

УДК 553.982

DOI: 10.15372/ChUR2023462

EDN: XJSUMV

Физико-химические и реологические свойства вязких парафинистых нефтей

И. Г. ЯЦЕНКО

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

Аннотация

Исследованы физико-химические свойства трудноизвлекаемых вязких нефтей с высоким содержанием парафинов на основе анализа информации из базы данных о свойствах нефти, созданной в Институте химии нефти СО РАН (Томск). Установлено, что на территории Евразии наибольшими запасами вязких парафинистых нефтей (ВПН) отличается Россия, где почти 3/4 запасов сосредоточено в Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне. Проведен анализ особенностей свойств данных нефтей при различных условиях их залегания. Показано, что ВПН в большей степени приурочены к терригенным породам, в которых запасов больше в 4.6 раз по сравнению с запасами в карбонатных пластах. Рассмотрены физико-химические свойства ВПН в продуктивных пластах, различающихся проницаемостью и пористостью. Установлено, что при высокой проницаемости пластов ВПН характеризуются повышенной плотностью (нефти становятся тяжелыми), увеличиваются коксуемость, содержание серы и смол, уменьшаются содержание парафинов и газовый фактор. Вязкие парафинистые нефти в коллекторах с разной проницаемостью обладают положительной температурой застывания и характеризуются низким газосодержанием. В средне- и высокопористых пластах ВПН являются тяжелыми, сернистыми, среднемолистыми и среднеасфальтеновыми, с низким газосодержанием. Показано, что в высокопроницаемых и высокопористых коллекторах содержание парафинов в ВПН минимальное, и наоборот, в низкопроницаемых и низкопористых коллекторах содержание парафинов в нефти наибольшее. Выявлены свойства высокозастывающих ВПН, которые значительно различаются со свойствами нефтей с отрицательной температурой застывания. Высокозастывающие ВПН отличаются от низкозастывающих нефтей средней плотностью (низкозастывающие нефти являются тяжелыми), но очень высокой вязкостью; более высоким содержанием парафинов и кислорода, но меньшим содержанием смол, асфальтенов, серы (почти вдвое) и азота; газовый фактор выше на 81 %.

Ключевые слова: вязкая парафинистая нефть, физико-химические свойства, карбонатный и терригенный коллектор, пористость, проницаемость

ВВЕДЕНИЕ

Одна из наиболее важных тенденций в нефтедобывающей отрасли – необходимый переход к освоению трудноизвлекаемых запасов нефти из-за снижения объемов добычи нефти средней и малой вязкости. Распространенными видами трудноизвлекаемой нефти являются вязкие, парафинистые и вязкие парафинистые нефти [1–4]. Месторождения с вязкой нефтью или с повышенным содержанием пара-

фина в нефти широко распространены во всем мире [5–7]. Однако запасы вязкой парафинистой нефти (ВПН) сосредоточены в основном в Евразии, и Россия обладает абсолютным большинством таких запасов. Для нашей страны вопросы, касающиеся освоения и разработки месторождений с ВПН, крайне актуальны, особенно для регионов, в которых углеводороды добываются уже на истощенных месторождениях, и новых центров нефтедобычи. В России происходит смещение нефтедобычи в регионы, нахо-

дящиеся в сложных географических (Восточная Сибирь, Дальний Восток, морской шельф), климатических (Арктическая зона Российской Федерации) и геологических (малые запасы, большая глубина залегания и т. д.) условиях [8–13], или в регионы совмещения разных факторов, например, добыча углеводородов на шельфе Северного Ледовитого океана [8, 10]. Перечисленные регионы обладают огромными запасами трудноизвлекаемой нефти [9, 11]. Кроме того, эти регионы исключительно неустойчивы с экологической точки зрения, что может стать причиной огромного ущерба для экологии в случае техногенной катастрофы [12–14]. Все эти факторы в совокупности предъявляют повышенные требования к изучению физико-химических свойств добываемой нефти, условий залегания продуктивных пластов, литологических, фильтрационных коллекторских характеристик, особенно для такого типа трудноизвлекаемой нефти, как ВПН.

Добыча и транспорт ВПН осложнены многими проблемами, в том числе интенсивным образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в призабойной зоне продуктивного пласта, внутрискважинном и наземном оборудовании [5, 15–17]. Как известно, большинство ВПН по своим реологическим свойствам относятся к неньютоновским жидкостям. В недрах земли под давлением и при высокой пластовой температуре нефть по своим характеристикам близка к ньютоновской жидкости, независимо от концентраций парафина, смол и асфальтенов. При добыче нефть ближе к поверхности остывает и переходит в состояние со сложными реологическими свойствами, что сопровождается оседанием парафинов на оборудовании [17]. Нефти с высокой вязкостью обладают сложными реологическими свойствами непосредственно в продуктивных пластах месторождений.

В литературе недостаточно освещены вопросы о закономерностях изменений свойств ВПН в различных пластовых условиях. В связи с этим цель настоящей работы – анализ запасов, условий залегания и физико-химических свойств ВПН с использованием информации из базы данных (БД) Института химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН, Томск) по физико-химическим свойствам нефти.

МЕТОДЫ И ХАРАКТЕРИСТИКА ДАННЫХ

Методологическую базу исследования представляют статистические методы анализа информации: сравнительный и корреляционно-

регрессионный. Для изучения пространственного распределения ВПН применялась созданная в ИХН СО РАН геоинформационная система (ГИС) на базе ArcGis 10.8 “Трудноизвлекаемые нефти мира”, перспективная для изучения пространственных, временных, геологических, термобарических, литологических и других закономерностей изменения физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей и условий их залегания на территориях различного масштаба – от континентов до регионального уровня. Предложенная ГИС способна выявлять районы преимущественной локализации трудноизвлекаемых нефтей различного типа и уточнять прогнозы их качества.

Исследования проведены на основе информации из БД по физико-химическим свойствам нефтей мира [18, 19], в которой в настоящее время содержатся информационные описания более 40 750 образцов нефти из 6749 месторождений 195 нефтегазоносных бассейнов (НГБ) на разных континентах. Объектом исследования является вязкая нефть (вязкостью 35 мм²/с и выше при 20 °С) с высоким содержанием парафинов (более 6 мас. %), которую в соответствии с классификацией нефтей [18, 19] будем далее называть вязкой парафинистой нефтью (ВПН).

Для проведения исследования особенностей свойств ВПН на основе информации из указанной выше БД сформирована выборка в количестве 244 образцов ВПН из 157 месторождений 24 НГБ Евразии.

Всего в России установлено 93 месторождения с ВПН (это почти 59 % евразийских месторождений с ВПН) из 7 НГБ: Волго-Уральского, Енисейско-Анабарского, Западно-Сибирского, Лено-Тунгусского, Прикаспийского (Россия), Северо-Кавказского (Россия) и Тимано-Печорского. Следующую позицию по количеству месторождений с ВПН занимает Казахстан, выявлено 17 месторождений из Прикаспийского и Северо-Кавказского НГБ. В Азербайджане установлено 7 месторождений, в Туркменистане – 6 месторождений, в Белоруссии и Китае – по 5 месторождений, в Монголии, Таджикистане и Узбекистане – по 4 месторождения и т. д. В России больше всего месторождений с ВПН расположено в Волго-Уральском НГБ – 48 месторождений, которые в основном находятся в центральной части бассейна. В Тимано-Печорском НГБ – 18 месторождений, они находятся в восточной части бассейна, причем 15 месторождений являются арктическими. В Западно-Сибирском НГБ установлено 17 месторождений, 14 из них находятся в Томской области, Ново-

ТАБЛИЦА 1

Распределение месторождений с вязкой парафинистой нефтью по нефтегазоносным бассейнам

Нефтегазоносный бассейн	Нефтегазоносная область	Количество месторождений (название)	Страна
Амударьинский	Мургабская	1 (Шарапли)	Туркменистан
	Бухарская	1 (Западный Ташлы)	Узбекистан
Афгано-Таджикский	Сурхан-Вахшская	2 (Бештентяк, Шаамбары)	Таджикистан
	Ферганская	3 (Шорсу-IV, Северный Сох, Шарихан-Ходжаабат)	Узбекистан
	Ферганская	2 (Айритан, Рават)	Таджикистан
Волго-Уральский	Ферганская	3 (Майлису-III, Киргизское, Тогап)	Киргизия
	Бузулукская	7	Россия
	Верхнекамская	5	Россия
	Мелекесско-Абдулинская	12	Россия
	Нижневолжская	1 (Степновское)	Россия
	Пермско-Башкирская	6	Россия
	Средневолжская	5	Россия
	Татарская	11	Россия
Восточно-Гобийский	Уфимско-Оренбургская	1 (Уршакское)	Россия
	–	2 (Зуунбаян, Цагаан-Элс)	Монголия
Днепровско-Припятский	Днепровско-Донецкая	1 (Бугреватовское)	Украина
	Припятская	5	Белоруссия
Енисейско-Анабарский	Енисей-Хатангская	1 (Хабейское)	Россия
Желтоморский	–	1 (Каоше)	Китай
Западно-Сибирский	Васюганская	6	Россия
	Каймысовская	8	Россия
	Надым-Пурская	1 (Северо-Варьеганское)	Россия
	Приуральская	1 (Южно-Толумское)	Россия
	Ямальская	1 (Новопортовское)	Россия
	Предкарпатская	1 (Оров-Уличнянское)	Украина
Карпатский	–	1 (Иреляхское)	Россия
Лено-Тунгусский	Непско-Ботубинская	1 (Буньяни, Мрамор-Будо)	Хорватия
Паннонский	–	1 (Аль-Райян)	Катар
Персидского залива	–	1 (Лаоцзюньмяо)	Китай
Прикаспийский	–	1 (Астраханское)	Россия
	Астраханско-Калмыкская	1 (Астраханское)	Россия
	Волгоградско-Карачаганакская	2 (Дарьинское, Карачаганак)	Казахстан
	Енбекско-Жаркамысская	1 (Акжар)	Казахстан
	Эмбинско-Бузачинская	3 (Каламкас, Котыртас Северный, Уртатау-Сарыбулак)	Казахстан
Рейнский	Южно-Эмбинская	1 (Равнинное)	Казахстан
	–	1 (Ландау)	Германия
Северо-Кавказский	–	1 (Ландау)	Германия
	Восточно-Предкавказская	2 (Правобережное, Южно-Сухокумское)	Россия
	Индоло-Кубанская	2 (Абино-Украинское, Хадыженское)	Россия
	Терско-Каспийская	2 (Берикей, Малгобек-Горское)	Россия
Северо-Яванский	Южно-Мангышлакская	8	Казахстан
	–	1 (Синта)	Индонезия
Сунляо	–	3 (Фуларти, Муто, Хонганг)	Китай
Тамцагско-Хайларский	–	2 (Тамсагбулагское, Тосон-Уул)	Монголия
Таримский	–	1 (Янгнер)	Китай
Тимано-Печорский	–	1 (Янгнер)	Китай
	Варандей-Адзвинская	4	Россия
	Печора-Колвинская	4	Россия
Туранский	Хорейверская	10	Россия
	Южно-Тургайская	2 (Ащисай, Бектас)	Казахстан

Таблица 1 (Окончание)

Нефтегазоносный бассейн	Нефтегазоносная область	Количество месторождений (название)	Страна
Центрально-Европейский	–	1 (Икринг)	Великобритания
	–	1 (Эмлиххайм)	Германия
Южно-Каспийский	Апшероно-Прибалханская	2	Азербайджан
	Апшероно-Прибалханская	5	Туркменистан
	Кобыстано-Курунская	5	Азербайджан

портовское – в Ямало-Ненецком автономном округе, Северо-Варьеганское и Южно-Толумское месторождения – в Ханты-Мансийском автономном округе. Распределение месторождений с ВПН по бассейнам и странам представлено в табл. 1.

Рассмотрен ресурсный потенциал ВПН различных стран Евразии. Распределение в БД количества образцов ВПН, месторождений и их запасов показало, что наибольшее количество образцов (58 %), месторождений (58 %) и запасов ВПН (71 % общих запасов ВПН) сосредоточено в России. Уникальными по запасам российскими месторождениями являются следующие: Ромашкинское, Ново-Елховское, Арланское из Волго-Уральского НГБ, Астраханское из Прикаспийского НГБ (российская территория), Усинское из Тимано-Печорского НГБ, Новопортовское Западно-Сибирского НГБ. Значительными запасами ВПН обладает Казахстан (рис. 1), уникальные по запасам месторождения – Карачаганак, Узень, Каламкас и Жетыбай.

Наибольшие запасы российских ВПН сосредоточены на территории Волго-Уральского НГБ (более 73 % всех российских запасов, рис. 2). В бассейне сосредоточено 7 уникальных и крупных по запасам месторождений; уникальные месторождения указаны выше, а крупные – Чу-

тырско-Киенгопское, Радаевское, Нурлатское и Якушнинское. Основные запасы ВПН Тимано-Печорского НГБ сосредоточены в 3 месторождениях – Усинское, Харьягинское и Хасырейское. В Западно-Сибирском НГБ отличаются по запасам Новопортовское (уникальное) и крупные – Майское и Фестивальное (Томская область) месторождения. В Лено-Тунгусском НГБ можно выделить крупное месторождение – Иреляхское.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Пространственное распределение вязких парафинистых нефтей

Исследования по распространению нефти в различных стратиграфических комплексах показывают, что ВПН залегают в широком диапазоне – от силурийской системы палеозойских отложений до плиоцена кайнозойской эратемы [16]. Наибольшее количество ВПН и их запасов сосредоточено в палеозойских отложениях (53 и 76 % соответственно, рис. 3, а). Большинство образцов относится к девонской и каменноугольной системам. Наибольшее количество палеозойских ВПН сосредоточено в Волго-Уральском НГБ – 37 образцов, в Днепровско-Припятском бассейне – 12 образцов, по 9 образцов па-



Рис. 1. Распределение запасов вязких парафинистых нефтей по странам Евразии.

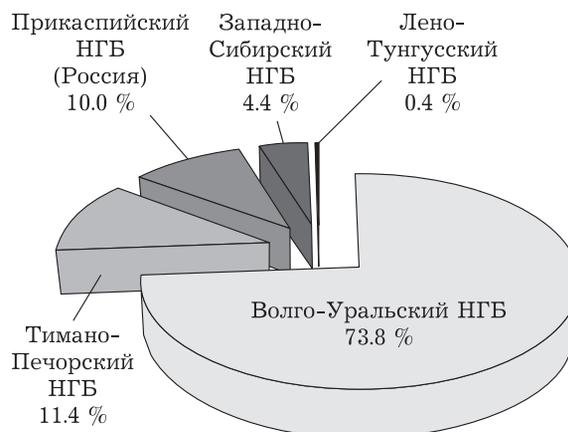


Рис. 2. Распределение запасов вязких парафинистых нефтей по нефтегазоносным бассейнам России.

леозойских ВПН находится в Западно-Сибирском и Тимано-Печерском НГБ. Всего доля российских ВПН составила 77 % общего количества образцов в палеозое. По количеству мезозойских ВПН отличаются Западно-Сибирский НГБ (13 образцов) и Северо-Кавказский НГБ (7 образцов). Доля российских мезозойских ВПН составила почти 45 % всей выборки образцов из мезозойских отложений. Наибольшее количество кайнозойских образцов ВПН находится в Южно-Каспийском (14 образцов) и Северо-Кавказском (5 образцов) бассейнах. Доля России здесь мала – всего чуть более 8 %.

Как видно из рис. 3, а, запасы палеозойских отложений самые высокие, выделяются по своим запасам следующие месторождения: Карачаганак (Прикаспийский НГБ), Усинское и Хасырейское (Тимано-Печерский НГБ), Радаевское и Якушкинское (Волго-Уральский НГБ), Фестивальное (Западно-Сибирский НГБ), Осташковичское (Днепровско-Припятский НГБ) и Иреляхское месторождение (Лено-Тунгусский НГБ). Запасы мезозойских пластов с ВПН почти в 4 раза меньше палеозойских запасов; крупными запасами мезозойских ВПН обладают Новопортовское, Фестивальное и Майское месторождения (Западно-Сибирский НГБ), Тамсагбулакское (Монголия), Жетыбай (Северо-Кавказский НГБ). Запасы кайнозойских отложений наименьшие – более чем в 10 раз меньше палеозойских запасов, крупными месторождениями являются Малгобек-Горское Северо-Кавказского бассейна и два месторождения Южно-Каспийского бассейна – Небит-Даг и Кумдаг (Туркменистан).

Распределение количества образцов ВПН по глубине (см. рис. 3, б) показало, что нефти находятся в широком диапазоне глубин залегания – от 200 до 5500 м, наибольшее количество образцов находится на глубинах 1000–2000 м (34 % всех образцов). Установлено, что на малых глубинах (0–1000 м) количество российских ВПН равно 23 %, на средних глубинах (1000–3000 м) доля российских ВПН составила более 34 %, причем на глубине 1000–2000 м – это в основном волго-уральские нефти, а в интервале 2000–3000 м – западно-сибирские нефти. На глубине от 3000 до 4000 м доля российских ВПН исчисляется уже 40 %, в большинстве случаев из Западно-Сибирского НГБ. В России нет образцов глубокозалегающих (более 4500 м) ВПН, они сосредоточены в Прикаспийском (Казахстан) и Южно-Каспийском (Азербайджан) НГБ.

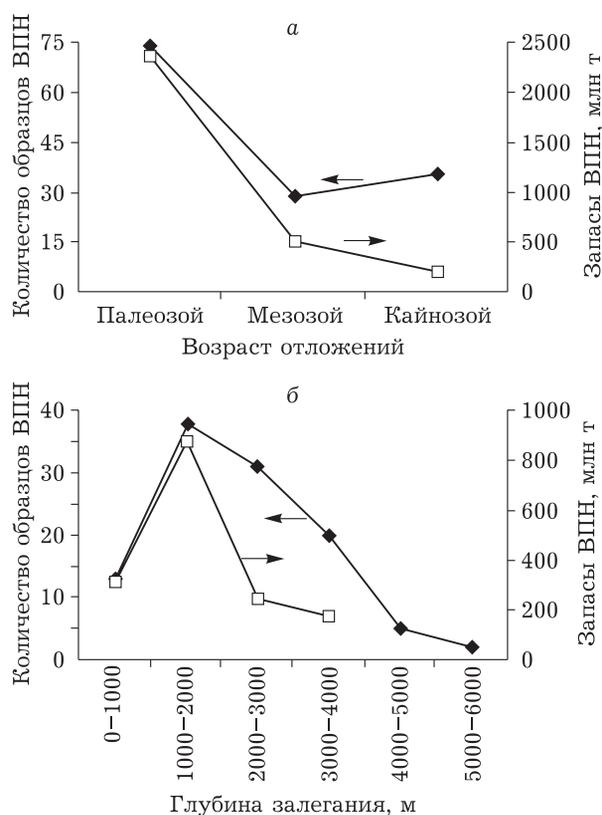


Рис. 3. Зависимость количества и запасов вязких парафинистых нефтей (ВПН) от возраста отложений (а) и глубины залегания (б).

Максимальные запасы ВПН выявлены на глубине 1000–2000 м (см. рис. 3, б), доля их составила 30 %, по крупности запасов выделяются следующие месторождения: Усинское (Тимано-Печерский НГБ), Жетыбай (Северо-Кавказский бассейн) и Радаевское (Волго-Уральский НГБ). На малых глубинах выделяются запасами месторождения Новопортовское (Западно-Сибирский НГБ), Иреляхское (Лено-Тунгусский НГБ) и Фуларти (бассейн Сунляо). Крупные запасы глубокозалегающих нефтей (более 4000 м) обнаружены в месторождениях Карачаганак и Акжар (Прикаспийский НГБ), Сангачалы-море, Дуванный-море и Кюрсангя (Южно-Каспийский бассейн).

Физико-химические свойства высоко- и низкозастывающих вязких парафинистых нефтей

Осложнения, связанные с парафинизацией внутрискважинного добывающего и транспортирующего оборудования, наиболее остро возникают при добыче высокозастывающих ВПН. Установлено 66 месторождений из 17 бассейнов с по-

ТАБЛИЦА 2

Физико-химические свойства вязкой парафинистой нефти с положительной и отрицательной температурами застывания

Показатель	Положительная температура застывания		Отрицательная температура застывания	
	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки
Условия залегания				
Пластовая температура, °С	76.25	27	54.30	10
Пластовое давление, МПа	28.88	26	18.08	11
Проницаемость, мдм ²	0.83	10	0.16	6
Пористость, %	13.38	12	17.80	7
Физические показатели				
Плотность, г/см ³	0.8669	98	0.8918	29
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	891.77	100	334.78	29
Температура застывания, °С	14.66	100	-14.02	29
Химические показатели				
Содержание, мас. %:				
парафинов	11.42	100	10.40	29
смола	9.52	80	11.14	26
асфальтенов	1.77	83	2.72	27
серы	0.71	68	1.35	25
водорода Н	12.78	18	12.92	7
углерода С	85.90	18	85.56	7
кислорода О	0.43	13	0.33	6
азота N	0.16	26	0.26	10
Газосодержание в нефти, м ³ /т	112.52	19	62.22	8
Коксуемость, мас. %	2.80	33	4.53	17

ложительной температурой застывания нефти и 26 месторождений из 11 НГБ с отрицательной температурой застывания. Температурой застывания ВПН от 25 до 40 °С характеризуются высокозастывающие нефти Каоше (Желтоморский НГБ), Зуунбаян и Цааган-Эльс (Восточно-Гобийский НГБ), Харьягинское (Тимано-Печорский НГБ) Туркменой (Северо-Кавказский НГБ), Синта (Северо-Яванский НГБ) и Фестивальное (Западно-Сибирский НГБ) месторождения.

В табл. 2 представлены данные о пластовых характеристиках и свойствах ВПН с отрицательной и положительной температурами застывания, что очень важно при возникающих осложнениях добычи и транспортировки ВПН. Видно, что высокозастывающие ВПН отличаются от низкозастывающих нефтей средней плотностью, но очень высокой вязкостью; более высоким содержанием парафинов (выше на 9 %) и кислорода (выше на 30 %), но меньшим содержанием смол (меньше на 15 %), асфальтенов (меньше на 35 %), серы (меньше почти вдвое) и азота (меньше на 38 %); газовый фактор выше практически на 81 %; коксуемость ниже на 38 %.

Физико-химические свойства вязких парафинистых нефтей в карбонатных и терригенных коллекторах

Совершенствование и создание принципиально новых высокоэффективных технологий добычи ВПН требуют глубокого анализа сложных механизмов внутрислоистовых процессов. Установлено на основе информации из БД, что запасы ВПН из терригенных коллекторов в 4.6 раз превышают запасы ВПН карбонатных залежей, что согласуется с [16]. Физико-химические свойства ВПН в различных по литологии коллекторах представлены в табл. 3.

По полученным данным, терригенные пласты отличаются от карбонатных меньшими температурой и давлением, но более высокими проницаемостью (в 3.5 раза) и пористостью (выше на 28 %), т. е. терригенные отложения отличаются наилучшими коллекторскими фильтрационными свойствами. В среднем физико-химические свойства ВПН (см. табл. 3) следующие: в терригенных залежах нефти легче, менее вязкие, с меньшим содержанием смол (на 12 %),

ТАБЛИЦА 3

Физико-химические свойства вязкой парафинистой нефти в карбонатных и терригенных коллекторах

Показатель	Карбонатные коллекторы		Терригенные коллекторы	
	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки
Условия залегания				
Пластовая температура, °С	56.81	24	53.30	24
Пластовое давление, МПа	19.49	26	17.52	26
Проницаемость, мдм ²	0.14	17	0.50	11
Пористость, %	14.04	19	19.41	14
Физические показатели				
Плотность, г/см ³	0.8826	38	0.8834	41
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	74.97	38	66.13	41
Температура застывания, °С	1.29	14	1.63	16
Химические показатели				
Содержание, мас. %:				
парафинов	9.12	38	8.83	41
смола	12.40	34	10.89	38
асфальтенов	3.39	34	3.22	39
серы	1.34	34	1.51	38
фракции н. к. –200 °С	18.67	10	17.11	14
фракции н. к. –300 °С	35.21	10	34.44	14
фракции н. к. –350 °С	46.16	5	45.97	11
Газосодержание в нефти, м ³ /т	63.11	24	50.65	19

Примечание. н. к. – начало кипения.

асфальтенов (на 5 %) и парафинов, что способствует снижению интенсивности образования асфальтосмолопарафиновых отложений в призобойной зоне, внутрискважинном и наземном оборудовании. Содержание фракций уменьшается в среднем на 4 %, газовый фактор меньше на 20 %, температура застывания в среднем положительная, в терригенных залежах выше на 26 %, содержание серы также выше почти на 13 %.

Физико-химические свойства вязких парафинистых нефтей с различными условиями залегания

Проведен анализ свойств ВПН с различными пластовыми условиями их залегания. Наиболее значимые пластовые классификационные характеристики, используемые для отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым, – это параметры, непосредственно связанные с фильтрационными свойствами вмещающих залежей и условиями залегания: проницаемость и пористость пород, их пластовая температура и глубина залегания.

Проницаемость и пористость оказывают непосредственное влияние на режим разработки и используемые технологии извлечения нефти.

По проницаемости продуктивные пласты делятся на низкопроницаемые (менее 0.05 мкм²), среднепроницаемые (от 0.05 до 0.5 мкм²) и высокопроницаемые (более 0.5 мкм²). Установлено, что большинство коллекторов с ВПН (42.6 %) относятся к среднепроницаемым, 34 % – к низкопроницаемым, а 23.4 % являются высокопроницаемыми коллекторами. По сведениям из БД, в низкопроницаемых пластах находится 16 образцов ВПН, по крупности запасов выделяются следующие месторождения: Усинское (Тимано-Печорский НГБ), Радаевское (Волго-Уральский НГБ), Осташковичское (Днепровско-Припятский бассейн) и Майское (Западно-Сибирский НГБ). В среднепроницаемых коллекторах установлено 20 образцов, по запасам выделяются месторождения Якушкинское (Волго-Уральский НГБ) и Фуларти (Сунляю). В высокопроницаемых коллекторах меньше всего образцов ВПН – всего 11, можно отметить крупные по запасам монгольские месторождения – Тамсагбулагское и Чагаан-Элс.

В табл. 4 приведены данные о пластовых характеристиках нефтемещающих пород с разной проницаемостью. Как видно, значения для пластовых температуры и давления уменьшаются при повышении пористости коллекторов на 44 и 34 % соответственно. Повышение пористо-

ТАБЛИЦА 4

Пластовые характеристики залегания вязких парафинистых нефтей в низко-, средне- и высокопроницаемых продуктивных пластах

Пластовые характеристики	Низкопроницаемый коллектор	Среднепроницаемый коллектор	Высокопроницаемый коллектор
Температура пласта, °С	60.79	38.44	34.11
Давление пласта, МПа	22.65	16.21	15.00
Проницаемость, мкм ²	0.021	0.21	3.44
Пористость, %	12.84	16.23	21.06

ТАБЛИЦА 5

Физико-химические свойства вязких парафинистых нефтей в низко-, средне- и высокопроницаемых пластах

Показатели	Низкопроницаемый коллектор	Среднепроницаемый коллектор	Высокопроницаемый коллектор
Плотность, г/см ³	0.8760	0.8918	0.8917
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	109.41	204.69	75.89
Температура застывания, °С	6.99	0.50	5.00
Содержание, мас. %:			
серы	1.26	1.84	2.33
парафинов	9.94	8.85	8.74
смола	12.34	12.25	14.48
асфальтенов	3.49	6.92	3.56
Газосодержание, м ³ /т	70.75	36.82	17.62
Коксуемость, мас. %	3.86	5.86	6.90

сти пластов низкопроницаемых коллекторов до величины пористости высокопроницаемых коллекторов составляет более 1.5 раза, а проницаемость низкопроницаемых и среднепроницаемых коллекторов различается на порядок, а по сравнению с высокопроницаемыми коллекторами – практически в 163 раза. Подробно рассмотрим особенности свойств нефтей в зависимости от проницаемости и пористости пород.

В табл. 5 представлены результаты анализа свойств ВПН, залегающих в продуктивных пластах с разной проницаемостью.

В низкопроницаемых коллекторах ВПН характеризуются меньшей плотностью (см. табл. 5) и относятся к классу “нефть со средней плотностью” по классификации [18, 19] с меньшими значениями содержания серы (меньше почти вдвое по сравнению с содержанием серы в нефти из высокопроницаемых коллекторов), асфальтенов (меньше почти на 50 % по сравнению с содержанием асфальтенов в ВПН из среднепроницаемых коллекторов), коксуемости (меньше на 44 % по сравнению с коксуемостью нефти из высокопроницаемых коллекторов), но с большими значениями температуры застывания, содержания парафинов (выше почти на 14 % по

сравнению с содержанием парафинов в ВПН высокопроницаемых коллекторов) и газового фактора (выше в 4 раза по сравнению с содержанием нефтяного газа в нефти из высокопроницаемых коллекторов). Нефти из среднепроницаемых коллекторов отличаются самой низкой температурой застывания, самой высокой вязкостью и высоким содержанием асфальтенов. В высокопроницаемых коллекторах ВПН отличаются тем, что имеют низкую вязкость, самое низкое содержание парафинов, высокое содержание серы и смола. В целом можно выделить следующие закономерности (см. табл. 5): при повышении проницаемости нефтewмещающих пород увеличиваются плотность ВПН (нефти из средне- и высокопроницаемых пластов являются тяжелыми [18, 19]), коксуемость, содержание в них серы и смола, уменьшается содержание парафинов и нефтяного газа. Вязкие парафинистые нефти в коллекторах с разной проницаемостью обладают положительной температурой застывания и характеризуются низким газосодержанием (менее 200 м³/т, [18, 19]).

Представлены результаты анализа свойств ВПН в нефтewмещающих породах различной пористости коллекторов. По степени пористости

ТАБЛИЦА 6

Пластовые характеристики продуктивных пластов разной пористости для вязких парафинистых нефтей

Пластовые характеристики	Низкопористый коллектор	Среднепористый коллектор	Высокопористый коллектор
Температура пласта, °С	58.00	50.27	37.82
Давление пласта, МПа	33.70	22.01	14.67
Проницаемость, мкм ²	0.016	0.09	0.93
Пористость, %	3.20	11.10	21.22

ТАБЛИЦА 7

Физико-химические свойства вязких парафинистых нефтей в продуктивных пластах разной пористости

Показатель	Низкопористый коллектор	Среднепористый коллектор	Высокопористый коллектор
Плотность, г/см ³	0.8651	0.8836	0.8893
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	94.22	67.26	125.20
Температура застывания, °С	12	7.32	-1.33
Содержание, мас. %:			
серы	0.68	1.76	1.67
парафинов	8.19	8.72	7.96
смола	15.00	12.67	12.02
асфальтенов	3.43	4.53	4.12
Газосодержание, м ³ /т	93.50	55.84	37.49
Коксуемость, мас. %	5.78	5.53	4.22

горных пород эффективная емкость коллекторов разделяется на малую (при пористости менее 5 %), среднюю (при пористости от 5 до 15 %) и большую (более 15 %). Установлено, что всего 2 % образцов ВПН расположены в низкопористых коллекторах (пористость менее 5 %) – это в основном ВПН Вышанского месторождения из Днепровско-Припятского НГБ. Более 44 % нефти находится в среднепористых пластах; по своим запасам выделяются месторождения Радаевское (Волго-Уральский НГБ), Осташковичское (Днепровско-Припятский НГБ) и Майское (Западно-Сибирский НГБ). Большинство ВПН (54 %) залегают в высокопористых пластах с пористостью более 15 %; уникальными и крупными запасами отличаются следующие месторождения: Усинское (Тимано-Печорский НГБ), Новопортовское (Западно-Сибирский НГБ), Радаевское и Якушкинское (Волго-Уральский НГБ).

В табл. 6 представлены пластовые характеристики коллекторов различной пористости. Заметим, что средне- и высокопористые коллекторы одновременно являются и среднепроницаемыми. Видно, что значения пластовых температуры и давления в среднем уменьшаются по мере возрастания пористости пластов в

1.5 и 2.3 раза соответственно. Пористость пластов при переходе от низкопористых к высокопористым коллекторам увеличивается более чем в 6 раз. В то же время проницаемость низкопористых коллекторов меньше данного показателя среднепористых коллекторов в 5 раз, а проницаемости высокопористых коллекторов – практически в 58 раз.

Результаты анализа свойств ВПН в пластах разной пористости представлены в табл. 7. Установлено, что в низкопористых коллекторах залегают ВПН со средней плотностью, со средним содержанием серы и асфальтенов, с высоким содержанием смол, которые относятся к классу “высокосмолистая нефть” по классификации [18, 19]. Так же для них характерно более высокое содержание нефтяного газа и более высокое значение коксуемости. Для ВПН в среднепористых пластах характерна самая низкая вязкость нефти, самое высокое содержание парафинов и асфальтенов. В высокопористых пластах залегают самые тяжелые и вязкие нефти, которые отличаются отрицательной температурой застывания, самыми низкими содержаниями парафинов и смол, минимальными значениями газосодержания и коксуемости.

В целом, в средне- и высокопористых пластах ВПН являются тяжелыми, сернистыми (содержание серы 1–3 %), среднесмолистыми и среднеасфальтеновыми, с низким газосодержанием.

Трудноизвлекаемость ВПН осложнена для некоторых месторождений еще другими факторами залегания. Например, температура пласта ниже 20 °С установлена для двух месторождений с терригенными коллекторами: Якушкинское (Волго-Уральский НГБ) и Фуларти (Сунляо). Высокая пластовая температура (выше 100 °С) отмечена для пяти месторождений: Каоше (Желтоморский НГБ) и Герасимовское, Майское, Северо-Калиновое, Урманское из Западно-Сибирского НГБ в терригенных и карбонатных залежах. Низкая пористость (менее 5 %) отмечена только для карбонатных коллекторов; низкопроницаемые коллекторы (проницаемость менее 0.05 мдм²) выявлены на 15 месторождениях. В Арктической зоне России установлено 18 месторождений с ВПН, что усугубляет трудноизвлекаемость данных нефтей. Большинство из этих месторождений находится в Тимано-Печорском НГБ, два месторождения (Новопортовское и Северо-Варьганское) в Западно-Сибирском НГБ и в Енисейско-Анабарском НГБ – Хабейское месторождение. Все месторождения расположены на континенте, в акватории арктических морей ВПН не обнаружены.

Отмечены широкие вариации изменений пластовых термобарических характеристик залегания ВПН. Например, пластовое давление имеет диапазон от 2.5 МПа (месторождение Шорсу, Афгано-Таджикский НГБ) до уровня аномально высокого – 57 МПа (месторождение Карачаганак, Прикаспийский НГБ). Однако прямой связи между пластовым давлением и изменениями физико-химических свойств нефти не выявлено. На рис. 4, а, б показано, что свойства нефти тесно связаны с пластовыми температурами, которые варьируются также в широких пределах – от 18 °С (месторождение Фуларти, Сунляо) до 128 °С (месторождение Майское, Западно-Сибирский НГБ). В среднем в “горячих” пластах вязкость нефти уменьшается; для парафинов характерна обратная зависимость – при увеличении пластовой температуры концентрация парафинов растет. Данные тенденции подтверждаются результатами, представленными в табл. 2 и 3. Статистически указанные взаимосвязи выражены слабо, например, коэффициент корреляции между пластовой температурой и содержанием парафинов составил 0.32 (см. рис. 4, б). Статистически слабо на графиче-

ских проявляются обратные зависимости между уменьшением содержания парафинов в ВПН и увеличением проницаемости и пористости коллекторов (см. рис. 4, в и г соответственно), однако такие тенденции подтверждаются данными табл. 5 и 7 – в высокопроницаемых и высокопористых коллекторах содержание парафинов в ВПН минимальное, и наоборот, в низкопроницаемых и низкопористых коллекторах содержание парафинов в нефти наибольшее. Для вязкости нефти такие тенденции не установлены.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из БД ИХН СО РАН создана выборка ВПН с описанием физико-химических свойств и реолого-фильтрационных характеристик вмещающих залежей 157 месторождений из 24 НГБ Евразии. Наибольшее количество образцов (58 %), месторождений (58 %) и запасов ВПН (71 % общих запасов ВПН) сосредоточено в России. В России определено 90 месторождений из 7 НГБ, наибольшими запасами ВПН отличается Волго-Уральский бассейн, 18 месторождений из Енисейско-Анабарского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов находится в Арктической зоне. Установлено, что большинство ВПН являются высокозастывающими и характеризуются положительной температурой застывания (в среднем 14 °С). Почти половина залегают в среднепроницаемых и высокопористых коллекторах. Наибольшие запасы ВПН (76 %) сосредоточены в палеозойских пластах на средних глубинах (1000–2000 м). Показано, что ВПН больше приурочены к терригенным породам со средними значениями пористости и проницаемости, в которых запасов больше в 4.6 раз по сравнению с запасами в карбонатных пластах.

Изучено влияние высокого содержания парафинов на физико-химические и реологические свойства вязких нефтей, проведен сравнительный анализ физико-химических свойств при различных условиях залегания ВПН Евразии. Установлено, что ВПН в зависимости от реологических качеств существенно различаются по физико-химическим свойствам – по сравнению с низкозастывающими ВПН высокозастывающие ВПН характеризуются средней плотностью (низкозастывающие нефти являются тяжелыми), но очень высокой вязкостью. Высокозастывающие нефти обладают более высокими концентрациями парафинов и кислорода,

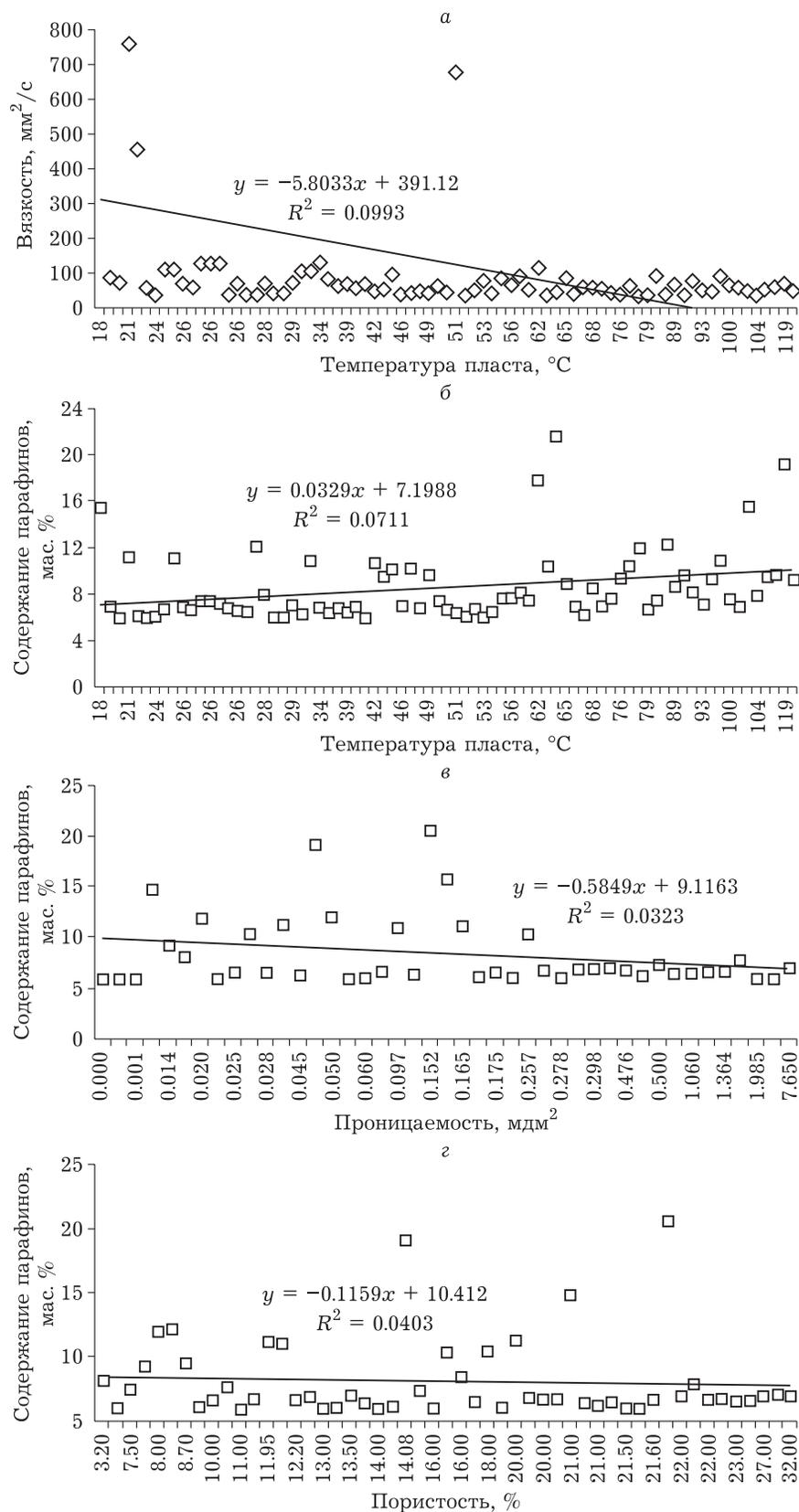


Рис. 4. Влияние различных пластовых условий на характеристики вязких парафинистых нефтей: зависимости вязкости (а) и содержания парафинов в нефти (б) от температуры пласта; изменения содержания парафинов в пластах с разной проницаемостью (в) и пористостью (г).

нефтяного газа (выше на 81 %), но меньшим содержанием смол (меньше на 15 %), асфальтенов (меньше на 35 %), серы (меньше почти вдвое) и азота (меньше на 38 %).

Данные исследования несут практический характер, потому что добыча и транспорт ВПН сопряжена с большими трудностями. Представленные результаты могут вызвать интерес при разработке специальных технологий добычи, транспортировки и переработки подобных нефтей для уменьшения интенсивности образования асфальтосмолопарафиновых отложений, при прогнозе качества и свойств ВПН новых центров нефтедобычи.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 121031500048-1).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Ларионова Е. И., Чинаева Т. И., Шпаковская Е. П. Анализ развития нефтегазового сектора в современных условиях // Статистика и экономика. 2019. Т. 16, № 6. С. 29–36.
- 2 Прищепа О. М. Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2019. № 5 (168). С. 14–20.
- 3 Галлямова Д. Х., Шинкевич М. В. Современные вызовы и перспективы развития мирового рынка нефти // Управление устойчивым развитием. 2019. № 2 (21). С. 20–25.
- 4 Prischepa O. M., Nefedov Yu. V., Kochneva O. E. Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia // Periodico Tchc Quimica. 2020. Vol. 17, No. 34. P. 915–924.
- 5 Рогачев М. К., Александров А. Н. Обоснование комплексной технологии предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей // Записки Горного института. 2021. Т. 250, № 4. С. 596–605.
- 6 Глушенкова М. В., Мехеев Е. В., Судыкин С. Н., Валовский К. В. Анализ изменения эксплуатационных затрат в зависимости от вязкости добываемой нефти // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 12. С. 11–14.
- 7 Бабенков В. И., Жуков И. Ф., Фролов А. О. Методические основы разработки системы показателей экономической безопасности предприятий российского нефтегазового комплекса // Современная наука: Актуальные проблемы теории и практики. Сер.: Экономика и право. 2020. № 11-2. С. 5–12.
- 8 Богоявленский В. И., Богоявленский И. В. Арктика и мировой океан: глобальные и российские тренды развития нефтегазовой отрасли // Научные труды Вольного экономического общества России. 2019. Т. 128, № 4. С. 152–179.
- 9 Конторович А. Э. Энергоресурсы российского сектора Арктики, главные направления и методы их освоения / Научно-технические проблемы освоения Арктики: Научная сессия Общего собрания членов РАН 16 декабря 2014 г. М.: Наука, 2014. С. 31–39.
- 10 Бортников Н. С. Стратегические минеральные ресурсы российской Арктики и проблемы их освоения / Научно-технические проблемы освоения Арктики: Научная сессия Общего собрания членов РАН 16 декабря 2014 г. М.: Наука, 2014. С. 40–47.
- 11 Сафонова Т. Ю. Перспективы российской нефтегазодобычи в Арктике: от обвала до развития // Креативная экономика. 2020. Т. 14, № 10. С. 2569–2590.
- 12 Брехунцов А. М., Петров Ю. В., Прыкова О. А. Экологические аспекты развития природно-ресурсного потенциала российской Арктики // Арктика: Экология и экономика. 2020. № 3 (39). С. 34–47.
- 13 Яценко И. Г. Особенности свойств арктической трудноизвлекаемой нефти Сибири // Химия уст. разв. 2019. Т. 27, № 1. С. 105–113.
- 14 Яценко И. Г. Физико-химические свойства трудноизвлекаемой нефти в Арктике // Вестник геонаук. 2022. № 8 (332). С. 8–24.
- 15 Ямалеев Р. Ф., Измайлова Г. Р. Совершенствование методов гидродинамических исследований скважин, эксплуатирующих залежи высоковязких нефтей // Сб. трудов Международной научно-практической конференции “Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2021”. Октябрьский, 16–17 апреля 2021. С. 593–597.
- 16 Анисимов Л. А. Геохимический феномен Скифско-Туранской плиты – нефти с аномальным содержанием парафина // Недра Поволжья и Прикаспия. 2022. № 107. С. 27–34.
- 17 Хлюпин П. А., Хазиева Р. Т., Вахеди А. Разработка новых электротехнологических систем и комплексов в добыче трудноизвлекаемых запасов нефти // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2021. № S1. С. 125–137.
- 18 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.
- 19 Яценко И. Г., Полищук Ю. М. Классификация трудноизвлекаемых нефтей и анализ их качественных особенностей // Химия и технология топлив и масел. 2016. № 4. С. 50–56.