

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **045061**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2023.10.27**

(51) Int. Cl. *E21B 47/10* (2012.01)  
*E21B 47/04* (2012.01)

(21) Номер заявки  
**202200138**

(22) Дата подачи заявки  
**2022.05.10**

---

(54) **СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ПОДАЧИ ГЛУБИННОГО НАСОСА**

---

(43) **2023.10.25**

(56) EA-B1-038583  
EA-B1-019848  
RU-C1-2236563  
US-B2-10145230

(96) **2022/025 (AZ) 2022.05.10**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

**ИНСТИТУТ СИСТЕМ  
УПРАВЛЕНИЯ НАНА;  
АЗЕРБАЙДЖАНСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ЭКОНОМИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ (AZ)**

(72) Изобретатель:

**Рзаев Аббас Гейдар оглы, Асадова  
Рена Шариф кызы, Курбанов Зафар  
Газанфар оглы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к технике управления, и может быть использовано в системах централизованного управления добычей нефтяных скважин. Сущность изобретения состоит в способе управления процессом подачи насоса, заключающемся в автоматическом регулировании частоты качания балансира станка-качалки, при определенном дебите пластовой жидкости, стабильности подачи глубинного насоса с поддержанием постоянного динамического уровня жидкости в эксплуатационной колонне. Способ включает измерение давления на выкидной линии скважины, устье насосно-компрессорной трубы (НКТ) и в точке, расположенной ниже устья НКТ на расстоянии, равном половине длины цилиндра насоса, температуры и вязкости флюида на выкидной линии скважин, а подачу насоса определяют по заявляемому алгоритму. Заявляемое изобретение позволяет оперативно и надежно контролировать и управлять эксплуатацией скважин.

**B1**

**045061**

**045061**

**B1**

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к технике управления, и может быть использовано в системах централизованного управления добычей нефтяных скважин.

Известен способ (1) автоматического регулирования стабильности подачи глубинного насоса с поддержанием постоянного динамического уровня жидкости в эксплуатационной колонне путем изменения числа качаний балансира станка-качалки. Способ включает измерение усилия на сальниковом штоке и динамического уровня в эксплуатационной колонне. Для этого начальную скорость откачки пластовой жидкости подбирают так, чтобы при заданном дебите скважины, динамограмма указывала бы на незначительное (порядка 5-7%) незаполнение цилиндра насоса, так называемого "хвостика незаполнения". При этом прием глубинного насоса располагают непосредственно у динамического уровня, соответствующего заданному дебиту скважины. Колебания динамического уровня, регистрируемые датчиком, через блок управления передаются сервоприводу вариатора, изменяющего число качаний балансира станка-качалки. Стабильность процесса контролируют по показаниям датчика усилия и датчика уровня, которые одновременно должны соответствовать заранее заданному дебиту скважины. При повышении уровня, вследствие снижения производительности насоса, в динамограмме "хвостик незаполнения" исчезает, что служит сигналом для увеличения скорости откачки. При снижении динамического уровня из-за падения пластового давления или образования песчаной пробки на забое, незаполнение цилиндра увеличивается, и скорость откачки автоматически снижается.

Недостатком данного способа является то, что стабильность подачи насоса не всегда обеспечивает стабильность уровня в эксплуатационной колонне, так как при постоянном уровне возможно изменение депрессии пласта, связанное с изменением пластового и забойного давления, что приводит к изменению коэффициента заполнения и подачи насоса. Другим недостатком данного способа является то, что на величину подачи насоса не учитывается влияние утечки в нагнетательном и всасывающем клапанах и между плунжером и втулками цилиндра, а также % износа насоса во времени, что также влияет на качество управления (точности и надежности).

Наиболее близким к заявляемому изобретению является известный (2) способ управления процессом подачи насоса, который состоит в автоматическом регулировании процесса при определенном дебите пластовой жидкости, стабильности подачи глубинного насоса с поддержанием постоянного динамического уровня жидкости в эксплуатационной колонне. Способ включает измерение давления на выкидной линии скважины в устье насосно-компрессорной трубы (НКТ) и в точке, расположенной ниже устья НКТ на расстоянии равном половине длины цилиндра насоса, а подачу насоса определяют по заявляемому алгоритму. Уровень жидкости регулируют изменением частоты качания балансира станка-качалки.

Указанное изобретение позволяет оперативно и надежно контролировать и управлять эксплуатацией скважин. Однако недостатком указанного способа является то, что он не учитывает влияния температуры и вязкости пластовой жидкости на подачу насоса.

Задача изобретения состоит в повышении точности управления. Сущность изобретения состоит в способе управления процессом подачи насоса, заключающемся в автоматическом регулировании стабильности подачи глубинного насоса при определенном дебите пластовой жидкости и с поддержанием постоянного динамического уровня жидкости в эксплуатационной колонне. Способ включает измерение уровня жидкости в эксплуатационной колонне, давления на выкидной линии скважины в устье насосно-компрессорной трубы (НКТ) и в точке, расположенной ниже устья НКТ на расстоянии, равном половине длины цилиндра насоса, дополнительно измеряют температуру на выкидной линии скважины, и определяют вязкость пластовой жидкости, а подачу насоса определяют по следующему алгоритму:

$$Q_p = 3,52 \alpha \varepsilon F \sqrt{\frac{(P_1 - P_2)}{\rho_f}};$$

$$\alpha = a + b \left(1 - \exp\left(\frac{R_e}{R_e^x}\right)\right)$$

$$R_e = \frac{4Q\rho_f}{\pi D\mu}$$

$$\mu = \mu_m \exp\left(-\frac{t + t_p}{t_x}\right)$$

$$\rho_f = \frac{\Delta P}{gh}$$

$$F = \frac{Q_\Phi}{A}$$

$$A = 6,75 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{(P_1 - P_2)}{\rho_f}}$$

где  $t_p$  - температура выбранная в рабочем интервале;  
 $\varepsilon$  - коэффициент, учитывающий расширение вещества при прохождении через сужение (для несжимаемой жидкости  $\varepsilon=1$ );  
 $\alpha, b$  - эмпирические коэффициенты, определяемые экспериментально;  
 $R_e$  - число Рейнольдса;  
 $R_e^x$  - характеристическое значение  $R_e$ , определяемое с использованием метода касательной к кривой изменения значения  $\alpha$  от значения  $R_e$ ;  
 $D$  - диаметр поперечного сечения обратного клапана, м;  
 $\mu$  - динамическая вязкость пластовой жидкости, Па·с;  
 $\mu_m$  - максимальное значение, м;  
 $Q_\phi$  - измеренный фактический дебит скважин, м<sup>3</sup>/сут.;  
 $t$  - температура флюида, °С;  
 $t_x$  - характеристическое значение  $t$  (определяемая таким же образом);  
 $Q$  - подачи насоса (дебит пластовой жидкости), м<sup>3</sup>/ч;  
 $F$  - площадь поперечного сечения обратного клапана, м<sup>2</sup>;  
 $\alpha$  - коэффициент расхода, который учитывает неравномерное распределение скоростей пластовой жидкости (ПЖ) по сечению потока, обусловленное вязкостью и трением ее о стенки выкидного трубопровода и насосно-компрессорной трубы (НКТ) скважины;  
 $A$  - скорость потока флюида, м/с;  
 $\rho_f$  - плотность флюида;  
 $\rho$  - плотность добываемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  
 $g$  - ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;  
 $h$  - расстояние между датчиками давления в устье НКТ и в точке ниже устья НКТ на расстоянии, равном половине длины цилиндра насоса, м;  
 $\Delta P$  - перепад давления между датчиками давления в устье НКТ и в точке ниже устья НКТ на расстоянии, равном половине длины цилиндра насоса;  
 $P_1$  и  $P_2$  - давления в устье НКТ и выкидной линии скважины.

Заявляемое изобретение отличается от известного измерением температуры на выкидной линии скважины, определением динамической вязкости пластовой жидкости и новым алгоритмом расчета подачи насоса. Известно, что вязкость (абсолютная, динамическая), характеризующая силу трения (внутреннего сопротивления), возникающую между 2 смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении - важнейшее технологическое свойство нефти, определяющее ее подвижность в пластовых условиях для добычи. Величина вязкости влияет на скорость фильтрации пластовой жидкости в пласте, которую необходимо учитывать при расчете мощности (подача насоса) насоса добычи нефти. Поэтому для более точного и надежного определения дебита пластовой жидкости и, следовательно, управлением подачи насоса, дополнительно измеряют температуру пластовой жидкости на выкидной линии скважины.

Сущность изобретения проиллюстрирована на фигуре, где приведена принципиальная схема устройства управления процессом добычи нефти, которая содержит: 1 - датчик, расположенный в устье насосно-компрессорной трубы (НКТ); 2 - датчик, расположенный на (НКТ) ниже датчика 1 на расстоянии 1/2 высоты цилиндра, используемого насоса, и дифманометр - 3; 4 - выкидная линия скважины; 5-датчик давления на выкидной линии скважины и дифманометр - 6; 7 - датчик уровня жидкости в эксплуатационной (обсадной) колонне и преобразователь - 8; 9 - блок расчета и управления; 10 - полированный шток колонны штанг; 11 - эксплуатационная колонна скважины; 12 - НКТ.

Способ осуществляется следующим образом.

Измеряется перепад давления между датчиками давления 1 и 2, установленными в устье НКТ на расстоянии половины длины 1 цилиндра, применяемого на данной скважине насоса:  $h=1/2 l$ . Датчиком 5 измеряется давление на выкидной линии 4 скважины. Выходы датчиков давления соединены с камерами дифференциального манометра 3 и 6, типа САПФИР, выходы которых соединены с блоком 9 - расчета и управления. Причем нижний датчик 2 соединен с положительной камерой дифманометра 3, а верхний 1 - с отрицательной камерой дифманометра 3 и положительной камерой дифманометра 6. Выходы датчика 5 соединены с соответствующими камерами дифманометра 6. Температура измеряется датчиком 13 и преобразователем 14.

Датчики, установленные в системе, являются известными устройствами: датчик уровня - эхомер - Remote Fire Gaz Run, датчики давления. В памяти ЭВМ блока управления 9 вводятся данные о фактическом дебите ПЖ: измеряемый ГЗУ (групповой замерной установкой) и определяют численное значение  $\alpha$  подачи насоса (дебита ПЖ). Полученное расчетное значение сравнивают с заданным значением дебита и при отклонении в сторону увеличения, в блоке управления 8 вырабатывается соответствующий управляющий сигнал, и вариатор по этому сигналу уменьшает число качания балансира и наоборот. В свою очередь, параллельно в блоке управления осуществляется сравнение фактических (измеренных) значений  $Q_\phi$  дебита ПЖ с его расчетным значением  $Q_p$ , определяемым по формуле:

$$Q = 6,75 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot F \sqrt{\frac{(P_1 - P_2)}{\rho}};$$

$$\Delta Q = Q_{\phi} - Q_p$$

в момент времени  $t$ . Если значение  $\Delta Q$  находится в допустимых пределах, то значение коэффициента  $\alpha$  не изменяется, т.е.  $\alpha = \text{const}$ . Если значение  $\Delta Q$  находится за допустимым пределом, отражающим аномальные глубинные процессы, происходящие в насосном оборудовании (утечки, износ и т.д.) и пласте (пескопроявление, изменение вязкости и проницаемости коллектора и т.д.), то необходимо рассчитать новое значение коэффициента  $\alpha$ . Следовательно,  $\Delta Q$  является индикатором состояния насосного оборудования и пласта, а фактическая подача насоса определяется не числом качаний станка-качалки и ходом полированного штока, а давлением, которое он создает на устье НКТ.

Пример конкретного выполнения способа.

$$D_{ок} = 1,5; F_{ок} = \pi D_{ок}^2 / 4 = 1,77 \text{ см}^2; P_1 = 2,65 \cdot 10^5 \text{ Па}; P_2 = 2,5 \cdot 10^5 \text{ Па}; \rho_f = 0,968 \text{ г/см}^3;$$

$$Q_{\phi} = 15 \text{ м}^3/\text{сут.} = 173,6 \text{ см}^3/\text{с}; t_p = 20^\circ\text{C}; t_x = 60^\circ\text{C}; \mu_m = 7,6 \cdot 10^{-3} \text{ Па.с.}; a = 0,2; b = 0,2;$$

$$R_x = 200; t = 40^\circ\text{C}; \varepsilon = 1$$

$$\mu = \mu_m \exp\left(-\frac{t + t_p}{t_x}\right) = 2,8 \cdot 10^{-3} \text{ Па.с}$$

$$R_e = \frac{4Q\rho_f}{\pi D\mu} = \frac{1,274 \cdot 173,6 \cdot 0,968}{3,75 \cdot 10^{-2}} = 5906$$

$$\alpha = a + b(1 - \exp\left(\frac{R_e}{R_x^2}\right)) = 0,2 + 0,2(1 - \exp\left(-\frac{5906}{200}\right)) = 0,4$$

$$Q_p = 3,52 \alpha \varepsilon F_{ок} \sqrt{\frac{(P_1 - P_2)}{\rho_f}} = 3,41 \cdot 0,4 \cdot 1 \cdot 1,77 \cdot \sqrt{\frac{15000}{0,968}} = 180,6 \frac{\text{см}^3}{\text{с}} = 15,6 \text{ м}^3/\text{сут.};$$

$$\Delta Q = \frac{Q_p - Q_{\phi}}{Q_p} \cdot 100\% = \frac{15,6 - 15}{15,6} \cdot 100 = 3,85\%$$

Отклонение находится в допусаемом пределе.

Заявляемое изобретение позволяет оперативно и надежно контролировать и управлять эксплуатацией скважин.

Литература

1. Б.Б. Круман. Практика эксплуатации и исследования глубиннонасосных скважин - М., Недра, 1964, 204 с.
2. Евразийский Патент № 038583, "Способ управления процессом подачи глубинного насоса", 2021.09.17

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ автоматического поддержания постоянным динамического уровня жидкости в эксплуатационной колонне с помощью насоса при заданном дебите пластовой жидкости, в котором измеряют уровень жидкости в эксплуатационной колонне, давление на выкидной линии скважины в устье насосно-компрессорной трубы и в точке, расположенной ниже устья НКТ на расстоянии, равном половине длины цилиндра насоса, и регулируют частоту качания балансира станка-качалки, отличающийся тем, что дополнительно измеряют температуру на выкидной линии скважины и определяют вязкость пластовой жидкости, а подачу насоса станка-качалки рассчитывают по следующему алгоритму:

$$Q_p = 3,52 \cdot \varepsilon F \sqrt{\frac{(P_1 - P_2)}{\rho_f}};$$

$$\alpha = a + b \left( 1 - \exp\left(\frac{R_e}{R_e^x}\right) \right);$$

$$R_e = \frac{4Q\rho_f}{\pi D\mu};$$

$$\mu = \mu_m \exp\left(-\frac{t + t_p}{t_x}\right)$$

$$\rho_f = \frac{\Delta P}{gh};$$

$$F = \frac{Q_\phi}{A};$$

$$A = 6,75 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{(P_1 - P_2)}{\rho_f}}$$

где  $t_p$  - температура, выбранная в рабочем интервале;

$\varepsilon$  - коэффициент, учитывающий расширение вещества при прохождении через сужение (для несжимаемой жидкости  $\varepsilon=1$ );

$\alpha$ ,  $b$  - эмпирические коэффициенты, определяемые экспериментально;

$R_e$  - число Рейнольдса;

$R_e^x$  - характеристическое значение  $R_e$ , определяемое с использованием метода касательной к кривой изменения значения  $\alpha$  от значения  $R_e$ ;

$D$  - диаметр поперечного сечения обратного клапана, м;

$\mu$  - динамическая вязкость флюида (пластовой жидкости), Па·с;

$\mu_m$  - максимальное значение, м.

$Q_\phi$  - измеренный фактический дебит скважин, м<sup>3</sup>/сут.;

$t$  - температура флюида, °С;

$t_x$  - характеристическое значение  $t$  (определяемое методом касательной рассматриваемой экспоненциальной кривой);

$Q$  - подачи насоса (дебит пластовой жидкости), м<sup>3</sup>/ч;

$F$  - площадь поперечного сечения обратного клапана, м<sup>2</sup>;

$\alpha$  - коэффициент расхода, который учитывает неравномерное распределение скоростей пластовой жидкости (ПЖ) по сечению потока, обусловленное вязкостью добываемой жидкости и трением ее о стенки выкидного трубопровода и насосно-компрессорной трубы (НКТ) скважины;

$\rho$  - плотность добываемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$A$  - скорость потока флюида, м/с;

$\rho_f$  - плотность флюида;

$g$  - ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;

$h$  - расстояние между датчиками давления в устье НКТ и в точке ниже устья НКТ на расстоянии, равном половине длины цилиндра насоса, м;

$\Delta P$  - перепад давления между датчиками давления в устье НКТ и в точке ниже устья НКТ на расстоянии, равном половине длины цилиндра насоса;

$P_1$  и  $P_2$  - давления в устье НКТ и выкидной линии скважины.

