



(51) МПК
E21B 47/06 (2012.01)
E21B 49/00 (2006.01)
G01V 1/00 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 47/06 (2021.05); E21B 49/00 (2021.05); G01V 1/00 (2021.05)

(21)(22) Заявка: 2020142295, 21.12.2020

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
 21.12.2020

Дата регистрации:
 30.08.2021

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 21.12.2020

(45) Опубликовано: 30.08.2021 Бюл. № 25

Адрес для переписки:
 450076, г. Уфа, ул. З. Валиди, 32, БашГУ,
 начальнику патентного отдела Шангараевой
 Г.С.

(72) Автор(ы):

Валиуллин Рим Абдуллович (RU),
 Шарафутдинов Рамиль Фаизырович (RU),
 Рамазанов Айрат Шайхуллинович (RU),
 Канафин Ильдар Вакифович (RU),
 Богданов Владислав Константинович (RU),
 Каримов Александр Рашатович (RU),
 Шиканов Александр Евгеньевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное
 образовательное учреждение высшего
 образования "Башкирский государственный
 университет" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
 о поиске: SU 1788225 A1, 15.01.1993. RU
 2265868 C2, 10.12.2005. RU 2560003 C1,
 20.08.2015. RU 2605571 C1, 20.12.2016. EP
 1125121 B1, 12.12.2007.

(54) СПОСОБ ОЦЕНКИ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

(57) Реферат:

Изобретение относится к способам оценки характера насыщенности пласта при разведке, контроле за разработкой нефтяных месторождений и может быть использовано при геофизических и промыслово-геофизических исследованиях действующих нефтяных скважин. Техническим результатом является повышение достоверности и оперативности выделения нефтеносных и обводненных пластов при исследовании разведочных и действующих скважин. Способ, согласно которому измеряют температуру в рассматриваемой области продуктивного пласта, воздействуют на пласт, измеряют температуру по окончании воздействия

и регистрируют ее изменение, после первого измерения температуры создают в пласте акустическое давление с помощью управляемого ультразвукового излучателя, изменяют частоту акустического поля для получения наиболее эффективных условий разгазирования нефти, когда его длина волны удовлетворяет условию: $\lambda < 2\pi Kb$, где b - характерный размер газового пузырька, K - коэффициент эффективности поглощения звуковых волн, определенный ниже, измеряют температуру в рассматриваемой области продуктивного пласта после такого воздействия и по изменению температуры судят о нефтенасыщенности пласта. 3 ил.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

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

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

E21B 47/06 (2021.05); E21B 49/00 (2021.05); G01V 1/00 (2021.05)(21)(22) Application: **2020142295, 21.12.2020**(24) Effective date for property rights:
21.12.2020Registration date:
30.08.2021

Priority:

(22) Date of filing: **21.12.2020**(45) Date of publication: **30.08.2021 Bull. № 25**

Mail address:

**450076, g. Ufa, ul. Z. Validi, 32, BashGU,
nachalniku patentnogo otdela Shangaraevoy G.S.**

(72) Inventor(s):

**Valiullin Rim Abdullovich (RU),
Sharafutdinov Ramil Faizyrovich (RU),
Ramazanov Ajrat Shajkhullinovich (RU),
Kanafin Ildar Vakifovich (RU),
Bogdanov Vladislav Konstantinovich (RU),
Karimov Aleksandr Rashatovich (RU),
Shikanov Aleksandr Evgenevich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federalnoe gosudarstvennoe byudzhetnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniya "Bashkirkij gosudarstvennyj
universitet" (RU)**(54) **METHOD FOR ESTIMATING SATURATION CHARACTER IN OIL RESERVOIRS**

(57) Abstract:

FIELD: oil industry.

SUBSTANCE: invention relates to methods for assessing the nature of the reservoir saturation during exploration, control over the development of oil fields and can be used in geophysical and field-geophysical studies of operating oil wells. The method according to which the temperature in the considered area of the productive formation is measured, the formation is affected, the temperature is measured at the end of the action and its change is recorded, after the first temperature measurement, acoustic pressure is created in the formation using a controlled ultrasonic transducer, the frequency of the acoustic field is changed to obtain

the most effective conditions degassing oil when its wavelength satisfies the condition: $\lambda < 2\pi Cb$, where b is the characteristic size of the gas bubble, C is the coefficient of the absorption efficiency of sound waves, defined below, the temperature in the considered area of the productive formation is measured after such an action, and the oil saturation of the formation is judged by the change in temperature.

EFFECT: increasing reliability and efficiency of identifying oil-bearing and watered formations in the study of exploration and production wells.

1 cl, 3 dwg

Изобретение относится к способам оценки характера насыщенности пласта при разведке, контроле за разработкой нефтяных месторождений и может быть использовано при геофизических и промыслово-геофизических исследованиях действующих нефтяных скважин.

5 Известен способ определения характера насыщенности пластов, заключающийся в исследовании разреза скважины нейтронными методами [Р.А. Резванов, Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. М., Недра, 1982. 368 с.]. Нефтенасыщенные и водонасыщенные пласты определяются по различию хлоросодержания в нефтеносных и водоносных пластах. Однако способ не может быть
10 использован для определения характера насыщенности пластов в случае насыщения пластов водами низкой минерализации.

Известен также способ определения нефтеносных и обводненных пластов путем термометрических исследований скважин и анализа температурных аномалий против
15 проницаемых пластов [Я.Н. Басин, А.Г. Степанов, Л.З. Крупский, 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
20 раза превышает аномалию против водоносного пласта в случае стационарных температурных полей. Недостатком этого способа является то, что он не может быть использован в неоднородных по коллекторным свойствам пластах, поскольку различие в проницаемостях при поступлении однофазного потока приводит к различию в величинах разогрева жидкости, поступающей из пласта.

Известен также способ выделения нефтеносных и обводненных пластов в нефтяных
25 скважинах путем спуска термометра в скважину и двухкратной регистрации распределения температуры вдоль ее ствола для разных термодинамических условий в призабойной зоне с интервалом во времени с последующим сопоставлением полученных термограмм [Авторское свидетельство СССР, №212190, кл. E21B 47/06, 1966]. Однако известный способ имеет недостатки: снятие повторной термограммы
30 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
35 заявляемому является способ выделения нефтеносных и обводненных пластов в нефтяных скважинах путем спуска термометра в скважину и двухкратной регистрации распределения температуры вдоль ее ствола с интервалом во времени с последующим сопоставлением полученных термограмм, после регистрации первой термограммы в процессе работы скважины, определяют давления насыщения и первоначальное забойное
40 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, и наоборот. При этом о нефтеносных пластах судят по изменению знака температурной аномалии в интервале притока (Способ выделения
45 нефтеносных и обводненных пластов в действующей скважине, патент №1788225). Однако известный способ имеет ряд существенных недостатков: снятие повторной термограммы необходимо проводить при смене режима работы скважины, т.е. изменения забойного давления (неоперативность); сложность интерпретации при наличии

газонефтяного потока по стволу скважины (неоднозначность).

Целью предлагаемого изобретения является повышение достоверности и оперативности выделения нефтеносных и обводненных пластов при исследовании разведочных и действующих скважин.

5 Поставленная цель достигается тем, что в заявленном способе оценки характера насыщенности нефтяного пласта, при котором измеряют температуру в рассматриваемой области продуктивного пласта, воздействуют на пласт, измеряют температуру по окончании воздействия и регистрируют ее изменение, после первого измерения температуры создают в пласте акустическое давление с помощью
10 управляемого ультразвукового излучателя, изменяют частоту акустического поля для получения наиболее эффективных условий разгазирования нефти, когда его длина волны удовлетворяет условию:

$$\lambda < 2\pi K b$$

где b - характерный размер газового пузырька, K коэффициент эффективности поглощения звуковых волн, определенный ниже, измеряют температуру в рассматриваемой области продуктивного пласта после такого воздействия и по изменению температуры судят о нефтенасыщенности пласта.

В пластовых условиях в нефти содержится значительное количество растворенного газа, тогда как в воде газ присутствует в значительно меньших количествах. Нефть в
20 пластовых условиях может содержать различное количество растворенного газа, десятки и сотни м^3 растворенного газа на каждый 1 м^3 нефти. Газовый фактор пресной воды не превышает $1,5\text{-}2 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а с увеличением минерализации он уменьшается. Это различие может быть использовано для определения нефтеносных и обводненных
25 пластов в скважине. При разгазировании нефти за счет теплоты разгазирования температура уменьшается, чем больше газа выделяется из жидкости, тем больше снижение температуры. На рис. 1 приведены зависимости температуры от времени при разгазировании нефти и воды от времени.

Из рис. 1 видно, что нефтеносный пласт охлаждается значительно сильнее, чем пласт насыщенный водой. Это обстоятельство можно использовать для выделения
30 нефтеносных и водоносных пластов.

Способ осуществляют следующим образом:

- В продуктивном интервале проводят измерения распределения температуры. Первое измерение распределения температуры и давления проводят до разгазирования нефти,
35 т.е. до акустического воздействия на пласт.

- Определяют критическую частоту акустического воздействия по формуле:

$\omega_b = v_s/b$, где b - характерный радиус пузырька, $v_s = \sqrt{3\gamma p/\rho}$, здесь γ - показатель адиабаты для газа в пузырьке, p - давление газа в пузырьке и ρ - плотность окружающей
40 пузырек жидкости. Например, для $p=100$ атм, $\rho = 800 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, $v_s=236$ м/сек и для характерного радиуса пузырька 1 мм получаем $\omega_b=236$ кГц.

- Далее осуществляется акустическое воздействие с частотой ω , лежащей в диапазоне $\omega_T > \omega > K\omega_b$, где ω_T - максимальная частота существующих акустических генераторов,
45 которые могут быть применены в рамках изобретения (мощность порядка 1 кВт и более), ω_b - критическая частота акустического воздействия, эмпирический подгоночный параметр K характеризует эффективность поглощения звуковых волн, и длиной волны $\lambda < b$, т.е. меньше характерного радиуса пузырька. При выборе частотного диапазона

и оценке величины K следует принимать во внимание то, что в рассматриваемом случае генерируемые акустические волны следует трактовать как стоячие, поскольку скорость течения нефти гораздо меньше скорости звука и дисперсией акустических волн можно пренебречь.

5 Параметр K непосредственно связан коэффициентом затухания продольной звуковой моды α_a , чью оценку мы провели по двум методикам, представив нефтяной поток равной смесью твердой фракции и вязкой коллоидной жидкости. Используя данную модель Киргхофа-Стокса [Г.Р. Измайлова, Л.А. Ковалева, Н.М. Насыров, Поглощение энергии акустических волн и распределенные источники тепла при акустическом
10 воздействии на среду, ТВТ, 2016, т. 54, вып. 1, 45-50], для частот акустического поля 6, 16 и 22 кГц были получены следующие значения $\alpha_a=0.1298, 0.346$ и 0.4758 м^{-1} соответственно. При акустическом воздействии на чисто коллоидный нефтяной раствор, коэффициенты поглощения определялись методом, описанным в статье [Поглощение звука в коллоидном растворе взаимодействующих частиц © 2011 г. П.В. Лебедев-
15 Степанов, С.А. Рыбак, Акустический журнал, 2011, том 57, №6, с. 786-791]. Были получены следующие значения $\alpha_6=0.132, 0.348, 0.481 \text{ м}^{-1}$ для указанного выше набора частот. Данные результаты близки соответствующим значениям, полученным по модели Киргхофа-Стокса. Это означает, что акустическая волна, проходя через
20 комбинированную среду, состоящую из пористой фазы и коллоидного раствора, почти в равной степени будет поглощаться обеими типами сред.

Поскольку глубина проникновения акустического поля $1/\alpha_a$ падает с частотой, то при радиальном размере скважины $L > 3/\alpha_k$ акустическая волна не передает сколько-
25 нибудь заметной энергии частицам по всему периметру слоя - энергии поля будет недостаточно как для заметного изменения температуры, так и разгазирования объема. В естественных условиях залегания нефти частоты собственных колебаний частиц нефти ω_b лежат в диапазоне $100 \text{ кГц} < \omega_b < 10 \text{ МГц}$. Поэтому учитывая отмеченные особенности поглощения, приходим к заключению, что звуковые волны с частотой $\omega > \omega_b \times 10 \text{ кГц}$
30 ($n=3 \dots 10$) не будут иметь достаточной глубины проникновения в скважину. Причем, верхняя граница частоты накладываемого акустического поля определяется путем оценки глубины проникновения акустического поля в скважину, нижняя - минимальной частотой звуковых колебаний, при которых поток нефти можно считать стационарным. В результате приходим к заключению, что подгоночный коэффициент K находится в
35 пределах $10^{-3} < K < 10^{-2}$. Существующие мощные генераторы УЗ работают на частотах до 100 кГц, по экспериментальным данным и при численной оценке на частотах выше 18-20 кГц колебания затухают на расстоянии порядка 2-3 м от излучателя. Таким образом, нижнюю границу предлагается взять порядка 1-22 кГц в зависимости от
40 размеров скважины и физико-химических свойств добываемой нефти.

- Одновременно с акустическим воздействием регистрируют температуру в скважине.

- Далее сопоставляют первоначальное и повторное распределения температуры и по уменьшению температурной аномалии в интервале притока судят о нефтеносных пластах.

45 При постоянстве величины температурной аномалии делают заключение о водонасыщенном пласте в исследуемом интервале.

На рис. 2 приведены схематические кривые распределения температуры при реализации способа в простаивающей скважине. Кривая 1 зарегистрирована до разгазирования, а кривая 2 - при акустическом воздействии, вызывающим

разгазирование нефти. Видно, что снижение температуры наблюдается только для верхнего пласта, что связано с разгазированием нефти. А для нижнего пласта наблюдается незначительное снижение температуры связанное с водоносным пластом. Из характера изменения температурных аномалий в соответствии с формулой изобретения можно заключить, что нижний пласт обводнен, а верхний пласт - нефтеносный.

Ниже на рисунке 3 приведены схематические распределения температуры при реализации способа в работающей скважине. Кривая 1 - геотермическое распределение температуры. Кривая 2 - в работающей скважине, где наблюдается дроссельный разогрев нижнего водоносного и верхнего нефтеносного пластов до акустического воздействия. После акустического воздействия (кривая 3) при небольших газовых факторах (менее $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$) наблюдается напротив нефтеносного пласта снижение температуры за счет теплоты разгазирования нефти, а при больших газовых факторах (кривая 4) значительное охлаждение относительно нефтеносного пласта. В водоносном пласте температура практически не меняется до и после акустического воздействия.

Таким образом, преимуществом предлагаемого способа по сравнению с известным является:

- возможность разделения нефтеносных и водоносных пластов независимо от минерализации пластовой воды;
- оперативность обеспечивается тем, что нет необходимости ждать снижения давления ниже давления насыщения и проводить операции для изменения режима работы скважины;
- появляется возможность выделения обводненных пластов, охлажденных в результате длительной закачки;
- достигается достоверность и оперативность способа при оценке характера насыщенности пластов в разведочной и действующей скважине.

В настоящее время способ готов к реализации на всех месторождениях страны, где используется высокочувствительная термометрия.

(57) Формула изобретения

Способ оценки характера насыщенности пласта, при котором измеряют температуру в рассматриваемой области продуктивного пласта, воздействуют на пласт, измеряют температуру по окончании воздействия и регистрируют ее изменение, отличающийся тем, что после первого измерения температуры создают в пласте акустическое давление с помощью управляемого ультразвукового излучателя, изменяют частоту акустического поля для получения наиболее эффективных условий разгазирования нефти, когда его длина волны удовлетворяет условию:

$$\lambda < 2\pi K b$$

где b - характерный размер газового пузырька, K - коэффициент эффективности поглощения звуковых волн, измеряют температуру в рассматриваемой области продуктивного пласта после такого воздействия и по изменению температуры судят о нефтенасыщенности пласта.

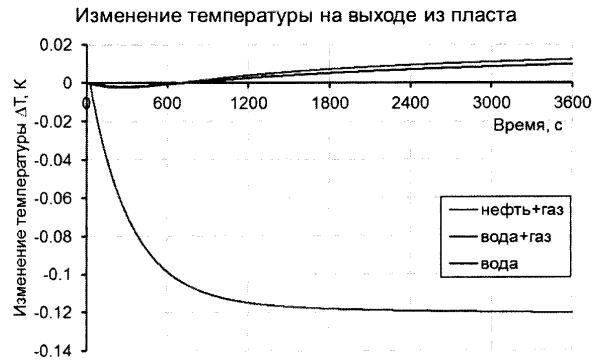


Рис.1. Зависимость температуры от времени для различных флюидов

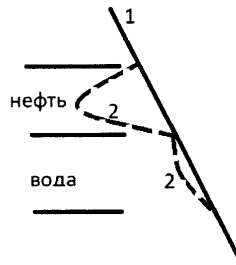


Рис.2. Распределение температуры в интервале пластов в простаивающей скважине
1-до воздействия, 2 - при воздействии

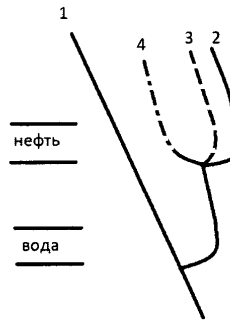


Рис.3. Распределение температуры в интервале пластов в работающей скважине
1-геотермическое распределение температуры, 2- до воздействия, 3 - при воздействии для
небольших газовых факторов, 4- при воздействии и больших газовых факторах