

# РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2743478

### СПОСОБ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОГО ТУРОНСКОГО ГАЗА

Патентообладатель: *Открытое акционерное общество  
"Севернефтегазпром" (RU)*

Авторы: *Воробьев Владислав Викторович (RU), Дмитрук  
Владимир Владимирович (RU), Дубницкий Иван Романович  
(RU), Завьялов Сергей Александрович (RU), Касьяненко  
Андрей Александрович (RU), Красовский Александр  
Викторович (RU), Легай Алексей Александрович (RU),  
Медведев Александр Иванович (RU), Меньшиков Сергей  
Николаевич (RU), Миронов Евгений Петрович (RU)*

Заявка № 2020108285

Приоритет изобретения 26 февраля 2020 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 18 февраля 2021 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 26 февраля 2040 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

*E21B 43/267 (2020.08); E21B 43/11 (2020.08); C09K 8/60 (2020.08)*

(21)(22) Заявка: 2020108285, 26.02.2020

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
26.02.2020Дата регистрации:  
18.02.2021

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 26.02.2020

(45) Опубликовано: 18.02.2021 Бюл. № 5

Адрес для переписки:

629380, Ямало-Ненецкий автономный окр., г.  
Новый Уренгой, а/я 1130, ОАО  
"Севернефтегазпром"

(72) Автор(ы):

Воробьев Владислав Викторович (RU),  
Дмитрук Владимир Владимирович (RU),  
Дубницкий Иван Романович (RU),  
Завьялов Сергей Александрович (RU),  
Касьяненко Андрей Александрович (RU),  
Красовский Александр Викторович (RU),  
Легай Алексей Александрович (RU),  
Медведев Александр Иванович (RU),  
Меньшиков Сергей Николаевич (RU),  
Мионов Евгений Петрович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество  
"Севернефтегазпром" (RU)(56) Список документов, цитированных в отчете  
о поиске: RU 2362010 C1, 20.07.2009. RU  
2543004 C1, 27.02.2015. RU 2515776 C1,  
20.05.2014. RU 2211322 C2, 27.08.2003. RU  
2191254 C2, 20.10.2002. CA 2356081 A1,  
22.06.2000.

(54) СПОСОБ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОГО ТУРОНСКОГО ГАЗА

(57) Реферат:

Изобретение относится к газодобывающей промышленности, в частности к способам повышения производительности скважин с применением гидравлического разрыва пласта и может быть использовано при разработке трудноизвлекаемых газовых залежей, характеризующихся высокой неоднородностью и заглинизированностью. Технический результат - повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов газа за счет применения первичных жидкостей вскрытия пласта на углеводородной основе и проведения многостадийного ГРП с применением высоковязкого геля на основе углеводородов. По способу осуществляют бурение наклонно-направленной скважины с нисходящим профилем.

Спускают эксплуатационную колонну с последующей перфорацией либо хвостовик. При бурении скважину ориентируют по азимуту вдоль минимальных напряжений. Участки продуктивных пластов последовательно вскрывают, применяя буровой раствор на основе эмульсии смеси газойлей и воды в соотношении 7:1. Ствол скважины обсаживают эксплуатационной колонной. Производят перфорацию эксплуатационной колонны комбинированными зарядами. Осуществляют многостадийный гидроразрыв пласта с применением жидкости на основе дизельного топлива. При этом формируют систему параллельных трещин, направленных вдоль линий естественной трещиноватости. 4 ил.



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.  
*E21B 43/267* (2006.01)  
*E21B 43/11* (2006.01)  
*C09K 8/60* (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

*E21B 43/267 (2020.08); E21B 43/11 (2020.08); C09K 8/60 (2020.08)*(21)(22) Application: **2020108285, 26.02.2020**(24) Effective date for property rights:  
**26.02.2020**Registration date:  
**18.02.2021**

Priority:

(22) Date of filing: **26.02.2020**(45) Date of publication: **18.02.2021 Bull. № 5**

Mail address:

**629380, Yamalo-Nenetskiy avtonomnyj okr., g.  
Novyj Urengoj, a/ya 1130, OAO  
"Severneftegazprom"**

(72) Inventor(s):

**Vorobev Vladislav Viktorovich (RU),  
Dmitruk Vladimir Vladimirovich (RU),  
Dubnitskiy Ivan Romanovich (RU),  
Zavyalov Sergej Aleksandrovich (RU),  
Kasyanenko Andrej Aleksandrovich (RU),  
Krasovskij Aleksandr Viktorovich (RU),  
Legaj Aleksej Aleksandrovich (RU),  
Medvedev Aleksandr Ivanovich (RU),  
Menshikov Sergej Nikolaevich (RU),  
Mironov Evgenij Petrovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo  
"Severneftegazprom" (RU)**(54) **DIFFICULT TURONIAN GAS PRODUCTION METHOD**

(57) Abstract:

FIELD: gas production industry.

SUBSTANCE: invention relates to the gas production industry, in particular to methods of increasing the productivity of wells using hydraulic fracturing and can be used in the development of hard-to-recover gas deposits characterized by high heterogeneity and clay content. The method involves drilling a directional well with a descending profile. The production casing is lowered with subsequent perforation or liner. During drilling, the well is oriented in azimuth along the minimum stresses. Areas of productive formations are sequentially opened using a drilling mud based on an emulsion of a mixture of gas

oil and water in a ratio of 7: 1. The wellbore is cased with a production string. Production casing is perforated with combined charges. Multi-stage hydraulic fracturing is carried out using a liquid based on diesel fuel. In this case, a system of parallel fractures directed along the lines of natural fracturing is formed.

EFFECT: invention increases efficiency of developing hard-to-recover gas reserves due to use of hydrocarbon-based primary drilling fluids and multi-stage hydraulic fracturing using high-viscosity hydrocarbon-based gel.

1 cl, 4 dwg

Изобретение относится к газодобывающей промышленности, в частности к способам повышения производительности скважин с применением гидравлического разрыва пласта и может быть использовано при разработке трудноизвлекаемых газовых залежей, характеризующихся высокой неоднородностью и заглинизированностью.

5 Известны способы разработки нефтегазовых, в том числе, основанные на ориентированном бурении стволов скважин, с применением многократного гидроразрыва пласта, основанные на создании гидродинамически связанной системы поглощающих и добывающих скважин [RU 2528308 C1, RU 2528309 C1, RU 2528757 C1, RU 2515776 C1, RU 2613713 C1].

10 Общим недостатком указанных способов, особенно для гидрофильных коллекторов, является необходимость закачки воды в продуктивные горизонты, для обеспечения притока пластового флюида к добывающим скважинам.

Еще одним недостатком известных способов является то, что избыточный объем закачиваемой рабочей жидкости при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП), ухудшает естественные фильтрационные свойства пород в призабойной зоне пласта, снижает проводимость трещин и вызывает осложнения при освоении скважины после ГРП, а также при дальнейшей разработке трудноизвлекаемых газовых залежей.

Известен способ добычи нефти или газа в нефтяном и/или газовом месторождении, включающий использование трубы для добычи с расположенной ниже дренажной трубой, используют дренажную трубу, разделенную на секции с по меньшей мере одним устройством ограничения притока, которое ограничивает приток или закачку жидкости в скважину и управляет поступлением нефти и газа из месторождения в дренажную трубу на основе рассчитанного падения давления из-за трения вдоль дренажной трубы, расчетного профиля производительности месторождения и расчетного притока газа или воды [RU 2126882 C1, E21B 43/00 (1995.01), E21B 43/08 (1995.01), опубл. 27.02.1999].

Недостатком известного способа является отсутствие создания гидродинамически связанной системы трещин в низкопроницаемом коллекторе с целью увеличения зоны дренирования и повышения производительности скважин, вскрывающих низкопроницаемые газовые коллектора.

30 Известен способ улучшения гидродинамической связи скважины с продуктивным пластом, включающий кислотный гидравлический разрыв пласта (ГРП), путем установки пакера над кровлей перфорированного продуктивного пласта, закачки в подпакерную зону жидкости гидроразрыва, создания в подпакерной зоне давления гидроразрыва и продавки в образовавшуюся трещину жидкости гидроразрыва, после кислотного ГРП производят повторный ГРП в два этапа, причем на первом этапе образовавшуюся вследствие кислотного ГРП трещину закрепляют закачкой жидкости гидроразрыва с пропантом в расчетном количестве, достаточном для изменения горизонтальных напряжений в карбонатном пласте и перпендикулярного направления второй трещины, образующейся при проведении второго этапа кислотного ГРП относительно первой трещины, причем после проведения первого этапа повторного ГРП проводят обработку скважины на излив через штуцеры в возрастающей последовательности их диаметров, при этом на первом этапе ГРП в качестве жидкости гидроразрыва используют гель, а на втором - кислотный состав [RU 2462590 C1, E21B 43/26 (2006.01), опубл. 27.09.2012].

Недостатком данного способа является ограничение применения способа 45 исключительно в карбонатных породах.

Известен способ кислотного продольно-щелевого гидравлического разрыва низкопроницаемого терригенного коллектора, при котором во внутреннюю полость эксплуатационной колонны спускают гидромеханический щелевой перфоратор,

прорезают с помощью вертикально перемещающихся дисков-фрез гидромеханического щелевого перфоратора стенки эксплуатационной колонны с образованием двух продольных щелей, расположенных напротив друг друга на разных высотных отметках, в интервале от подошвы до кровли продуктивного пласта, закачивают через гидромониторные насадки гидромеханического щелевого перфоратора технологическую жидкость на углеводородной основе и промывают через продольные щели в эксплуатационной колонне посредством технологической жидкости на углеводородной основе, истекающей под давлением, величиной, не превышающей давление гидроразрыва пласта, с образованием фильтрационных каналов в цементном камне за эксплуатационной колонной и окружающей горной породе призабойной зоны пласта, проходящих в глубину продуктивного пласта, после образования фильтрационных каналов из скважины извлекают гидромеханический щелевой перфоратор и в скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают подземное внутрискважинное оборудование, состоящее из пакера высокого давления и циркуляционного клапана, далее запакеруют пакер над кровлей продуктивного пласта и промывают фильтрационные каналы соляной кислотой 12%-ной концентрации с продавливанием в глубину продуктивного пласта технологической жидкости на углеводородной основе, ранее закачанной в скважину, после этого заполняют подпакерное пространство скважины загущенной глинокислотой, состоящей из соляной кислоты 12%-ной концентрации, фтористоводородной кислоты 3%-ной концентрации и загустителя - карбоксиметилцеллюлозы, продавливают ее в глубину пласта в качестве жидкости разрыва и расклинивающего материала с образованием трещины разрыва, затем после завершения кислотного гидравлического разрыва и закрепления трещины разрыва промывают трещину разрыва соляной кислотой 12%-ной концентрации с разрушением загустителя - карбоксиметилцеллюлозы, далее промывают надпакерное пространство скважины созданием циркуляции в затрубном и трубном пространствах с помощью циркуляционного клапана и осуществляют вызов притока из продуктивного пласта методом снижения противодавления, и после освоения скважину вводят в эксплуатацию с оставлением в скважине спущенного в процессе гидравлического разрыва подземного внутрискважинного оборудования [RU 2543004 C1, E21B 43/27 (2006.01), опубл. 27.02.2015].

Недостатком данного способа является недостаточная площадь и глубина вскрытия продуктивного пласта, набухание глин, содержащихся в заглинизированных низкопроницаемых терригенных отложениях продуктивного пласта, большая продолжительность удаления расклинивающего материала.

Известен способ разработки многократным гидроразрывом низкопроницаемого нефтяного пласта, включающий проектирование и бурение горизонтальных скважин в пласте, ранее вскрытом вертикальными и/или наклонно-направленными скважинами, проведение в горизонтальных скважинах многократного гидравлического разрыва пласта и последующий отбор продукции, по геофизическим исследованиям в вертикальных и/или наклонно-направленных скважинах выявляют неоднородный по проницаемости нефтенасыщенный пласт, проницаемость которого меняется по толщине не менее чем в десять раз, при этом средняя проницаемость пласта по объему не превышает 2 мД, а каждый прослой неколлектора в пласте не превышает толщины в 2 м, в наиболее проницаемом прослое толщиной не менее 1 м проектируют и бурят горизонтальную скважину, при этом проводку горизонтального ствола осуществляют с использованием наддолотного модуля и измерением геофизических параметров в процессе бурения, по которым осуществляют корректировку траектории ствола с целью

его проводки по наиболее проницаемому участку, компоновку горизонтального ствола выполняют с возможностью проведения многократного гидравлического разрыва пласта с количеством ступеней от 5 до 30 и расстоянием между ступенями от 10 до 50 м [RU 2549942 C1, E21B 43/26 (2006.01), опубл. 10.05.2015].

5 Применение известного способа позволяет решить задачу повышения коэффициента охвата и увеличения нефтеотдачи нефтяного пласта и не подходит для условий подземной газодинамики.

Известен способ освоения и разработки многопластового месторождения с низкими фильтрационно-емкостными коллекторами, включающий бурение наклонно-  
10 направленной скважины с восходящим окончанием ствола, спуск эксплуатационной колонны либо хвостовика, оборудование восходящего участка эксплуатационной колонны фильтром, изоляцию «глухой» части обсадной колонны от фильтровой пакерующим устройством с муфтой ступенчатого цементирования, в газовой скважине вскрытие участков продуктивных пластов производят с заданным зенитным углом,  
15 применяя буровой раствор на основе эмульсии смеси газойлей и воды, сначала по нисходящей, а затем по восходящей траектории, достигают тем самым максимальную протяженность вскрытия продуктивного горизонта и скорость газового потока, ствол скважины обсаживают эксплуатационной колонной, оборудованной фильтром в нисходящем и восходящем участке ствола скважины, формируют в нижней части ствола  
20 скважины зону аккумуляции пластовой жидкости, в которую спускают лифтовую колонну насосно-компрессорных труб и осуществляют совместную эксплуатацию продуктивных горизонтов, обеспечивая вынос жидкости за счет скорости газового потока, поступающего из продуктивных пластов [RU 2560763 C1, E21B 43/00 (2006.01), опубл. 20.08.2015]. Применение известного способа повышает эффективность разработки  
25 трудноизвлекаемых запасов газа на месторождениях, залежи которых представлены неконсолидированными, заглинизированными коллекторами с высокой остаточной водонасыщенностью и низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Недостатком данного способа является сложность геологического сопровождения при строительстве скважин, повышенные риски недоспуска и деформации хвостовика  
30 при спуске, повышенная сложность при проведении промыслово-геофизических исследований (риск недохода до забоя скважины), образования гидрозатвора на точке перегиба траектории скважины, усложнение технологии ремонта в случае необходимости проведения работ в восходящей части ствола.

Известен способ многократного гидравлического разрыва пласта в горизонтальном  
35 стволе скважины, включающий определение направления естественной трещиноватости породы и ее максимального главного напряжения, в горизонтальном стволе скважины изоляцию интервала разрыва, проведение гидроразрыва в изолированном интервале, крепление трещины разрыва, горизонтальную скважину с длиной горизонтальной части не менее 200 м выбирают, либо бурят в направлении, являющемся биссектрисой  
40 меньшего угла между вектором естественной трещиноватости и вектором максимального главного напряжения породы, при превышении длины  $L_n$  каждого интервала вдоль ствола скважины более 50 м на нем проводят  $N=L_n/100$  ступеней гидроразрыва пласта, где  $N$  округляют до целого числа, первоначально ступень гидроразрыва пласта проводят на интервале с наименьшей проницаемостью, жидкость  
45 гидроразрыва закачивают с расходом 1-3 м<sup>3</sup>/мин, в качестве которой используют последовательно шитый гель и линейный гель в соотношении 2:1 соответственно, а продавку жидкости с пропантом осуществляют технологической жидкостью с

плотностью, равной плотности пластовой воды данного пласта, при этом трещины многократного гидравлического разрыва пласта в каждом из интервалов крепят такими фракциями пропанта, которые выбирают из условия обеспечения равенства продолжительности выработки отдельных интервалов пласта с различной  
5 проницаемостью [RU 2515651 C1, E21B 43/267 (2006.01), опубл. 20.05.2014]. Отличия известного способа от предлагаемого заключаются в следующем: способ применим для скважин, оснащенных хвостовиками с фильтровыми секциями и заколонными пакерами.

Недостатком известного способа является меньшая вариативность при выборе  
10 интервала для проведения ГРП, а так же высокие технологические риски заклинки пакеров остатками пропанта в стволе скважины.

Известен способ многократного гидравлического разрыва горизонтального ствола скважины, включающий формирование трещин последовательно в различных интервалах продуктивного пласта, вскрытого горизонтальным стволом скважины,  
15 путем установки пакера, подачи жидкости гидроразрыва через фильтр, установленный в каждой из соответствующих каждому из этих интервалов частей горизонтального ствола с изоляцией остальных его частей, установку пакера осуществляют в вертикальном стволе скважины, первоначально гидроразрыв осуществляют в интервале пласта с наибольшей проницаемостью подачей жидкости - носителя с пропантом с  
20 установкой «головы» пропантовой пробки, перекрывающей соответствующий участок горизонтального ствола, между фильтрами, с указанной изоляцией путем формирования полимерной корки на соответствующих фильтрах, повторяют указанную операцию на каждом из остальных интервалов последовательно по степени снижения их проницаемости с предварительным удалением корки с соответствующего этому  
25 интервалу фильтра [RU 2362010 C1, E21B 43/267 (2006.01), C09K 8/90 (2006.01), опубл. 20.07.2009].

Недостатком известного способа является исключение неоднородности залежи, что приводит к низкой газоотдаче трудноизвлекаемых газовых залежей после проведения ГРП. Еще одним недостатком известного способа является меньшая вариативность  
30 при выборе интервала для проведения ГРП, а также закачка значительного объема жидкости на водной основе при намывке пропантной пробки и полимерной корки.

Все указанные способы применимы только для коллекторов с высокой проницаемостью насыщенных газом пластов и пластов с низким содержанием глин и не склонных к набуханию. Сосредоточенные в туронских залежах запасы газа являются  
35 трудноизвлекаемыми, притоки газа незначительны, в связи с низкой проницаемостью насыщенных газом горных пород. Разработка туронских газовых залежей с использованием традиционных способов ГРП нецелесообразна по следующим причинам:

- 1) повреждение проводимости трудноизвлекаемой залежи полимерной жидкостью при проведении ГРП;
- 40 2) потеря ширины трещины вследствие вдавливания пропанта в горную породу;
- 3) не достижение расчетной продуктивности скважин;
- 4) риск неразложения геля ввиду низкой температуры пласта.

Технической проблемой, на решение которой направлен предлагаемый способ является повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов газа на  
45 месторождениях, залежи которых представлены неконсолидированными, заглинизированными коллекторами с высокой остаточной водонасыщенностью и низкими фильтрационно-емкостными свойствами, а также включающих в свой состав глинистых минералов, обладающих способностью к сильному набуханию благодаря

своему строению и имеющих ярко выраженные сорбционные свойства.

Техническим результатом, на достижение которого направлено предлагаемое изобретение является повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов газа на месторождениях, за счет применения первичных жидкостей вскрытия пласта на углеводородной основе и проведения многостадийного ГРП с применением высоковязкого геля на основе углеводов (дизельного топлива) для исключения взаимодействия между жидкостью ГРП и глинами, с целью понижения риска разбухания глинизированных пропластков туронской газовой залежи и, следовательно, снижения риска критического уменьшения проводимости пород, окружающих трещину ГРП.

Указанный технический результат достигается способом добычи трудноизвлекаемого туронского газа, который включает бурение наклонно-направленной скважины с нисходящим профилем, спуск эксплуатационной колонны с последующей перфорацией, либо хвостовика, новым является то, что при бурении скважину ориентируют по азимуту вдоль минимальных напряжений, участки продуктивных пластов последовательно вскрывают, применяя буровой раствор на основе эмульсии смеси газойлей и воды в соотношении 7:1, ствол скважины обсаживают эксплуатационной колонной, производят перфорацию эксплуатационной колонны комбинированными зарядами, осуществляют многостадийный гидроразрыв пласта с применением жидкости на основе дизельного топлива, при этом формируют систему параллельных трещин, направленных вдоль линий естественной трещиноватости.

Ключевым отличием применения заявляемого способа, при вскрытии неконсолидированных газовых коллекторов, является формирование системы параллельных трещин, направленных вдоль линий естественной трещиноватости (вдоль вектора максимальных напряжений), обеспечение максимальной протяженности вскрытия продуктивного горизонта и увеличение площади фильтрации пластового флюида в скважину, увеличение контура питания скважины, формирование в нижней части ствола условий, способствующих снижению аккумуляции пластовой жидкости и ее оптимального выноса на дневную поверхность, а так же полное исключение контакта заглинизированных пород с технологическими растворами на водной основе в связи с применением жидкости на основе дизельного топлива, и исключение их набухания.

Сущность заявляемого способа поясняется нижеследующими фигурами и описанием.

На фиг. 1 схематично представлена конструкция скважины.

На фиг. 2 представлена схема реализации заявленного изобретения при проведении 4-х стадийного ГРП.

На фиг. 3, фиг. 4 представлены модели трещин ГРП, выполненных на симуляторе гидроразрыва.

На фиг. 1 и фиг. 2 позициями обозначены следующие элементы:

1 - направление;

2 - кондуктор;

3 - эксплуатационная колонна;

4 - башмак;

5 - колонна насосно-компрессорных труб;

6 - зона аккумуляции пластовой жидкости;

7 - фонтанная арматура;

8, 12 - трещины;

9 - мостовая пробка 9;

10 - участок перфорации 10;

11 - пакер.

Конструкция скважины (фиг. 1) включает в себя направление 1, кондуктор 2, эксплуатационную колонну 3. Башмак 4 колонны насосно-компрессорных труб (далее - НКТ) 5 установлен в нижней части ствола скважины - зоне аккумуляции пластовой жидкости 6. По НКТ 5 через фонтанную арматуру 7 газ поступает в кустовой газосборный коллектор (на фиг. не показано).

Способ реализуется следующим образом.

Магнитный азимут скважины при проводке скважины на горизонт  $T_{1-2}$  выбран с учетом направления вектора минимальных напряжений геологических стрессов (вдоль). При бурении, перед разбуриванием «башмака» кондуктора 2 производят перевод скважины на эмульсионный буровой раствор на углеводородной основе, а именно, на основе эмульсии смеси газойлей и воды в соотношении 7:1. Объемное соотношение составляющих компонентов и реагентов бурового раствора, определяют исходя из требуемых технологических параметров промывочной жидкости в конкретных геологических условиях, и выбранной углеводородной основы (дизельное топливо, минеральное масло и т.п.). Данный тип раствора обладает низким показателем фильтрации, поэтому фильтрат раствора практически не проникает в пласт и не снижает его фильтрационно-емкостные свойства, но при этом обеспечивает максимальный коэффициент восстановления проницаемости. По результатам лабораторных исследований указанного бурового раствора, с применением кернового материала из туронских отложений Южно-Русского НГКМ, коэффициент восстановления проницаемости колебался в пределах 0,92-0,94, даже в образцах со значительным содержанием глинистой составляющей.

Пример реализации заявляемого способа.

Секцию под эксплуатационную колонну 3 (фиг. 2) бурят долотом диаметром 220,7 мм. Вход в пласт  $T_{1-2}$  производят с зенитным углом  $80,24^\circ$  для наиболее продолжительной проходки по газоносному горизонту. Далее, при достижении угла  $87^\circ$  бурят участок стабилизации, вскрывающий плотные глинистые перемиčky, разделяющие пласт  $T_{1-2}$ , ствол по субгоризонтальной траектории проходит через пропластки горизонта  $T_{1-2}$ ; окончательный забой - 1450 м (низ пласта  $T_{1-2}$ ), при зенитном угле  $87^\circ$ . Таким образом, проходка по продуктивному пласту  $T_{1-2}$  составляет 500 м, что является оптимальной протяженностью участка продуктивного горизонта для проведения 4-х стадийного ГРП. Ствол скважины обсаживают эксплуатационной колонной 3 диаметром 168 мм. Эксплуатационную колонну 3 цементируют в одну ступень, до устья. После затвердевания цементного камня и испытания эксплуатационной колонны 3 на герметичность, в несколько стадий производят комплекс работ по перфорации и ГРП, результатом которых является формирование 4-х трещин 8 в горной породе, параллельных друг другу, и перпендикулярных стволу скважины.

В данном случае, количество трещин (стадий) ГРП приведено в качестве примера, т.к. описываемая технология практически не ограничивает количество стадий ГРП в одной скважине. В описываемой скважине, в качестве оптимального технического решения, было принято создание 4-х стадий, на расстоянии 100-120 м между ними. Планируемое количество стадий ГРП в каждой отдельной скважине необходимо выбирать исходя из фактических геолого-технических условий, таких как вертикальная и латеральная неоднородность продуктивного пласта, длина ствола в продуктивном горизонте, и механические свойства пород, слагающих продуктивный пласт. Для

получения наиболее представительных исходных данных целесообразно проведение геомеханического моделирования.

Для расчета модели развития и геометрии трещины ГРП была построена геомеханическая и литологическая модель разреза туронской залежи, которая была скорректирована по данным ГИС, исследованиям керна и анализу ГРП на пилотной скважине. Модель для симулятора трещины ГРП включает геомеханические параметры: напряжение, модуль Юнга, коэффициент Пуассона и параметры коллектора: проницаемость, пористость и пластовое давление.

Для расчета геомеханических параметров использовались данные широкополосного акустического и плотностного каротажа. Методика расчета реализована в программном продукте симулятора ГРП. В результате, получены модули Юнга для коллектора Т1-Т3 песчаник  $2.60E+04$  бар, плотной породы -  $3.40E+04$  бар, глины  $5.10E+04$  бар; коэффициент Пуассона для коллектора Т1-Т3 песчаник 0.2, плотной породы - 0.2, глины 0.3. Корректность рассчитанных значений геомеханических параметров была подтверждена анализом ГИС на соседних скважинах (на пилотной скважине). Модуль Юнга для глинистых пород составляет  $5.5 E+04$  бар; для пород-коллекторов  $3.5 E+04$  бар.

Далее производят спуск НКТ 5, с установкой башмака 4 в нижней точке ствола. Вызов притока осуществляют компрессированием, при помощи колтюбинговой установки (не показано).

Последовательность работ по перфорации и ГРП заключается в спуске и установке мостовой пробки 9 ниже участка перфорации 10. Производят перфорацию комбинированными зарядами (на фиг. 2 не обозначено). Далее над интервалом перфорации, на подвеске НКТ 5, устанавливают пакер 11 и производят гидравлический разрыв пласта, при помощи жидкости ГРП на дизельной основе, при этом, в горных породах образуется трещина 12, перпендикулярная направлению ствола скважины. В рассматриваемой скважине при составлении дизайна ГРП была принята закрепленная полудлина трещины 50-55 м, и закрепленная ширина трещины 4,2-4,9 мм. Средняя проводимость трещины - 1470-1511 мД м.

Благодаря углеводородной основе жидкости ГРП, горные породы, слагающие продуктивный пласт, не вступают с ней в реакцию, не набухают и не теряют своих добычных свойств. Производят подъем пакера 11. Вышеизложенные операции повторяют 4 раза. Затем производят разбуривание мостовых пробок 9 и вымыв оставшегося в скважине после ГРП проппанта.

При проведении МГРП на туронскую залежь выполнялся комплекс микросейсмических исследований, включая поверхностный и скважинный мониторинг. Основной целью данного исследования являлось определение геометрии создаваемых трещин, а также сопоставление фактических наблюдаемых результатов ГРП с модельными.

Использовался метод лоцирования микросейсмических событий по первым вступлениям продольной и поперечной волны. Скоростная модель была построена по данным кросс-дипольного акустического каротажа, проведенного в наблюдательной скважине.

По результатам проведения скважинного микросейсмического мониторинга ГРП было показано, что главный азимут распространения трещин ГРП равен 134. Для целей многостадийного ГРП и создания нескольких параллельных трещин оптимальным является азимут бурения горизонтального ствола  $225-229^\circ$ . На 1-й стадии ГРП наблюдалось распространение трещины ГРП вдоль разлома, пересекающего ствол

скважины, который оказал влияние на положение точки инициации и азимут первой трещины, на стадиях 2-4 было отмечено преимущественное распространение трещин перпендикулярно горизонтальному стволу скважины, с незначительной асимметрией. Максимальные размеры трещин составили 75 м в длину, 82 м в высоту, что подтверждает параметры моделей трещин ГРП, выполненных на симуляторе гидроразрыва (фиг. 3 и фиг. 4).

Для туронских коллекторов характерны низкие фильтрационно-емкостные свойства, высокая остаточная водонасыщенность, вследствие чего при эксплуатации скважин на забое скапливается конденсационная жидкость, а так же высокое содержание глинистых пропластков, склонных к набуханию при контакте с водой.

Предлагаемый способ добычи обеспечивает увеличение продуктивности и максимально возможный вынос скапливающейся в процессе эксплуатации жидкости. Газ из горизонта Т1-2, фильтруется в трещины, откуда поступает в ствол скважины. Здесь, за счет увеличения суммарного дебита обеспечиваются достаточные скорости газового потока для выноса скапливающейся жидкости в процессе эксплуатации. Далее, по НКТ 5 через фонтанную арматуру 7 газ поступает в кустовой газосборный коллектор, где происходит смешивание потоков газа из туронских и сеноманских скважин Южно-Русского нефтегазового месторождения.

Таким образом, за счет увеличения площади фильтрации газа из пласта через трещины, достигается увеличение дебита, а, следовательно, и скорость газового потока, обеспечивается вынос пластовой жидкости из зоны аккумуляции б в процессе эксплуатации, что позволит избежать снижения продуктивности таких скважин и уменьшить необходимость их продувки.

Использование данного способа добычи трудноизвлекаемого туронского газа из пород, представленных неконсолидированными заглинизированными коллекторами с высокой остаточной водонасыщенностью и низкими фильтрационно-емкостными свойствами, позволяет получить ряд преимуществ:

1. Применение бурового раствора на углеводородной основе для первичного вскрытия пласта позволяет свести к минимуму воздействие на продуктивную призабойную зону пласта в процессе бурения скважин, что обеспечивает сохранение первичных параметров пласта, отличающегося и так низкими фильтрационно-емкостными свойствами.
2. Применение жидкостей ГРП на углеводородной основе предохраняет глинизированные пропластки в призабойной зоне пласта от набухания, при закачке большого количества жидкости ГРП, облегчает процесс очистки скважины при освоении.
3. Выбор направления проводки ствола скважины вдоль вектора минимальных геологических стрессов позволяет создать систему параллельных трещин, многократно увеличивающих площадь фильтрации газа из пласта в скважину.
4. Формирование нескольких трещин обеспечивает более полное и качественное вскрытие пласта, за счет вовлечения в работу участков пласта, находящихся в отдалении от ствола скважины.
5. Увеличение дебита позволяет увеличить скорость газового потока до величины, необходимой для выноса скапливающейся в процессе эксплуатации конденсационной жидкости.

#### (57) Формула изобретения

Способ добычи трудноизвлекаемого туронского газа, включающий бурение наклонно-направленной скважины с нисходящим профилем, спуск эксплуатационной

колонны с последующей перфорацией либо хвостовика, отличающийся тем, что при бурении скважину ориентируют по азимуту вдоль минимальных напряжений, участки продуктивных пластов последовательно вскрывают, применяя буровой раствор на основе эмульсии смеси газойлей и воды в соотношении 7:1, ствол скважины обсаживают эксплуатационной колонной, производят перфорацию эксплуатационной колонны комбинированными зарядами, осуществляют многостадийный гидроразрыв пласта с применением жидкости на основе дизельного топлива, при этом формируют систему параллельных трещин, направленных вдоль линий естественной трещиноватости, таким образом, что обеспечивают увеличение фильтрации газа из пласта в скважину до скорости газового потока в скважине, обеспечивающей вынос скапливающейся в процессе добычи конденсационной жидкости.

15

20

25

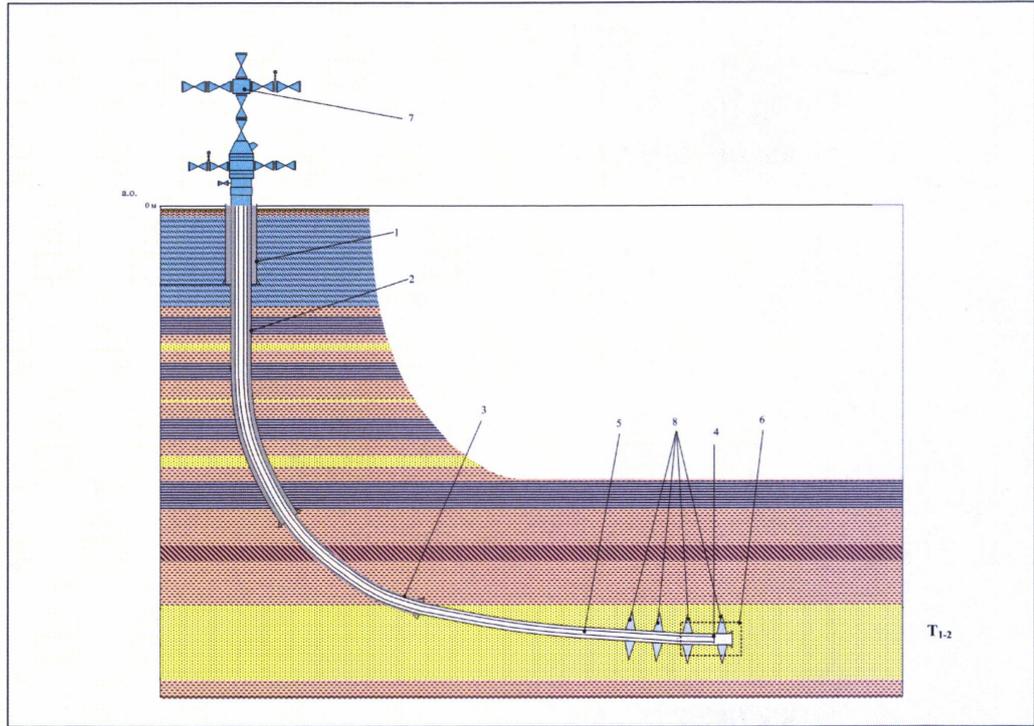
30

35

40

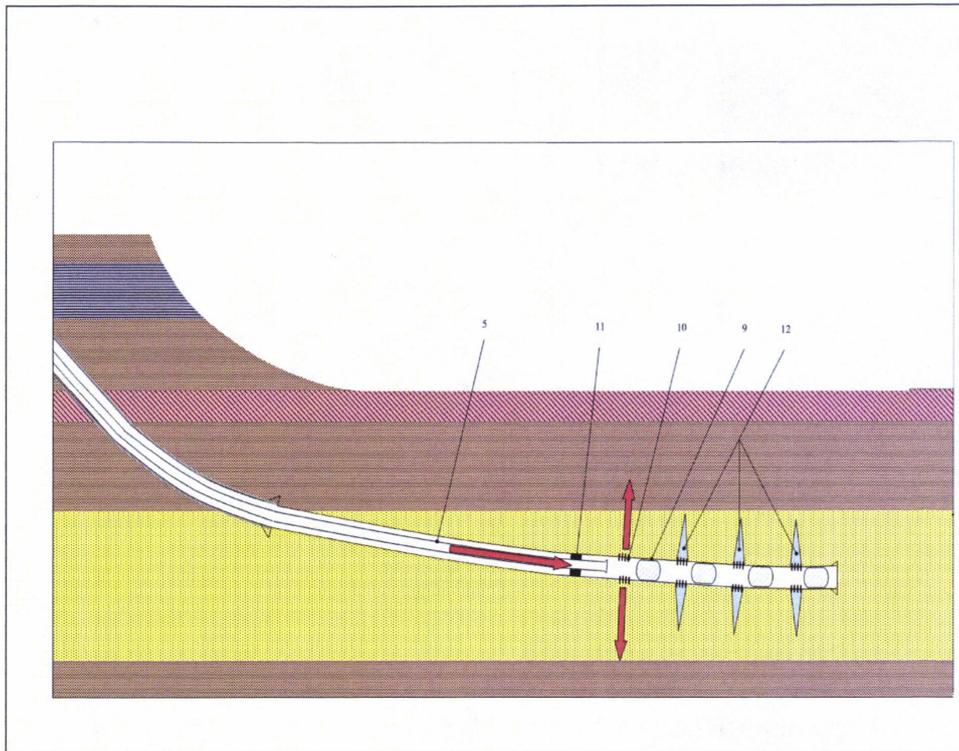
45

1

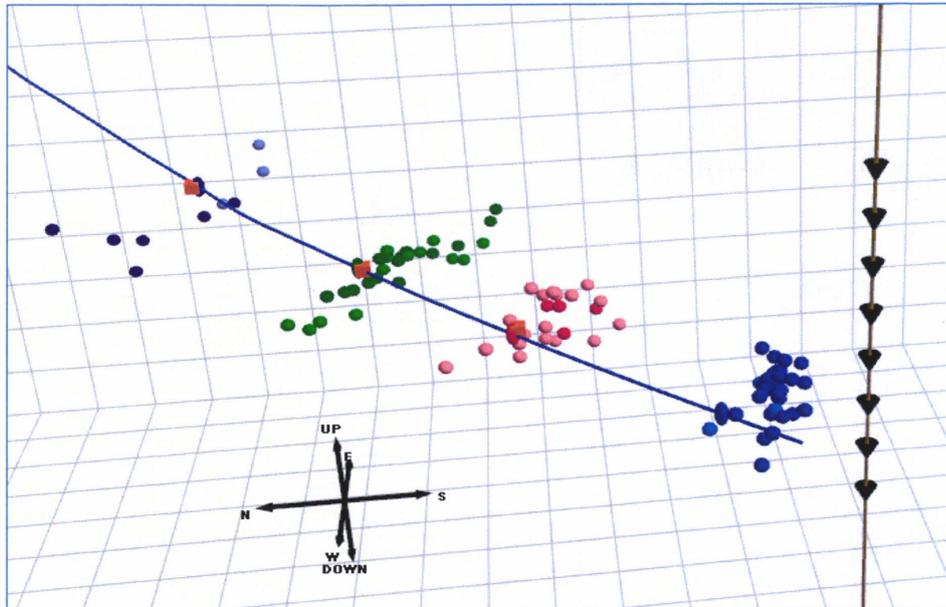


Фиг. 1

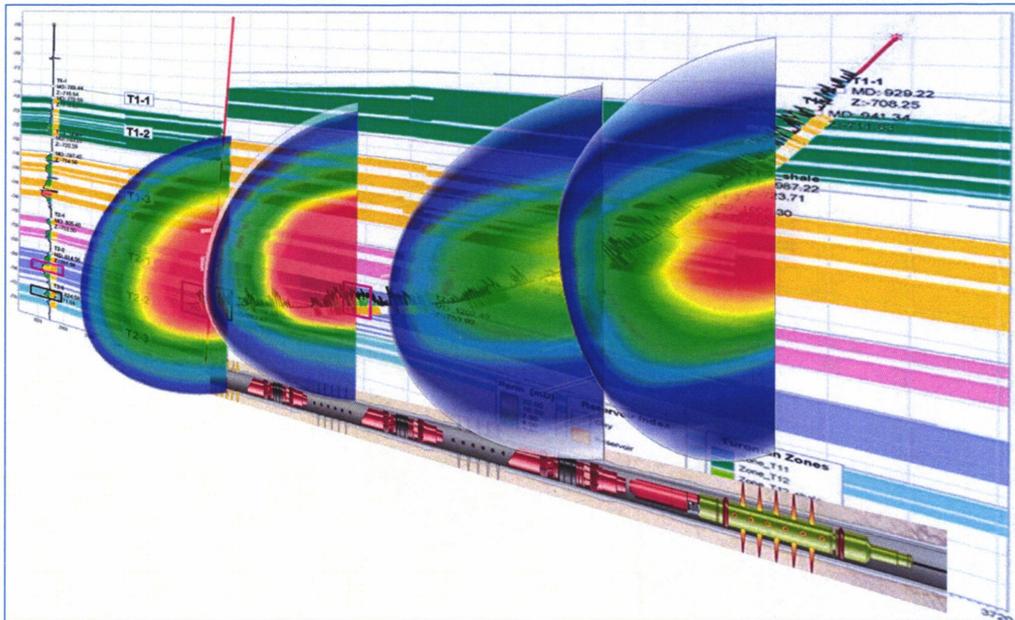
2



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4