



ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ
ПО ИЗОБРЕТЕНИЯМ И ОТКРЫТИЯМ
ПРИ ГКНТ СССР

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

И АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

(21) 4392966/23-03

(22) 16.03.88

(46) 30.10.89. Бюл. № 40

(71) Специальное проектно-конструкторское и технологическое бюро по погружному электрооборудованию для бурения скважин и добычи нефти

(72) Д.Л.Шварц, Г.А.Гендельман, А.М.Гребень, В.А.Шевелев, В.М.Ерухимович, А.А.Бучный и В.В.Гречишкин

(53) 622.276.2 (088.8)

(56) Авторское свидетельство СССР № 1049660, кл. Е 21 В 47/10, 1982.

Требин Ф.А., Шербаков Г.В., Яковлев В.П. Гидромеханические методы исследования скважин и пластов. М.: Недра, 1965, с. 171.

(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ

(57) Изобретение относится к добыче нефти и может быть использовано при эксплуатации скважин, оборудованных погружным электронасосом. Цель изобретения - повышение точности при оборудовании погружного электронасоса обратным клапаном. Поддерживают в затрубном пространстве скважины постоянное давление и фиксируют выходные значения датчика контроля давления во времени при отключенном

2

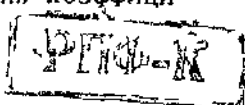
электронасосе. После установления статического давления $P_{ст}$ при отключенном электронасосе последний включают на время до момента достижения установившегося значения динамического давления и отключают электронасос. При этом фиксируют время изменения напряжения в обмотке статора электродвигателя отключенного электронасоса до нулевого значения. По данным о восстановлении давления и времени изменения напряжения контролируют работу обратного клапана, а коэффициент K продуктивности вычисляют по формуле $K = F A_{ср} / \rho$, где F - площадь сечения столба флюида, поднимающегося в скважине в процессе восстановления давления, m^2 ; ρ - удельный вес флюида, H/m^3 ; $A_{ср}$ - установившееся значение величины A_i , $A_i = \ln [(P_{ст} - P_{нi}) / (P_{ст} - P_{кi})] / \Delta t_i$; $P_{нi}$, $P_{кi}$ - значения давления в начальной и конечной точках i -го участка кривой восстановления давления, Pa ; Δt_i - интервал времени восстановления давления от $P_{кi}$ до $P_{нi}$, с. Контроль работы обратного клапана осуществляют путем сравнения последовательных значений величин A_i и $A_{ср}$ и по превышению A_i над $A_{ср}$ фиксируют неисправную работу клапана. 1 ил.

Изобретение относится к добыче нефти и может быть использовано при эксплуатации скважин, оборудованных погружным электронасосом.

Целью изобретения является повышение точности определения коэффици-

циента продуктивности при оборудовании погружного электронасоса обратным клапаном.

На чертеже представлена функциональная схема устройства, реализующая описываемый способ.



В скважину 1 на колонне 2 насосно-компрессорных труб спущена установка погружного электронасоса, включающая центробежный насос 3, погружной электродвигатель 3, токоподводящий кабель 5, обратный клапан 6, датчик 7 контроля давления флюида в скважине, например, погружной датчик ПДТ термоманометрической системы ТМС-3, установленный вблизи входа 8 в насос 3. На устье скважины 1 установлен клапан 9 предельного давления для поддержания постоянного давления газа в затрубном пространстве 10. Токоподводящий кабель 5 на поверхности подключен с помощью коммутационного аппарата 11 к источнику 12 питания, например промышленной сети электроснабжения, с кабелем 5 электрически связаны преобразователь 13 напряжения, например, трансформатор напряжения и преобразователь 14 (например, наземный прибор системы ТМС-3 с АЦП) сигналов датчика 7 контроля давления, имеющего электрическую связь с кабелем 5 через обмотки электродвигателя 4. Выходы преобразователей 13 и 14 электрически связаны соответственно с первым и вторым входами управляющего микропроцессорного устройства 15, например, многоплатной микро-ЭВМ "Электроника С5-02". Третий вход микропроцессорного устройства 15 связан электрически с информационным выходом коммутационного аппарата 11. Четвертый вход микропроцессорного устройства 15 электрически связан с устройством 16 ввода данных, например, пультом с клавиатурой для ввода данных. Управляющий выход микропроцессорного устройства 15 электрически связан с управляющим входом коммутационного аппарата 11, а информационный выход микропроцессорного устройства 15 электрически связан с индикатором 17, например, цифровым.

Способ осуществляется следующим образом.

В затрубном пространстве 10 скважины 1, оборудованной погружным насосом 3 с приводным электродвигателем 4 и датчиком 7 давления флюида в скважине, поддерживают постоянное давление газа с помощью клапана 9 предельного давления, например, путем перепуска газа из затрубного пространства 10 через клапан 9 в промышленную систему сбора нефти (на чертеже не пока-

зана). С помощью устройства 16 ввода данных в память микропроцессорного устройства 15 вводят значения величин: F_1 - площадь поперечного сечения кольцевого затрубного пространства 10 скважины 1 за вычетом площади поперечного сечения кабеля 5; F_2 - площадь внутреннего сечения насосно-компрессорных труб колонны 2; γ - удельный вес скважинного флюида; $t_{\text{выб}}$ - максимальное время выбега погружного насоса 3 после отключения коммутационным аппаратом 11 электродвигателя 4 при нормальной работе обратного клапана 6; $t_{\text{повт. вкл}}$ - время повторного включения, достаточное для заполнения колонны 2 насосно-компрессорных труб скважинной жидкостью после включения электронасоса.

При отключенном коммутационным аппаратом 11 электродвигателем 4 по достижении практически неизменного значения выходного сигнала преобразователя 14, допустимые отклонения которого выбираются исходя из точности датчика 7 и преобразователя 14, например, когда отклонения этого сигнала за время, равное 0,25 ч, не превышают 0,5% от значения, соответствующего максимальному значению давления датчика 7, что контролируется путем сравнения текущих значений выходного сигнала преобразователя 14 за указанный интервал с помощью устройства 15, замеряют и запоминают в памяти устройства 15 установившееся значение сигнала преобразователя 14, соответствующее установившемуся значению сигнала датчика ($P_{\text{ст}}$) при установившемся статическом уровне жидкости в скважине и установившемся статическом давлении. Включают электронасос коммутационным аппаратом 11 и контролируют во времени величину выходного сигнала преобразователя 14, как указано выше. По достижении практически неизменного значения выходного сигнала этого преобразователя с принятой точностью при откачке флюида из скважины 1 насосом 3 фиксируют и запоминают в памяти устройства 15 установившееся значение выходного сигнала преобразователя 14, соответствующее установившемуся значению сигнала датчика ($P_{\text{дин}}$) при установившемся динамическом

ют время изменения напряжения в обмотке статора электродвигателя отключаемого электронасоса до нулевого значения, по данным о восстановлении давления и времени изменения напряжения контролируют работу обратного клапана, а коэффициент продуктивности вычисляют по формуле

$$K = \frac{F}{\gamma} \cdot A_{cp}$$

где K - коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{Па}$;

F - площадь сечения столба флюида, поднимающегося в

скважине в процессе восстановления давления, м^3 ;

γ - удельный вес флюида, Н/м^3 ;

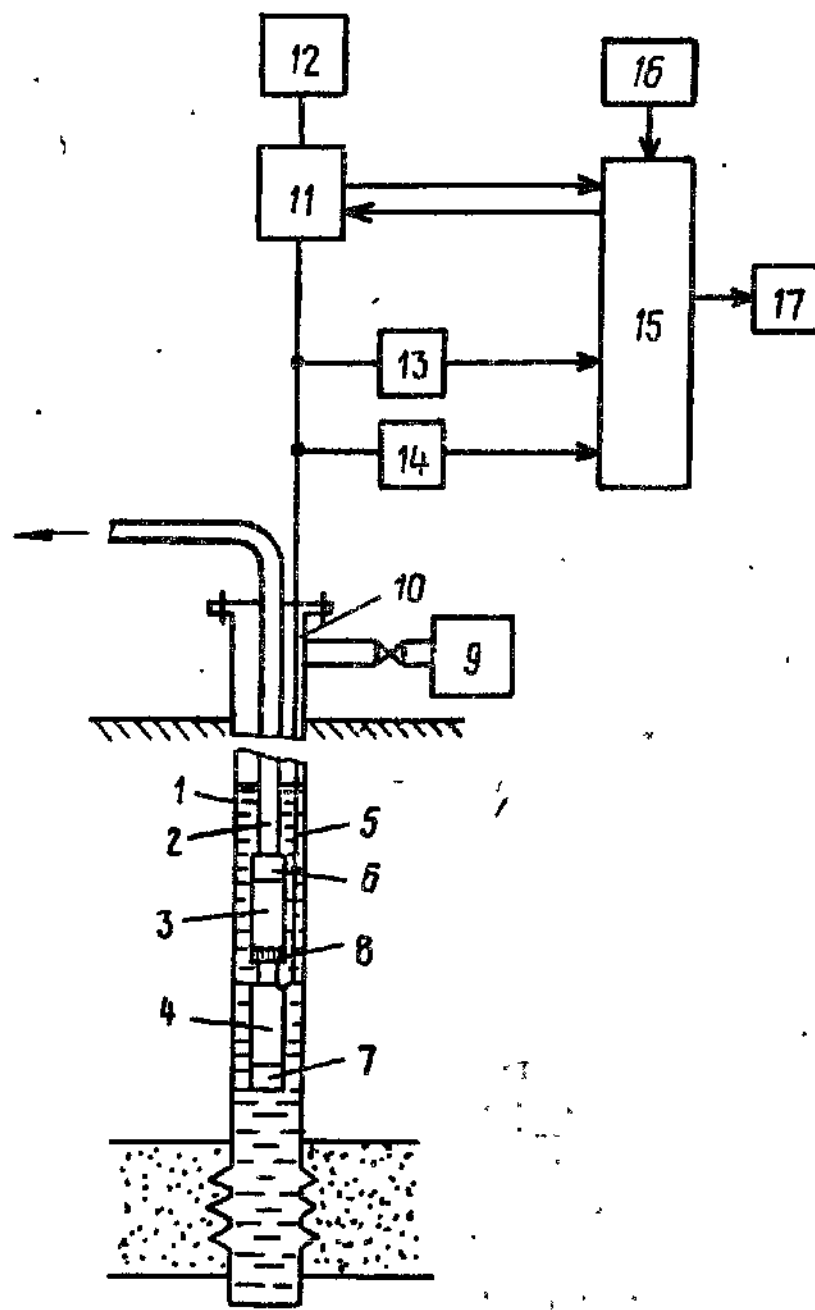
A_{cp} - установившееся значение величины A_i , $1/\text{с}$,

$$A_i = \frac{1}{\Delta t_i} \ln \frac{P_{ст} - P_{oi}}{P_{ст} - P_i}$$

$P_{ст}$ - установившееся значение статического давления, Па ;

P_{oi}, P_i - значения давления в начальной и конечной точках i -го участка кривой восстановления давления, Па ;

Δt_i - интервал времени восстановления давления от P_{oi} до P_i , с .



Составитель М. Тупысен

Редактор К. Крупкина

Техред А. Кравчук

Корректор М. Максимишинец

Заказ 6580/37

Тираж 514

Подписное

ВНИИПИ Государственного комитета по изобретениям и открытиям при ГКНТ СССР
113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., д. 4/5

Производственно-издательский комбинат "Патент", г. Ужгород, ул. Гагарина, 101



ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ
ПО ИЗОБРЕТЕНИЯМ И ОТКРЫТИЯМ
ПРИ ГКНТ СССР

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ И АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

(21) 4392966/23-03

(22) 16.03.88

(46) 30.10.89. Бюл. № 40

(71) Специальное проектно-конструкторское и технологическое бюро по погружному электрооборудованию для бурения скважин и добычи нефти

(72) Д.Л.Шварц, Г.А.Гендельман,

А.М.Гребень, В.А.Шевелев, В.М. Ерухимович, А.А. Бучный и В.В. Гречинский

(53) 622.276.2 (088.8)

(56) Авторское свидетельство СССР № 1049660, кл. Е 21 В 47/10, 1982.

Требин Ф.А., Щербаков Г.В., Яковлев В.П. Гидромеханические методы исследования скважин и пластов. М.: Недра, 1965, с. 171.

(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИНЫ

(57) Изобретение относится к добыче нефти и может быть использовано при эксплуатации скважин, оборудованных погружным электронасосом. Цель изобретения - повышение точности при оборудовании погружного электронасоса обратным клапаном. Поддерживают в затрубном пространстве скважины постоянное давление и фиксируют выходные значения датчика контроля давления во времени при отключенном

электронасосе. После установления статического давления $P_{ст}$ при отключенном электронасосе последний включают на время до момента достижения установившегося значения динамического давления и отключают электронасос. При этом фиксируют время изменения напряжения в обмотке статора электродвигателя отключенного электронасоса до нулевого значения. По данным о восстановлении давления и времени изменения напряжения контролируют работу обратного клапана, а коэффициент K продуктивности вычисляют по формуле $K = F \cdot A_{с.у} / \gamma$, где F - площадь сечения столба флюида, поднимающегося в скважине в процессе восстановления давления, m^2 ; γ - удельный вес флюида, H/m^3 ; $A_{с.у}$ - установившееся значение величины A_i , $A_i = \ln [(P_{ст} - P_{н.и}) / (P_{ст} - P_{к.т.})] / \Delta t_i$; $P_{н.и}$, $P_{к.т.}$ - значения давления в начальной и конечной точках i -го участка кривой восстановления давления, Pa ; Δt_i - интервал времени восстановления давления от $P_{н.и}$ до $P_{к.т.}$, с. Контроль работы обратного клапана осуществляют путем сравнения последовательных значений величин A_i и $A_{с.у}$ и по превышению A_i над $A_{с.у}$ фиксируют неисправную работу клапана. i ил.

Изобретение относится к добыче нефти и может быть использовано при эксплуатации скважин, оборудованных погружным электронасосом.

Целью изобретения является повышение точности определения коэффици-

циента продуктивности при оборудовании погружного электронасоса обратным клапаном.

На чертеже представлена функциональная схема устройства, реализующая описываемый способ.

РПФ-К

В скважину 1 на колонне 2 насосно-компрессорных труб спущена установка погружного электронасоса, включающая центробежный насос 3, погружной электродвигатель 3, токоподводящий кабель 5, обратный клапан 6, датчик 7 контроля давления флюида в скважине, например, погружной датчик ПДТ термоманометрической системы ТМС-3, установленный вблизи входа 8 в насос 3. На устье скважины 1 установлен клапан 9 предельного давления для поддержания постоянного давления газа в затрубном пространстве 10. Токоподводящий кабель 5 на поверхности подключен с помощью коммутационного аппарата 11 к источнику 12 питания, например промышленной сети электропитания, с кабелем 5 электрически связаны преобразователь 13 напряжения, например, трансформатор напряжения и преобразователь 14 (например, наземный прибор системы ТМС-3 с АПП) сигналов датчика 7 контроля давления, имеющего электрическую связь с кабелем 5 через обмотки электродвигателя 4. Выходы преобразователей 13 и 14 электрически связаны соответственно с первым и вторым входами управляющего микропроцессорного устройства 15, например, многоплатной микро-ЭВМ "Электроника С5-02". Третий вход микропроцессорного устройства 15 связан электрически с информационным выходом коммутационного аппарата 11. Четвертый вход микропроцессорного устройства 15 электрически связан с устройством 16 ввода данных, например, пультом с клавиатурой для ввода данных. Управляющий выход микропроцессорного устройства 15 электрически связан с управляющим входом коммутационного аппарата 11, а информационный выход микропроцессорного устройства 15 электрически связан с индикатором 17, например, цифровым.

Способ осуществляется следующим образом.

В затрубном пространстве 10 скважины 1, оборудованной погружным насосом 3 с приводным электродвигателем 4 и датчиком 7 давления флюида в скважине, поддерживают постоянное давление газа с помощью клапана 9 предельного давления, например, путем перепуска газа из затрубного пространства 10 через клапан 9 в промышленную систему сбора нефти (на чертеже не пока-

зана). С помощью устройства 16 ввода данных в память микропроцессорного устройства 15 вводят значения величин: F_1 - площадь поперечного сечения кольцевого затрубного пространства 10 скважины 1 за вычетом площади поперечного сечения кабеля 5; F_2 - площадь внутреннего сечения насосно-компрессорных труб колонны 2; γ - удельный вес скважинного флюида; $t_{\text{выб}}$ - максимальное время выбега погружного насоса 3 после отключения коммутационным аппаратом 11 электродвигателя 4 при нормальной работе обратного клапана 6; $t_{\text{повт. вкл}}$ - время повторного включения, достаточное для заполнения колонны 2 насосно-компрессорных труб скважины жидкостью после включения электронасоса.

При отключенном коммутационным аппаратом 11 электродвигателем 4 по достижении практически неизменного значения выходного сигнала преобразователя 14, допустимые отклонения которого выбираются исходя из точности датчика 7 и преобразователя 14, например, когда отклонения этого сигнала за время, равное 0,25 ч, не превышают 0,5% от значения, соответствующего максимальному значению давления датчика 7, что контролируется путем сравнения текущих значений выходного сигнала преобразователя 14 за указанный интервал с помощью устройства 15, измеряют и запоминают в памяти устройства 15 установившееся значение сигнала преобразователя 14, соответствующее установившемуся значению сигнала датчика ($P_{\text{ст}}$) при установившемся статическом уровне жидкости в скважине и установившемся статическом давлении. Включают электронасос коммутационным аппаратом 11 и контролируют во времени величину выходного сигнала преобразователя 14, как указано выше. По достижении практически неизменного значения выходного сигнала этого преобразователя с принятой точностью при откачке флюида из скважины 1 насосом 3 фиксируют и запоминают в памяти устройства 15 установившееся значение выходного сигнала преобразователя 14, соответствующее установившемуся значению сигнала датчика ($P_{\text{дин}}$) при установившемся динамическом

уровне и установившемся значении динамического давления жидкости в скважине 1 при включенном электронасосе. Зафиксированные значения $P_{ст}$ и $P_{дин}$ могут быть отображены на индикаторе 17. 5

Отключают электронасос коммутационным аппаратом 11 и контролируют работу обратного клапана. Для этого контролируют во времени напряжение на обмотке электродвигателя 4 по сигналам на выходе преобразователя 13, что позволяет по ЭДС, наводимой в обмотке статора электродвигателя 4 от остаточного магнитного потока ротора, контролировать его вращение, фиксируют и запоминают, например, с помощью микропроцессорного устройства 15 время после отключения аппарата 11 до достижения установившегося нулевого значения величины напряжения на обмотке электродвигателя 4 по достижению практически нулевого установившегося значения выходного сигнала преобразователя 13. Сравнивают, например, с помощью микропроцессорного устройства 15 это зафиксированное время ($t_{факт}$) выбега электронасоса после его отключения аппаратом 11 с заданным максимальным временем выбега ($t_{выб}$) при нормальной работе обратного клапана 6 и запоминают результат сравнения в памяти устройства 15. 10 15 20 25 30

Если $t_{факт} \leq t_{выб}$, то обратный клапан 6 работает нормально и колонна 2 насосно-компрессорных труб остается заполненной скважинной жидкостью после отключения электронасоса, или слив жидкости при нарушенной работе обратного клапана не приводит к турбинному вращению насоса 3. Если $t_{факт} > t_{выб}$, то нарушена нормальная работа обратного клапана и происходит турбинное вращение насоса 3 при сливе через него жидкости из колонны 2 в скважину 1. 35 40 45

После достижения установившегося нулевого значения величины напряжения на обмотке электродвигателя 4, фиксируемого по величине выходного сигнала преобразователя 13, с помощью устройства 15 фиксируют и запоминают значение величины выходного сигнала преобразователя 14 (P_{oi}) и начинают производить с этого момента отсчет времени до достижения приращения выходного сигнала преобразователя 14 (ΔP), соответствующего заданному 50 55

приращению давления, например 0,05 ($P_{ст} - P_{дин}$), фиксируют и запоминают интервал времени Δt_i , за который достигается заданное приращение давления флюида в скважине по моменту времени, когда выходной сигнал преобразователя 14 достигает величины ($P_i = P_{oi} + \Delta P$). С помощью устройства 15 вычисляют и запоминают величину: 5

$$A_i = \frac{1}{\Delta t_i} \cdot \ln \frac{P_{ст} - P_{oi}}{P_{ст} - P_i}$$

Затем с помощью устройства 15 фиксируют, запоминают и вычисляют подобно описанному выше еще несколько последовательных значений P_{oi} , P_i , Δt_i и 10

$$A_i = \frac{1}{\Delta t_i} \cdot \ln \frac{P_{ст} - P_{oi}}{P_{ст} - P_i}$$

где i - порядковый номер участка зависимости восстановления давления $P = f(t)$ в скважине; 15

$P_{ст}$ - установившееся значение статического давления выходного сигнала преобразователя 14 при отключенном электронасосе, Па; 20

P_{oi} - значение величины давления выходного сигнала преобразователя 14 в начальной точке i -го участка зависимости восстановления давления, Па; 25

P_i - значение величины давления выходного сигнала преобразователя 14 в конечной точке i -го участка зависимости восстановления давления ($P_i = P_{oi} + \Delta P$), Па; 30

Δt_i - интервал времени изменения давления от величины P_{oi} до величины P_i выходного сигнала преобразователя 14 на i -м участке зависимости восстановления давления, с. 35

С помощью устройства 15 сравнивают каждое вычисленное значение A_i с предыдущим и запоминают результат сравнения, после получения нескольких например не менее трех, равных между собой с заданной точностью, например 1%, значений A_i на соседних последовательных участках зависимости восстановления давления среднюю величину ($A_{ср}$) этих нескольких равных 40 45 50 55

с заданной точностью значений принимают за установившееся значение величин A_i . Неисправная работа обратного клапана 6 фиксируется с помощью микропроцессорного устройства 15, если $\tau_{факт} > \tau_{выб}$, или если при $\tau_{факт} \leq \tau_{выб}$ значения величин A_i после $\tau_{выб}$ до достижения или установившегося значения $A_{ср}$ превышают значение $A_{ср}$, что имеет место для отдельных погружных насосов 3, которые при нарушении работы обратного клапана 6 не вращаются при сливе жидкости из колонны 2 через полость насоса 3 в скважину 1.

Нормальная работа обратного клапана 6 фиксируется устройством 15 при $\tau_{факт} \leq \tau_{выб}$, если значения величин A_i после $\tau_{выб}$ до достижения ими установившегося значения $A_{ср}$ не превышают значения $A_{ср}$.

Фиксируют момент окончания обратного слива жидкости через насос 3 в момент достижения установившегося значения $A_{ср}$, например, по двум равным последовательным значениям A_i .

Вычисляют значение коэффициента продуктивности скважины по формуле

$$K = \frac{F}{\gamma} \cdot A_{ср},$$

где F - площадь сечения столба флюида, поднимающегося в скважине в процессе восстановления давления, m^2 ,

$A_{ср}$ - установившееся значение величин A_i , $1/c$.

Для вычисления значения коэффициента продуктивности K по приведенной выше формуле с помощью микропроцессорного устройства 15 при нормально работающем обратном клапане 6 в качестве величины F принимают величину F_1 (площадь поперечного сечения кольцевого затрубного пространства. 10 скважины 1 за вычетом площади поперечного сечения кабеля 5), при неисправной работе обратного клапана 6 в качестве величины F принимают сумму указанной площади F_1 и площади F_2 внутреннего сечения насосно-компрессорных труб колонны 2.

С помощью устройства 15 после определения коэффициента продуктивности K скважины 1 может быть вычислена величина ее дебита (Q) при уста-

новившемся режиме откачки флюида по формуле:

$$Q = K(P_{ст} - P_{дон}).$$

Для визуального наблюдения вычисленные величины коэффициента продуктивности K и дебита скважины Q выводят с пересчетом на индикатор 17, например, в виде цифровых значений этих величин в десятичном коде в единицах измерения, например, $m^3/сут$ для коэффициента продуктивности K и $m^3/сут$ для дебита Q .

Для повышения надежности определения коэффициента продуктивности можно дополнительно включать электронасос коммутационным аппаратом 11 на время $t_{пост.вкл}$, достаточное для заполнения колонны 2 насосно-компрессорных труб скважинной жидкостью исходя из внутреннего объема колонны 2 от уровня жидкости в скважине до ее устья и производительности насоса 3. После отключения коммутационным аппаратом 11 электродвигателя 4 повторно определяют коэффициент продуктивности K и дебит Q скважины данным способом.

Предлагаемый способ позволяет повысить точность и обеспечить возможность автоматизации процесса определения коэффициента продуктивности и дебита скважины, оборудованной погружным электронасосом с обратным клапаном и датчиком давления флюида в скважине, что исключает необходимость замера дебита этих скважин с помощью наземных замерных устройств.

Ф о р м у л а и з о б р е т е н и я

Способ определения коэффициента продуктивности скважины, оборудованной погружным электронасосом, включающий поддержание постоянного давления газа в затрубном пространстве скважины и замер давления в скважине во времени при отключенном электронасосе, отличающийся тем, что, с целью повышения точности при оборудовании скважины погружным электронасосом с обратным клапаном, после установления статического давления при отключенном электронасосе последний включают на время до момента достижения установившегося значения динамического давления и отключают электронасос, при этом фиксиру-

ют время изменения напряжения в обмотке статора электродвигателя отключаемого электронасоса до нулевого значения, по данным о восстановлении давления и времени изменения напряжения контролируют работу обратного клапана, а коэффициент продуктивности вычисляют по формуле

$$K = \frac{F}{\delta} \cdot A_{cp}$$

где K - коэффициент продуктивности, $m^3/c \cdot Pa$;

F - площадь сечения столба флюида, поднимающегося в

скважине в процессе восстановления давления, m^3 ;

γ - удельный вес флюида, H/m ;

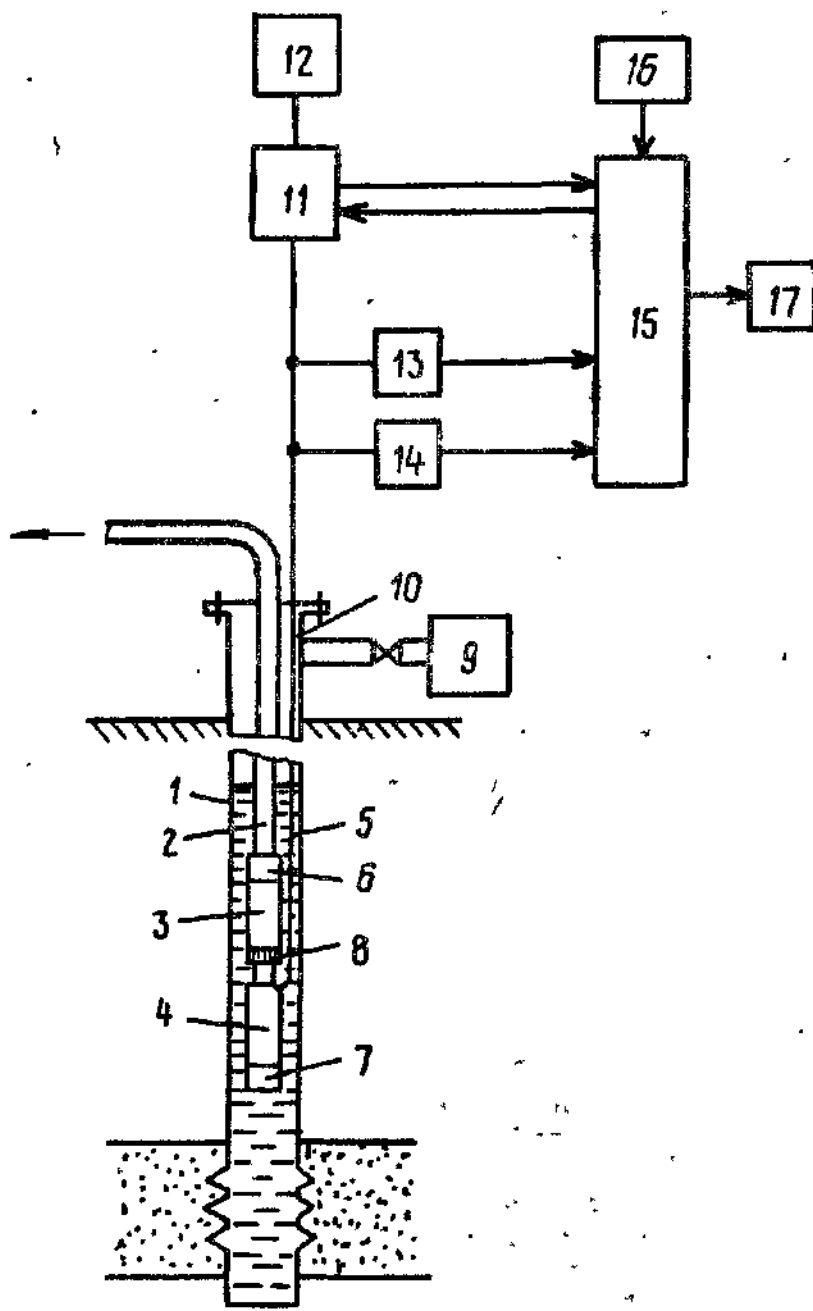
A_{cp} - установившееся значение величины A_i , $1/c$,

$$A_i = \frac{1}{\Delta t_i} \ln \frac{P_{ст} - P_{oi}}{P_{ст} - P_i}$$

$P_{ст}$ - установившееся значение статического давления, Pa ;

P_{oi}, P_i - значения давления в начальной и конечной точках i -го участка кривой восстановления давления, Pa ;

Δt_i - интервал времени восстановления давления от P_{oi} до P_i , c .



Составитель М. Тупысев

Редактор К. Крупкина

Техред А. Кравчук

Корректор М. Максимишинец

Заказ 6580/37

Тираж 514

Подписное

ВНИИПИ Государственного комитета по изобретениям и открытиям при ГКНТ СССР
113035, Москва, Ж-35, Раушская наб., д. 4/5

Производственно-издательский комбинат "Патент", г. Ужгород, ул. Гагарина, 101