Изобретение относится к области нефтегазодобывающей промышленности и может быть использовано при разработке нефтегазоконденсатных залежей.

Известны способы разработки нефтегазоконденсатных залежей с поддерживанием пластового давления путем закачки в пласт газа или воды [1].

Наиболее близким к заявленному является способ разработки с поддержанием давления путем закачки в пласт неуглеводородных и углеводородных растворителей и водного раствора ПАВ [2].

При различных модификациях только заводнения имеют место значительные потери жидких углеводородов в связи с сравнительно низкими вымывающими способностями воды и высокой остаточной нефтеконденсатонасыщенностью.

Следует отметить, что закачка сероводорода и углекислоты способствует снижению точки росы газоконденсатной смеси, с одной стороны, и частичному растворению в жидкой фазе, с другой, что улучшает условия пытеснения, а процесс заводнения более технологичен с точки зрения условий закачки гомогенной жидкости и экологически более безопасен.

С учетом вышеизложенного предлагается комбинированный способ воздействия на пластовую газоконденсатную систему, сочетающий как воздействие угле- и неуглеводородным растворителем (CO_2, H_2S или др.), так и жидкостью с активными вымывающими свойствами.

Целью изобретения является повышение нефтегазоконденсатоотдачи пласта.

Поставленная цель достигается тем, что в способе разработки нефтегззоконденсатной залежи с поддержанием пластового давления, включающем испарение и вытеснение жидких углеводородов растворителями и жидкостью с поверхностноактивными свойствами, согласно изобретению растворитель и жидкость с поверхностноактивными свойствами получают в пласте путем закачки гомогенной жидкости, обладающей способностью при пластовых термобарических условиях разлагаться на растворитель углеводородной жидкости и жидкости с поверхностноактивными свойствами, причем в качестве гомогенной жидкости используют 15 - 26% - ный водный раствор гидрокарбоната аммония,

Кроме того, 15 - 26% - ный водный раствор гидрокарбоната аммония получают при взаимодействии двуокиси углерода добываемого газа с аммиачной водой, причем в качестве присадки для стабилизации водного раствора гидрокарбоната аммония от взаимодействия с хлоридами кальция и натрия, он дополнительно содержит 10 - 15% - ный раствор хлористого аммония.

В результате непрерывной закачки в пласте по мере продвижения фронта вытеснения нефтегазоконденсатной смеси перед фонтом вытеснения происходит многократное воздействие смеси вытесняющих агентов (CO_2 и NH_4OH) на углеводородную жидкость, что увеличивает эффективность вымывания и вытеснения, и соответственно нефтегазоконденсатоотдачу пласта.

Образуемый водный раствор щелочи аммония (ПАВ) за счет гидроблокирования высокопроницаемых пластов повышает коэффициент охвата пластов вытеснением и соответственно эффективность предлагаемого способа ППД.

Время прорыва нагнетаемых CO_2 и NH_4OH определяют по мере увеличения концентрации CO_2 в продукции эксплуатационных скважин.

Двуокись углерода CO_2 утилизируют из добываемой смеси аммиачной воды путем впрыскивания аммиачной воды в поток сепарируемого газа.

Для стабилизации водного раствора гидрокарбоната аммония по отношению к хлоридам магния и кальция в него добавляют хлористый аммоний (5 - 10%).

Рекомендуемая концентрация закачиваемого раствора гидрокарбоната аммония находится в пределах 15 - 26%. Это обусловлено практическими особенностями результатов лабораторных экспериментов.

На чертеже (фиг.) приведена графическая зависимость температуры от концентрации гидрокарбоната аммония (NH_4HCO_3), из которой следует, что концентрация NH_4HCO_3 в водном растворе зависит от температуры таким образом, что при большей температуре концентрация NH_4HCO_3 выше. Предельная (равновесная) концентрация достигается при температуре 40°С, то есть при температуре выше 40°С NH_4HCO_3 уже разлагается на щелочь NH_4OH и двуокись углерода CO. В промысловых условиях получение раствора NH_4HCO_3 в течение года будет осуществляться при температурах от 15 до 30°С, а при этих температурах концентрация его колеблется в пределах 15 - 26%.

Концентрация присадки хлористого аммония (NH_4Cl) рекомендуется в пределах 5 - 10%. Однако, следует отметить, что ее эффективность зависит от концентрации солей Mg и Ca: при их значительной концентрации свыше 5 - 10% потребуется соответственно и больший объем раствора хлорида аммония, что может привести к нерентабельности технологии. Однако, нами предполагается закачка водного раствора гидрокарбоната аммония в зону над нефтегазоводным контактом (внутриконтурное заводнение) и вытеснение нефтегазоконденсатной смеси в сводовую часть залежи, где NH_4HCO_3 не будет практически контактировать с пластовой водой, в которой растворены соли Ca и Mg. Максимальное контактирование NH_4HCO_3 с пластовой водой может быть в начальный период закачки. Поэтому закачку водного раствора гидрокарбоната аммония целесообразно было бы осуществлять в зону над нефтегазоводным контактом с тем, чтобы между NH_4HCO_3 и пластовой водой был барьер в виде нефтяной или газовой подушки, уменьшающей вероятность контакта. Если же этот контакти произойдет, то предлагаемая концентрация присадки 5 - 10% обеспечит

предотвращение кальматации пористой среды на пути фильтрации.

Кроме хлористого аммония в качестве присадки может закачиваться, например, соляная кислота 10 - 15% концентрации.

Рассмотрим технологию реализации способа. Требуемый объем водного раствора гидрокарбоната аммония при заводнении и сайклинг-процессе определяют по формулам (1) и (2)

$$V^{зав}_{NH_4HCO_3} = V_{пор}[1-(S_o+S_{ост.г})] \times K_{охв.} K^{об.}_{г.ж.} \quad (1)$$

$$V^{с.-п.}_{NH_4HCO_3} = V_{пор.} S_{у.ж.} \times K_{охв.} K^{вым.}_{г.ж.} \quad (2)$$

где $V_{пор}$ - поровый объем залежи, тыс.м^3;

S_o - начальная водонасыщенность;

$S_{ост.г}$ - остаточная газонасыщенность после вытеснения пластовой ГКС водным раствором гидрокарбоната аммония;

$K_{охв.}$ - коэффициент охвата пластов вытеснением;

$S_{у.ж.}$ - докритическая без учета начальной водонасыщенности ( ) насыщенность пор углеводородной жидкостью;

$K^{об.}_{г.ж.}$ - объемный коэффициент гомогенной жидкости;

$K^{г.ж.}_{вым.}$ - коэффициент, характеризующий вымывающую способность гомогенной жидкости.

Дополнительную добычу конденсата можно определить как за счет поддержания давления при возмещении добываемой ГКС закачиваемой более дешевой жидкости (водным раствором гидрокарбоната аммония), так и за счет вымывания и вытеснения углеводородной жидкости выпавшей в пласте в процессе частичного снижения давления.

Эффект от поддержания пластового давления очевиден и равнозначен эффекту от заводнения или сайклинг-процесса.

Эффект от вымывания и вытеснения углеводородной жидкости можно определить по формуле (2), т.е. это то ее количество, которое не может быть добыто ни при заводнении, ни при сайклинг-процессе.

Примем следующие численные значения параметров, характерные для Тимофеевского ГКМ:

$V_{пор.} = 57$ млн.м^3; $S_o = 0,1$; $S_{ост.г.}{}^1 = 0,35$; $K_{охв.} = 0,85$; $S_{у.ж.} = 0,12$.

Коэффициенты $K_{г.ж.}{}^{вым}$.Н$K_{г.ж.}{}^{об.}$ определяются лабораторным путем $K_{г.ж.}{}^{вым.}$ =0,8, $K_{г.ж.}{}^{об.} = 0,8$.

После подстановки получим:

$$V^{зав}_{NH_4HCO_3} = 57[1-(0,1+0,35)]\ 0,85 \times 0,8 = 21,3 \text{ млн.м}^3,$$

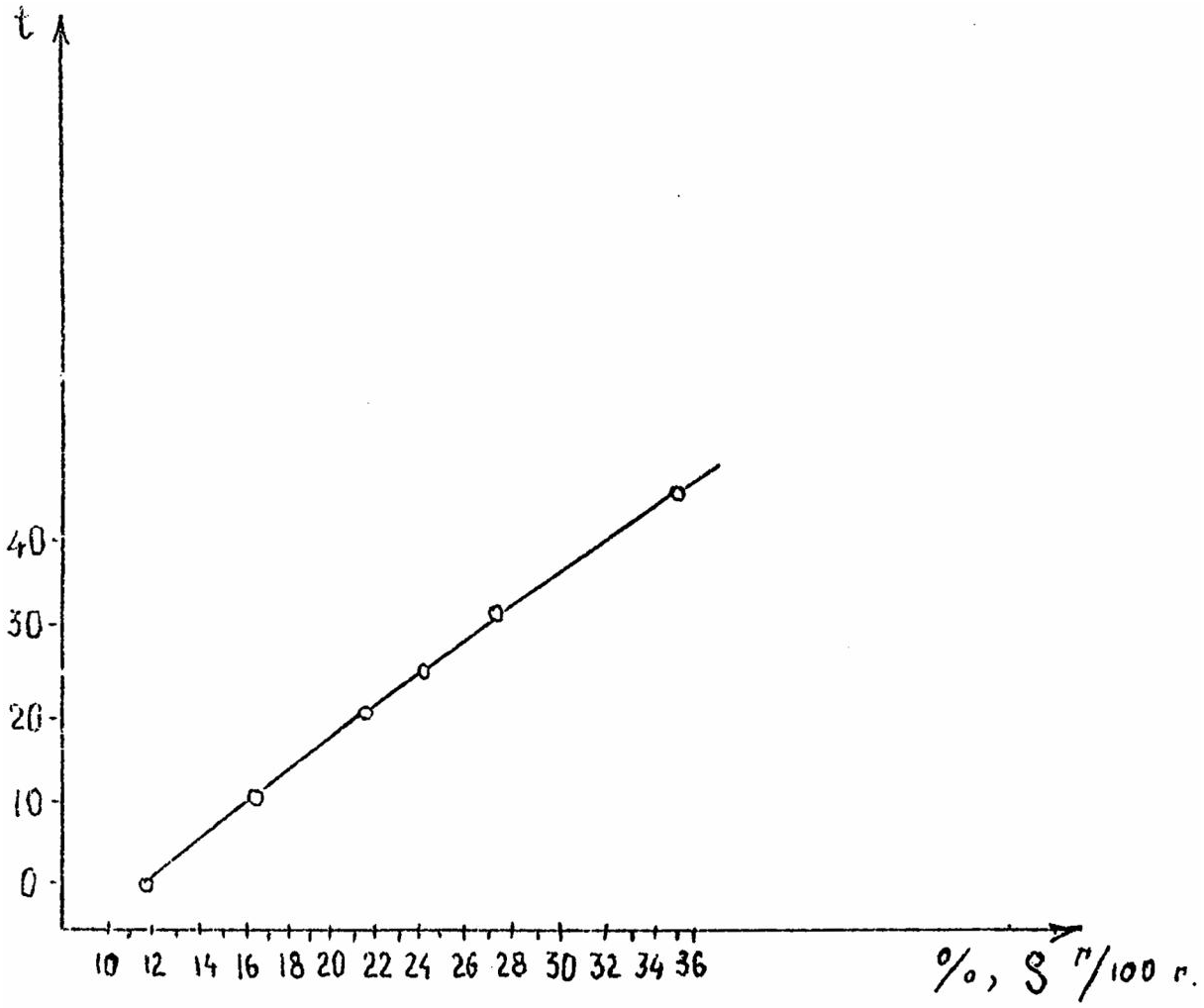
$$\Delta V_{у.ж.} = V^{с.-п.}_{NH_4HCO_3} = 57 \cdot 0,12 \times 0,85 \cdot 0,8 = 4,7 \text{ млн.м}^3$$

Для реализации заводнения с закачкой водного раствора гидрокарбоната аммония при условии приемистости 1 скважины, равной 250м^3/сут, для закачки 21,3млн.м^3 раствора потребуется 10 нагнетательных скважин на период 27 лет. Требуемое количество эксплуатационных газовых скважин при производительности 250тыс.м^3/сут составит 4ед. Следует отметить, что заводнение с применением водного раствора гидрокарбоната аммония будет эффективнее обычного заводнения. При этом разработка на конечном этапе после прорыва жидкости в эксплуатационные скважины упростится, так как на забой будет поступать газокарбонизированный раствор аммиачной воды, способной вспениваться, что облегчит эксплуатацию скважин и позволит достичь более высокой газонефтеконденсатоотдачи за счет продления периода фонтанирования.

Более эффективной может оказаться технология закачки водного раствора гидрокарбоната аммония в сочетании с сайклинг-процессом. Здесь требуемый объем этого раствора составит 4,7млн.м^3; что обеспечит докритическое насыщение пористой среды (с учетом начальной водонасыщенности) жидкостью. Здесь ожидается эффект вымывания и вытеснения жидких нефтеконденсатопродуктов оторочкой двуокиси углерода и щелочью аммония. При этом остаточная газонасыщенность отсутствует, а коэффициент охвата пластов вытеснением при сайклинг-процессе может возрасти от расчетного 0,47 до ожидаемого 0,8 за счет гидроблокады высокопроницаемых пластов. Для реализации этой технологии при приемистости 250м^3/сут необходимое нагнетательных скважин. Эти скважины могут быть выделены за счет нагнетательных газовых и части эксплуатационных в связи с уменьшением годовых отборов сырого и закачки сухого газов. При этом период разработки несколько увеличится.

Однако, в условиях отставания обустройства под сайклинг-процесс эта технология позволит опережающе начать разработку залежи с целью создания оторочки двуокиси углерода и щелочи аммония, что также повысит эффективность разработки.

Таким образом, для активного воздействия на пласт с приведенными выше параметрами при заводнении необходимо закачать 21,3млн.м^3 водного раствора гидрокарбоната аммония, что охватит насыщением 37% перового объема, при сайклинг-процессе 4,7млн.м^3 или 8% порового объема. При этом за счет вымывания и последующего вытеснения о обоих случаях может быть дополнительно извлечено 4,7млн.м^3 сырого или 3,9млн.м^3 стабильного конденсата. Если принять плотность конденсата 0,78кг/м^3, то в количественном соотношении дополнительная добыча конденсата составит 3,0млн.т, т.е. для условий гор. Т-1 Тимофеевского ГКМ углеводородоотдача может быть увеличена примерно на 30 - 40%.



Фиг.