

И.З. Денисламов, Э.С. Самушкова, А.А. Имамутдинова (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ОБОСНОВАНИЕ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОСЕПАРАТОРА ПЕРВОЙ СТУПЕНИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

Ildar Z. Denislamov, Elina S. Samushkova, Adelina A. Imamutdinova
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

JUSTIFICATION OF THE OPERATING CONDITIONS OF THE FIRST STAGE GAS SEPARATOR FOR FIELDS WITH A HIGH GAS FACTOR

Введение

Сепарация газа из пластовой нефти начинается в скважинных условиях и продолжается до сдачи потребителю уже товарной нефти. Остаточное содержание в нефти легких углеводородов контролируется по величине давления насыщенных паров нефти (ДНП). От скважины до сдачи нефти организуются ступени сепарации газа с понижающимся давлением и меняющейся температурой. Для сохранения большего количества углеводородов в жидкой фазе и ДНП товарной нефти ниже критической величины необходимо обосновать не только оптимальные термобарические условия разделения нефти и попутного нефтяного газа, но и выбрать размеры сепарационных установок. Для решения этой задачи предложено совместное использование методики материального баланса в мольном выражении углеводородов с расчетом скоростей движения частиц нефти и газа в различных средах по универсальной формуле Д.Г. Стокса.

Background

Separation of gas from reservoir oil begins in well conditions and continues until the delivery of commercial oil to the consumer. The residual content of light hydrocarbons in oil is controlled by the value of the saturated vapor pressure. From the well to oil delivery, gas separation stages are organized with decreasing pressure and varying temperature. To preserve a larger amount of hydrocarbons in the liquid phase and keep the saturated vapor pressure of commercial oil below the critical value, it is necessary to substantiate not only the optimal thermobaric conditions for separating oil and associated petroleum gas, but also to select the size of separation units. To solve this problem, the article proposes a joint use of the material balance technique in molar terms of hydrocarbons with the calculation of the velocities of oil and gas particles in various media according to the universal formula of D.G. Stokes.

Цели и задачи:

- обоснование давления на первой ступени сепарации пластовой нефти, обеспечивающего максимальный выход отсепарированной нефти;
- совместное решение уравнений Д.Л. Катца и Д.Г. Стокса с целью выбора газосепаратора для месторождений с высоким газовым фактором.

Методы

Для расчета компонентных составов газовой фазы и отсепарированной нефти использован метод материального баланса и итерация в распределении молей пластовой нефти в газовой и жидкой фазах. Габариты газосепаратора выбраны по известным величинам отсепарированной нефти и газа по формуле Д.Г. Стокса.

Результаты

1. По методу Д.Л. Катца обоснована величина давления на первой ступени сепарации, рассчитан газовый фактор установки.
2. Определены параметры горизонтального газосепаратора по универсальной формуле Д.Г. Стокса по результатам разгазирования пластовой нефти при оптимальном давлении на первой ступени сепарации.

Aims and Objectives:

- justification of pressure at the first stage of separation of formation oil, which ensures the maximum output of separated oil;
- joint solution of D.L. Katz and D.G. Stokes in order to select a gas separator for fields with a high gas ratio.

Methods

The material balance method and iteration in the distribution of moles of reservoir oil in the gas and liquid phases was used to calculate the component composition of the gas phase and the separated oil. The dimensions of the gas separator are selected according to the known values of the separated oil and gas according to the formula of G.G. Stokes.

Results

1. By the method of D.L. Katz, the pressure value at the first stage of separation was substantiated, the gas factor of the installation was calculated.
2. The parameters of the horizontal gas separator were determined according to the universal G.G. Stokes formula based on the results of degassing of reservoir oil at the optimum pressure at the first separation stage.

Ключевые слова: сепарация; мольная доля; давление; температура; компонентный состав; масса нефти; газовая фаза; размеры сепаратора

Key words: separation; molar fraction; pressure; temperature; component composition; oil mass; gas phase; separator dimensions

Сепарация с последующей подготовкой нефти и попутного газа на месторождениях с высоким газовым фактором основана на организации многоступенчатой сепарации с целью избежать значительные потери легких углеводородов при снижении давления в емкостном оборудовании. Для объектов нефтедобычи с газовым фактором более 100 м³/т, как правило, организуют 4 и более ступеней сепарации [1-3]. Уже на примере двухступенчатой сепарации можно показать, что существует оптимальное давление на первой

ступени, которое обеспечивает максимально возможный выход нефти после отделения попутного нефтяного газа (ПНГ). На графике зависимости массы отсепарированной нефти от давления на первой ступени сепарации левая часть от оптимального давления характеризует контактную сепарацию в первом сепараторе с закономерным уходом пропанбензиновых фракций нефти в газовую линию, а правая часть зависимости показывает наличие контактной сепарации на второй ступени с аналогичными последствиями [4].

Расчет массы разделенных нефти и газа по методу материального баланса компонент, предложенный Д.Л. Катцем в 1938 г., осуществляется путем наблюдения за количеством молей вещества от одной ступени разделения фаз к другой и расчета молярной массы каждой фазы, исходя из их компонентного состава, который рассчитывается по формуле:

$$z_i = L \cdot x_i + V \cdot y_i, \quad (1)$$

где z_i - молярная доля i - компоненты пластовой нефти (ПН);

x_i - молярная доля i - компоненты ПН в отсепарированной нефти;

y_i - молярная доля i - компоненты ПН в отсепарированном газе.

L - молярная доля компонент пластовой нефти после сепарации в жидкой фазе;

V - молярная доля компонент пластовой нефти после сепарации в газовой фазе.

Параметры L и V подбираются путем итерации таким образом, чтобы сохранялись аксиомы:

$$\sum z_i = \sum y_i = \sum x_i = 1 \quad \text{и} \quad L + V = 1.$$

Состав дегазированной нефти определяют по формуле:

$$x_i = \frac{z_i}{L + \frac{y_i}{x_i} \cdot V} = \frac{z_i}{L + k_i \cdot V}, \quad (2)$$

где k_i - константа фазовых равновесий компонент двухфазной системы.

Константы фазовых равновесий, показывающие степень превалирования компоненты относительно других в газовой фазе в сравнении с ситуацией в жидкой фазе, приведены во многих источниках [5-7].

По методу материального баланса можно решить несколько промышленных задач сепарации компонент скважинной продукции с выходом на массовые характеристики флюидов, но метод не позволяет рассчитать габариты сепарационной установки. Эта задача решается по универсальной формуле Д.Г. Стокса [5, 8, 9] в предположении, что ламинарное течение газового потока выше межфазной поверхности определенной площади.

По данным источников [6, 10] уровень раздела сред в сепараторе должен обеспечивать заполнение емкости на 33-50 % от его внутреннего объема.

Как правило, на промыслах в качестве газосепараторов первой ступени для суточной добычи нефти до 5000 т используют емкости в пределах 50-100 м³, поэтому расчеты проведены для горизонтального сепаратора с относительно небольшим внутренним диаметром 2,4 м.

Следует рассчитать длину газосепаратора первой ступени для двух объектов исследования с соблюдением следующих требований.

1. Количество разделенных фаз не противоречит величине газового фактора пластовой нефти.

2. Диаметры капель нефти, диспергированных в ПНГ, и пузырьков газа в жидкой фазе соответствуют общепринятым размерам [6, 8].

Для проведения расчетов выбраны два нефтегазоконденсатных месторождения (НГКМ): Ярактинское в Восточной Сибири и месторождение, находящееся на полуострове Ямал.

Несмотря на различие в географическом расположении пластовые нефти этих объектов по компонентному составу и свойствам схожи (таблицы 1 и 2), поэтому условия сепарации нефти и газа для них могут быть едиными.

В статье рассматривается двухступенчатая сепарация пластовой нефти при суточном поступлении нефти на сепаратор первой ступени в объеме 5000 т в следующей последовательности.

Таблица 1. Компонентный состав пластовой нефти объектов исследования (мольное содержание, %)

Компоненты	НГКМ на полуострове Ямал	Ярактинское НГКМ
Двуокись углерода	0	0,00
Азот	0	1,22
Метан	46,81	46,39
Этан	7,04	8,39
Пропан	4,04	5,05
Изобутан	2,86	0,95
Нормальный бутан	1,39	2,19
Изопентан	1,81	1,02
Нормальный пентан	1,81	1,13
Гексан	1,77	0,92
Остаток	32,47	32,72
ММО, грамм/моль	225	245
Молекулярная масса пластовой	91,03	97,00

Таблица 2. Свойства пластовой нефти объектов исследования

Параметр	НГКМ на полуострове Ямал	Ярактинское НГКМ
Давление пластовое, МПа	22,2	24,9
Температура пластовая, °С	55,3	37
Давление насыщения пластовой нефти, МПа	20,4	22,63
Газосодержание, м ³ /т	173,4	151
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	677	723,4
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1,07	1,06
Плотность ПНГ в стандартных условиях, кг/м ³	0,974	0,635
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	823	833

Расчеты приведены для НГКМ на полуострове Ямал.

1. Исходя из молекулярной массы, определяется количество молей пластовой нефти N и по методу Д.Л. Катца прослеживается последующее движение компонентов нефти в мольном выражении, находящихся в жидкой (параметр L) и газовой (параметр V) фазах.

Для расчетов приняты следующие термобарические условия:

- температура на ступенях 20 °С,
- абсолютное давление на второй ступени 1 атм,
- на первой ступени повышается от 2 до 15 атм.

Результаты на рисунке 1 показывают, что по обоим месторождениям необходимо на первой ступени поддерживать давление 10 атм.

В дальнейшем величина параметра будет использована для оценки вязкости ПНГ первой ступени сепарации.

На первой ступени отсепарированная нефть по массе составит для первого объекта $Q_n = 4402,7$ т/сут, для Ярактинского месторождения - 4393,6 т/сут.

2. Определяется количество выделившегося газа на первой ступени сепарации, приведенное к нормальным условиям:

$$Q_g = N \cdot V_1 \cdot 22,4 = 662303 \text{ м}^3.$$

3. По рекомендации источника [6] рассмотрим заполнение горизонтального сепаратора нефтью на 1/3.

Это обеспечивается при ширине межфазной поверхности b , равной 0,96 диаметра сепаратора 2,4 м [15].

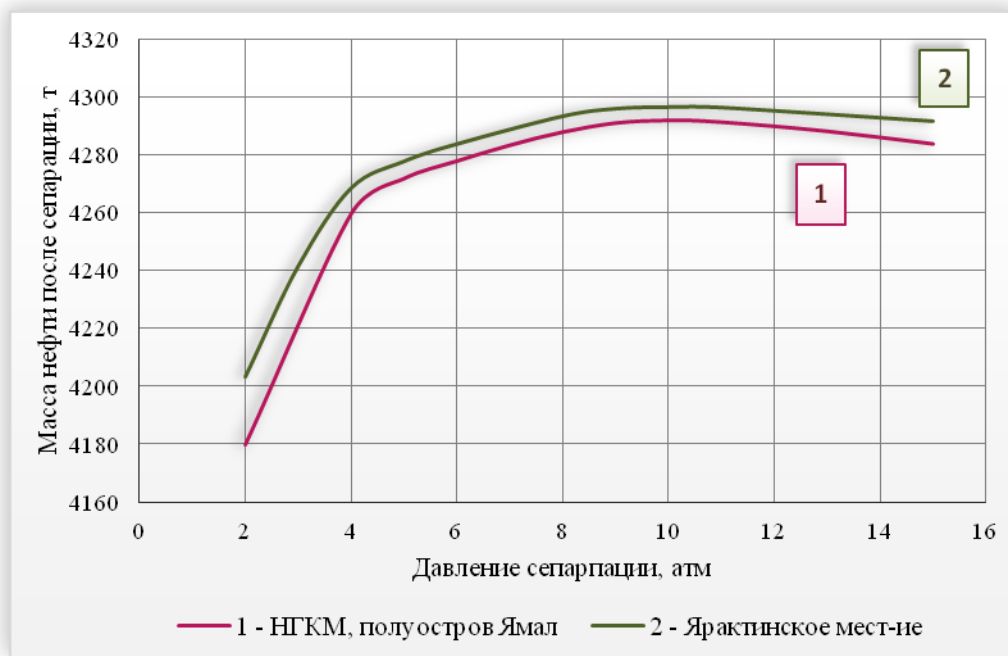


Рисунок 1. Зависимость выхода нефти после двухступенчатой сепарации при суточной загрузке 5000 т пластовой нефти

4. В универсальной формуле Д.Г. Стокса, применительно к уже известной производительности сепаратора первой ступени по нефти Q_n , известны все параметры кроме длины емкости L :

$$Q_n = 86400 \cdot b \cdot L \cdot \frac{d_z^2 (\rho_n - \rho_z)}{18 \cdot \mu_n} \cdot g \quad (3)$$

Исходные данные для поведения расчетов по формуле Д.Г. Стокса приведены в таблице 3.

По формуле (3) определяется искомая длина сепаратора первой ступени:

$$L = \frac{Q_n \mu_n}{47088 \cdot 0,96 D \cdot d_z^2 (\rho_n - \rho_z)} = 10,31 \text{ м}$$

Сепаратор НГС-1,0-2400 имеет необходимую длину в 11,06 м [6].

5. Формула Стокса для производительности сепаратора по газу имеет вид:

$$Q_z = 86400 \cdot b \cdot L \cdot \frac{p_1}{p_0} \cdot \frac{T_0}{T_1} \cdot \frac{1}{z} \cdot \frac{d_n^2 (\rho_n - \rho_z)}{18 \cdot \mu_z} \cdot g \quad (4)$$

В формуле (4) известны все параметры кроме вязкости газа в условиях сепаратора, поэтому эта неизвестная величина определяется расчетным путем:

$$\mu_z = 86400 \cdot b \cdot L \cdot \frac{p_1}{p_0} \cdot \frac{T_0}{T_1} \cdot \frac{1}{z} \cdot \frac{d_n^2 (\rho_n - \rho_z)}{18} \cdot g \cdot \frac{1}{Q_z} = 0,021 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

Результат расчетов по вязкости газа согласуется со справочными данными вязкости метана при стандартных условиях - 0,011 мПа·с [13-16] (таблица 4).

Таблица 3. Исходные данные к расчетам по формуле Д.Г. Стокса

Параметр	НГКМ на полуострове Ямал	Ярактинское НГКМ
Суточный выход нефти после двухступенчатой сепарации, т	4292,2	4296,8
Выход нефти после первой ступени сепарации, т/сут	4402,7	4393,6
Диаметр пузырька газа, м [6, 8]	0,00008	
Диаметр частицы нефти, м [6, 8]	0,00004	
Плотность нефти в условиях сепаратора, кг/м ³	817	828,5
Плотность газа в условиях сепаратора, кг/м ³	9,405	6,037
Вязкость газа, мПа·с	неизвестно	
Коэффициент сверхсжимаемости газа [12]	0,98	0,98
Давление на 1 ступени сепарации, атм	10	10

Таблица 4. Результаты расчетов по методам Д.Л. Катца и Д.Г. Стокса

Параметр	НГКМ на полуострове Ямал	Ярактинское НГКМ
<i>двухступенчатая сепарация</i>		
Оптимальное давление на первой ступени, атм	10	10
Выход нефти, т/сут	4292,2	4296,8
Выход ПНГ, м ³ /сут	730003 662303+67700	710128 649415+60713
Газовый фактор по сепарации, м ³ /т	146	142
Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	173	151
<i>характеристики сепаратора первой ступени</i>		
Диаметр газосепаратора, м	2,4	
Длина газосепаратора, м	11,06	11,06
Емкость газосепаратора, м ³	50	
Марка сепаратора	НГС 1,0-2400	
Расчетная вязкость ПНГ, мПа·с	0,021	0,023

Выводы

1. Для двухступенчатой сепарации пластовой нефти нефтегазоконденсатных месторождений определено давление на первой ступени, позволяющее максимально сохранить углеводороды в жидкой фазе. На этих объектах нефтедобычи могут эксплуатиро-

ваться однотипные сепараторы при одинаковых термобарических условиях.

2. Совместное применение методик Д.Л. Катца и Д.Г. Стокса дает возможность выбирать габариты емкостного оборудования и оценивать вязкость попутного нефтяного газа в условиях сепаратора при отсутствии этой важной информационной составляющей расчетной методики.

Список литературы

1. Маринин Н.С., Савватеев Ю.Н. Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системах сбора. М.: Недра, 1982. 171 с.
2. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях. М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. 283 с.
3. Смирнов А.С. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле. М.: Недра, 1971. 256 с.
4. Денисламов И.З. Проектирование оборудования и оптимизация процессов в системе сбора

References

1. Marinin N.S., Savvateev Yu.N. *Razgazirovanie i predvaritel'noe obezvozhivanie nefi v sistemakh sbora* [Degasification and Preliminary Oil Dehydration in Gathering Systems]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 171 p. [in Russian].
2. Persiyantsev M.N. *Sovershenstvovanie protsessov separatsii nefi ot gaza v promyslovyykh usloviyakh* [Improvement of Oil-Gas Separation Processes in the Field]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 1999. 283 p. [in Russian].

и подготовки скважинной продукции. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. 28 с.

5. Лутошкин Г.С., Дуношкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. М.: Недра, 1985. 135 с.

6. Леонтьев С.А., Галикеев Р.М., Тарасов М.Ю. Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок системы сбора и подготовки скважинной продукции. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. 124 с.

7. РД 39-1-353-80. Инструкция по определению газовых факторов и ресурсов нефтяного газа, извлекаемого из недр. М.: Гипровостокнефть, 1980. 219 с.

8. Worley M.S., Laurence L.L. Oil and Gas Separation is a Science // *Journal of Petroleum Technology*. 1957. Vol. 9. Issue 4. P. 11-16. DOI: 10.2118/799-G.

9. Bothamley M. Gas/Liquids Separators: Quantifying Separation Performance - Part 2 // *Oil and Gas Facilities*. 2013. Vol. 2. Issue 5. P. 35-47. DOI: 10.2118/1013-0035-OGF.

10. Фахрутдинов Р.З., Султанов А.Х. Интенсификация работы нефтегазовых сепараторов и способ оценки их эффективности // *Экспозиция Нефть Газ*. 2007. № 22 (42). С. 21-23.

11. Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике для инженеров и учащихся вузов. М.: Наука, 1986. 544 с.

12. Толпаев В.А., Корчагин П.В., Гоголева С.А. Аппроксимационная зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа от давления и температуры // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. 2013. № 12. С. 35-38.

13. Baron J.D., Roof J.G, Wells F.W. Viscosity of Nitrogen, Methane, Ethane, and Propane at Elevated Temperature and Pressure // *Journal of Chemical and Engineering Data*. 1959. Vol. 4. Issue 3. P. 283-288.

14. Gonzalez M.H., Bukacek R.F., Lee A.L. The Viscosity of Methane // *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1967. Vol. 7. Issue 1. P. 75-79. DOI: 10.2118/1483-PA.

15. Bicher L.B., Katz D.L. Viscosities of the Methane-Propane System // *Industrial and Engineering Chemistry*. 1943. Vol. 35. Issue 7. P. 754-761. DOI: 10.1021/ie50403a004.

16. Бабичев А.П., Бабушкина Н.А., Братковский А.М. Физические величины. Справочник. М.: Энергоатомиздат, 1991. 1232 с.

3. Smirnov A.S. *Sbor i podgotovka neflyanogo gaza na promysle* [Collection and Preparation of Petroleum Gas in the Field]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 256 p. [in Russian].

4. Denislamov I.Z. *Proektirovanie oborudovaniya i optimizatsiya protsessov v sisteme sbora i podgotovki skvazhinnoi produktsii* [Equipment Design and Optimization of Processes in the Collection and Preparation System of Well Products]. Ufa, UGNTU Publ., 2020. 28 p. [in Russian].

5. Lutoshkin G.S., Dunyushkin I.I. *Sbornik zadach po sboru i podgotovke nefli, gaza i vody na promyslakh* [Collection of Tasks for the Collection and Treatment of Oil, Gas and Water in the Fields]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 135 p. [in Russian].

6. Leontev S.A., Galikeev R.M., Tarasov M.Yu. *Tekhnologicheskii raschet i podbor standartnogo oborudovaniya dlya ustanovok sistemy sbora i podgotovki skvazhinnoi produktsii* [Technological Calculation and Selection of Standard Equipment for Systems for Gathering and Preparation of Well Products]. Tyumen, TyumGNGU Publ., 2015, 124 p. [in Russian].

7. РД 39-1-353-80. *Instruktsiya po opredeleniyu gazovykh faktorov i resursov neflyanogo gaza, izvlekaemogo iz neдр* [RD 39-1-353-80. Instructions for the Determination of Gas Factors and Resources of Petroleum Gas Extracted from the Subsoil]. Moscow, Giprovtostokneft' Publ., 1980. 219 p. [in Russian].

8. Worley M.S., Laurence L.L. Oil and Gas Separation is a Science. *Journal of Petroleum Technology*, 1957, Vol. 9, Issue 4, pp. 11-16. DOI: 10.2118/799-G.

9. Bothamley M. Gas/Liquids Separators: Quantifying Separation Performance - Part 2. *Oil and Gas Facilities*, 2013, Vol. 2, Issue 5, pp. 35-47. DOI: 10.2118/1013-0035-OGF.

10. Fakhruudinov R.Z., Sultanov A.Kh. Intensifikatsiya raboty neftegazovykh separatorov i sposob otsenki ikh effektivnosti [Intensification of the Operation of Oil and Gas Separators and a Method for Assessing Their Effectiveness]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz - Exposition Oil Gas*, 2007, No. 22 (42), pp. 21-23. [in Russian].

11. Bronshtein I.N., Semendyaev K.A. *Spravochnik po matematike dlya inzhenerov i uchashchikhsya vuzov* [A Guide to Mathematics for Engineers and College Students]. Moscow, Nauka Publ., 1986. 544 p. [in Russian].

12. Tolpaev V.A., Korchagin P.V., Gogoleva S.A. Aппроксимационная зависимость коэффициента сверхсжимаемости газа от давления и температуры [Approximation Dependence of Gas Supercompressibility Factor on Pressure and Temperature]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neflyanoi promyshlennosti - Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*, 2013, No. 12, pp. 35-38. [in Russian].

13. Baron J.D., Roof J.G, Wells F.W. Viscosity of Nitrogen, Methane, Ethane, and Propane at Elevated Temperature and Pressure. *Journal of Chemical and Engineering Data*, 1959, Vol. 4, Issue 3, pp. 283-288.

14. Gonzalez M.H., Bukacek R.F., Lee A.L. The Viscosity of Methane. *Society of Petroleum Engi-*

neers Journal, 1967, Vol. 7, Issue 1, pp. 75-79. DOI: 10.2118/1483-PA.

15. Bicher L.B., Katz D.L. Viscosities of the Methane-Propane System. *Industrial and Engineering Chemistry*, 1943, Vol. 35, Issue 7, pp. 754-761. DOI: 10.1021/ie50403a004.

16. Babichev A.P., Babushkina N.A., Bratkovskii A.M. *Fizicheskie velichiny. Spravochnik* [Physical Quantities. Directory]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1991. 1232 p. [in Russian].

Авторы

• Денисламов Ильдар Зафирович, канд. техн. наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Самушкова Элина Сергеевна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: elinkasamushkova@mail.ru

• Имамутдинова Аделина Алтафовна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: adelina.imamutdinova99@mail.ru

The Authors

• Denislamov Ildar Z., Candidate of Engineering Sciences, Associated Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas-Oil Fields Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Samushkova Elina S.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Oil and Gas-Oil Fields
Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: elinkasamushkova@mail.ru

• Imamutdinova Adelina A.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Oil and Gas-Oil Fields
Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: elinkasamushkova@mail.ru
e-mail: adelina.imamutdinova99@mail.ru