



СОЮЗ СОВЕТСКИХ  
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ  
РЕСПУБЛИК

для служебного пользования экз № 000009

(19) **SU** (11) **1621605** **A1**

(51)5 E 21 B 43/32

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ  
ПО ИЗОБРЕТЕНИЯМ И ОТКРЫТИЯМ  
ПРИ ГНТ СССР

## ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К АВТОРСКОМУ СВИДЕТЕЛЬСТВУ

(21) 4612137/03

(22) 15.08.88

(71) Украинский научно-иссле-  
дательский институт природных газов

(72) Е.С.Бикман, Я.Н.Токой,  
И.А.Бикман и Л.Ф.Садовская

(53) 622.276(088.8)

(56) Авторское свидетельство СССР  
№ 1496360, кл. E 21 B 43/32, 1988.

(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ГАЗОНЕФТЯНОЙ  
ЗАЛЕЖИ

Изобретение относится к нефтега-  
зодобывающей промышленности, а именно  
к способам разработки нефтегазовых  
залежей с нефтяной оторочкой.

Цель изобретения - снижение содер-  
жания воды в продукции скважин при  
наличии подстилающей залежи воды.

Сущность способа заключается в сле-  
дующем.

Скважину вскрывают в нефтенасыщен-  
ной части залежи и оборудуют системой  
клапанов. Клапаны регулируются таким  
образом, чтобы они закрывались сверху  
вниз и снизу вверх при уменьшении  
депрессии, что позволяет перекрывать  
приток газа и воды в скважину через  
клапаны путем снижения давления в  
скважине, что позволяет продлить без-  
газовый и безводный период эксплуата-  
ции скважины.

На чертеже изображена компоновка  
забойного оборудования для реализации  
предлагаемого способа.

Забойное пространство обсадной  
колонны 1 в области нефтенасыщенно-

2-91

(57) Изобретение относится к нефте-  
газодобывающей промышленности и пред-  
назначено для разработки нефтегазовых  
залежей с нефтяной оторочкой. Цель -  
снижение содержания воды в продук-  
ции скважин при наличии подстилающей  
залежи воды. Для этого отключают  
работающий интервал, расположенный в  
нефтенасыщенной части пласта снизу  
вверх, при снижении депрессии на 30-  
80%. 1 ил.

сти заполняют пористым материалом 2,  
образующим фильтр. Ряды отверстий  
колонны 1 снабжают клапанами 3, от-  
регулированными на заданные перепады  
давления.

Осуществляют перфорацию 4 обсад-  
ной колонны 1 в области газонасыщен-  
ности. В зоне газонефтяного контакта  
(ГНК) образуют непроницаемый экран-  
перемычку 5. Спускают в скважину два  
ряда НКТ 6 и при помощи разделительных  
пакетов 7 разобщают межтрубное прост-  
ранство скважины.

При наличии газовой шапки перфора-  
цией следует вскрывать некоторую  
часть нефтенасыщенной зоны, а верхний  
интервал перфорации при этом распо-  
лагать на значительном отдалении от  
ГНК в зависимости от мощности и ли-  
того-фациального строения пласта.

Если ниже ГНК имеются непроницае-  
мые прослой глины или алевролитов, то  
при выборе интервала перфорации сле-  
дует учитывать это обстоятельство.

(19) **SU** (11) **1621605** **A1**

При наличии подошвенной воды вскрывать необходимо лишь некоторую часть нефтенасыщенной зоны, а нижний интервал перфорации при этом надо располагать на некотором удалении от водонефтяного контакта (ВНК) в зависимости от мощности, литолого-фациального строения пласта.

При наличии газовой шапки и подошвенной воды необходимо выполнять одновременно оба условия: перфорацией вскрывать некоторую часть нефтенасыщенной зоны с расположением верхних дыр перфорации на возможно большем удалении от ГНК и на несколько меньшем удалении от ВНК. Во всех случаях при выборе интервала перфорации следует учитывать также физико-геологические свойства коллектора и физико-химическую характеристику насыщающих его флюидов, литолого-фациальное строение пласта и величину допускаемой депрессии.

Выбор интервала перфорации производится на основании известных методов.

Поскольку обводнение менее опасно, чем загазование, т.е. скважина может длительное время работать с повышенным водонефтяным фактором, нижние клапаны регулируют на большие перепады давления.

В случае активной водонапорной системы обводнение скважины оказывается также опасным явлением. Расчеты и опыт эксплуатации нефтяных скважин в области при двустороннем напоре со стороны газовой шапки и воды показывают, что в обычных условиях перфорации следует производить в интервале, удаленном от ГНК на 50% и от ВНК на 25% толщины нефтяной оторочки. С учетом того, что прорыв газа представляет большую опасность, "газовые" и "водяные" клапаны следует располагать на аналогичном расстоянии. Верхний интервал фильтра, равный 75% толщины нефтяной оторочки, следует оборудовать клапанами ("газовые") на меньшие перепады давления, а оставшая часть фильтра (25%) толщины нефтяной оторочки - клапанами ("водяными") на большие перепады давления. "Водяные" клапаны должны быть отрегулированы на перепады давления, соответствующие отношению толщины интервалов расположения "водяных" и "газовых" кла-

панов, т.е. первый водяной клапан должен быть отрегулирован на перепад, соответствующий 3-му "газовому" клапану, а второй "водяной" клапан - 6-му "газовому" и т.д. Для продления периода безгазовой и безводной эксплуатации предлагается в зоне нефтяной оторочки оборудовать скважину специальным фильтром, состоящим из корпуса, оснащенного по периметру системой клапанов, рассчитанных на перепады давлений, уменьшающихся сверху вниз и снизу вверх на 30-80%.

Для обеспечения радиальной фильтрации вблизи скважины и защиты клапанов от погядания твердых частиц внешняя часть фильтра оборудуется пористым фильтром; например, на основе карбамидных смол. Способ предусматривает постепенно по мере опускания ГНК и повышения газонефтяного фактора, а также подъема водонефтяного контакта и увеличения водонефтяного фактора регулирование депрессии на пласт таким образом, чтобы при снижении депрессии клапаны закрывались сверху вниз и снизу вверх. Этим будет обеспечено постепенное отключение работающей мощности. В свою очередь, безгазовая и безводная эксплуатация продлевает период фонтанирования нефтяных скважин.

Путем обеспечения скважины специальным регулируемым фильтром обеспечивается постепенное отключение нефтяной части пласта выше ГНК и ниже ВНК. Это регулирование осуществляется по мере увеличения газонефтяного фактора за счет увеличения рабочего давления и соответственно уменьшения депрессии на пласт, в результате чего верхние и нижние клапаны, рассчитанные на более высокую депрессию, отключаются.

Скважину пускают в эксплуатацию при допустимой депрессии  $\Delta P_d$ , обеспечивающей безгазовый и безводный дебит. При этом все клапаны открыты.

По мере увеличения газового и водонефтяного фактора увеличивается забойное давление путем перехода скважины на режим с меньшим расходом нефти путем увеличения рабочего давления. Поскольку пластовое давление постоянно, депрессия уменьшается, верхние клапаны, рассчитан-

ные на депрессию  $\Delta P_1$ , автоматически закрываются.

По мере дальнейшего увеличения газового фактора переводят скважину на режим с меньшим расходом, что приводит к снижению депрессии и закрытию второго уровня клапанов, рассчитанных на перепад  $\Delta P_2$ .

Технология продолжается до перехода скважины на работу газом и водой через нижние газовые или верхние водяные клапаны  $\Delta P_{гв}$ . После этого скважина используется для других целей (например, добычи или нагнетания газа).

Пример реализации способа.

Рассматривают гипотетическую газовую залежь с нефтяной оторочкой, для которой коэффициент проницаемости пласта равен  $100 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , толщина нефтяного слоя, 15 м, начальный допустимый дебит нефти при анизотропии пласта 30 составляет 30 т/сут, среднее понижение ГНК 1 м в год. Ряды клапанов располагают по вертикали на расстоянии 2 м, отступая от ГНК и на 3 м от цементированной обсадной колонны для предупреждения возможного прорыва газа или воды по заколонному пространству. Период безгазовой и безводной эксплуатации можно продлить на 3 года, так как из 15 м за вычетом 6 м для цементирования остается 9 м, на которых располагается 5 узлов клапанов по вертикали, причем 1-й "водяной" соответствует 3-му "газовому".

Начальный дебит составляет 38 т/сут и снижается до 0 по мере закрытия всех клапанов, средний дебит составит 15 т/сут.

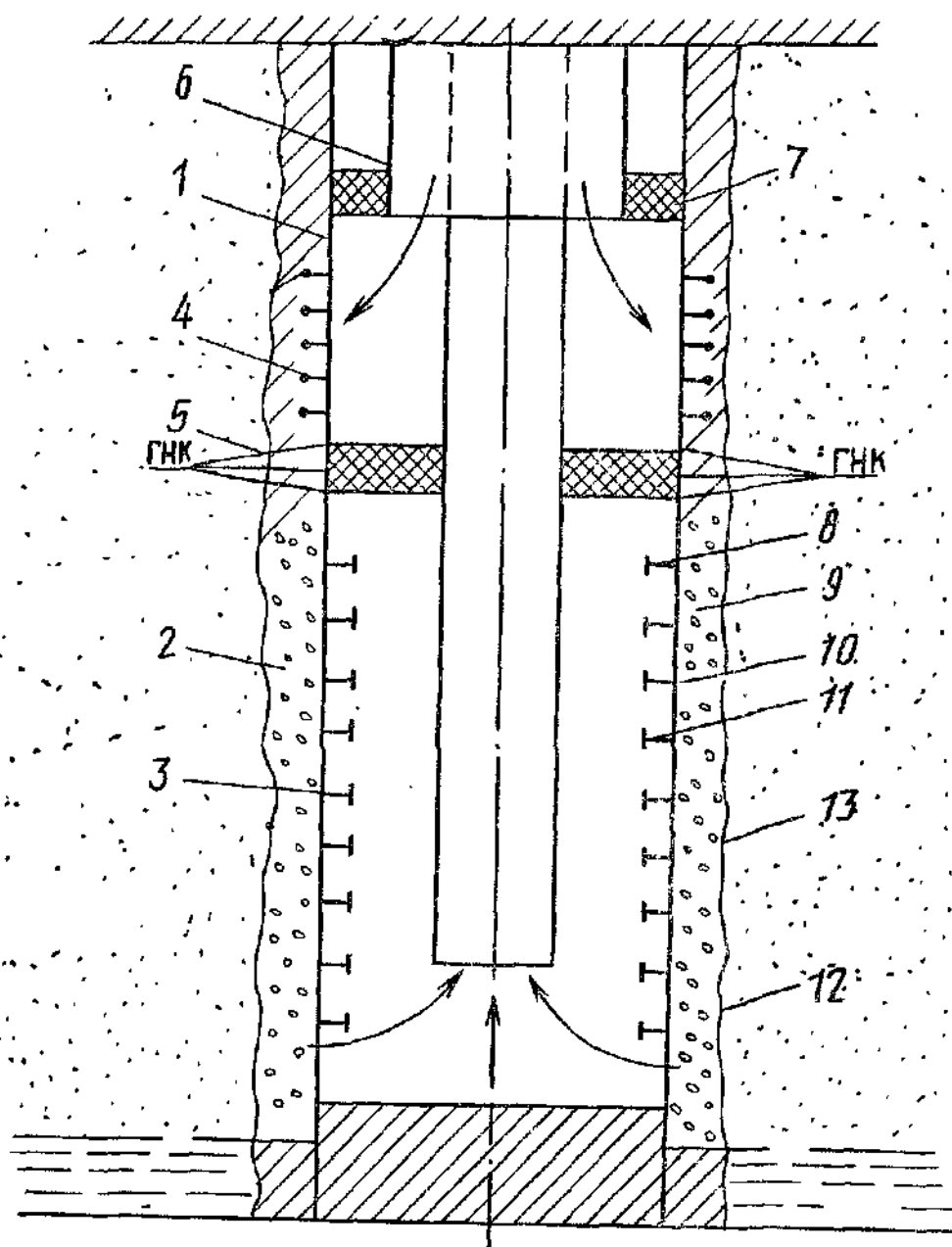
При реализации способа клапаны отрегулированы на следующие пере-

пады давления, уменьшающиеся сверху вниз на 10%:  $\Delta P_{г1} = 1,0 \text{ МПа}$ ,  $\Delta P_{г2} = 0,9 \text{ МПа}$ ,  $\Delta P_{г3} = 0,8 \text{ МПа}$ ,  $\Delta P_{г4} = 0,7 \text{ МПа}$ ,  $\Delta P_{г5} = 0,8 \text{ МПа}$ .

При депрессии 1,0 МПа и более все клапаны открыты, по мере увеличения газового фактора, снижая депрессию ниже 1,0 МПа, верхний "газовый" клапан 8 закрывается и работают клапаны 9, 10, 11 и 12, по мере увеличения газового фактора, снижая депрессию ниже 0,9 МПа, закрывается клапан 9 и работают клапаны 10, 11, 12, по мере увеличения газового фактора и водяного фактора, снижая депрессию ниже 0,8 МПа, закрываются клапаны 10 и 12 и работают клапан 13, после поступления газа и воды через клапан 13 скважина как нефтяная перестает существовать и используется по новому назначению. Дополнительная добыча нефти по одной скважине за 1 год с учетом коэффициента эксплуатации за 300 сут составляет 4,5 тыс. т.

Ф о р м у л а и з о б р е т е н и я

Способ разработки газонефтяной залежи, включающий регулирование величины интервала добычи нефти путем отключения работающего интервала сверху вниз при снижении депрессии на пласт на 10-40%, отличающийся тем, что, с целью снижения содержания воды в продукции скважин при наличии подстилающей залежи воды, осуществляют отключение работающего интервала снизу-вверх при снижении депрессии на пласт на 30-80%, причем соотношение толщин верхнего и нижнего регулируемых интервалов составляет 3:1.



Составитель В. Кондрачук

Редактор Г. Мозжечкова

Техред Л. Сердюкова

Корректор М. Демчик

Заказ 226/ДСП

Тираж

Подписное

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

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