ГЕЕЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ

Ященко И.Г.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН), г. Томск

sric@ipc.tsc.ru

Объемы добычи и потребления нефти как наиболее технологичного и экологичного вида топливного сырья, неуклонно возрастают. Расширяются и области его промышленного использования, особенно в таких отраслях, как транспорт, полимерная нефтегазовая химия, металлургия и пр. Одновременно с ростом добычи нефти истощается наиболее качественная часть ее ресурсов. Включаются в разработку трудноизвлекаемые запасы, которые увеличивают экологические последствия при их добычи. В статье определены критерии отнесения нефтей к трудноизвлекаемым. С использованием базы данных по физико-химическим свойствам нефти проведен анализ пространственного распределения трудноизвлекаемых нефтей основных нефтегазоносных бассейнов мира, выявлены особенности физико-химических свойств, как нефтей с аномальными свойствами, так и нефтей в сложных условиях залегания (большая глубина, аномальные пластовые температуры, неблагоприятные коллекторы).

Введение

Как известно, более половины всех топливно-энергетических потребностей мира обеспечиваются нефтью и газом. Одновременно с ростом добычи нефти в мире прирост ее запасов уже длительное время не компенсируется, истощается наиболее качественная часть ее ресурсов, в частности наиболее легкие, маловязкие, малосернистые нефти. Включаются в разработку трудноизвлекаемые запасы с высокой плотностью, вязкостью, сернистостью и смолистостью. Это резко меняет не только технологические параметры нефтяного сырья с неблагоприятными свойствами, но и увеличивает экологические издержки при его освоении и усиливает негативное влияние на окружающую среду. Своевременное изучение физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей (ТИН) может предотвратить или хотя бы уменьшить эту нагрузку на окружающую среду, позволит своевременного принять защитные меры ещё на стадии выбора технологий добычи, транспортировки и переработки такого нефтяного сырья.

К трудноизвлекаемым относятся запасы нефтей, заключенные в геологически сложнопостроенных пластах и залежах или представленные малоподвижной нефтью (например, с высокой вязкостью, плотностью и высоким содержанием твердых парафинов). Они 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 (рис. 1) [1-6].

Основу анализа свойств ТИН составила выборка от 50 до 5000 образцов ТИН из базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти Института химии нефти СО РАН, которая в настоящее время включает описания 22180 образцов нефти. Более подробно данная информация представлена в табл. 1.

Таблица 1 - Количественная характеристика описаний трудноизвлекаемых нефтей в БД

Трудноизвлекаемые нефти		Объем выборки из БД	Количество нефтегазоносных бассейнов	Количество месторождений
Нефти с аномальными свойствами	Тяжелая (плотность более 0,88 г/см3)	5104	119	1725
	Вязкая (вязкость более 35 мм2/с при 20 0С)	2510	63	892
	Сернистая (содержание серы более 3	865	40	358

	%)			
	Смолистая (содержание смол более 13 %)	2030	52	702
	Парафинистая (содержание парафинов более 6 %)	2327	58	807
	С высокой газонасыщенностью (более 500 м3/т)	51	22	39
	С низкой газонасыщенностью (менее 200 м3/т)	2668	67	1090
	С высоким содержанием сероводорода (более 5%)	81	20	57
Нефти в сложных условиях залегания	В слабопроницаемых коллекторах (менее 0,05мдм2)	479	33	345
	В коллекторах с низкой пористостью (менее 8 %)	96	12	63
	Большие глубины залегания (более 4500 км)	407	25	206
	Пластовая температура выше 100 0С	839	47	438
	Пластовая температура ниже 20 0С	316	35	169

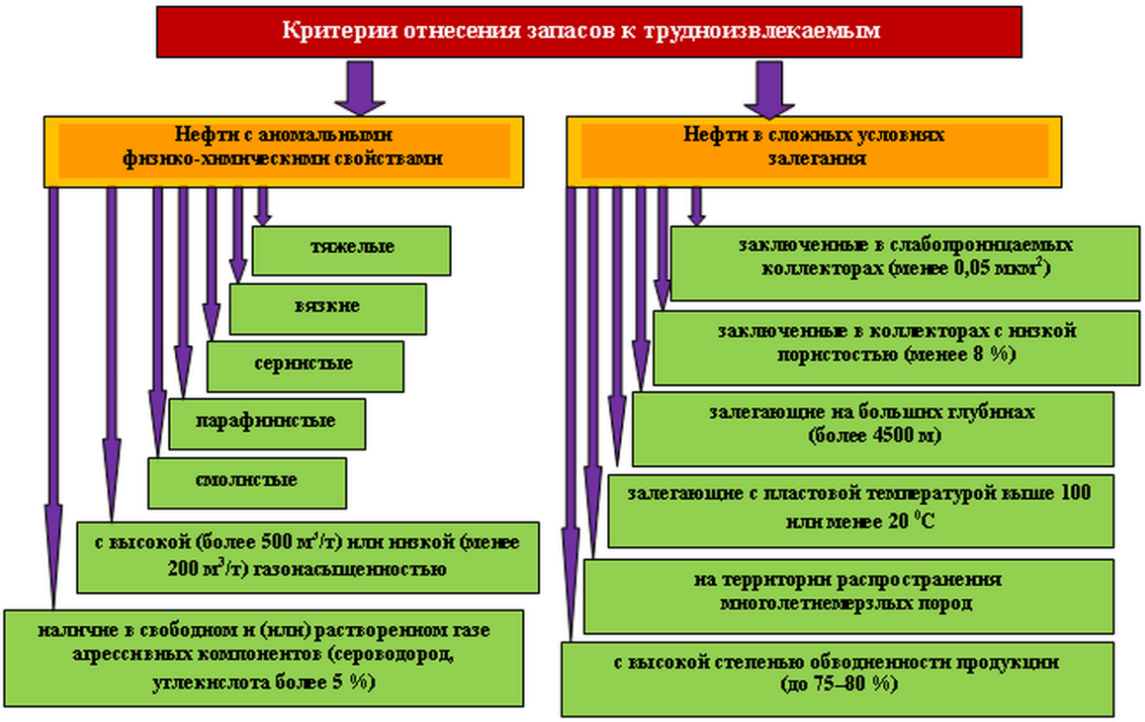

Рис. 1 - Основные критерии отнесения нефти к трудноизвлекаемой

Физико-химические свойства аномальных трудноизвлекаемых нефтей

Известно, что тяжелые и вязкие нефти обогащены тяжелыми элементами-примесями, многие из которых имеют ярко выраженные токсические свойства. Это резко меняет не только технологические параметры углеводородного сырья, но и увеличивает экологические издержки при его освоении. Установлено, что тяжелые нефти наиболее обогащены металлокомплексами, особенно ванадием и никелем. По экспертной оценке мировые потенциальные ресурсы ванадия в тяжелой нефти и битумах составляют примерно 125 млн. т, а извлекаемые попутно с нефтью – около 20 млн. т [7-11]. Сейчас ванадий и никель теряются при сжигании нефтепродуктов, нанося большой ущерб окружающей среде. Причем, по мере исчерпания запасов легкой нефти и перехода на массовую разработку

тяжелой нефти с высоким содержанием ванадия, никеля и других токсоопасных элементов, объемы металлокомплексов попутно извлекаемых с нефтью будут неизбежно возрастать и без соответствующих мер по их очистке для защиты окружающее среды осваивать их будет недопустимо.

Высокое содержание серы в нефти влияет как на технологию её освоения, транспорта, переработки и утилизации, так и на степень неблагоприятного воздействия на окружающую среду. Все это вынуждает технологов исследовать содержание серы в нефтях более детально. Высокое содержание смол в нефтях также является причиной технологических осложнений как при добыче и транспортировке нефти, так и в процессах их переработки, а именно, способствует образованию кокса в процессе нефтепереработки, что приводит к закоксовыванию поверхности катализаторов, вызывая большой экономический ущерб при нефтепереработке.

Известно, что в объеме добытой в России в 2006 г. нефти более 70 % составили нефти с высоким содержанием парафинов. Постоянное увеличение в общем объеме добываемой нефти доли парафинистых нефтей ставит перед нефтяниками ряд сложных технических проблем. Повышенное содержание парафинов приводит к образованию устойчивых трудноразрушаемых твердых фракций парафина, ухудшающих не только качество подготовки товарной нефти, но и степень очистки сточных вод, закачиваемых в пласт. Отложения парафинов в призабойной зоне пласта и на поверхности нефтепромыслового оборудования является одним из серьёзных осложнений при эксплуатации скважин и трубопроводного транспорта. Парафиновые отложения снижают фильтрационные характеристики пласта, закупоривают поры, уменьшают полезное сечение насосно-компрессорных труб и, как следствие, значительно осложняют добычу и транспортировку нефти, увеличивают расход электроэнергии при механизированном способе добычи, приводят к повышенному износу оборудования, что несет угрозу возникновения экологических последствий нефтеразливов.

Физико-химические свойства тяжелых, вязких, сернистых, парафинистых и смолистых нефтей представлены в табл. 2, из которой видно, что такие нефти относятся к вязким (особенно сернистые нефти), высокосмолистым и среднепарафинистым (за исключением парафинистых нефтей, которые являются высокопарафинистыми и малосернистыми), с низким содержанием фракций и газовым фактором. Газовый фактор аномальных нефтей изменяется от 22 до 104 м3/т, что также является одним из критериев ТИН (рис. 1). Пластовые температуры залежей изменяются от 34 до 72 0С.

Таблица 2 - Физико-химические свойства тяжелой, вязкой, сернистой, парафинистой и смолистой нефти

Физико-химические показатели	тяжелая	вязкая	сернистая	парафинистая	смолистая
Плотность, г/см3	0,9203	0,9144	0,9320	0,8494	0,8497
Вязкость при 20 0С, мм2/с	1866,12	2168,17	3361,37	99,38	38,76
Содержание серы, %	1,98	1,91	4,15	0,55	2,08
Содержание парафинов, %	3,91	4,21	3,89	12,98	4,73
Содержание смол, %	17,55	16,43	23,57	7,78	21,76
Содержание асфальтенов, %	5,15	4,70	8,40	1,89	5,62
Фракция н. к. 200 0С, %	12,35	12,84	13,74	20,63	15,42
Фракция н. к. 300 0С, %	28,46	29,01	28,66	40,42	30,81
Газосодержание в нефти, м3/т	38,16	25,56	22,36	104,47	43,32
Термобарические условия залегания					
Температура пласта, 0С	42,68	35,94	34,33	71,59	41,08
Пластовое давление, МПа	15,68	14,28	14,53	24,54	16,56

Как уже отмечалось на рис. 1, к трудноизвлекаемым нефтям относятся нефти с газовым фактором ниже 200 м3/т и выше 500 м3/т. Рассмотрим физико-химические свойства нефти с низким газосодержанием. Выборка таких нефтей составила 2668 образцов из 1090 месторождений 67 нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Отличаются большим количеством месторождений с низкой газонасыщенностью Волго-Уральский НГБ (ВУНГБ) - 398 месторождений, Западно-Сибирский НГБ (ЗСНГБ) - 171 месторождение, в Афгано-Таджикском, Северо-Кавказском и Тимано-Печорском (ТПНГБ) таких месторождений от 25 до 56. Физико-химические свойства рассматриваемых нефтей представлены в табл. 3, из которой видно, что нефти относятся к нефтям со средней плотностью, высоковязким, сернистым, среднепарафинистым, среднесмолистым и малоасфальтеновым, со средним содержанием фракций.

Нефтей с высоким газосодержанием (более 500 м3/т) в БД оказалось не очень много - всего 51 образец из 39 месторождений 22 НГБ (табл. 1). Они распределены по континентам следующим образом: 1 – в Африке, 10 – в Америке и остальные 11 – в Евразии. Больше всего месторождений с высоким содержанием газа находится в США - 19 месторождений, в России – 7 месторождений (Розовское в ВУНГБ, Варьеганское, Лугинецкое, Западно-Лугинецкое и Вынгаяхинское в ЗСНГБ и два месторождения Гудермесское и Хаян-Кортовское в Северо-Кавказском НГБ), Казахстане – 3 месторождения (Жанажол, Тенгиз и Новобогатинское). В табл. 3 показано, что такие нефти относятся к легким, маловязким, малосернистым, умеренно парафинистым, малосмолистым и малоасфальтеновым, с высоким содержанием фракций.

Таблица 3 - Физико-химические свойства нефти с различной газонасыщенностью

Физико-химические показатели	Нефти с низкой газонасыщенностью (менее 200 м3/т)		Нефти с высокой газонасыщенностью (более 500 м3/т)	
	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см3	2522	0,86	45	0,83
Вязкость при 20 0С, мм2/с	1659	181,84	7	3,09
Содержание серы, %	1877	1,29	38	0,36
Содержание парафинов, %	1719	5,63	12	6,25
Содержание смол, %	1399	10,71	12	7,94
Содержание асфальтенов, %	1427	2,80	10	2,48
Фракция н. к. 200 0С, %	214	24,66	3	35,10
Фракция н. к. 300 0С, %	212	42,86	2	52,80
Газосодержание в нефти, м3/т	2667	62,85	50	707,07
Термобарические условия залегания				
Температура пласта, 0С	2084	55,05	24	87,19
Пластовое давление, МПа	2130	19,75	21	27,17

Наличие в нефти химически агрессивного сернистого газа концентрацией более 5 % также осложняет добычу нефти, несет коррозийную нагрузку на оборудование, увеличивая тем самым экологическую опасность нефтедобычи, требуя применения специального оборудования при бурении скважин и добыче нефти. Сероводородной коррозии подвергаются как открытые поверхности металлов, так и находящиеся под слоем золовых отложений. Для сероводородной коррозии характерно образование язв на поверхности металла, растрескиваний, а также увеличение хрупкости металлов под действием выделяющегося водорода. Сероводородная коррозия влияет на внутренние поверхности нефтепроводов, как в тонком пленочном слое, адсорбированном на поверхности труб, так и в объеме электролита, образующегося в нижней части трубопровода из скапливающейся воды.

Довольно сильной сероводородной коррозии подвергаются днище и нижний пояс резервуаров, соприкасающиеся с отделяемой от нефти водой. В газовой фазе интенсивность сероводородной коррозии резервуара весьма велика, поэтому крыша и верхние внутренние части корпуса корродируются особенно сильно.

При совместной транспортировки нефти с высоким содержанием сернистого газа и воды в виде водонефтяной эмульсии термодинамические нарушения транспортной среды могут приводить к выделению сернистого газа из нефти и обогащению им попутных вод. В связи с этим возникает острая необходимость организации глубокой дегазации и деэмульсации нефти и глубокой очистки сточных вод с отводом газа в систему газосбора, а сточных вод - в систему технического водоснабжения, снизив интенсивность коррозийных процессов подземного и наземного нефтепромыслового оборудования и создав благоприятные условия для предотвращения экологических рисков [7, 12].

Таблица 4 - Физико-химические свойства нефти с высоким содержанием сернистого газа в нефти (более 5 %)

Физико-химические показатели	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см3	23	0,87
Вязкость при 20 0С, мм2/с	10	49,33
Содержание серы, %	19	2,18
Содержание парафинов, %	13	4,05
Содержание смол, %	12	14,56
Содержание асфальтенов, %	11	6,23
Фракция н. к.200 0С, %	2	24,90
Газосодержание в нефти, м3/т	15	109,97
Термобарические условия залегания		
Температура пласта, 0С	27	74,75
Пластовое давление, МПа	31	31,50

В БД образцов нефти с высоким содержанием сероводорода оказалось 81 из 57 месторождений 20 НГБ (табл. 1). Больше всего этих месторождений находится в России (24), Канаде (6), Казахстане и США (по 5 месторождений). Физико-химические свойства таких нефтей представлены в табл. 4, из которой видно, что они относятся к нефтям средней плотности и повышенной вязкости, сернистым, среднепарафинистым, среднеасфальтеновым и умеренно смолистым, с низкой газонасыщенностью.

Физико-химические свойства трудноизвлекаемой нефти в сложных условиях залегания

В перечень основных критериев выделения трудноизвлекаемых запасов нефтей входит аномальная пластовая температура - выше 100 °С либо ниже 20 °С [1, 3]. Знание значения пластовой температуры важно для экологической оценки свойств нефтей. Их поведение в приповерхностных условиях, т.е. в условиях температур, как правило, ниже 40 - 45 °С, остается сравнительно благоприятным - нефти мало растворимы, а следовательно, и мало миграционно-подвижны. Но если, к примеру, добыча высоковязких нефтей сопровождается применением парогенераторов, или методов подземного горения, экологическая ситуация резко меняется. Их растворимость в нарастающем ряду от метановых к нафтеновым и ароматике увеличивается, причем в 2 - 3 раза. К примеру, малорастворимые в воде при нормальных условиях бензол, толуол, бенз (а)-пирены, многие смоло-асфальтеновые фракции становятся растворимыми. Они выносятся с горячими водами из зоны добычи, загрязняя тем самым водоносные горизонты. Это же свойство нефтей растворяться в "горячих" пластовых водах (более 100 °С) особенно с минерализацией менее 100 г/л следует учитывать и при сбросе нефтяных пластовых вод, попадающих на поверхность при добыче нефти с больших глубин, обычно более 4000 м в бассейнах с высоким тепловым потоком [7].

В БД выделено 839 образцов нефти из 438 месторождения 47 НГБ, залегающих в пластах с "горячими" пластовыми водами (более 100 °С) (табл. 1). Больше всего залежей с высокой пластовой температурой на территории России находится в ЗСНГБ и Северо-Кавказском НГБ, недра которых характеризуются и самым высоким тепловым потоком [7, 13-16]. В этих

бассейнах пластовая температура может изменяться от 100 до 190 °С, например, в месторождениях Гудермесское, Эльдаровское, Бойчаровское, Северо-Малгобеское, Брагунское в Северо-Кавказском НГБ и Быстринское в ЗСНГБ. Высокотемпературные залежи месторождений (пластовая температура более 160 °С) находятся в бассейнах Мексиканский залив и Западный Внутренний в Северной Америке, в Восточно-Австралийском НГБ в Австралии, в Евразии - Амударьинском, Венском, Западно-Сибирском, Паннонском, Северо-Кавказском и Центрально-Европейском НГБ. Из табл. 5 следует, что нефти в высокотемпературных пластах являются легкими, со средней вязкостью, малосернистыми, малосмолистыми и малоасфальтеновыми, но умеренно парафинистыми.

Таблица 5 - Физико-химические свойства нефти с различной пластовой температурой

Физико-химические показатели	Нефти с высокой пластовой температурой (более 100 °С)		Нефти с низкой пластовой температурой (менее 20 °С)	
	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см3	432	0,8251	221	0,8855
Вязкость при 20 0С, мм2/с	155	12,03	165	12929,34
Содержание серы, %	237	0,36	137	1,46
Содержание парафинов, %	228	9,85	126	3,87
Содержание смол, %	214	5,36	112	14,52
Содержание асфальтенов, %	203	1,27	106	3,98
Фракция н. к. 200 0С, %	75	29,41	24	18,75
Фракция н. к. 300 0С, %	64	49,10	24	33,13
Газосодержание в нефти, м3/т	117	163,63	104	36,82
Термобарические условия залегания				
Температура пласта, 0С	838	119,40	318	15,37
Пластовое давление, МПа	665	38,31	267	10,04

Аномально низкая пластовая температура (ниже 20 °С) ведет к экологическим последствиям добычи нефти из-за низкой разницы между пластовой температурой и температурой застывания парафинов и смол в нефти. В БД образцов нефти, залегающих в пластах с низкой температурой, определено в количестве 316 из 169 месторождений 35 НГБ. Наибольшее число месторождений выявлено в ВУНГБ – 81, в Лено-Тунгусском бассейне – 10, по 7 месторождений в Западно-Канадском, Прикаспийском и ТПНГБ. Физико-химические свойства нефтей, залегающих в пластах с низкой температурой, представлены в табл. 5. В среднем эти нефти могут быть отнесены к нефтям с повышенной плотностью, сверхвязким, сернистым, среднепарафинистым, умеренно смолистым, среднеасфальтеновым и с низким газосодержанием в нефти.

Сравнение данных из табл. 5 показало, что свойства нефти сильно зависят от температурных условий залегания. Наилучшими качественными показателями обладают нефти в пластах с высокой пластовой температурой.

Глубокозалегающие нефти (более 4500 м) также относятся к трудноизвлекаемым нефтям (рис. 1). В БД таких нефтей оказалось 407 из 206 месторождений 25 НГБ. Наибольшее число НГБ с глубокозалегающими нефтями относится к Евразии (60 %), 5 бассейнов в Северной Америке, 4 - в Южной Америке и бассейн Перт в Австралии. Установлено, что в Северо-Кавказском бассейне таких месторождений 35, в ЗСНГБ - 33, в Прикаспийском - 18, по 16 месторождений в бассейнах Мексиканского залива и Таримском. Самые большие глубины залегания (более 7000 м) характерны для следующих западно-сибирских месторождений - Гыданское, Ен-Яхинское и Мохтиковское, в Западно-Канадском НГБ - это Гилби, Медисин-

Ривер, Кроссфилд, Вилесден-Грин и Ферриер, в Днепровско-Припятском НГБ - Шевченковское месторождение и для китайских месторождений Чутунг (Северо-Тайваньский НГБ) и Халахатанг (Таримский НГБ).

Физико-химические свойств приведены в табл. 6, где показано, что в среднем глубокозалегающие нефти могут быть отнесены к легким, с повышенной вязкостью, среднесернистым, среднепарафинистым, малосмолистым, малоасфальтеновым, с высоким содержанием фракции н. к. 200 0С и средним содержанием фракции н. к. 300 0С. Выявлено высокое газосодержание в этих нефтях. Как видно из табл. 6, в среднем пластовая температура в зоне добычи с больших глубин выше 120 °С, что может нести угрозу возникновения экологических последствий добычи и освоения высокотемпературных нефтей, как было сказано выше.

Таблица 6 - Физико-химические свойства нефти с большой глубиной залегания (более 4500 м)

Физико-химические показатели	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см3	183	0,8363
Вязкость при 20 0С, мм2/с	78	70,84
Содержание серы, %	123	0,50
Содержание парафинов, %	80	7,49
Содержание смол, %	70	5,42
Содержание асфальтенов, %	74	1,69
Фракция н. к. 200 0С, %	60	31,31
Фракция н. к. 300 0С, %	41	48,21
Газосодержание в нефти, м3/т	14	301,75
Термобарические условия залегания		
Температура пласта, 0С	84	120,33
Пластовое давление, МПа	85	68,30

Трудноизвлекаемыми нефтями в соответствии с рис. 1 считаются нефти, заключенные в неблагоприятных коллекторах, к которым относятся слабопроницаемые (проницаемость менее 0,05 мкм2) и низкопористые (пористость менее 8 %) [1, 3].

Рассмотрим физико-химические свойства ТИН в слабопроницаемых коллекторах. В БД образцов нефти, залегающих в слабопроницаемых коллекторах, определено в количестве 479 из 345 месторождений 33 НГБ (табл. 1). В России низкая проницаемость неблагоприятных коллекторов является одним из основных геологических факторов, осложняющим эффективную добычу. Именно проблемы низкой проницаемости сдерживают освоения ряда месторождений Ханты-Мансийской впадины в Западной Сибири, а также продуктивного рифея Юрубчено-Тохомской зоны Лено-Тунгусского бассейна. Наибольшее число месторождений с неблагоприятными коллекторами выявлено в ВУНГБ – 118, в Пермском бассейне (Северная Америка) – 57, в ЗСНГБ - 27, в Северо-Кавказском - 26, ТПНГБ - 25, в Уиллистонском и Западно-Канадском (Северная Америка) - 13 и 12 месторождений соответственно. По нашим данным в России самые слабопроницаемые коллектора находятся в Тимано-Печорском (Ярегское, Джьерское, Западно-Тэбукское, Хосолтинское, Василковское, Кумжинское и др.), Северо-Кавказском (Джигинское), Западно-Сибирском (Заозерное и Ново-Аганское), Волго-Уральском (Малышевское), Лено-Вилюйском (Средне-Вилюйское) и Прикаспийском (Астраханское) бассейнах. Физико-химические свойства нефтей, залегающих в коллекторах с низкой проницаемостью, представлены в табл. 7. В среднем эти нефти могут быть отнесены к нефтям со средней плотностью, сверхвязким, сернистым, среднепарафинистым, среднесмолистым, среднеасфальтеновым, с высоким содержанием фракции н. к. 200 0С и средним содержанием фракции н. к. 300 0С и с низким газосодержанием в нефти.

Таблица 7 - Физико-химические свойства нефти, залегающих в неблагоприятных коллекторах

Физико-химические показатели	Нефти, залегающих в коллекторах с низкой проницаемостью (менее 0,05 мкм2)		Нефти, залегающих в коллекторах с низкой пористостью (менее 8 %)	
	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение
Плотность, г/см3	443	0,8712	86	0,8603
Вязкость при 20 0С, мм2/с	404	1597,91	80	6590,91
Содержание серы, %	86	1,19	17	1,41
Содержание парафинов, %	79	4,41	13	3,21
Содержание смол, %	52	10,17	7	8,20
Содержание асфальтенов, %	40	3,54	7	1,96
Фракция н. к. 200 0С, %	17	39,79	5	28,72
Фракция н. к. 300 0С, %	11	48,92	5	51,76
Газосодержание в нефти, м3/т	78	47,84	17	107,43
Термобарические условия залегания				
Температура пласта, 0С	258	52,93	60	67,62
Пластовое давление, МПа	117	18,25	43	18,67

Рассмотрим физико-химические свойства ТИН в низкопористых коллекторах (пористость менее 8 %). В БД находится 95 образцов из таких коллекторов 63 месторождений 12 бассейнов на территориях Венесуэлы, Италии, Канады, Китая, России и США. Наибольшее число месторождений с коллекторами низкой пористости выявлено в ВУНГБ – 21, в Западно-Канадском бассейне таких месторождений 16, в Пермском - 8, по 4 месторождения в Северо-Кавказском и Тимано-Печорском бассейнах. Очень низкой пористостью коллекторов отличаются месторождения ВУНГБ (Бузовьязовское, Нагорное, Ерсубайкинское), Северо-Кавказского (Благовещенское, Джигинское, Ключевское), ЗСНГБ (Мыльджинское и Средне-Итурское) и Западно-Канадского (Джофре) бассейнов. Физико-химические свойства нефтей, залегающих в коллекторах с низкой поористостью, представлены в табл. 7. В среднем эти нефти могут быть отнесены к нефтям со средней плотностью, сверхвязким, сернистым, среднепарафинистым, среднесмолистым, среднеасфальтеновым, с высоким содержанием фракции н. к. 200 0С и средним содержанием фракции н. к. 300 0С и с низким газосодержанием в нефти.

В заключение можно сказать, что в связи с сокращением запасов легкодоступных нефтей в мире наблюдается рост доли трудноизвлекаемых запасов в общем объеме добываемой нефти, что в свою очередь ведет к усилению их негативного влияния на окружающую среду при добычи, транспортировке и переработке. В статье определены критерии отнесения нефтей к трудноизвлекаемым нефтям. С использованием базы данных по физико-химическим свойствам нефти проведен анализ пространственного распределения трудноизвлекаемых нефтей основных нефтегазоносных бассейнов мира, выявлены особенности физико-химических свойств, как нефтей с аномальными свойствами, так и нефтей в сложных условиях залегания (большая глубина, аномальные пластовые температуры, неблагоприятные коллекторы).

Данные исследования могут использованы для прогноза ареалов планетарного распространения месторождений с трудноизвлекаемыми нефтями в России и основных нефтегазоносных бассейнах мира и определения основ стратегии превентивной защиты окружающей среды при освоении ТИН. Полученные результаты могут быть использованы при разработке новых экологически безопасных и усовершенствовании существующих

методов и технологий нефтедобычи, транспортировки нефтей с аномальными физико-химическими свойствами, а также при решении других задач нефтяной отрасли.

Литература

1. *Пуртова И.П., Вариченко А.И., Шпуров 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: ОАО "Тюменский дом печати", 2006. - 208 с.
3. *Лисовский Н.Н., Халимов Э.М.* О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. - 2009. - № 6. - С. 33-35.
4. *Халимов Э.М.* Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений. Избранные труды (1958-2000 гг.). - М.: ИГиРГИ, 2001. - 656 с.
5. *Халимов Э.М.* Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. - № 11. – С. 44-50.
6. *Лукьянов Э.Г., Тренин Ю.А., Деревягин А.А.* Достоверность геолого-геофизической информации для оценки извлекаемых (рентабельных) запасов нефти // Нефтегазовое дело. - 2008. - № 1. - http://www.ogbus.ru/authors/Lukyanov/Lukyanov_1.pdf.
7. *Якуцени С.П.* Распространенность углеводородного сырья, обогащенного тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. – Спб.: Изд-во «Недра», 2005. – 372 с.
8. *Ященко И.Г.* Тяжелые ванадиевоносные нефти России // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 1. Науки о Земле. – С. 105-111.
9. *Ященко И.Г.* Ресурсы тяжелых нефтей мира и сравнительный анализ их физико-химических свойств // Экспозиция Нефть Газ. - 2012. - № 5 (23). - С. 47-53.
10. *Ященко И.Г.* О металлоносности тяжелой нефти России // Нефть. Газ. Новации. – 2012. - № 8. – С. 11-16.
11. *Ященко И.Г.* Токсоопасные тяжелые нефти России: региональные и качественные особенности // Экологический вестник России. - 2013. - № 6. - С. 26-33.
12. *Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж., Муллаев Б.Т. и др.* Глубокая очистка сточных вод, закачиваемых в продуктивные пласты - непременное условие повышения их нефтеотдачи // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Материалы IV Международного научного симпозиума, 18-19 сентября 2013 г., г. Москва. - В 2 т. - Т. 2. - М.: ОАО "Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт", 2013. - С. 143-151.
13. *Полищук Ю.М., Ященко И.Г.* Изучение связи свойств нефтей с геотермическими характеристиками нефтеносных территорий // Вестник СВНЦ ДВО РАН. – 2005. - № 3. – С. 26 – 34.
14. *Ященко И.Г.* Взаимосвязь свойств вязких нефтей и уровня теплового потока на территориях Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 311. - № 1. Науки о Земле. – С. 73 – 76.
15. *Полищук Ю.М., Ященко И.Г.* Анализ статистической зависимости химического состава нефтей от уровня теплового потока на нефтеносных территориях России // Геология нефти и газа. – 2007. - № 4. – С. 39 – 42.

16. *Ященко И.Г., Полищук Ю.М.* Взаимосвязь свойств тяжелых нефтей и уровня теплового потока на территориях Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. - № 1. Науки о Земле. – С. 59 – 63.