DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-1-56-71

УДК 622.276

И.З. Денисламов, Ш.А. Гафаров, К.И. Идрисов, А.И. Денисламова

(Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация)

МЕТОД Д.Л. КАТЦА В РЕШЕНИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ЗАДАЧ

Ildar Z. Denislamov, Shamil A. Gafarov, Klim I. Idrisov, Aliya I. Denislamova

(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

D.L. KATZ METHOD IN OILFIELD PROBLEMS SOLUTION

Введение

Сепарация газа из нефти происходит на всем протяжении технологического процесса добычи и подготовки нефти из-за постоянного или периодического снижения давления в нефтепромысловом оборудовании. Только в скважинных условиях выделение газа из нефти наблюдается дважды: до и после глубинного насоса. В поверхностных условиях эффективная многоступенчатая сепарация газа из нефти обеспечивает экономичную и безопасную транспортировку нефти по трубопроводной системе, стабилизацию нефти и получение максимального количества товарной нефти. Последние две задачи напрямую связаны с допустимой величиной давления насыщенных паров нефти и её компонентным составом при сдаче товарной нефти потребителю. В статье рассмотрено решение нескольких задач подготовки скважинной продукции с помощью метода Д.Л. Катца.

Цели и задачи

- определить оптимальное положение путевого подогревателя типа ПП-4В в технологической цепи установки сброса воды и подготовки нефти;

Background

The separation of gas from oil occurs throughout the entire technological process of oil production and preparation due to the constant or periodic decrease in pressure in oilfield equipment. Only in borehole conditions, gas release from oil is observed twice: before and after the downhole pump. In surface conditions, an efficient multistage separation of gas from oil ensures economical and safe transportation of oil through the pipeline system, stabilization of oil and obtaining the maximal amount of marketable oil. The last two tasks are directly related to the permissible saturated vapor pressure of the oil and its component composition when delivering commercial oil to the consumer. The article discusses the solution of several tasks for the preparation of borehole products using the D.L. Katz method.

Aims and Objectives

- to determine the optimal position of PP-4V track heater in the technological chain of the water discharge and oil preparation unit;

- оценить возможность использования метода Д.Л. Катца для экспресс-оценки давления насыщения газом пластовой нефти.

Методы

Для расчета компонентного состава газовой фазы и отсепарированной нефти использован метод материального баланса, который выражен в равенстве молей определенной компоненты системы до и после разделения фаз.

Результаты

По методу Д.Л. Катца рассчитаны 5 вариантов разгазирования пластовой нефти Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения. Среди рассмотренных трех вариантов трехступенчатой сепарации определено оптимальное положение путевого подогревателя ПП-4В в технологической последовательности подготовки нефти.

На основе анализа проведенных расчетов обоснованы возможности использования метода материального баланса и контактной сепарации газа из нефти при различных давлениях в PVT-камере для определения давления насыщения нефти газом.

- to evaluate the possibility of using the D.L. Katz method for rapid assessment of saturated gas pressure of reservoir oil.

Methods

To calculate the component composition of the gas phase and the separated oil, the material balance method was used, which is expressed in the equality of moles of a certain component of the system before and after phase separation.

Results

According to D.L. Katz method there calculated 5 types for the degassing of reservoir oil from the Yarakta oil and gas condensate field.

Among the considered three types for three-stage separation, the optimal position of the PP-4V track heater in the technological sequence of oil preparation was determined.

Based on the analysis of the calculations, the possibilities of using the method of material balance and contact separation of gas from oil at various pressures in the PVT chamber to determine the pressure of saturation of oil with gas are substantiated.

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

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

Выделение легких компонент из нефти в виде попутного газа при снижении давления зависит от термобарических условия. Давление, формируемое отдельной компонентой пластовой нефти в газовой фазе согласно гипотезе Дальтона, не зависит от количественного присутствия других компонент. Температура, также как и давление, определяет процесс сепарации легких компонент из пластовой нефти благодаря передаче кинетической энергии молекулам углеводородов и других компонент и преодолению межмолекулярных сил притяжения, существующего в жидкой фазе.

The release of light components from oil in the form of associated gas with a decrease in pressure depends on thermobaric conditions. The pressure generated by a separate component of the reservoir oil in the gas phase according to the Dalton hypothesis does not depend on the quantitative presence of other components. Temperature, as well as pressure, determines the process of separation of light components from reservoir oil due to the transfer of kinetic energy to hydrocarbon molecules and other components and overcoming the intermolecular attractive forces existing in the liquid phase.

Оценка компонентного состава попутного нефтяного газа (ПНГ) и нефти после газосепаратора основана на постоянстве количества молей компоненты углеводородной системы до и после разделения фаз. После деления правой и левой частей равенства на общее число молей в рассматриваемой системе получается основная формула Д.Л. Катца, опубликованная в 1939 году:

$$z_i = L \cdot x_i + V \cdot y_i,$$

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

x_i - мольная доля i -ой компоненты ПН в отсепарированной нефти;

y_i - мольная доля i -ой компоненты ПН в отсепарированном газе;

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

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

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

$$\sum z_i = \sum y_i = \sum x_i = 1, \quad (1)$$

и

and

$$L + V = 1.$$

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

где K_i — константа фазовых равновесий компонент двухфазной системы.

Константы фазовых равновесий, показывающие степень превалирования компоненты относительно других в газовой фазе в

Evaluation of the component composition of associated petroleum gas (APG) and oil after the gas separator is based on the constancy of the number of moles of the components of the hydrocarbon system before and after phase separation. After dividing the right and left parts of the equality by the total number of moles in the system under consideration, there comes D.L. Katz main formula published in 1939:

where z_i is the molar fraction of the i -th component of reservoir oil (RO);

x_i - molar fraction of the i -th component of the RO in the separated oil;

y_i - the molar fraction of the i -th component of the RO in the separated gas;

L is the molar fraction of the components of the reservoir oil after separation in the liquid phase;

V is the molar fraction of the components of the reservoir oil after separation in the gas phase.

Parameters L and V are selected by iteration so that the axioms are preserved:

where K_i is the constant of phase equilibria of the components of the two-phase system.

The constants of phase equilibria, showing the degree of prevalence of the component relative to others in the gas phase in comparison with

сравнении с ситуацией в жидкой фазе, приведены во многих источниках [1-3].

Метод Д.Л. Катца описан в работах [1, 2, 4-7] и применим для решения нескольких промысловых задач добычи и подготовки нефти и попутного газа:

- определение термобарических условий многоступенчатой сепарации, обеспечивающих максимальный массовый выход отсепарированной нефти;

- оценка компонентного состава ПНГ в межтрубном пространстве нефтедобывающей скважины [8];

- обоснование условий сепарации в емкостном оборудовании для получения избирательного состава ПНГ на первой или второй ступени сепарации.

В статье будет дополнительно рассмотрена возможность экспресс-оценки давления насыщения нефти газом по исходному составу пластовой нефти. Такая возможность исходит из положений стандартной методики разгазирования пробы пластовой нефти в PVT-камере [9, 10].

Месторождения легкой нефти с большим газосодержанием требуют организации многоступенчатой сепарации газа из нефти, причем эффективность такой сепарации будет тем выше, чем большим будет газовый фактор пластовой нефти [11].

Расчеты по методу Д.Л. Катца устанавливают оптимальные перепады давления между ступенями сепарации или степень нагрева нефти перед одним из газосепараторов для решения одной из задач подготовки нефти и газа необходимого качества.

В связи с этим для расчетов выбрано Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), нефти которого относятся к легким и содержат значительное количество растворенного газа. Месторождение разрабатывается Иркутской нефтяной компанией с соблюдением современных требований к утилизации попутного нефтяного газа.

Основные запасы месторождения сосредоточены в кварцевых песчаниках Ярактинского горизонта, сложенного двумя пластами, разделенными пачкой глинисто-алевролитовых пород.

the situation in the liquid phase, are given in many sources [1-3].

D.L. Katz method is described in works [1, 2, 4-7] and is applicable for solving several industrial problems of oil and gas gathering and treatment:

- determination of the thermobaric conditions of multistage separation, ensuring the maximal mass yield of separated oil;

- assessment of the composition of APG in the inter-pipe space of an oil well [8];

- justification of the conditions of separation in the capacitive equipment to obtain the selective composition of APG at the first or second stage of separation.

The article will additionally consider the possibility of an express assessment of the pressure of oil saturation with gas by the initial composition of reservoir oil. This possibility proceeds from the provisions of the standard method for the degassing of a reservoir oil sample in a PVT chamber [9, 10].

Deposits of light oil with a high gas content require the organization of multistage separation of gas from oil, and the efficiency of such separation will be the higher, the greater the gas factor of the reservoir oil [11].

Calculations by D.L. Katz method set the optimal pressure drops between the separation stages or the degree of oil heating in front of one of the gas separators to solve one of the problems of treating oil and gas of the required quality.

In this regard, the Yarakta oil and gas condensate field (OGCF) was selected for calculations, the oils of which are classified as light and contain a significant amount of dissolved gas. The field is developed by the Irkutsk Oil Company in compliance with modern requirements for associated petroleum gas utilization.

The main reserves of the deposit are concentrated in quartz sandstones of the Yarakta horizon, composed of two layers, separated by a pack of clay-siltstone rocks.

Компонентные составы ПНГ дегазированной и пластовой нефти представлены в таблице 1.

Component compositions of APG degassed and reservoir oils are presented in Table 1.

Таблица 1. Компонентный состав пластовой нефти и выделившегося газа в лабораторных условиях (мольное содержание в %)

Компоненты	Пластовая нефть	Газ, выделившийся при однократном разгазировании при стандартных условиях
Двуокись углерода	0,03	0,04
Азот + редкие газы	1,22	1,90
Метан	46,39	71,99
Этан	8,38	12,81
Пропан	5,05	7,32
Изобутан	0,95	1,23
n-бутан	2,19	2,63
Изопентан	1,02	0,88
n-пентан	1,13	0,88
Гексаны	0,92	0,32
Гептан	-	-
Октан и остатки	32,72	-
<i>Всего:</i>	100,00	100,00

Table 1. The composition of the reservoir oil and gas released under laboratory conditions (molar content in %)

Components	Reservoir oil	Gas released during a single degassing under standard conditions
Carbon dioxide	0.03	0.04
Nitrogen + rare gases	1.22	1.90
Methane	46.39	71.99
Ethane	8.38	12.81
Propane	5.05	7.32
Isobutane	0.95	1.23
n-butane	2.19	2.63
Isopentane	1.02	0.88
n-pentane	1.13	0.88
Hexanes	0.92	0.32
Heptane	-	-
Octane and the remnants	32.72	-
<i>Total:</i>	100.00	100.00

Свойства пластовой нефти и выделенного газа изучены в лабораторных условиях. Давление насыщения нефти газом равно 22,6 МПа, газовый фактор - 151 м³/т, плотность пластовой нефти 723 кг/м³. При контактом разгазировании в стандартных условиях плотность нефти равна 841 кг/м³, при дифференциальном разгазировании - 822 кг/м³.

The properties of reservoir oil and released gas were studied in laboratory conditions. The saturation pressure of oil with gas is 22.6 MPa, the gas factor is 151 m³/t, the density of reservoir oil is 723 kg/m³. In contact degassing under standard conditions, the oil density is 841 kg/m³, with differential degassing - 822 kg/m³.

Несмотря на то, что при многоступенчатой сепарации плотность дегазированной нефти является меньшей величиной, чем после контактной сепарации, выход нефти с 1 т пластовой нефти при первом виде сепарации всегда выше.

Определение оптимальных значений термобарических условий дегазации пластовой нефти в сепараторах установок является одной из основных задач проектирования сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Рассмотрим двух- и трехступенчатую сепарацию газа из нефти для одной из установок подготовки нефти, взяв за основу свойства пластовой нефти Ярактинского НГКМ.

Схема сепарационных емкостей на установке приведена на рисунке 1.

На первую ступень сепарации ежедневно поступает 3000 т пластовой нефти с молярной массой 97 г/моль. Давление на первой ступени сепарации равно 0,45 МПа.

Результаты расчетов по методу Д.Л. Катца приведены в таблицах 2 и 3 и на рисунке 2.

Рассмотрены 5 вариантов сепарации нефти Ярактинского месторождения.

Первый вариант - контактная сепарация при стандартных условиях.

Второй вариант - двухступенчатая сепарация газа из нефти, на первой ступени поддерживается абсолютное давление 0,45 МПа и температура 5 °С, а на второй ступени осуществляется нагрев нефти до 40 °С при абсолютном давлении 0,1 МПа.

Третий вариант - трехступенчатая сепарация. Давления по ступеням сепарации равны: 5,5; 2,5 и 0,1 МПа. Нагрев нефти до 40 °С в путевом подогревателе типа ПП-4В или печи ПТБ-10 осуществляется перед концевой сепарационной установкой (КСУ).

Четвертый вариант - трехступенчатая сепарация, аналогичная третьему варианту, но подогрев нефти до 40 °С выполняется перед второй ступенью сепарации.

Пятый вариант - трехступенчатая сепарация, аналогичная четвертому варианту, но КСУ находится на отдалении от первых двух ступеней сепарации, поэтому температура нефти при транспортировке успевает понизиться до 5 °С.

Despite the fact that in multistage separation, the density of degassed oil is lower than after contact separation, the oil yield from 1 t of reservoir oil is always higher in the first type of separation.

Determination of the optimal values of the thermobaric conditions for the degassing of reservoir oil in the separators of units is one of the main tasks in the design of the gathering and treatment of oil, gas and water.

Let's consider two- and three-stage gas-oil separation for one of the oil treatment units, taking as a basis the properties of the reservoir oil of the Yarakta oil and gas condensate field.

The scheme of separation tanks at the installation is shown in Figure 1.

At the first separation stage 3000 t of reservoir oil with a molar mass of 97 g/mol are supplied daily. The pressure at the first stage of separation is 0.45 MPa.

The results of calculations by the D.L. Katz method are shown in Tables 2 and 3 and in Figure 2.

Five types for the separation of oil from the Yarakta field are considered.

The first type is contact separation under standard conditions.

The second type is a two-stage separation of gas from oil, at the first stage an absolute pressure of 0.45 MPa and a temperature of 5 °C are maintained, and at the second stage, oil is heated to 40 °C at an absolute pressure of 0.1 MPa.

The third type is a three-stage separation. The pressure on the separation stages are: 5.5; 2.5 and 0.1 MPa. Oil is heated to 40 °C in a PP-4V track heater or a furnace PTB-10 and is carried out before the terminal separation unit (TSU).

The fourth type is a three-stage separation, similar to the third type, but oil is heated to 40 °C before the second separation stage.

The fifth type is a three-stage separation, similar to the fourth type, but TSU is located far from the first two stages of separation, therefore, the temperature of oil during transportation has time to drop to 5 °C.

Схема пятого варианта сепарации газа из нефти приведена на рисунке 1.

The scheme of the fifth type of gas separation from oil is shown in Figure 1.

Таблица 2. Условия и результаты пяти вариантов сепарации газа из нефти (давление в атм в абсолютном измерении)

Table 2. Conditions and results of five types for gas separation from oil (pressure in atm in absolute measurement)

Вариант сепарации Separation type	Первая ступень сепарации First separation stage		Вторая ступень сепарации Second separation stage		Третья ступень сепарации Third separation stage		$L_1 \cdot L_2 \cdot L_3$	Масса одного моля нефти после сепарации, г The mass of one mole of oil after separation, g	Масса нефти после сепарации, т The mass of oil after separation, t
	L_1	V_1	L_2	V_2	L_3	V_3			
1	$P_1 = 1$ атм / atm $T_1 = 20^\circ \text{C}$		-		-		0,3458	230,16	2461,41
	0,3458	0,6542	1	0	1	0			
2	$P_1 = 4,5$ атм / atm $T_1 = 5^\circ \text{C}$		$P_2 = 1$ атм / atm $T_2 = 40^\circ \text{C}$		-		0,3757	201,93	2558,05
	0,42	0,58	0,8945	0,1055	1	0			
3	$P_1 = 5,5$ атм / atm $T_1 = 5^\circ \text{C}$		$P_2 = 2,5$ атм / atm $T_2 = 5^\circ \text{C}$		$P_3 = 1$ атм / atm $T_3 = 40^\circ \text{C}$		0,3811	218,20	2571,61
	0,42	0,58	0,973	0,027	0,9325	0,0675			
4	$P_1 = 5,5$ атм / atm $T_1 = 5^\circ \text{C}$		$P_2 = 2,5$ атм / atm $T_2 = 40^\circ \text{C}$		$P_3 = 1$ атм / atm $T_3 = 40^\circ \text{C}$		0,3826	217,67	2575,82
	0,42	0,58	0,945	0,055	0,964	0,036			
5	$P_1 = 5,5$ атм / atm $T_1 = 5^\circ \text{C}$		$P_2 = 2,5$ атм / atm $T_2 = 40^\circ \text{C}$		$P_3 = 1$ атм / atm $T_3 = 5^\circ \text{C}$		0,3947	212,66	2596,05
	0,42	0,58	0,945	0,055	0,9945	0,0055

1 - первая ступень сепарации газа; 2 - путевой подогреватель типа ПП-4В;
3 - вторая ступень сепарации; 4 - третья ступень сепарации (КСУ)

1 - the first stage of gas separation; 2 - track heater of PP-4V type;
3 - the second stage of separation; 4 - the third stage of separation (TSU)

Рисунок 1. Схема пятого расчетного варианта сепарации газа из нефти

Figure 1. Diagram of the fifth design type for the gas separation from oil

Масса отсепарированной нефти после КСУ определяется формулой:

The mass of separated oil after TSU is determined by the formula:

$$M_n^{сеп} = N_n^{молей} \cdot L_1 \cdot L_2 \cdot L_3 \cdot M_{мл}, \quad (3)$$

где $M_n^{сеп}$ - масса нефти после всех ступеней сепарации, т;

$N_n^{молей}$ - количество пластовой нефти в мольном выражении, поступающей на первую ступень сепарации, моли;

L_1 - мольная доля компонентов нефти (углеводородов) в жидкой фазе после первого сепаратора;

L_2 - мольная доля компонент нефти в жидкой фазе после второго сепаратора;

where $M_n^{сеп}$ is the mass of oil after all stages of separation, t;

$N_n^{молей}$ - the amount of reservoir oil in molar terms, arriving at the first stage of separation, moles;

L_1 is the molar fraction of oil components (hydrocarbons) in the liquid phase after the first separator;

L_2 is the molar fraction of oil components in the liquid phase after the second separator;

L_3 - мольная доля компонент нефти в жидкой фазе после третьего сепаратора;

$M_{\text{мн}}$ - масса одного моля отсепарированной нефти.

Анализ данных таблицы 2 показывает, что при организации многоступенчатой сепарации максимальная молярная масса нефти 218,2 г/моль достигается в третьем варианте, но произведение мольных долей компонент нефти в жидкой фазе $L_1 \cdot L_2 \cdot L_3$ имеет максимальную величину 0,3947 в пятом варианте сепарации. Это и обеспечивает по пятому варианту максимальный выход отсепарированной нефти из каждой тонны пластовой нефти (рисунок 2).

Вариант характеризуется тем, что установка подогревателя типа ПП-4В находится перед второй ступенью сепарации, а концевая сепарационная установка расположена на определенном отдалении от второй ступени, и температура в сепараторе нефти понижается до 5 °С.

Трехступенчатая сепарация газа из нефти (пятый вариант) в сравнении с двухступенчатой сепарацией (второй вариант) обеспечивает дополнительный суточный выход нефти 38,0 т, за календарный год - 13870 т, что сопоставимо с объемом трех РВС-5000.

Газосодержание пластовой нефти Ярактинского месторождения имеет высокое значение, поэтому даже при многоступенчатой сепарации из нефти выделяется большая масса газа; например, при оптимальном пятом варианте в систему газосбора будет отбираться 404 т ПНГ, это 13,5 % от ежесуточного поступления пластовой нефти (3000 т) в систему сепарации и стабилизации нефти.

На месторождении достигнуто эффективное использование нефтяного газа: генерируется электрическая энергия, значительная часть газа обратно закачивается в продуктивные пласты для повышения нефтеотдачи и сохранения газа на будущее.

Пропан-бутановая фракция газа отправляется по продуктопроводу на комплекс приема, хранения и отгрузки сжиженных углеводородных газов в городе Усть-Кут.

L_3 is the molar fraction of oil components in the liquid phase after the third separator;

$M_{\text{мн}}$ is the mass of one mole of separated oil.

An analysis of the data in Table 2 shows that when organizing multistage separation, a maximum molar mass of oil of 218.2 g/mol is achieved in the third type, but the product of the molar fractions of oil components in the liquid phase $L_1 \cdot L_2 \cdot L_3$ has a maximal value of 0.3947 in the fifth type of separation. According to the fifth type, this ensures the maximal yield of separated oil from each ton of reservoir oil (Figure 2).

The type is characterized by the fact that the installation of the PP-4V type heater is located in front of the second separation stage, and the terminal separation unit is located at a certain distance from the second stage, and the temperature in the oil separator decreases to 5 °C.

Three-stage separation of gas from oil (fifth type) in comparison with two-stage separation (second type) provides an additional daily oil output of 38.0 t, for a calendar year - 13870 t, which is comparable to the volume of three RVS-5000.

The gas content of the reservoir oil of the Yarkta field has high value, therefore, even during multistage separation, a large mass of gas is released from the oil; for example, under the optimal fifth type, 404 t of associated gas will be taken into the gas gathering system, which is 13.5 % of the daily intake of reservoir oil (3000 t) into the oil separation and stabilization system.

Effective use of oil gas has been achieved at the field: electric energy is generated, a significant part of the gas is pumped back into the reservoir to increase oil recovery and save gas for the future.

The propane-butane gas fraction is sent through the product pipeline to the complex for the reception, storage and shipment of liquefied petroleum gases in Ust-Kut city.

Рисунок 2. Выход нефти при различных вариантах сепарации газа из нефти при суточной нагрузке установки в 3000 т

Figure 2. Oil output under various types for gas separation from oil at a daily installation load of 3000 t

В статье в краткой форме приведены расчеты лишь по 5 вариантам сепарации газа из нефти Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, выбор наиболее оптимального из них связан с качеством товарной нефти по давлению насыщенных паров (ДНП) нефти. Данная величина не должна быть выше 66,6 кПа при температуре анализа 37,8 °C [12] для любой группы качества товарной нефти.

В связи с этим необходимо наиболее привлекательные варианты сепарации по критерию «выход товарной нефти» дополнительно тестировать в лабораторных условиях путем дифференциальной дегазации пластовой нефти с последующим определением ДНП отсепарированной нефти.

Известно, что дегазация пластовой нефти начинается при снижении давления ниже давления насыщения нефти газом $P_{\text{нас}}$. [6]. Данный параметр важен для проектирования разработки нефтяного месторождения и последующего контроля эксплуатации объекта добычи нефти.

Информация по давлению насыщения нефти газом также важна и для организации эффективной эксплуатации глубинного насосного оборудования скважины.

По изобретению [13] искомый параметр определяют в скважинных условиях путем постепенного снижения давления на приеме электроцентробежного насоса.

Изменение производительности насоса производится с помощью частотного преобразователя тока, питающего погружной электродвигатель установки. По зависимости «давление - плотность жидкости в межтрубном пространстве» и находят величину параметра $P_{\text{нас}}$.

В изобретениях [14, 15] приведены технологии по детализации понятия «интеллектуальной скважины», основанные на использовании в скважине двух датчиков давления на определенном расстоянии друг от друга по вертикали.

При отсутствии в потоке жидкости газовой фазы по показаниям датчиков давления определяется обводненность нефти.

Регулируемое снижение давления между датчиками инициирует появление пузырь-

The article summarizes the calculations for only 5 types for gas separation from oil from the Yarakta oil and gas condensate field, the choice of the most optimal of them is related to the quality of marketable oil by the saturated vapor pressure (SVP) of the oil. This value should not be higher than 66.6 kPa at an analysis temperature of 37.8 °C [12] for any group of commercial oil quality.

In this regard, it is necessary to additionally test the most attractive separation types by the criterion of «marketable oil yield» under laboratory conditions by differential degassing of the reservoir oil, followed by determination of the SVP of the separated oil.

It is known that the degassing of reservoir oil begins when the pressure drops below the saturation pressure of oil with R_{nas} gas [6]. This parameter is important for the design of oil field development and subsequent monitoring of the operation of the oil production facility.

Information on the pressure of oil saturation with gas is also important for organizing the effective operation of deep well pumping equipment.

According to the invention [13], the desired parameter is determined in downhole conditions by gradually reducing the pressure at the reception of the electric centrifugal pump.

Changing the pump performance is carried out using a frequency current converter that supplies the submersible electric motor of the unit. According to the dependence «pressure - fluid density in the annulus» and one can find the value of the parameter R_{nas} .

In the inventions [14, 15], technologies for detailing the concept of an «intellectual well» are presented, based on the use of two pressure sensors in a well at a certain vertical distance from each other.

If there is no gas phase in the liquid stream, the water cut of the oil is determined by the pressure sensors.

An adjustable pressure drop between the sensors initiates the appearance of gas bubbles

ков газа в нефти и уменьшает плотность газожидкостного состава между датчиками.

Давление насыщения нефти газом определяется по излому графической зависимости разности давлений между датчиками от средней величины давления в зоне датчиков, находящихся вблизи продуктивного пласта.

Рассмотрим применимость метода материального баланса для экспресс-оценки давления насыщения нефти газом.

Используется контактная сепарация пластовой нефти, где давление в PVT камере понижают с 50 до 0,1 МПа в абсолютном выражении параметра. Для дискретных значений давления определяются константы фазовых равновесий и объемы выделившейся газовой фазы.

Расчетная зависимость объема газовой фазы от давления в замкнутой системе пластовой нефти Ярактинского месторождения приведена на рисунке 3. По точке пересечения двух линейных зависимостей, характерных для однофазной и двухфазной систем, определяется параметр $P_{\text{нас}}$, равный 21,9 МПа.

Аналогичная линейная зависимость газосодержания пластовой нефти от давления насыщения нефти газом, полученная лабораторным путем, приведена в статье [16]. В работе [6] отмечается, что в области высоких давлений зависимость газонасыщенности нефти от давления может быть принята за линейную.

В таблице 3 сведены расчетные данные по методу Д.Л. Катца вместе с данными лабораторных исследований пластовой нефти Ярактинского месторождения.

Анализ данных таблицы 3 показывает, что имеется приемлемая сходимость лабораторных и расчетных данных по основным параметрам пластовой нефти.

in the oil and reduces the density of the gas-liquid composition between the sensors.

The gas saturation pressure of gas is determined by the fracture of the graphical dependence of the pressure difference between the sensors on the average pressure in the zone of sensors located near the reservoir.

Let's consider the applicability of the material balance method for the rapid assessment of the saturation pressure of oil with gas.

Contact separation of reservoir oil is used, where the pressure in the PVT chamber is reduced from 50 to 0.1 MPa in absolute terms. For discrete pressure values, the constants of phase equilibria and the volumes of the evolved gas phase are determined.

The calculated dependence of the volume of the gas phase on the pressure in the closed system of the Yarakta field reservoir oil is shown in Figure 3. Using the intersection point of two linear dependences characteristic of single-phase and two-phase systems, the $P_{\text{нас}}$ parameter is determined equal to 21.9 MPa.

A similar linear dependence of the gas content of reservoir oil on the pressure of saturation of oil with gas, obtained by laboratory methods, is given in [16]. In [6], it is noted that in the high-pressure range, the dependence of oil gas saturation on pressure can be taken as linear.

Table 3 summarizes the calculated data by D.L. Katz method along with laboratory research data on the reservoir oil of the Yarakta field.

An analysis of the data in Table 3 shows that there is acceptable convergence of laboratory and calculated data on the main parameters of reservoir oil.

Рисунок 3. Определение давления насыщения нефти газом расчетным способом (дегазация 1 т пластовой нефти)

Figure 3. Determination of oil saturation pressure by gas by calculation method (degassing of 1 t of reservoir oil)

Таблица 3. Характеристика пластовой нефти Ярактинского НГКМ

Параметр	Данные анализа пластовой нефти	Расчетные данные по методу Д.Л. Катца
Давление насыщения нефти газом, МПа	17,2-26,4	21,89
	Среднее значение 22,63	
Молекулярная масса отсепарированной нефти при стандартном разгазировании, г/моль	230,0	230,1
Плотность газа, кг/м³	0,965	1,097
Мольное содержание метана в ПНГ при дифференциальном разгазировании, %	79,5	78,1
Газовый фактор, м³/т	151	151

Table 3. Characteristics of the reservoir oil of Yarakta oil and gas condensate field

Parameter	Formation oil analysis data	The calculated data according to the D.L. Katz method
Saturation pressure of oil with gas, MPa	17.2-26.4	21.89
	Average 22.63	
The molecular weight of the separated oil with standard degassing, g/mol	230.0	230.1
Gas density, kg/m³	0.965	1.097
The molar content of methane in APG at differential degassing, %	79.5	78.1
Gas factor, m³/t	151	151

Выводы

1. На основании проведенных расчетов по методу Д.Л. Катца определено местоположение путевого подогревателя ПП-4В между первой и второй ступенями сепарации как наиболее выгодное по критерию «выход максимального количества предтоварной нефти». Возможность концевой сепарации газа из нефти при более низкой температуре должна быть смоделирована в лабораторных условиях и проверена на соответствие нормативным требованиям по давлению насыщенных паров товарной нефти.

2. Рассмотренный в статье метод материального баланса позволяет рассчитать по компонентному составу пластовой нефти такие показатели, как давление насыщения нефти газом, газовый фактор, молярную массу нефти и газа, компонентный состав разделенных фаз и другие параметры, характеризующие свойства флюидов по ступеням сепарации и в целом по объекту нефтедобычи.

Анализ расчетных данных по вариантам сепарации газа из нефти способствует выбору оптимальной схемы сбора и подготовки скважинной продукции нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений.

Список литературы

1. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. М.: Недра, 1985. 135 с.
2. 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.
3. РД 39-1-353-80. Инструкция по определению газовых факторов и ресурсов нефтяного газа, извлекаемого из недр. М.: ВНИИнефть, 1980. 219 с.
4. Смирнов А.С. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле. М.: Недра, 1971. 256 с.
5. Сулейманов Р.С., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технология и оборудование. Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. 450 с.
6. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 312 с.
7. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. Казань: Фэн, 2002. 408 с.

Results

1. Based on the calculations by the D.L. Katz method the location-position of the PP-4V track heater between the first and second stages of separation is determined as the most favorable according to the criterion of «yield of the maximum amount of pre-oil». The possibility of terminal gas separation from oil at a lower temperature should be modeled in laboratory conditions and tested for compliance with regulatory requirements for saturated vapor pressure of commercial oil.

2. The material balance method considered in the article allows to calculate parameters such as pressure of oil saturation with gas, gas factor, molar mass of oil and gas, component composition of separated phases and other parameters characterizing the fluid properties by stages from the component composition of reservoir oil separation and in general for the oil production facility.

Analysis of the calculated data according to the types of separating gas from oil contributes to the selection of the optimal scheme for gathering and treating well products for oil and gas condensate fields.

References

1. Lutoshkin G.S., Dunyushkin I.I. *Sbornik zadach po sboru i podgotovke nefti, gaza i vody na promyslakh* [Collection of Tasks for the Collection and Preparation of Oil, Gas and Water in the Fields]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 135 p. [in Russian].
2. 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 the Installation of a System for Collecting and Preparing Well Products]. Tyumen, TyumGNGU Publ., 2015. 124 p. [in Russian].
3. *RD 39-1-353-80. Instruksiya po opredeleniyu gazovykh faktorov i resurov neftyanogo gaza, izvlekaemogo iz neдр* [RD 39-1-353-80. Instructions for the Determination of Gas Factors and Oil Gas Resources Extracted from the Subsoil]. Moscow, VNIIneft' Publ., 1980. 219 p. [in Russian].
4. Smirnov A.S. *Sbor i podgotovka neftyanogo gaza na promysle* [Gathering and Treatment of Oil Gas in the

8. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Засов П.А., Денисламова А.И. Исследование состава флюидов и процессов в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин // Нефтепромысловое дело. 2018. № 4. С. 38-42. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-4-38-42.
9. ОСТ 39-087-79. Лабораторные методы и приемы для определения давления насыщения нефти газом. М.: Гипровостокнефть, 1979. 14 с.
10. Гафаров Ш.А., Лысенков А.В. Физика пласта. Уфа: Монография, 2008. 224 с.
11. Маринин Н.С., Савватеев Ю.Н. Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системах сбора. М.: Недра, 1982. 171 с.
12. ГОСТ 1756-2000. Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров. М.: Стандартинформ, 2006. 16 с.
13. Пат. 2521091 РФ, МПК Е 21 В 47/06. Способ определения давления насыщения нефти газом / С.Г. Вольпин, Д.А. Корнаева, А.В. Свалов, Ю.М. Штейнберг. 2013112595/03, Заявлено 21.03.2013; Опубл. 27.06.2014. Бюл. 18.
14. Пат. 2610941 РФ, МПК Е 21 В 47/10. Способ оценки обводненности продукции нефтедобывающей скважины / И.З. Денисламов, И.З. Исаев, Р.Р. Ишбаев. 2015151849, Заявлено 02.12.2015; Опубл. 17.02.2017. Бюл. 5.
15. Пат. 2685379 РФ, МПК Е 21 В 47/06. Способ определения давления насыщения нефти газом в скважине / И.З. Денисламов, Р.Р. Ишбаев, А.И. Денисламова. 2018122339, Заявлено 18.06.2018; Опубл. 17.04.2019. Бюл. 11.
16. Брусиловский А.И., Промзелов И.О. О методических подходах к уточнению PVT - свойств пластовой нефти двухфазной залежи // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2013. № 1 (12). С. 41-45.
- Field]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 256 p. [in Russian].
5. Suleimanov R.S., Khafizov A.R., Shaidakov V.V. *Sbor, podgotovka i khranenie nefiti i gaza. Tekhnologiya i oborudovanie* [Gathering, Treatment and Storage of Oil and Gas. Technology and Equipment]. Ufa, Neftegazovoe delo Publ., 2007, 450 p. [in Russian].
6. Gimatudinov Sh.K. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of Oil and Gas Reservoir]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 312 p. [in Russian].
7. Tronov V.P. *Separatsiya gaza i sokrashchenie poter' nefiti* [Gas Separation and Reduction of Oil Losses]. Kazan, Fen Publ., 2002. 408 p. [in Russian].
8. Denislamov I.Z., Gafarov Sh.A., Zasov P.A., Denislamova A.I. *Issledovanie sostava flyuidov i protsessov v mezhtrubnom prostranstve neftedobyvayushchikh skvazhin* [Investigation of Fluids Composition and Processes in the Tubing-Casing Annulus of Oil Producing Wells]. *Neftepromyslovoye delo - Oilfield Engineering*, 2018, No. 4, pp. 38-42. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-4-38-42. [in Russian].
9. *OST 39-087-79. Laboratornye metody i pribory dlya opredeleniya davleniya nasyshcheniya nefiti gazom* [OST 39-087-79. Laboratory Methods and Instruments for Determining the Pressure of Saturation of Oil with Gas]. Moscow, Giprovostokneft' Publ., 1979. 14 p. [in Russian].
10. Gafarov Sh.A., Lysenkov A.V. *Fizika plasta* [Formation Physics]. Ufa, Monografiya Publ., 2008. 224 p. [in Russian].
11. Marinin N.S., Savvateev Yu.N. *Razgazirovanie i predvaritel'noe obezvozhivanie nefiti v sistemakh sbora* [Gas Degassing and Pre-Dehydration in Collection Systems]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 171 p. [in Russian].
12. *GOST 1756-2000. Nefteprodukty. Opredelenie davleniya nasyshchennykh parov* [State Standard 1756-2000. Petroleum Products. Determination of Saturated Vapours Pressure]. Moscow, Standartinform Publ., 2006. 16 p. [in Russian].
13. Volpin S.G., Kornaeva D.A., Svalov A.V., Shteinberg Yu.M. *Sposob opredeleniya davleniya nasyshcheniya nefiti gazom* [The Method for Determining the Pressure of Saturation of Oil with Gas]. Patent RF, No. 2521091, 2014. [in Russian].
14. Denislamov I.Z., Isaev I.Z., Ishbaev R.R. *Sposob otsenki obvodnennosti produktsii neftedobyvayushchei skvazhiny* [The Method of Evaluating the Water Content of Oil Production Wells]. Patent RF, No. 2610941, 2017. [in Russian].
15. Denislamov I.Z., Ishbaev R.R., Denislamova A.I. *Sposob opredeleniya davleniya nasyshcheniya nefiti gazom v skvazhine* [The Method for Determining the Pressure of Oil Saturation with Gas in the Well]. Patent RF, No. 2685379, 2019. [in Russian].
16. Brusilovskii A.I., Promzelov I.O. *O metodicheskikh podkhodakh k utochneniyu PVT - svoystv plastovoi nefiti dvukhfaznoi zalezhi* [On Methodological Approaches to the Refinement of PVT - Properties of Reservoir Oil of a Two-Phase Deposit]. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik «Vesti gazovoi nauki» - Scientific-Technical Collection Book «Vesti Gazovoy Nauki»*, 2013, No. 1 (12), pp. 41-45. [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
- Гафаров Шамиль Анатольевич, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: gafarov_shamil@mail.ru
- Идрисов Клим Ильшатovich
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru
- Денисламова Алия Ильдаровна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

The Authors

- Denislamov Ildar Z., Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas-Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: denislamoviz@mail.ru
- Gafarov Shamil A., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Oil and Gas-Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: gafarov_shamil@mail.ru
- Idrisov Klim I.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Oil and Gas-Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru
- Denislamova Aliya I.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Oil and Gas-Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru