

УДК 553.98.061

DOI: 10.15372/ChUR2020236

Особенности физико-химических свойств и условий размещения глубокозалегающих трудноизвлекаемых нефтей

И. Г. ЯЦЕНКО

*Институт химии нефти СО РАН,
Томск (Россия)**E-mail: sric@ipc.tsc.ru*

Аннотация

Глубокопогруженные (ниже 4500 м) отложения углеводородов мало изучены, хотя размещены на всех континентах. Это замедляет освоение данных ресурсов. Анализ информации из базы данных Института химии нефти СО РАН по физико-химическим свойствам нефтей показал, что наибольшие запасы нефтяных ресурсов сосредоточены на глубинах до 3000 м. Установлены особенности изменения физико-химических свойств нефтей в зависимости от роста глубины залегания. Показано, что в разных нефтяных бассейнах плотность и вязкость нефтей снижается с глубиной. Содержание серы, смол и асфальтенов с глубиной сокращается, а содержание нефтяного газа и фракций с ростом глубины увеличивается. Проведен анализ условий залегания углеводородов на больших глубинах. Оценены перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений нефтегазоносных бассейнов России и Западной Сибири в частности.

Ключевые слова: глубокопогруженные отложения, нефтегазоносный бассейн, месторождения, база данных, физико-химические свойства, условия залегания, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн

ВВЕДЕНИЕ

Важные в теоретическом и практическом значении фундаментальные научные исследования связаны с проблемой глубокозалегающей нефти: обоснование возможности сохранения и обнаружения крупных скоплений нефти на глубинах более 4500 м. Задача поисков углеводородов в глубокозалегающих горизонтах особенно актуальна для увеличения сырьевой базы “старых” и развивающихся нефтегазодобывающих центров. Однако, несмотря на многолетние усилия, она до сих пор не находит своего решения в полном объеме.

Согласно [1–6], к трудноизвлекаемым относятся запасы нефтей, заключенные в геологически сложнопостроенных или глубокозалегающих пластах, либо представленные малоподвижной нефтью. Такие нефти характеризуются сравнительно низкими дебитами скважин, обусловленными низкой продуктивностью пластов,

неблагоприятными условиями залегания нефти (газонефтяные залежи, глубина более 4500 м и др.) или аномальными физико-химическими свойствами. Следовательно, глубокозалегающие месторождения нефти и газа относятся к трудноизвлекаемым ресурсам.

На основе статистического анализа информации из базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти Института химии нефти СО РАН (Томск), которая в настоящее время включает описания более 33 570 образцов нефтей из 6350 месторождений [7, 8], изучены закономерности изменения физико-химических свойств нефтей с ростом глубины залегания. Распределение информации в БД по глубинам представлено в табл. 1, где также указано количество нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и месторождений. Видно, что нефти малой и средней глубин представлены в БД выборкой с наибольшим объемом образцов, количество образцов глубокозалегающей нефти в БД на порядок

меньше, что свидетельствует об актуальности освоения углеводородных ресурсов малоизученных глубоких горизонтов [7].

Известно, что процесс истощения запасов легкодоступных нефтей с малой или средней глубиной залегания продолжается, поэтому одним из основных направлений прироста нефтедобычи в будущем рассматривается добыча глубокозалегающих нефтей.

Цель настоящей работы – изучение закономерностей изменения физико-химических свойств “глубоких нефтей” и условий их размещения с ростом глубины залегания.

ПРОСТРАНСТВЕННОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ

Глубокозалегающие нефти (более 4500 м) относятся к трудноизвлекаемым со сложными условиями залегания. В БД определено 469 образцов нефти, залегающих на глубине более 4500 м, из 215 месторождений 26 НГБ (см. табл. 1). Большое количество месторождений с такими нефтями находится в НГБ: Северо-Кавказском, Западно-Сибирском, Прикаспийском, Перт, Мексиканского залива и Таримском. Самыми глубокими скважинами отличаются следующие месторождения: Халахатанг (6640–7070 м), Туопутай (6400–6750 м) и Аидинг (6140–6330 м) Таримского бассейна, Медисин-Ривер (6300–6980 м) и Кроссфилд (6733 м) Западно-Канадского бассейна, Шах-Дениз (6500–6688 м) Южно-Каспийского бассейна, Гомес (6050–7022 м) и Линтерна (6560 м) Пермского бассейна, Малосса (6250 м) Андриатического НГБ и т. д. Уникальными и крупными по своим запасам являются следующие месторождения: Уренгойское и Самбургское (Западно-Сибирский НГБ), Тенгиз, Кашаган, Каламкас, Астраханское и Королевское (Прикаспийский НГБ), Бач-Хо (Вунг-Тау),

Шах-Дениз (Северо-Кавказский НГБ) и Пембина (Западно-Канадский НГБ).

В России залежи большой глубины характерны в основном для Западно-Сибирского и Северо-Кавказского НГБ – 33 и 35 месторождений соответственно, из которых выделяются Ханкальское (5800 м), Новолакское (5650 м), Андреевское (5600 м) и Самурское (5480 м) из Северо-Кавказского бассейна и Ен-Яхинское (8200 м), Мохтиковское (7600 м), Гыданское (7000 м), Геологическое (5750 м), Лукъявинское (5664 м), Уренгойское (5520 м), Нижнепурское (5500 м) и Самбургское (5480 м) из Западно-Сибирского НГБ. В Тимано-Печорском бассейне три месторождения (Восточно-Сарутаюское, Вуктыльское и Козлаюское) имеют скважины в интервале глубин 4520–5090 м. В Волго-Уральском НГБ два месторождения (Антиповско-Балыклейское и Зайкинское) отличаются глубинными скважинами.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ

Известно [7], что свойства нефти отличаются средними значениями в зависимости от вертикального размещению залежей (табл. 2). Так, наиболее тяжелые и вязкие нефти находятся в среднем на глубине до 1000 м, далее с ростом глубины проявляется тенденция уменьшения значений плотности и вязкости – до 0.8389 г/см³ на глубине до 4500 м и до 66 мм²/с (в 46 раз) соответственно. На малых глубинах нефти в основном сернистые, смолистые, среднеасфальтеновые, среднепарафинистые, с низким содержанием газа. При увеличении глубины до 4500 м наблюдается уменьшение содержания серы (в 3 раза), смол (в 2.4 раза) и асфальтенов (в 2 раза), но рост содержания парафинов (в 3 раза) и газосодержания (в 3.8 раз). Глубоководные нефти являются легкими, с повышенной вязкостью, с высоким содержанием парафинов, нефтяного газа, относятся к малосернистым, малосмолистым, малоасфальтеновым нефтям.

Физико-химические свойства глубокозалегающей нефти представлены в табл. 3, где показано, что в среднем глубокозалегающие нефти могут быть отнесены к легким нефтям, с повышенной вязкостью, парафинистым, малосернистым, малосмолистым, малоасфальтеновым, с высоким содержанием фракции с температурой начала кипения (н. к.) 200 °С и средним содержанием фракции н. к. 300 °С. Как видно из

ТАБЛИЦА 1

Распределение информации из базы данных Института химии нефти СО РАН (БД) по глубине залегания

Глубина залегания, м	Количество, шт.		
	образцов в БД	месторождений	нефтегазоносных бассейнов
0–1000	4238	1548	133
1000–2000	7110	2177	127
2000–3000	6731	1876	110
3000–4500	2491	897	68
Более 4500	469	215	26

ТАБЛИЦА 2

Физико-химические свойства нефти с разной глубиной залегания

Глубина залегания, м	Плотность, г/см ³	Вязкость при 20 °С, мм ² /с	Содержание, мас. %				Газосодержание
			Сера	Парафины	Смолы	Асфальтены	
0–1000	0.9016	3088.25	1.35	3.22	15.58	4.36	65.98
1000–2000	0.8658	310.84	1.39	4.66	12.85	3.67	78.03
2000–3000	0.8389	117.16	0.71	5.45	7.00	1.94	125.09
3000–4500	0.8373	66.39	0.44	9.94	6.43	1.94	253.43

табл. 2 и 3, для нефти ниже 4500 м сохраняются тенденции уменьшения плотности, содержания серы, смол и асфальтенов. Выявлено высокое газосодержание в этих нефтях [9–12], что является осложняющим фактором при нефтедобыче. По данным табл. 3, среднее значение пластовой температуры в зоне добычи с больших глубин выше 134 °С. По информации из БД, пределы изменения пластовой температуры – от 45 до 312 °С (месторождение Гудермесское, Северо-Кавказский НГБ), что в свою очередь может нести технологические проблемы добычи и угрозу возникновения экологических последствий добычи и освоения высокотемпературных глубокозалегающих нефтей. Пластовое давление глубоких горизонтов изменяется до 104 МПа (характерно для месторождений Северо-Кавказского НГБ), что также указывает на проблему технологий освоения данных ресурсов.

ТАБЛИЦА 3

Физико-химические свойства нефти с большой глубиной залегания

Физико-химические показатели	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см ³	204	0.8371
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	90	145.43
Содержание, мас. %:		
серы	142	0.47
парафинов	88	6.17
смол	81	5.99
асфальтенов	77	1.65
Фракция, мас. %:		
н. к. 200 °С	51	31.25
н. к. 300 °С	50	53.27
н. к. 350 °С	26	62.47
Газосодержание в нефти, м ³ /т	38	459.38
Условия залегания:		
Температура пласта, °С	154	134.06
Пластовое давление, МПа	138	63.09
Пористость коллектора, %	59	13.61
Проницаемость коллектора, мдм ²	78	0.11

В работе [13] на основе данных о мощности осадочного чехла НГБ (более 10 км), значительных остаточных ресурсах, высокой степени разведанности верхних (2000–4000 м) горизонтов разреза, наличии ловушек высокой емкости, существовании надежных покрышек, обеспечивающих изоляцию глубоких горизонтов, разработан критерий выбора наиболее перспективных бассейнов России и граничных территорий для поиска глубокозалегающих скоплений углеводородов. Установлено [13], что самым перспективным для поиска глубинных залежей является Прикаспийский НГБ, далее следуют Западно-Сибирский и Южно-Каспийский бассейны, затем Северо-Кавказский и Баренцево-морский, далее Тимано-Печорский, Охотский, Волго-Уральский, Северо-Крымский НГБ, замыкают ряд Лено-Тунгусский и Лено-Виллюйский бассейны.

Рассмотрим физико-химические свойства исследуемых “глубоких нефтей” для указанных перспективных НГБ с высоким потенциалом глубокозалегающих горизонтов – Прикаспийского, Северо-Кавказского и Южно-Каспийского.

ТАБЛИЦА 4

Физико-химические свойства глубокой нефти отдельных нефтегазоносных бассейнов (НГБ)

Физико-химические показатели	НГБ		
	Прикаспийский	Южно-Каспийский	Северо-Кавказский
Плотность, г/см ³	0.8217	0.8415	0.8154
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	268.24	20.66	0.99
Содержание, мас. %:			
серы	0.51	0.19	0.16
парафинов	4.08	9.10	7.72
смол	5.05	7.80	2.33
асфальтенов	1.07	1.66	0.38
Фракция, мас. %:			
н. к. 200 °С	33.11	21.36	29.50
н. к. 300 °С	51.73	39.16	59.36
н. к. 350 °С	60.80	57.40	60.44
Газосодержание в нефти, м ³ /т	422.76	–	398

го бассейнов (табл. 4). Видно, что свойства нефти различаются по средним значениям в разных НГБ. Так, нефти Северо-Кавказского бассейна наиболее легкие и маловязкие, отличаются наименьшим содержанием серы, смол и асфальтенов, но повышенным содержанием парафинов, что характерно и для глубинных нефтей Южно-Каспийского бассейна. Прикаспийские нефти, характеризующиеся повышенным содержанием фракционного состава и нефтяного газа, наиболее вязкие, но с меньшим содержанием парафинов.

Тимано-печорские и волго-уральские глубинные нефти отличаются от среднемировых (см. табл. 3) по содержанию асфальтенов (среднее значения 0.25 и 0.14 % соответственно, концентрация меньше в 6–11 раз) и смол (2.22 и 2.74 % соответственно, концентрация меньше в 2 раза).

УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Сложнопостроенные низкопроницаемые породы-коллекторы на больших глубинах малоизучены. Это замедляет освоение ресурсов нефти и газа глубокопогруженных отложений НГБ. Геологические факторы при формировании месторождений глубоких горизонтов остаются теми же, что и для образования скоплений углеводородов в верхних этажах пород на малой и средней глубине, – это наличия ловушки, пород-коллекторов, флюидоупоров, благоприятная геохимическая и гидрогеологическая характеристика разреза [14]. Однако с ростом глубины изменяются характеристики этих факторов. Причиной значительного различия геологических условий при увеличении глубины является, во-первых, существенное уплотнение пород на больших глубинах под воздействием гидростатического давления, что приводит к изменению структуры и текстуры пород, разрыву пластов и, в целом, к изменению строения. Повышенная тектоническая активность на больших глубинах, по сравнению с глубинами 2000–4000 м, также обуславливает существенное различие в строении пород-коллекторов и пород-флюидоупоров. Во-вторых, изменяется литологический состав пород. В результате с глубиной уменьшаются значения проницаемости и пустотности, при этом характер последней изменяется: из порового типа она превращается в трещинно-поровую, трещинно-

ТАБЛИЦА 5

Изменения условий залегания нефти с увеличением глубины

Глубина залегания, м	Температура пласта, °С	Давление пласта, МПа	Пористость, %	Проницаемость, мдм ²
0–1000	34.80	7.47	22.72	16.17
1000–2000	50.17	16.33	17.80	2.86
2000–3000	82.54	26.59	16.78	0.24
3000–4500	108.22	41.81	14.97	0.19
Более 4500	134.06	63.09	13.61	0.11

каверновую. В табл. 5 представлены средние значения пластовых температуры и давления, пористости и проницаемости коллекторов в зависимости от глубины залегания по сведениям из БД. Видно, что значительно увеличиваются средние значения пластовых температур (на порядок) и давления (в 8.5 раза), существенно снижаются значения пористости (в 1.6 раза) и проницаемости (на 2 порядка) коллекторов. Получено, что в рассматриваемой выборке “глубоких нефтей” палеозойские нефти составляют большинство – более 53 %, 1/3 нефтей залегает в мезозойских породах, около 14 % – в кайнозойских.

Таким образом, геологическое строение глубоких горизонтов претерпевает кардинальные изменения, в связи с чем традиционные методики прогнозной оценки ресурсов и проведения поисково-разведочных работ становятся малоэффективными.

ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИЕ НЕФТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Проблема освоения углеводородных ресурсов малоизученных глубоких горизонтов актуальна для Западной Сибири. В настоящее время в северных районах Западной Сибири, где расположены основные центры по добыче газа и нефти, поисково-разведочные работы сконцентрированы в интервале глубин 3000–4000 м. Промышленное освоение ресурсов углеводородов в этом глубинном интервале, относящемся еще к верхнему этажу нефтегазоносности, является технологически сложным, однако в научном и методическом отношении вопросов не вызывает. Здесь применимы методики и технологии, хорошо зарекомендовавшие себя при поисках и разведке традиционных месторождений нефти и газа.

Иное дело – глубокие горизонты. Как справедливо отмечено в [15], возникают вопросы:

“Оправдано ли сегодня вкладывать большие инвестиции в поиски, разведку и разработку коммерческих залежей нефти и газа в Западной Сибири на глубинах от 4500 до 7000 м и более, либо эту задачу оставить на будущее? Если “да”, то какие эффективные методики и технологии поисков, разведки и разработки следует предложить производству? Очевидно, что на больших глубинах коммерческий интерес могут представлять только достаточно крупные залежи нефти и газа, характеризующиеся большой плотностью запасов и стабильно высокими дебитами эксплуатационных скважин. Добытая товарная продукция должна окупить все инвестиционные затраты на поиски, разведку, разработку и риски”.

Как было сказано выше, в Западно-Сибирском НГБ выявлено 33 месторождения с глубокозалегающими нефтеносными пластами. По своим углеводородным запасам наиболее значимыми считаются месторождения Уренгойское, Самбургское и Комсомольское. Почти в равных долях нефти являются мезозойскими (юрские и триасовые) и палеозойскими (каменноугольные, девонские и силурийские). Установлено, что глубинные залежи характеризуются высокими пластовой температурой (в среднем 139,3 °С) и давлением (в среднем 78,7 МПа), что выше среднемировых показателей для глубинных нефтей и осложняет процессы их разработки и добычи.

Рассмотрим физико-химические свойства нефтей Западно-Сибирского НГБ, для которых выборки с малой (до 2000 м) и средней глубиной (2000–4500 м) составили 953 образца из 203 ме-

сторождений и 3845 образцов из 626 месторождений соответственно. Глубокозалегающие образцы в БД – это газовые залежи в количестве 56 образцов из 33 газовых месторождений бассейна; сведения о нефти на глубинах ниже 4500 м в БД отсутствуют. Как видно из табл. 6, свойства нефти отличаются средними значениями в зависимости от вертикального размещению залежей. Так, среднезалегающие нефти бассейна по сравнению с нефтью на глубинах, не превышающих 2000 м, – наиболее легкие, менее вязкие, с меньшим содержанием смол, с незначительным превышением содержания серы и асфальтенов, но более высоким содержанием парафинов (на 36 %), фракционного состава и нефтяного газа.

В настоящее время на территории Западной Сибири пробурено около 50 параметрических и поисково-разведочных скважин глубиной более 4500 м. Для огромной территории Западно-Сибирского бассейна это очень мало. Пробурено всего две сверхглубокие “научные” скважины: СГ-6 Тюменская (7502 м) и СГ-7 Ен-Яхинская (8250 м), обе – вблизи Уренгойского месторождения. Из этого следует, что в уникальном нефтегазоносном бассейне мира на глубине более 4500 м не открыто ни одного месторождения нефти промышленного значения. Укажем несколько причин.

Во-первых, слабая геолого-геофизическая изученность глубоких горизонтов, и потому отсутствие достоверной региональной геологической модели и адекватных представлений об особенностях нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов.

ТАБЛИЦА 6

Физико-химические свойства нефти с различной глубиной залегания Западно-Сибирского НГБ

Физико-химические показатели	Малая глубина залегания (до 2000 м)		Средняя глубина залегания (2000–4500 м)	
	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см ³	517	0,8531	2033	0,8373
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	163	28,76	764	17,68
Содержание, мас. %:				
серы	401	0,52	1694	0,61
парафинов	405	3,58	1480	4,87
смол	365	6,60	1328	5,84
асфальтенов	339	1,38	1136	1,48
Фракция, мас. %:				
н. к. 200 °С	65	24,46	384	25,41
н. к. 300 °С	71	43,14	375	45,82
н. к. 350 °С	39	49,91	164	56,07
Газосодержание в нефти, м ³ /т	145	113,56	810	120,02

ТАБЛИЦА 7

Перспективные палеозойские месторождения Западной Сибири

Месторождения	Регион
Арчинское, Верх-Тарское, Восточное, Герасимовское, Еллей-Игайское, Западно-Лугинецкое, Калиновое, Лугинецкое, Малоичское, Нижне-Табаганское, Останинское, Речное, Северо-Останинское, Северо-Калиновое, Селимхановское, Советское, Солоновское, Тамбаевское, Урманское, Фестивальное, Чкаловское, Южно-Табаганское, Южно-Тамбаевское	Томская область
Горелое, Ловинское, Северо-Варьеганское, Талинское, Тугиянское, Урьевское, Яхлинское	Ханты-Мансийский автономный округ
Бованенковское, Етыпурское, Заполярное, Комсомольское, Медвежье, Новопортовское, Северо-Уренгойское, Тазовское, Уренгойское, Юбилейное, Ямсовейское	Ямало-Ненецкий автономный округ

Во-вторых, причины технического и технологического характера, обусловленные неготовностью компаний к работе на больших глубинах в нормальном производственном цикле. В отличие от промышленно освоенных глубин верхних этажей, работать приходится в жестких условиях термобарического и напряженно-деформационного состояния глубоких недр, последствием чего является высокая аварийность, большие сроки строительства скважин, низкое качество опробований и испытаний.

В-третьих, несовершенство известных методик поисков и разведки залежей углеводородов, не адаптированных к условиям больших глубин. Повсеместно применяемые методические приемы поисков и разведки, разработанные для традиционных условий верхнего этажа нефтегазоносности, не учитывают специфику строения глубоких недр. В результате имеет место массовое неподтверждение бурением геологических моделей и прогнозных углеводородных ресурсов глубокопогруженных залежей [15].

Основные надежды увеличения нефтедобычи Западно-Сибирского бассейна возлагаются на палеозойские отложения [16–18]. Список некоторых месторождений с перспективными скоплениями углеводородов в палеозое приведен в табл. 7.

Подводя итог вышеизложенному, следует отметить необходимость масштабных работ по региональному изучению глубоких недр Западной Сибири. В качестве первоочередных объектов сверхглубокого параметрического бурения рекомендуются уникальные и крупнейшие месторождения: Ямбургское, Уренгойское, Заполярное, Утреннее и другие, где сейсмическими исследованиями выявлены и закартированы крупные перспективные комплексы. Для этого необходимы государственные программы “научного” сверхглубокого бурения. Например, в Томской области “Газпром нефть” запустила в

регионе проект “Палеозой” по освоению трудноизвлекаемых нефтей, в том числе и глубокозалегающих. Губернатор С. А. Жвачкин обратился в Минприроды РФ и Совет Федерации за поддержкой проекта и присвоением ему статуса национального [19].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В связи с сокращением запасов легкодоступных нефтей в мире наблюдается рост доли трудноизвлекаемых запасов в общем объеме добываемой нефти. В перспективе увеличения нефтедобычи особую роль будут играть глубокозалегающие ресурсы нефти и газа. В работе освещены особенности условий залегания и физико-химических свойств нефтей глубоких горизонтов с использованием базы данных по физико-химическим свойствам нефти, собранной в Институте химии нефти СО РАН. Для разработки перспективных территорий с глубинной нефтью необходимо учитывать особенности формирования месторождений в глубоких горизонтах нефтегазоносных бассейнов, химический и компонентный состав углеводородов. Рассмотренные проблемы и перспективы разработки скоплений углеводородов на больших глубинах в Западно-Сибирском бассейне обозначили необходимость принятия решений на государственном уровне.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН (проект V.46.2.3), финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Пуртова И. П., Вариченко А. И., Шгуров И. В. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. 2011. № 6. С. 21–26.

- 2 Ибраев В. И. Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей в Западной Сибири. Тюмень: Тюменский дом печати, 2006. 208 с.
- 3 Лисовский Н. Н., Халимов Э. М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестн. ЦКР Роснедра. 2009. № 6. С. 33–35.
- 4 Халимов Э. М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. № 11. С. 44–50.
- 5 Якуцени С. П. Распространенность углеводородного сырья, обогащенного тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. СПб.: Недра, 2005. 372 с.
- 6 Yashchenko I. G., Polishchuk Yu. M. Classification of poorly recoverable oils and analysis of their quality characteristics (reviews) // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2016. Vol. 52, No. 4. P. 434–444.
- 7 Яценко И. Г., Полищук Ю. М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / Под ред. А. А. Новикова. Томск: В-Спектр, 2014. 154 с.
- 8 Polishchuk Yu. M., Yashchenko I. G. Statistical analysis of regional variation in the chemical composition of Eurasian crude oils // Petroleum Chemistry. 2001. Vol. 41, No. 4. P. 247–251.
- 9 Запывалов Н. П. Геологические и экологические риски в разведке и добыче нефти // Георесурсы. 2013. № 3 (53). С. 3–5.
- 10 Яценко И. Г., Полищук Ю. М. Особенности физико-химических свойств трудноизвлекаемых видов нефти // Технологии нефти и газа. 2014. № 2. С. 3–10.
- 11 Yashchenko I. G. Specific features of the arctic hard-to-recover oil of Siberia // Chem. Sustain. Devel. 2019. Vol. 27, No. 1. P. 92–100.
- 12 Яценко И. Г. Глубокозалегающие трудноизвлекаемые нефти – закономерности размещения и физико-химические свойства // Вестн. Института геологии Коми научного центра УрО РАН. 2014. № 11 (239). С. 3–6.
- 13 Леонов Ю. Г., Волож Ю. А., Антипов М. П., Быкадоров В. А., Патина И. С., Лоджевская М. И. Нефть глубоких горизонтов осадочных бассейнов России и сопредельных стран // Мониторинг. Наука и технологии. 2015. № 4. С. 6–15.
- 14 Пуанова С. А., Шустер В. Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 2. С. 67–80.
- 15 Коротков Б. С., Симонов А. В. Перспективы поисков газа в глубоких горизонтах Западной Сибири // Вести газовой науки. Науч.-техн. сб. 2010. № 1 (4). С. 48–56.
- 16 Шустер В. Л., Дзюбло А. Д., Пуанова С. А., Самойлова А. В. Новые геолого-геохимические данные оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений севера Западной Сибири // Живые и биокосные системы. 2015. № 14. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.jbks.ru/archive/issue-14/article-2/> (дата обращения: 08.11.2019).
- 17 Трофимов В. А., Масагутов Р. Х. Новый подход к решению проблемы поисков нефти в рифей-вендском комплексе Восточно-Европейской платформы // Геология нефти и газа. 2012. № 2. С. 80–83.
- 18 Шустер В. Л., Дзюбло А. Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 2. С. 26–29.
- 19 РИА Томск. 23 октября 2019 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.riatomsk.ru/article/20191023/neftj-paleozoj-nalogi-sovet-federacii/> (дата обращения: 08.11.2019).