

УДК 622.276

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ЖИДКОСТИ НА ОСТАТОЧНОЕ КОЛИЧЕСТВО РАСТВОРЕННОГО ГАЗА В НЕФТИ ПРИ ИЗМЕРЕНИЯХ ГАЗОВОГО ФАКТОРА

Давыдова О.В.

ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет,
филиал, г. Октябрьский
e-mail: oksana123123@mail.ru

Аннотация. В статье приведены результаты измерения газового фактора нефти по ряду месторождений Когалымской группы в Западной Сибири. Показано, что количество оставшейся части растворенного газа может в ряде случаев существенно превышать количество свободного газа, замеренного установкой «АСМА». Резкое увеличение количества растворенного газа при прочих равных условиях происходит при температурах менее 15 °С.

Ключевые слова: газовый фактор нефти, растворенный газ, свободный газ, замерная установка «АСМА», попутный нефтяной газ, температура и давление измерения.

Настоящая работа выполнена на объектах добычи нефти ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и включает в себя промысловые и лабораторные исследования на площадках сепарации и подготовки нефти месторождений, расположенных в районе деятельности ТПП «Когалымнефтегаз».

В ходе выполнения работы предусматривался отбор и анализ компонентного состава попутно-добываемого газа, определение его основных физико-химических характеристик. Для определения остаточного газосодержания в нефти производился отбор проб нефти по каждому объекту подготовки [1, 2].

Для определения газового фактора нефти использовались данные измерения на установке «АСМА», а также определения остаточного количества растворенного газа в лабораторных условиях, выполненных в институте КогалымНИПИнефть.

Промысловый газовый фактор по узлу сбора (ДНС) в целом рассчитывался как отношение суммарной величины расходов газа, плюс остаточное содержание газа в нефти к объему добычи нефти за рассматриваемый период времени.

Методические основы проводимых измерений изложены в следующих нормативных документах (ГОСТах и РД):

- ГОСТ 8.361-79 «Расход жидкости и газа. Методика выполнения измерений по скорости в одной точке сечения трубы»;

- РД-39-108-91 «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспортировании»;
- РД-39-0147035-225-88 «Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр»;
- ГОСТ 17.2.4.06-90 «Охрана природы, атмосфера. Методы определения скорости и расхода газопылевых потоков, отходящих от стационарных источников загрязнения».

Все месторождения ГПП «Когалымнефтегаз» обустроены по напорной герметизированной системе сбора. Газожидкостная смесь с групповых замерных установок под устьевым давлением поступает в узлы первой ступени сепарации, расположенные на площадках ДНС, как правило, состоящие из устройств предварительного отбора газа (УПОГ) и нефтегазовых сепараторов, где осуществляется первая ступень сепарации при давлении, обеспечивающем бескомпрессорный транспорт газа на КС. Частично разгазированная газожидкостная смесь поступает в сепараторы второй ступени, где осуществляется вторая ступень сепарации.

В качестве сепараторов первой, второй и концевой ступени сепарации применяются серийно выпускаемые аппараты типа НГС. В ряде случаев целесообразно использование сепараторов газа на приеме погружных насосов [3, 4]. В [5] приводится способ измерения газового фактора нефти предварительным отбором отсепарированного газа из затрубного пространства. На большинстве объектов очистка газа осуществляется в выносных газовых сепараторах. В качестве газосепараторов используются аппараты объемом 4, 8, 12, 25, 50, 100 м³, либо нефтегазовые сепараторы типа НГС без переоборудования. С целью разгрузки нефтегазовых сепараторов первой ступени по газу на некоторых ДНС установлены устройства предварительного отбора газа (УПОГ).

С ДНС прошедшая предварительную сепарацию и частично обезвоженная жидкость откачивается на ЦПС, где проходит полный цикл подготовки на УПН методом термохимического обезвоживания с применением нагревателей трубчатого типа ПТБ-10, напорных отстойников, электродегидраторов и товарных резервуаров, после чего сдается в систему магистральных нефтепроводов через коммерческий узел учета.

Подготовка нефти до товарных кондиций осуществляется на пяти ЦПС: ЦПС Ватьеганского месторождения, ЦПС Повховского месторождения, ЦПС Южно-Ягунского месторождения, ЦПС Дружного месторождения, ЦПС Тевлино-Рускинского месторождения.

Газ первых ступеней ДНС под собственным давлением транспортируется потребителю (Повховская КС, Когалымская КС и далее ГПЗ, ГРЭС), газ вторых ступеней сжигается на факелах или забирается вакуумной компрессорной станцией (ВКС).

Одновременно при определении остаточного количества растворенного газа отделом техники и технологии добычи нефти ООО «КогалымНИПИнефть» производился хроматографический анализ газа. В таблице 1 приведен конкретный пример анализа для скважины 2590 Ватьеганского месторождения.

Таблица 1. Результат анализа попутного газа скважины 2590 Ватьеганского месторождения

Результаты анализа попутного газа №2				
Месторождение Ватьеганское				
Скважина 2590		Куст 45	Пласт АВ 1-3	
Обводненность % 90,80		Q _г , т.м ³ /сут 0,5228	Q _ж , м ³ /сут 34,39	
Дата отбора: 27.04.2007		T _{ср} , °С 19,43	P _{ср} , МПа 1,755	
№ п/п	Наименование ком-та		Мольн. %	Масс. %
1	Метан	CH ₄	83,76	67,807
2	Этан	C ₂ H ₆	4,302	6,332
3	Пропан	C ₃ H ₈	3,462	7,17
4	и-Бутан	C ₄ H ₁₀	3,854	7,403
5	н-Бутан	C ₄ H ₁₀	1,328	2,591
6	и-Пентан	C ₅ H ₁₂	0,473	1,204
7	н-Пентан	C ₅ H ₁₃	0,527	1,901
8	Гексан Сумма	C ₆ H ₁₄	0,411	1,572
9	Гептан Сумма	C ₇ H _{16+высшие}	0,189	0,695
10	Двуокись углерода	CO ₂	0,188	0,886
11	Азот	N ₂	1,506	2,439
Плотность, кг/м ³			Газосодержание сепараторной нефти	
газа при ст. усл.		0,764	9,57 м ³ /т	
газа при нор. усл.		0,842		
Нефти при ст. усл.		863,1		
Моль масса газа, кг/моль		19,24		
Провел _____				

Расчет газового фактора ТПП «Когалымнефтегаз»
Скважина №2590/45 Ватьеганское м/р АВ1-3

$$\Gamma_{\text{ф}} = \Gamma_{\text{ф асма}} (\text{м}^3/\text{т}) + \Gamma_{\text{ф лаб.}} (\text{м}^3/\text{т})$$

$\Gamma_{\text{ф асма}}$ – газовый фактор, замеренный установкой АСМА-Т

$\Gamma_{\text{ф лаб.}}$ – расчетный газовый фактор по данным лабораторных исследований

$$\Gamma_{\text{ф}} = 165,2 + 9,57 = 174,77 \text{ м}^3/\text{т}$$

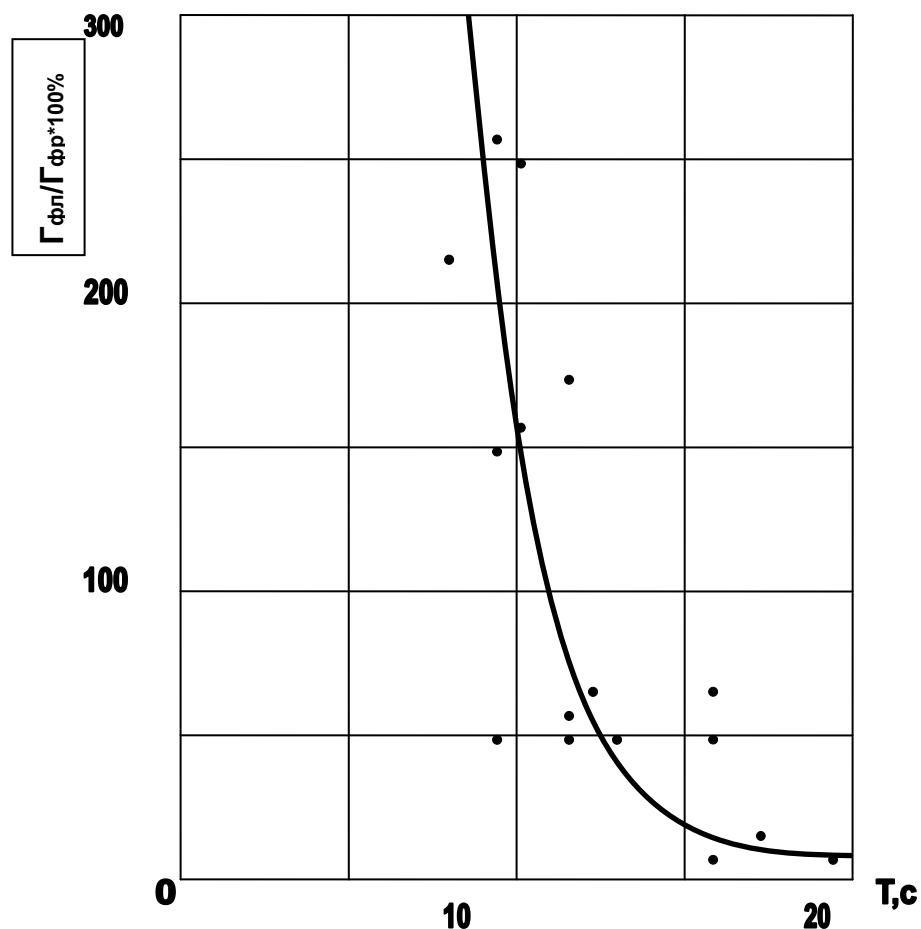


Рисунок 1. Зависимость соотношения остаточного количества растворенного газа к измеренному количеству свободного газа в рабочих условиях установки «АСМА» для Ватьеганского нефтяного месторождения

На рисунке 1 приведена зависимость соотношения остаточного количества растворенного газа к измеренному количеству свободного газа в рабочих условиях по Ватьеганскому месторождению от температуры измерения на установке «АСМА».

Видно, что при температуре 15 °С соотношение $\Gamma_{\text{фл}}/\Gamma_{\text{фр}}$ резко возрастает ($\Gamma_{\text{фл}}$ – остаточное количество растворенного газа, $\Gamma_{\text{фр}}$ – количество газа, измеренное на установке «АСМА»).

Аналогичные результаты получены и для других месторождений (рисунок 2).

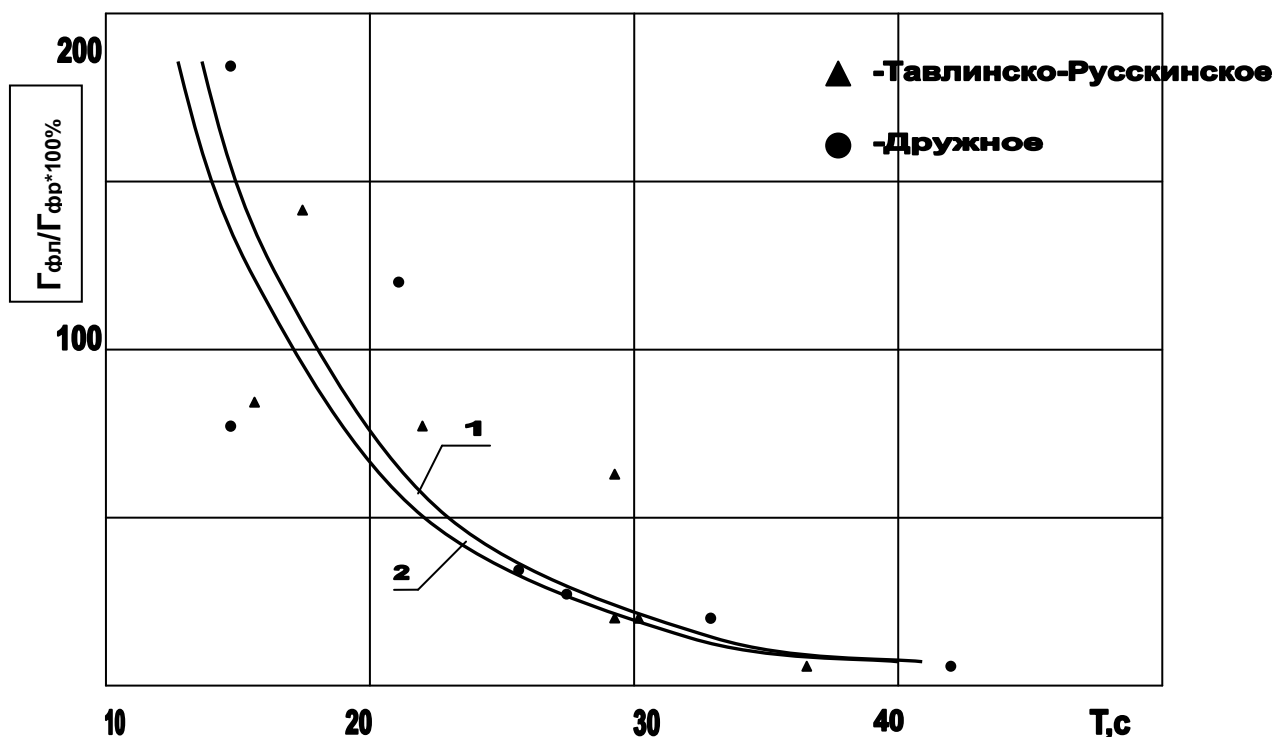


Рисунок 2. Зависимость соотношения количества остаточного растворенного газа к измеренному количеству свободного газа в рабочих условиях установки «АСМА»: 1 – Тевлинско-Русскинское месторождение; 2 – Дружное месторождение

Среднее значение давления измерения на установке «АСМА» составило 1,51 МПа.

Полученные результаты свидетельствуют о достаточно сильном влиянии температуры на количество выделившегося из нефти газа при прочих равных условиях.

Влияние температуры очевидно связано с ростом вязкости нефти при снижении температуры, изменением физико-химических процессов на границе раздела фаз (поверхностное натяжение, фазовые переходы и др.).

В дальнейшем были проведены измерения сепарации газовой фазы в стволе скважин, влияющей на остаточное количество, как растворенного, так и свободного газа в нефти. Из справочной литературы [6] известно, что коэффициент сепарации зависит от относительной скорости всплытия газовых пузырей, производительности насоса и площади сечения затрубного пространства. Расчеты по приведенной в [6] формуле осложнены отсутствием

сведений о скорости всплытия свободного газа в жидкости, а также очевидным влиянием обводненности нефти на интересующую величину.

В этой связи наиболее рациональным является экспериментальный метод определения коэффициента сепарации на приеме насоса. В статье рассмотрен способ эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Разработанный метод основан на измерении количества газа, отводимого из затрубного пространства и газа, выделившегося из нефти на устье скважины.

Для реализации метода была использована лаборатория определения газового фактора нефти, разработанная в ООО «ОЗНА-Менеджмент».

Передвижная лаборатория предназначена для исследования газового фактора на опорных скважинах объектов разработки. Лаборатория позволяет производить:

- замер на устье скважины сепарационным методом количества извлекаемого попутного газа;
- расчет количества растворенного газа при поступенчатом полном разгазировании нефти;
- замер массы добываемого флюида;
- обводненность флюида.

Диапазон параметров подключаемой скважины по жидкостной линии составляет $1 \div 500$ т/сут., по газовой линии – $100 \div 100\,000$ нм³/сут. Погрешности измерений по газу не более 2%, по жидкости – не более 2%. Рабочее давление в установке не более 4 МПа.

В разработке находится установка с большими диапазонами расходов жидкости и газа, с применением, в том числе и бессепарационных технологий измерения.

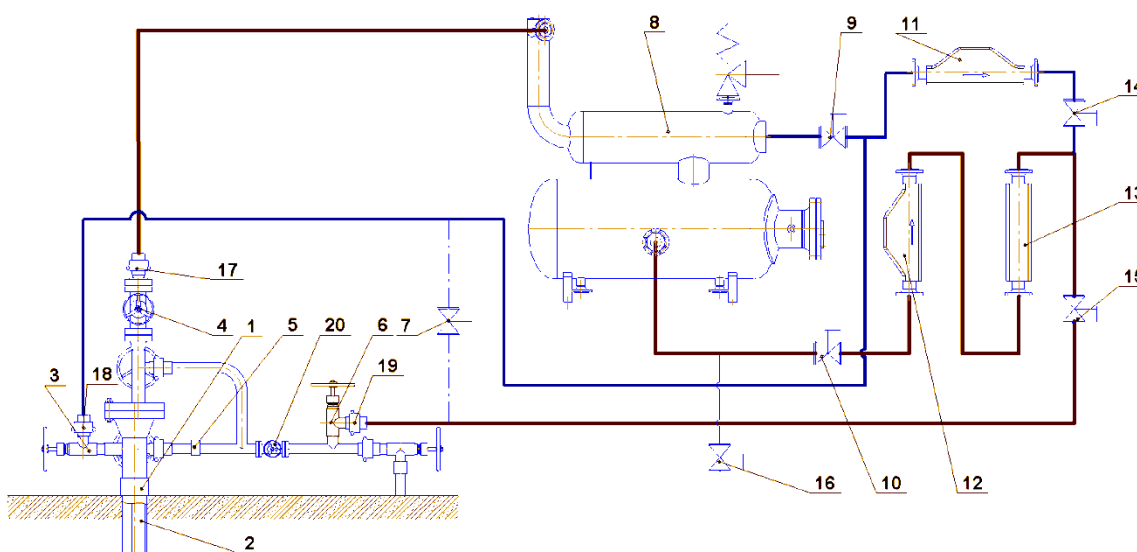


Рисунок 3. Передвижная лаборатория для исследования газового фактора

На рисунке 3 показана схема подключения передвижной установки к скважине. Скважина имеет эксплуатационную колонну 1, насосно-компрессорную трубу (НКТ) 2, задвижки 3, 4 и обратный клапан 5. Выкидная линия скважины через задвижки 6 и 7 сообщается соответственно с коллектором системы сбора нефти и с передвижной установкой для определения дебитов нефти, газа и воды в скважинах, содержащей газосепаратор 8, задвижки 9 для газа и 10 для жидкости, счетчики 11 для газа и 12 для жидкости, влагомер 13, задвижки 14 и 15 на газовой и жидкостной линиях. На жидкостной линии после газосепаратора 8 расположена задвижка 16 для отбора нефти на предмет измерения остаточного растворенного газа. Для подключения передвижной установки к скважине имеются разъемы 17, 18 и 19. Для обеспечения поступления замеряемых флюидов в напорный коллектор предусмотрена разрывная задвижка 20.

Установка работает следующим образом. После подключения передвижной установки к скважине с помощью разъемов 17, 18 и 19, а также закрытия задвижки 20, производят открытие задвижек 3, 7, 9, 10, 14 и 15 с одновременным закрытием задвижки 6. При этом, жидкость из насосно-компрессорной трубы 2 будет поступать через задвижки 4 и 7 в газосепаратор 8, в котором будет происходить разделение жидкости (обводненной нефти) и газа. Газ из верхней части газосепаратора через задвижку 9 будет поступать в газовый счетчик 11 и далее через задвижки 14 и 15 будет под собственным давлением уходить в коллектор.

Одновременно отсепарированный в затрубном пространстве и не поступивший на прием насоса газ из затрубного пространства между колонной 1 и НКТ 2 через задвижку 3 будет поступать в газовую линию между задвижкой 9 и счетчиком 11 и далее, смешиваясь с газом, выходящим из газосепаратора, будет измеряться счетчиком 11. Таким образом, счетчик 11 будет замерять суммарное количество газа, сепарированного из добываемой нефти.

Дегазированная жидкость из нижней части газосепаратора под собственным давлением через задвижку 10 поступает последовательно в счетчик 12 для жидкости, далее во влагомер 13 и через задвижку 15 отводится в коллектор.

Таким образом, отвод газа из затрубного пространства непосредственно в газовую линию перед газовым счетчиком позволяет повысить точность определения газового фактора за счет устранения перепада давления в обратном клапане 5 и дополнительного перемешивания с жидкостью до газосепаратора.

Пробоотборная задвижка 16 позволяет отобрать жидкость на предмет определения остаточного количества растворенного газа с помощью дополнительного разгазирования жидкости до атмосферного давления. Суммирование остаточного количества растворенного газа с замеренным на счетчике 11 позволяет определить газовый фактор.

В результате замеров были получены результаты по Тэдинскому, Инзырейскому, Кыртаельскому и др. месторождениям нефти Республики Коми.

Анализ результатов измерений позволил установить ряд закономерностей сепарации свободного газа у приема погружных насосов.

Наиболее характерной особенностью является достаточно большая доля свободного газа, уходящая в затрубное пространство скважины. Если принять за коэффициент сепарации отношение газа, уходящего в затрубное пространство к общему количеству газа в нефти (свободного и растворенного), то по многим скважинам он составляет величину, близкую к единице (скв. 403, 508 Бис). Это свидетельствует, во-первых, об эффективности отвода газа из затрубного пространства на счетчик минуя сепаратор, а во-вторых, о возможности создания высокой степени сепарации на приеме насосов и улучшения их работы.

Наименьший коэффициент сепарации, равный 0,11 имел место на скв. 402 с газовым фактором нефти 11,9 м³/т. Следующей особенностью замеров явилась тесная связь между коэффициентом сепарации и газовым фактором. При малых значениях газового фактора коэффициент сепарации также наименьший. И наоборот, при значительных газовых факторах коэффициент сепарации практически равен 1. К примеру, по скв. 605 при газовом факторе 1527 м³/т коэффициент сепарации составил 0,989.

Следует отметить, что значительные флуктуации газового фактора по одному и тому же месторождению могут быть связаны с прорывом газа из газовой шапки.

Условия сепарации газа влияют на зависимости, показанные на рисунках 1 и 2. В условиях наилучшей сепарации газа зависимости соотношения количества растворенного и свободного газа будут менее выражены от температуры.

Выводы

1. Снижение температуры измерения газосодержания смеси на установке «АСМА» приводит к росту количества остаточного растворенного газа в нефти.

2. При измерениях газового фактора для условий Когалымской группы месторождений следует не допускать снижения температуры менее 15 °С.

Литература

1. Габдрахманов Н.Х., Давыдова О.В. Промысловые исследования процесса сепарации газа на приеме погружных насосов // Проблемы сбора и транспорта нефти и нефтепродуктов / ИПТЭР. Уфа, 2010. Вып. 4(82). С. 59-62.
2. Сравнительный анализ измерительных установок для определения газового фактора/Валеев М.Д. и др. // Нефтяное хозяйство. 2011. № 1. С. 96-99.
3. Пат. 78524 РФ. Устройство для сепарации газа в нефтяных скважинах; заявл.02.04.2007; опубл. 27.11.2008.//БИ. 2008. № 33.// <http://libgost.ru/>
4. Пат. 86657 РФ. Устройство для сепарации газа в нефтяных скважинах; заявл.28.02.2008; опубл. 10.09.2009.//БИ. 2009. № 25.// <http://libgost.ru/>
5. Пат. 2439316 РФ. Способ измерения дебитов нефти и попутного газа нефтяных скважин; заявл.05.04.2010; опубл. 10.01.2012.//БИ. 2012 № 1.// <http://libgost.ru/>
6. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: Недра, 2000.654 с.

IMPACT OF LIQUID TEMPERATURE ON THE RESIDUAL AMOUNT OF DISSOLVED GAS WHILE MEASURING GAS-OIL RATIO

O.V. Davydova

FSBEI Ufa state petroleum technical university, branch Oktyabrsky

e-mail: oksana123123@mail.ru

Abstract. The results of the measurement of the gas oil factor in a number of Kogalym group fields in Western Siberia are shown. It is proved that the number of the residual amount of the dissolved gas can in some cases significantly exceed the amount of free gas measured by "ACMA" metering station. Other things being equal, the sharp increase of the amount of dissolved gas occurs at temperatures below 15° C.

Keywords: GOR, dissolved gas, free gas, "ACMA" metering stations, associated gas, temperature and pressure of the measurement.

References

1. Gabdrakhmanov N.H., Davydova O.V. Commercial research process gas separation at the reception submersible pumps //STJ "The problems of gathering and transportation of crude oil and petroleum products" / IPTER. Ufa, 2010.No. 4 (82). P. 59-62.
2. Comparative analysis of the measuring equipment to determine the GOR // Valeev M.D.and oth. / Oil Industry. 2011. Number 1. P. 96-99.
3. Pat. 78524 RF. A device for separating gas from oil wells; zayavl.02.04.2007, publ. 27.11.2008.BI 2008 number 33.
4. Pat. 86657 RF. A device for separating gas from oil wells; zayavl.28.02.2008, publ. 10.09.2009.BI 2009 number 25.
5. Pat. 2439316 Russia. Way to measure the flow rates of oil and associated gas from oil wells; zayavl.05.04.2010, publ. 10.01.2012.BI 2012 number 1.
6. Persiyantsev M.N. Oil production in the complicated conditions. M. Nedra.-2000.-654 p.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

Давыдова О.В., аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ, филиал, г. Октябрьский
O.V Davydova, , postgraduate of the department «Development and operation of oil and gas fields», FSBEI USPTU, Oktyabrsky
e-mail: oksana123123@mail.ru