

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **038583**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.09.17

(21) Номер заявки
202000376

(22) Дата подачи заявки
2020.02.19

(51) Int. Cl. **E21B 43/12** (2006.01)
E21B 47/00 (2012.01)
F04B 47/00 (2006.01)

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

(43) **2021.08.31**

(96) **2020/010 (AZ) 2020.02.19**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

**ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ
АКАДЕМИИ НАУК
АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ
РЕСПУБЛИКИ (AZ)**

(56) EA-A1-201400598
EA-A2-201401011
SU-A1-1571228
CN-U-208153308
US-A-4487061

(72) Изобретатель:

**Алиев Тельман Аббас оглы, Рзаев
Аббас Гейдар оглы, Гулиев Гамбар
Агаверди оглы, Асадова Рена Шариф
кызы, Хагвердиев Вугар Мамед оглы
(AZ)**

(74) Представитель:

Алиев Т.А. (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 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, а подачу насоса определяют по заявляемому алгоритму. Изобретение позволяет оперативно и надежно контролировать и управлять эксплуатацией скважин.

B1

038583

038583

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. 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, 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 в нем не учитывается влияние утечки в нагнетательном и всасывающем клапанах и между плунжером и втулками цилиндра, а также процент 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 усилия в сальниковом штоке и уровня жидкости в эксплуатационной колонне. Уровень жидкости регулируют изменением частоты качания балансира станка-качалки. Дополнительно измеряют давление на выкидной линии скважины и устье насосно-компрессорной трубы (НКТ), а подачу насоса определяют по следующему алгоритму:

$$Q = \alpha F \sqrt{\frac{2}{\rho}} (P_1 - P_2);$$

$$\rho = W_B \rho_B + (1 - W_B) \rho_H.$$

Изобретение позволяет оперативно и надежно контролировать и управлять эксплуатацией скважин. Однако недостатком указанного способа является то, что для определения подачи насоса необходимо предоставлять некоторые данные вручную (в процессе отбора пробы и лабораторного анализа, и при этом допускается большая погрешность), что создает определенные неудобства и влияет на оперативность управления.

Задача изобретения состоит в повышении качества (точности, надежности и комфорта) управления.

Сущность изобретения состоит в способе управления процессом подачи насоса, заключающемся в автоматическом регулировании 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 и устье насосно-компрессорной трубы (НКТ). Дополнительно измеряют давление в точке, расположенной ниже устья НКТ на расстоянии равно половине длины цилиндра насоса, а подачу насоса определяют по следующему алгоритму:

$$Q = \alpha F \sqrt{\frac{2}{\rho}} (P_1 - P_2); \quad \rho = \frac{\Delta P}{gh}$$

где Q - подача насоса (дебит пластовой жидкости), м³/ч;

F - площадь поперечного сечения обратного клапана, м²;

α - 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;

ρ - плотность добываемой жидкости, кг/м³;

g - ускорение силы тяжести, м/с²;

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

ΔP - перепад давления между датчиками давления в устье НКТ и в точке ниже устья НКТ на расстоянии, равно половине длины цилиндра насоса;

P_1 и P_2 - давление в устье НКТ и выкидной линии скважины.

Изобретение отличается от известного тем, что для усовершенствования автоматического управления процессом подачи насоса, а именно автоматизации расчета плотности добываемой жидкости, дополнительно измеряют давление в точке, расположенной ниже устья НКТ на расстоянии, равном половине длины цилиндра насоса. Как известно, между перепадом давления в обратном клапане ($\Delta P = P_1 - P_2$) при движении плунжера насоса вверх, уровнем жидкости в эксплуатационной колонне и подачей глубинного насоса (дебитом пластовой жидкости) существует тесная взаимосвязь. А фактическая подача насоса определяется не числом качаний станка-качалки и ходом полированного штока, а давлением P_1 , которое он создает на устье НКТ. Поэтому для более точного и надежного определения дебита пластовой жидкости и, следовательно, управления подачи насоса, кроме давления пластовой жидкости на выкидной линии и устье НКТ, дополнительно измеряют давление в точке, расположенной ниже устья НКТ на расстоянии, равном половине длины цилиндра насоса, что позволяет непосредственно и автоматически измерить плотность жидкостной смеси и усовершенствовать алгоритм расчета подачи насоса (дебита пластовой жидкости), который, используя характеристику пласта и оборудования в процессе работы, позволяет учесть влияние основных негативных факторов, влияющих на достоверность и точность регистрируемых параметров и тем самым повысить качество управления. 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, установленных в устье НКТ на расстоянии половины длины l 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.

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 ос 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_ϕ дебита ПЖ с его расчетным значением Q_p , определяемым по формуле

$$Q = \alpha F \sqrt{\frac{2}{\rho}} (P_1 - P_2); \quad \Delta Q = Q_\phi - Q_p$$

в момент времени t . Если значение ΔQ находится в допустимых пределах, то значение коэффициента α не изменяется, т.е. $\alpha = \text{const}$. Если значение ΔQ , 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 α . Следовательно, ΔQ 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.

Изобретение позволяет оперативно и надежно контролировать и управлять эксплуатацией скважин.

Литература

- 1) Б.Б. Круман. Практика эксплуатации и исследования глубинно-насосных скважин. М., Недра, 1964, 204, с.
- 2) Евразийский Патент № 025383 "Способ управления процессом подачи глубинного насоса и устройство для его осуществления".

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ автоматического поддержания постоянным динамического уровня жидкости в эксплуатационной колонне при заданном дебите пластовой жидкости с помощью насоса, в котором измеряют давление на выкидной линии скважины и на устье насосно-компрессорной трубы, уровень жидкости в эксплуатационной колонне, и регулируют частоту качания балансира станка-качалки, отличающийся тем, что дополнительно измеряют давление в точке, расположенной ниже устья НКТ на расстоянии, равном

половине длины цилиндра насоса, а подачу насоса станка-качалки рассчитывают по следующему алгоритму:

$$Q = \alpha F \sqrt{\frac{2}{\rho}} (P_1 - P_2);$$

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

где Q - подача насоса (дебит пластовой жидкости), м³/ч;

F - площадь поперечного сечения обратного клапана, м²;

α - 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;

ρ - плотность добываемой жидкости, кг/м³;

g - ускорение силы тяжести, м/с²;

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

ΔP - 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 - давление в устье НКТ и выкидной линии скважины.

