

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **046431**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента
2024.03.14

(21) Номер заявки
202391643

(22) Дата подачи заявки
2023.06.30

(51) Int. Cl. *E21B 47/06* (2012.01)
E21B 49/00 (2006.01)
G01V 1/00 (2006.01)

(54) **СПОСОБ ОЦЕНКИ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ МЕТОДОМ АКТИВНОЙ ТЕРМОМЕТРИИ**

(43) **2024.03.13**

(96) **2023000112 (RU) 2023.06.30**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ТНГ-
ГРУПП" (RU)**

(56) RU-C1-2754138
RU-C2-2194160
SU-A1-1776780
SU-A1-1408061
WO-A2-2012012449
RU-C1-2743114

(72) Изобретатель:
**Валиуллин Рим Абдуллович,
Рамазанов Айрат Шайхуллович,
Шарафутдинов Рамиль Фаизырович,
Исламов Денис Фавилович, Имаев
Алик Исламгалеевич, Баженов
Владимир Валентинович (RU)**

(74) Представитель:
Галимов А.И. (RU)

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли, а именно к контролю за разработкой нефтяных месторождений промыслово-геофизическими методами исследования скважин, и может быть использовано для оценки характера насыщенности разрабатываемых пластов. Способ заключается в регистрации распределения температуры вдоль ствола скважины до и после нагрева (в остановленной и работающей скважине) обсадной колонны в интервале пласта, определении насыщенности пласта по смещению температуры в исследуемом интервале. Техническим результатом заявляемого изобретения является повышение достоверности и оперативности оценки нефтеносных и обводненных пластов при исследовании действующих скважин.

B1

046431

**046431
B1**

Область техники, к которой относится решение

Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли, а именно к контролю за разработкой нефтяных месторождений промыслово-геофизическими методами исследования скважин, и может быть использовано для оценки характера насыщенности пласта.

Уровень техники

Известен способ определения нефтеносных и обводненных пластов путем термометрических исследований скважин и анализа температурных аномалий против проницаемых пластов [Басин Я.Н. и др. Выявление интервалов обводнения в перфорированном нефтяном пласте методом высокочувствительной термометрии. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1971, №7, с. 31-36]. Нефтеносные и обводненные пласты определяют по величине дроссельной температурной аномалии. При этом считают, что температурная аномалия против нефтеносных пластов в два раза превышает аномалию против водоносного пласта в случае стационарных температурных полей.

Недостатком известного способа является то, что он не может быть использован в неоднородных по коллекторским свойствам пластах, поскольку различие в проницаемостях при поступлении однофазного потока приводит к различию в величинах разогрева жидкости, поступающей из пласта.

Известен способ выделения нефтеносных и обводненных пластов в нефтяных скважинах путем спуска термометра в скважину и двукратной регистрации распределения температуры вдоль ее ствола с интервалом во времени с последующим сопоставлением полученных термограмм [Авторское свидетельство СССР, № 212190, кл. Е 21 В 47/06, 1966].

Недостатки данного способа: снятие повторной термограммы необходимо проводить после длительного времени простаивания скважины; влияние различия теплофизических свойств пропластков на закономерности распределения температуры (неоднозначность); сложность интерпретации при наличии газонефтяного потока (неоднозначность).

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату к заявляемому является способ выделения нефтеносных и обводненных пластов в нефтяных скважинах путем спуска термометра в скважину и двукратной регистрации распределения температуры вдоль ее ствола с интервалом во времени с последующим сопоставлением полученных термограмм, после регистрации первой термограммы в процессе работы скважины определяют давление насыщения и первоначальное забойное давление, а повторную регистрацию распределения температуры осуществляют при измененном забойном давлении таким образом, что при первоначальном давлении, большем давления насыщения, повторную регистрацию осуществляют при забойном давлении, меньшем последнего, а при первоначальном давлении, меньшем давления насыщения при забойном давлении, большем последнего, при этом о нефтеносных пластах судят по изменению знака температурной аномалии в интервале притока (SU 1788225, МПК E21B47/06, опубликовано 15.01.1993 г.).

Однако известный способ имеет ряд существенных недостатков: снятие повторной термограммы необходимо проводить при смене режима работы скважины, т.е. изменения забойного давления (не оперативность), особенно это усложняется при низком значении давления насыщения по сравнению с пластовым давлением; сложность интерпретации при наличии газонефтяного потока по стволу скважины (неоднозначность).

Раскрытие решения

Решаемая задача заключается в быстрой и точной оценке нефтеносных и обводненных пластов скважин.

Технический результат заявляемого изобретения заключается в повышении достоверности и оперативности оценки нефтеносных и обводненных пластов при исследовании действующих скважин.

Указанный технический результат достигается способом оценки характера насыщенности пластов методом активной термометрии, включающим спуск термометра в скважину и двукратную регистрацию распределения температуры вдоль ее ствола с интервалом во времени с последующим сопоставлением полученных термограмм, в котором в отличие от прототипа проводят индукционный нагрев обсадной колонны в исследуемом интервале в остановленной скважине в течение времени не менее $t = t_{кр}$, далее осуществляют пуск скважины в работу обеспечивая снижение забойного давления ниже $P = P_{нас,t}$ и по аномалиям снижения температуры за счет разгазирования нефти в пласте судят о характере насыщенности пласта, причём вычисляют

$$t_{кр} = R^2/a, \text{ где } R - \text{ радиус скважины, м; } a - \text{ температуропроводность среды, м}^2/\text{ч.}$$

$$P_{нас,t} = P_{нас} + (T - T_{пл}) / (9,157 + 701,8 / (\Gamma_{ом}(y_m - 0,8y_a)),$$

где $P_{нас}$ - давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре - $T_{пл}$, МПа; T - текущая температура, °С; $\Gamma_{ом}$ - газонасыщенность пластовой нефти, характеризующаяся отношением объема газа (приведенного к нормальным условиям), растворенного в нефти, к массе дегазированной нефти, м³/т; y_m , y_a - соответственно содержание метана и азота в газе однократного разгазирования пластовой нефти в стандартных условиях, доли единицы, а сопоставление термограмм проводят в остановленной и работающей скважине, причём по снижению температуры определяют нефтенасыщенные пласты, а по повышению - водонасыщенные пласты.

Технический результат изобретения достигается благодаря следующему. С одной стороны, повы-

шение температуры обсадной колонны при индукционном нагреве приводит к повышению температуры призабойной зоны пласта в процессе работы индукционного нагревателя. С другой стороны, повышение температуры пласта приводит к повышению давления насыщения нефти газом. За счет этого улучшаются условия для создания процесса разгазирования нефти в пласте при снижении давления при пуске скважины в работу.

При этом, интервалы снижения температуры приурочены к нефтенасыщенным пластам, а интервалы повышения температуры приурочены к водонасыщенным пластам.

Краткое описание чертежей

На фигуре показано распределение температуры в исследуемом интервале.

Осуществление решения

Способ осуществляют следующим образом:

1. Проводят измерение распределения температуры в остановленной скважине в исследуемом интервале.

2. В остановленной скважине, в исследуемом интервале в течение времени $t_{кр} = R^2/a$, где R - радиус скважины, м; a - температуропроводность среды, $m^2/ч$, проводят индукционный нагрев обсадной колонны.

3. Определяют текущую температуру в скважине после индукционного нагрева обсадной колонны.

4. Вычисляют значение давления насыщения после нагрева пласта по формуле $P_{нас,t} = P_{нас} + (T - T_{пл}) / (9,157 + 701,8 / (G_{ом}(y_m - 0,8y_a))$, где $P_{нас}$ - давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре - $T_{пл}$, МПа; T - текущая температура, °С; $G_{ом}$ - газонасыщенность пластовой нефти, характеризующаяся отношением объема газа (приведенного к нормальным условиям), растворенного в нефти, к массе дегазированной нефти, $m^3/т$; y_m, y_a - соответственно содержание метана и азота в газе однократного разгазирования пластовой нефти в стандартных условиях, доли единицы.

5. Осуществляют пуск скважины в работу при $P < P_{нас,t}$.

6. Проводят замер распределения температуры в исследуемом интервале при работе скважины.

7. Сопоставляют термограммы в остановленной и работающей скважине. По снижению температуры в исследуемом интервале определяют нефтенасыщенные пласты, а по увеличению - водонасыщенные пласты.

Для иллюстрации предложенного изобретения на представленных кривых (фигура), полученных путём моделирования, показано распределение температуры в исследуемом интервале: 1 - до разгазирования нефти, 2 - при разгазировании нефти. На графике L - глубина в метрах, T - температура в градусах Цельсия. Конкретные значения на осях не указаны, так как сущность заключается в характере зависимостей температуры от глубины до нагрева и после нагрева и ввода в работу.

По кривым видно, что снижение температуры наблюдается только для верхнего пласта, что связано с разгазированием нефти. Из характера изменения температурных аномалий в соответствии с формулой изобретения можно заключить, что нижний пласт обводнен, а верхний является нефтеносным пластом.

Таким образом, предлагаемый способ позволяет достоверно оценить насыщенность пласта независимо от первоначальной величины давления насыщения нефти газом, а оперативность достигается за счет сокращения операций на скважине: достаточно снизить давление в скважине ниже давления насыщения.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ по теме: "Создание интеллектуальной комплексной технологии исследования и интерпретации данных...", соглашение № 075-11-2021-061 от 25 июня 2021 г.

Варианты осуществления не ограничиваются описанными здесь вариантами осуществления, специалисту в области техники на основе информации, изложенной в описании, и знаний уровня техники станут очевидны и другие варианты осуществления изобретения, не выходящие за пределы сущности и объема данного изобретения.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ оценки характера насыщенности пластов методом активной термометрии, содержащий этапы, на которых:

спускают термометр в скважину и два раза регистрируют распределение температуры вдоль ствола скважины с последующим сопоставлением полученных термограмм,

характеризующийся тем, что

проводят измерение распределения температуры в остановленной скважине в исследуемом интервале скважины с помощью термометра, получая первую термограмму;

проводят нагрев обсадной колонны в исследуемом интервале в остановленной скважине в течение времени не менее $t = t_{кр}$ с помощью индукционного нагревателя;

определяют текущую температуру T , °С, в скважине после индукционного нагрева обсадной колонны;

осуществляют пуск скважины в работу, обеспечивая снижение забойного давления ниже $P_{нас,t}$;

причём

$t_{кр} = R^2/a$, где R - радиус скважины, м; a - температуропроводность среды, $m^2/ч$,

$P_{нас,t} = P_{нас} + (T - T_{пл}) / (9,157 + 701,8 / (\Gamma_{ом}(y_m - 0,8y_a))$,

где $P_{нас}$ - давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре - $T_{пл}$, МПа; T - текущая температура, °С; $\Gamma_{ом}$ - газонасыщенность пластовой нефти, характеризующаяся отношением объема газа (приведенного к нормальным условиям), растворенного в нефти, к массе дегазированной нефти, $m^3/т$; y_m , y_a - соответственно содержание метана и азота в газе однократного разгазирования пластовой нефти в стандартных условиях, доли единицы,

проводят измерение распределения температуры в работающей скважине в исследуемом упомянутом интервале скважины с помощью термометра, получая вторую термограмму;

осуществляют сопоставление первой и второй термограмм, причём по снижению температуры определяют нефтенасыщенные пласты, а по повышению - водонасыщенные пласты.

