

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202391788** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2024.09.30

(22) Дата подачи заявки
2023.05.24

(51) Int. Cl. **F04B 49/06** (2006.01)
F04B 49/08 (2006.01)
F04B 49/20 (2006.01)
G01F 1/34 (2006.01)
G01F 23/14 (2006.01)

(54) **СПОСОБ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН**

(96) **2023/017 (AZ) 2023.05.24**

(71) Заявитель:
**ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ МНО АР (AZ)**

(72) Изобретатель:
**Рзаев Аббас Гейдар оглы, Асадова
Рена Шариф кызы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к измерительной технике, и касается работы штангового глубинного насоса (ШГН). Изобретение может быть использовано в системах централизованного контроля для измерения дебита двухфазной трехкомпонентной продукции скважин. Сущность изобретения состоит в способе измерения дебита пластовой жидкости, нефти, воды и газа. Способ включает измерение температуры в устье НКТ, давления в трех точках НКТ, одна из которых находится в устье НКТ, вторая - ниже на расстоянии, соответствующем $\frac{1}{2}$ длины цилиндра используемого насоса, а третья - ниже второй точки на расстоянии, тоже соответствующем $\frac{1}{2}$ длины цилиндра насоса, и определяют дебит пластовой жидкости, нефти, воды и газа по заявляемому алгоритму. Технический эффект заявляемого изобретения состоит в точности измерения, простоте способа, удобстве и простоте непосредственного определения дебита нефтяной скважины.

A1

202391788

202391788

A1

МПК F04B 49/06; F04B 49/08; F04B 49/20

СПОСОБ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к измерительной технике, и касается работы штангового глубинного насоса (ШГН). Изобретение может быть использовано в системах централизованного контроля для измерения дебита двухфазной трехкомпонентной продукции скважин.

Известен способ (1) измерения дебита продукции нефтяных скважин, реализованный в групповых измерительных установках типа АГМ-3. Установка данного типа предназначена для централизованного контроля дебита нефтяных скважин, которая позволяет с диспетчерского пульта контролировать двухкомпонентный дебит скважин. Измерение дебита скважин проводится поочередным (по необходимости и внеочередным) циклическим подключением скважин по заданной программе. Способ включает измерение и регистрации уровня нефтяной жидкости в мернике в течение определенного (заданного) времени. Полученные данные автоматически регистрируются, и по одному из известных алгоритмов с использованием лабораторных данных о плотности воды и нефти по каждой скважине рассчитывают дебит воды и нефти. Недостатком данного способа является то, что он предусматривает расчет дебита только по двум компонентам: воде и нефти, не учитывает количество сопутствующего газа и, кроме того, в процессе измерения требуется время для отстоя воды, что увеличивает время измерения. Другим недостатком данного способа является большая погрешность из-за несовершенства измерения уровня воды и нефти в сепарационном мернике.

Известен также способ (2) измерения дебита продукции нефтяных скважин, который включает измерение уровня жидкости в сепарационном мернике, перепад давления, создаваемый между уровнем нефтяной жидкости

в сепарационном мернике и уровнем жидкости в уравнительном сосуде дифманометра, установленным на сепарационном мернике, и расчетным путем по известной формуле, определяют дебит нефтяной жидкости, а затем рассчитывают массовый дебит нефти и пластовой воды.

Недостатком данного способа является большая погрешность из-за несовершенства измерения уровня воды и нефти в сепарационном мернике, а также из-за измерения дифманометром количество добываемого попутного газа.

Наиболее близким к заявляемому изобретению является известный (3) способ добычи нефти для оперативного и надежного контроля и управления работой скважины, в котором для определения дебита нефти измеряют давление в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ), одна из которых находится в устье НКТ, а вторая – ниже, на расстоянии соответствующего $\frac{1}{2}$ высоты цилиндра используемого насоса, а дебит пластовой жидкости определяют по следующим формулам:

$$Q = 1440 F_n \cdot n s_{n_1} \cdot \alpha$$

$$\alpha = \frac{1}{2} l_{ц} + \Delta h$$

$$s_{n_1} = l_{ц}$$

где Q-дебит пластовой жидкости, м³/сут.;

α - коэффициент заполнения цилиндра насоса, долевая;

n- число качания балансира, в минуту, 1/мин;

s_{n_1} – длина хода плунжера в цилиндре насоса, м;

Δh - расстояние между датчиками давления, м;

F_n -площадь поперечного сечения плунжера, м²;

$l_{ц}$ - длина цилиндра насоса, м.

Способ позволяет оперативно и надежно и управлять эксплуатацией скважин. Недостатком данного способа является то, что он предусматривает контроль только за дебитом пластовой жидкости и не способен контролировать трехкомпонентную пластовую жидкость по ее отдельным

компонентам: нефти, воде и сопутствующего газа.

Задача изобретения состоит в повышении достоверности измерения дебита скважины по всем компонентам ее продукции: не только по пластовой жидкости, но и по нефти, воде и газу.

Сущность изобретения состоит в способе измерения дебита пластовой жидкости, нефти, воды и газа. Способ включает измерение температуры в устье НКТ, давления в трех точках НКТ, одна из которых находится в устье НКТ, вторая - ниже на расстоянии соответствующего $\frac{1}{2}$ длины цилиндра используемого насоса, а третья - ниже второй точки на расстоянии тоже соответствующем $\frac{1}{2}$ длины цилиндра насоса и определяют дебит пластовой жидкости, нефти, воды и газа по следующему алгоритму

$$Q_f = 1440 \cdot F_n \cdot n \cdot s_n \cdot \beta$$

$$G_f = Q_f \rho_f$$

$$Q_v = Q_f \cdot W$$

$$Q_n = Q_f - Q_v - Q_g$$

$$G_g = \frac{P_1 (1 - \Delta h) S_n \cdot T_o \cdot n}{P_o \cdot T \cdot Z} \rho_2$$

$$W = \frac{\rho_{ж} - \rho_n}{\rho_v - \rho_n}$$

$$\rho_{ж} = \frac{\Delta P_2}{h \cdot g} = \frac{P_3 - P_2}{\frac{1}{2} l g}$$

$$\Delta h = \frac{\Delta P_1}{\rho_{ж} \cdot g} = \frac{P_2 - P_1}{\rho_{ж} \cdot g}$$

где: Q_f – дебит пластовой жидкости (флюида), $m^3/сут.$;

G_f, G_n, G_v и G_g – массовый дебит пластовой жидкости, нефти, воды и газа соответственно, $t/сут.$;

Q_v, Q_n, Q_g – дебит воды, нефти и газа соответственно, $m^3/сут.$

W - обводненность добываемой пластовой жидкости, доленое;

ρ_v, ρ_n и $\rho_{ж}$ –

плотность воды, нефти и пластовой жидкости соответственно, $г/см^3$;

l – длина цилиндра насоса, см;

h - высота жидкости между точками измерения давления, см;

$F_t, F_{ц}, F_{ш}$ - площади поперечного сечения НКТ, цилиндра насоса и штанги, $см^2$;

P_0 – значение давления в нормальных условиях (Па) ;

T_0 - значение абсолютной температуры (К);

Δh - уровень жидкости между датчиками P_1 и P_2 , см.;

P_1, P_2 и P_3 - значение давления в трех точках измерения в НКТ, (Па);

T - температура в устье НКТ (К)

Z - коэффициент сжимаемости газа, безразмерная величина;

n - частота качания балансира, 1/мин;

β - коэффициент наполнения цилиндра насоса, %;

1440 – коэффициент месячного изменения дебита.

Сравнительный анализ с другими известными решениями в данной области показал, что не найдены решения, совпадающие с заявляемым. Существенными признаками, отличающие заявляемое изобретение от прототипа, являются: измерение температуры в устье НКТ, дополнительное измерение давления в третьей точке НКТ и алгоритм расчета дебита (алгоритм разработанный авторами изобретений) по пластовой жидкости и ее компонентам.

Совокупность всех существенных признаков, входящих в заявляемое изобретение, позволяет повысить точность измерения дебита нефтяных скважин (НС), и следовательно, заявляемое решение соответствует критерию «технический уровень», а решение, в целом, может быть признано изобретением.

В процессе накопленного опыта было установлено, что цилиндр

глубинного насоса всегда бывает заполнен не менее, чем на $\frac{1}{2}$ его высоты, а разность давления, измеряемого в двух указанных точках всегда пропорциональна высоте заполнения цилиндра насоса.

Способ осуществляется на известном (3), несколько модернизированном устройстве, принципиальная схема которого представлена на фиг 1, где: 1 – датчик, расположенный в устье НКТ; 2- датчик, расположенный на НКТ ниже устья на расстоянии $\frac{1}{2}$ длины цилиндра используемого насоса; 3 – датчик (дополнительно установленный), расположенный на НКТ ниже датчика 2 также на расстоянии $\frac{1}{2}$ длины цилиндра насоса; 4, 5 дифманометры; 6- выкидная линия скважины; 7 – датчик измерения уровня жидкости в эксплуатационной колонне; 8 – преобразователь уровня; 9 – блок расчета и управления; 10 – полированный шток колонны штанг скважины; 11 – эксплуатационная колонна скважины; 12- НКТ; 13 - преобразователь давлений; 14 -установленный датчик температуры ; 15 – преобразователь температуры.

Способ осуществляется следующим образом.

Измеряют дифманометрами 4 и 5 (шкала которого, для обеспечения необходимой точности, не должна быть больше давления одного метра водяного столба) перепады давлений между точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, значения которых автоматически вносятся в блок расчета и управления – 9. В этот же блок вручную вводятся значения плотности воды, нефти и пластовой жидкости. Учитывая, что значения плотности нефти и воды с течением определенного времени изменяются незначительно, то при необходимой частоте определения содержания воды, их значения могут вводиться в вычислительное устройство по последним их измерениям, что обеспечивает оперативность управления работой добывающей скважины. В блок 9 также вводятся значения температуры и давления в устье скважины.

На основании значения сигналов с выходов преобразователей 4, 5, 13 и 15 по предложенному алгоритму рассчитывается значение общего дебита пластовой жидкости и дебита нефти, воды и газа.

Лабораторным путем определяется плотности воды и нефти (ρ_v, ρ_n). Так как характеристики разрабатываемого пласта достаточно стабильны, то лабораторные измерения осуществляют не чаще одного раза в месяц. А значения T_0, P_0 вводятся в блок 9 и являются неизменными.

Пример выполнения способа.

- внутренний диаметр НКТ - $D_T = 4,9\text{см}$;
- давление на устье НКТ- 3 кг/см^2 ;
- стандартное давление $P_0=1 \text{ кг/см}^2$;
- стандартная температура $T_0= 293 \text{ К}$;
- температура в устье НКТ $P=290 \text{ К}$;
- диаметр цилиндра насоса – $D_{\text{ц}} = 3,2\text{см}$;
- диаметр штанги насоса - $D_{\text{ш}} = 2\text{см}$;
- измеренный по перепаду давления уровень высоты жидкости - $\Delta h_T = 30\text{см}$;
- высота цилиндра насоса - $l_{\text{ц}} = 200\text{см}$;
- частота качания балансира, $10/\text{мин}$;
- площадь поперечного сечения НКТ – $F_T = 18,84\text{см}^2$
- площадь поперечного сечения цилиндра насоса - $F_{\text{ц}} = 8,4\text{см}^2$;
- площадь поперечного сечения штанги - $F_{\text{ш}} = 3,14\text{см}^2$;

$$\rho_n = 0,862 \text{ г/см}^3; \quad \rho_v = 1,1 \text{ г/см}^3; \quad \rho_f = \frac{\Delta P}{gh} = 0,99 \text{ г/см}^3;$$

$$\rho_n = 0,862 \text{ г/см}^3;$$

$$W = \frac{\rho_f - \rho_n}{\rho_v - \rho_n} = 0,583 \text{- доленое}$$

Коэффициент наполнения цилиндра насоса определяют по формуле:

$$\beta = \frac{\left(\frac{1}{2}l_{\text{ц}} + \Delta h_T \cdot A\right) 100\%}{l_{\text{ц}}} = \frac{\left(\frac{1}{2}l_{\text{ц}} + \Delta h_T \frac{F_T - F_{\text{ш}}}{F_{\text{ц}}}\right)}{l_{\text{ц}}} \quad 56 ;$$

$$Q_f = 1440 \cdot n \cdot s_n \cdot 0,56 = 6,99 \text{ м}^3/\text{сут. или}$$

$$G_f = Q_f \rho_f = 6,99 \cdot 0,99 = 6,92 \text{ т/сут}$$

$$Q_v = Q_f \cdot W = 6,92 \cdot 0,583 = 4,03 \text{ т/сут}$$

$$Q_n = Q_f(1 - W) = 6,92 \cdot 0,417 = 2,85 \text{ т/сут}$$

$$Q_g = \frac{1440 \cdot P_1 (1 - \Delta h) S_{\text{ист}} \cdot T_o \cdot n}{P_o \cdot T \cdot Z} = \frac{1440 - 3 \cdot 0,7 \cdot 18,84 \cdot 10^{-4} \cdot 293 \cdot 10}{1 \cdot 290 \cdot 0,8} = 71,9 \text{ м}^3/\text{сут}$$

или $G_r = Q_r \rho_r = 71,9 \cdot 0,0013 = 0,093 \text{ т/сут}$

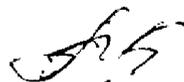
Газовый фактор

$$\Gamma = \frac{Q_g}{Q_f} = \frac{71,9}{6,92} = 10,3 \text{ м}^3/\text{т}$$

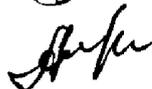
Заявляемое изобретение позволяет измерить дебит скважины не только по пластовой жидкости (флюида), но и по нефти, пластовой воде и газу, а также повысить достоверность и частоту измерения дебита скважины по всем компонентам ее продукции, что позволяет оперативно управлять и контролировать эксплуатацию скважин.

Технический эффект заявляемого изобретения состоит в точности измерения, простоте способа, удобстве и простоте непосредственного определения дебита НС.

Авторы:



Рзаев А.Г.



Асадова Р.Ш.

Генеральный директор Института
Систем Управления Министерства
Науки и Образования Азербайджанской
Республики, академик



АББАСОВ А.М

Литература.

1. Алиев Т.М., Мамиконов А.Г., Мелик-Шахназаров А.М. Информационные системы в нефтяной промышленности. - М.: Недра, 1972, 240 с. (прототип).
2. Алиев Т.А., Рзаев Аб.Г., и др. Евразийский патент № 019274 от 28.02.2014 г. Способ измерения дебита нефтяных скважин и устройство для его осуществления
3. Алиев Т.А., Рзаев Аб.Г., Расулов С.Р. Евразийский патент № 036115 от 30.09.2020 г. Способ управления процессом добычи нефти.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ измерения дебита нефтяных скважин включающий измерение давления в двух точках НКТ, одна из которых находится в устье НКТ, вторая - ниже на расстоянии соответствующего $\frac{1}{2}$ длины цилиндра используемого насоса, отличающийся тем, что дополнительно измеряют температуру в устье НКТ и давление в третьей точке НКТ, расположенной ниже второй точки на расстоянии соответствующем $\frac{1}{2}$ длины цилиндра насоса, и определяют дебит пластовой жидкости, нефти, воды и газа по следующему алгоритму

$$Q_f = 1440 \cdot F_n \cdot n \cdot s_n \cdot \beta$$

$$G_f = Q_f \rho_f$$

$$Q_b = Q_f \cdot W$$

$$Q_n = Q_f - Q_b - Q_r$$

$$G_r = \frac{P_1 (1 - \Delta h) S_n \cdot T_o \cdot n}{P_o \cdot T \cdot Z} \rho_2$$

$$W = \frac{\rho_{ж} - \rho_n}{\rho_b - \rho_n}$$

$$\rho_{ж} = \frac{\Delta P_2}{h \cdot g} = \frac{P_3 - P_2}{\frac{1}{2} l \cdot g}$$

$$\Delta h = \frac{\Delta P_1}{\rho_{ж} \cdot g} = \frac{P_2 - P_1}{\rho_{ж} \cdot g}$$

где: Q_f – дебит пластовой жидкости (флюида), м³/сут.;

G_f, G_n, G_b и G_r – массовый дебит пластовой жидкости, нефти, воды и газа соответственно, т/сут.;

Q_v, Q_n, Q_g – дебит воды, нефти и газа соответственно, м³/сут.

W - обводненность добываемой пластовой жидкости, долевое;

ρ_v, ρ_n и $\rho_{ж}$ –

плотность воды, нефти и пластовой жидкости соответственно, г/см³;

l – длина цилиндра насоса, см;

h - высота жидкости между точками измерения давления, см;

$F_T, F_{ц}, F_{ш}$ - площади поперечного сечения НКТ, цилиндра насоса и штанги, см²;

P_0 – значение давления в нормальных условиях (Па);

T_0 - значение абсолютной температуры (К);

Δh - уровень жидкости между датчиками P_1 и P_2 , см.;

P_1, P_2 и P_3 - значение давления в трех точках измерения в НКТ, (Па);

T - температура в устье НКТ (К)

Z - коэффициент сжимаемости газа, безразмерная величина;

n - частота качания балансира, 1/мин;

β - коэффициент наполнения цилиндра насоса, %;

1440 – коэффициент месячного изменения дебита.

Авторы:



Рзаев А.Г.



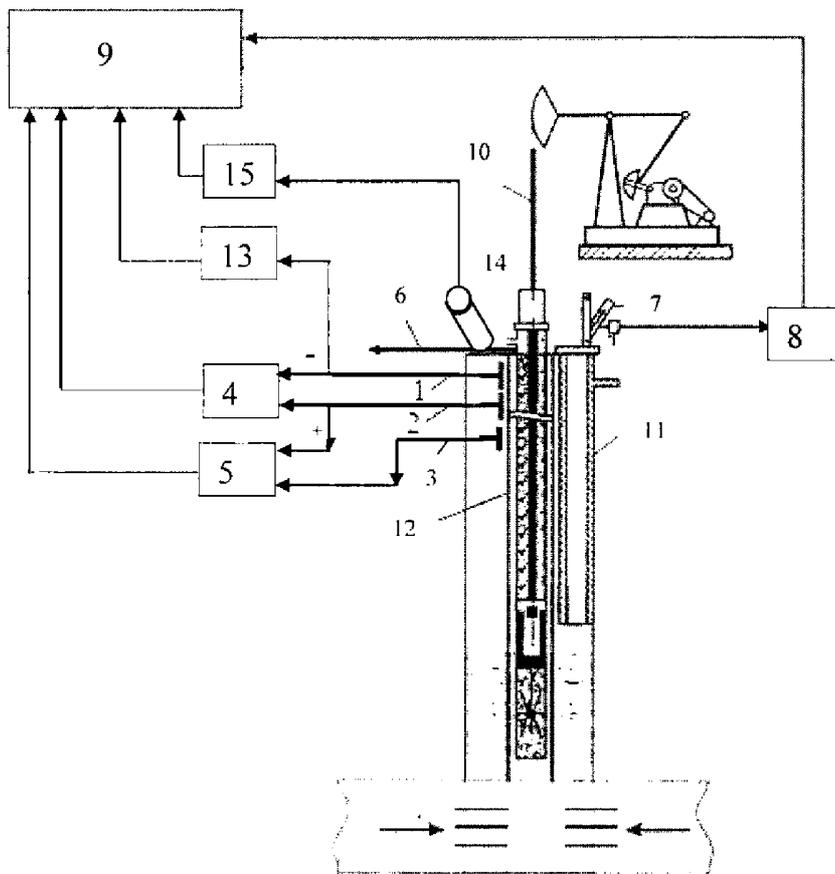
Асадова Р.Ш.

Генеральный директор Института
Систем Управления Министерства
Науки и Образования Азербайджанской
Республики, академик



АББАСОВ А.М

СПОСОБ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН



Фиг.1

Авторы:

Рзаев А.Г.

Асадова Р.ИИ.

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ
(статья 15(3) ЕАПК и правило 42 Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

202391788

А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:

МПК:

см. дополнительный лист

СПК:

см. дополнительный лист

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

Просмотренная документация (система классификации и индексы МПК)

F04B 49/06, 49/08, 49/20; G01F 1/34; G01F 23/14; E21B 43/12, 43/14; E21B 47/06, 47/10

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)

ЕАПАТИС, Google patent, Espacenet, PATENTSCOPE

В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	EA 019274 B1 (ИНСТИТУТ КИБЕРНЕТИКИ НАЦИОНАЛЬНОЙ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ) 2014-02-28; весь документ.	1
A	EA 036115 B1 (ИНСТИТУТ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ) 2020-09-30; весь документ.	1
A	EA 019586 B1 (ИНСТИТУТ КИБЕРНЕТИКИ НАЦИОНАЛЬНОЙ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ) 2014-04-30; весь документ.	1
A	EA 020663 B1 (ИНСТИТУТ КИБЕРНЕТИКИ НАЦИОНАЛЬНОЙ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ) 2014-12-30; весь документ.	1
A	US 5535632 A (ATLANTIC RICHFIELD COMPANY) 1996-07-16; весь документ.	1
A	CA 2250726 C (MICRO MOTION, INC) 2003-12-02; весь документ.	1
A	CN 111411936 A (XINJIANG RUNLIN NEW ENERGY TECH CO LTD) 2020-07-14; весь документ.	1

последующие документы указаны в продолжении

* Особые категории ссылочных документов:

«А» - документ, определяющий общий уровень техники

«D» - документ, приведенный в евразийской заявке

«E» - более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее

«O» - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

«P» - документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета"

«Т» - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения

«X» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности

«Y» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории

«&» - документ, являющийся патентом-аналогом

«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: **23/10/2023**

Уполномоченное лицо:

Начальник отдела механики,
физики и электротехники


Д. Ф. Крылов

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ
(дополнительный лист)

Номер евразийской заявки:

202391788

КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ (продолжение графы А)

МПК:

F04B 49/06 (2006.01)

F04B 49/08 (2006.01)

F04B 49/20 (2006.01)

G01F 1/34 (2006.01)

G01F 23/14 (2006.01)

СПК:

F04B 49/06

F04B 49/08

F04B 49/20

G01F 1/34

G01F 23/14

E21B 43/12