

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2647539

СПОСОБ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Патентообладатель: **АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"НЕФТЕАВТОМАТИКА" (RU)**

Авторы: **Немиров Михаил Семенович (RU), Ибрагимов Рамиль
Ринатович (RU), Алексеев Сергей Викторович (RU), Крайнов
Михаил Викторович (RU), Гордеев Егор Юрьевич (RU),
Саттаров Айдар Мусавирович (RU), Зарецкий Леонид
Борисович (RU)**

Заявка № 2017100955

Приоритет изобретения 10 января 2017 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 16 марта 2018 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 10 января 2037 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) **ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

(52) СПК

E21B 47/10 (2006.01); G01F 15/08 (2006.01)

(21)(22) Заявка: 2017100955, 10.01.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
10.01.2017

Дата регистрации:
16.03.2018

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 10.01.2017

(45) Опубликовано: 16.03.2018 Бюл. № 8

Адрес для переписки:

450055, Башкортостан, г. Уфа, ул. 50 лет
Октября, 24, АО "НЕФТЕАВТОМАТИКА",
отдел координации НИОКР

(72) Автор(ы):

Немиров Михаил Семенович (RU),
Ибрагимов Рамиль Ринатович (RU),
Алексеев Сергей Викторович (RU),
Крайнов Михаил Викторович (RU),
Гордеев Егор Юрьевич (RU),
Саттаров Айдар Мусавирович (RU),
Зарецкий Леонид Борисович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"НЕФТЕАВТОМАТИКА" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2386811 C1, 20.04.2010. SU
1601367 A1, 23.10.1990. RU 72722 U1,
27.04.2008. RU 2220282 C1, 27.12.2003. RU
55029 U1, 27.07.2006. RU 76070 U1, 10.09.2008.
RU 2504653 C1, 20.01.2014. US 5535632 A1,
16.07.1996.

(54) СПОСОБ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

(57) Формула изобретения

1. Способ измерения дебита продукции нефтяных скважин, заключающийся в том, что заполняют продукцией нефтяной скважины сепарационную калиброванную емкость для разделения на нефтяной газ и водонефтяную смесь, измеряют объем нефтяного газа расходомером-счетчиком газа в открытой линии измерения газа при закрытой линии измерения жидкости, прекращают подачу продукции скважины после заполнения сепарационной калиброванной емкости отсепарированной водонефтяной смесью до установленного уровня и закрывают линию измерения газа, выдерживают водонефтяную смесь в сепарационной калиброванной емкости заданное время для обеспечения выхода части нефтяного газа, определяют дебит по массе водонефтяной смеси (сырой нефти), дебит по объему воды и дебит по объему нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, по результатам измерений и вычислений объема нефтяного газа, массы водонефтяной смеси и объемной доли воды в водонефтяной смеси, отличающийся тем, что по истечении заданного времени выдержки открывают линию измерения жидкости и откачивают из сепарационной калиброванной емкости, водонефтяную смесь насосом откачки, который устанавливают в линию измерения жидкости, закрывают линию

измерения жидкости и прекращают откачку водонефтяной смеси насосом откачки, измеряют в сепарационной калиброванной емкости давление и температуру остаточного нефтяного газа и определяют объем остаточного нефтяного газа в сепарационной калиброванной емкости после откачки водонефтяной смеси.

2. Способ измерения дебита продукции нефтяных скважин по п. 1, отличающийся тем, что устанавливают в жидкостной линии измерения перед кориолисовым расходомером-счетчиком и поточным влагомером насос откачки с производительностью, обеспечивающей максимальный выход остаточного газа из водонефтяной смеси в сепарационной калиброванной емкости.

3. Способ измерения дебита продукции нефтяных скважин по п. 1, отличающийся тем, что объем остаточного газа в сепарационной калиброванной емкости после откачки водонефтяной смеси определяют по формуле

$$V_o = V_p \cdot \frac{P_p \cdot T_o}{K \cdot P_o \cdot T_p},$$

где V_p - объем остаточного газа, равный заданному объему сепарационной калиброванной емкости от индикатора уровня до дна;

P_p, T_p - давление и температура остаточного газа в сепарационной емкости;

P_o, T_o - давление и температура остаточного газа в стандартных условиях;

K - коэффициент сжимаемости остаточного газа.

4. Способ измерения дебита продукции нефтяных скважин по п. 1, отличающийся тем, что дебит по объему нефтяного газа, приведенный к стандартным условиям, определяют с учетом объема остаточного газа по формуле

$$Q = \frac{V_r}{t} \cdot 24,$$

где V_r - объем нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям за время измерения, m^3 ,

t - время измерения объема нефтяного газа, ч.