25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-149-158

УДК 622.279.5

**Исследование и разработка оптимальных технологических решений
по переработке газового конденсата Пякяхинского месторождения
Большехетской впадины**

О. П. Дерюгина*, Е. Н. Скворцова, Ю. П. Гуров

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru*

Аннотация. В работе рассматриваются результаты комплексного физико-химического исследования газовых конденсатов. Исследование проводилось на газоконденсатах Пякяхинского месторождения продуктивного пласта БУ₁₈ в интервалах перфорации 3 153–3 277 м, 3 208–3 239 м, 3 455–4 060 м, 3 685–4 293 м, 3 781–4 429 м, 4 071–4 593 м. Внимание к обозначенной теме обусловлено тем, что данная информация необходима для расчета запасов природных ископаемых, проектирования, разработки месторождения и оптимальных технологических решений по его переработке.

Ключевые слова: интервал перфорации; флюиды; физико-химические исследования; групповой углеводородный состав; товарные качества продуктов стабильного конденсата

**Research and development of optimal technological solutions
for the processing of the Pyakyakhinskoye gas condensate field
in the Bolshekhetskaya depression**

Olga P. Deryugina*, Elena N. Skvortsova, Yuri P. Gurov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru*

Abstract. The article deals with the results of a complex physical and chemical study of gas condensates. The research was carried out on gas condensates of the Pyakyakhinskoye gas condensate of productive formation BU₁₈ in perforation intervals 3 153–3 277 m, 3 208–3 239 m, 3 455–4 060 m, 3 685–4 293 m, 3 781–4 429 m. Attention to this topic is due to the fact that this information is necessary for the calculation of reserves of natural resources, design, development of the field, and optimal technological solutions for its processing.

Key words: perforation interval; fluids; physical and chemical studies; group hydrocarbon composition; marketability of stable condensate products

Введение

Природный газ, уголь, нефть, включая газоконденсаты, составляют основу топливно-энергетического комплекса. В настоящее время газоконденсаты являются достаточно существенным ресурсом невозобновляемого углеводородного сырья. Прогнозируется ежегодный рост добычи газового конденсата в России и за рубежом. По прогнозам к 2020 году предложение по стабильному газовому конденсату на российском рынке составит 36,5 млн т¹. Прирост добычи данного флюида в перспективе будет опережать прирост добычи нефти. Поэтому комплексное изучение химического состава и свойств конденсатов Пякяхинского месторождения с целью определения рациональных способов его использования и переработки является актуальным.

Добыча сырой нефти с учетом газового конденсата в России с января 2013 года по январь 2019 года увеличилась на 8,89 % согласно данным Министерства энергетики Российской Федерации. Несмотря на это, необходим поиск новых подходов при проведении геолого-разведочных работ, который должен охватывать весь спектр представлений о преобразовании и миграции углеводородного сырья.

Газовый конденсат представляет собой жидкие смеси высококипящих углеводородов различного строения, которые получают на газоконденсатных месторождениях. Газовые конденсаты отличаются легким фракционным составом, достаточно высоким содержанием бензиновых фракций, практически отсутствием смолисто-асфальтовых соединений и очень низким содержанием серы. Поэтому данное сырье представляет интерес для предприятий нефтегазохимии, так как его переработка является менее затратной.

Все имеющиеся в Российской Федерации предприятия по переработке газового конденсата принадлежат ПАО «Газпром». Стабилизацией конденсата занимаются Астраханский ГПЗ, Оренбургский ГПЗ, Сосногорский ГПЗ, Сургутский завод стабилизации конденсата им. В. Черномырдина, Уренгойское управление по переработке газовых конденсатов.

Физико-химические свойства нефти, газовых конденсатов и получаемых из них нефтепродуктов разнообразны. Они оказывают влияние друг на друга и представляют интерес для изучения. Результаты исследований физико-химических свойств газоконденсатов могут быть использованы при решении задач повышения эффективности разведки и добычи нефти и газовых конденсатов, включая исследования их реологических свойств для правильного выбора наиболее подходящих технологий повышения нефтеотдачи пласта, хранения, транспортировки и переработки углеводородного сырья.

Изучением физико-химических свойств нефти и газовых конденсатов усиленно продолжают заниматься в настоящее время. Данная тема нашла отражение в исследованиях Б. М. Мастобаева, И. Г. Яценко, И. А. Зинченко, Г. Р. Базарова, Ю. М. Ганеевой, Т. Н. Юсуповой и др. [1–20]. Многие работы И. А. Яценко посвящены изучению физико-химических свойств трудноизвлекаемой нефти, поскольку в настоящее время все чаще вовлекаются в разработку трудноизвлекаемые природные ископаемые. Автором определены критерии, согласно которым нефти относят к трудноизвлекаемым, выявлены их физико-химические особенности в сложных условиях залегания.

¹ Анализ рынка газоконденсата в России за 2016 г.: электронный отчет [Электронный ресурс] / ООО «Бизнесстат». – 2016. – 48 с. – Режим доступа: www.businessstat.ru.

В работах А. В. Рыжова, Н. М. Парфеновой и др. [6, 11, 21, 22] представлены результаты физико-химического исследования конденсатов ачимовских отложений и даны рекомендации по использованию флюидов.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются газоконденсаты Пякяхинского нефтегазоконденсатного месторождения с разными интервалами перфорации. Пякяхинское месторождение было открыто в 1989 году. Месторождение находится в пределах Большехетской впадины, которая располагается в Ямало-Ненецком автономном округе. Крупнейшим газовым месторождением впадины является Находкинское месторождение. Пякяхинское месторождение является вторым месторождением, введенным в эксплуатацию. С 2016 года на данном месторождении были введены в эксплуатацию установка комплексной подготовки газа, установка подготовки нефти, установка дезтанизации и стабилизации углеводородного конденсата.

Газоконденсатные месторождения характеризуются отличительными глубинами залегания пласта, в отличие от чисто газовых или нефтяных месторождений. Это связано с определенными температурами и давлением в продуктивном пласте. Наиболее часто залежи углеводородов встречаются на глубинах 2 500—5 500 м и более.

Решающими факторами для формирования газоконденсатных систем являются следующие условия: высокое пластовое давление и температура, исходный состав углеводородов и благоприятное соотношение нефти и газа в пласте.

Важным показателем газоконденсатных углеводородных залежей является степень насыщенности пластовой углеводородной системы высококипящими углеводородами (конденсатом). Данный показатель определяется по величине газоконденсатного фактора, который представляет собой отношение количества газов в м^3 к количеству стабильного конденсата, выраженного в м^3 . Газоконденсатные факторы колеблются в весьма широких пределах — от 1 000 до 25 000 $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Газоконденсатные месторождения в погруженной части продуктивных пластов часто могут содержать оторочку нефти. Размеры оторочки в зависимости от исходного углеводородного состава конденсата, соотношения нефти и газа в продуктивном пласте, времени эксплуатации, условий формирования и сохранения залежей могут быть самыми различными.

Характер залегания нефтяной оторочки также сильно разнится. В пологозалегающей структуре она, как правило, подстилает газоконденсатную часть залежи на большой площади, в крутозалегающих пластах она занимает их погруженную часть. При наличии нефтяной оторочки пластовая газовая фаза более богата высокомолекулярными углеводородами [23].

Для более равномерной добычи углеводородного сырья на нефтегазоконденсатном месторождении бурится определенное количество скважин, с целью поддержания необходимого давления в продуктивном пласте. Для подтверждения принадлежности к тому или иному нефтегазоносному пласту на месторождении проводится отбор проб с разных интервалов перфорации. Для газовых конденсатов определяют физико-химические свойства. На основании полученных показателей, определенных согласно методикам и ГОСТам в лаборатории, газоконденсатам присваивается шифр.

Пякяхинское месторождение в настоящее время находится на стадии разработки. На основании результатов исследований можно будет сделать заклю-

чение о типе данного флюида, произвести расчет основных технологических параметров.

В результате исследований конденсатов определены его физико-химические свойства, фракционный и групповой состав. Проведен газохроматографический анализ данного флюида.

Исследования проводились на газоконденсатах Пякяхинского месторождения пласта БУ₁₈ в интервалах перфорации 3 153–3 277 м, 3 208–3 239 м, 3 455–4 060 м, 3 685–4 293 м, 3 781–4 429 м, 4 071–4 593 м.

Физико-химические исследования газового конденсата проводились по программе ОСТ 153-39.2-048-2003, на основании ГОСТов. Стандарт отрасли (ОСТ) устанавливает общие требования к исследованию пластовых флюидов в нефтедобывающей отрасли, что обеспечивает получение необходимой информации о физико-химических свойствах пластовых флюидов.

Экспериментальная часть

Для данного конденсата были определены следующие физико-химические показатели: плотность и кинематическая вязкость конденсата при 20 °С, молекулярная масса и показатель преломления в зависимости от глубины перфорации, которые представлены в таблице 1. Данные физико-химические свойства газового конденсата входят в перечень рекомендованных физико-химических исследований газоконденсатов, согласно действующему на территории РФ отраслевому стандарту.

Таблица 1

Физико-химические свойства Пякяхинского конденсата

Интервал перфорации, м	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Молекулярная масса	Показатель преломления	Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с
3 153–3 277	761,9	120	1,4310	1,069
3 208–3 239	759,1	109	1,4235	1,011
3 455–4 060	744,5	107	1,4223	0,923
3 685–4 293	756,7	116	1,4284	1,009
3 781–4 429	749,4	110	1,4248	0,941
4 071–4 593	754,5	114	1,4273	0,996

Плотность является одной из важнейших характеристик углеводородов. Определение плотности производилось в соответствии с методикой по ГОСТ 3900-85 пикнометрическим методом. На основании исследований установлено, что плотность газоконденсатов при 20 °С колеблется в интервале 744,5–761,9 кг/м³.

Вязкость, так же как и плотность, — важнейшая характеристика флюида. Кинематическая вязкость газоконденсатов обычно изменяется в пределах от 0,7 до 3 мм²/с при 20 °С.

Для газоконденсатов Пякяхинского месторождения значения кинематической вязкости изменяются от 0,923 до 1,069 мм²/с. По мере увеличения глубины залегания в продуктивном пласте растут температура и давление. Это приводит к незначительному уменьшению плотности и кинематической вязкости. Но в интервалах перфораций 3 685–4 293 и 4 071–4 593 м наблюдается небольшое увеличение данных

показателей. Это может быть связано со стадиями превращения осадочных пород: диагенезом, катагенезом, метаморфизмом или выветриванием (гипергенезом). В данном случае, скорее всего, может наблюдаться процесс выветривания, то есть происходит потеря легких фракций углеводородов.

Определение молекулярной массы конденсатов проводилось по методике ВНИГНИ криоскопическим методом. Молекулярная масса газовых конденсатов чаще всего находится в интервале 100–125, для данного конденсата этот показатель изменяется в пределах 107–120 в зависимости от интервала перфорации. Значения данного показателя необходимы для расчетов аппаратуры нефтегазоперерабатывающих заводов.

Также в работе был определен показатель преломления n для газоконденсатов Пякхинского месторождения на рефрактометре ИРФ-454-Б2М. Значения данного показателя изменяются от 1,4223 до 1,4310.

Данный параметр позволяет приблизительно рассчитать молекулярную массу конденсатов и сравнить ее с результатами криоскопического метода, используя следующую формулу:

$$M_k = -19,25 + 109,25n^2\rho^2,$$

где n — показатель преломления, ρ — плотность газоконденсата.

Исследованные параметры представлены на рисунках 1 и 2.

Рис. 1. Зависимость плотности и молекулярной массы флюида от интервала перфорации

Данные линейные графики указывают на идентичный характер изменения плотности, вязкости, молекулярной массы и показателя преломления газовых конденсатов Пякхинского месторождения в зависимости от глубины залегания в продуктивном пласте. С увеличением глубины перфорации представленные свойства флюида сначала незначительно уменьшаются, а в интервале 3 455–4 071 м значения данных параметров для всех измеряемых показателей колеблются. Таким образом, при увеличении глубины добычи газового конденсата в пределах одного продуктивного пласта изменения показателей незначительны.

Рис. 2. Зависимость показателя преломления и вязкости флюида от интервала перфорации

Для данного конденсата был также определен фракционный состав, который зависит от условий залегания, отбора и времени эксплуатации скважины. На основании данных по фракционному составу определяют потенциальное содержание светлых фракций в конденсате. Фракционный состав в лаборатории определяют по ГОСТ 2177-99 (метод Б). Предварительно обезвоженный испытуемый образец при условиях, соответствующих природе продукта, подвергают перегонке в объеме 100 см³. Разгонку проводят в аппарате АРН-ЛАБ, дистиллят собирают в мерный цилиндр, фиксируя при этом объемный выход фракций в зависимости от температуры. Полученные данные приведены в таблице 2.

Таблица 2

Фракционный состав Пяяхинского конденсата

Выход, % об.	Интервал перфорации, м					
	3 153–3 277	3 208–3 239	3 455–4 060	3 685–4 293	3 781–4 429	4 071–4 593
	Температура, °С					
н.к.	49	40	43	72	79	50
10	82	74	73	94	98	87
20	98	89	91	107	109	101
30	110	104	106	118	118	112
40	122	116	118	130	130	125
50	138	132	134	142	142	142
60	156	153	161	167	160	161
70	188	181	183	198	190	187
80	228	230	224	234	225	222
90	276	282	272	292	260	270
97	330	307	298	327	295	314
к.к.	345	307	308	341	344	318
Остаток	0,5	1,0	0,5	0,5	0,5	1,0
Остаток +	1,0	3,0	1,5	1,0	1,0	2,0
Выход	99,0	97,0	98,5	99,0	99,0	98,0

По результатам проведенных исследований определено усредненное содержание бензиновой фракции — 69 % об., содержание керосиновой фракции — 41 % об., содержание дизельной фракции — 29 % об.

Была проведена разгонка газоконденсата на аппарате АРН-2 по ГОСТ 11011-85. Данные исследования проведены с целью определения потенциального содержания отдельных фракций и построения кривых истинных температур кипения (ИТК).

На рисунке 3 видно, что при увеличении интервала перфорации с 3 153 до 4 593 м фракционный состав газового конденсата утяжеляется незначительно. При этом выход светлых фракций, выкипающих до 200 °С, в среднем составляет 75 % об. Учитывая выход светлых фракций и температуру конца кипения, конденсат Пяяхинского месторождения можно отнести к группе Ф₂. Следовательно, этот конденсат промежуточного фракционного состава, который выкипает в температурных пределах 250–320 °С.

В ходе исследования группового углеводородного состава бензиновой фракции н.к. — 200 °С установлено, что данный конденсат относится к нефтяному типу.

Рис. 3. Кривые ИТК газоконденсата Пяяхинского месторождения

Выводы

Исследованы физико-химические характеристики Пяяхинского газоконденсата.

Данный конденсат малопарафинистый, малосмолистый, низкосернистый, выкипает в интервале температур н.к. — 350 °С, с остатком 0,23–0,32 % масс.

Бензиновые, керосиновые и дизельные фракции характеризуются высокими выходами, благоприятным химическим свойством и высоким уровнем основных эксплуатационных характеристик. Все это позволяет рекомендовать эти фракции в качестве основы для получения соответствующих топлив.

На основании полученных данных составлен технологический шифр газоконденсата: $M(KG)_2(S_1)H_4$.

На основании составленного технологического шифра рекомендовано широкую фракцию легких углеводородов использовать как сырье для установок

пиролиза, дистилляты керосино-газойлевой фракции (120–350 °С) использовать как сырье для получения реактивного топлива ТС–1 (фракция 130–230 °С, выход 49,29 %); осветительного керосина КО–20 (фракция 140–250 °С, выход 36,02 %); малосернистого зимнего дизельного топлива марки З–0,2 минус 45 (фракция 140–300 °С, выход 30,6 %); малосернистого зимнего дизельного топлива марки З–0,2 минус 35 (фракция 250–350 °С, выход 12,37 %); малосернистого летнего дизельного топлива марки Л–0,2–40 (фракция 140–350 °С, выход 50,12 %); малосернистого котельного топлива М 40 или 100 из высококипящих фракций.

Библиографический список

1. Ковда Д. А., Мастобаев Б. Н. Изменение физико-химических свойств нефти при добыче (на примере месторождений РФ) и влияние их на процессы подготовки и транспорт // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 1. – С. 9–12.
2. Яценко И. Г. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и экологические последствия их добычи // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 1 (33). – С. 30–35.
3. 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.
4. Яценко И. Г. География и физико-химические свойства сернистых нефтей // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 5 (58). – С. 13–17.
5. Яценко И. Г., Полищук Ю. М. География высокосмолистых нефтей и особенности их физико-химических свойств // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318, № 1. – С. 99–102.
6. Физико-химическая характеристика конденсатов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н. М. Парфенова [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2012. – № 3. – С. 20–35.
7. Истратов И. В., Серов С. Г. Физико-химические свойства и состав углеводородов (нефть, газ, конденсат) месторождений Лено-Тунгусской провинции // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. – 2019. – № 3 (296). – С. 18–32.
8. Прогнозирование проблем при добыче нефтей на основе анализа их химического состава и физико-химических свойств / Е. Е. Барская [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15, № 6. – С. 166–169.
9. Особенности влияния состава нефтей месторождений Киргизии на формирование их физико-химических свойств / Д. А. Халикова [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2009. – № 5. – С. 349–357.
10. Разработка газоконденсатных месторождений шельфа / А. Д. Паныхев [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 5. – С. 94–97.
11. Исследования физико-химических свойств и компонентного состава нефти Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / И. А. Зинченко [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2011. – № 1. – С. 16–25.
12. Яценко И. Г., Полищук Ю. М. Физико-химические свойства трудноизвлекаемых нефтей Российской арктики // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328, № 6. – С. 64–71.
13. Состав и физико-химические свойства высоковязкой нефти месторождения Варadero (Куба) / А. И. Волошин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 34–37.
14. Корюкова С. В., Дерюгина О. П. Анализ технологических параметров с целью оптимизации работы установок подготовки нефти на Западно-Сибирских месторождениях // Новые технологии — нефтегазовому региону: материалы Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых / Отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень, 2018. – С. 74–77.
15. Zhi Y., Caineng Z. «Exploring petroleum inside source kitchen»: Connotation and prospects of source rock oil and gas // Petroleum Exploration and Development. – 2019. – Vol. 46, Issue 1. – P. 181–193. DOI: 10.1016/S1876-3804(19)30018-7

16. Chengzao J. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geology theory // *Petroleum Exploration and Development*. – 2017. – Vol. 44, Issue 1. – P. 1–10. DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30002-2
17. Liu L., Hou S., Zhang N. Incorporating numerical molecular characterization into pseudo-component representation of light to middle petroleum distillates // *Chemical Engineering Science*: X. – 2019. – Vol. 3. – Available at: <https://doi.org/10.1016/j.cesx.2019.100029>.
18. Aghamiri S., Tamtaji M., Ghafoori M. J. Developing a K-value equation for predict dew point pressure of gas condensate reservoirs at high pressure // *Petroleum*. – 2018. – Vol. 4, Issue 4. P. 437–438. DOI: 10.1016/j.petlm.2017.08.002
19. Accelerated burial of petroleum hydrocarbons in Arabian Gulf blue carbon repositories / A. Ashok [et al.] // *Science of the Total Environment* – Vol. 669. – P. 205–212. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2019.01.437
20. A new reservoir simulation approach for fractured gas-condensate reservoirs / L. Yong [et al.] // *Petroleum Exploration and Development*. – 2010. – Vol. 37, Issue 5. – P. 592–595. DOI: 10.1016/S1876-3804(10)60056-0
21. Углеводородное сырье Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть / Н. М. Парфёнова [и др.] // *Научно-технический сборник Вести газовой науки*. – 2017. – № 2 (30). – С. 139–149.
22. К вопросу оценки качества проб пластовых флюидов / Л. С. Косякова [и др.] // *Научно-технический сборник Вести газовой науки*. – 2017. – № 2 (30). – С. 125–131.
23. Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения: учеб. пособие. – М.: Недра, 1979. – 335 с.

References

1. Kovda, D. A., & Mastobaev, B. N. (2013). Changes in the physical and chemical properties in the extraction of oil (for example RF fields) and their influence on the process of preparation and transportation. *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, (1), pp. 9-12. (In Russian).
2. Yashchenko, I. G. (2014). Difficult-to-recover oils: physical and chemical properties and environmental impacts of production. *Exposition Oil & Gas*, (1(33)), pp. 30-35. (In Russian).
3. Purtova, I. P., Varichenko, A. I., & Shpurov, I. V. (2011). *Trudnoizvlekayemyye zapasy nefli. Terminologiya. Problemy i sostoyaniye osvoyeniya v Rossii*. Nauka i TEK, (6), pp. 21-26.
4. Yashchenko, I. G. (2017). Geography and physical-chemical properties of sulfur oils. *Exposition Oil & Gas*, (5(58)), pp. 13-17. (In Russian).
5. Yashchenko, I. G., & Polishchuk, Yu. M. (2011). Geografiya vysokosmolistykh neftey i osobennosti ikh fiziko-khimicheskikh svoystv. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 318(1), pp. 99-102. (In Russian).
6. Parfenova, N. M., Kosyakova, L. S., Artem'yev, V. Yu., Grigoryev, Ye. B., & Shafiyev, I. M. (2012). Fiziko-khimicheskaya kharakteristika kondensatov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. *Nauchno-tekhnicheskiiy sbornik Vesti gazovoy nauki*, № 3, pp. 20-35. (In Russian).
7. Istratov, I. V., Serov, S. G. (2019). Physical and chemical properties and composition of hydrocarbons (oil, gas, condensate) of fields in the Lena-Tunguska oil and gas province. *Trudy Rossiyskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I. M. Gubkina*, (3(296)), pp. 18-32. (In Russian).
8. Barskaya, Ye. Ye., Ganeyeva, Yu. M., Yusupova, T. N., & Dayanova, D. I. (2012). Prognozirovaniye problem pri dobyche neftey na osnove analiza ikh khimicheskogo sostava i fiziko-khimicheskikh svoystv. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 15(3), pp. 166-169. (In Russian).
9. Khalikova, D. A., Tukhvatullina, A. Z., Ganeyeva, Yu. M., & Yusupova, T. N. (2009). Osobennosti vliyaniya sostava neftey mestorozhdeniy Kirgizii na formirovaniye ikh fiziko-khimicheskikh svoystv. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, (5), pp. 349-357. (In Russian).
10. Panychev, A. D., Kutovoy, D. V., Nabokov, A. A., Gaynullin, E. F., & Remizov, A. Ye. (2019). Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniy shel'fa. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*, (5), pp. 94-97. (In Russian).

11. Zinchenko, I. A., Parfenova, N. M., Kosyakova, L. S., Shafiyev, I. M., Grigoryev, Ye. B. (2011). Issledovaniya fiziko-khimicheskikh svoystv i komponentnogo sostava nefi Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. Nauchno-tekhnicheskii sbornik Vesti gazovoy nauki, (1), pp. 16-25. (In Russian).
12. Yashchenko, I. G., & Polishchuk, Yu. M. (2017). Fiziko-khimicheskiye svoystva trudnoizvlekayemykh nefey Rossiyskoy arktiki. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering, 328(6), pp. 64-71. (In Russian).
13. Voloshin, A. I., Dokichev, V. A., Fahreeva, A. V., Yakubov, M. R., & Tomilov, Yu. V. (2019). Composition and physico-chemical properties of high-viscosity oil of Varadero oil field (Cuba). Oil Industry, (9), pp. 35-37. (In Russian).
14. Koryukova, S. V., & Deryugina, O. P. (2018). Analiz tekhnologicheskikh parametrov s tsel'yu optimizatsii raboty ustanovok podgotovki nefi na Zapadno-Sibirskikh mestorozhdeniyakh. Novyye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Tyumen, pp. 74-77. (In Russian).
15. Zhi, Y., & Caineng, Z. (2019). "Exploring petroleum inside source kitchen": Connotation and prospects of source rock oil and gas. Petroleum Exploration and Development, 46(1), pp. 181-193. (In English). DOI: 10.1016/S1876-3804(19)30018-7
16. Chengzao, J. (2017). Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geology theory. Petroleum Exploration and Development, 44(1), pp. 1-10. (In English). DOI: 10.1016/S1876-3804(17)30002-2
17. Liu, L., Hou, S., & Zhang, N. (2019). Incorporating numerical molecular characterization into pseudo-component representation of light to middle petroleum distillates. Chemical Engineering Science: X, 3. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.cesx.2019.100029>
18. Aghamiri, S., Tamtaji, M., & Ghafoori, M. J. (2018). Developing a K-value equation for predict dew point pressure of gas condensate reservoirs at high pressure. Petroleum, 4(4), pp. 437-438. (In English). DOI: 10.1016/j.petlm.2017.08.002
19. Ashok, A., Cusack, M., Sademe, V., Krishnakumar, P. K., Rabaoui, L., Qurban, M. A.,... Agusti, S. (2019). Accelerated burial of petroleum hydrocarbons in Arabian Gulf blue carbon repositories. Science of the Total Environment, (669), pp. 205-212. (In English). DOI: 10.1016/j.scitotenv.2019.01.437
20. Yong, L., Jing, Z., Xueyong, W., Yuwei, J., Jie, Y. (2010). A new reservoir simulation approach for fractured gas-condensate reservoirs. Petroleum Exploration and Development, 37(5), pp. 592-595. (In English). DOI: 10.1016/S1876-3804(10)60056-0
21. Parfenova, N. M., Grigoryev, Ye. B., Kosyakova, L. S., Krayn, D. R., Shafiyev, I. M., Loginov, V. A.,... Tomilenko, A. A. (2017). Raw hydrocarbons of Chayanda oil-gas-condensate field: gas, condensate and oil. Nauchno-tekhnicheskii sbornik Vesti gazovoy nauki, (30), pp. 139-149. (In Russian).
22. Kosyakova, L. S., Parfenova, N. M., Krayn, D. R., Shafiyev, I. M., & Loginov, V. A. (2017). On measuring quality of reservoir fluid samples. Nauchno-tekhnicheskii sbornik Vesti gazovoy nauki, (30), pp. 125-131. (In Russian).
23. Durmish'yan, A. G. (1979). Gazokondensatnyye mestorozhdeniya. Moscow, Nedra Publ., 335 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Дерюгина Ольга Павловна, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru

Скворцова Елена Николаевна, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Гуров Юрий Петрович, к. т. н., доцент кафедры переработки нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Olga P. Deryugina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen, e-mail: derjuginaop@tyuiu.ru

Elena N. Skvortsova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen

Yuri P. Gurov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Processing, Industrial University of Tyumen