



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2005125177/03, 08.08.2005

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
08.08.2005

(45) Опубликовано: 20.06.2007 Бюл. № 17

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: US 6543545 A, 08.04.2003. SU 1776792
A1, 23.11.1992. SU 981581 A1, 15.12.1982. SU
1265287 A1, 23.10.1986. RU 2136870 C1,
10.09.1999. RU 2183724 C2, 20.06.2002.

Адрес для переписки:
117997, Москва, В-420, ГСП-7, ул. Наметкина,
16, ОАО "Газпром", департамент
стратегического развития

(72) Автор(ы):

Пятахин Михаил Валентинович (RU),
Казарян Валентина Петровна (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество "Газпром"
(ОАО "Газпром") (RU)

(54) СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАЗРУШЕНИЯ ПОРОДЫ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

(57) Реферат:

Изобретение относится к способам и устройствам для добычи жидкого и газообразного флюида, в том числе нефти и газа, и может быть использовано при сооружении газовых, газоконденсатных, нефтяных и других как вертикальных, так и наклонных и горизонтальных скважин в слабосцементированных коллекторах. Обеспечивает возможность эксплуатации скважины при ее высоком дебите (больше критического) за счет предотвращения разрушения породы в призабойной зоне пласта. Сущность изобретения: по способу пропускают флюид из разрабатываемого интервала пласта и обратно.

Задают длину разрабатываемого интервала пласта, поперечный размер забоя. Определяют значения сцепления породы пласта, угла внутреннего трения породы пласта, коэффициента динамической вязкости флюида, коэффициента проницаемости породы пласта, пористости породы пласта, плотности флюида при нормальных условиях и в забое. Прикладывают к стенке забоя перпендикулярные ей усилия, обеспечивающие достижение эффективных сжимающих механических напряжений, значения величин которых определяют по аналитическому выражению. 1 з.п.ф-лы.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.
E21B 43/02 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: **2005125177/03, 08.08.2005**

(24) Effective date for property rights: **08.08.2005**

(45) Date of publication: **20.06.2007 Bull. 17**

Mail address:

**117997, Moskva, V-420, GSP-7, ul. Nametkina,
16, OAO "Gazprom", departament
strategicheskogo razvitija**

(72) Inventor(s):

**Pjatahin Mikhail Valentinovich (RU),
Kazarjan Valentina Petrovna (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo "Gazprom"
(OAO "Gazprom") (RU)**

(54) **METHOD TO PREVENT ROCK FAILURE IN BOTTOMHOLE FORMATION ZONE**

(57) Abstract:

FIELD: method and devices for liquid and gaseous fluid production, particularly for gas, gas condensate, oil and other vertical, inclined and horizontal well construction in weak reservoirs.

SUBSTANCE: method involves circulating fluid from reservoir interval to be developed and in reverse direction; setting length of interval to be developed and transversal face dimension; determining reservoir rock jointing degree, angle of internal reservoir rock friction, dynamic fluid viscosity factor, reservoir rock

permeability factor, reservoir rock porosity factor and fluid density in normal conditions and at face; applying force transversal to face to provide effective mechanical compression stresses. Mechanical compression stress values are determined from analytic expression.

EFFECT: possibility to operate well at high output (increasing critical output) due to prevention of rock damage in bottomhole formation zone.

2 cl

RU 2 301 323 C2

RU 2 301 323 C2

Изобретение относится к способам и устройствам для добычи жидкого и газообразного флюида, в том числе нефти и газа, и может быть использовано при сооружении газовых, газоконденсатных, нефтяных и других как вертикальных, так и наклонных и горизонтальных скважин в слабосцементированных коллекторах.

5 Известен способ воспрепятствования проникновению частиц породы в скважину на ее забое в процессе фильтрации с пропусканием флюида из разрабатываемого интервала пласта и обратно (Патент США №6543545, кл. E21B 43/08, 2003 г.). Известный способ включает размещение устройства задержания песка в скважине так, что образуется
10 кольцевое пространство между устройством и стенкой скважины; заполнение кольцевого пространства фильтрующей средой, затем радиальное расширение устройства задержания песка так, чтобы уменьшить объем кольцевого пространства.

Недостатком известного способа является отсутствие возможности эксплуатации скважины при ее дебите, превышающем критический дебит, при котором происходит разрушение породы в призабойной зоне пласта.

15 Технический результат, который обеспечивается предлагаемым изобретением, заключается в обеспечении возможности эксплуатации скважины при ее высоком дебите (больше критического) за счет предотвращения разрушения породы в призабойной зоне пласта.

Данный технический результат достигается за счет того, что в предлагаемом способе
20 предотвращения разрушения породы в призабойной зоне пласта в процессе фильтрации с пропусканием флюида из разрабатываемого интервала пласта и обратно задают длину разрабатываемого интервала пласта, поперечный размер забоя, определяют значения сцепления породы пласта, угла внутреннего трения породы пласта, коэффициента динамической вязкости флюида, коэффициента проницаемости породы пласта, пористости
25 породы пласта, плотности флюида при нормальных условиях и в забое и прикладывают к стенке забоя перпендикулярные ей усилия, обеспечивающие достижение эффективных сжимающих механических напряжений, значения величин которых определяют по формуле:

$$30 \sigma > \frac{\mu \rho_0 Q}{2\pi k h \rho \left(\operatorname{tg}^2 \frac{\pi/2 + \varphi}{2} - 1 \right)} + \frac{4.21 \cdot 10^{-6} \rho_0^2 Q^2}{2\pi k \pi^2 h^2 \rho d \operatorname{tg}^2 \frac{\pi/2 + \varphi}{2}} - \frac{2C \operatorname{tg} \frac{\pi/2 + \varphi}{2}}{\operatorname{tg}^2 \frac{\pi/2 + \varphi}{2} - 1} \quad (1),$$

где μ - коэффициент динамической вязкости флюида, Па·с;

35 ρ_0 - плотность флюида при нормальных условиях, кг/м³;

ρ - плотность флюида в забое, кг/м³;

Q - дебит скважины, м³/с;

h - длина разрабатываемого интервала пласта, м;

d - поперечный размер забоя, м;

40 C - сцепление породы пласта, Па;

φ - угол внутреннего трения породы пласта, рад;

k - коэффициент проницаемости породы пласта, м²;

m - пористость породы пласта, безразмерная;

π - число, равное отношению длины окружности к ее диаметру.

45 В случае газообразного флюида определяют значения его давления и температуры в забое, коэффициента сверхсжимаемости газа и рассчитывают плотность флюида в забое по формуле

$$\rho = (239\rho_0 P)/(101300 Z T) \quad (2),$$

а в случае несжимаемого флюида его плотность в забое определяют по формуле

$$50 \rho = \rho_0 \quad (3),$$

где ρ_0 - плотность флюида при нормальных условиях, кг/м³;

ρ - плотность флюида в забое, кг/м³;

P - давление флюида в забое, Па;

T - температура флюида в забое, К;

Z - коэффициент сверхсжимаемости газа, безразмерный.

В процессе разбуривания продуктивного пласта происходит механическая разгрузка пласта в направлении, перпендикулярном стенке скважины. В результате

5 перпендикулярные стенке забоя эффективные радиальные механические напряжения в пористой породе, т.е. напряжения за вычетом давления флюида в забое, на стенке забоя после разбуривания уменьшаются до нуля. В дальнейшем эффективные радиальные механические напряжения на стенке забоя равны нулю как при сооружении, так и при эксплуатации скважин. По мере удаления от стенки забоя вглубь пласта эффективные

10 радиальные механические напряжения увеличиваются до начальных (до бурения) величин. В то же время эффективные механические напряжения вдоль оси забоя (продольные) и по касательной к контуру забоя (тангенциальные) на стенке забоя после бурения, хотя и изменяются, но достигают существенных величин. Таким образом природное (до бурения) напряженно-деформированное состояние пласта существенно изменяется.

15 В призабойной области это изменение увеличивается при эксплуатации скважины, поскольку при отборе флюида уменьшается давление в забое, что приводит к дальнейшему изменению (уменьшению) полных радиальных механических напряжений в пласте вблизи стенки и увеличению различия между радиальными, продольными и тангенциальными эффективными механическими напряжениями. При увеличении

20 депрессии или дебита скважины достигаются их критические значения и происходит разрушение призабойной зоны пласта за счет сдвига или растяжения.

Решение основной технической задачи изобретения достигается за счет устранения главной причины разрушения пласта - уменьшения радиальных механических напряжений - путем приложения к стенке забоя перпендикулярных ей усилий,

25 обеспечивающих увеличение эффективных сжимающих механических напряжений, до величин, сопоставимых с природными (до бурения скважины). При этом частично или полностью восстанавливается нарушенное в процессе сооружения скважины напряженно-деформированное состояние пласта, восстанавливается исходное (до бурения) соотношение между продольными, тангенциальными и радиальными эффективными

30 механическими напряжениями в породе пласта.

Способ осуществляют следующим образом. Длину разрабатываемого интервала h пласта (в метрах) и поперечный размер забоя d (в метрах) задают в соответствии с проектом сооружения скважины, составленным с учетом геофизических исследований. Значения сцепления породы пласта C (в Па) и угла внутреннего трения породы пласта φ

35 (в радианах) определяют в результате геомеханических исследований, в частности испытаний трехосного сжатия кернов породы из призабойной зоны пласта. Значения коэффициента динамической вязкости флюида μ (в Па·с) и плотности флюида при нормальных условиях ρ_0 (в кг/м³) определяют по данным лабораторных исследований. В случае газообразного флюида определяют значения его давления P (в Па) и температуры

40 T (в К) в забое в результате газодинамических исследований, например, с помощью глубинных манометра и термометра, определяют коэффициент сверхсжимаемости газа Z (безразмерный), зависящий от давления и температуры флюида в забое по методике, изложенной, например, в книге А.И.Гриценко, З.С.Алиев, О.М.Ермилов и др. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995, 523 с., и рассчитывают плотность флюида в

45 забое по формуле (2) (в кг/м³). В случае несжимаемого флюида его плотность в забое определяют по формуле (3), она совпадает с плотностью при нормальных условиях. Значения коэффициента проницаемости породы пласта k (в м²) и пористости породы пласта m (безразмерная) определяются по данным лабораторных исследований кернов

50 породы из призабойной зоны пласта, а также по данным геофизических и газодинамических исследований скважин. Рассчитывают по формуле (1) значения величин эффективных сжимающих механических напряжений σ , а затем любым известным способом прикладывают к стенке забоя перпендикулярные ей усилия, обеспечивающие достижение рассчитанных по формуле (1) эффективных сжимающих механических напряжений σ .

Наличие в настоящее время промышленно выпускаемых расширяющихся фильтров и инструмента для их расширения обеспечивает техническую реализуемость предлагаемого изобретения.

Предлагаемый способ обеспечивает эксплуатацию скважины без разрушения породы пласта с дебитом, значительно (в разы) превосходящим соответствующий дебит при известных способах воспрепятствования проникновению частиц породы в скважину на ее забое в процессе фильтрации с пропуском флюида из разрабатываемого интервала пласта и обратно, поскольку снимается ограничение на дебит, связанное с разрушением пласта.

Использование данного изобретения позволяет обеспечить возможность эксплуатации скважины при ее высоком (больше критического) дебите.

Формула изобретения

1. Способ предотвращения разрушения породы в призабойной зоне пласта в процессе фильтрации с пропуском флюида из разрабатываемого интервала пласта и обратно, отличающийся тем, что задают длину разрабатываемого интервала пласта, поперечный размер забоя, определяют значения сцепления породы пласта, угла внутреннего трения породы пласта, коэффициента динамической вязкости флюида, коэффициента проницаемости породы пласта, пористости породы пласта, плотности флюида при нормальных условиях и в забое, и прикладывают к стенке забоя перпендикулярные ей усилия, обеспечивающие достижение эффективных сжимающих механических напряжений, значения величин которых определяют по формуле

$$\sigma > \frac{\mu \rho_0 Q}{2\pi k h r \left(\operatorname{tg}^2 \frac{\pi/2 + \varphi}{2} - 1 \right)} + \frac{4,21 \cdot 10^{-6} \rho_0^2 Q^2}{2m k \pi^2 h^2 r d \operatorname{tg}^2 \frac{\pi/2 + \varphi}{2}} - \frac{2C \operatorname{tg} \frac{\pi/2 + \varphi}{2}}{\operatorname{tg}^2 \frac{\pi/2 + \varphi}{2} - 1},$$

где

μ - коэффициент динамической вязкости флюида, Па·с;

ρ_0 - плотность флюида при нормальных условиях, кг/м³;

ρ - плотность флюида в забое, кг/м³;

Q - дебит скважины, м³/с;

h - длина разрабатываемого интервала пласта, м;

d - поперечный размер забоя, м;

C - сцепление породы пласта, Па;

φ - угол внутреннего трения породы пласта, рад;

k - коэффициент проницаемости породы пласта, м²;

m - пористость породы пласта, безразмерная;

π - число, равное отношению длины окружности к ее диаметру.

2. Способ предотвращения разрушения породы в призабойной зоне пласта в процессе фильтрации с пропуском флюида из разрабатываемого интервала пласта и обратно по п.1, отличающийся тем, что в случае газообразного флюида определяют значения его давления и температуры в забое, коэффициента сверхсжимаемости газа и рассчитывают плотность флюида в забое по формуле

$$\rho = (239\rho_0 P)/(101300ZT),$$

а в случае несжимаемого флюида его плотность в забое определяют по формуле $\rho = \rho_0$,

где

ρ_0 - плотность флюида при нормальных условиях, кг/м³;

ρ - плотность флюида в забое, кг/м³;

P - давление флюида в забое, Па;

T - температура флюида в забое, К;

Z - коэффициент сверхсжимаемости газа, безразмерный.