



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2013137165/03, 07.08.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
07.08.2013

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 07.08.2013

(45) Опубликовано: 10.10.2014 Бюл. № 28

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2018640 C1, 30.08.1994. RU 2211311 C2, 27.08.2003. RU 2081306 C1, 10.06.1997. RU 2079639 C1, 20.05.1997. RU 2109131 C1, 20.04.1998. RU 2260681 C2, 20.09.2005. UZ 2951 C, 30.12.2005. US 4445574 A, 01.05.1984

Адрес для переписки:

117997, Москва, ГСП-7, ул. Наметкина, 16, ОАО  
"Газпром", Департамент перспективного  
развития

(72) Автор(ы):

Калинкин Александр Вячеславович (RU),  
Алексеев Денис Леонидович (RU),  
Урумян Антон Альбертович (RU),  
Игнатъев Артем Викторович (RU),  
Кучеров Георгий Геннадьевич (RU),  
Бургрий Оксана Евстахиевна (RU),  
Габуния Георгий Борисович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество "Газпром"  
(RU)

## (54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВАРИАНТЫ)

(57) Реферат:

Группа изобретений относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к способам разработки многофазных углеводородных залежей с отсутствием непроницаемых экранов между нефте- и газонасыщенными зонами пласта. Обеспечивает повышение темпов разработки и углеводородоотдачи нефтегазоконденсатного месторождения. Сущность изобретений: способ включает ввод в эксплуатацию газо- и нефтенасыщенной зон продуктивной залежи с помощью соответственно газовых и нефтяных добывающих скважин, имеющих горизонтальные участки стволов, с опережающим вводом в разработку нефтенасыщенной зоны и последующей синхронизацией выработки запасов

нефти и газа при поддержании превышения пластового давления в газонасыщенной зоне над нефтенасыщенной зоной на величину 3-5%. Для этого регулируют темп отбора газа. При этом при увеличении разницы пластового давления между газо- и нефтенасыщенными зонами повышают темп отбора газа из газонасыщенной зоны, а при уменьшении разницы пластового давления понижают темп отбора газа из газонасыщенной зоны, вплоть до временного прекращения отборов. Отбор газа ведут с преимущественным его извлечением из примыкающей к газонефтяному контакту части газонасыщенной зоны. 2 н. и 8 з.п. ф-лы, 3 ил., 1 пр.

RU 2 530 031 C1

RU 2 530 031 C1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2013137165/03, 07.08.2013**(24) Effective date for property rights:  
**07.08.2013**

Priority:

(22) Date of filing: **07.08.2013**(45) Date of publication: **10.10.2014** Bull. № 28

Mail address:

**117997, Moskva, GSP-7, ul. Nametkina, 16, OAO  
"Gazprom", Departament perspektivnogo razvitiya**

(72) Inventor(s):

**Kalinkin Aleksandr Vjacheslavovich (RU),  
Alekseev Denis Leonidovich (RU),  
Urumjan Anton Al'bertovich (RU),  
Ignat'ev Artem Viktorovich (RU),  
Kucherov Georgij Gennad'evich (RU),  
Bugrij Oksana Evstakhievna (RU),  
Gabunija Georgij Borisovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo "Gazprom"  
(RU)**(54) **METHOD OF OIL AND GAS CONDENSATE FIELD DEVELOPMENT (VERSIONS)**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: method includes introduction into service of gas and oil saturated areas in the productive pool by means of the respective gas and oil producers having horizontal sections of the boreholes with advanced brining into development of the oil saturated area and subsequent synchronization of oil and gas recovery reserves at maintenance of the formation pressure excess in the gas saturated area per 3-5% in comparison with the same parameter in the oil saturated area. To this end gas recovery rate is controlled. At that,

when difference in the formation pressure in gas and oil saturated areas exceeds then gas recovery rate from the gas saturated area is increased; when this difference decreases gas recovery rate from the gas saturated area is decreased up to the complete stoppage of recovery Gas is recovered mainly from the gas saturated area joining oil-and-gas contact part.

EFFECT: increasing rates of development and hydrocarbons output from the oil and gas condensate deposit.

10 cl, 3 dwg, 1 ex

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к разработке газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками при отсутствии непроницаемых разделов между газо-, нефте- и водонасыщенными зонами пласта. Синхронизация выработки нефти и газа (конденсата) осуществляется с целью повышения темпа выработки запасов и увеличения конечной углеводородоотдачи месторождения. Обеспечение равномерности выработки запасов нефте- и газонасыщенной зон достигается регулируемым одновременным отбором нефти и газа (конденсата).

Известен способ эксплуатации скважин подгазовых нефтяных залежей и оторочек при наличии газовой шапки [RU 2018638, 1994], предполагающий одновременный отбор газа из газовой зоны и нефти из нефтяной зоны при регулировании отбора газа. Отбор газа и нефти предполагается через одну и ту же скважину, причем отбор газа осуществляется через затрубное пространство, а нефти - через колонну лифтовых труб. Скважина при этом перфорируется в нефтенасыщенной и газонасыщенной зонах пласта. Интервалы перфорации разделяются пакером, устанавливаемым на глубине, равной или выше глубины расположения газонефтяного контакта (ГНК).

Перепад давления между интервалами вскрытия, большой гидростатического, поддерживают посредством регулирования темпа отбора газа. При перемещении ГНК, вызванного выработкой или истощением нефтяной зоны, увеличивают разницу давлений между интервалами вскрытия, в результате чего образуют обратный конус нефти. Снижение разницы давлений осуществляют при уменьшении глубины расположения ГНК или увеличении нефтенасыщенности газовой шапки в интервале вскрытия.

С целью снижения дебита газа из газовой шапки производят снижение проницаемости коллектора газовой шапки на всю высоту интервала вскрытия в призабойной зоне посредством закачки в пласт тампонирующего материала.

Недостатком способа является направленное снижение дебита скважин по газу и, соответственно, уменьшение темпа выработки газонасыщенной части путем снижения проницаемости коллектора в газовой шапке на всю высоту интервала его вскрытия.

Известный способ предполагает отсутствие непосредственного водонефтяного контакта (ВНК) в залежи и не предполагает поддержания уровня пластового давления в нефтенасыщенной части и повышения возможных темпов отбора нефти и газа использованием, в частности, законтурного, очагового заводнения.

Недостатком известного способа является также сложное техническое исполнение эксплуатационной скважины (необходимость одновременно-раздельной добычи газа и нефти), что снижает темпы разработки и углеводородоотдачи.

В отличие от известного способа, ожидаемый технический результат предлагаемого изобретения направлен на получение более высоких темпов выработки нефте- и газонасыщенных зон водоплавающих залежей при более простом техническом исполнении внутрискважинного оборудования.

Известен способ добычи нефти из подгазовых нефтяных оторочек с использованием водяных барьеров для борьбы с прорывами газа к добывающим скважинам, включающий создание барьера между нефтяной и газовой частью залежи путем закачки воды и отбор нефти из нефтяной части залежи через добывающие скважины. Согласно изобретению при разработке залежи в терригенном коллекторе с глинистыми минералами закачку воды для создания барьера между нефтяной и газовой частью проводят выше уровня газонефтяного контакта. Перед закачкой воды проводят исследования по выявлению зависимости проницаемости породы пласта от минерализации воды и определяют максимальный уровень минерализации воды, при котором проницаемость породы пласта не ниже, чем при фильтрации пластовой воды,

и минимальный уровень минерализации воды, при котором проницаемость снижается не менее чем в 5 раз по сравнению с проницаемостью при фильтрации пластовой воды. После этого проводят закачку воды, снижая минерализацию закачиваемой воды с максимального уровня, при котором не происходит набухание глинистых минералов, до минимального уровня, обеспечивающего набухание глинистых минералов, уменьшение размера поровых каналов в области, близкой к стволу скважины с высоким градиентом давления [RU 2390626, 2010].

Известный способ имеет ограниченное применение, поскольку предназначен и реализуется при наличии терригенного коллектора с глинистыми минералами и предполагает закачку воды для создания барьера между нефтяной и газовой частью, что снижает темпы разработки и углеводородоотдачи.

Известным способом также не предусматривается отбор газа из газовой части, что является существенным недостатком.

Известен способ разработки нефтегазовой залежи, в соответствии с которым между нефтяной и газовой частью создают водяной барьер. До создания барьера добывают нефть из нефтяной части залежи до уменьшения толщины нефтяной части до предельной величины, обусловленной рентабельной добычей нефти. Водяной барьер создают путем закачки воды через дополнительную перфорацию нагнетательных скважин газовой части залежи в зоны выше первоначального газонефтяного контакта; одновременно начинают закачивать газ в газовую часть залежи и продолжают его закачку при отборе газа и нефти [RU 2018640, 1994].

Известный способ предполагает закачку воды для создания барьера между нефтяной и газовой частями, а также одновременный отбор и закачку газа в газовой части залежи, что усложняет процесс разработки, снижает темпы выработки запасов газа, уменьшает конечную углеводородоотдачу.

Техническим результатом предлагаемого способа является повышение темпов разработки и углеводородоотдачи нефтегазоконденсатного месторождения.

Решаемая предлагаемым изобретением задача заключается в повышении эффективности разработки многофазных залежей с различным характером насыщения пластов. При внедрении предлагаемого способа реализуется система сбалансированного (синхронизированного) отбора нефти из нефтенасыщенной и газа из газонасыщенной зон месторождения, что обеспечивается поддержанием в процессе разработки минимально стабильного превышения величины текущего поля давления в приконтактной газонасыщенной части над давлением в приконтактной нефтенасыщенной части. Соблюдение данного условия позволяет осуществлять одновременную выработку запасов нефти и газа. При соблюдении условий реализации способа в процессе совместной разработки не допускается миграция нефти в газонасыщенную часть месторождения и разубоживание нефтяных запасов, а также минимизируются процессы поступления газа в нефтенасыщенную часть месторождения и отсечения части подвижных запасов нефти от процесса дренирования.

Незначительность величины превышения текущего давления в газонасыщенной части над давлением в нефтенасыщенной части и осуществление преимущественного отбора газа из приконтактной зоны уменьшают интенсивность поступления свободного газа из газонасыщенной зоны к забоям нефтяных скважин до минимально возможного уровня.

Вышеназванные преимущества позволяют повысить общий (суммарный) темп отбора углеводородов и увеличить конечную углеводородоотдачу газоконденсатных месторождений с нефтяными зонами при использовании вариантов предложенного

способа.

Поставленная задача решается и технический результат достигается тем, что в одном из вариантов способ разработки нефтегазоконденсатного месторождения включает ввод в эксплуатацию газо- и нефтенасыщенной зон 1, 2 продуктивной залежи 3 с помощью соответственно газовых и нефтяных добывающих скважин 4, 5, имеющих горизонтальные участки стволов 6, 7, с опережающим вводом в разработку нефтенасыщенной зоны и последующей синхронизацией выработки запасов нефти и газа при поддержании превышения пластового давления в газонасыщенной зоне 1 над нефтенасыщенной зоной 2 на величину 3-5% путем регулирования темпа отбора газа, причем при увеличении разницы пластового давления между газо- и нефтенасыщенной зонами повышают темп отбора газа из газонасыщенной зоны, а при уменьшении разницы пластового давления понижают темп отбора газа из газонасыщенной зоны, вплоть до временного прекращения отборов, при этом отбор газа ведут с преимущественным его извлечением из примыкающей к ГНК 8 части газонасыщенной зоны 1.

Как правило, положение горизонтальных участков 6, 7 стволов газовых и нефтяных добывающих скважин 4, 5 относительно ГНК 8, а также требуемые величины повышения или понижения темпа отбора газа определяют гидродинамическим расчетом, учитывающим параметры продуктивной залежи 3 и свойства газа, конденсата, нефти и пластовой воды.

В частных случаях одновременно с регулированием темпа отбора газа из газонасыщенной зоны 1 может осуществляться синхронизированное регулирование темпа отбора нефти из нефтенасыщенной зоны 2.

Поставленная задача решается и технический результат также достигается в другом варианте реализации способа разработки нефтегазоконденсатного месторождения тем, что способ включает ввод в эксплуатацию газо- и нефтенасыщенной зон 1, 2 продуктивной залежи 3 с помощью соответственно газовых и нефтяных добывающих скважин 4, 5, имеющих горизонтальные участки стволов 6, 7, с опережающим вводом в разработку нефтенасыщенной зоны и последующей синхронизацией выработки запасов нефти и газа при поддержании превышения пластового давления в газонасыщенной зоне 1 над нефтенасыщенной зоной 2 на величину 3-5% путем регулирования темпа отбора нефти, причем при увеличении разницы пластового давления между газо- и нефтенасыщенной зонами 1, 2 понижают темп отбора нефти из нефтенасыщенной зоны, а при уменьшении разницы пластового давления повышают темп отбора нефти из нефтенасыщенной зоны, при этом отбор газа ведут с преимущественным его извлечением из примыкающей к ГНК 8 части газонасыщенной зоны 1.

Положение горизонтальных участков 6, 7 стволов газовых и нефтяных добывающих скважин 4, 5 относительно ГНК 8, а также требуемую величину повышения или понижения темпа отбора нефти также, как правило, определяют гидродинамическим расчетом, учитывающим параметры продуктивной залежи 3 и свойства газа, конденсата, нефти и пластовой воды.

При недостаточности допустимого снижения темпа отбора нефти из нефтенасыщенной зоны 2 для поддержания требуемой разницы пластового давления между газонасыщенной зоной 1 и нефтенасыщенной зоной 2 поддержание требуемого уровня пластового давления в нефтенасыщенной зоне 2 осуществляют подключением законтурного заводнения нефтенасыщенной зоны 2 через нагнетательные скважины 9, располагаемые в водонасыщенной зоне 10 вблизи ВНК 11, т.е. используют систему

пластового поддержания давления (ППД).

При недостаточности допустимого снижения темпа отбора нефти из нефтенасыщенной зоны 2 и законтурного заводнения нефтенасыщенной зоны 2 для поддержания требуемой разницы пластового давления между газонасыщенной зоной 1 и нефтенасыщенной зоной 2 поддержание требуемого уровня пластового давления в нефтенасыщенной зоне 2 осуществляют с дополнительным подключением внутриконтурного очагового заводнения.

Дополнительное подключение внутриконтурного очагового заводнения осуществляют путем перевода части добывающих нефтяных скважин 5 во внутриконтурные очаговые нагнетательные скважины 12.

Во внутриконтурные очаговые нагнетательные скважины 12 переводят добывающие нефтяные скважины 5 с наименьшими текущими величинами пластового давления.

В частных случаях одновременно с регулированием темпа отбора нефти из нефтенасыщенной зоны 2 может осуществляться синхронизированное регулирование темпа отбора газа из газонасыщенной зоны 1.

На фиг.1 показана схема осуществления предлагаемого способа разработки нефтегазоконденсатного месторождения (вертикальный разрез по нескольким скважинам); на фиг.2 - карта изобар с нефтяными, газовыми и нагнетательными скважинами при разработке с применением системы ППД; на фиг.3 - карта изобар с нефтяными, газовыми и нагнетательными скважинами при разработке без применения системы ППД.

В способе разработки газоконденсатного месторождения с нефтенасыщенной зоной ввод в эксплуатацию газо- и нефтенасыщенной зон осуществляется с помощью добывающих газовых и нефтяных скважин, располагаемых соответственно в газовой и нефтяной зонах пласта. Конструкция добывающих скважин предусматривает горизонтальные окончания стволов. Способ реализуется путем опережающего ввода в разработку нефтенасыщенной зоны. Спустя 2-3 года эксплуатации осуществляется ввод в разработку газонасыщенной зоны и последующая синхронизация выработки запасов путем регулирования темпов отбора нефти или/и газа.

Целью регулирования темпов отбора является поддержание превышения средневзвешенного текущего пластового давления в газонасыщенной зоне, примыкающей к ГНК, над аналогичной величиной в нефтенасыщенной зоне, на минимально возможную величину. Указанная разница давлений на практике может быть определена как величина в 3-5%.

Устанавливаемая разница пластового давления поддерживается преимущественным отбором газа из газонасыщенной зоны, примыкающей к ГНК продуктивной залежи.

При уменьшении перепада пластового давления между зонами с различным характером насыщения, вплоть до его выравнивания, повышают темп отбора нефти из нефтенасыщенной зоны, или понижают темп отбора газа из газонасыщенной зоны, вплоть до временного прекращения отбора газа, или применяют оба указанных инструмента регулирования, до восстановления указанного перепада давлений.

При увеличении перепада пластового давления понижают темп отбора нефти из нефтенасыщенной зоны, либо повышают темп отбора газа из газонасыщенной зоны, или применяют оба предусмотренных инструмента регулирования.

При недостаточности допустимого (с точки зрения проектных условий разработки) снижения темпа отбора нефти для поддержания требуемой разницы пластового давления поддержание необходимого уровня пластового давления в нефтенасыщенной зоне осуществляют с помощью законтурного заводнения нефтенасыщенной зоны через

нагнетательные скважины, располагаемые в водонасыщенной зоне залежи вблизи ВНК.

При недостаточности влияния законтурного заводнения для восстановления требуемого перепада пластового давления поддержание уровня давления в нефтенасыщенной зоне осуществляют с дополнительным использованием  
5 внутриконтурного (очагового) заводнения. В качестве внутриконтурных (очаговых) нагнетательных скважин используют нефтяные скважины, расположенные на участках с наименьшими текущими величинами пластового давления.

Физическая сущность изобретения состоит в предотвращении разубоживания запасов нефти при обеспечении одновременной выработки газовой и нефтяной частей  
10 месторождения.

Ввиду многократного отличия вязкостей нефти и газа в случае опережающей эксплуатации газовой части месторождения снижение давления в газонасыщенной зоне происходит высокими темпами. Следствием этого становится миграция нефти в зону с пониженным уровнем давления, вследствие чего происходит разубоживание нефтяных  
15 запасов, снижение пластового давления в нефтенасыщенной зоне, частичное разгазирование пластовой нефти, увеличение ее вязкости, уменьшение подвижности.

Результатом вышеназванных физических процессов становится потеря частью запасов нефти подвижности, ее отсечение от процесса дренирования и снижение конечной нефтеотдачи пласта.

В случае ввода в эксплуатацию нефтенасыщенной части месторождения, опережающее снижение давления происходит в нефтяной зоне. Следствием этого становятся прорывы свободного газа из газонасыщенной зоны к забоям нефтяных скважин, снижение фазовой проницаемости по нефти, отсечение от процесса дренирования части подвижных нефтяных запасов, что в конечном итоге также приводит к снижению достигаемой  
25 нефтеотдачи.

Посредством осуществления одновременной регулируемой выработки газо- и нефтенасыщенных зон месторождения достигается относительная стабильность текущего ГНК и поддержание минимального превышения текущей величины пластового давления в газонасыщенной зоне над аналогичной величиной в нефтенасыщенной зоне.

30 При этом отбор газа преимущественно осуществляется из газонасыщенной зоны, примыкающей к ГНК, для минимизации прорывов газа в нефтенасыщенную часть.

В результате реализации предложенного способа разработки месторождения:

- достигается предотвращение поступления нефти в газонасыщенную зону;
- минимизируется интенсивность поступление газа в нефтяную зону и призабойную  
35 зону нефтяных скважин;
- обеспечивается одновременная выработка запасов нефти и газа;
- повышается нефтеотдача пласта за рассматриваемый период;
- повышается конечная углеводородоотдача месторождения.

Нижеприведенные технико-технологические параметры разработки месторождения  
40 для реализации предлагаемого способа, а именно:

- профили стволов скважин относительно ГНК и ВНК;
- объемы (темп) отбора нефти и газа по годам;
- динамика изменения дебитов/объемов закачки добывающих/нагнетательных скважин;
- 45 - срок (отсрочка) ввода в разработку газонасыщенной части;
- необходимость (срок начала внедрения) законтурного (внутриконтурного) заводнения;
- очередность ввода нагнетательных скважин и их местоположение,

определяют путем проведения газогидродинамического моделирования (прогнозирования) на основе цифровой технико-технологической модели резервуара с использованием характеристик пласта и пластовых флюидов.

Способ осуществляется следующей последовательностью операций:

5 1. Для рассматриваемого пластового резервуара (залежи) интерпретируются данные геофизических исследований скважин (ГИС), гидродинамических исследований скважин (ГДИС), исследований керна и устанавливаются численные значения следующих параметров:

- вязкости нефти, газа, воды в пластовых условиях;
- 10 - текущего пластового давления в нефте- и газонасыщенных зонах;
- средних газо-, нефте- и водонасыщенностей коллекторов в газо- и нефтенасыщенных зонах;
- средних пористости и проницаемости коллекторов в газо- и нефтенасыщенных зонах;
- 15 - средних газо- и нефтенасыщенных мощностей;
- отметок ГНК и ВНК;
- абсолютных и фазовых проницаемостей по нефти, газу и воде, в том числе критических значений насыщенностей флюидов.

2. Устанавливаются начальная продуктивность (дебиты) каждой из скважин по нефти 20 и газу, а также начальная обводненность продукции нефтяных и газовых скважин.

3. Полученная исходная геолого-промысловая информация загружается в технико-технологическую (газогидродинамическую) модель резервуара.

4. Расчетные прогнозные варианты с различными способами выработки залежи формируются посредством изменения характера (сроков и темпа) отбора газа или/и 25 нефти, срока ввода газонасыщенной части, условий применения системы ППД, характера расстановки газодобывающих скважин.

5. Для каждого варианта рассчитываются промежуточные и итоговые карты изобар по нефте- и газонасыщенным зонам. Рассчитываются основные показатели разработки (годовые и накопленные отборы, динамика разницы давления между нефте- и 30 газонасыщенной частями залежи, коэффициенты углеводородоотдачи). Полученные технологические показатели сравниваются для выбора наилучшего варианта, позволяющего достигнуть максимальных показателей темпов отбора по нефти и нефтеотдачи за расчетный период.

6. Осуществляется внедрение на практике наилучшего варианта разработки 35 пластового резервуара с реализацией оптимальных (установленных) технологических показателей.

Пример конкретного осуществления способа

Рассматривалось одно из нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири. Данные о структурном строении газо- и нефтенасыщенной зон, продуктивной залежи 40 в целом, объеме залежи, контурах ВНК и ГНК, свойствах пластовых флюидов брались на основе обобщенной геолого-технологической модели месторождения.

Фильтрационные параметры нефте- и газонасыщенной зон уточнялись по данным ГИС.

Рассматривались предложенные варианты разработки.

45 Первый рассмотренный вариант предполагал одновременную выработку запасов газа и нефти, отсрочку ввода газонасыщенной части (3-й год эксплуатации); отсутствие регулирования объемов отбора нефти и газа, применение системы законтурного ППД, преимущественный отбор газа из приконтурного участка газонасыщенной зоны,

равномерное размещение нефтяных добывающих скважин по площади.

Второй рассмотренный вариант предполагал одновременную выработку запасов газа и нефти, отсрочку ввода газонасыщенной части (3-й год эксплуатации), преимущественный отбор газа из приконтактного участка газонасыщенной зоны, регулирование объемов отбора газа из приконтактной зоны, регулирование пластового давления в приконтактной газонасыщенной части (поддержание минимального перепада давления между газо- и нефтенасыщенными зонами), применение системы законтурного ППД, последующее внедрение очагового ППД (на участках пониженного давления), равномерное размещение нефтяных добывающих скважин по площади (фиг.2).

Для сравнения с предложенными вариантами был просчитан еще один (третий) вариант.

Третий рассмотренный вариант предполагал одновременную выработку запасов газа и нефти, одновременный ввод нефте- и газонасыщенной частей в разработку, отсутствие регулирования объемов отбора нефти и газа, без применения системы ППД, равномерное размещение нефтяных добывающих скважин по площади залежи (фиг.3).

Посредством газогидродинамического моделирования с использованием геолого-технологической модели рассчитывались технологические показатели разработки месторождения по годам и по вариантам (накопленные отборы нефти и газа, динамика разницы давлений между нефте- и газонасыщенной частями залежи, коэффициентов углеводородоотдачи).

Расчетный период принимался равным 20 годам. При проведении гидродинамического моделирования учитывалась интерференция скважин. Забойное давление задавалось равным 0,5 от начального пластового давления.

Наилучшими показателями характеризуются предлагаемые в данном изобретении варианты разработки месторождения. В случае применения первого варианта снижение объемов отбора нефти и газа и увеличение разницы давлений между зонами происходит менее интенсивно, чем в третьем варианте. Также аналогичными результатами характеризуется второй вариант разработки. Поддержание минимального перепада пластового давления между зонами позволяет достичь наибольшей эффективности разработки (поддержания наиболее высоких темпов выработки запасов и достижения наибольших коэффициентов нефтеотдачи) за расчетный период. В связи с этим параметры разработки по данным вариантам являются оптимальными.

Результаты расчетов показали, что наиболее значительное увеличение разницы давлений между зонами и снижение темпов отбора нефти во времени происходит по третьему варианту, когда одновременная выработка запасов газа и нефти осуществляется без регулирования объемов добычи при равномерном размещении газовых скважин по площади газонасыщенной зоны. Это происходит за счет отрезания части запасов нефти от процесса дренирования вследствие быстрого загазовывания призабойных зон части добывающих нефтяных скважин.

Таким образом, согласно приведенным данным, технический результат может быть достигнут только в случае реализации предлагаемого способа по первому либо по второму варианту. Третий вариант разработки месторождения, приведенный для сравнения с заявленными вариантами, является менее эффективным, поэтому не может быть рекомендован к осуществлению.

#### Формула изобретения

1. Способ разработки нефтегазоконденсатного месторождения, включающий ввод в эксплуатацию газо- и нефтенасыщенной зон продуктивной залежи с помощью

соответственно газовых и нефтяных добывающих скважин, имеющих горизонтальные участки стволов, с опережающим вводом в разработку нефтенасыщенной зоны и последующей синхронизацией выработки запасов нефти и газа при поддержании превышения пластового давления в газонасыщенной зоне над нефтенасыщенной зоной на величину 3-5% путем регулирования темпа отбора газа, причем при увеличении разницы пластового давления между газо- и нефтенасыщенными зонами повышают темп отбора газа из газонасыщенной зоны, а при уменьшении разницы пластового давления понижают темп отбора газа из газонасыщенной зоны, вплоть до временного прекращения отборов, при этом отбор газа ведут с преимущественным его извлечением из примыкающей к газонефтяному контакту - ГНК части газонасыщенной зоны.

2. Способ по п.1, в котором положение горизонтальных участков стволов газовых и нефтяных добывающих скважин относительно ГНК, а также требуемые величины повышения или понижения темпа отбора газа определяют гидродинамическим расчетом, учитывающим параметры продуктивной залежи и свойства газа, конденсата, нефти и пластовой воды.

3. Способ по одному из пп.1-2, в котором одновременно с регулированием темпа отбора газа из газонасыщенной зоны осуществляют синхронизированное регулирование темпа отбора нефти из нефтенасыщенной зоны.

4. Способ разработки нефтегазоконденсатного месторождения, включающий ввод в эксплуатацию газо- и нефтенасыщенной зон продуктивной залежи с помощью соответственно газовых и нефтяных добывающих скважин, имеющих горизонтальные участки стволов, с опережающим вводом в разработку нефтенасыщенной зоны и последующей синхронизацией выработки запасов нефти и газа при поддержании превышения пластового давления в газонасыщенной зоне над нефтенасыщенной зоной на величину 3-5% путем регулирования темпа отбора нефти, причем при увеличении разницы пластового давления между газо- и нефтенасыщенными зонами понижают темп отбора нефти из нефтенасыщенной зоны, а при уменьшении разницы пластового давления повышают темп отбора нефти из нефтенасыщенной зоны, при этом отбор газа ведут с преимущественным его извлечением из примыкающей к газонефтяному контакту - ГНК части газонасыщенной зоны.

5. Способ по п.4, в котором положение горизонтальных участков стволов газовых и нефтяных добывающих скважин относительно ГНК, а также требуемую величину повышения или понижения темпа отбора нефти определяют гидродинамическим расчетом, учитывающим параметры продуктивной залежи и свойства газа, конденсата, нефти и пластовой воды.

6. Способ по п.4, в котором при недостаточности допустимого снижения темпа отбора нефти из нефтенасыщенной зоны для поддержания требуемой разницы пластового давления между газонасыщенной зоной и нефтенасыщенной зоной поддержание требуемого уровня пластового давления в нефтенасыщенной зоне осуществляют подключением законтурного заводнения нефтенасыщенной зоны через нагнетательные скважины, располагаемые в водонасыщенной зоне вблизи водонефтяного контакта.

7. Способ по п.4, в котором при недостаточности допустимого снижения темпа отбора нефти из нефтенасыщенной зоны и законтурного заводнения нефтенасыщенной зоны для поддержания требуемой разницы пластового давления между газонасыщенной зоной и нефтенасыщенной зоной поддержание требуемого уровня пластового давления в нефтенасыщенной зоне осуществляют с дополнительным подключением внутриконтурного очагового заводнения.

8. Способ по п.7, в котором дополнительное подключение внутриконтурного очагового заводнения осуществляют путем перевода части добывающих нефтяных скважин во внутриконтурные очаговые нагнетательные скважины.

5 9. Способ по п.8, в котором во внутриконтурные очаговые нагнетательные скважины переводят добывающие нефтяные скважины с наименьшими текущими величинами пластового давления.

10. Способ по одному из пп.4-9, в котором одновременно с регулированием темпа отбора нефти из нефтенасыщенной зоны осуществляют синхронизированное регулирование темпа отбора газа из газонасыщенной зоны.

10

15

20

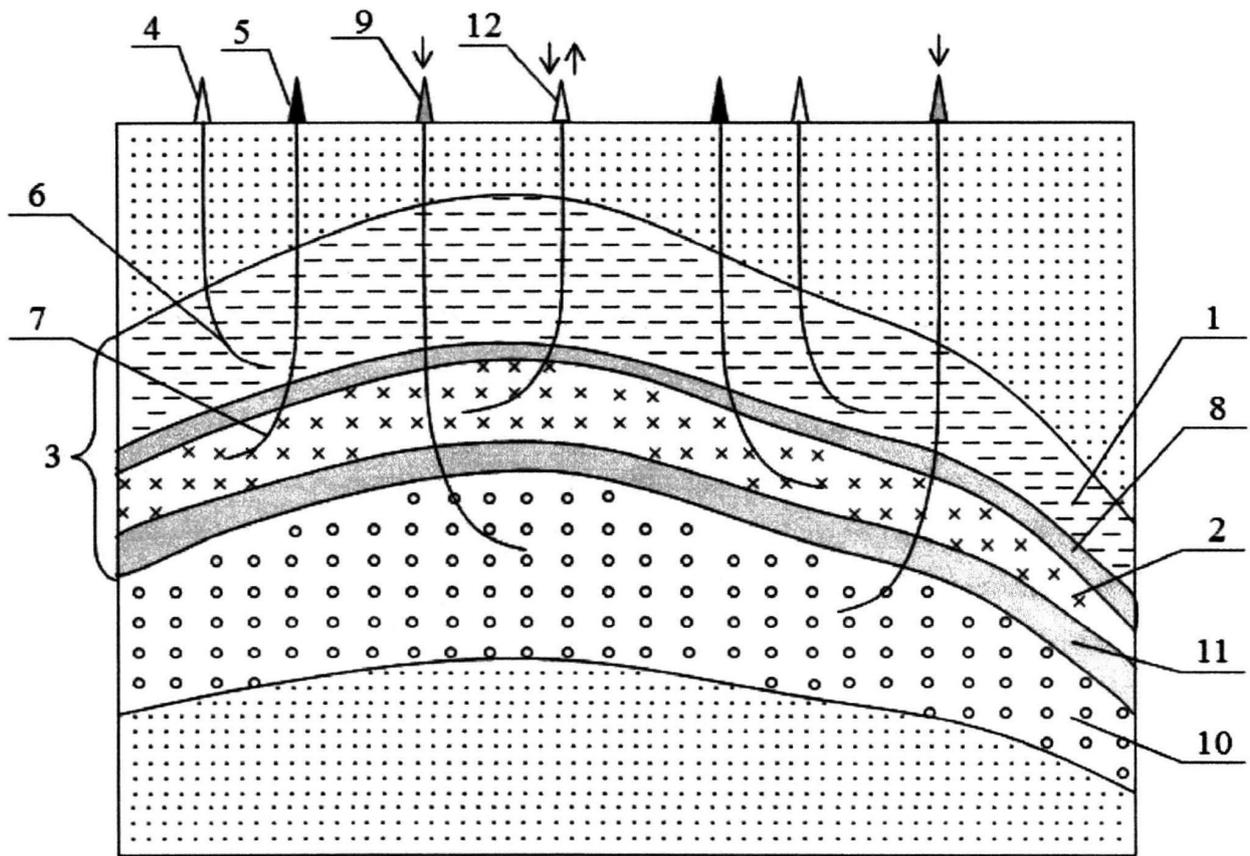
25

30

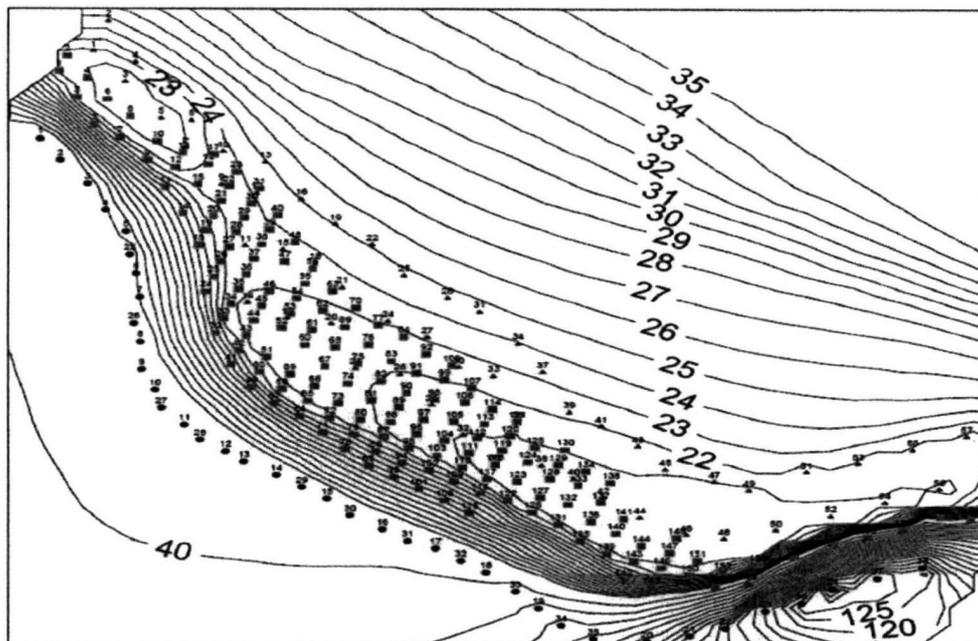
35

40

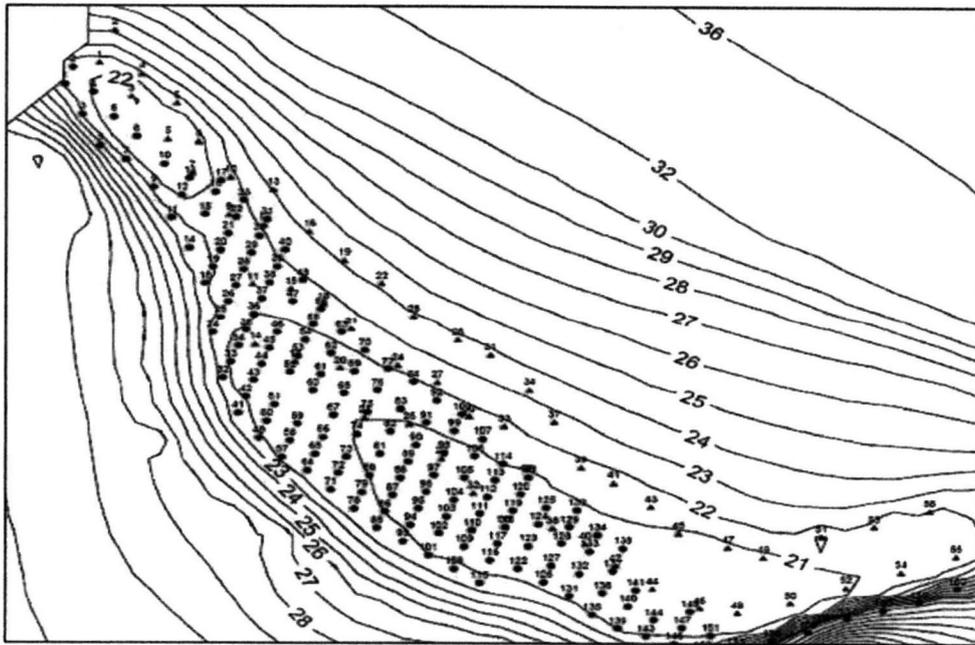
45



Фиг.1



Фиг.2



Фиг.3