



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2010142689/03, 20.10.2010

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
20.10.2010

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 20.10.2010

(45) Опубликовано: 27.10.2011 Бюл. № 30

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2135750 C1, 27.08.1999. SU 1807209 A1, 07.04.1993. RU 2331761 C1, 20.08.2008. SU 1739697 C, 15.08.1994. RU 2337234 C1, 27.10.2008.

Адрес для переписки:

127422, Москва, Дмитровский пр-д, 10,  
Открытое акционерное общество  
"Всероссийский нефтегазовый научно-  
исследовательский институт имени  
академика А.П. Крылова"

(72) Автор(ы):

Денисов Сергей Борисович (RU),  
Жданов Станислав Анатольевич (RU),  
Евдокимов Иван Владиславович (RU),  
Тимченко Евгений Романович (RU),  
Токарева Дина Сергеевна (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество  
"Всероссийский нефтегазовый научно-  
исследовательский институт имени  
академика А.П. Крылова" ("ОАО  
"ВНИИнефть") (RU)

## (54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности и может найти применение при разработке нефтяных залежей. Обеспечивает повышение степени отбора подвижных запасов нефти и сокращение сроков разработки. Сущность изобретения: способ разработки нефтяных залежей путем внутриконтурного воздействия на объект разработки через нагнетательные скважины путем закачки вытесняющего агента включает создание трещин гидроразрыва по всей совокупности добывающих и нагнетательных скважин, отбор флюида через

добывающие скважины, закачку агента поддержания пластового давления через нагнетательные скважины. Согласно изобретению проводят направленные гидроразрывы в одноименных скважинах, обеспечивающие эффективную гидравлическую связность между ними таким образом, что в процессе закачки в рядах нагнетательных скважин обеспечивают однородный фронт высокого давления, а в зоне отбора флюида через добывающие скважины - однородный фронт низкого давления. 1 табл., 2 ил.

RU 2 4 3 2 4 5 9 C 1

RU 2 4 3 2 4 5 9 C 1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,  
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.  
*E21B 43/26* (2006.01)

## (12) ABSTRACT OF INVENTION

(21)(22) Application: **2010142689/03, 20.10.2010**

(24) Effective date for property rights:  
**20.10.2010**

Priority:

(22) Date of filing: **20.10.2010**

(45) Date of publication: **27.10.2011 Bull. 30**

Mail address:

**127422, Moskva, Dmitrovskij pr-d, 10, Otkrytoe  
aktsionerное obshchestvo "Vserossijskij  
neftegazovyy nauchno-issledovatel'skij institut  
imeni akademika A.P. Krylova"**

(72) Inventor(s):

**Denisov Sergej Borisovich (RU),  
Zhdanov Stanislav Anatol'evich (RU),  
Evdokimov Ivan Vladislavovich (RU),  
Timchenko Evgenij Romanovich (RU),  
Tokareva Dina Sergeevna (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionerное obshchestvo "Vserossijskij  
neftegazovyy nauchno-issledovatel'skij institut  
imeni akademika A.P. Krylova" ("OAO  
"VNIIneft") (RU)**

## (54) PROCEDURE FOR DEVELOPMENT OF OIL DEPOSITS

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas production.

SUBSTANCE: procedure for development of oil deposits by inter-contour effect to object of development through pressure wells with pumping replacing agent consists in creation of hydraulic fractures along totality of producers and pressure wells, in withdrawal of fluid through producers, and in pumping fluid for maintaining reservoir pressure through pressure wells. According to the invention

there is performed directed hydraulic fracturing in similar wells maintaining efficient hydraulic communication between them in such way, as to facilitate uniform front of high pressure in rows of pressure wells during pumping, while in zone of fluid withdrawal through producers there is facilitated uniform front of low pressure.

EFFECT: raised degree of withdrawal of movable stock of oil and reduced time of development.

1 tbl, 1 ex, 2 dwg

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано при разработке нефтяных залежей с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП).

5 Известен способ разработки низкопроницаемых залежей нефти. Проведенные ГРП в скважинах, которые впоследствии переводились под нагнетание, образовывали трещины, направленные в сторону других нагнетательных скважин и параллельно трещинам в скважинах добывающих рядов, что позволило увеличить равномерность и площадь вытеснения, а также замедлить процесс обводнения добывающих скважин  
10 [Фахретдинов Р.Н., Бровчук А.В. Результаты применения ГРП для разработки южной лицензионной территории Приобского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. - №3. - 2007. - С.44-47].

Недостатком данного способа является неоднородность отбора запасов, снижающая технико-экономическую эффективность способа, не связанностью  
15 высокопроницаемых зон, созданных ГРП между скважинами.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому изобретению является способ разработки нефтегазовой залежи с применением ГРП системой добывающих и нагнетательных скважин, в которых по всей совокупности скважин комплексно проводят ГРП. Реализацию ГРП проводят на базе непрерывной  
20 информации о механических свойствах пород, при этом направление трещин задают подбором зенитных и азимутальных углов проводки скважин из расчета исключения неоднородности фильтрационных потоков [патент РФ №2135750 «Способ разработки нефтегазовой залежи с применением ГРП», МПК E21B 43/20, E21B 43/26, авт. Ю.Е.Батурин и др. - прототип]. Задав заранее направление трещин гидроразрыва, возможно создать, например, галерейное вытеснение нефти, эффективность которого выше эффективности при точечном размещении добывающих и нагнетательных скважин. Способ реализуется в объектах, технико-экономические показатели  
25 разработки которых требуют улучшения.

Известный способ не позволяет в полной мере обеспечить равномерность вытеснения нефти вытесняющим агентом и остающиеся целики вырабатываются путем применения дополнительных методов, таких как бурение боковых стволов, циклическое воздействие и т.д. Применение этих методов удлиняет срок разработки и  
35 увеличивает затраты.

В изобретении решается задача повышения равномерности и полноты извлечения нефти из залежей и сокращения сроков разработки.

Задача решается тем, что в известном способе разработки залежей путем  
40 внутриконтурного воздействия на объект разработки системой добывающих и нагнетательных скважин, по всей совокупности скважин проводят гидравлический разрыв пласта на базе непрерывной информации о механических свойствах пород, при этом направление трещин задают подбором зенитных и азимутальных углов проводки скважин из расчета исключения неоднородности фильтрационных потоков,  
45 согласно изобретению расстоянием между одноименными скважинами и/или управляемым направлением трещин гидроразрыва пласта обеспечивают гидравлическую связность между одноименными скважинами по трещинам.

Существенными признаками способа являются:

50 1. Разработка нефтяных залежей путем внутриконтурного воздействия на объект разработки через нагнетательные скважины путем закачки вытесняющего агента воды, и/или газа, и/или других вытесняющих агентов.

2. Создание трещин гидроразрыва по всей совокупности добывающих и

нагнетательных скважин.

3. Отбор флюида через добывающие скважины, закачку агента поддержания пластового давления через нагнетательные скважины.

5 4. Одноименные скважины располагают рядами вдоль направления преобладающей трещиноватости на расстоянии, обеспечивающем гидравлическую связность между одноименными скважинами по естественным и/или искусственным трещинам пласта.

10 5. В целях уменьшения количества скважин гидравлическую связность по трещинам между одноименными скважинами обеспечивают путем проведения направленных гидравлических разрывов пласта в направлении одноименных скважин с полудлиной трещин, соизмеримой с  $\frac{1}{2}$  расстояния между одноименными скважинами.

15 6. Направления рядов одноименных скважин выбирают в направлении простирающихся ослабленных зон, выделенных по геофизическим данным, и/или материалам структурно-тектонического анализа, и/или дистанционным и другим методам.

20 7. Гидравлическая связность по трещинам между нагнетательными скважинами создается путем поддержания давления закачки выше давления гидроразрыва пласта (авто-ГРП).

8. В целях обеспечения качественной гидравлической связи по трещинам между скважинами осуществляется контроль простирающихся созданных трещин ГРП геофизическими и гидродинамическими методами и на основе анализа полученных данных проводится коррекция последующих гидроразрывов.

25 9. Добывающие и нагнетательные скважины, формирующие ряды скважин, могут быть вертикальными, наклонно-направленными, горизонтальными.

10. Гидравлическую связность создают в рядах добывающих скважин, в рядах нагнетательных скважин, в рядах добывающих и нагнетательных скважин.

30 Признаки 1-3 являются общими с прототипом существенными признаками, а признаки 4-10 - отличительные существенные признаки изобретения.

Сущность изобретения.

35 Известны технические решения повышения эффективности разработки нефтяных залежей вертикальными, наклонно-направленными и горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами с закачкой в нагнетательные скважины вытесняющего агента. Закачка вытесняющего агента позволяет поддерживать в рабочем состоянии энергетику залежи, достигая высоких темпов отбора. Продуктивность скважин можно повысить, применяя гидравлический разрыв пласта (ГРП). ГРП позволяет сформировать трещины дренирования залежи, увеличивая коэффициент охвата. Эффективность ГРП можно повысить, проводя под геолого-технологическим контролем ГРП по всей совокупности добывающих, нагнетательных скважин. Эффективность ГРП повышается, если ряды добывающих и нагнетательных скважин располагать с учетом напряженного состояния массива горных пород, обеспечивая развитие трещин ГРП в направлении одноименных скважин. Аналогичный эффект можно получить подбором зенитных и азимутальных углов проводки скважин.

50 Однако известные технологические решения не обеспечивают полноты вытеснения подвижной нефти нагнетаемым агентом в добывающие скважины, поскольку фронт поля давлений неоднороден. Для отбора остаточных запасов в зонах экранирования, застойных зонах и в зонах отсутствия перепадов давления, формирующихся даже в однородных пластах, бурят боковые стволы, применяют циклические методы

изменения поля давлений и фильтрационных потоков в залежи, что приводит к повышению затрат на разработку месторождения и снижению темпов отбора запасов.

В предлагаемом техническом решении мероприятия по выбору расстояния между одноименными скважинами, ориентировке рядов этих скважин в направлении развития естественной трещиноватости, проведении направленных ГРП в совокупности обеспечивают создание в межскважинном пространстве одноименных скважин высоко проницаемых трещинных зон, обеспечивающих эффективную гидравлическую связность между одноименными скважинами. В результате, в процессе закачки и отбора в рядах нагнетательных скважин создается однородный фронт высокого давления, а в зоне отбора - однородный фронт низкого давления, что позволяет обеспечить наиболее полное извлечение запасов из пространства между рядами добывающих и нагнетательных скважин за счет увеличения коэффициента охвата пласта воздействием.

При этом в целях уменьшения количества скважин гидравлическую связность по трещинам между одноименными скважинами обеспечивают путем проведения направленных гидравлических разрывов пласта в направлении одноименных скважин с полудлиной трещин, соизмеримой с  $\frac{1}{2}$  расстояния между одноименными скважинами.

Направления рядов одноименных скважин выбирают в направлении простирания ослабленных зон, выделенных по геофизическим данным, и/или материалам структурно-тектонического анализа, и/или дистанционным и другим методам.

Гидравлическая связность по трещинам между нагнетательными скважинами создается путем поддержания давления закачки выше давления гидроразрыва пласта (авто-ГРП).

В целях обеспечения качественной гидравлической связи по трещинам между скважинами осуществляется контроль простирания созданных трещин ГРП геофизическими и гидродинамическими методами и на основе анализа полученных данных проводится коррекция последующих гидроразрывов.

Добывающие и нагнетательные скважины, формирующие ряды скважин, могут быть вертикальными, наклонно-направленными, горизонтальными.

Гидравлическую связность создают в рядах добывающих скважин, в рядах нагнетательных скважин, в рядах добывающих и нагнетательных скважин.

Технический результат - в итоге коэффициент извлечения нефти увеличивается за счет возрастания коэффициента охвата пласта воздействием на 10-20%.

Сущность изобретения поясняется чертежами, где:

На фиг.1 показан результат расчета на модели поля нефтенасыщенности между рядами из 5 добывающих (слева) и 5 нагнетательных (справа) скважин на третий год разработки. В модели пористость 0.2, начальная нефтенасыщенность 0.59, остаточная нефтенасыщенность - 0.28, проницаемость пласта 100 мД, проницаемость трещины 5Д. 1.1 - вариант без создания связанных трещин. Вариант 1.2 - трещинами связан ряд нагнетательных скважин. Вариант 1.3 - трещинами связаны добывающие скважины.

Вариант 1.4 - трещинами связаны ряды добывающих и нагнетательных скважин.

На фиг.2 показан темп отбора жидкости по вариантам 1.1, 1.2, 1.3, 1.4.

Способ осуществляется следующим образом:

Разработку нефтенасыщенных пластов осуществляют системой вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных скважин. По данным ГИС, сейсморазведки, структурно-тектонического анализа, информации об упруго-механических свойствах, подбором зенитных и азимутальных углов проводки скважин устанавливают преобладающее направление наличия и/или формирования трещин при проведении

ГРП в добывающих скважинах и ГРП, авто-ГРП в нагнетательных скважинах. Вдоль направления трещиноватости располагают одноименные (добывающие и нагнетательные) скважины. Расстояние между одноименными скважинами выбирают с расчетом обеспечения гидравлической связи скважин естественными трещинами или трещинами ГРП. Разработку залежи осуществляют с поддержанием пластового давления путем закачки рабочего агента (воды или газа) через нагнетательные скважины и отбора продукции через добывающие скважины. При этом за счет совершенной гидравлической связи между одноименными скважинами формируется однородный фронт поля высокого давления в системе нагнетательных скважин и в пространстве между ними и однородный фронт пониженного давления в системе добывающих скважин и в пространстве между ними. Однородный фронт высокого и низкого давления обеспечивают равномерность отбора нефти во всем пространстве между рядами одноименных скважин.

Примеры конкретного выполнения.

В качестве примера приведены данные по добыче нефти на модели пласта системой разработки из пяти добывающих и пяти нагнетательных скважин. Скважины в модели расположены без смещения. Известно, что при смещении скважин достигается более высокий эффект извлечения нефти.

Характеристики модели пласта:

Толщина пласта, м	10
Пористость	0.2
Нефтенасыщенность	0.59
Проницаемость пласта, мД	100
Проницаемость трещин, Д	5
Остаточная нефтенасыщенность	0.28
Остаточная водонасыщенность	0.41
Коэффициент вытеснения	0.525
Начальное пластовое давление, МПа	304
Вязкость нефти, сПа	0.87
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	850
Расстояние между скважинами, м	500

При расчете принято, что добывающие скважины выбывают из разработки при обводненности 98% и добыче нефти менее 0.5 т/сут.

Из результатов расчета следует (фиг.1.1 и фиг.2), что при отсутствии гидравлической связи по трещинам между одноименными скважинами срок разработки 16 лет, КИН=0.425. Коэффициент охвата равен 0.809. Остаточная подвижная нефть сосредоточена между добывающими скважинами. Отбор остаточных подвижных запасов возможен бурением боковых стволов, что снижает прибыльность проекта.

При создании сети трещин, соединяющих нагнетательные скважины (фиг.1.2 и фиг.2), срок разработки 13 лет, КИН=0.438. Коэффициент охвата 0.834. Остаточная нефтенасыщенность сосредоточена в районе добывающих скважин и отбор остаточных подвижных запасов требует проведения дополнительных мероприятий.

При создании сети трещин, соединяющих добывающие скважины (фиг.1.3 и фиг.2), срок разработки 7 лет, КИН=0.449. Коэффициент охвата 0.855.

Наиболее эффективна разработка при наличии трещин в рядах добывающих и нагнетательных скважин (фиг.1.4 и фиг.2). Срок разработки 5 лет, КИН=0.463. Коэффициент охвата 0.463. В этом случае достигается 88.2% отбора подвижных

запасов.

Таким образом, реализация предлагаемого способа позволяет получить эффект за счет более полного извлечения подвижных запасов и более двукратного сокращения срока разработки.

5

#### Формула изобретения

Способ разработки нефтяных залежей путем внутриконтурного воздействия на объект разработки через нагнетательные скважины путем закачки вытесняющего агента, включающий создание трещин гидроразрыва по всей совокупности добывающих и нагнетательных скважин, отбор флюида через добывающие скважины, закачку агента поддержания пластового давления через нагнетательные скважины, отличающийся тем, что проводят направленные гидроразрывы в одноименных скважинах, обеспечивающие эффективную гидравлическую связность между ними таким образом, что в процессе закачки в рядах нагнетательных скважин обеспечивают однородный фронт высокого давления, а в зоне отбора флюида через добывающие скважины - однородный фронт низкого давления.

10

15

20

25

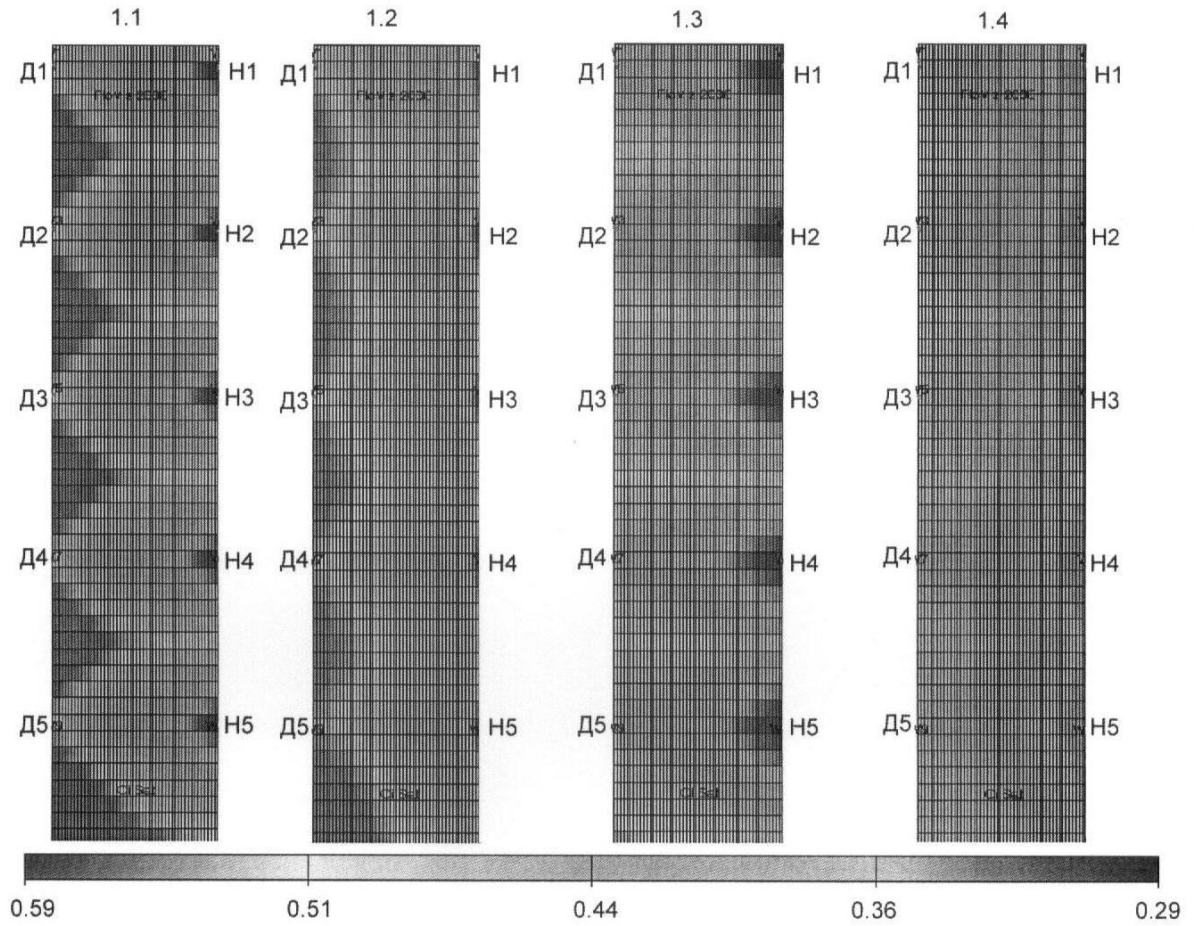
30

35

40

45

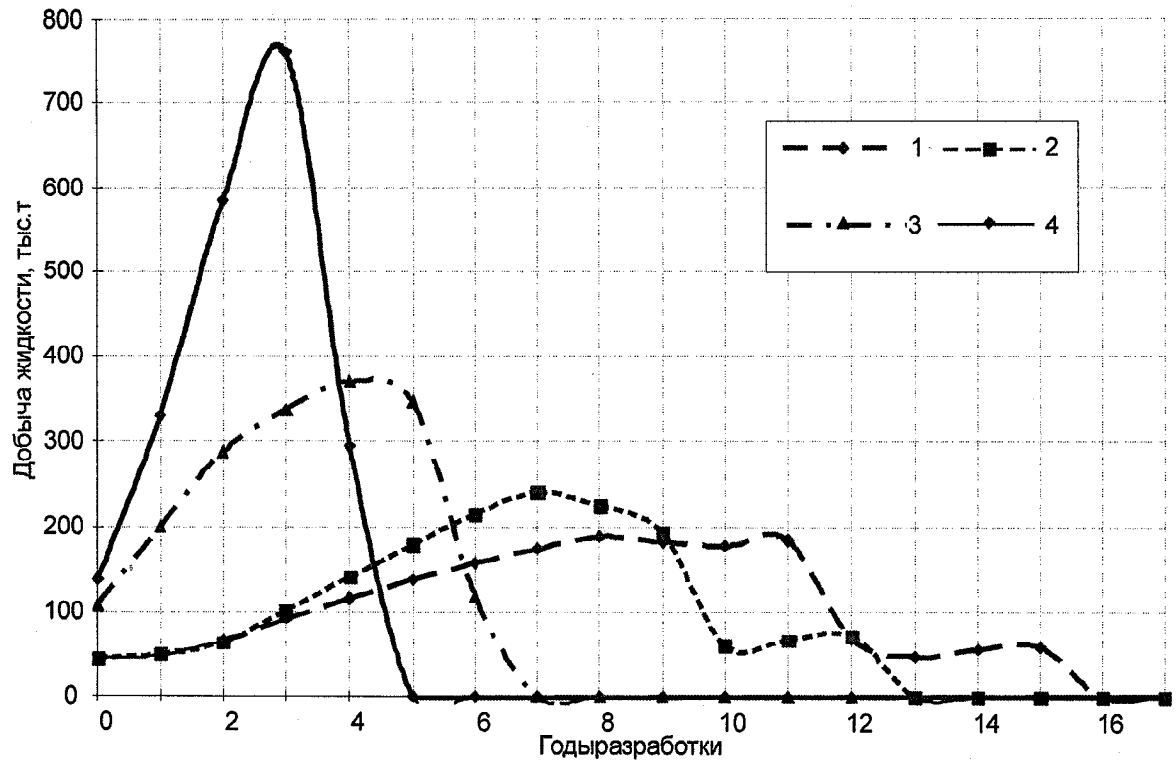
50



Текущая нефтенасыщенность на третий год разработки Д1-5 - добывающие скважины, Н1-5 - нагнетательные скважины.

Фиг.1





Добыча жидкости по вариантам разработки.

Фиг.2