

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **047962**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2024.10.04

(21) Номер заявки
202391788

(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**

(43) **2024.09.30**

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

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

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

(56) EA-B1-019274
EA-B1-036115
EA-B1-019586
EA-B1-020663
US-A-5535632
CA-C-2250726
CN-A-111411936

(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 $1/2$ длины цилиндра используемого насоса, а третья - ниже второй точки на расстоянии, тоже соответствующем $1/2$ длины цилиндра насоса, и определяют дебит пластовой жидкости, нефти, воды и газа по заявляемому алгоритму. Технический эффект изобретения состоит в точности измерения, простоте способа, удобстве и простоте непосредственного определения дебита нефтяной скважины.

B1

047962

**047962
B1**

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, соответствующем $1/2$ высоты цилиндра используемого насоса, а дебит пластовой жидкости определяют по следующим формулам:

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

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

$$s_{n_1} = l_{ц}$$

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_H - площадь поперечного сечения плунжера, м²;

$l_{ц}$ - длина цилиндра насоса, м.

Способ позволяет оперативно и надежно 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, соответствующем $1/2$ длины цилиндра используемого насоса, а третья - ниже второй точки на расстоянии, тоже соответствующем $1/2$ длины цилиндра насоса, и определяют дебит пластовой жидкости, нефти, воды и газа по следующему алгоритму

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

$$G_f = Q_f \rho_f$$

$$Q_B = Q_f \cdot W$$

$$Q_H = Q_f - Q_B - Q_G$$

$$G_G = \frac{P_1 (1 - \Delta h) S_H \cdot T_0 \cdot n}{P_0 \cdot T \cdot Z} \rho_2$$

$$W = \frac{\rho_{ж} - \rho_H}{\rho_B - \rho_H}$$

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

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

где Q_f - дебит пластовой жидкости (флюида), м³/сут;

F_H - площадь поперечного сечения насоса, м²;

G_f, G_H, G_B и G_G - массовый дебит пластовой жидкости, нефти, воды и газа соответственно, т/сут;

Q_B, Q_H, Q_G - дебит воды, нефти и газа соответственно, м³/сут;

W - обводненность добываемой пластовой жидкости, доленое;

ρ_B, ρ_H 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;

F_H - площадь поперечного сечения насоса, м²;

S_H - длина хода плунжера, м;

ρ_f - плотность флюида, г/см³;

s_n - длина хода плунжера, м;

$\Delta P_1, \Delta P_2$ - перепад давлений между датчиками давлений при нижнем и верхнем положениях плунжера, Па;

g - ускорение свободного падения, м²/с;

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 - значения 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 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 фигуре, где 1 - датчик, расположенный в устье НКТ; 2 - датчик, расположенный на НКТ ниже устья на расстоянии $1/2$ длины цилиндра используемого насоса; 3 - датчик (дополнительно установленный), расположенный на НКТ ниже датчика 2 также на расстоянии $1/2$ 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_B , ρ_H). 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 - $D_T = 4,9$ см;

давление на устье НКТ- 3 кг/см²;

стандартное давление $P_0=1$ кг/см²;

стандартная температура $T=293$ К;

температура в устье НКТ $P=290$ К;

диаметр цилиндра насоса - $D_{Ц} = 3,2$ см;

диаметр штанги насоса - $D_{Ш} = 2$ см;

измеренный по перепаду давления уровень высоты жидкости - $\Delta h_T = 30$ см;

высота цилиндра насоса - $l_{Ц} = 200$ см;

частота качания балансира, 10/мин;

площадь поперечного сечения НКТ - $F_T = 18,84$ см²

площадь поперечного сечения цилиндра насоса - $F_{Ц} = 8,4$ см²;

площадь поперечного сечения штанги - $F_{Ш} = 3,14$ см²;

$\rho_H = 0,862$ г/см³; $\rho_B = 1,1$ г/см³; $\rho_{Ф} = \frac{\Delta P}{gh} = 0,99$ г/см³;

$\rho_H = 0,862$ г/см³;

$\frac{\rho_{Ф} - \rho_H}{\rho_H}$

$W = \rho_B - \rho_H = 0,583$ - долевое

Коэффициент наполнения цилиндра насоса определяют по формуле:

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

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

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

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

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

$$Q_G = \frac{1440 \cdot P_1 (1 - \Delta h) S_{НКТ} \cdot T_0 \cdot n}{P_0 \cdot T \cdot Z} = \frac{1440 \cdot 3 \cdot 0,7 \cdot 18,84 \cdot 10^{-4} \cdot 293 \cdot 10}{1 \cdot 290 \cdot 0,8} = 71,9 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$\text{или } G_G = Q_G \rho_G = 71,9 \cdot 0,0013 = 0,093 \text{ т/сут}$$

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.

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, соответствующем $1/2$ 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 $1/2$ длины цилиндра насоса, и определяют дебит пластовой жидкости, нефти, воды и газа по следующему алгоритму

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

$$G_f = Q_f \rho_f$$

$$Q_v = Q_f \cdot W$$

$$Q_n = Q_f - Q_v - Q_g$$

$$G_g = \frac{P_1 (1 - \Delta h) S_n \cdot T_0 \cdot n}{P_0 \cdot T \cdot Z} \rho_2$$

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

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

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

где Q_f - дебит пластовой жидкости (флюида), м³/сут;

G_f и G_g - 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, доленое;

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_n - площадь поперечного сечения насоса, м²;

ρ_f - плотность флюида, г/см³;

s_n - длина хода плунжера, м;

ΔP_1 , ΔP_2 - перепад давлений между датчиками давлений при нижнем и верхнем положениях плунжера, Па;

g - ускорение свободного падения, м²/с;

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 - значения 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.

