

(19)



Евразийское
патентное
ведомство

(21) 202200136 (13) A2

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2022.12.30

(51) Int. Cl. F04B 13/00 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2021.06.03

(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ

(96) 2021/013 (AZ) 2021.06.03

(71) Заявитель:
ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ НАНА; UNES,
АЗЕРБАЙДЖАНСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭКОНОМИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ (AZ)

(72) Изобретатель:

Рзаев Аббас Гейдар оглы, Расулов
Сакит Рауф оглы, Асадова Рена
Шариф кызы, Курбанов Зафар
Газанфар оглы (AZ)

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности, а именно к технологии управления в системах централизованного автоматического управления процессами добычи нефти. Сущность изобретения состоит в способе определения содержания воды в пластовой жидкости. Способ заключается в измерении температуры и давления в устье скважины датчиками, расположенными в трех точках насосно-компрессорной трубы (НКТ). По измеренным значениям определяют содержание воды в пластовой жидкости по предложенному алгоритму. Технический эффект заявляемого изобретения состоит в создании простого и эффективного способа определения содержания воды в пластовой жидкости, позволяющего оперативно управлять процессом добычи нефти.

A2

202200136

202200136

A2

СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ

Изобретение относится к нефтяной промышленности, а именно к технологии управления в системах централизованного автоматического управления процессами добычи нефти.

Известно, что для интенсификации извлечения нефти из пласта, для поддержания пластового давления осуществляют закачку воды в пласт. Однако бесконтрольная закачка воды в пласт приводит к обводненности добываемой нефти и не рентабельности ее добычи. Современные технологии позволяют ограничить бесконтрольную закачку воды в пласт при условии контроля основного параметра такой технологии – определения количественного содержания воды в пластовой жидкости на выходе из добывающей скважины.

Известно (1), что одним из основных методов количественного определения воды в нефти и нефтепродуктах является метод по Дину и Старку. Этот метод принят в качестве стандартного (ГОСТ 2477 – 65, утвержден еще Госстандартом СССР от 26.06.1965 г.), который используется почти во всех странах мира. Метод применим для определения воды в нефти, жидких нефтепродуктах, пластичных смазках, парафинах, церезинах, восках и битумах.

Недостаток известного метода состоит в том, что он является лабораторным, который не только не позволяет использовать его в централизованном автоматическом режиме управления процессом добычи нефти, но и не дает достоверных результатов по следующим причинам:

- погрешность лабораторного определения в пробе (в практике) достигает 8%;

- метод определения обводненности пластовой жидкости не является оперативным и поэтому не позволяет оперативно управлять процессом добычи нефти.

Известен (2) способ определения обводненности продукции нефтедобывающей скважины, который включает измерение поступающей пластовой жидкости в емкости замерной установки: сепарационную (для сепарации газа) и накопительную (после отделения газа). Измеряют количество жидкости расходомером и передают полученные значения замера по телемеханике. В замерной установке осуществляют замер объемного и массового расхода отсепарированной продукции скважины при помощи последовательно установленных на измерительной жидкостной линии объемного и массового расходомеров. На основе полученных значений количества жидкости расходомерами за единицу времени составляют отношение массового к объемному расходу, и при этом делают поправку на объемный расход через объемный коэффициент нефти, учитывающий наличие растворенного газа при давлении сепарации. Затем производят расчет плотности водонефтяной смеси замеряемой жидкости, используя плотность смеси и известные значения плотностей нефти и воды, определяют долевое содержание воды в продукции скважины по приведенной формуле.

Недостаток известного способа состоит в сложной и длительной технологической схеме определения обводненности пластовой жидкости с привлечением большого количества сопутствующего оборудования.

Наиболее близким аналогом является способ определения содержания воды в пластовой жидкости (3), который заключается в измерении давления в устье нефтяной скважины датчиками, расположенными в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ). Одна точка измерения находится ниже устья НКТ на расстоянии $\frac{1}{2}$ длины цилиндра используемого насоса, вторая ниже первой на таком же расстоянии. Недостатком данного способа является то, что он не учитывает влияние газового фактора пластовой

жидкости (ПЖ) на точность и надежность определения содержания воды в добываемой ПЖ.

Задача изобретения состоит в создании простого и эффективного способа определения содержания воды в пластовой жидкости, позволяющего учесть газовый фактор и оперативно управлять процессом добычи нефти.

Сущность изобретения состоит в способе определения содержания воды в пластовой жидкости. Способ заключается в измерении давления в устье скважины датчиками, расположенными в трех точках насосно-компрессорной трубы (НКТ). Одна точка измерения находится непосредственно в устье НКТ, вторая точка - ниже устья НКТ на расстоянии $\frac{1}{2}$ длины цилиндра используемого насоса, третья – ниже второй также на расстоянии $\frac{1}{2}$ длины цилиндра насоса. По измеренным значениям определяют долевое содержание воды в жидко- газовой смеси (ЖГС) по следующей формуле:

$$W = \frac{\frac{\Delta P_2}{gh} - \rho_n - \beta \rho_g}{\rho_v - \rho_n - (\rho_v - \rho_n)\beta}$$

$$\beta = \frac{m_g}{m_{см}}$$

$$m_g = \frac{P_1 V}{RT}$$

$$V = (h - \Delta h)\pi(R_T^2 - R_{ш}^2)$$

где: $\Delta P_1, \Delta P_2$ - разность давления между двумя точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, кГ/см²;

P_1 - давление на устье скважины, кГ/см²;

g - ускорение силы тяжести, 9,81м/сек², Т/Т;

β - газовый фактор;

h - расстояние между точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, м;

$m_g, m_{см}$ - соответственно масса газа и ЖГС;

ρ_n - плотность нефти, г/см³;

V - объем газового пространства между точками 1 и 2, м³;

Δh - уровень пластовой жидкости между точками отбора давлений 1 и 2 при нижнем положении плунжера насоса, м;

R - газовая постоянная, КДж/кг. $^{\circ}$ К;

T - температура на устье скважин, $^{\circ}$ К;

$R_T, R_{ш}$ - соответственно, радиусы НКТ и штанги, м;

Заявляемое изобретение отличается от прототипа тем, что оно учитывает влияние газового фактора на процесс добычи нефти

На фигуре 1 представлена принципиальная схема устройства, реализующая способ, где: 1 – датчик, расположенный в устье НКТ; 2- датчик, расположенный на НКТ ниже устья на расстоянии $\frac{1}{2}$ длины цилиндра используемого насоса; 3 – датчик, расположенный на НКТ ниже датчика 2 также на расстоянии $\frac{1}{2}$ длины цилиндра насоса; 4, 5 дифманометры; 6- выкидная линия скважины; 7 – датчик измерения уровня жидкости в эксплуатационной колонне; 8 - преобразователь; 9 – блок расчета и управления; 10 – полированный шток колонны штанг скважины; 11 – эксплуатационная колонна скважины; 12- НКТ; 13 - преобразователь давлений; 14 датчик температуры; 15 – преобразователь температуры. Способ осуществляется следующим образом.

Измеряют дифманометрами 4 и 5 (шкала которого, для обеспечения необходимой точности, не должна быть меньше давления одного метра водяного столба) перепады давлений между точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, значения которых автоматически вносятся в блок расчета и управления – 9. В этот же блок вручную вводятся значения плотности воды и нефти и ЖГС. Учитывая, что значения плотности нефти и воды с течением определенного времени изменяются 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. В блок 9 также вводятся значения температуры и давления в устье скважины.

По полученным данным и заявленному алгоритму в блоке 9 проводится расчет, определяется содержание воды в пластовой жидкости и принимается соответствующее решение по управлению.

Пример конкретного выполнения способа.

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

$$\rho_n = 0,86 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}; \quad \rho_v = 1,1 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}; \quad \rho_r = 1 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}; \quad \Delta P = 0,098 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}; \quad h = 100 \text{ см};$$

$$\Delta h = 20 \text{ см}; \quad R_T = 4,3 \text{ см}; \quad R_{ш} = 2 \text{ см}; \quad R_{ср} = 143 \text{ Дж/кг}^0\text{C} = 14,58 \text{ кгм/кг}^0\text{C};$$

Расчет без учета газового фактора.

$$W = \frac{\frac{\Delta P}{gh} - \rho_n}{\rho_v - \rho_n}; \quad W_1 = 0,583 \text{ дол. или } 58,3\%$$

Расчет с учетом газового фактора

$$W = \frac{\frac{\Delta P}{gh} - \rho_n - \beta \rho_r}{\rho_v - \rho_n - (\rho_v - \rho_n)} = 0,5997$$

Повышение точности измерения

$$\Delta \varepsilon = \frac{W_2 - W_1}{W_2} \cdot 100 = 2,78\%$$

Технический эффект заявляемого изобретения состоит в создании простого и эффективного способа определения содержания воды в пластовой жидкости, позволяющего оперативно управлять процессом добычи нефти

Авторы:

Рзаев А.Б.

Расулов С.Р.

Асадова Р.Ш.

Курбанов З.Г.

Генеральный директор Института
Систем Управления НАНА, академик

Аббасов А.М.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания к курсу “Химическая технология (анализ нефти и нефтепродуктов)”, А.А.Собанов, Л.М.Бурнаева, И.В. Галкина, Е.В.Тудрий. Казань. Казанский университет, 2011, 56 стр.
2. Патент РФ № 2695909 ОТ 29.07.19 «Способ определения обводненности продукции нефтедобывающей скважины».
3. Заявка № 201900587 от 02.11.2020 по Евразийскому патенту « Способ определения содержания воды в пластовой жидкости».

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ определения содержания воды в пластовой жидкости, заключающийся в измерении давления в устье скважины датчиками, расположенными в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ), одна из которых находится ниже устья насосно-компрессорной трубы на расстоянии $\frac{1}{2}$ длины цилиндра используемого насоса, вторая – ниже первой на таком же расстоянии, по измеренным значениям определяют долевое содержание воды в жидко-газовой смеси, отличающийся тем, что дополнительно измеряют давление и температуру датчиками, установленными непосредственно в верхней точке устья скважины, а содержание воды в пластовой жидкости определяют по следующему алгоритму:

$$W = \frac{\frac{\Delta P_2}{gh} - \rho_n - \beta \rho_r}{\rho_v - \rho_n - (\rho_v - \rho_n)\beta}$$

$$\beta = \frac{m_r}{m_{cm}}$$

$$m_r = \frac{P_1 V}{RT}$$

$$V = (h - \Delta h)\pi(R_T^2 - R_{ш}^2)$$

где:

$\Delta P_1, \Delta P_2$ - разность давления между двумя точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, кГ/см²;

P_1 - давление на устье скважины, кГ/см²;

g - ускорение силы тяжести, 9,81 м/сек², Т/Т;

β - газовый фактор;

h - расстояние между точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, м;

m_r, m_{cm} - соответственно масса газа и ЖГС;

ρ_n - плотность нефти, г/см³;

V - объем газового пространства между точками 1 и 2, м³;

Δh - уровень пластовой жидкости между точками отбора давлений 1 и 2 при нижнем положении плунжера насоса, м;

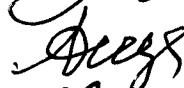
R - газовая постоянная, КДж/кг. $^{\circ}$ К;

T - температура на устье скважин, $^{\circ}$ К;

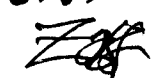
$R_T, R_{ш}$ - соответственно, радиусы НКТ и штанги, м.

Авторы:

 Рзаев А.Б.Г.

 Расулов С.Р.

 Асадова Р.Ш.

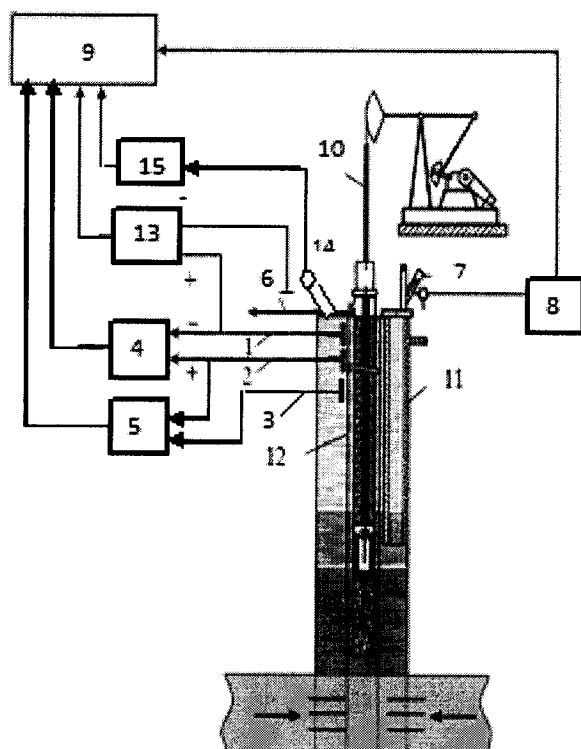
 Курбанов З.Г.

Генеральный директор Института
Систем Управления НАНА, академик


Аббасов А.М.



СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ



Фиг.1.

Авторы:

Рзаев Аб.Г.

Расулов С.Р.

Асадова Р.Ш.

Курбанов З.Г.