I порядка юго-восточной части плиты. По палеозойскому складчатому фундаменту своду соответствует южная часть Верхневасюганского антиклинория – крупной структуры складчатой системы герцид [4], северо-восточная часть Каймысовского свода в плане соответствует зоне сочленения Верхневасюганского, Нижневартовского антиклинориев и зоны Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта.

Месторождение расположено в восточной части Катыльгинского куполовидного поднятия, осложняющего северо-восточную часть Каймысовского свода. По горизонту На (подошва баженовской свиты) Столбовое месторождение приурочено к нескольким локальным поднятиям: Столбовому, Лобному, Северо-Столбовому и Новоозерному [2]. На-

иболее крупное из них – Столбовое находится на юге месторождения, оконтуривается по сейсмоизогиipse -2520 м и представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания с размерами 8x5–7 км, амплитудой 55 м. Северо-Столбовое поднятие находится на севере площади, оконтуривается сейсмоизогиipse -2520 м, имеет почти изометрическую форму с размерами 1,5x1,3 км, амплитуда 10 м. Лобное поднятие выявлено севернее Северо-Столбового, имеет форму брахиантиклинальной складки с размерами 1,7x1,0 км, амплитудой 15 м и оконтуривается сейсмоизогиipse -2550 м. Новоозерное поднятие выявлено западнее всех трех поднятий, имеет вид брахиантиклинальной складки субмеридионального простирания. Складка оконтуривается сейсмоизогиipse -2480 м, имеет размеры 2,5 x 0,8 км и амплитуду 25 м. В целом, все поднятия находятся на разных гипсометрических уровнях, не имеют общей оконтуривающей сейсмоизогиipse, и отделяются друг от друга неглубокими седловинами.

Продуктивный пласт B_{18} выявлен по результатам бурения, обработки материалов ГИС и результатов опробования всего одной скважины (скв. № 91Р), по всем другим определено литологическое замещение коллектора. Пласт B_{18} по скв. № 91Р имеет общую толщину 11,4 м, эффективную нефтенасыщенную – 9,8 м, расчлененность – 3.

Горизонт $Ю_1$ имеет сложное строение, обусловленное разными фациальными условиями осадконакопления, состоит из пяти песчано-алевритовых пластов, индексируемых сверху вниз как $Ю_1^0, Ю_1^1, Ю_1^2, Ю_1^3, Ю_1^4$, три верхних – $Ю_1^0, Ю_1^1$ и $Ю_1^2$ являются промышленно нефтеносными. От нижележащих водоносных пластов $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$ продуктивные пласты отделены пачкой глинистых пород толщиной 2,0–12,0 м, в среднем 6,4 м. Характеристики толщин пластов горизонта $Ю_1$, средние значения – приведены в таблице 1.

Таблица 1. Характеристика толщин пластов Столбового месторождения

Толщина	Наименование	B_{18}	$Ю_1^0$	$Ю_1^1$	$Ю_1^2$
1	2			4	5
Общая	Среднее значение, м	11,4	2,6	3,0	4,4
	Коэффициент вариации		0,88	0,83	0,49
	Интервал изменения, м	11,4	1,6-3,6	0,8-12,2	1,6-10,8
Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	9,8	1,4	3,3	3,7
	Коэффициент вариации		0,17	0,90	0,58
	Интервал изменения, м	9,8	1,2-1,6	1,0-9,2	1,6-7,6
Эффективная	Среднее значение, м	9,8	1,4	2,6	4,0
	Коэффициент вариации		0,17	0,93	0,59
	Интервал изменения, м	9,8	1,2-1,6	1,0-9,2	1,6-8,8
Непроницаемых разделов	Среднее значение, м	8,5	7,7	5,1	6,9
	Коэффициент вариации		0,09	0,39	0,48
	Интервал изменения, м	8,5	6,8-8,6	2,6-7,6	2,8-11,8

Примечание: значения толщин средние по площади

Песчаный пласт коллектор $Ю_1^0$, залегающий непосредственно под аргиллитами баженовской свиты, выявлен в результате бурения скв. №№ 91Р, 95Р, общая и эффективная толщина пласта изменяется от 1,2 м (скв. № 91Р) до 1,6 м, расчлененность – 1. По всем окружающим скважинам определено замещение песчаника глинисто-алевритистыми породами. Раздел, сложенный аргиллитами и мелкозернистыми алевритами, между пластами $Ю_1^0$ и $Ю_1^1$ в зоне залежи нефти составляет от 6,8 м (скв. № 91Р) до 8,6 м (скв. № 95Р), т.е. пласт может рассматриваться как самостоятельный объект нефтедобычи.

Песчаный пласт $Ю_1^1$ развит в северной и восточной частях Столбового, восточной Северо-Столбового и Лобного, восточной части Новоозерного поднятия. На Лобной площади пробурена всего одна скважина, пласт $Ю_1^1$ представляет собой песчаный пропласток толщиной 1 м, расчлененность – 1. На Северо-Столбовом поднятии песчаники пласта представлены одним прослоем (вскрыты скв. №№ 91Р, 95Р) толщиной от 1 м до 1,2 м. Кровля пласта определена на а.о. – 2534,1 м (скв. №91Р) и – 2531,4 м (скв. № 95Р), т.е. ниже принятого ВНК, испытания в колонне по пласту не производилось. На Столбовом поднятии проницаемые прослои песчаника вскрыты скв. №№ 75Р, 78Р, 81Р, 82Р, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта по ним изменяется от 1,4 м (скв. №75Р) до 3,2 м (скв. №82Р), расчлененность пласта преимущественно – 1, за исключение скв. №81Р, где имеется уплотнение толщиной 1 м разделяющее пласт на две части, что не является гидродинамическим экраном для песчаных прослоев. Водоносная часть пласта разведочными скважинами не вскрыта. На Новоозерном поднятии проницаемые песчаники вскрыты скв. №№ 87Р, 88Р, из них скв. № 88Р вскрыла водоносную зону (по данным ГИС), эффективная толщина пласта изменяется от 1,6 м (скв. № 88Р) до 9,2 м (скв. №87Р). Расчлененность пласта – от 2 (скв. №88Р) до 4 (скв. №87Р).

Глинисто-алевритистый раздел между Ю₁¹ и Ю₁² на Лобном, Северо-Столбовом, Столбовом поднятиях превышает 4 м, на Новоозерном поднятии толщина перемычки изменяется от 1 м по скв. № 87Р до 7 м в скв. № 88Р.

Основной по запасам нефти песчаный пласт Ю₁², залегающий на глубинах 2580–2636 м, развит на всех поднятиях, за исключением зоны прогиба между Столбовым, Северо-Столбовым и Новоозерным поднятиями, где наблюдается замещение коллектора непроницаемыми породами (скв. 85Р, 89Р, 93Р, 92Р). Общая толщина пласта изменяется от 1,6 до 10,8 м, эффективная толщина – от 1,6 до 8,8 м. Наибольшие эффективные и нефтенасыщенные толщины пласта определены для северной части месторождения (Лобная и Северо-Столбовое поднятия), расчлененность пласта изменяется от 1 (скв. №№ 77Р, 79Р, 80Р, 81Р, 83Р, 84Р, 87Р, 88Р, 94Р) до 5 м (скв. № 90Р). В зонах увеличенных эффективных и нефтенасыщенных толщин глинистый раздел между продуктивным и водоносным пластами Ю₁² и Ю₁³ не превышает 2 м, для других скважин расположенных в продуктивной части раздел составляет от 3 м до 8 м, вышеизложенное является осложняющим фактором при выработке запасов нефти по этому пласту.

Осредненные характеристики продуктивных пластов месторождения приведены в таблице 2.

Таблица 2. Статистические показатели неоднородности пластов месторождения

Пласт	Число исслед. скважин	Коэффициент песчаности, д. ед.			Коэффициент расчлененности, д. ед.		
		Среднее значение	Коэфф. вариации	Интервал изменения	Среднее значение	Коэфф. вариации	Интервал изменения
Б ₁₈	1	0,86			3		
Ю ₁ ⁰	2	0,54	0,34	0,3-1	1		
Ю ₁ ¹	10	0,83	0,27	0,53-1	1,5	0,6	1-4
Ю ₁ ²	18	0,86	0,18	0,55-1	1,9	0,58	1-5

По данным испытания и промыслово-геофизических исследований промышленная нефтеносность месторождения связана с верхнеюрскими отложениями васюганской свиты (пласты Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁²) и ачимовской пачкой (пласт Б₁₈), всего выявлено десять, обособленных по площади и в разрезе, залежей промышленного значения.

Фильтрационно-емкостные характеристики и нефтенасыщенность пластов оценивались по керновым, промыслово-геофизическим и гидродинамическим исследованиям. Пласт Б₁₈ в своей продуктивной части керном не охарактеризован и подсчетные параметры пористости, проницаемости оценивались по данным промыслово-геофизических материалов, т.е. обоснованы в недостаточной мере. По пласту Ю₁⁰ керн отобран по восьми скважинам, по пластам Ю₁¹ и Ю₁² – отбирался во всех скважинах.

По керну 22 скважин месторождения выполнено 356 определений пористости, 255 газопроницаемости и 258 остаточной водоносности, из них учтено 167 определений открытой пористости, 126 – проницаемости и 132 – остаточной водоносности. Указанное количество исследований достаточно для определения средних значений подсчетных параметров. Гидродинамические исследования по оценке продуктивности, проницаемости проведены по 13 скважинам. Проницаемость определялась для пластов Ю₁¹ и Ю₁², по пластам Ю₁⁰ и Б₁₈ проницаемость не определена.

Оценка подсчетных параметров продуктивных пластов по материалам промыслово-геофизических исследований произведена по всем пробуренным скважинам. Результаты определения средневзвешанных значений по материалам обработки ГИС приведены в таблице 3.

Таблица 3. Средневзвешанные значения подсчетных параметров месторождения

Подсчетный параметр	Среднее значение / число исследованных скважин			
	Б ₁₈	Ю ₁ ⁰	Ю ₁ ¹	Ю ₁ ²
Пористость, %	22,4 / 1	15,9 / 2	18,3 / 6	17,2 / 10
Проницаемость, мД	34,1 / 1	5,7 / 2	43,6 / 6	31,0 / 10
Нефтенасыщенность, %	75,6 / 1	58,0 / 2	62,0 / 6	56,6 / 10

Примечание: пористость и проницаемость приведены по результатам зависимости электрометрия – керн

На месторождении пробурено 22 поисковых и разведочных скважин. Из их числа только 13 ед. вскрыли нефтенасыщенные зоны продуктивных пластов месторождения. С 1991г в пробную эксплуатацию введено семь разведочных скважин (скв. №№ 75Р, 78Р, 86Р, 87Р, 90Р, 91Р, 94Р), из которых скв. № 91Р обрабатывается по пласту Б₁₈ и оставшие-

ся – по пластам Ю₁¹ и Ю₁². Совместная эксплуатация пластов Ю₁¹ и Ю₁² производится по скв. №№ 75Р, 87Р, пласт Ю₁¹ – по скв. № 78Р, пласт Ю₁² – по скв. №№ 86Р, 90Р, 94Р, в консервации по пласту Ю₁² находится скв. № 81Р (табл. 4.).

Таблица 4. Результаты испытания в колонне поисковых и разведочных скважин Столбового месторождения

№№ скв.	Интервал опробования	Пласт	Давление пластовое	Депрессия, МПа	Штуцер, мм	Дебит, м ³ /сут		Продукт., т/сут МПа	Газовый фактор
						нефти	воды		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
75Р	2603,0-2608,0	Ю ₁ ³	Нст-100м			1,1	0,36	0,014	10,4
	2580,0-2582,0	Ю ₁ ¹⁺²	26,95	5,7	3	16,4	0,0	2,88	31,0
	2585,0-2598,0								
76Р	2604,0-2608,0	Ю ₁ ³	Нст-250м	Нд-925		0,3	1,0	0,0017	
77Р	2590,0-2597,0	Ю ₁ ²	25,9	4,42	2	1,3	0	0,29	
	2607,0-2613,0	Ю ₁ ²	26,66	2,53	2	4,36	0,4	1,72	45,0
78Р	2631,0-2633,0	Ю ₁ ²	26,8	Н _д -802		0,2	21,0	0,2	
	2622,0-2627,0	Ю ₁ ¹	26,5	9,75	8	43,2	0,0	4,4	62,0
79Р	2611,0-2614,0	Ю ₁ ¹⁺²	26,0	3,0	3	17,6	2,0	6,5	50,0
	2622,0-2625,0								
	2609,0-2612,0	Ю ₁ ¹	26,0	6,0	2	2,5	0,0	0,41	
81Р	2605,0-2612,0	Ю ₁ ³	26,62	8,22		0,71	0,71	0,17	14,0
	2594,0-2599,0	Ю ₁ ²	26,30	8,15	2	3,1	0,0	0,375	23,0
	2585,0-2590,0 2594,0-2599,0	Ю ₁ ¹⁺²	27,05	11,0	7	35,0	0,0	3,18	42,0
82Р	2624,0-2628,0	Ю ₁ ²	27,35	0,46	2	6,3	2,1	18,0	39,0
	2613,0-2619,0	Ю ₁ ¹	27,31	0,8	2	4,3	1,0	11,4	49,6
86Р	2625,0-2630,0	Ю ₁ ²	26,39	10,27	8	72,0	0,0	8,2	99,2
87Р	2570,0-2579,0	Ю ₁ ¹	26,0	2,97	8	31,2	0,0	3,18	100,4
	2570,0-2579,0	Ю ₁ ¹⁺²	26,08	9,98	9	35,2	0,0	3,3	130,0
	2580,0-2586,0								
90Р	2632,0-2633,0	Ю ₁ ²	26,73			0,0	1,73	2,95	
	2623,0-2627,0	Ю ₁ ²	26,41	9,0	4	13,5	0,0	1,5	92,7
91Р	2617,0-2619,0	Ю ₁ ⁰	Нст-75м		3	4,8	0,0	1,97	34,3
	2492,0-2507,0	Б ₁₈	24,72	7,72	8	72,0	0,0	9,21	115,8
94Р	2580,0-2583,0	Ю ₁ ²	25,88	8,03	5	17,0	0,0	2,12	39,8
95Р	2628,0-2632,0	Ю ₁ ²	26,5		2	0,6	0,9	0,57	

Геологическое строение продуктивных пластов, распределение нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов по площади месторождения делают невозможным размещение по равномерной сетке эксплуатационных скважин. При предельной толщине размещения скважин 3 м, охвачено разработкой будет всего около 25 % площади месторождения. Альтернативным вариантом по данному месторождению, обеспечивающим оптимальный охват разработкой площадей залежей нефти, следует рассматривать размещение фонда по переменной сетке, исходя из плотности запасов приходящихся на одну добывающую скважину. Разработка продуктивных пластов самостоятельными сетками скважин не проходит при экономической оценке вариантов освоения залежей.

Вывод:

1. Нефтяные залежи в меловых и юрских отложениях следует рассматривать как один объект разработки.
2. Большая площадь и малые значения средних нефтенасыщенных толщин не позволят разместить эксплуатационные скважины по равномерной сетке.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гиматулинов Ш.К. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1988 г.
2. Конторович В.А. Набор структурных карт и тектоническое районирование Томской области. Отчет, Новосибирск, 1999 г.
3. Нестеров И.И. О районировании Западно-Сибирской провинции. М.Недра. 1983 г.
4. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие чехла Западно-Сибирской плиты. М.Недра. 1981 г.

УДК 551.25: 553,98 (571,12)

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (ТЮМЕНСКАЯ СВЕРХГЛУБОКАЯ СКВАЖИНА № 6)

А.Э. КОНТОРОВИЧ, В.П. ДАНИЛОВА, А.Н. ФОМИН, Е.А. КОСТЫРЕВА, Л.С. БОРИСОВА, В.Н. МЕЛЕНЕВСКИЙ

Для прогноза нефтематеринского потенциала и нижних границ зон нефте- и газонакопления использованы количественная и качественная характеристика рассеянного органического вещества (РОВ), уровень его зрелости, пиролитические данные, изотопный состав углерода, битуминология пород. Верхнеюрские обложения с аквагенным типом РОВ еще не вышли из главной зоны нефтеобразования и в них может происходить генерация легких жидких и газообразных углеводородов (УВ). Нижнесреднеюрские толщи с террагенным РОВ находятся в зоне интенсивного газообразования. Органическое вещество триаса достигло апокатагенеза и почти полностью исчерпало свой нефтегенерационный потенциал. Таким образом, на глубинах ниже 4500 м практически исключаются возможность сохранения сингенетических промышленных залежей нефти, хотя небольшие газовые скопления могут быть встречены.

Ключевые слова: нефтегенерационный потенциал, уровень, зрелости органического вещества, перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений.

Для оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов на севере Западной Сибири, авторами проведено геохимическое изучение органического вещества (ОВ) терригенных отложений юры и триаса в скв. Тюменской СГ-6 (интервал 3783–6490 м), расположенной в центре Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта. Для детального изучения ОВ использован широкий комплекс геохимических методов: углепетрография (катагенез и природа ОВ), содержание $C_{орг}$ в породах, изотопный состав керогена, его пиролитические характеристики. Битумоиды изучались физико-химическими методами: жидкостная хроматография, элементный анализ, газожидкостная хроматография, хромато-масс-спектрометрия, спектроскопия ИК-, УФ, ЯМР и др.

Верхнеюрские аргиллиты баженовской свиты (интервал 3783–3844 м) содержат высокие концентрации ОВ (2,6–12,6%, в среднем 5,1%). Оно представлено преимущественно тонкодисперсной коллоальгинитовой массой с единичными фрагментами витринита и фюзинита. Уровень зрелости ОВ отвечает переходу от градации $МК_2$ к $МК_3$. Водородный индекс варьирует в интервале 80–250 мг УВ/г $C_{орг}$ (в среднем 190 мг УВ/г $C_{орг}$). Георгиевская свита (3844–3854 м) по характеру пород и заключенному в них ОВ занимает промежуточное положение между баженовской и васюганской свитами. Содержание $C_{орг}$ в ней составляет в среднем 3,4%. ОВ представлено примерно равными долями разложившихся водорослей (коллоальгинит) и остатками высшей растительности. В песчано-глинистых породах васюганской свиты (3854–3982 м) концентрации ОВ варьируют в пределах 0,3–6,5% (в среднем 2,3%). Существенно террагенный состав ОВ (витринит, фюзинит, реже альгинит) определил сравнительно тяжелый изотопный состав углерода ($\delta^{13}C = -25,30\text{‰}$). Преобразованность ОВ отвечает началу градации $МК_3$. Остаточный нефтематеринский потенциал варьирует от 30 до 150 мг УВ/г $C_{орг}$ (в среднем 100 мг УВ/г $C_{орг}$).

В тюменской свите (3982–4610 м) средней юры содержания $C_{орг}$ составляют 0,1–11,5 % (в среднем 2,2%). В составе ОВ доминирует витринит, реже встречаются фюзинит, лейптинит, альгинит. Изотопный состав углерода составляет $-26,50\text{‰}$. Уровень зрелости ОВ в основном отвечает градации $МК_3$ и только в ее подошве достигает начала $МК_4$. С ростом катагенеза вниз по разрезу постепенно убывает водородный индекс ОВ: в кровле свиты он составляет 230 мг УВ/г $C_{орг}$, а в подошве 20–120 мг УВ/г $C_{орг}$.

В нижнеюрских отложениях (4610–5588 м) содержание $C_{орг}$ изменяется от 0,1 до 7,1% (в среднем 1,2%). По мацериальному составу органического вещества эти толщи (котухтинская, ягельная, новоуренгойская свиты) близки среднеюрским. Изотопный состав углерода равен $-26,10\text{‰}$. В верхней части толщи ОВ преобразовано до начала градации $МК_4$. Вниз по разрезу катагенез постепенно усиливается, достигая на глубине 5050 м начала градации $МК_5$, которая через 450 м сменяется градацией $АК_1$. С ростом катагенеза вниз по разрезу постепенно снижается нефтегенерационный потенциал (НГ) органического вещества: от 80 до 10 мг УВ/г $C_{орг}$.

Терригенные отложения тампейской серии триаса (5588–6424 м) по набору пород (песчаники, алевролиты, аргиллиты), количеству и составу заключенного в них органического материала близки к отложениям нижней юры. В его породах содержание $C_{орг}$ в среднем составляет 1,4% при вариациях 0,1–10,6%. В составе ОВ аргиллитов чаще всего преобладает витринит, а в песчаниках физинит. Углерод обогащен тяжелым изотопом ($\delta^{13}C = -25,30\text{‰} - -26,96\text{‰}$). Отложения верхнего триаса уже вошли в зону апокатагенеза (градации $АК_{1,2}$) и практически полностью исчерпали свой нефтематеринский потенциал (НГ): менее 10 мг УВ/г $C_{орг}$.