DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-1-34-43

УДК 622.276

И.З. Денисламов, З.Р. Рабартдинов, Д.Г. Халикова, А.И. Денисламова

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

ТЕХНОЛОГИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ НА СКВАЖИНАХ

I.Z. Denislamov, Z.R. Rabartdinov, D.G. Khalikova, A.I. Denislamova

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

HYDROCARBON LOSSES REDUCING TECHNOLOGY

Введение

Постановление Правительства Российской Федерации с 2012 г. стимулирует нефтяные компании на повышение эффективности полезного применения попутного нефтяного газа до 95 % и более. Вне этого решения остаются потери попутного нефтяного газа, образующиеся при эксплуатации скважин. В статье рассмотрена технология, позволяющая снизить выпуск попутного нефтяного газа в атмосферу более чем на 75 % от существующих на сегодня объемов потерь легких углеводородов. Для перевода газа из межтрубного пространства скважин в систему нефтесбора предложено использовать емкость объемом 50-100 м³, выдерживающую давление выше, чем в нефтесборном коллекторе. В схему сбора скважинного газа встроены система учета газа и устройство по определению динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве.

Цели и задачи:

- разработать технологию сбора попутного нефтяного газа из межтрубного пространства скважин и его транспортировки в систему нефтесбора;
- разработать технологию по определению динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве на основе оценки состояния газа после его перепуска в газосборную емкость.

Background

Since 2012 the Government of the Russian Federation by its resolution encourages oil companies to increase the efficiency of the useful use of associated petroleum gas up to 95 % or more. The losses of associated petroleum gas, produced during the operation of wells, remain outside of this decision. This article considers a technology of reducing the associated petroleum gas release into the atmosphere by more than 75 % of the currently existing volumes of light hydrocarbon losses. To transport gas from the intertubular space of wells into the oil collection system, we propose to use a container with the capacity of 50-100 m³, with standing the pressure higher than in the oil collection collector. The scheme of the well gas collecting is equipped with a gas accounting system and a device for determining the dynamic liquid level in the intertubular space.

Aims and Objectives:

- to develop a technology of associated petroleum gas collecting from the intertube well space and transporting it to the oil collection system;
- to develop a technology of determining the dynamic liquid level in intertubular space based on a gas state assessment after its passage into the gas collection container.

Методы

Для расчета уровня жидкости в скважине использовано уравнение состояния газа в межтрубном пространстве с учетом барометрического нивелирования плотности газа по глубине скважины.

Результаты

Предлагаемая установка газосборной емкости для куста нефтедобывающих скважин исключает выпуск в атмосферу основных объемов попутного нефтяного газа из межтрубного пространства скважин.

Предложена схема сбора попутного нефтяного газа, основанная на вытеснении газа из емкости более высоким давлением, чем в системе нефтесбора.

Уточнен метод оценки глубины уровня жидкости в скважине, основанный на оценке снижения давления в межтрубном газе при отборе фиксированного объема газа.

Methods

To calculate the liquid level in the well there used a gas equation in the intertubular space taking into account the barometric leveling of the gas density along the depth of the well.

Results

The installation of a gas gathering tank on a bush of oil producing wells excludes the release of the main volumes of associated petroleum gas from intertubular space of wells into the atmosphere.

The new associated petroleum gas collection scheme, based on the displacement of gas from the tank with a pressure higher than in the oil collection system, is suggested.

A method of estimating the liquid level depth, based on an estimation of the pressure decrease in the intertube gas when selecting a fixed gas volume, is improved.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, межтрубное пространство, емкость, задвижка, манометр, динамический уровень, давление, объем, насосный агрегат

Key words: associated petroleum gas, intertubular space, capacity, valve, pressure gauge, dynamic level, pressure, volume, pump unit

Основные потери углеводородов на объектах нефтедобычи образуются из попутного нефтяного газа, выделяемого в атмосферу при подготовке и хранении нефти в вертикальных стальных резервуарах типа РВС-5000, а также из нефтяного газа добывающих скважин. К потерям относят и ту нефть, которая вместе со сточной водой через систему поддержания пластового давления попадает в продуктивные нефтяные пласты. Если первые два вида потерь относятся к невосполнимым потерям, то обратное поступление нефти в пласты можно отнести к условным потерям.

Объемы бензиновой фракции нефти, выделяемые в атмосферу из резервуарного парка при больших и малых дыханиях вертикальных стальных резервуаров (РВС), опре-

деляются по стандартам предприятий и руководящим документам. Также можно подсчитать и объемы косвенных потерь нефти, находящейся в воде системы поддержания пластового давления (ППД). Сегодня не определены потери легких углеводородов, связанные с эксплуатацией нефтедобывающих скважин. В работе Персиянцева М.Н. [1] указаны примерные потери по предприятию нефтяного газа, выпущенного в атмосферу, в размере 2400 т, что составило 5 % от общих потерь углеводородов за один год по НГДУ «Бугурусланнефть».

Сегодня потери нефти при малых и больших «дыханиях» вертикальных стальных резервуаров значительно снижены благодаря применению установок улавливания легких фракций, поэтому доля скважинных потерь

УВ в общей структуре потерь может только увеличиться.

Необходимость разгерметизации межтрубного пространства скважин перед спуско-подъемными операциями (СПО) глубинных приборов на скважинах с штангово-плунжерными насосами описана в работе [2]. Очевидна необходимость выпуска попутного нефтяного газа (ПНГ) из скважины в атмосферу перед проведением капитального или подземного ремонта скважин, так как типовые устьевые арматуры не обеспечивают при СПО герметизацию глубинного оборудования и насосно-компрессорных труб [3]. Выпуск газа из скважины требуется при смене устьевого пробоотборника и при доставке реагента, например органического растворителя, в межтрубное пространство при отсутствии передвижного насосного агрегата типа ЦА-320.

Вторая причина необходимости снижения давления в межтрубном пространстве связана с тем, что процесс дегазации нефти в межтрубном пространстве (МП) идет постоянно, поэтому давление газа в МП, как правило, растет, а динамический уровень постепенно снижается и приближается к приемным отверстиям глубинного насоса. Это ведет к повышению доли свободного газа в жидкости, поступающей на прием глубинного насоса, и к срыву подачи последнего.

В связи с этим на многих нефтедобывающих промыслах периодически газ в межтрубном пространстве выпускают в атмосферу частично или полностью. Такая практика неблагоприятна по трем причинам.

Во-первых, предприятие теряет определенное количество ценных углеводородов от метана до пропан-бутановых фракций и выше (гексан, октан и т.д.).

Во-вторых, выделяющийся в атмосферу метан ускоряет парниковый эффект планеты, ведущий к значительным изменениям климата на планете. Деятельность нефтегазодобывающего предприятия в области воздействия на окружающую среду должна оцениваться и по выбросам в атмосферу загрязняющих веществ с парниковым эффектом [4].

В-третьих, выпуск газа в атмосферу является газоопасной и взрыво-пожароопасной

процедурой и требует повышенных мер безопасности.

Снизить или полностью исключить выпуск ПНГ в атмосферу можно с помощью компрессорной установки, которая отбирает газ из скважин, повышает давление газа и закачивает его в трубопровод системы нефтесбора. Эти устройства некупаются нефтяными компаниями из-за их высокой начальной стоимости и необходимости постоянного технического обслуживания.

Известно техническое решение по отбору и закачке попутного нефтяного газа из нефтедобывающих скважин в систему нефтесбора с помощью эжекторных устройств [5, 6]. Эжекторные устройства не применяются на нефтедобывающих скважинах вследствие того, что для их режимной работы необходимы стабильные подачи жидкости и газа, что невозможно в сложной системе «пласт – скважина – насос».

Сегодня для нефтяных компаний является актуальным техническое решение, которое удовлетворяло бы условиям эксплуатации множества нефтедобывающих скважин на кусте, связанных с транспортированием попутного нефтяного газа из скважин в систему нефтесбора в различных режимах: в разное хронологическое время и различных объемов газа.

В статье предлагается решение для куста с большим количеством добывающих скважин и одной или несколькими нагнетательными скважинами.

Попутный нефтяной газ из нефтедобывающих скважин направляют через обратные клапаны в горизонтальную емкость объемом 30-100 м³. Транспортировку газа в систему нефтесбора осуществляют путем подачи в емкость воды системы поддержания пластового давления под давлением, превышающим давление в системе нефтесбора. Дальнейшее освобождение емкости от воды осуществляют с помощью передвижного насосного агрегата путем отбора воды из емкости и её закачки в ближайшую нагнетательную скважину куста.

Емкость для сбора попутного нефтяного газа подбирают так, чтобы предельно до-

пустимое давление в емкости было выше, чем давление в системе нефтесбора.

Примечательным является и то, что емкость соединяют с системой нефтесбора через выкидную линию (ВЛ) той нефтедобы-

вающей скважины куста, где имеется наиболее низкое давление ВЛ среди прочих скважин куста.

Способ реализуется по схеме, приведенной на рисунке 1.

1 - нефтедобывающая скважина; 2 - нагнетательная скважина; 3 - емкость для сбора газа; 4 - блок-гребенка, соединенная с затрубными пространствами нефтедобывающих скважин; 5 и 5a - обратные клапаны; 6 - линия для транспортировки газа из емкости 3 в систему нефтесбора; 7 - выкидная линия скважины, направляет пластовую продукцию в систему нефтесбора; 8 - линия подачи воды от нагнетательной скважины в емкость; 9 - высоконапорная линия подачи воды от насосной станции в нагнетательную скважину; 10, 11, 12, 14 - технологические задвижки; 13 - электрорегулируемая задвижка; 15 - задвижки блок-гребенки, соединенные с межтрубным пространством скважин; 16 - датчик среды (влажномер или устройство поплавкового типа, расположен в верхней части емкости 3); 17 - манометр

Рисунок 1. Схема утилизации ПНГ из нефтедобывающих скважин

Способ реализуется выполнением следующих последовательных действий:

1. Задвижки 12 и 13 закрыты, задвижки 10 и 11 открыты. Одна или несколько задвижек 15 блок-гребенки открыты, и через них в емкость 3 поступает попутный нефтяной газ. Заполнение идет до тех пор, пока давление в емкости не достигнет давления в системе нефтесбора. При поступлении газа с более высоким давлением открывается обратный

клапан 5a, и ПНГ через него перетекает в систему нефтесбора;

2. После заполнения емкости до давления, равного давлению в системе нефтесбора, газ переводится в систему нефтесбора путем его сжатия с помощью воды системы ППД. Для этого задвижку 10 закрывают, а задвижку 13 на линии подачи воды 8 открывают. Давление воды в системе ППД значительно превосходит давление в системе неф-

тесбора (в несколько раз), поэтому вода быстро заполняет емкость 3, вытесняя при этом газ в систему нефтесбора. Благодаря направлению газа через выкидную линию нефтесборной скважины организуется его количественный учет через счетчик газа автоматической групповой замерной установки типа «Спутник». Такой учет дает более точную оценку газового фактора конкретной нефтесборной скважины при заполнении емкости 3 газом только одной скважины;

3. При заполнении емкости 3 водой датчик среды 16 инициирует звуковой и световой сигналы для обслуживающего персонала и подает команду (электрический сигнал) на закрытие электрорегулируемой задвижки 13;

4. Для откачки воды из емкости 3 в систему ППД задвижку 11 закрывают, а к задвижке 12 присоединяют прием передвижного насосного агрегата типа ЦА-320. Выкид насосного агрегата присоединяют к задвижке 14, задвижку плавно открывают, а насос пускают в эксплуатацию. Перекачка воды из емкости 3 в систему ППД, например, в нагнетательную скважину 2 начнется практически мгновенно из-за несжимаемости воды;

5. После откачки всей воды из емкости задвижки 12 и 14 закрывают, а задвижку 10 между блок-ребенкой и емкостью открывают. Емкость 3 готова к приему следующей порции ПНГ из межтрубного пространства нефтесборных скважин.

Емкость значительного объема рассматривается как многокубовая полость поршневого насоса, где поршнем для вытеснения газа предложено использовать воду системы ППД. Дополнительной положительной стороной технологии является то, что обеспечивается количественный учет газа, удаляемого из межтрубного пространства скважин. Емкость для накопления газа соединяют с той скважиной, давление которой на выкидной линии устьевой арматуры является минимальной по кусту. Это позволит ПНГ других скважин с более высоким давлением перепускать в систему нефтесбора через обратный клапан в естественном режиме, без повышения давления в емкости.

Транспортировать весь ПНГ из межтрубного пространства в систему нефтесбора без компрессора путем переброски в емкость значительного объема за один цикл перевода в емкость невозможно. Но выполняется важная задача - снижаются объемы выбросов (потерь) легких углеводородов в атмосферу.

В зависимости от свойств пластовой нефти и динамического уровня нефти в межтрубном пространстве установка на кусте эксплуатационных скважин емкости объемом 30-100 м³ дает возможность отбирать из нефтесборных скважин до 75 % всего межтрубного газа за один цикл заполнения емкости газом и закачивать в систему нефтесбора.

Заполнение емкости газом может продлиться длительное время (1-2 недели), если в емкость собирать только газ, который стравливают из МП скважин для нормализации работы глубинного насоса, например электроцентробежного насоса. По данным авторов статьи [6], такая планомерная работа на скважинах может существенно повысить производительность нефтесборной скважины.

В предложенную систему сбора ПНГ рационально включить устройства по определению динамического уровня жидкости в МП скважин. Данный скважинный параметр крайне востребован в нефтяных компаниях, является наиболее часто выполняемым видом скважинных исследований, так как величина уровня жидкости характеризует работу системы «пласт - скважина - насос» и во многом состояние глубинного насоса.

Сегодня динамический и статический уровни в нефтесборных скважинах определяют с помощью эхолотирования межтрубного пространства, то есть о глубине уровня судят по времени прохождения звуковой волны. Метод является основным в нефтесборной промышленности, но имеет несколько недостатков. Во-первых, при недостаточном давлении в скважине для измерения уровня необходимо выпускать в атмосферу весь межтрубный газ. Во-вторых, точность измерений зависит от компонентного состава попутного нефтяного газа в скважине, который берется средним по залежи или

месторождению и не определяется индивидуально по каждой скважине для дискретных значений давления газа.

Согласно изобретению [7], часть попутного нефтяного газа из межтрубного пространства скважины перепускается в емкость заданного объема, давление в газовом пространстве незначительно снижается, а уровень жидкости определяется из уравнения состояния газа при постоянстве температуры газа.

При этом попутный нефтяной газ в скважине рассматривается как газ с равным давлением во всех ее точках, и это давление фиксируется непосредственно на устье - $P_{уст}$. Между тем уровень жидкости в скважине может находиться на глубине 1000 м и более. Давление ПНГ на определенной глубине в скважине $P(h)$, в том числе в зоне уровня жидкости, в нефтепромысловой практике оценивают по формуле Лапласа-Бабинэ [8], поэтому нами предлагается давление в газовой зоне скважины оценивать как среднее значение между $P_{уст}$ и $P(h)$.

Состояние ПНГ в межтрубном пространстве до и после выпуска малого объема газа описываем уравнением Бойля-Мариотта:

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{V_1}{V_2},$$

где P_1 - среднее давление ПНГ в межтрубном пространстве до выпуска газа объемом ΔV ,

$$P_1 = (P_{уст1} + P(h_{дин1}))/2,$$

P_2 - среднее давление ПНГ в межтрубном пространстве после выпуска газа объемом ΔV ,

$$P_2 = (P_{уст2} + P(h_{дин2}))/2;$$

также известно, что $V_2 = V_1 + \Delta V$, поэтому:

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{V_1 + \Delta V}{V_1} = 1 + \frac{\Delta V}{V_1},$$

откуда выражаем V_1 и в последующем $h_{дин}$:

$$V_2 = \frac{\Delta V}{1 - \frac{P_2}{P_1}};$$

$$h_{дин} = \frac{V_2}{S} = \frac{\Delta V}{S \cdot \left(1 - \frac{P_{уст2} + P(h_{дин})}{P_{уст1} + P(h_{дин2})} \right)}, \quad (1)$$

где $h_{дин}$ - динамический уровень жидкости в скважине;

ΔV - объем ПНГ, выпущенного через счетчик газа из межтрубного пространства, приведенный к скважинным условиям; определяется по (2);

S - средняя площадь сечения ПНГ в скважине;

$P(h_{дин1,2})$ - давление газа в зоне динамического уровня, определяется по (3);

$P_{уст1}$ - давление газа в межтрубном пространстве на устье скважины до момента выпуска газа объемом ΔV ;

$P_{уст2}$ - давление газа в межтрубном пространстве на устье скважины после выпуска газа объемом ΔV .

Объем ПНГ, замеренный счетчиком газа на устье скважины, приводится в скважинные условия согласно уравнению Менделеева-Клапейрона:

$$\Delta V = \frac{V_{счет} \cdot P_{атм} \cdot (T_{уст} + T(h_{дин}))}{(P_{уст1} + P(h_{дин})) \cdot T_{уст}}, \quad (2)$$

где $V_{счет}$ - объем ПНГ по счетчику газа;

$P_{атм}$ - атмосферное давление (0,1 МПа);

$T_{уст}$ - температура ПНГ на устье скважины;

$T(h_{дин})$ - температура ПНГ в зоне динамического уровня скважины;

$P(h_{дин1})$ - давление в зоне динамического уровня при $P_{уст1}$.

Давление в зоне динамического уровня жидкости определяется по формуле Лапласа-Бабинэ:

$$P(h_{дин}) = P_{уст} \cdot \exp\left(0,03415 \cdot \frac{\rho_{отн} \cdot h_{дин}}{T_{ср} \cdot z_{ср}}\right), \quad (3)$$

где $P_{уст}$ - давление газа в межтрубном пространстве на устье скважины;

$\rho_{отн}$ - относительная по воздуху плотность ПНГ в межтрубном пространстве, кг/м³;

$T_{ср}$, $z_{ср}$ - средние значения соответственно температуры и коэффициента сжимаемости ПНГ от устья скважины до $h_{дин}$ ($T_{ср}$ измеряют в градусах Кельвина, а параметр $z_{ср}$ - безразмерная величина).

В барометрической формуле Лапласа-Бабинэ давление $P(h)$ в свою очередь зависит от величины динамического уровня жидкости. Возникшее противоречие предлагается решить методом последовательных приближений путем итерационных расчетов. В первом приближении за величину динамического уровня жидкости $h_{дин}$ принимают глубину расположения погружного насоса скважины $h_{насос}$, находят расчетным путем давление ПНГ в зоне динамического уровня $P(h_{дин})$, а динамический уровень жидкости определяют по (1).

Реализацию способа рассмотрим на примере.

Нефтедобывающая скважина имеет следующие параметры:

- внутренний диаметр обсадной колонны $D = 197$ мм;
- внешний диаметр колонны лифтовых труб $d = 73$ мм;
- глубина погружного насоса $h_{нас} = 1000$ м;
- относительная по воздуху плотность газа $\rho_{отн} = 0,95$;
- коэффициент сжимаемости ПНГ $z = 0,91$ (постоянен по стволу скважины);
- температура флюидов по стволу скважины равномерно повышается от устья до погружного насоса от $T_{уст} = 15$ °C (288 К) до $T_{насос} = 25$ °C (298 К).

До начала выпуска газа $P_{уст1} = 0,800$ МПа.

Электрорегулируемый клапан по команде контроллера станции управления скважины плавно открывается, и через счетчик газа пропускают объем попутного нефтяного газа $V_{счет} = 0,50$ м³ (при атмосферном давлении и температуре $T_{уст} = 15$ °C (288 К)).

После этого действия давление ПНГ на устье понижается до $P_{уст2} = 0,790$ МПа. Попутный нефтяной газ направляется в газосборную емкость (3 на рисунке 1).

1. По (3) находим в первом цикле итерации давление ПНГ на максимально возможной глубине, то есть при $h_{дин} = h_{насос}$ и среднюю температуру газа $T_{ср} = (15+25)/2 = 20$ °C = 293 К.

Искомое давление считается два раза при устьевом давлении $P_{уст1}$ и $P_{уст2}$.

$$\begin{aligned} P(h_{дин}, P_{уст1}) &= P_{уст1} \cdot \exp\left(0,03415 \cdot \frac{\rho_{отн} \cdot h_{дин}}{T_{ср} \cdot z_{ср}}\right) = \\ &= 0,80 \cdot \exp\left(0,03415 \cdot \frac{0,95 \cdot 1000}{293 \cdot 0,91}\right) = 0,903 \text{ (МПа)}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P(h_{дин}, P_{уст2}) &= P_{уст2} \cdot \exp\left(0,03415 \cdot \frac{\rho_{отн} \cdot h_{дин}}{T_{ср} \cdot z_{ср}}\right) = \\ &= 0,79 \cdot \exp\left(0,03415 \cdot \frac{0,95 \cdot 1000}{293 \cdot 0,91}\right) = 0,892 \text{ (Па)}. \end{aligned}$$

2. Объем выпущенного газа $V_{счет}$ замеренный счетчиком газа на устье скважины, приводится в скважинные условия по (2):

$$\begin{aligned} \Delta V &= \frac{V_{счет} \cdot P_{атм} \cdot (T_{уст} + T(h_{дин}))}{((P_{уст} + P(h_{дин})) \cdot T_{уст})} = \\ &= \frac{0,50 \text{ м}^3 \cdot 0,1 \text{ МПа} \cdot (288 + 298) \text{ К}}{(0,8 + 0,9032) \text{ МПа} \cdot 288 \text{ К}} = 0,0597 \text{ (м}^3\text{)}. \end{aligned}$$

3. Находим динамический уровень жидкости в скважине по первому этапу итерации:

$$h_{дин} = \frac{\Delta V}{S \cdot \left(1 - \frac{P_{уст2} + P(h_{дин2})}{P_{уст1} + P(h_{дин1})}\right)},$$

где $S = \pi(D^2 - d^2)/4 = 3,14(0,197^2 - 0,073^2)/4 = 0,0264 \text{ (м}^2\text{)}$,

$$h_{дин} = \frac{0,05973 \text{ м}^3}{0,0264 \text{ м}^2 \cdot \left(1 - \frac{0,79 + 0,892}{0,80 + 0,903}\right)} = 183 \text{ м}.$$

4. Полученное значение $h_{дин} = 183 \text{ м}$ используется контроллером во втором цикле расчетов (пункты 1-3).

Результаты расчетов по четырем циклам приведены в таблице 1.

Таблица 1. Определение уровня жидкости в итерационном режиме

Расчетное значение уровня $h_{дин}$	Цикл расчетов			
	1	2	3	4
	183,0	189,7	189,9	190,0

Выводы

1. В статье рассмотрена технология по снижению потерь легких углеводородов при эксплуатации нефтедобывающих скважин. Технология основана на перемещении попутного нефтяного газа из скважины в стационарную емкость, способную выдержать давление, превышающее давление в системе нефтесбора в зоне скважин куста. Последующее перемещение сжатого газа в систему нефтесбора осуществляется с помощью воды

системы ППД и передвижного насосного агрегата.

2. В систему сбора скважинного газа предложено интегрировать технологию оценки уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины путем оценки давления газа до и после его перемещения в газосборную емкость и замера объема отобранного газа. Давление газа в МП оценивают как среднее значение давлений на устье скважины и над динамическим уровнем. Давление газа в зоне уровня жидкости считают по формуле Лапласа-Бабинэ, в которой также используется параметр «динамический уровень жидкости». Возникающее противоречие решается в итерационном режиме, при этом в первом цикле расчетов за уровень жидкости в МП принимается глубина насоса.

3. Для гипотетической скважины с насосом на глубине 1000 м проведен расчет глубины уровня жидкости в межтрубном пространстве путем кратковременного выпуска газа из межтрубного пространства скважины в объеме $0,5 \text{ м}^3$. При этом устьевое давление понизилось на $0,1 \text{ атм}$ с $8,0$ до $7,9 \text{ атм}$. После четырех циклов расчетов величина уровня жидкости в скважине стабилизировалась на уровне 190 м .

4. Рассмотренная технология сбора скважинного газа не только снижает потери легких углеводородов на месторождениях, но и дает возможность оценить величину такой экономии, а значит, и сравнить с потерями бензиновых фракций нефти при её хранении в резервуарном парке установок комплексной подготовки нефти. При значительной величине объемов выпуска попутного нефтяного газа в атмосферу следует обратить пристальное внимание на технологии, способные направлять в систему нефтесбора весь скважинный газ.

Список литературы

1. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. 283 с.
2. Репин Н.Н., Еникеев В.Р., Юсупов О.М., Валишин Ю.Г., Марков-Осоргин А.В. Эксплуатация

References

1. Persiyantsev M.N. *Sovershenstvovanie protsessov separatsii nefiti ot gaza v promyslovyykh usloviyakh* [Improvement of the Processes of Oil Separation from Gas in Field Conditions]. Moscow, ООО «Nedra-Biznestsentr», 1999. 283 p. (in Russ.).

глубинно-насосных скважин. М.: Недра, 1971. 168 с.

3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: ПБ 08-624-03. СПб.: Изд-во ДЕАН, 2007. 320 с.

4. Гарифуллина З.А., Степанова А.А. К вопросу о значимости деятельности по защите окружающей среды в процессе функционирования предприятий нефтегазовой отрасли // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 3 (109). С. 132-142.

5. Уразаков К.Р., Вахитов Р.И., Топольников А.С., Дубовицкий К.А., Ахметшин Р.А. Расчет и подбор устьевого эжектора для скважин, оборудованных электроцентробежными устройствами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. № 4. С. 212-224.

6. Севастьянов А.В., Мингулов Ш.Г., Нигай Ю.В., Валеов М.Д., Третьяков Р.С. Исследование и оптимизация отбора газа из затрубного пространства нефтяных скважин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. Вып. 2 (104). С. 42-48.

7. Пат. 2232267 РФ, МПК Е 21 В 47/04. Способ измерения уровня жидкости в скважине и устройство для его осуществления / Г.С. Абрамов, А.В. Барычев, К.Н. Каюров, Э.Е. Лукьянов (РФ). 2002126817/03, заявл. 07.10.2002 опубл. 10.07.2004 г.

8. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М.: Недра, 1984. 487 с.

2. Repin N.N., Enikeev V.R., Yusupov O.M., Valishin Yu.G., Markov-Osorgin A.V. *Ekspluatatsiya glubinno-nasosnykh skvazhin* [Operation of Deep-Well Pumping Wells]. Moscow, Nedra Publ., 1971. 168 p. (in Russ.).

3. *Pravila bezopasnosti v neftyanoi i gazovoi promyshlennosti*: PB 08-624-03 [Safety Rules in the Oil and Gas Industry: SR 08-624-03]. Saint-Petersburg, Izd-vo DEAN, 2007. 320 p. (in Russ.).

4. Garifullina Z.A., Stepanova A.A. K voprosu o znachimosti deyatel'nosti po zashchite okruzhayushchei sredy v protsesse funktsionirovaniya predpriyatii neftegazovoi otrasli [To the Question of the Significance of the Environmental Protection Activity in Oil and Gas Industries Operation]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2017, No. 3 (109), pp. 132-142. (in Russ.).

5. Urazakov K.R., Vakhitov R.I., Topol'nikov A.S., Dubovitskii K.A., Akhmetshin R.A. Raschet i podbor ust'evogo ezhektora dlya skvazhin, oborudovannykh elektrotsentrobezhnyimi ustroystvami [Calculation and Selection of Wellhead Ejector for the Wells Equipped with Electric Centrifugal Installations]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2013, No. 4, pp. 212-224. (in Russ.).

6. Sevast'yanov A.V., Mingulov Sh.G., Nigai Yu.V., Valeev M.D., Tret'yakov R.S. Issledovanie i optimizatsiya otbora gaza iz zatrubnogo prostranstva neftyanykh skvazhin [Research and Optimization of Gas Extraction from the Annular Space of Oil Wells]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2016, Issue 2 (104), pp. 42-48. (in Russ.).

7. Abramov G.S., Barychev A.V., Kayurov K.N., Luk'yanov E.E. *Sposob izmereniya urovnya zhidkosti v skvazhine i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya* [Method for Fluid Level Measuring in the Well and the Device for its Implementation]. Patent RF, No. 2232267, 2004. (in Russ.).

8. Korotaev Yu.P., Shirkovskii A.I. *Dобыча, transport i podzemnoe khranenie gaza* [Extraction, Transport and Underground Storage of Gas]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 487 p. (in Russ.).

Авторы

• Денисламов Ильдар Зафирович, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: denislamoviz@mail.ru

The Authors

• Denislamov Ildar Z., Candidate of Technical Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas Fields Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Рабартдинов Загит Раифович, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Консультант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

• Rabartdinov Zagit R., Candidate of Technical Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Consultant of Oil and Gas Fields Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation

• Халикова Дилара Глимхановна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Старший преподаватель кафедры «Иностранные языки»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

• Khalikova Dilara G.
Ufa State Petroleum Technological University
Senior Lecturer of Foreign Languages Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation

• Денисламова Алия Ильдаровна
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

• Denislamova Alia I.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Oil and Gas Fields Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation