

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **043684**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.06.13

(51) Int. Cl. **E21B 47/06 (2012.01)**

(21) Номер заявки
202200122

(22) Дата подачи заявки
2022.03.31

(54) **СПОСОБ ИЗМЕРЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ**

(43) **2023.06.09**

(56) EA-A1-201800282
EA-A1-201101030
RU-C1-2539445
CN-B-104213906
CN-A-111502640

(96) **2022/014 (AZ) 2022.03.31**

(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 и может быть использовано на нефтяных месторождениях для измерения забойного давления скважин в системах определения депрессии пласта для контроля и управления процессом добычи нефти. Сущность изобретения состоит в способе определения забойного давления, который включает отбор пробы пластовой жидкости и определение лабораторным путем плотности воды и нефти, измерение динамического уровня водонефтяной смеси, давления газа в устье эксплуатационной колонны и давления пластовой жидкости в двух точках устья насосно-компрессорной трубы (НКТ), и по измеренным параметрам определяют значение забойного давления по заявляемым формулам. Технический эффект заявляемого изобретения состоит в более точном и, относительно, простом способе измерения забойного давления, позволяющем оперативно корректировать работу скважины.

B1

043684

043684

B1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано на нефтяных месторождениях для измерения забойного давления скважин в системах определения депрессии пласта для контроля и управления процессом добычи нефти.

Известно (1), что эксплуатация нефтяных скважин глубинными насосами является одним из распространенных и основных способов добычи нефти, особенно для малодебитных скважин, находящихся в поздней стадии разработки. При этом одним из важных показателей работы скважин является забойное давление, позволяющее определить депрессию пласта и оценить коэффициент продуктивности скважины.

Известен способ измерения дебита нефтяных скважин (2), в котором для определения забойного давления, в устье эксплуатационной колонны измеряют давление, температуру и динамический уровень пластовой жидкости, лабораторным путем определяют обводненность пластовой жидкости, плотность воды и нефти и по полученным значениям по заявленным формулам рассчитывают изменение забойного давления в момент времени t .

Способ, учитывая основные параметры пласта, позволяет управлять процессом эксплуатации скважин и способствует повышению интенсификации добычи нефти.

Недостаток известного изобретения состоит в том, что указанный способ не дает точного значения забойного давления из-за того, что проба для лабораторного анализа, отбираемая в устье выкидной линии скважины, не дает достоверных результатов измерения потому, что поток пластовой жидкости по содержанию воды и нефти неравномерно распределен по поперечному сечению трубного пространства эксплуатационной колонны, и истинное содержание воды (обводненность) в пластовой жидкости в эксплуатационной колонне существенно отличается от значения обводненности, определяемого лабораторным путем (погрешность при отборе пробы может достигать 50%). Причем чем меньше дебит скважин, тем больше погрешность. Недостатком указанного способа является и то, что он фактически является лабораторным - многие параметры определяются лабораторно и вручную вводятся в блок расчета и управления, что не позволяет использовать его в централизованном автоматическом режиме управления процессом добычи нефти.

Наиболее близким к заявляемому изобретению является известный (3) способ измерения забойного давления, который включает отбор пробы пластовой жидкости для определения лабораторным путем плотности воды и нефти, измеряют динамический уровень воды и нефти и давление газа в устье эксплуатационной колонны и по полученным данным рассчитывают значение забойного давления по заявленной формуле.

Известное изобретение позволяет более точно и относительно простым способом измерить забойное давление и оперативно корректировать работу скважины. Однако на практике расчет забойного давления все-таки не дает достоверных результатов, что осложняет корректировку работы скважины. Это связано с отсутствием достаточно надежной и достоверной методики определения необходимых параметров прибывающей в скважину пластовой жидкости для расчета забойного давления.

Задача изобретения заключается в повышении точности измерения и расчета забойного давления и повышения интенсификации добычи нефти.

Сущность изобретения состоит в способе определения забойного давления. Способ включает отбор пробы пластовой жидкости и определение лабораторным путем плотности воды и нефти, измерение динамического уровня водонефтяной смеси, давления газа в устье эксплуатационной колонны и давления пластовой жидкости в двух точках устья насосно-компрессорной трубы (НКТ), одна из которых находится ниже устья НКТ (подъемной трубы-лифта) на расстоянии $\frac{1}{2}$ длины цилиндра используемого насоса, вторая - ниже первой на расстоянии, соответствующем шкале используемого дифманометра, но не менее одного метра, и по измеренным параметрам определяют значение забойного давления по следующим формулам:

$$P_3 = P_y + \rho_{см}^c g H_{см}^c;$$

$$\rho_{см}^c = \rho_v - \frac{H}{L-H} \cdot \frac{d^2}{D^2} (\rho_v - \rho_{см}^n);$$

$$\rho_{см}^n = \frac{\Delta P}{gh} = \frac{P_2 - P_1}{gh};$$

где P_3 - забойное давление, мПа;

P_y - давление газа в устье эксплуатационной колонны, мПа;

P_1 и P_2 - давление пластовой жидкости в двух точках, соответственно, устья насосно-компрессорной трубы (НКТ);

d, D - внутренние диаметры лифта (НКТ) и эксплуатационной колонны соответственно, м;

L - глубина скважины, м;

H - длина лифта, м;

ρ_v - плотность воды, кг/м³;

$\rho_{см}^n, \rho_{см}^c$ - плотность водонефтяной смеси в лифте и эксплуатационной колонне соответственно, кг/м³;

$H_{см}^c$ - уровень смеси в эксплуатационной колонне, м;

h - расстояние между точками измерения, м;

g - ускорение силы тяжести, $м/с^2$.

Сравнительный анализ заявляемого изобретения и прототипа показал, что заявляемое изобретение отличается от известного новым существенным признаком: измерением перепада давления пластовой жидкости в двух точках устья НКТ, по которому определяется плотность смеси в НКТ и новым алгоритмом расчета забойного давления.

Сравнительный анализ с другими известными решениями показал, что не найдены решения подобного заявляемому, следовательно оно соответствует критерию изобретения "новизна".

В то же время, заявляемое решение соответствует критерию "технический уровень", так как позволяет решить поставленную задачу: повысить, более простым способом, точность измерения забойного давления и тем самым способствовать интенсификации процесса добычи нефти

На фигуре представлена принципиальная схема устройства, реализующая способ, где 1 - датчик, расположенный на (НКТ) ниже от устья на расстоянии $\frac{1}{2}$ высоты используемого насоса; 2 - датчик, расположенный на (НКТ) ниже датчика 1 на расстоянии соответствующего шкале используемого дифманометра; 3 - дифманометр; 4 - выкидная линия скважины; 5 - датчик измерения уровня жидкости в эксплуатационной колонне и преобразователь - 6; 7 - блок расчета и управления; 8 - полированный штوك колонны штанг скважины; 9 - эксплуатационная колонна скважины; 10 - НКТ, 11 - датчик давления в устье ЭК, 12 - преобразователь давления.

Способ осуществляется следующим образом.

Измеряют дифманометром (шкала которого, для обеспечения необходимой точности, не должна быть меньше одного метра) перепад давления между двумя точками измерения, значения которых автоматически вносятся в блок расчета и управления - 7. В этот же блок вручную вводятся значения плотности воды и нефти. Учитывая, что значения плотности нефти и воды с течением времени изменяются редко и незначительно, то при необходимой частоте определения содержания воды, их значения могут вводиться в вычислительное устройство по последним их измерениям, что обеспечивает оперативность управления работой добычи нефти. По полученным данным и заявленному алгоритму в блоке 7 определяется значение забойного давления, по которому принимается соответствующее решение по управлению.

Пример конкретного выполнения способа.

$h =$ (расстояние между точками измерения при шкале дифманометра в 1 м)
100 см;

$\rho_n = 0,86 \text{ г/см}^3$; $\rho_b = 1,05 \text{ г/см}^3$; $d=5,03 \text{ см}$; $D=15,03 \text{ см}$; $H=1200 \text{ м}$;

$L=1600 \text{ м}$; $P_y = 0,2 \text{ МПа}$; $\Delta\rho = 0,1925 \text{ МПа}$; $H_{см}^c = 1000 \text{ м}$; $\rho_{см}^n = \frac{\Delta P}{gh} =$

$0,982 \text{ г/см}^3$; $\rho_{см}^c = 1,026 \text{ г/см}^3$; $P_3 = 10,02 \text{ МПа}$.

Технический эффект заявляемого изобретения состоит в создании простого и эффективного способа определения забойного давления, позволяющего оперативно управлять процессом добычи нефти.

Литература

1. Ковшов В.Д., Сидоров Н.Е., Светланова С.Б. Динамометрирование, моделирование и диагностика глубинной штанговой установки. Журнал Известия высших учебных заведений. Нефть и газ 2011, №3.
2. Евразийский патент №020663 "Способ измерения дебита нефтяных скважин".
3. Евразийский патент № 034707 "Способ измерения забойного давления в нефтяных скважинах" 2018.03.06 (прототип).

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ определения забойного давления, включающий отбор пробы пластовой жидкости, определение лабораторным путем плотности воды и нефти, измерение динамического уровня водонефтяной смеси и давления газа в устье эксплуатационной колонны (ЭК), отличающийся тем, что дополнительно измеряют давление пластовой жидкости в двух точках устья насосно-компрессорной трубы (НКТ), одна из которых находится ниже устья НКТ (подъемной трубы-лифта) на расстоянии $\frac{1}{2}$ длины цилиндра используемого насоса, вторая - ниже первой на расстоянии, соответствующем шкале используемого дифманометра, но не менее одного метра, и по измеренным параметрам определяют значение забойного давления по следующим формулам:

$$P_3 = P_y + \rho_{см}^c g H_{см}^c;$$

$$\rho_{см}^c = \rho_v - \frac{H}{L-H} \cdot \frac{d^2}{D^2} (\rho_v - \rho_{см}^l);$$

$$\rho_{см}^l = \frac{\Delta P}{gh} = \frac{P_2 - P_1}{gh};$$

где P_3 - забойное давление, мПа;

P_y - давление газа в устье эксплуатационной колонны насосно-компрессорной трубы (НКТ), мПа;

P_1 и P_2 - давление пластовой жидкости в двух точках, соответственно, устья насосно-компрессорной трубы (НКТ);

d, D - внутренние диаметры лифта (НКТ) и эксплуатационной колонны соответственно, м;

L - глубина скважины, м;

H - длина лифта, м;

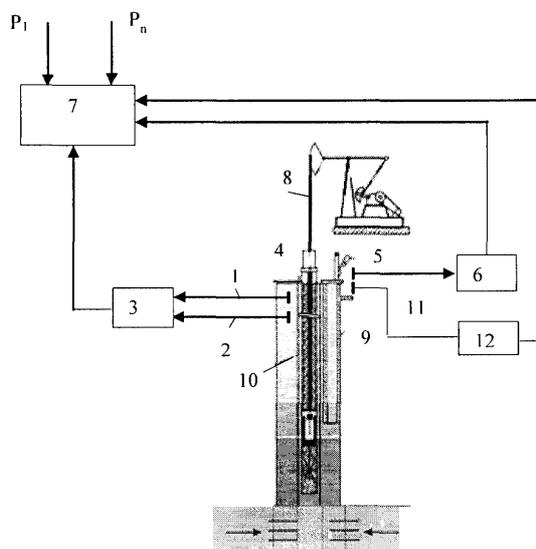
ρ_v - плотность воды, кг/м³;

$\rho_{см}^l, \rho_{см}^c$ - плотность водонефтяной смеси в лифте и эксплуатационной колонне соответственно, кг/м³;

$H_{см}^c$ - уровень смеси в эксплуатационной колонне, м;

h - расстояние между точками измерения, м;

g - ускорение силы тяжести, м/с².



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

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