

ТРЕЩИНОВАТЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ И УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ  
ПОЗДНЕЮРСКО-РАННЕМЕЛОВОГО ТЕРРИГЕННОГО КОМПЛЕКСА СЕВЕРНОГО  
СИХОТЭ-АЛИНЯ

А.Н. Фомин<sup>1</sup>, Г.Л. Кириллова<sup>2</sup>, Е.А. Костырева<sup>1</sup>, В.Н. Меленевский<sup>1</sup>, Г.А. Злобин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, проспект Академика Коптюга 3, г. Новосибирск, 630090; e-mail: [FominAN@ipgg.nsc.ru](mailto:FominAN@ipgg.nsc.ru)

<sup>2</sup>ФГБУН Институт тектоники и геофизики им. Ю.А. Косыгина ДВО РАН, ул. Ким Ю Чена 65, г. Хабаровск, 680000; e-mail: [kirillova@itig.as.khb.ru](mailto:kirillova@itig.as.khb.ru)

Поступила в редакцию 12 марта 2012 г.

В статье рассматривается состав и строение позднеюрско-раннемелового терригенного комплекса, расположенного на Северном Сихотэ-Алине, в хребтовой части которого в 2008 г. начались работы по прокладке Кузнецовского тоннеля. В ходе работ в дорожных выемках появились новые обнажения. Были изучены и опробованы скважины, пробуренные над тоннелем на глубину 300 м. С целью оценки перспектив нефтегазового потенциала изучались трещиноватость пород и состав органического вещества. Исследования включали определение: отражательной способности мацералов, содержание органического углерода, пиролитические характеристики ( $T_{\max}$ ,  $S_1$ ,  $S_2$ ), хлороформенные битумоиды, а также их групповой и углеводородный состав. Вполне очевидно, что выполненных исследований недостаточно для оценки перспектив нефтегазоносности позднеюрско-раннемелового комплекса Сихотэ-Алиня, но, несомненно, полученные результаты могут быть полезными для дальнейшего изучения региона.

**Ключевые слова:** состав, структура, геохимия, органическое вещество, терригенный комплекс, юра, мел, Сихотэ-Алинь, Дальний Восток.

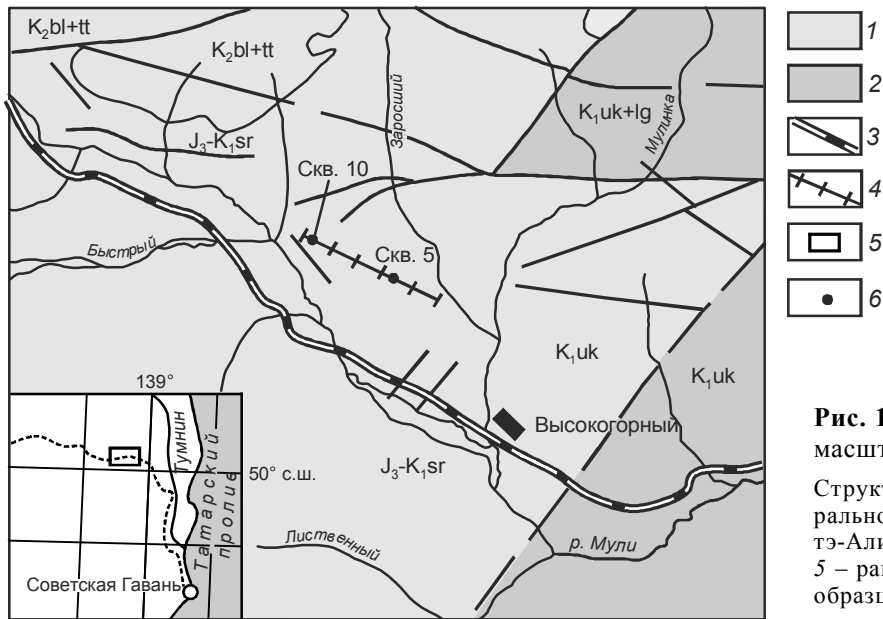
#### ВВЕДЕНИЕ

В последние годы установлено, что накопление углеводородов происходит не только в осадочном чехле традиционно выделяемых осадочных бассейнов, но и в породах фундамента, складчатого основания, переходного комплекса [8], разрабатываются геодинамические критерии прогноза и поисков нефти и газа. В частности, в бассейнах субдукционного типа, хорошо изученных в странах Юго-Восточной Азии, выявлено более 600 месторождений нефти и газа, в том числе 20 крупных и гигантских по запасам. Российские бассейны этого типа и, в частности, дальневосточные изучены несравненно хуже, причем изучена преимущественно кайнозойская часть разреза этих бассейнов [7, 8].

На перспективы нефтегазоносности мезозойского этажа в бассейнах южной части Дальнего Востока в какой-то мере обращали внимание как ранее [6], так и ныне [2, 3, 7, 8], но данных собрано пока очень мало.

В 2008 г. на севере Сихотэ-Алиня в хребтовой части (бассейн р. Мули) начались работы по проходке Кузнецовского тоннеля. Появились новые обнажения в выемках дорог, были пробурены скважины (до 300 м) над кровлей тоннеля (рис. 1). Здесь в 2010 г. нами были проведены тематические исследования состава, структуры, возраста позднеюрско-раннемелового терригенного комплекса, характера его трещиноватости [1] и в небольшом объеме – геохимии органического вещества.

Позднеюрско-раннемеловой терригенный комплекс мощностью до 3 км широко развит на юге Дальнего Востока России, представляя образование континентального склона крупного морского бассейна, формировавшегося на пассивной окраине Бурейского палеоконтинента и постепенно углублявшегося с запада на восток. В последние годы он выделяется на геологических картах под названием светлореченской толщи ( $J_3$ - $K_1$ sr), сложенной темно-серыми до черными алевролитами, аргиллитами с



**Рис. 1.** Тектоническая схема района работ, масштаб 1:200 000.

Структурно-формационные зоны: 1 – Центрально-Сихотэ-Алинская, 2 – Восточно-Сихотэ-Алинская, 3 – железная дорога, 4 – тоннель, 5 – район работ (на врезке), 6 – места отбора образцов.

пачками переслаивающихся алевролитов и песчаников. Структурно он относится к Центрально-Сихотэ-Алинской структурно-формационной зоне, а с востока по серии разломов контактирует с Восточно-Сихотэ-Алинской зоной (Тумнинской подзоной). В середине альба образования комплекса в результате конвергенции Евразийской плиты и плиты Изанаги были дислоцированы и большей частью выведены на поверхность. Лишь вдоль современного русла р. Амур, в его нижнем течении, продолжал накапливаться после готерив-барремского перерыва среднеальб-сеноманский орогенный (постаккреционный) вулканогенно-терригенный комплекс прибрежно-морских грубокластических осадков мощностью до 2 км [4]. Породы этого комплекса значительно слабее литифицированы и образуют простые брахиформные складки. В позднем мелу началось формирование Восточно-Сихотэ-Алинского вулканогенного пояса, перекрывшего терригенные комплексы. В пределах изученного участка вулканы представлены андезитами, андезибазальтами, туфоконгломератами большинской свиты ( $K_2bl$ ) мощностью до 600 м (сеноман-турон) и игнимбритами риолитов татаркинской свиты ( $K_2tt$ ) мощностью 500 м.

В пределах Тумнинской подзоны широко распространена уктурская свита ( $K_{1uk}$ ), мощностью до 3000 м, сложенная алевролитами, аргиллитами, песчаниками, пачками переслаивания алевролитов и песчаников, линзами гравелитов и конгломератов (баррем-ранний альб). В северо-восточной части участка (рис. 1) она перекрыта ларгасинской свитой ( $K_{1lg}$ ) мощностью до 2000 км. По составу она

близка к уктурской свите, но охарактеризована более молодым комплексом иноцерамов (ранний-средний альб).

Эта мощная толща несомненно принадлежит к разряду черносланцевых толщ, перспективных на поиски углеводородов. Поэтому были отобраны пробы для проведения необходимых исследований (геохимических и структурных).

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**

Исследование рассеянного органического вещества в позднеюрско-раннемеловых аргиллитах Северного Сихотэ-Алиня (3 обр.) проведено по схеме, разработанной в лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Схема исследования рассеянного органического вещества (РОВ) включает определение: отражательной способности мацералов, содержания органического углерода ( $C_{org}$ ), пиролитических характеристик ( $T_{max}$ ,  $S_1$ ,  $S_2$ ), выхода хлороформных экстрактов (битумоидов), их группового и углеводородного состава.

При оценке перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов, выяснении условий образования и сохранения в них залежей углеводородов (УВ) важное значение имеет уровень катагенеза органического вещества (ОВ) вмещающих толщ. Для диагностики степени преобразованности рассеянного органического вещества юрско-меловых отложений Северного Сихотэ-Алиня использованы его углепетрографические (показатели отражения мацералов ОВ) и пиролитические ( $T_{max}$ ,  $S_1$ ,  $S_2$ ) характеристики. Тради-

**Таблица 1. Отражательная способность ( $R^0$ ) мацералов органического вещества в позднеюрско-раннемеловых отложениях Северного Сихотэ-Алиня.**

Площадь	скв.	Порода	Возраст	Мацерал	$R^0$ , %	Градация катагенеза
Северный Сихотэ-Алинь, над тоннелем	5	аргиллит	J <sub>3</sub> -K <sub>1</sub>	битуминит	3.67	AK <sub>3</sub>
Северный Сихотэ-Алинь, над тоннелем	10	аргиллит	J <sub>3</sub> -K <sub>1</sub>	битуминит	3.25	AK <sub>3</sub>
Обнажение вдоль дороги между верховьями рек Мули и В.Удоми		аргиллит	J <sub>3</sub> -K <sub>1</sub>	витринит	4.61	AK <sub>3</sub>

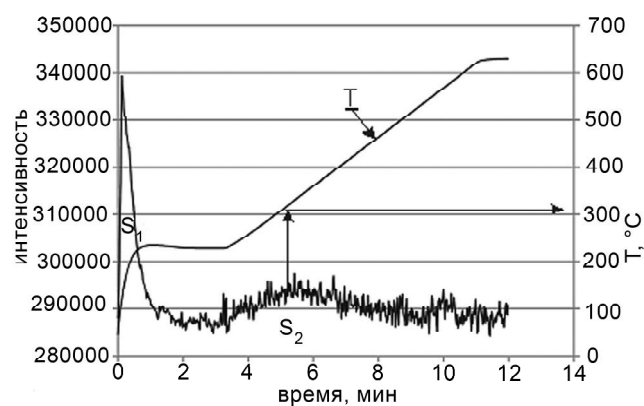
ционно уровень зрелости ОВ определяется по отражательной способности витринита ( $R^0_{vt}$ ) – мацерала органического вещества широкого стратиграфического диапазона распространения, обладающего к тому же равномерным и закономерным изменением оптических свойств в ходе углефикации. Поэтому  $R^0_{vt}$  принята за эталон диагностики градаций катагенеза. Однако в данном случае витринит встречен только в одном образце (табл. 1), а в двух других он не обнаружен, и замеры отражательной способности делались по битуминиту. Но поскольку по этому мацералу нет утвержденной шкалы катагенеза, а значения показателей его отражения сравниваются с отражательной способностью витринита, то оценка уровня зрелости по битуминиту является ориентировочной. Замеры отражательной способности проводились на микроскопе-спектрофотометре МСФП-2 при длине волны 546 нм в иммерсионной ( $R^0$ ) среде. Для изучения брались полированные шлифовки образцов пород без дробления и последующего обогащения их в сильных кислотах. Действие последних, как известно, приводит к изменению оптических параметров фрагментов органического вещества. Пиролитические характеристики РОВ получены на приборе SRAnalyzer.

В изученных образцах (табл. 1) установлены высокие значения отражательной способности витринита ( $R^0$  – 4.61 %) и битуминита ( $R^0$  – 3.25–3.67 %), характерные для середины–конца апокатагенеза (градация AK<sub>3</sub>). Это подтверждает также отчетливая анизотропия (двуотражение) фрагментов РОВ. Данное явление характерно для сильно преобразованного органического вещества, претерпевшего значительные динамические нагрузки.

По данным пиролитического анализа, все три пробы представлены наложенными битумоидами с суммарным содержанием пиролитических УВ ( $S_1+S_2$ ) на уровне чувствительности прибора, равном приблизительно 0.0 п. вес. %. Обычно это ха-

рактерно для проб с малым содержанием органического вещества в породах (в изученных образцах  $C_{org}$  составляет 0.23–0.46 %), либо при его высокой преобразованности. В качестве иллюстрации приведена пирোগрамма (рис. 2).

При оценке перспектив нефтегазоносности осадочных отложений необходим комплексный учет всех факторов прогноза. Геохимическая информация позволяет решить – были ли благоприятны термобарические условия недр для сохранения скоплений УВ. Выявленная связь между преобразованностью ОВ и нефтегазоносностью вмещающих толщ позволяет использовать данные о катагенезе для оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов. Установлено [5, 8], что подавляющее большинство мировых запасов углеводородов находится в толщах с катагенезом ОВ градаций МК<sub>1</sub><sup>1</sup>-МК<sub>1</sub><sup>2</sup> ( $R^0_{vt}$  – 0.50–0.85 %). При этом уровень зрелости ОВ рассматривается только как показатель возможной нефтегазоносности при прочих равных условиях, благоприятных для формирования и сохранения залежей УВ. Вполне очевидно, что осадочные отложения могут находиться в главной зоне нефтеобра-

**Рис. 2.** Пирограмма аргиллита из скв. 10 (западный портал тоннеля).

зования, но не содержать промышленных скопленных нефти. Менее вероятно обратное соотношение – наличие нефтяных залежей в сильно преобразованных толщах, за исключением вторичных скопленных.

В данном случае нами рассматривается только катагенез ОВ, т.е. были ли в этих отложениях реализованы термобарические условия, обеспечившие генерацию углеводородов и отвечающие зонам интенсивного нефте- и газообразования. Современный значительный катагенез ОВ (апокатагенез) этих отложений свидетельствует, что раньше он был достаточным для реализации главной фазы нефтеобразования и глубинной фазы газообразования. Следовательно, процессы нефтидогенеза имели место в этих толщах. Косвенным подтверждением этого является нахождение твердых и растворимых битумов в рассматриваемых породах. Однако в дальнейшем эти толщи испытали существенные термобарические изменения. Органическое вещество в них преобразовано до середины–конца апокатагенеза (градация АК<sub>3</sub>), что могло привести к разрушению ранее сформировавшихся залежей углеводородов. Вследствие этого в позднеюрско-раннемеловых толщах рассматриваемого района практически исключается возможность сохранения сингенетических залежей УВ.

Особое внимание уделено изучению органического вещества в породах на молекулярном уровне методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. В насыщенной фракции битумоидов исследован состав и распределение углеводородов-биомаркеров (нормальных алканов, изопреноидов, стеранов и терпанов). Углеводороды-биомаркеры (биометки или хемофоссилии) – это ископаемые молекулы органических соединений, унаследовавшие химическую структуру и многие элементы стереохимии от липидного комплекса живых организмов [5, 8, 9]). УВ-биомаркеры используются для корреляции нефть-нефть, нефть-материнская порода, для выделения генетических типов ОВ, а также определения степени преобразованности ОВ.

Содержание органического углерода в породах составляет 0.23–0.45 % на породу, выход битумоидов равен 0.003–0.004 % на породу (табл. 2). Из-за малой навески битумоидов (< 0.020 г) групповой состав выполнен без высадки асфальтенов. В групповом составе всех битумоидов доминируют асфальтово-смолистые компоненты (58.1–62.1 % на битумоид). На углеводороды приходится 37.9–41.9 % на битумоид. Среди УВ концентрация насыщенных в 7.8–10 раз превышает ароматические структуры.

Таблица 2. Характеристика органического вещества, групповой и углеводородный состав битумоидов.

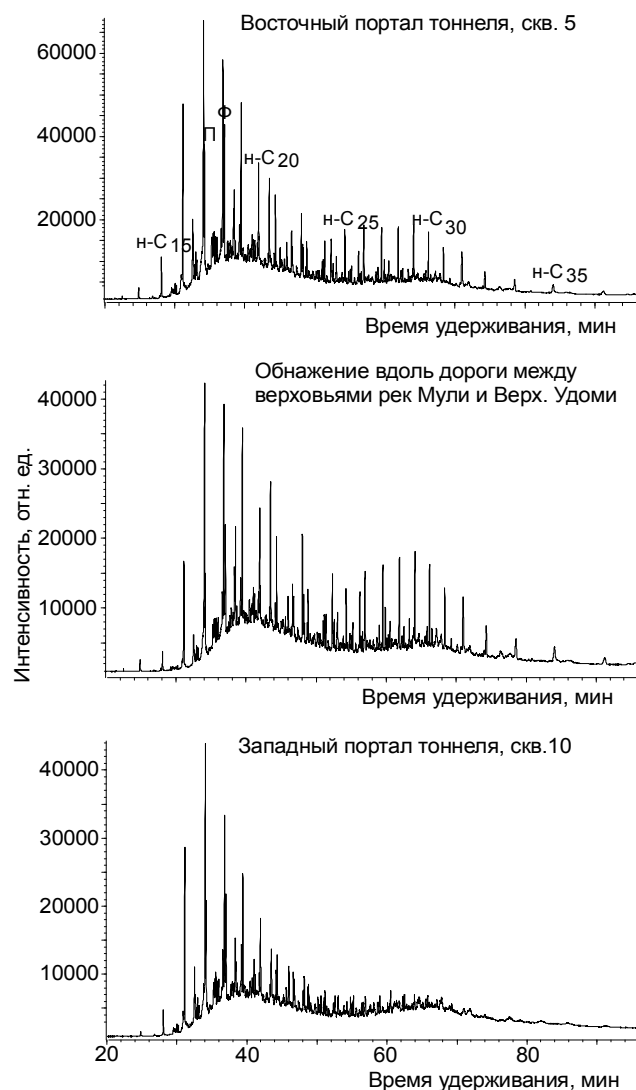
Номер п/п	Номер образца	GPS данные	Номер файла	Местонахождение	Возраст	Порода	n.o.	C <sub>орг</sub> в % на н.о.	Выход в % на породу		□	Групповой состав, в % на битумоид				Углеводородный состав, %		
									C <sub>орг</sub>	Б <sub>хд</sub>		углеводороды	УВ <sub>Н</sub>	УВ <sub>А</sub>	сумма	асфальтово-смолистые компоненты	УВ <sub>Н</sub> /УВ <sub>А</sub>	УВ <sub>Н</sub>
1	14	N50°09'54.8" E139°04'41.1"	3992	Восточный портал тоннеля, скв. 5	I <sub>3</sub> -K <sub>1st</sub>	черный плотный аргиллит	81	0.39	0.32	0.0035	1.09	37.14	4.76	41.90	58.10	7.80	88.64	11.36
2	18	N50°11'06.1" E138°58'32.5"	3993	Облажение вдоль дороги между верхьями рек Мули и Верх. Удоми	"	черный плотный аргиллит	84	0.54	0.45	0.0037	0.82	35.80	3.70	39.50	60.50	9.68	90.63	9.37
3	20	N50°10'56.5" E139°03'15.5"	4034	Западный портал тоннеля, скв. 10	"	черный плотный аргиллит	81	0.29	0.23	0.0027	1.17	34.48	3.45	37.93	62.07	9.99	90.90	9.10

Примечание. УВ<sub>Н</sub> – насыщенные углеводороды, УВ<sub>А</sub> – ароматические углеводороды, н.о. – нерастворимый остаток, Бхл – хлороформенный битумоид.

**Таблица 3. Распределение алифатических углеводородов-биомаркеров в битумоидах.**

	C <sub>n</sub>	скв. 5	Обнажение	скв. 10
Нормальные алканы, в % на сумму	C <sub>11</sub>	0.04	0.04	0.03
	C <sub>12</sub>	0.13	0.10	0.09
	C <sub>13</sub>	0.10	0.08	0.04
	C <sub>14</sub>	0.81	0.76	0.38
	C <sub>15</sub>	3.00	1.29	2.19
	C <sub>16</sub>	13.70	7.11	15.56
	C <sub>17</sub>	18.68	18.12	23.25
	C <sub>18</sub>	14.72	15.49	15.79
	C <sub>19</sub>	11.63	12.99	10.70
	C <sub>20</sub>	7.35	7.52	6.82
	C <sub>21</sub>	5.51	6.30	4.36
	C <sub>22</sub>	3.18	3.57	3.22
	C <sub>23</sub>	2.73	3.65	2.50
	C <sub>24</sub>	1.65	1.79	1.56
	C <sub>25</sub>	1.99	2.51	1.81
	C <sub>26</sub>	1.30	1.11	1.26
	C <sub>27</sub>	4.35	5.34	1.70
	C <sub>28</sub>	0.85	0.88	1.04
	C <sub>29</sub>	1.54	1.88	1.88
	C <sub>30</sub>	0.91	0.89	1.26
C <sub>31</sub>	1.00	1.38	1.35	
C <sub>32</sub>	0.57	0.71	0.78	
C <sub>33</sub>	0.77	1.23	0.72	
C <sub>34</sub>	0.18	0.22	0.38	
C <sub>35</sub>	2.53	3.73	0.57	
C <sub>36</sub>	0.13	0.17	0.21	
C <sub>37</sub>	0.28	0.49	0.18	
C <sub>38</sub>	0.05	0.12	0.12	
C <sub>39</sub>	0.03	0.07	0.18	
C <sub>40</sub>	0.28	0.44	0.10	
n-C <sub>27</sub> /n-C <sub>17</sub>		0.23	0.29	0.07
Σn-Ci/ Σizo-Ci		3.30	4.71	3.10
CPI		2.18	2.76	1.42
Изопренаны, в % на сумму	C <sub>13</sub>	0.04	0.05	0.04
	C <sub>14</sub>	0.03	0.04	0.03
	C <sub>15</sub>	0.07	0.11	0.05
	C <sub>16</sub>	0.57	0.44	0.51
	C <sub>17</sub>	15.34	9.47	15.60
	C <sub>18</sub>	31.72	24.97	30.90
	C <sub>19</sub>	33.30	34.50	28.21
	C <sub>20</sub>	9.23	15.40	14.33
	C <sub>21</sub>	1.52	2.56	1.52
	C <sub>22</sub>	2.52	3.74	2.57
C <sub>23</sub>	2.97	4.34	3.32	
C <sub>24</sub>	2.70	4.37	2.92	
Pr/Ph		0.95	0.72	1.10

Примечание. n – количество атомов углерода. CPI = ((C<sub>25</sub>+C<sub>27</sub>+C<sub>29</sub>+C<sub>31</sub>+C<sub>33</sub>)/(C<sub>26</sub>+C<sub>28</sub>+C<sub>30</sub>+C<sub>32</sub>+C<sub>34</sub>)+ (C<sub>25</sub>+C<sub>27</sub>+C<sub>29</sub>+C<sub>31</sub>)/(C<sub>24</sub>+C<sub>26</sub>+C<sub>28</sub>+C<sub>30</sub>+C<sub>32</sub>))/2.



**Рис. 3.** Хроматограммы нормальных алканов насыщенной фракции битумоидов.

На молекулярном уровне изучена фракция насыщенных УВ битумоидов. В ней идентифицированы нормальные алканы состава C<sub>10</sub>–C<sub>37</sub>, изопреноиды – C<sub>13</sub>–C<sub>25</sub>, циклические УВ-биомаркеры стеранового (C<sub>21</sub>–C<sub>22</sub> и C<sub>27</sub>–C<sub>30</sub>) и терпанового (C<sub>19</sub>–C<sub>35</sub>) рядов (табл. 3–4, рис. 3). Распределение нормальных алканов в битумоидах одномодальное с максимумом на УВ C<sub>17</sub> 18.12–23.25 % от суммы нормальных алканов (табл. 3). Соотношение нормальных алканов C<sub>27</sub>/C<sub>17</sub> в битумоидах меньше 0.30. Отношение четных к нечетным УВ (CPI) составляет 1.4–2.8. Среди изопреноидов преобладает пристан и фитан (до 31.7 и 34.5 % от суммы изопреноидов, соответственно). Отношение пристана к фитану (Pr/Ph) в битумоиде равно 0.7–1.1. Концентрации нормальных алканов превышают таковые изопреноидов в 35

раз. Среди стеранов ( $C_{27}$ – $C_{30}$ ) преобладают УВ  $C_{27}$ , далее в порядке убывания концентраций следуют  $C_{29} > C_{28} > C_{30}$  (табл. 4, рис. 4). Отношение стеранов  $C_{29}$  к  $C_{27}$  меньше единицы. Для стеранов  $C_{27}$  максимальной концентрации находятся ба-изомеры (до 39.17 % от суммы изомеров). Для УВ  $C_{28}$  стеранового ряда отмечается преобладание изомеров bb-структур (до 47.58 % от суммы изомеров). В стеранах  $C_{29}$  и  $C_{30}$  доминируют aa-изомеры (до 35.99 % от суммы изомеров). В составе терпанов трицикланы находятся в равной по сравнению с гопанами или максимальной концентрации (47.41–60.17 % против 34.12–47.52 % от суммы терпанов) (табл. 4, рис. 3). На моретаны и тетрацикланы приходится не более 3.5 % от суммы терпанов. Среди гопанов и моретанов в максимальной концентрации находится УВ  $C_{30}$  (28.07 % от суммы гопанов и 42.42 % от суммы моретанов). Отношение Ts к Tm меньше 0.90. В составе трицикланов преобладают углеводороды  $C_{23}$ – $C_{26}$  – 39.27–41.52 % от суммы трицикланов. Содержание низкомолекулярных трицикланов  $C_{19}$ – $C_{20}$  повышенное (17.67–19.26 % от суммы трицикланов). На УВ  $C_{28}$ – $C_{31}$  приходится не более 14 % от суммы трицикланов. Трициклановый индекс ( $2(C_{19}+C_{20})/UC_i$ ;  $i = 23, 24, 25, 26$ ) в битумоидах меньше единицы (табл. 4, рис. 4).

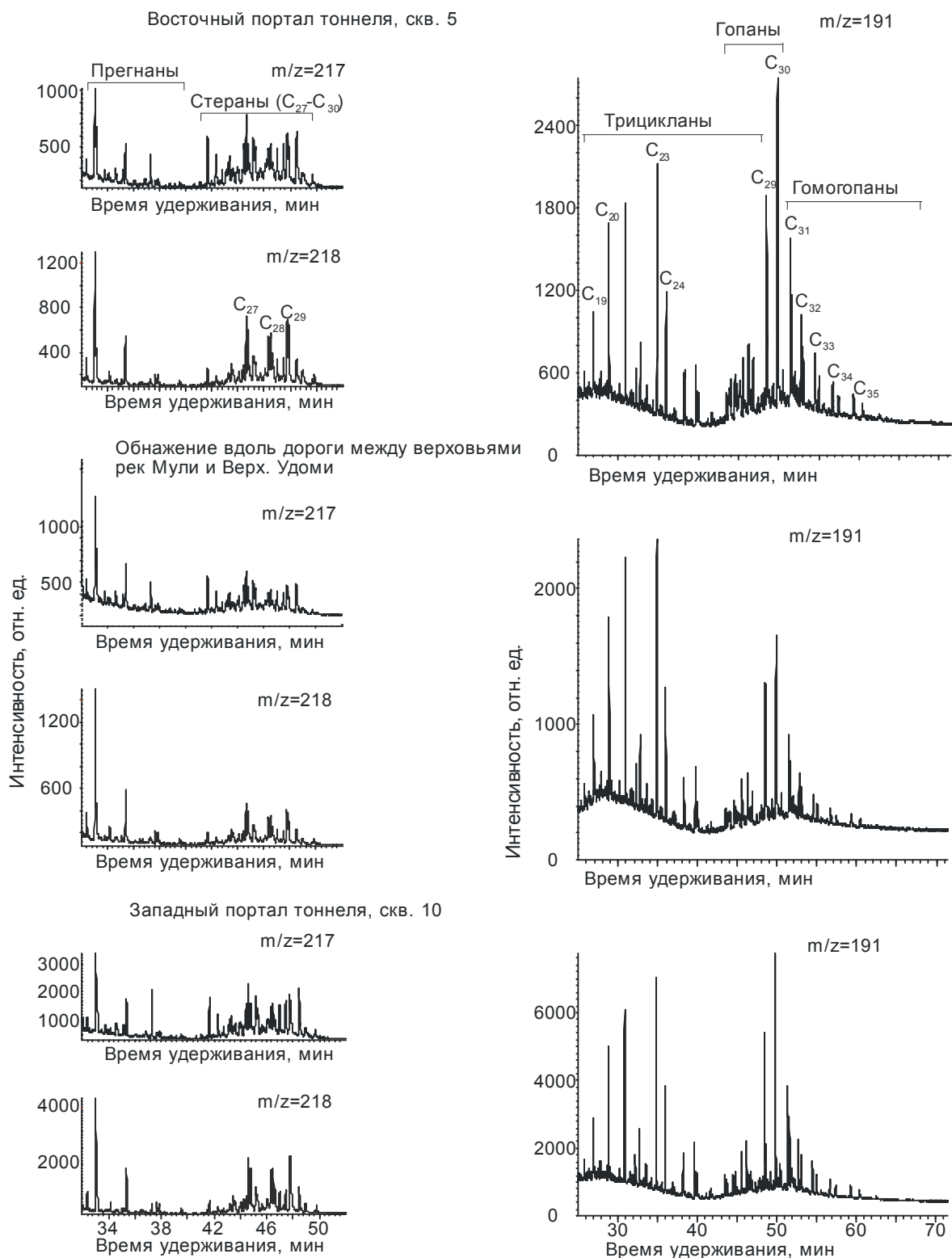
Таким образом, для изученных битумоидов из пород верхней юры и нижнего мела Северного Сихотэ-Алиня значения биомаркерных параметров (отношения:  $n-C_{27}/n-C_{17}$ , Rg/Ph, стеранов  $C_{29}/C_{27}$ , хейлантанов  $2(C_{19}+C_{20})/UC_i$  ( $i = 23, 24, 25, 26$ ), содержание хейлантанов к сумме гопанов ( $C_{19}$ – $C_{35}$ )) свидетельствуют об аквагенном ОВ, накапливавшемся в бассейне с нормальной соленостью (гаммацеран в следовых количествах) [5, 8, 9] (рис. 3–4, табл. 3–4).

#### СТРУКТУРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

В исследованном районе были проведены также структурные наблюдения. Установлено, что верхнеюрско-нижнемеловой комплекс смят в систему тесно сжатых складок северо-восточного (45–80°) простирания, нарушенных, в свою очередь, левыми сдвигами север-северо-восточного простирания (0–30°). На изученной площади наблюдается многопорядковая система взаимопересекающихся разломов с оперяющими второстепенными нарушениями с определенным (для каждого порядка) структурным шагом (рис. 5). Но в отличие от преобладающих на Сихотэ-Алине протяженных и крупных дизъюнктивов северо-восточного направления на рассматриваемой площади наиболее развиты субширотные и северо-западные разломы.

Таблица 4. Распределение циклических углеводородов-биомаркеров в битумоидах.

	$C_n$	скв. 5	Обна- жение	скв. 10	
Стераны, в % на сумму	$C_{27}$	36.06	40.38	34.85	
	$C_{28}$	23.21	24.04	26.30	
	$C_{29}$	35.12	30.96	34.06	
	$C_{30}$	5.61	4.62	4.79	
Отношения	$C_{29}/C_{27}$	0.97	0.77	0.98	
	$C_{29}/C_{28}$	1.51	1.29	1.30	
Группы терпанов, в % от суммы	Гопаны	2.80	20.79	25.62	
	Гомогопаны	21.72	13.33	17.61	
	Сумма	47.52	34.12	43.23	
	Моретаны	2.67	2.32	2.62	
	Трицикланы	47.41	60.19	51.12	
	Тетрацикланы	2.40	3.37	3.02	
Отношения групп терпанов	гопаны/ гомогопаны	1.19	1.56	1.46	
	гопаны/ моретаны	9.67	8.96	9.77	
	гопаны/ трицикланы	0.54	0.35	0.50	
Гопаны, в % от суммы	$C_{27}$	9.32	12.30	10.13	
	$C_{28}$	0.22	0.49	0.13	
	$C_{29}$	19.03	22.63	21.45	
	$C_{30}$	26.39	26.25	28.07	
	$C_{31}$	19.92	17.58	19.24	
	$C_{32}$	11.38	9.48	9.90	
	$C_{33}$	7.06	5.82	5.76	
	$C_{34}$	3.94	3.06	3.00	
	$C_{35}$	2.75	2.38	2.32	
	Отношения	$C_{35}/C_{34}$	0.70	0.78	0.77
		Ts/Tm	0.85	0.90	0.80
Моретаны, в % на сумму	$C_{29}$	26.71	30.04	27.69	
	$C_{30}$	41.16	40.89	42.42	
	$C_{31}$	17.10	16.72	18.92	
	$C_{32}$	15.03	12.35	10.97	
Трицикланы, в % от суммы	$C_{19}$	6.11	5.91	5.36	
	$C_{20}$	13.12	13.35	12.32	
	$C_{21}$	19.07	22.44	20.06	
	$C_{22}$	6.60	7.15	7.16	
	$C_{23}$	18.98	20.58	20.07	
	$C_{24}$	9.45	9.92	9.94	
	$C_{25}$	6.50	5.93	7.14	
	$C_{26}$	4.31	3.71	4.34	
	$C_{27}$	0.96	0.78	0.92	
	$C_{28}$	3.56	2.59	3.65	
	$C_{29}$	4.75	2.86	3.92	
	$C_{30}$	4.83	2.85	3.10	
	$C_{31}$	1.78	1.91	2.01	
	$C_{19}+C_{20}$	19.23	19.26	17.67	
$\Sigma(C_{23}-C_{26})$	39.23	40.15	41.50		
$\Sigma(C_{28}-C_{31})$	14.92	10.21	12.69		
Отношения	$2*(C_{19}+C_{20})/\Sigma(C_{23}-C_{26})$	0.98	0.96	0.85	
	$\Sigma(C_{23}-C_{26})/\Sigma(C_{28}-C_{31})$	2.63	3.93	3.27	



**Рис. 4.** Хромато-масс-фрагментограммы стеранов (m/z=217, 218) и терпанов (m/z=191) насыщенной фракции битумоидов.

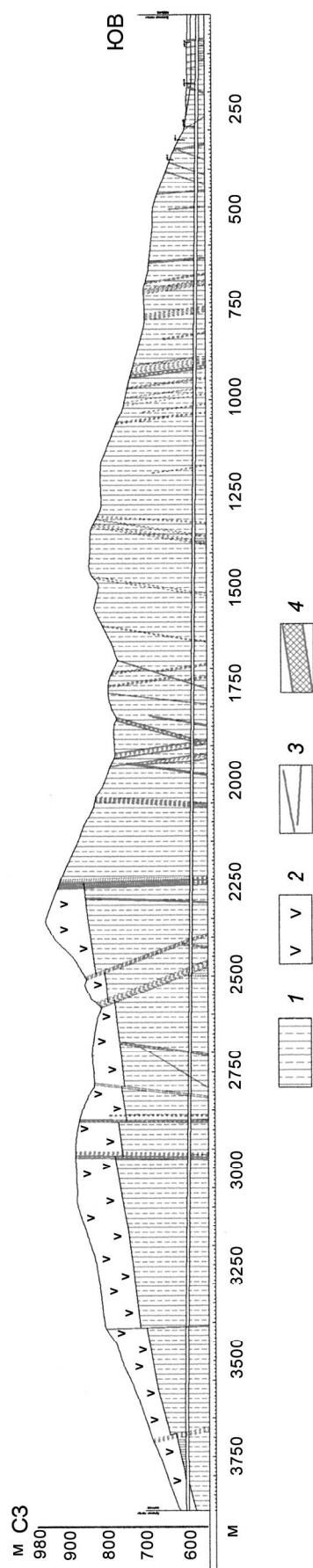


Рис. 5. Схематический геологический разрез по оси тоннеля.

1 – терригенные осадочные породы (песчаники, алевролиты и их переслаивание), 2 – вулканогенные образования (туфы андезитобазальтов, риолитов), 3 – разломы, 4 – зоны интенсивной тектонической трещиноватости.

Результаты изысканий показали, что трасса тоннеля пересекает 17 зон тектонической трещиноватости, мощностью до 40 м.

Широкое распространение разрывных нарушений влияет на фоновую трещиноватость терригенного комплекса. Исследования обнажений по трассе тоннеля, образцов из забоя и керна свидетельствуют о высокой степени её развития. В целом, ориентировки основных систем трещин наследуют направления разрывов, с преобладанием крутых северо-западных и северо-восточных нарушений. Широко развитые открытые трещины, раскрытостью от 0.1 до 25 см, которые в основном заполнены песчаноглинистым материалом.

Нередко отмечается скрытая трещиноватость, обуславливающая расколы по многочисленным трещинам и заметное уменьшение показателей прочностных и деформационных свойств.

Исследована скрытая и микротрещиноватость по 35 шлифам. Для большинства образцов характерно развитие густой сети микротрещин, составляющей до 10 % площади шлифа. Анализ показал, что 32.5 % изученных образцов имеют высокую и очень высокую степень трещиноватости, 28.5 % – среднетрещиноватые, остальные – слаботрещиноватые или не имеют видимых микротрещин. Присутствуют образцы исключительно сильнотрещиноватые с трещинной пористостью более 20 %. В среднем значение трещинной пористости равно 4.43 %, что соответствует верхней границе среднетрещиноватых пород, трещинной проницаемости –  $0.35 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, объемной плотности трещин – 0.018 1/мкм.

Проведенные исследования позволяют предполагать присутствие в изученном терригенном комплексе трещинных коллекторов.

Очевидно, что проведенных комплексных исследований недостаточно для оценки перспектив нефтегазоносности позднеюрско-раннемелового комплекса Северного Сихотэ-Алиня, но их результаты, несомненно, будут получены будущими исследователями этого региона.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Злобин Г.А., Квашук С.В. Анализ инженерно-геологических условий Кузнецовского тоннеля и их прогноз для строительства второй очереди // Проблемы комплексного освоения георесурсов: Материалы IV междунар. науч. конф., 27–29 сентября 2011 г., г. Хабаровск. В 2 т. Хабаровск: ИГД ДВО РАН, 2011. Т. 1. С. 45–51.
2. Кириллова Г.Л. Позднемезозойские-кайнозойские осадочные бассейны континентальной окраины юго-восточной России: геодинамическая эволюция, угле- и нефтегазоносность // Геотектоника. 2005. № 5. С. 62–82.



3. Кириллова Г.Л. Стратиграфическая корреляция морского и неморского мела Южной и Восточной Азии // Тихоокеан. геология. 2004. Т. 32, № 2. С. 116–121.
4. Кириллова Г.Л., Анойкин В.И. Структура Амуро-Горинского фрагмента позднемезозойской Восточно-Азиатской аккреционной системы // Докл. РАН. 2011. Т. 436, № 1. С. 64–68.
5. Конторович А.Э. Эволюция нефтидогенеза в истории Земли // Геология и геофизика. 2004. № 7. С. 1–24.
6. Марков В.А. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности впадин Советского Приамурья: Автореф. дис.... канд. геол.-минер. наук. М.: МГУ, 1966. 24 с.
7. Среднеамурский осадочный бассейн: геологическое строение, геодинамика, топливно-энергетические ресурсы / Г.Л. Кириллова, В.Г. Варнавский, Б.А. Натальин и др.; отв. ред. Г.Л. Кириллова. Владивосток: ДВО РАН, 2009. 424 с. (Серия “Осадочные бассейны Востока России”, гл. ред. А.И. Ханчук, т. 3).
8. Шейн В.С., Игнатова В.А. Геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока. М.: ВНИГРИ, 2007. 296 с.
9. Peters K.E. The biomarker guide. 2nd ed. / K.E.Peters, C.C.Walters, J.M.Moldowan. New York: Cambridge Univ. Press, 2005. V. 2. P. 52–70.

*Рекомендована к печати Л.И. Попеко*

*A.N. Fomin, G.L. Kirillova, E.A. Kostyreva, V.N. Melenevsky, G.A. Zlobin*

### **Fractured reservoirs and hydrocarbon potential of the Late Jurassic-Early Cretaceous terrigenous complex of the North Sikhote-Alin**

The papers considers the composition and structure of the Late Jurassic to Early Cretaceous terrigenous complex located in the northern Sikhote-Alin in the marginal part of which in 2008 cutting-through of the Kuznetsovsky tunnel began. In the course of the works new outcrops in the road cavities appeared. Boreholes up to 300 m deep were drilled above the tunnel top being investigated and tested by the authors in 2010. To estimate oil and gas potential prospects of this complex, rock fracturing and organic matter have been examined. The studies included the determination of maceral reflectance, organic carbon content, pyrolytic characteristics ( $T_{max}$ ,  $S_1$ ,  $S_2$ ), chloroform bitumoids, and their group and hydrocarbon composition. The carried out investigations are obvious insufficient to evaluate oil and gas prospects of the Late Jurassic to Early Cretaceous Sikhote-Alin complex, but there is no question that the obtained results could be useful for future investigations of the region.

**Key words:** composition, structure, geochemistry, organic matter, terrigenous complex, Jurassic, Cretaceous, Sikhote-Alin, Far East.