



А.С. Немченко-Ровенская
д-р геол.-мин. наук
ГЕОХИ РАН¹
лаборатория геохимии
углерода
руководитель группы геологии
и геохимии нефти и газа
nemch@geokhi.ru



Т.Н. Немченко
канд. геол.-мин. наук
ГЕОХИ РАН¹
лаборатория геохимии углерода
старший научный сотрудник
tnemch@msk.org.ru

Геохимия нефти месторождений о-ва Сахалин

¹Институт геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского РАН (ГЕОХИ РАН). Россия, 119991, Москва, ул. Косыгина, 19.

Рассмотрена геохимия нефтей месторождений Сахалина, залежи которых являются единственными нефтяными месторождениями на обширной территории Дальневосточного региона. Приведена физико-химическая характеристика и хроматомасспектрометрия нефтей месторождений Сахалина. Рассмотрена геохимия нефтей отдельных нефтегазоносных зон – нефтеносной Охано-Эхабинской и нефтегазоносной Одоптинской

Ключевые слова: Сахалинский нефтегазоносный бассейн; сахалинские нефти; физико-химические характеристики; геохимические особенности; нефтегазоносность

Дальневосточный регион – одно из приоритетных направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ. Потребность в углеводородном сырье и нефтепродуктов поддерживает повышенный интерес к поиску новых крупных нефтяных и газовых месторождений в Дальневосточном регионе. В народном хозяйстве этой

части страны большое значение имеют месторождения нефтей Сахалинской области (*рис. 1*), единственный участок на обширной территории этого района, где открыты нефтяные месторождения.

Сахалинский нефтегазоносный бассейн – один из основных объектов добычи нефти и газа на Дальнем Востоке, в его пределах открыто

более 50 месторождений нефти и газа, наиболее крупные из них расположены в северо-восточной части острова. Суммарные извлекаемые запасы двух месторождений – Пильтун-Астохского нефтяного и Лунского газового – составляют 150 млн т нефти и 500 млрд м³ газа. Суммарные извлекаемые запасы трех месторождений – Чайво, Одопту и Аркутун-Даги – составляют 307 млн т нефти и 485 млрд м³ газа.

Сахалинская нефтегазоносная область расположена на стыке трех нефтегазоносных бассейнов: Южно-Охотского, Татарского (бассейна Татарского пролива) и одного из крупнейших бассейнов региона – Сахалино-Охотского. В пределах Сахалинской нефтегазоносной области выделяется три нефтегазоносных района: Северный-Сахалин-Охотский, Центральный-Южно-Охотский, Юго-Западный Татарский (рис. 2).

Залежи нефти связаны с песчано-глинистыми отложениями окобыкайской свиты верхнемиоценового возраста и догинской свиты, относящейся к среднему миоцену. Месторождения приурочены к антиклинальным складкам меридионального простирания, разбитым сбросами и надвигами, часто экранирующими залежи нефти.

Наибольшая добыча нефти получена из месторождений Восточное Эхаби и Тунгор.

Основные нефтегазоносные и перспективные комплексы связаны с кайнозойскими отложениями, в толще которых выделяются две группы нефтегазоматеринских толщ: терригенно-глинистые, и кремнистые.

Сахалинские нефти имеют своеобразный и разнородный состав, они различаются как по месторождениям, так по пластам в отдельных месторождениях. Наряду с тяжелыми, малопарафинистыми смолистыми нефтями, не содержащими легких фракций, встречаются легкие нефти с содержанием смол, высоким содержанием парафина и значительным количеством легких ароматических углеводородов. Для нефтей и конденсатов ряда месторождений в отложениях этих основных нефтегазоносных комплексов методом хромато-масс-спектрометрии изучен молекулярный состав УВ-биомаркеров, отражающих генетические и катагенные характеристики нефтей. Исследовались нефти, залегающие в нувовских отложениях шельфовых месторождений Одопту и Пильтун-Астохинское и в окобыкайских отложениях месторождений Оха, Эхаби и Сабо, а также пробы конденсатов из нувовских отложений Астрахановского месторождения и дагинских отложений (площадь Узловая).

Физико-химическая характеристика нефтей месторождений Сахалина представлена

в табл. 1. Нефти малосернистые, средней плотности (от 0,822 до 0,868 г/см³). Исключение составляет тяжелая нефть месторождения Оха плотностью 0,878–0,904 г/см³ с низкой пластовой температурой (16 °С). Конденсаты средней плотности (0,789–0,829 г/см³), малосернистые (пл. Узловая, скв. № 13). Пластовые температу-

Рис. 1.
Нефтяные месторождения Сахалина

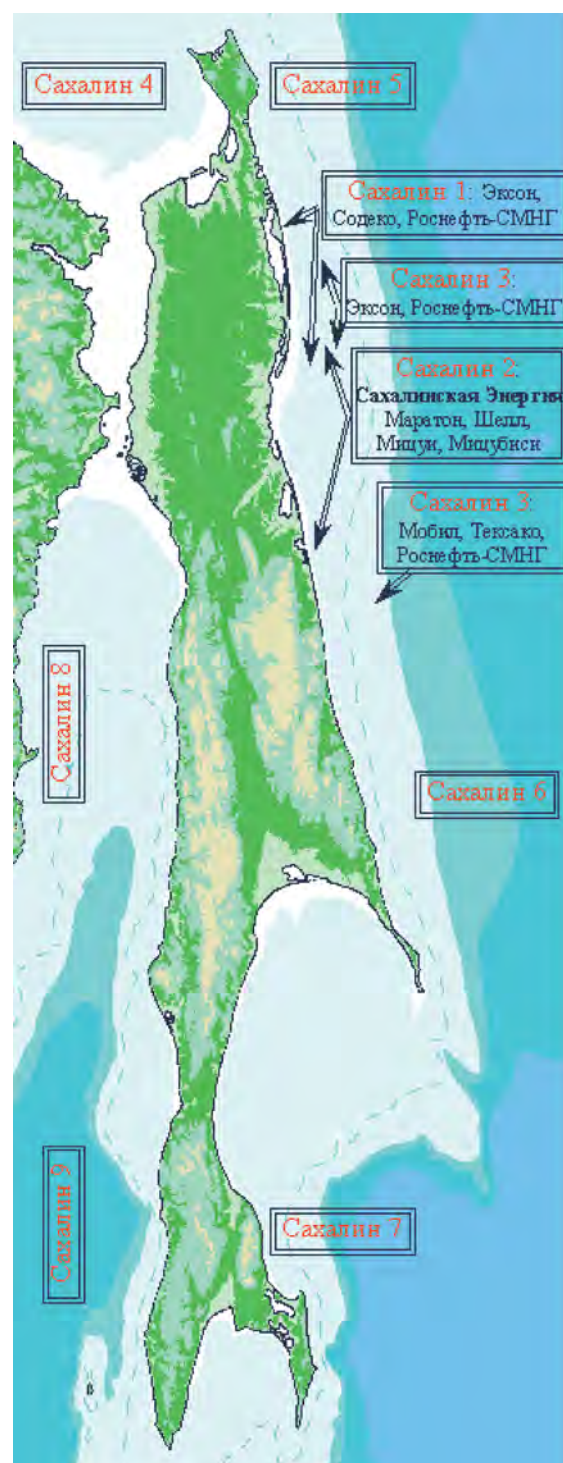




Рис. 2.
Месторождения Северного Сахалина

ры варьируют в широком диапазоне – от 16 до 92 °С, для конденсатов – от 40° до 70 °С.

Нефти Пильтун-Астохинского месторождения отличаются высокой концентрацией тяжелого изотопа $\delta^{13}C$ (-24,30‰). По изотопному составу они близки к нефтям Камчатки ($\delta^{13}C$ ср. = -24,4‰) и Калифорнии ($\delta^{13}C$ ср. = -25,0‰), т.е. нефтям таких же молодых (кайнозойских) отложений.

Нефтегазоносность Северного Сахалина связана с отложениями неогена. От среднего миоцена до плиоцена песчаные резервуары являются в своем происхождении как континентальными, так и морскими. Самыми распознаваемыми являются месторождения Даги, Окобикай и Нутово. Материнские породы эквивалентны сланцевым фациям и кремнистым породам, богатым органикой, что сравнимо с месторождением Монтери в Калифорнии.

Для Пильтун-Астохинской нефти изучено распределение n-алканов и изопреноидов. Нор-

Месторождения	Тип флюида	Диапазон залегания залежей, м	Продуктивный горизонт	Плотность, г/см ³	S, %	Парафины, %	Смолы, %	Асфальтены, %
Колендо, газонефтяное	нефть, газ	690–2200	V–XXII	0,82–0,89	0,25–0,4	0,6–3,2		
Оха, нефтяное	нефть	960–1360	III–X, XI–XIII	0,91–0,95/0,83–0,9		0,33–1,1/0,4–2,4	24–34,5	1,33
Северная Оха, газонефтяное	нефть, газ	930–1400	XIV, XVII, XVIII, XIX	0,83–0,9		0,6–2,8	12–28	1,32
Южная Оха, нефтегазовое	нефть, газ сухой	960–1360	XVI–XX, XVIII–XIX, XX	0,85–0,86		6	10	1,31
Эхаби, газонефтяное	газ сухой, нефть	320–960	X, XII–XIX	0,83–0,88		12,2–37	12,2–37	1,12

Таблица 1. Физико-химические характеристики нефтей месторождений Сахалина

мальные алканы представлены соединениями C7-C34 с максимальными концентрациями УВ C7-C10 (49%), с небольшими максимумами в более высокомолекулярной области на C15-C16 и C19-C20 n-алканов и изопреноидов расположены на небольших нафтенных горбах. Отношение пристан/н-сп и фитан/н-сi8 > 1 = 1,47.

Одним из важнейших генетических показателей, отражающих фациальную обстановку осадконакопления материнского органического вещества, является распределение регулярных стерановых УВ C27, C28, C29 [Peters K.E., Moldowan J.M.]. Нефти характеризуются примерно равным соотношением стеранов C27, C28, C29 с некоторым преобладанием стерана C28. Отношение стерановых УВ C27:C28:C29 в среднем для нефтей исследованных образцов определяется пропорцией 33:37:30. В конденсатах распределение стеранов более дифференцировано, среди стеранов доминирует C27. В конденсатах отношение стеранов C27: C28:C29 имеет средние значения 44:32:24. Преобладание стеранов C27 и C28 свидетельствует о ведущей роли морского фитопланктона и зоопланктона в исходном для исследованных нефтей и конденсатов ОВ и связаны с отложениями как морских глубоководных, так и прибрежно-морских мелководных фаций. Присутствие стеранов состава С30 присуще также только нефтям и конденсатам морского генезиса (рис. 3).

Высокие значения соотношения гомогпанов Г35/Г34 (~1 и >1) для большинства исследованных образцов указывают на восстановительные условия осадконакопления. Нефть месторождения Одопту-море и конденсаты мес-

торожения Узловая характеризуются наиболее высокими значениями Г35, что предполагает резко восстановительные условия диагенеза. Такие же условия осадконакопления показывает нефть месторождения Оха.

Изучение геохимических особенностей углеводородного состава нефтей Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна показали что нефти шельфовых месторождений Одопту-море и Пильтун-Астохинская море – наиболее зрелые, характеризующиеся максимальными значениями коэффициентов зрелости (K_i = 0,46–0,47, K₂ = 0,72–0,69, T_s/T_m = 0,97–0,71). Нефти месторождений Эхаби и Оха с невысокой зрелостью (K_i = 0,42–0,47, K₂ = 0,64–0,67, T_s/T_m = 0,45–0,453) относятся ко второму семейству нефтей.

Нефти месторождений Одоптинской зоны залегают на глубине 2–2,5 км, максимальные запасы приурочены к XXI₁ пласту. Нефти легкие (плотность 0,845–0,871 г/м³), малосмолистые (до 6,3%), малопарафинистые (до 2,4%), малосернистые (до 0,5%), с высоким выходом бензиновых фракций.

Нефтяное месторождение Пильтун-Астохинское характеризуются легкими нефтями (0,824–0,876 г/см³), низкосернистыми (0,11–0,28%), малосмолистыми (1,4–5,3%), парафинистыми и малопарафинистыми (0,2–4%), с высоким выходом бензиновых фракций (30–54%). Газы метановые (87–94%), удельный вес 0,717–0,859 кг/м³, азота 0,17–1,37%, более 3% этана, небольшое количество CO₂ (0,12–1,06%). Сероводород отсутствует. Конденсаты относятся к нафтенно-метановому типу. Плотность их 0,741–0,798 г/м³, содержание смол 0,13–0,3%, асфальтенов 0,0–0,04%, пара-

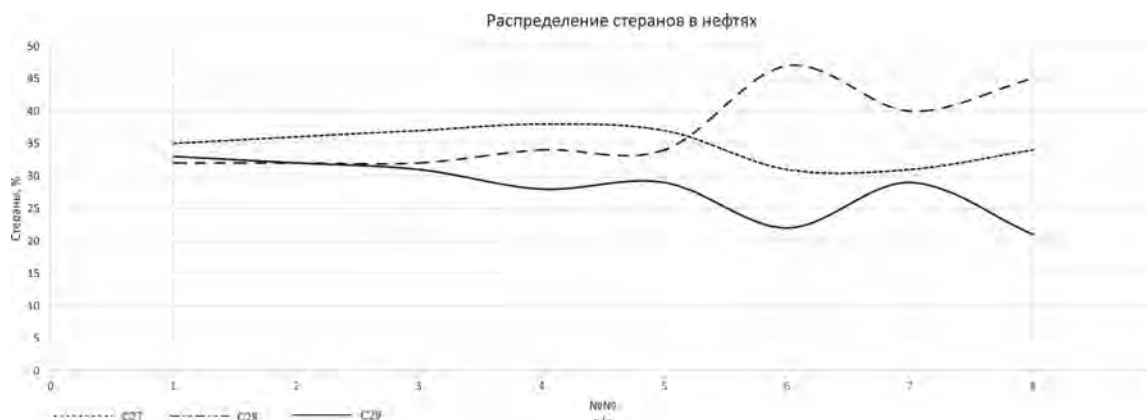


Рис. 3.
Распределение стеранов в нефтях Сахалина.

фина 0,04–0,21%. Сера отсутствует. Содержание стабильного конденсата увеличивается с глубиной и составляет 55–190 г/м³.

Газонефтяное месторождение Колендо

Газонефтяное месторождение Колендо расположено в южной части Эспенбергской нефтегазоносной зоны. Вскрыты олигоцен-неогеновые отложения, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на верхнемеловых отложениях.

Нефть имеет плотность от 820 до 893 кг/м³, содержание серы – от 0,25 до 0,4 %, парафина – от 0,6 до 3,2%. Плотность газа – 0,6387–0,5602 кг/м³. Содержание метана составляет 91,7–98,5%, тяжелых углеводородов – до 8%.

Охано-Эхабинская преимущественно нефтеносная зона

Нефти нефтяного месторождения Оха делятся на тяжелые и легкие. К тяжелым относятся окисленные нефти пластов от 3 до 10 включительно. Плотность их 910–950 кг/м³, содержание смол – 24–34,5%, парафина – 0,33–1,1%, вывод легких фракций (до 300 °С) – 28–33%. Плотность нефтей уменьшается от верхних залежей к нижним. Относительно легкие нефти имеют плотность 868–918 кг/м³, содержание парафина 1,04–2,4%, выход легких фракций увеличивается до 54%.

Нефти газонефтяного месторождения Северная Оха имеют плотность 832–903 кг/м³, содержат 12–28% смол и 0,6–2,8% парафина. Газы метановые с плотностью 0,76–0,78 кг/м³. Плотность нефти вниз по разрезу уменьшается, газа – возрастает.

Нефти месторождения Южная Оха содержат до 10% смол и 6% парафина, плотность – 0,846–0,849 кг/м³.

Газонефтяное месторождение Эхаби является одним из наиболее крупных и приурочено к антиклинальной складке, в строении которой

принимают участие олигоцен-неогеновые отложения. Нефти относительно легкие с средней плотностью 834 кг/м³.

Одоптинская нефтегазоносная зона

Нефтяное месторождение Одопту расположено в прибрежной части Охотского моря. Высота ловушки около 700 м. Глубоким бурением вскрыты песчано-глинистые отложения нутовского и окобыкайского горизонтов общей мощностью около 3000 м. Глубина залегания промышленных скоплений 2–2,5 км. Максимальные запасы углеводородов приурочены к 21-му пласту.

Нефти месторождения относительно легкие, плотность – 856–866 кг/м³, содержание смол – 12–26%, парафина – 2,1–2,4%.

Газоконденсатнефтяное месторождение Одопту-море расположено на северо-восточном шельфе, на широте северного замыкания Пильтунского залива, в 7 км от береговой линии. В пределах мега-антиклинали выделяются три купола: северный, центральный и южный. Скважинами вскрыт разрез неогеновых отложений, (окобыкайский и нутовский горизонты). По величине извлекаемых запасов месторождение относится к категории крупных. Нефти легкие (плотность 845–871 кг/м³), малосмолистые до (6,3%), малопарафинистые (до 2,4%), малосернистые (до 0,5%), с высоким выходом бензиновых фракций.

Газоконденсатнефтяное месторождение Пильтун-Астохское расположено на северо-восточном шельфе острова, на широте южного окончания Пильтунского залива, приурочено к мега-антиклинали северо-западного простирания. В пределах месторождения открыто 34 залежи. Нефти легкие (824–876 кг/м³), низкосернистые (0,11–0,28%), малосмолистые (1,4–5,3%), парафинистые и малопарафинистые (0,2–4%), с высоким выходом бензиновых фракций (30–54%). Конденсаты относятся к нафтенно-метановому типу. Плотность 741–798 кг/м³, содержание смол – 0,13–0,3%, асфальтенов – 0,03–0,04%,

Сахалин		
59	Пильтун–Астокская РА–А	24,29
60	Пильтун–Астокская РА–В	24,24

Таблица 2.

Изотопный состав углерода нефтей парафина – 0,04–0,21%. Сера отсутствует. Содержание стабильного конденсата увеличивается с глубиной и составляет 55–190 г/м³

Исследование биомаркеров в нефтях Северного Сахалина показывают, что генерация нефти и газа происходила под влиянием органических фаций. Нефти Северного Сахалина на суше и на море связаны с единой материнской породой. Нефти морских месторождений Одопту-море и Пильтун–Астокское содержатся в придельтовых фациях, отложившихся в условиях отсутствия кислорода.

Конденсаты Астраханского и Узлового месторождений приурочены к фациям с низким количеством морского органического вещества. Степень преобразования нефтей выражена в последовательности от наименьшего к наибольшему: Оха, Эхаби, Узловое Сабо, Астраханское, Одопту-море, Пильтун–Астокское.


Наименее преобразованная группа нефтей находится в раннем положении нефтяного окна, тогда как наиболее преобразованные нефти (Пильтун–Астокское) соответствуют среднему по-

ложению нефтяного окна, очень зрелые нефти и конденсаты отсутствуют.

Нефти с глубины менее 2000 м биодegradированы.

Нефтегазоносность Северного Сахалина связана с отложениями неогена. От среднего миоцена до плиоцена песчаные резервуары представлены континентальными и морскими отложениями. Материнские породы эквивалентные сланцевым фациям и кремнистым породам, богаты органикой, сравнимы с месторождением Монтери в Калифорнии.

Сахалинские нефти имеют своеобразный и разнородный состав, значительно различаются как по месторождениям, так и по пластам в отдельных месторождениях. Наряду с тяжелыми, малопарафинистыми смолистыми нефтями, несодержащими легких фракций, встречаются легкие нефти с ничтожным содержанием смол, высоким содержанием парафина и значительным количеством легких ароматических углеводородов.

Нефти отличаются высокой концентрацией тяжелого изотопа 813С (-24,30%). По своему изотопному составу нефти Сахалина близки к нефтям Камчатки (513С ср. = -24,4%) и Калифорнии (813С ср. = -25,0%), т.е. нефтям таких же молодых кайнозойских отложений тектонически активных зон (Э.М. Галимов, 1973, *табл. 2*). 

Литература

1. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М. 1973.
2. Подклетнов Н.Е. Нефти Сахалина. М.: Наука. 1967.
3. Kennet L. Finger Recognition of Middle Miocene Foraminifers in Highly Indurated Rocks of the Monterey Formation, Coastal Santa Maria Province, Central California – U.S. Geological survey bulletin 1995-L.

UDC 553.98

A.S. Nemchenko-Rovenskaya, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Head of the Group of Geology and Geochemistry of Oil and Gas, Carbon Geochemistry Laboratory, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of RAS¹, nemch@geokhi.ru
T.N. Nemchenko, PhD, Senior Researcher, Carbon Geochemistry Laboratory, Vernadsky Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of RAS¹, tnmch@nsk.org.ru

¹19 Kosygin str., Moscow, 119991, Russia.

Geochemistry of Oil Deposits of Sakhalin Island

Abstract. The geochemistry of the oil deposits of Sakhalin, whose deposits are the only oil fields in the vast territory of the Far Eastern region, is considered. The physicochemical characteristics and chromatography – mass spectrometry of the oil deposits of Sakhalin are presented. The geochemistry of petroleum of individual oil and gas zones – the oil-bearing Okhano–Ekhabinskaya and oil–gas-bearing Odoptinskaya.

Keywords: Sakhalin oil and gas basin; Sakhalin oil; physical and chemical characteristics; geochemical features; oil and gas content.

References

1. Galimov E.M. Izotopy ugleroda v neftegazovoi geologii [Carbon isotopes in petroleum geology]. Moscow, 1973.
2. Podkletnov N.E. Nefti Sakhalina [Sakhalin oil]. Moscow, Nauka Publ., 1967.
3. Kennet L. Finger Recognition of Middle Miocene Foraminifers in Highly Indurated Rocks of the Monterey Formation, Coastal Santa Maria Province, Central California – U.S. Geological survey bulletin 1995-L.