



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

**(12) ОПИСАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ**

(21), (22) Заявка: **2007137714/22**, **11.10.2007**

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
**11.10.2007**

(45) Опубликовано: **20.04.2008**

Адрес для переписки:  
**625003, г. Тюмень, ул. Военная, 44, ОАО  
"Нефтемаш", Н.М. Милютиной**

(72) Автор(ы):

**Милютин Леонид Степанович (RU),  
Котлов Валерий Витальевич (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Открытое акционерное общество  
"Нефтемаш" (RU)**

**(54) УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В СИСТЕМАХ ГЕРМЕТИЗИРОВАННОГО СБОРА "МЕРА ОХН+"**

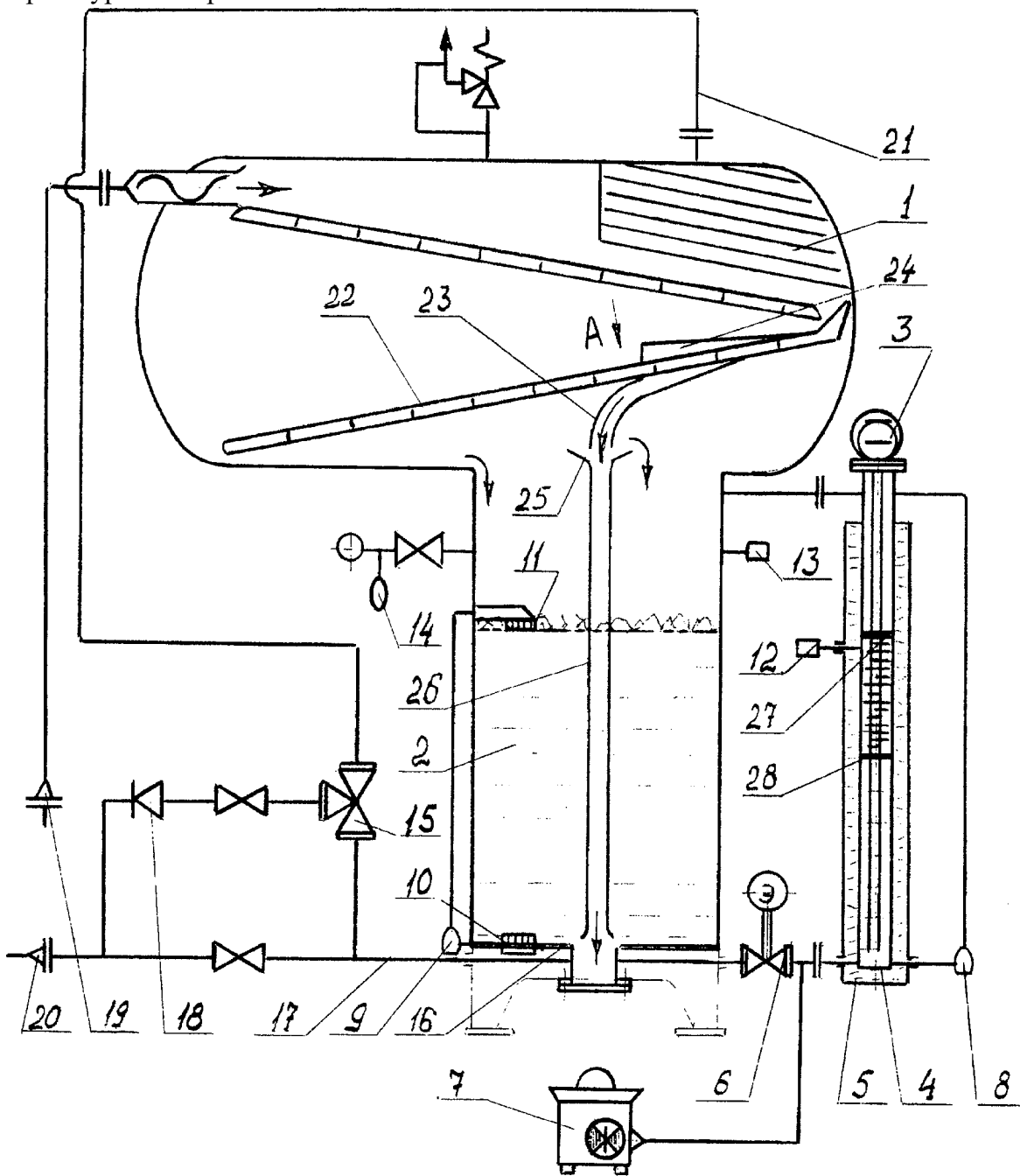
**Формула полезной модели**

1. Устройство для измерения дебита продукции нефтяных скважин в системах герметизированного сбора, содержащее газовый сепаратор, объединенный с вертикальной калиброванной измерительной емкостью, уровнемер, размещенный в сообщающемся с измерительной емкостью резервуаре, выполненный с возможностью определять положение линий раздела сред жидкость-газ и вода-нефть, датчик избыточного давления, термометр резервуара уровнемера, указатель гидростатического давления, включающий нижний и верхний датчики, переключатель потока, соединяющий газовую линию сепаратора, коллектор и сливную жидкостную линию измерительной емкости, таймер, дозатор подачи химреагентов в резервуар уровнемера, систему подогрева содержимого резервуара уровнемера, систему приоритетного минимума подачи, состоящую, например, из расположенной в измерительной емкости вертикальной трубы с воронкой, и размещенных на нижнем сепарационном лотке газового сепаратора патрубка отбора потока и барьера, выполненных с возможностью при любых дебитах обеспечивать гарантированное поступление определенного количества продукции скважины на дно измерительной емкости в зону, где происходит перетек продукции скважины в резервуар уровнемера, отличающееся тем, что указатель гидростатического давления размещен в измерительной емкости, которая оснащена термометром, а на нижнем патрубке резервуара уровнемера, соединяющим его с измерительной емкостью, размещен запорный элемент, например клапан, при этом указатель гидростатического давления измерительной емкости выполнен с возможностью регистрировать достижение жидкостью, наливающейся в измерительную емкость, расчетных верхнего и нижнего уровней наполнения путем расположения его верхнего и нижнего датчиков соответственно на этих уровнях.

2. Устройство по п.1, отличающееся тем, что днище измерительной емкости

выполнено плоским.

3. Устройство по п.1, отличающееся тем, что резервуар уровнемера измерительной емкости оснащен указателем гидростатического давления, охватывающим весь интервал уровнемера.



RU 72507 U1

RU 72507 U1

Полезная модель относится к нефтедобыче и может быть использована для оперативного учета дебитов продукции нефтяных и газоконденсатных скважин в системах герметизированного сбора.

5 Известна установка для измерения дебита продукции нефтяных скважин по жидкости, нефти, воде и газу гидростатическим способом, содержащая обвязанные трубопроводной арматурой газовый сепаратор и калиброванную измерительную емкость с датчиками избыточного давления, термометром, таймером и указателем гидростатического давления жидкости, находящейся в измерительной емкости, 10 который выполнен с возможностью регистрировать достижение жидкостью, наливаемой в измерительную емкость, расчетных верхнего и нижнего уровней наполнения путем расположения его верхнего и нижнего датчиков соответственно на этих уровнях, а также переключатель потока, соединяющий газовую линию сепаратора, коллектор и сливную жидкостную линию измерительной емкости. (1).

15 Недостатком этой установки является низкая точность определения обводненности жидкости, содержащейся в продукции скважины с высоким газовым фактором, обусловленная сложностью достоверно измерить истинную плотность этой жидкости по причине недостаточной сепарации и наличия в ней пузырькового газа.

20 Наиболее близким техническим решением является устройство для измерения дебита продукции нефтяных скважин в системах герметизированного сбора «Мера-ОХН», содержащее газовый сепаратор, объединенный с вертикальной калиброванной измерительной емкостью, уровнемер, размещенный в сообщающемся с измерительной емкостью резервуаре, выполненный с возможностью определять 25 положение линий раздела сред жидкость-газ и вода-нефть, датчик избыточного давления, термометр резервуара уровнемера, указатель гидростатического давления, включающий нижний и верхний датчики, переключатель потока, соединяющий газовую линию сепаратора, коллектор и сливную жидкостную линию измерительной 30 емкости, таймер, дозатор подачи химреагентов в резервуар уровнемера, систему подогрева содержимого резервуара уровнемера, систему приоритетного минимума подачи, состоящую, например, из расположенной в измерительной емкости вертикальной трубы с воронкой, и размещенных на нижнем сепарационном лотке газового сепаратора патрубка отбора потока и барьера, выполненных с 35 возможностью при любых дебитах обеспечивать гарантированное поступление определенного количества продукции скважины на дно измерительной емкости в зону, где происходит перетек продукции скважины в резервуар уровнемера. (2).

40 Недостатком известного устройства является значительная длительность цикла измерения, обусловленная необходимостью для всех систем устройства ожидать окончания отстоя и расслоения жидкости на нефть и воду в резервуаре уровнемера.

Задачей предлагаемого технического решения являются повышение сокращение 45 длительности цикла измерения и повышение эффективности использования приборов, а также повышение точности измерений дебита продукции скважины.

Это достигается тем, что в устройстве для измерения дебита продукции нефтяных скважин в системах герметизированного сбора, содержащим газовый сепаратор, объединенный с вертикальной калиброванной измерительной емкостью, уровнемер, 50 размещенный в сообщающемся с измерительной емкостью резервуаре, выполненным с возможностью определять положение линий раздела сред жидкость-газ и вода-нефть, датчик избыточного давления, термометр резервуара уровнемера, указатель гидростатического давления, включающий нижний и верхний датчики,

переключатель потока, соединяющий газовую линию сепаратора, коллектор и сливную жидкостную линию измерительной емкости, таймер, дозатор подачи химреагентов в резервуар уровнемера, систему подогрева содержимого резервуара уровнемера, систему приоритетного минимума подачи, состоящую, например, из 5 расположенной в измерительной емкости вертикальной трубы с воронкой, и размещенных на нижнем сепарационном лотке газового сепаратора патрубка отбора потока и барьера, выполненных с возможностью при любых дебитах обеспечивать гарантированное поступление определенного количества продукции скважины на дно 10 измерительной емкости в зону, где происходит перетек продукции скважины в резервуар уровнемера, согласно полезной модели, указатель гидростатического давления размещен в измерительной емкости, которая оснащена термометром, а на нижнем патрубке резервуара уровнемера, соединяющим его с измерительной емкостью, размещен запорный элемент, например, клапан, при этом указатель 15 гидростатического давления в измерительной емкости выполнен с возможностью регистрировать достижение жидкостью, наливаемой в измерительную емкость, расчетных верхнего и нижнего уровней наполнения путем расположения его верхнего и нижнего датчиков соответственно на этих уровнях.

Днище измерительной емкости выполнено плоским.

Кроме того, резервуар уровнемера измерительной емкости оснащен указателем гидростатического давления, охватывающим весь диапазон уровнемера.

Оснащение измерительной емкости указателем гидростатического давления и термометром и размещение на нижнем патрубке резервуара уровнемера запорного 25 элемента, например клапана, а также выполнение указателя гидростатического давления в измерительной емкости с

возможностью регистрировать достижение жидкостью, наливаемой в измерительную емкость, расчетных верхнего и нижнего уровней наполнения путем 30 расположения его верхнего и нижнего датчиков соответственно на этих уровнях позволяет совмещать измерение массового дебита динамическим способом в измерительной емкости (например, методом «приращения массы», когда по приращению показаний указателя гидростатического давления во время продвижения поверхности жидкости на линейном участке измерительной емкости судят о дебите) с 35 прямым измерением обводненности жидкости в резервуаре уровнемера методом активизированного отстоя с применением химреагентов и нагрева. При этом, за один цикл измерения обводненности жидкости в резервуаре уровнемера может происходить несколько циклов измерения дебита продукции скважины в измерительной емкости. 40 Таким образом, становится возможным повысить эффективность использования приборов и сократить длительность каждого цикла измерения.

Выполнение днища измерительной емкости плоским (т.е. исключение эллиптического днища) позволяет устранить нелинейный участок по высоте измерительной емкости и поэтому обеспечивает необходимую точность измерений 45 дебита по жидкости и газу динамическим способом «приращения массы» по всей высоте налива измерительной емкости, поскольку исчезает ошибка определения перехода от нелинейной части измерительной емкости к линейной.

Оснащение резервуара уровнемера измерительной емкости указателем 50 гидростатического давления, охватывающим весь диапазон уровнемера, способствует повышению точности измерений, поскольку исключает влияние инерционности перетока жидкости между сообщающимися сосудами (резервуаром уровнемера и измерительной емкостью).

На фиг.1 изображена схема устройства, реализующего предложенный способ, на фиг.2 - вид сверху на нижний лоток газового сепаратора, на фиг.3 - схема измерения плотностей воды и нефти при опорожнении резервуара уровнемера.

Устройство содержит газовый сепаратор 1, измерительную емкость 2, уровнемер 3, резервуар 4 уровнемера 3, систему подогрева 5 содержимого резервуара 4 уровнемера 3, запорный клапан 6 с электроприводом, дозатор подачи химреагентов 7 в резервуар 4 уровнемера 3, указатель перепада давлений 8 резервуара 4 уровнемера 3, указатель перепада давлений 9 измерительной емкости, нижний датчик (мембрана) 10 указателя перепада давлений измерительной емкости 2, верхний датчик (мембрана) 11 указателя перепада давлений измерительной емкости 2, датчик температуры 12 резервуара 4 уровнемера 3, датчик температуры 13 измерительной емкости 2, датчик избыточного давления 14, переключатель потока 15, плоское днище 16 измерительной емкости 2, сливную жидкостную линию 17, клапан обратный 18, вход 19 из скважины в газовый сепаратор 1, выход 20 в коллектор, газопровод 21, нижний сепарационный лоток 22, патрубок отбора потока 23 системы приоритетного минимума подачи, барьер 24 системы

приоритетного минимума подачи, воронку 25 системы приоритетного минимума подачи, трубу 26 системы приоритетного минимума подачи. 27 - поверхность раздела нефть-газ, 28 - поверхность раздела нефть-вода, 29 - поверхность раздела нефть-газ в момент измерения плотностей воды и нефти при опорожнении измерительной емкости 2 и резервуара 4 уровнемера 3.

Система приоритетного минимума подачи, состоящая из патрубка отбора потока 23, барьера 24, и трубы 26 с расположенной сверху воронкой 25, при любых дебитах обеспечивает гарантированное поступление определенного количества продукции скважины на дно измерительной емкости 2 в зону, где происходит перетек продукции скважины в резервуар 4 уровнемера 3. Элементы системы приоритетного минимума подачи имеют расчетную ограниченную пропускную способность и организованы так, что избыток потока переливается через барьер 24 и воронку 25 и движется согласно общей схеме сепарации. При этом, если производительность скважины близка к нижнему пределу измерений устройства, то практически весь поток проходит через систему приоритетного минимума подачи, но когда производительность скважины велика, то, напротив, большая часть потока движется согласно общей схеме сепарации.

С некоторым снижением точности устройство может работать и при отсутствии указателя перепада давлений 8 резервуара 4 уровнемера 3.

Устройство работает следующим образом.

В принцип работы устройства заложен гидростатический метод измерения массы, основанный на зависимости гидростатического давления  $\Delta P$  столба жидкости высотой  $H$  от плотности жидкости  $\rho$ :

$$\Delta P = \rho g H, \text{ кг/см}^2,$$

где:  $g$  - ускорение свободного падения.

Перед началом процедуры замера производят «продувку» системы сепаратор - измерительная емкость - резервуар уровнемера, при этом переключатель потока 15 и открытый запорный клапан 6 обеспечивают свободное истечение продукции скважины через систему емкостей в коллектор.

В начале процедуры замера переключатель потока 15 ставят в положение "наполнение", и продукция скважины через газовый сепаратор 1 поступает в измерительную емкость 2. При этом переключателем потока 15 газопровод 21

соединен с коллектором 20, а сливная жидкостная линия 17 перекрыта. Одновременно с наполнением измерительной емкости 2 резервуар 4 уровнемера 3 нагревают системой подогрева 5 (например, горячей жидкостью) и в поток жидкости, идущий в этот резервуар снизу, при помощи дозатора подачи химреагентов 7 вводят деэмульгатор и пеногаситель. В момент соприкосновения поднимающейся поверхности частично отсепарированной продукции скважины с верхним датчиком (мембраной) 11 указателя перепада давлений переключатель потока 15 ставят в положение

"слив", открывая жидкостную 17 и закрывая газовую 21 линии, и закрывают запорный клапан 6.

Плотность частично отсепарированной жидкости в измерительной емкости равна:

$$\rho_{же} = \Delta P / gH, \text{ м/м}^3$$

Дебит скважины по жидкости определяется по следующей формуле:

$$Q_{ж} = \frac{\rho_{же}(V_e + V_y)3600}{\tau}, \text{ м}^3/\text{сут},$$

где:

$V_e$  - объем измерительной емкости 2 в интервале от нижнего 10 до верхнего 11 датчиков указателя перепада давлений 9 (определяется при появлении сигнала от верхнего датчика 11);

$V_y$  - объем резервуара уровнемера в интервале от нижнего 10 до верхнего 11 датчиков указателя перепада давлений 9 (определяется при появлении сигнала от верхнего датчика 11);

$\tau$  - время наполнения измерительной емкости 2 в интервале от нижнего 10 до верхнего 11 датчиков указателя перепада давлений 9.

После закрытия запорного клапана 6 (положение "отстой"), наполнение резервуара 4 уровнемера 3 прекращается, и продукция скважины начинает отстаиваться в резервуаре 4 уровнемера 3 до состояния полного отсутствия пузырькового газа, оседания пены и расслоения жидкости на нефть и воду. Отстой продолжают до момента прекращения изменений показаний уровнемера 3, который регистрирует одновременно положение линий раздела сред жидкость-газ 27 и вода-нефть 28. Затем измеряют уровни жидкости  $H_i$  и воды  $h_{iB}$ , а также их гидростатические давления  $\Delta P_i$  и  $\Delta P_{iB}$  при известных соответствующих им высотах столбов жидкости и воды. (При отсутствии датчика гидростатического давления 8 измерения  $\Delta P_i$  и  $\Delta P_{iB}$  производят датчиком гидростатического давления 9 при открытом запорном клапане 6.) На основании этих замеров определяют плотности, например:

$\rho_{жy}$  - плотность жидкости в резервуара 4 уровнемера 3 (определяют по показанию датчика гидростатического давления 8 или 9 в интервале уровнемера 3) по формуле:

$$\rho_{жy} = \Delta P_i / gH_i, \text{ м/м}^3,$$

$$\text{Объемное содержание воды: } W = \frac{h_{iB}}{H_i} \cdot 100, \%$$

Для определения дебита по газу переключатель потока 15 ставят в положение, когда вход из скважины 19 соединен с газовым сепаратором 1, а сливная жидкостная линия 17 соединена с коллектором 20, при этом газопровод 21 перекрыт. В таком положении жидкость начинает вытесняться из измерительной емкости 2.

В процессе вытеснения газом объема  $V_e$  жидкости фиксируется время вытеснения  $\tau_r$

и среднее значение избыточного давления  $P$  и температуры газа  $t^\circ$ .

Дебит скважины по газу определяется, например, по следующему алгоритму:

$$Q_{г}^{н} = 2893 \frac{V_e 3600 24}{\tau_r} \frac{P + 0,1013}{(273 + t^\circ) K_\alpha}, \text{ м}^3/\text{сут},$$

где:

$P$  - среднее значение избыточного давления газа в измерительной емкости 2, измеренного датчиком 14;

$t^\circ$  - температура газа  $^\circ\text{C}$ ;

$K_\alpha$  - коэффициент сжимаемости.

В случае, когда слив происходит при открытом запорном клапане 6, предыдущая формула приобретает вид:

$$Q_{г}^{н} = 2893 \frac{(V_e + V_y) 3600 24}{\tau_r} \frac{P + 0,1013}{(273 + t^\circ) K_\alpha}, \text{ м}^3/\text{сут},$$

В момент ухода воды из резервуара 4 уровнемера 3 при его опорожнении после возобновления поступления продукции скважины в измерительную емкость 2 определяют плотности воды и нефти, измеряя соответствующие перепады давления и высоты столбов жидкости, расслоенной на нефть и воду. В этот момент делают замер гидростатического давления столба нефти (высотой  $h_{iH}$ )  $J_{HhiH} K_H$ .

$$\text{Плотность воды: } \rho_B = \frac{(J_{\Delta P i} - J_{\Delta P hiH}) K_J}{(J_{HHi} - J_{HhiH}) K_H}, \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

где:

$J_{\Delta P hiH}$  - показание датчика гидростатического давления 8 или 9, соответствующее столбу жидкости  $h_{iH}$ , мА;

$J_{HHi}$  - показание уровнемера 3, соответствующее столбу жидкости  $H_i$ , м;

$J_{HhiH}$  - показание уровнемера 3, соответствующее столбу нефти  $h_{iH}$ , м.

$$\text{Плотность нефти: } \rho_H = \frac{J_{\Delta P hiH} K_J}{J_{HhiH} K_H}, \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

где:

$J_{\Delta P HhiH}$  - показание датчика гидростатического давления 8 или 9, соответствующее столбу жидкости  $h_{iH}$ , мА;

$K_J$  - коэффициент пропорциональности в интервале уровнемера 3, т/м<sup>2</sup> мА;

$J_{HhiH} K_H = h_{iH}$  - высота столба нефти, м.

$$\text{Дебит скважины по нефти: } Q_H = Q_{ж} \frac{(\rho_B - \rho_{ж}) \rho_H}{(\rho_B - \rho_H) \rho_{ж}}, \text{ м}^3/\text{сут},$$

где:

$\rho_B$  - плотность воды в продукции скважины (измеренная величина);

$\rho_H$  - плотность нефти в продукции скважины (измеренная величина);

Дебит скважины по воде:  $Q_B = Q_{ж} - Q_H$ , м<sup>3</sup>/сут

В период, когда запорный клапан 6 закрыт и происходит отстой продукции скважины в резервуаре 4 уровнемера 3, измерение дебита по жидкости производят, применяя следующую формулу:

$$Q_{ж} = \frac{\rho_{жe} V_e 3600 24}{\tau}, \text{ м}^3/\text{сут},$$

В силу того, что измерения дебита по жидкости не прекращаются в период, когда происходит отстой продукции скважины в резервуаре 4 уровнемера 3, предлагаемое

устройство позволяет повысить эффективность использования приборов, уменьшить время каждого цикла измерения, а также за счет выполнения днища измерительной емкости плоским и оснащения резервуара уровнемера измерительной емкостью указателем гидростатического давления, охватывающим весь диапазон уровнемера, повысить точность измерений.

#### (57) Реферат

Устройство может быть использовано для оперативного учета дебитов продукции нефтяных и газоконденсатных скважин в системах герметизированного сбора. Задачей предлагаемого технического решения являются повышение сокращение длительности цикла измерения и повышение эффективности использования приборов, а также повышение точности измерений дебита продукции скважины. Это достигается тем, что указатель гидростатического давления размещен в измерительной емкости с термометром и может регистрировать достижение жидкостью, наливаемой в измерительную емкость, расчетных верхнего и нижнего уровней наполнения путем расположения его верхнего и нижнего датчиков соответственно на этих уровнях. На нижнем патрубке резервуара уровнемера размещен клапан. Днище измерительной емкости выполнено плоским. Резервуар уровнемера измерительной емкости оснащен указателем гидростатического давления, охватывающим весь диапазон уровнемера. 1 н.п. ф-лы, 2 з.п. ф-лы, 3 ил.



Реферат к заявке на полезную модель

**Устройство для измерения дебита  
продукции нефтяных скважин  
в системах герметизированного сбора  
"МЕРА ОХН+"**

Устройство может быть использовано для оперативного учета дебитов продукции нефтяных и газоконденсатных скважин в системах герметизированного сбора. Задачей предлагаемого технического решения являются повышение сокращение длительности цикла измерения и повышение эффективности использования приборов, а также повышение точности измерений дебита продукции скважины. Это достигается тем, что указатель гидростатического давления размещён в измерительной ёмкости с термометром и может регистрировать достижение жидкостью, наливаемой в измерительную ёмкость, расчётных верхнего и нижнего уровней наполнения путём расположения его верхнего и нижнего датчиков соответственно на этих уровнях. На нижнем патрубке резервуара уровнемера размещён клапан. Днище измерительной ёмкости выполнено плоским. Резервуар уровнемера измерительной ёмкости оснащён указателем гидростатического давления, охватывающим весь диапазон уровнемера. 1 н.п. ф-лы, 2 з.п.ф-лы, 3 ил.

**Референт:** Милютин Л.С.

**2007137714**

МКИ7 Е 21 В 47/10

## **Устройство для измерения дебита продукции нефтяных скважин в системах герметизированного сбора "МЕРА ОХН+"**

Полезная модель относится к нефтедобыче и может быть использована для оперативного учета дебитов продукции нефтяных и газоконденсатных скважин в системах герметизированного сбора.

Известна установка для измерения дебита продукции нефтяных скважин по жидкости, нефти, воде и газу гидростатическим способом, содержащая обвязанные трубопроводной арматурой газовый сепаратор и калиброванную измерительную ёмкость с датчиками избыточного давления, термометром, таймером и указателем гидростатического давления жидкости, находящейся в измерительной ёмкости, который выполнен с возможностью регистрировать достижение жидкостью, наливаемой в измерительную ёмкость, расчётных верхнего и нижнего уровней наполнения путём расположения его верхнего и нижнего датчиков соответственно на этих уровнях, а также переключатель потока, соединяющий газовую линию сепаратора, коллектор и сливную жидкостную линию измерительной ёмкости. (1).

Недостатком этой установки является низкая точность определения обводнённости жидкости, содержащейся в продукции скважины с высоким газовым фактором, обусловленная сложностью достоверно измерить истинную плотность этой жидкости по причине недостаточной сепарации и наличия в ней пузырькового газа.

Наиболее близким техническим решением является устройство для измерения дебита продукции нефтяных скважин в системах герметизированного сбора «Мера-ОХН», содержащее газовый сепаратор, объединённый с вертикальной калиброванной измерительной ёмкостью, уровнемер, размещённый в сообщающемся с измерительной ёмкостью резервуаре, выполненный с возможностью определять положение линий раздела сред жидкость-газ и вода-нефть, датчик избыточного давления, термометр резервуара уровнемера, указатель гидростатического давления, включающий нижний и верхний датчики, переключатель потока, соединяющий газовую линию сепаратора, коллектор и сливную жидкостную линию измерительной ёмкости, таймер, дозатор подачи химреагентов в резервуар уровнемера, систему подогрева содержимого резервуара уровнемера, систему приоритетного минимума подачи, состоящую, например, из расположенной в измерительной ёмкости вертикальной трубы с воронкой, и размещённых на нижнем сепарационном лотке газового сепаратора патрубка отбора потока и барьера, выполненных с возможностью при любых дебитах обеспечивать гарантированное поступление определённого количества продукции скважины на дно измерительной

ёмкости в зону, где происходит переток продукции скважины в резервуар уровнемера. (2).

Недостатком известного устройства является значительная длительность цикла измерения, обусловленная необходимостью для всех систем устройства ожидать окончания отстоя и расслоения жидкости на нефть и воду в резервуаре уровнемера.

Задачей предлагаемого технического решения являются повышение сокращение длительности цикла измерения и повышение эффективности использования приборов, а также повышение точности измерений дебита продукции скважины.

Это достигается тем, что в устройстве для измерения дебита продукции нефтяных скважин в системах герметизированного сбора, содержащим газовый сепаратор, объединённый с вертикальной калиброванной измерительной ёмкостью, уровнемер, размещённый в сообщающемся с измерительной ёмкостью резервуаре, выполненным с возможностью определять положение линий раздела сред жидкость–газ и вода–нефть, датчик избыточного давления, термометр резервуара уровнемера, указатель гидростатического давления, включающий нижний и верхний датчики, переключатель потока, соединяющий газовую линию сепаратора, коллектор и сливную жидкостную линию измерительной ёмкости, таймер, дозатор подачи химреагентов в резервуар уровнемера, систему подогрева содержимого резервуара уровнемера, систему приоритетного минимума подачи, состоящую, например, из расположенной в измерительной ёмкости вертикальной трубы с воронкой, и размещённых на нижнем сепарационном лотке газового сепаратора патрубка отбора потока и барьера, выполненных с возможностью при любых дебитах обеспечивать гарантированное поступление определённого количества продукции скважины на дно измерительной ёмкости в зону, где происходит переток продукции скважины в резервуар уровнемера, *согласно полезной модели*, указатель гидростатического давления размещён в измерительной ёмкости, которая оснащена термометром, а на нижнем патрубке резервуара уровнемера, соединяющим его с измерительной ёмкостью, размещён запорный элемент, например, клапан, при этом указатель гидростатического давления в измерительной ёмкости выполнен с возможностью регистрировать достижение жидкостью, наливающейся в измерительную ёмкость, расчётных верхнего и нижнего уровней наполнения путём расположения его верхнего и нижнего датчиков соответственно на этих уровнях.

Днище измерительной ёмкости выполнено плоским.

Кроме того, резервуар уровнемера измерительной ёмкости оснащён указателем гидростатического давления, охватывающим весь диапазон уровнемера.

Оснащение измерительной ёмкости указателем гидростатического давления и термометром и размещение на нижнем патрубке резервуара уровнемера запорного элемента, например клапана, а также выполнение указателя гидростатического давления в измерительной ёмкости с

возможностью регистрировать достижение жидкостью, наливаемой в измерительную ёмкость, расчётных верхнего и нижнего уровней наполнения путём расположения его верхнего и нижнего датчиков соответственно на этих уровнях позволяет совмещать измерение массового дебита динамическим способом в измерительной ёмкости (например, методом «приращения массы», когда по приращению показаний указателя гидростатического давления во время продвижения поверхности жидкости на линейном участке измерительной ёмкости судят о дебите) с прямым измерением обводнённости жидкости в резервуаре уровнемера методом активизированного отстоя с применением химреагентов и нагрева. При этом, за один цикл измерения обводнённости жидкости в резервуаре уровнемера может происходить несколько циклов измерения дебита продукции скважины в измерительной ёмкости. Таким образом, становится возможным повысить эффективность использования приборов и сократить длительность каждого цикла измерения.

Выполнение днища измерительной ёмкости плоским (т. е. исключение эллиптического днища) позволяет устранить нелинейный участок по высоте измерительной ёмкости и поэтому обеспечивает необходимую точность измерений дебита по жидкости и газу динамическим способом «приращения массы» по всей высоте налива измерительной ёмкости, поскольку исчезает ошибка определения перехода от нелинейной части измерительной ёмкости к линейной.

Оснащение резервуара уровнемера измерительной ёмкости указателем гидростатического давления, охватывающим весь диапазон уровнемера, способствует повышению точности измерений, поскольку исключает влияние инерционности перетока жидкости между сообщающимися сосудами (резервуаром уровнемера и измерительной ёмкостью).

На фиг. 1 изображена схема устройства, реализующего предложенный способ, на фиг.2 – вид сверху на нижний лоток газового сепаратора, на фиг. 3 – схема измерения плотностей воды и нефти при опорожнении резервуара уровнемера.

Устройство содержит газовый сепаратор 1, измерительную ёмкость 2, уровнемер 3, резервуар 4 уровнемера 3, систему подогрева 5 содержимого резервуара 4 уровнемера 3, запорный клапан 6 с электроприводом, дозатор подачи химреагентов 7 в резервуар 4 уровнемера 3, указатель перепада давлений 8 резервуара 4 уровнемера 3, указатель перепада давлений 9 измерительной ёмкости, нижний датчик (мембрана) 10 указателя перепада давлений измерительной ёмкости 2, верхний датчик (мембрана) 11 указателя перепада давлений измерительной ёмкости 2, датчик температуры 12 резервуара 4 уровнемера 3, датчик температуры 13 измерительной ёмкости 2, датчик избыточного давления 14, переключатель потока 15, плоское днище 16 измерительной ёмкости 2, сливную жидкостную линию 17, клапан обратный 18, вход 19 из скважины в газовый сепаратор 1, выход 20 в коллектор, газопровод 21, нижний сепарационный лоток 22, патрубок отбора потока 23 системы приоритетного минимума подачи, барьер 24 системы

приоритетного минимума подачи, воронку 25 системы приоритетного минимума подачи, трубу 26 системы приоритетного минимума подачи. 27 – поверхность раздела нефть – газ, 28 - поверхность раздела нефть – вода, 29 – поверхность раздела нефть – газ в момент измерения плотностей воды и нефти при опорожнении измерительной ёмкости 2 и резервуара 4 уровнемера 3.

Система приоритетного минимума подачи, состоящая из патрубка отбора потока 23, барьера 24, и трубы 26 с расположенной сверху воронкой 25, при любых дебитах обеспечивает гарантированное поступление определённого количества продукции скважины на дно измерительной ёмкости 2 в зону, где происходит переток продукции скважины в резервуар 4 уровнемера 3. Элементы системы приоритетного минимума подачи имеют расчётную ограниченную пропускную способность и организованы так, что избыток потока переливается через барьер 24 и воронку 25 и движется согласно общей схеме сепарации. При этом, если производительность скважины близка к нижнему пределу измерений устройства, то практически весь поток проходит через систему приоритетного минимума подачи, но когда производительность скважины велика, то, напротив, большая часть потока движется согласно общей схеме сепарации.

С некоторым снижением точности устройство может работать и при отсутствии указателя перепада давлений 8 резервуара 4 уровнемера 3.

Устройство работает следующим образом.

В принцип работы устройства заложен гидростатический метод измерения массы, основанный на зависимости гидростатического давления  $\Delta P$  столба жидкости высотой  $H$  от плотности жидкости  $\rho$ :

$$\Delta P = \rho g H, \text{ кг /см}^2,$$

где:  $g$  - ускорение свободного падения.

Перед началом процедуры замера производят «продувку» системы сепаратор - измерительная ёмкость - резервуар уровнемера, при этом переключатель потока 15 и открытый запорный клапан 6 обеспечивают свободное истечение продукции скважины через систему емкостей в коллектор.

В начале процедуры замера переключатель потока 15 ставят в положение "наполнение", и продукция скважины через газовый сепаратор 1 поступает в измерительную ёмкость 2. При этом переключателем потока 15 газопровод 21 соединён с коллектором 20, а сливная жидкостная линия 17 перекрыта. Одновременно с наполнением измерительной ёмкости 2 резервуар 4 уровнемера 3 нагревают системой подогрева 5 (например, горячей жидкостью) и в поток жидкости, идущий в этот резервуар снизу, при помощи дозатора подачи химреагентов 7 вводят деэмульгатор и пеногаситель. В момент соприкосновения поднимающейся поверхности частично отсепарированной продукции скважины с верхним датчиком (мембраной) 11 указателя перепада давлений переключатель потока 15 ставят в положение

"слив", открывая жидкостную 17 и закрывая газовую 21 линии, и закрывают запорный клапан 6.

Плотность частично отсепарированной жидкости в измерительной ёмкости равна:

$$\rho_{ж\ddot{e}} = \Delta P / g H, \text{ м/м}^3$$

Дебит скважины по жидкости определяется по следующей формуле:

$$Q_{ж} = \frac{\rho_{ж\ddot{e}} (V_{\ddot{e}} + V_y) 3600}{\tau} 24, \text{ м/сут},$$

где:

$V_{\ddot{e}}$  - объём измерительной ёмкости 2 в интервале от нижнего 10 до верхнего 11 датчиков указателя перепада давлений 9 (определяется при появлении сигнала от верхнего датчика 11);

$V_y$  - объём резервуара *уровнемера* в интервале от нижнего 10 до верхнего 11 датчиков указателя перепада давлений 9 (определяется при появлении сигнала от верхнего датчика 11);

$\tau$  - время наполнения измерительной ёмкости 2 в интервале от нижнего 10 до верхнего 11 датчиков указателя перепада давлений 9.

После закрытия запорного клапана 6 (положение "отстой"), наполнение резервуара 4 уровнемера 3 прекращается, и продукция скважины начинает отстаиваться в резервуаре 4 уровнемера 3 до состояния полного отсутствия пузырькового газа, оседания пены и расслоения жидкости на нефть и воду. Отстой продолжают до момента прекращения изменений показаний уровнемера 3, который регистрирует одновременно положение линий раздела сред жидкость-газ 27 и вода-нефть 28. Затем измеряют уровни жидкости  $H_i$  и воды  $h_{iB}$ , а также их гидростатические давления  $\Delta P_i$  и  $\Delta P_{iB}$  при известных соответствующих им высотах столбов жидкости и воды. (При отсутствии датчика гидростатического давления 8 измерения  $\Delta P_i$  и  $\Delta P_{iB}$  производят датчиком гидростатического давления 9 при открытом запорном клапане 6.) На основании этих замеров определяют плотности, например:

$\rho_{жу}$  - плотность жидкости в резервуара 4 уровнемера 3 (определяют по показанию датчика гидростатического давления 8 или 9 в интервале уровнемера 3) по формуле:

$$\rho_{жу} = \Delta P_i / g H_i, \text{ м/м}^3,$$

$$\text{Объёмное содержание воды: } W = \frac{h_{iB}}{H_i} \times 100, \%$$

Для определения дебита по газу переключатель потока 15 ставят в положение, когда вход из скважины 19 соединён с газовым сепаратором 1, а сливная жидкостная линия 17 соединена с коллектором 20, при этом газопровод 21 перекрыт. В таком положении жидкость начинает вытесняться из измерительной ёмкости 2.

В процессе вытеснения газом объёма  $V_{\text{г}}$  жидкости фиксируется время вытеснения  $\tau_z$  и среднее значение избыточного давления  $P$  и температуры газа  $t^\circ$ .

Дебит скважины по газу определяется, например, по следующему алгоритму:

$$Q''_z = 2893 \frac{V_{\text{г}} 3600 24}{\tau_z} \frac{P + 0,1013}{(273 + t^\circ) K_a}, \text{ м}^3/\text{сут},$$

где:

$P$  - среднее значение избыточного давления газа в измерительной ёмкости 2, измеренного датчиком 14;

$t^\circ$  - температура газа  $^\circ\text{C}$ ;

$K_a$  - коэффициент сжимаемости.

В случае, когда слив происходит при открытом запорном клапане 6, предыдущая формула приобретает вид:

$$Q''_z = 2893 \frac{(V_{\text{г}} + V_{\text{г}}) 3600 24}{\tau_z} \frac{P + 0,1013}{(273 + t^\circ) K_a}, \text{ м}^3/\text{сут},$$

В момент ухода воды из резервуара 4 уровнемера 3 при его опорожнении после возобновления поступления продукции скважины в измерительную ёмкость 2 определяют плотности воды и нефти, измеряя соответствующие перепады давления и высоты столбов жидкости, расслоённой на нефть и воду. В этот момент делают замер гидростатического давления столба нефти (высотой  $h_{iH}$ )  $J_{Hh_{iH}} K_H$ .

$$\text{Плотность воды: } \rho_B = \frac{(J_{\Delta P_i} - J_{\Delta P_{iH}}) K_J}{(J_{Hh_i} - J_{Hh_{iH}}) K_H}, \text{ т/м}^3,$$

где:

$J_{\Delta P h_{III}}$  - показание датчика гидростатического давления 8 или 9, соответствующее столбу жидкости  $h_{in}$ , мА;

$J_{H_{III}}$  - показание уровнемера 3, соответствующее столбу жидкости  $H_i$ , м;

$J_{H_{iH}}$  - показание уровнемера 3, соответствующее столбу нефти  $h_{iH}$ , м.

$$\text{Плотность нефти: } \rho_H = \frac{J_{\Delta P h_{III}} K_J}{J_{H_{iH}} K_H}, \text{ т/м}^3,$$

где:

$J_{\Delta P h_{III}}$  - показание датчика гидростатического давления 8 или 9, соответствующее столбу жидкости  $h_{in}$  мА;

$K_J$  - коэффициент пропорциональности в интервале уровнемера 3, т/м<sup>2</sup> мА;

$J_{H_{iH}} K_H = h_{iH}$  - высота столба нефти, м.

$$\text{Дебит скважины по нефти: } Q_H = Q_J \frac{(\rho_B - \rho_J) \rho_H}{(\rho_B - \rho_H) \rho_J}, \text{ т/сут},$$

где:

$\rho_B$  - плотность воды в продукции скважины (измеренная величина);

$\rho_H$  - плотность нефти в продукции скважины (измеренная величина);

$$\text{Дебит скважины по воде: } Q_B = Q_J - Q_H, \text{ т/сут}$$

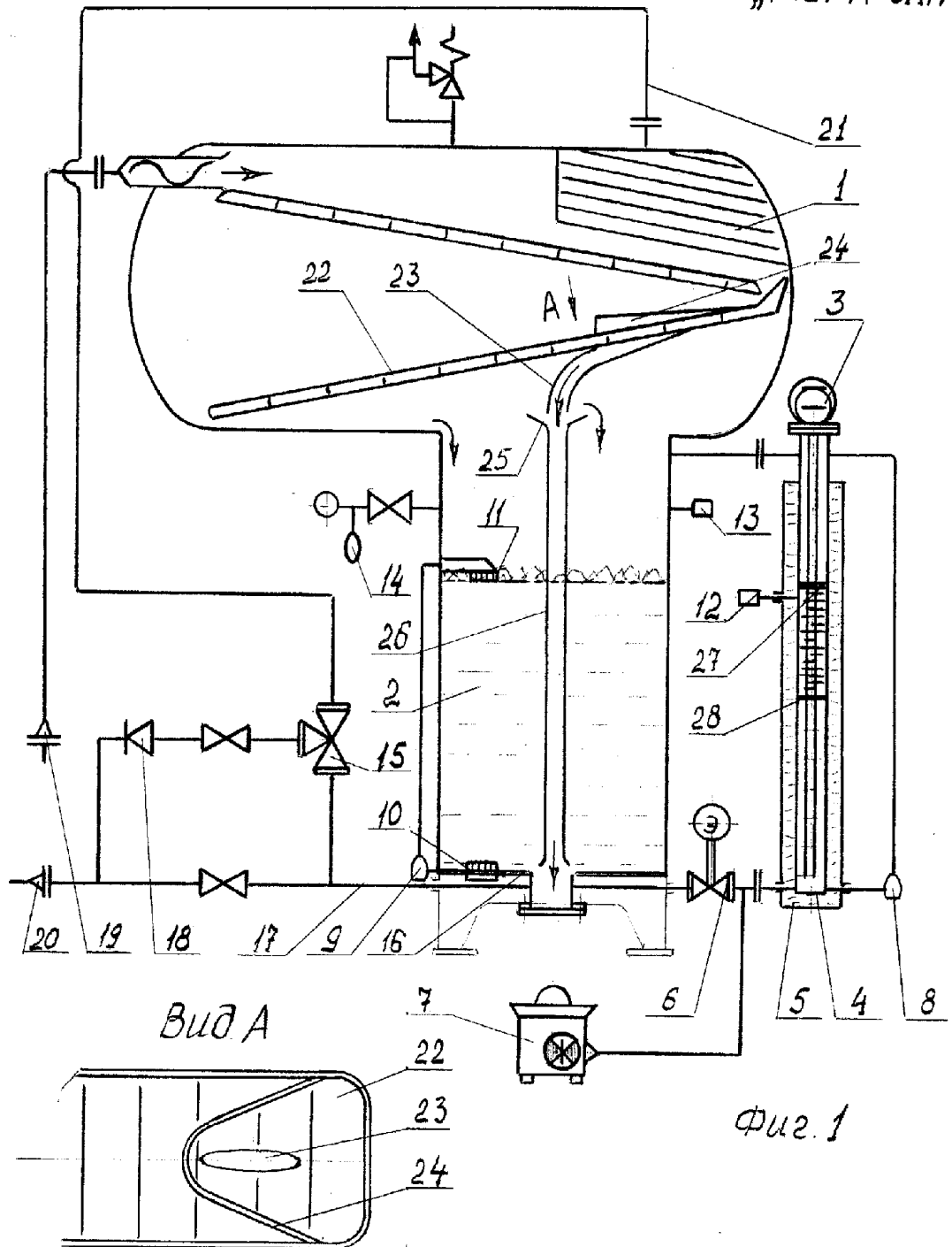
В период, когда запорный клапан 6 закрыт и происходит отстой продукции скважины в резервуаре 4 уровнемера 3, измерение дебита по жидкости производят, применяя следующую формулу:

$$Q_J = \frac{\rho_{ж\bar{e}} V_{\bar{e}} 3600 24}{\tau}, \text{ т/сут},$$

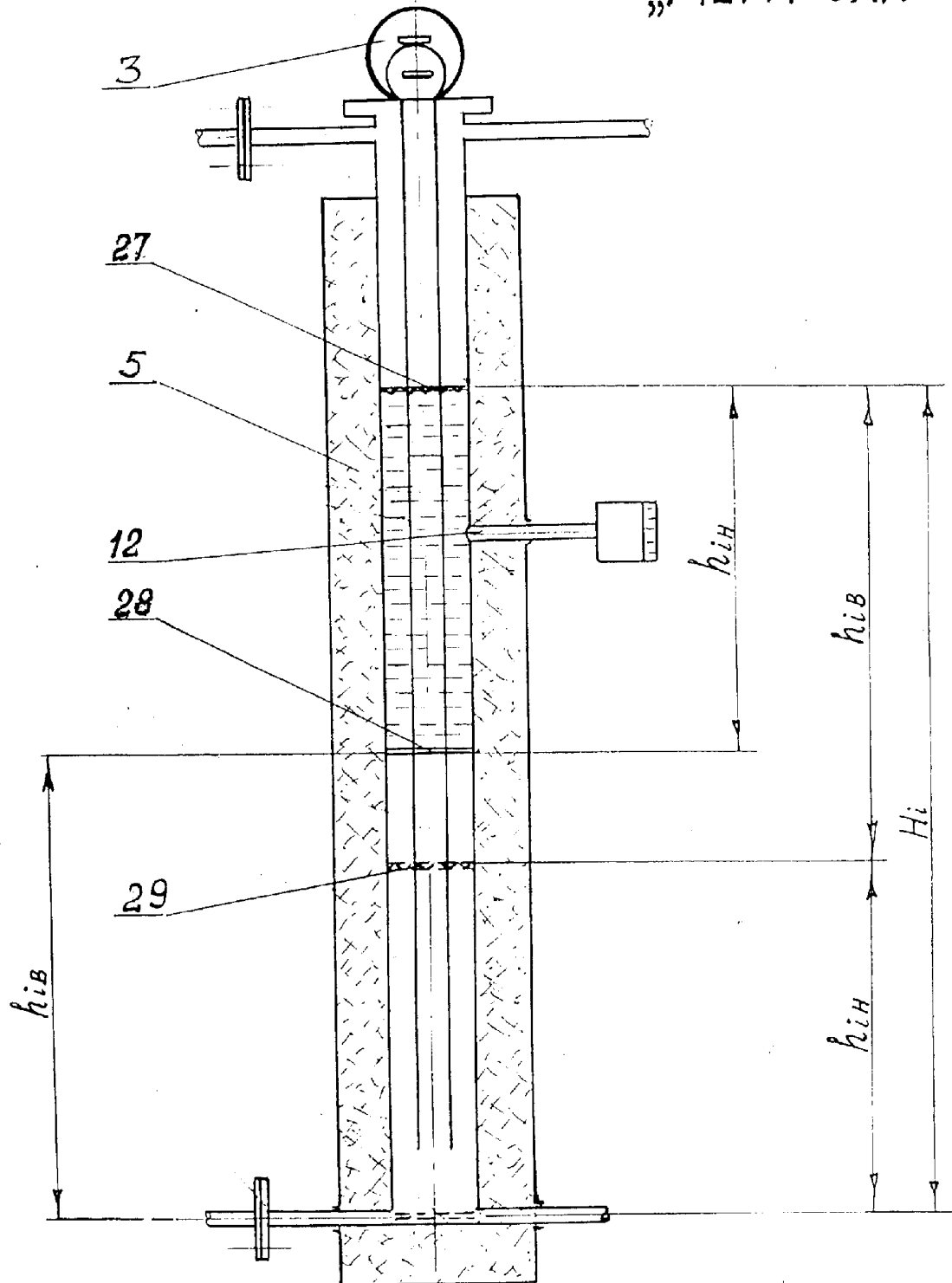
В силу того, что измерения дебита по жидкости не прекращаются в период, когда происходит отстой продукции скважины в резервуаре 4 уровнемера 3, предлагаемое устройство позволяет повысить эффективность использования приборов, уменьшить время каждого цикла измерения, а также за счёт выполнения днища измерительной емкости плоским и оснащения резервуара уровнемера измерительной емкости указателем гидростатического давления, охватывающим весь диапазон уровнемера, повысить точность измерений.



Устройство для измерения дебита продукции нефтяных скважин в системах герметизированного сбора «МЕРА-ОХН+»



Устройство для измерения дебита продукции нефтяных скважин в системах герметизированного сбора  
 „МЕРА ОХН+“



Фиг. 3