

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(11) 036115

(13) B1

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.09.30

(21) Номер заявки
201800425

(22) Дата подачи заявки
2018.07.13

(51) Int. Cl. *F04B 49/06* (2006.01)
F04B 49/08 (2006.01)
F04B 49/20 (2006.01)

(54) СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ДОБЫЧИ НЕФТИ

(43) 2020.01.31

(96) 2018/031 (AZ) 2018.07.13

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ
АКАДЕМИИ НАУК
АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ
РЕСПУБЛИКИ (AZ)

(72) Изобретатель:
Алиев Тельман Аббас оглы, Рзаев
Аббас Гейдар оглы, Расулов Сакит
Рауф оглы (AZ)

(74) Представитель:
Алиев Т.А. (AZ)

(56) EA-B1-025383
RU-C1-2018644
CA-C-2250726

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к технике управления, и может быть использовано в системах централизованного управления добычей нефтяных скважин. Задача изобретения состоит в повышении качества (точности и надежности) управления. Сущность изобретения состоит в способе управления процессом добычи нефти, заключающемся в автоматическом регулировании при определенном дебите пластовой жидкости, стабильности подачи глубинного насоса с поддержанием постоянного динамического уровня жидкости в эксплуатационной колонне. Заявляемое изобретение позволяет оперативно и надежно контролировать и управлять эксплуатацией скважин.

036115

B1

036115

B1

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

Известен способ управления процессом добычи нефти (1), заключающийся в автоматическом регулировании 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 стабилизация уровня в эксплуатационной колонне не всегда обеспечивает стабильность подачи насоса, 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 в нем не учитывается влияние кинематической вязкости пластовой жидкости, утечки в нагнетательном и всасывающем клапанах и между плунжером и втулками цилиндра, а также износа насоса во времени на величину подачи насоса, что также влияет на качество управления (точности и надежности).

Основными функциональными узлами системы (устройства), реализующими известный способ, являются блок управления, датчик динамического уровня (эхомер), датчик усилия, установленный на сальниковом штоке, и вариатор скоростей с сервоприводом. Недостатком данного устройства является то, что оно не позволяет получить требуемого качества (точность и надежность) управления.

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

Предложен способ добычи нефти, включающий этапы, на которых автоматически регулируют стабильность подачи глубинного насоса.

Сущность изобретения состоит в способе добычи нефти, включающем этапы, на которых автоматически регулируют стабильность подачи глубинного насоса и поддерживают постоянный динамический уровень жидкости в эксплуатационной колонне при заданном дебите пластовой жидкости, измеряют усилие в сальниковом штоке и уровень жидкости в эксплуатационной колонне и регулируют изменение частоты качания балансира станка-качалки. Дополнительно измеряют давление в устье скважины датчиками, расположенными 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, и рассчитывают дебит пластовой жидкости по следующему алгоритму:

$$Q = 1440 F_H \cdot n s_{n1} \cdot \alpha$$

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

$$s_{n1} = l_{\text{ц}}$$

где Q - дебит пластовой жидкости (подачи насоса), м³/сут;

α - коэффициент заполнения цилиндра насоса, доля;

n - число качания балансира, в минуту, 1/мин;

s_{n1} - длина хода плунжера в цилиндре насоса, м;

Δh - расстояние между датчиками давления м;

F_H - площадь поперечного сечения плунжера, м²;

$l_{\text{ц}}$ - высота цилиндра насоса, м;

Сравнительный анализ заявляемого изобретения и прототипа показал, что заявляемый способ отличается от известного новым существенным признаком: установление в устройство датчиков давления, установленных в двух точках НКТ, одна из которых находится в устье НКТ, а вторая ниже, на расстоянии, соответствующем 1/2 высоты цилиндра используемого насоса. Наличие новых существенных признаков заявляемого решения соответствует критерию "новизна".

Сравнительный анализ с другими известными решениями в данной области показал, что не найдены решения, совпадающие с заявляемым. Так как основным параметром в регулировании стабилизации подачи насоса является дебит пластовой жидкости, то в отличие от прототипа, в котором указанный па-

раметр определяется по динамограмме, в заявляемом изобретении расчет дебита пластовой жидкости осуществляется по алгоритму, разработанному авторами изобретения. Для более точного и надежного определения дебита пластовой жидкости снимается дополнительные параметр давлений в двух точках устья НКТ.

Согласно разработанному алгоритму и параметрам, необходимым для его решения, в системе (устройстве) были дополнительно установлены датчики давления.

Совокупность всех существенных признаков, входящих в заявляемое изобретение, позволяет повысить качество управления процессом добычи нефти и, следовательно, заявляемое решение соответствует критерию "технический уровень", а решение, в целом, может быть признано изобретением.

Сущность изобретения проиллюстрирована на чертеже - приведена принципиальная схема устройства управления процессом добычи нефти, которая содержит датчик усилия 1; преобразователь датчика усилия 2; датчик уровня 3; преобразователь уровня 4; датчики давления. 5; преобразователь давлений 6; вариатор 7; блок управления 8; полированный шток 9; эксплуатационную колонну 10; выкидную линию скважин 11.

Система (установка) работает следующим образом. В блоке управления с заданной частотой подключаются преобразователи 2, 4, 6 и опрашиваются значения датчиков усилий, установленных на сальниковом штоке 9; уровня жидкости, установленного на устье эксплуатационной колонны 10; давления, установленного на устья скважины. Датчики, установленные в системе, являются известными устройствами: датчик усилия - Динамометер НТ; датчик уровня - эхомер - Remote Fire Gaz Run, датчик перепада давления - типа САПФИР. На основании информации, полученной из преобразователей, по следующим формулам рассчитываются значения коэффициента заполнения насоса и дебит нефтяной скважины:

$$Q = 1440F_H \cdot ns_{n1} \cdot \alpha$$

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

$$s_{n1} \approx l_{\text{ц}}$$

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

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ добычи нефти, включающий этапы на которых автоматически регулируют стабильность подачи глубинного насоса и поддерживают постоянный динамический уровень жидкости в эксплуатационной колонне при заданном дебите пластовой жидкости, измеряют усилие в сальниковом штоке и уровень жидкости в эксплуатационной колонне и регулируют изменение частоты качания балансира станка-качалки, отличающийся тем, что дополнительно измеряют давление в устье скважины датчиками, расположенными 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, и рассчитывают дебит пластовой жидкости по следующему алгоритму:

$$Q = 1440F_H \cdot ns_{n1} \cdot \alpha$$

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

$$s_{n1} = l_{\text{ц}}$$

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

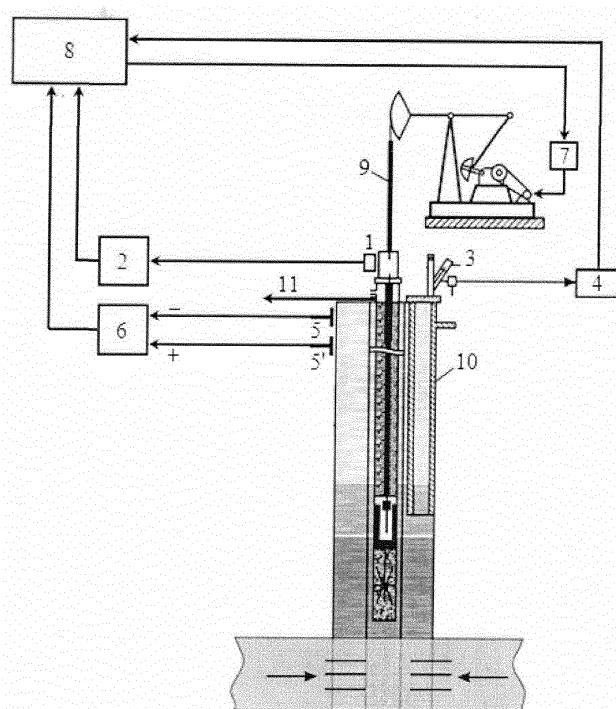
α - коэффициент заполнения цилиндра насоса, доленое;

s_{n1} - длина хода плунжера в цилиндре насоса, м;

Δh - расстояние между датчиками давления м;

F_H - площадь поперечного сечения плунжера, м²;

$l_{\text{ц}}$ - высота цилиндра насоса, м.



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2