

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ
ПО ИЗОБРЕТЕНИЯМ И ОТКРЫТИЯМ
ПРИ ГКНТ СССР

СЛУЖЕБНО-ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ

(19) SU (11) 1757262 A1

(S1)6 E 21 B 43/00

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

К АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

(21) 4716916/03

(22) 10.07.89

(71) Украинский научно исследовательский институт природных газов

(72) М.Я.Малыхин, А.С Тердовидов,
В.М.Винник и Н И Фещенко

(56) Справочная книга по добыче нефти. М.: Недра, 1974, с. 511-512.

Патент Японии № 327, кл. 9 В 3, 1971.

Авторское свидетельство СССР

№ 754046, кл. Е 21 В 43/00, 1980 (непублик.)

Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1971, с. 38.

Зотов Г.А. и Твердовкин С.М. Газогидродинамические методы исследований газовых скважин. М.: Недра 1970, с. 60.

(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

(57) Использование в газодобывающей промышленности Сущность изобретения, вдоль внутриконтурных областей залежей с газовым режимом эксплуатации понижают пластовое давление ниже давления газонасыщения водогазонасыщенных пластов. За счет созданного перепада давлений перево-

Изобретение относится к газодобывающей промышленности и может быть использовано при разработке газовых и газоконденсатных месторождений с газовым режимом эксплуатации залежей при одновременной добыче растворенного газа из приконгурных к этим залежам разновозрастных водогазонасыщенных пластов.

Известен способ добычи водоразогоренного газа из пластовых вод как самостоятельного объекта. При этом способе пластовая вода в больших объемах извлекается на поверхность с последующей ее дегазацией (1). Способ нерентабельный

дят растворенный газ из зон дренирования
 водогазонасыщенных пластов в свободное
 состояние. Его объемы определяют путем
 периодических замеров текущих парамет-
 ров дренируемых водогазонасыщенных
 пластов по зависимости $\Delta V_i = S_i h_i m_o \Gamma_f \times$
 $\times \frac{P_n - P_T}{P_n}$, ΔV_i – текущий объем выделив-
 шегося растворенного газа в свободное со-
 стояние на дату замера, млн м³; S_i , h_i –
 текущие размеры области дренирования во-
 догазонасыщенных пластов по площади S_i и
 толщине h_i на дату замера, соответственно
 м² и м; m_o – открытая пористость коллекто-
 ров дренируемой области водогазонасы-
 щенных пластов, доли ед., Γ_f – газовый
 фактор дренируемых водогазонасыщенных
 пластов при значении параметра P_n м³/м³
 воды, P_n , P_T – начальные и текущие сред-
 невзвешенные давления газонасыщения
 дренируемых водогазонасыщенных пла-
 стов, замеряемые в законтурных observa-
 тельных скважинах на дату замера, МПа.
 3 ил.

капиталоемкий и связан с нерешенностью проблемы утилизации больших объемов высокоминерализованных вод, не исключена возможность нанесения серьезного ущерба природной среде.

Известны также способы добычи водорастворенного газа из пластовой воды, в одном случае путем создания гидродинамической сообщаемости между водоносным пластом, насыщенным газом, и вышележащим газосодержащим пластом с последующей транспортировкой из него газа (2), в другом случае путем извлечения водорастворенного газа из водоносных пластов за

(19) SU (11) 1757262 A1

счет создания гидродинамической сообщаемости водоносных пластов дроблением пород при помощи взрывов (3). Недостатком способов являются большие затраты на создание гидродинамической сообщаемости водогазонасыщенных пластов, значительная опасность применяемых взрывов пород, которые могут провоцировать сейсмическую активность с вытекающими отрицательными последствиями для окружающей среды и недр. Кроме того, эти способы не позволяют учитывать долю объемов извлекаемых водорастворенных газов в общем объеме добычи газа, так как не обоснованы условия технологических процессов, при которых возможно выделение водорастворенного газа в свободное состояние.

В качестве прототипа принят способ разработки газовых и газоконденсатных месторождений, включающий изменение газонасыщенности водоносных пластов и возможность выделения свободной газовой фазы (4). Суть способа состоит в отборе из пьезометрических скважин режимных проб воды и газа и проведении других гидрогеологических исследований по выяснению изменения газонасыщенности в процессе разработки и возможности выделения свободной газовой фазы.

Недостатком способа является то, что он не учитывает целенаправленных технологических приемов воздействия на водогазонасыщенные пласты, способных осуществлять переход водорастворенного газа из зон дренирования в свободное состояние, не обосновывает критериев, при которых возможен переход водорастворенного газа в свободное состояние, не позволяет проводить оценку его объемов, вовлекаемых в активную разработку.

Целью изобретения является повышение газоотдачи за счет поступления в залежь газа из водогазонасыщенных зон.

Для достижения этой цели в известном способе разработки газовых и газоконденсатных месторождений, включающем изменение газонасыщенности водоносных пластов и возможность выделения свободной газовой фазы, согласно изобретению выделяют области залежи с газовым режимом, в законтурных областях измеряют давление газонасыщенности, а в приконтурных к водонасыщенным зонам областей залежи с газовым режимом снижают давление путем форсированного отбора газа до давления ниже давления газонасыщенности водоносных пластов. При этом объем свободной газовой фазы из дренированных водогазонасыщенных зон определяют путем

периодических замеров текущих параметров этих зон и рассчитывают по формуле

$$\Delta V_i = S_i h_i m_o \Gamma_{\phi} \frac{P_H - P_T}{P_H}, \quad (1)$$

где ΔV_i — текущий объем выделившегося растворенного газа в свободное состояние на дату замера, млн m^3 ;

S_i, h_i — текущие размеры области дренирования водогазонасыщенных пластов по площади и толщине на дату замера соответственно, m^2 и m ;

m_o — открытая пористость коллекторов дренируемой области водогазонасыщенных пластов, доли ед.;

Γ_{ϕ} — газовый фактор водогазонасыщенных дренируемых пластов при значении параметра P_H , m^3/m^3 воды;

P_H, P_T — начальные и текущие средневзвешенные давления газонасыщенности, измеряемые в законтурных областях, МПа.

На фиг. 1 представлена в вертикальном разрезе схематическая модель газовой залежи с расположенными на ней законтурными наблюдательными и эксплуатационными скважинами, на фиг. 2 и 3 — схематическая модель соответственно массивной и пластово-сводовой газовой залежи и расположенных на них эксплуатационных и законтурных наблюдательных скважин, план.

Приведенные схемы реализации способа включают газовые залежи 1, законтурные наблюдательные скважины 2, эксплуатационные газовые скважины 3, водогазонасыщенные пласты 4, направление 5 потока водорастворенного газа, контур 6 газонасыщенности, зону 7 формирования отбора газа.

Способ осуществляют следующим образом. Перед началом ввода в разработку газовых залежей 1 в законтурных наблюдательных скважинах 2 измеряют газовые факторы Γ_{ϕ} и начальные давления насыщения P_H водорастворенного газа. Проводят также замеры начальных пластовых давлений в эксплуатационных газовых скважинах 3. После ввода залежи 1 в разработку выбирают зоны залежи с газовым режимом эксплуатации, в пределах которых организуют форсированный отбор газа. Одновременно с этим осуществляют с определенной периодичностью, но не реже одного раза в год, замер в законтурных наблюдательных скважинах 2 и эксплуатационных газовых скважинах 3 текущие давления соответственно газонасыщения P_T и пластовые $P_{пл}$. Сравнивают между собой измеряемые параметры давления P_H, P_T и $P_{пл}$. Полученные соотношения, при которых выполняются условия $P_H > P_T > P_{пл}$,

означают процесс перехода растворенного газа из зон дренирования водогазонасыщенных пластов 4 в свободное состояние по направлению 5 к контуру газоносности 6 и далее — в образуемые зоны 7 депрессии газовой залежи 1, эксплуатирующейся при газовом режиме. Этот режим в дальнейшем поддерживают на протяжении всего периода эксплуатации залежей с газовым режимом путем соответствующего регулирования отбора объемов газа. В результате этого достигается наибольший радиус дренирования водогазонасыщенных пластов и максимальное извлечение водорастворенного газа без дополнительных капитальных затрат, текущие объемы которого определяют на соответствующие даты замера по указанной выше формуле (1), т.е.

$$\Delta V_1 = S_1 h_1 m_0 \Gamma_f \frac{P_H - P_T}{P_H}$$

В этой формуле, кроме параметров P_H , P_T и Γ_f , определение которых указано выше, входят параметры: открытая пористость m_0 , определяемая по керновому материалу, отбираемому при бурении наблюдательных скважин; толщина водогазонасыщенной части h_1 , определяемая по данным промысловой геофизики, дренируемая площадь S_1 , определяемая по формуле $S_1 = \pi(R_{np}^2 - R_k^2)$, где R_k — расстояние до контура газоносности от газовой скважины (или группы скважин), эксплуатирующей зону газовой залежи с газовым режимом, R_{np} — приведенный радиус влияния этой же работающей газовой скважины. Он может быть определен по формуле

$$R_{np}^2 = \varepsilon \kappa \frac{Q_{доб}}{Q} \quad (2)$$

где ε — коэффициент, зависящий от способа задания распределения давления в приведенной области влияния скважины и по методу осреднения может быть принят равным 2,94(5)

κ — коэффициент пьезопроводности, рассчитываемый по данным исследования газовых скважин зоны дренирования залежи по известным зависимостям $m^2/\text{сут}$

$Q_{доб}$ — количество добытого газа из дренируемой залежи за время t , m^3 ,

Q — дебит газа скважин, дренируемых залежь в момент времени t , $m^3/\text{сут}$

В расчетной формуле (1) первые четыре параметра S_1 , h_1 , m_0 , Γ_f означают объемы растворенного газа, содержащегося в дренируемой области водогазонасыщенных пластов. Множитель формулы (1) $P_H - P_T / P_H$ представляет собой текущее удельное падение давления газонасыщения водораство-

ренного газа по мере снижения текущего пластового давления в дренируемой зоне газовой залежи ниже давления газонасыщения водорастворенного газа в приконтурной к газовой залежи водоносного пласта (пластов). Он показывает долевую часть объема водорастворенного газа, перешедшего в свободное состояние в дренируемую зону газовой залежи за соответствующий промежуток времени (от каждого предыдущего замера параметров к каждому последующему замеру). Произведение же всех членов формулы (1) является показателем объемов растворенного газа водогазонасыщенных приконтурных пластов, вовлеченных в активное дренирование и их извлечение газовыми скважинами.

Пример В разработке находится одно из конкретных месторождений, представленное массивной газоконденсатной залежью с газовым режимом эксплуатации (схематически показано на фиг. 1 и 2). Необходимо оценить текущую долю объемов водорастворенного газа, вовлеченного в активную разработку, и величину объема этого газа, перешедшего в свободное состояние и извлеченного из недр. С этой целью перед вводом залежи 1 в эксплуатацию в законтурных наблюдательных скважинах на водогазонасыщенный пласт 4 измеряют величины параметров газового фактора Γ_f и начальное давление газонасыщения P_H . В эксплуатационных газовых скважинах 3 расположенных вдоль внутреннего контура 6 газоносности, измеряют первоначальные значения пластовых давлений $P_{пл}$. После этого пускают их в работу в режиме форсированной эксплуатации. По прошествии определенного периода проводят повторный замер текущих параметров давления газонасыщения P_T в водонасыщенной законтурной зоне пласта и пластового давления $P_{пл}$ в дренируемой газоносной части пласта. При значении $P_{пл} > P_T > P_{пл}$ устанавливают, что процесс перехода растворенного газа в свободное состояние протекает, и этот режим эксплуатации поддерживают в дальнейшем.

За 33 года эксплуатации указанной газоконденсатной залежи 1 соотношение приведенных выше параметров выдерживалось и продолжает выдерживаться в заданном режиме эксплуатации. За этот период эксплуатации были получены следующие для расчета исходные параметры: $P_H = 24 \text{ МПа}$, $P_T = 8 \text{ МПа}$, $R_k^2 = 16 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, $R_{np}^2 = 87 \cdot 10^4 \text{ м}^2$ (определен по формуле 2), $Q_{доб} = 125 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, $Q = 3 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$, $\varepsilon = 2,94$, $\kappa = 7100 \text{ м}^2/\text{сут}$, $\Gamma_f = 0,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $m_0 = 0,13$, $h_1 = 200 \text{ м}$. Подставляя полученные исходные данные в расчет-

ную формулу (1), заменим в ней $S_i = \Pi(R_{пр}^2 - R_k^2)$ и $R_{пр}^2 = \epsilon \kappa \frac{Q_{доб}}{Q}$, получим:

$$\Delta V_i = \Pi \left(\epsilon \cdot \kappa \frac{Q_{доб}}{Q} - R_k^2 \right) h_i m_o \Gamma_\phi \frac{P_H - P_T}{P_H} = 5$$

$$= 3,14 (87 \cdot 10^7 - 16 \cdot 10^4) 200 \cdot 0,13 \cdot 0,8 \times$$

$$\times \frac{24 - 8}{24} = 42 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

Следовательно, за 33 года эксплуатации залежи из прилегающих к контуру газонасыщенности водогазонасыщенных пластов перешло из растворенного в свободное состояние с последующим извлечением около 42 млрд м³ газа. Таким образом, с использованием разработанного способа представляется возможным вовлекать в активную разработку водогазонасыщенные пласты законтурной области, осуществлять текущий контроль процесса перехода водорастворенного газа в свободное состояние в направлении к зонам дренирования газовой залежи с газовым режимом эксплуатации, извлекать этот газ из недр вместе со свободным газом основной залежи без дополнительных капитальных затрат и проводить оценку доли объема перешедшего из растворенного в свободное состояние газа в общей массе извлеченного газа, прогнозировать реальные запасы растворенного газа водогазонасыщенных пластов приконтурных к газовой залежи зон, которые могут перейти в свободное состояние и извлечены из недр дополнительно к запасам свободного газа газовой залежи.

Формула изобретения

Способ разработки газовых и газоконденсатных месторождений, включающий

изменение газонасыщенности водоносных пластов и возможность выделения свободной газовой фазы, отличающийся тем, что, с целью повышения газоотдачи за счет поступления в залежь газа из водогазонасыщенных зон, выделяют области залежи с газовым режимом, в законтурных областях замеряют давление газонасыщенности и водогазовые факторы, а в приконтурных к водогазонасыщенным зонам областях залежи с газовым режимом снижают давление путем форсированного отбора газа до давления ниже давления газонасыщенности водоносных пластов, при этом объем свободной газовой фазы из дренированных водогазонасыщенных зон определяют путем периодических замеров текущих параметров этих зон и рассчитывают по формуле:

$$\Delta V_i = S_i h_i m_o \Gamma_\phi \frac{P_H - P_T}{P_H},$$

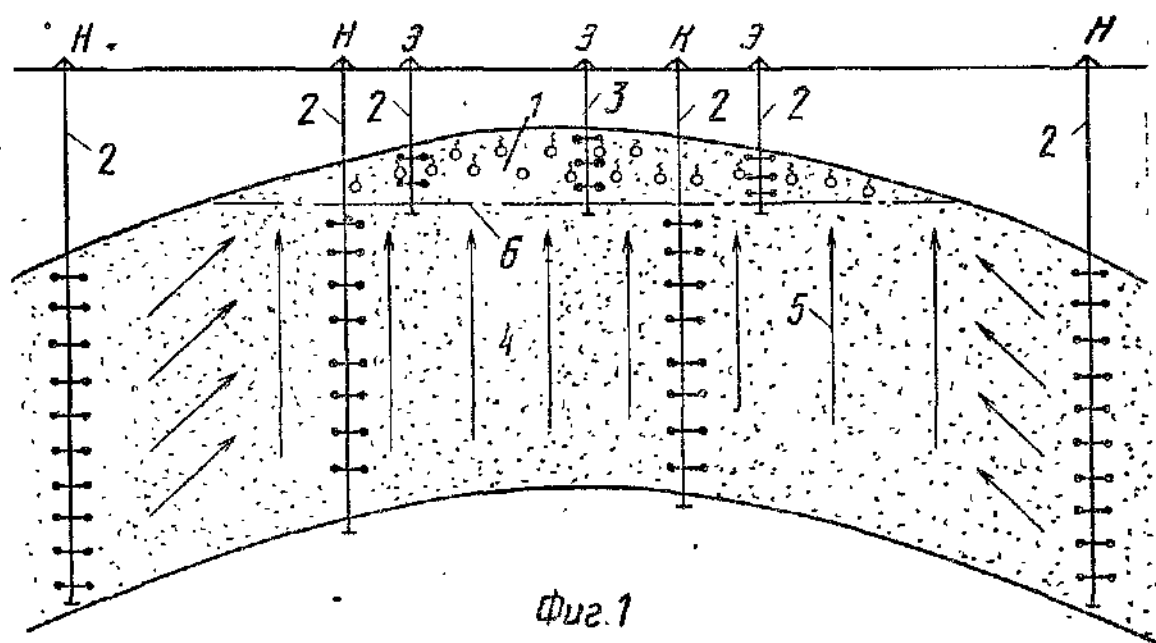
где ΔV_i — текущий объем выделившегося растворенного газа в свободное состояние на дату замера, млн. м³;

S_i, h_i — текущие размеры области дренирования водогазонасыщенных пластов по площади и толщине, соответственно м², м;

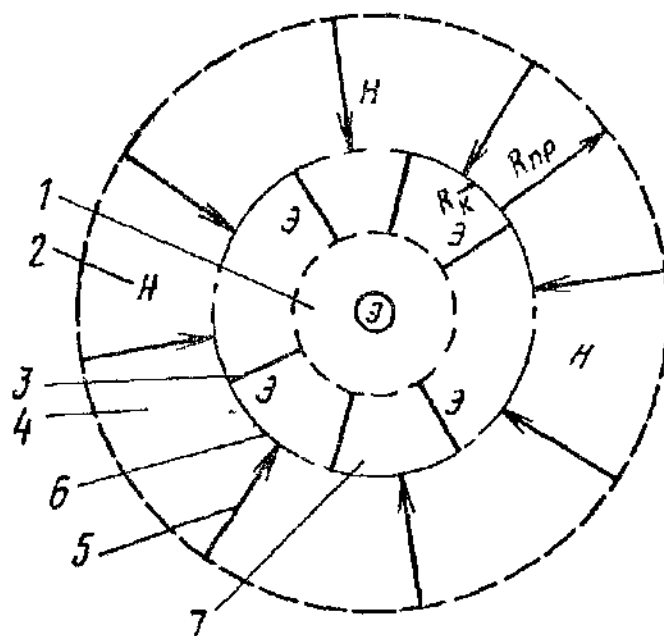
m_o — открытая пористость коллекторов дренируемой области водогазонасыщенных пластов, доли ед.;

Γ_ϕ — газовый фактор водогазонасыщенных дренируемых пластов при значении параметра P_H , м³/м³ воды;

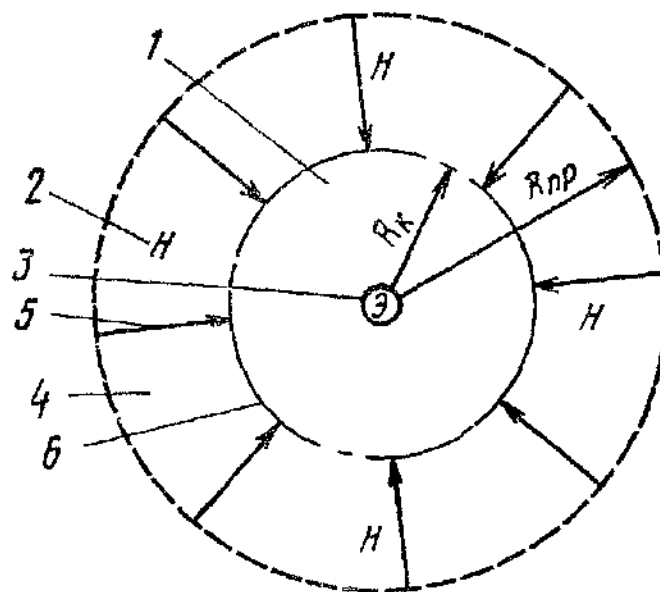
P_H, P_T — начальные и текущие средневзвешенные давления газонасыщенности, замеряемые в законтурных областях водогазонасыщенных зон, МПа.



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3

Редактор Т. Куркова

Составитель М. Мальхин
Техред М. Моргентал

Корректор И. Шмакова

Заказ 2907/ДСП

Тираж

Подписное

ВНИИПИ Государственного комитета по изобретениям и открытиям при ГКНТ СССР
113035 Москва, Ж-35, Раушская наб., 4/5

Производственно-издательский комбинат "Патент" г. Ужгород, ул. Гагарина, 101

