

ТЕХНОЛОГИЯ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ СКОРОСТИ ВОСХОДЯЩЕГО ПОТОКА

Агалыев С.Д., Гараев Г.Т.

Международный университет нефти и газа им. Ягшыгелди Какаева,
Ашхабад, Туркменистан: ilyaluryev.edu@gmail.com

TECHNOLOGICAL BASIS FOR THE DEVELOPMENT OF GAS DEPOSITS IN A COMBINED MODE

Agalyev S.D., Garayev G.T.

Yagshygeldi Kakayev International Oil and Gas University, Ashgabat, Turkmenistan: ilyaluryev.edu@gmail.com

Keywords: Gas well,
fluid removal technology,
perforated tubing

Summary. Issues of equipment and technology for operating gas wells in conditions of condensate and flooding require constant improvement. The result of our proposed technology is to increase the productivity of flooded gas wells by increasing the rate of upward gas flow from the bottomhole itself. The effect of reducing the diameter of the lifting pipes and increasing the velocity of the gas-liquid flow at the bottomhole is achieved by lowering the tubing perforated in the lower part of the string to the lower perforations of the production string. The results of field tests are given. Applicability criteria for the proposed technology are identified.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Несмотря на значительное количество имеющихся способов и устройств для интенсификации выноса жидкости из газовых скважин, проблема удаления жидкости всегда будет требовать решения, а имеющиеся технологии – совершенствования. Такое положение объясняется тем, что многие из них характеризуются значительной материалоемкостью, дороговизной, сложностью в освоении и эксплуатации и низкой продолжительностью эффективного использования.

В качестве методов борьбы с обводнением скважин наибольшее распространение получили методы удаления жидкости из скважин с подъёмом её на поверхность. В этом случае основной задачей является обеспечение скорости потока газа не менее 5 м/с на забое скважин и не более 10 м/с на устье (Лурьева, 2014). В промышленной практике удаления жидкости из газовых скважин получили применение продувки скважин в атмосферу и выкидные линии, уменьшение диаметра колонны лифтовых труб, снижение устьевых давлений и ввод вспенивающих поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Метод

Особенности геологического строения газовых и газоконденсатных месторождений, как правило, таковы, что сухое газовое поле окружено подошвенными и контурными пластовыми водами. В этих условиях на одной из стадий разработки месторождения начинает проявляться водонапорный режим. При этом может происходить частичное или полное обводнение газовых скважин за счёт конденсации парообразной воды из газа и поступления воды на забой скважины из пласта. В газоконденсатных скважинах к этой жидкости добавляется углеводородный конденсат, поступающий из пласта и выпадающий из газа в стволе скважин. В начальный период разработки залежи при высоких скоростях газового потока на забое скважин и небольшом количестве жидкости она практически полностью выносится на поверхность. По мере снижения скорости потока газа на забое и увеличения расхода жидкости, поступающей на забой скважины за счёт обводнения проницаемых пропластков и увеличения объёмной конденсатонасыщенности пористой среды, не обеспечивается полный вынос жидкости из скважины, происходит накопление столба жидкости на забое. Он увеличивает противодавление на пласт, приводит к существенному снижению дебита, к прекращению притока газа из низкопроницаемых пропластков и даже к полной остановке скважины.

Предотвратить поступление жидкости в скважину можно поддержанием условий отбора газа на забое скважины, при которых не происходит конденсации воды и жидких углеводородов в призабойной зоне пласта, недопущением прорыва конуса подошвенной воды или языка краевой воды в скважину. Кроме того, можно предотвратить поступление воды в скважину изоляцией посторонних и пластовых вод.

Выбор способа удаления жидкости с забоя скважин зависит от геолого-промысловых характеристик газонасыщенного пласта, конструкции скважины, качества цементирования заколонного пространства, периода разработки залежи, а также от количества и причин поступления жидкости в скважину.

Для того чтобы выбрать метод удаления жидкости из газовых скважин, необходимо было изучить механизм скопления воды и конденсата в стволе скважины, так как присутствие жидкости даже в малых количествах в продукции приводит к двухфазному потоку в насосно-компрессорных трубах.

Распределение жидкости в пристенном слое различается по направлению потока. Слой 1, который имеет толщину не более 0.5 мм, как правило, неподвижен относительно потока даже в предельном случае превышения объема газовой фазы над объемом жидкой фазы. Этот слой существенно снижает уровень гидравлических сопротивлений газожидкостного потока в трубах, как-бы «смазывая» их. Следующий слой 2 (5...14 мм) жидкости существует при режимах движения газожидкостного потока ниже предельных скоростей восходящего потока. Слой 3 наблюдается в широких пределах (10...15 мм), однако при малых скоростях восходящего потока может перейти в слой 2, который стекает на забой по внутренней поверхности насосно-компрессорных труб. И, наконец, существует основной поток газа в стержневом режиме, который увлекает капельную жидкость к устью скважины и способствует ее удалению. Количество жидкости, движущейся в обратном потоку газа направлении, может достигать 25% внутреннего объема труб.

В газовой скважине даже малые количества жидкости образуют все описанные слои, которые в зависимости от скорости восходящего потока могут способствовать накоплению жидкости на забое скважины за счёт существования слоя 3, который обеспечивает стекание жидкости по стенкам скважины.

Результатом предлагаемой нами технологии (Лурьева и др., 2009) является повышение производительности обводнённых газовых скважин за счёт увеличения скорости восходящего потока газа от самого забоя.

На поверхности земли перфорируют нижние трубы колонны НКТ на длину, равную расстоянию от забоя скважины до кровли газоносного пласта. В скважину, оборудованную эксплуатационной колонной с перфорационными отверстиями на уровне продуктивного горизонта до забоя спускают колонну, состоящую в нижней части из перфорированных труб, а выше кровли продуктивного пласта – из неперфорированных труб. При этом диаметр трубы, начиная от забоя скважины, становится меньше, чем диаметр эксплуатационной колонны. Через перфорационные отверстия в колонне НКТ газ поступает в НКТ за счёт перепада давления между пластом и забоем скважины. В межколонном пространстве газ остаётся неподвижным.

Из-за постоянного диаметра колонны НКТ скорость потока газа возрастает по длине в соответствии с перепадом давления, в то время как в эксплуатационной колонне из-за большего, чем НКТ диаметра, скорость газа значительно ниже. Увеличение скорости газа на забое приводит к большей выносной способности потока газа, что исключает или замедляет скопление жидкости на забое и самозадавливание скважины. Кроме того, затрубное пространство по-прежнему можно использовать для создания циркуляции растворов глушения, освоения, ингибиторов коррозии и т.д.

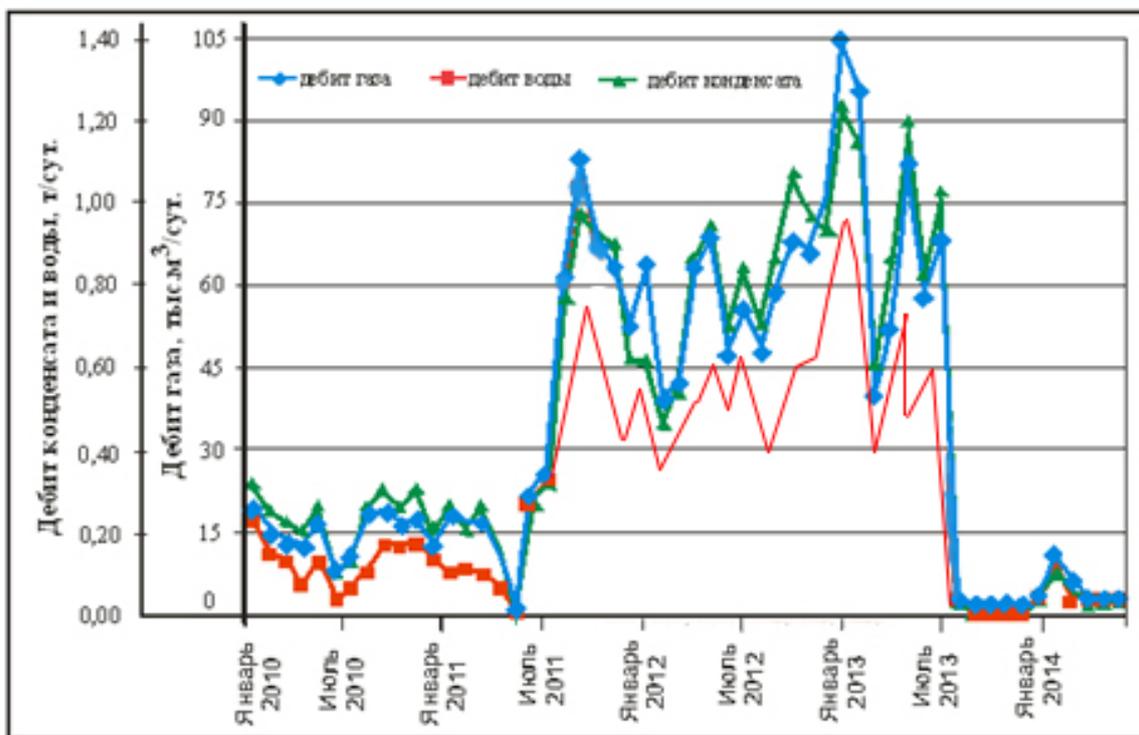
Обсуждение результатов

Промысловые испытания технологии (Лурьева, Базаров, 2009) на скважине № 211 месторождения Найып, где происходит интенсивное обводнение продукции, показали эффективность предлагаемого способа удаления жидкости из газовой скважины.

Характерно, что при проведении газодинамических исследований до и после спуска перфорированных НКТ до нижних отверстий интервала перфорации не наблюдалось заметного увеличения дебита газа и устьевых давлений при различных режимах, однако дальнейшая эксплуатация скважины позволила определить преимущества применения новой технологии для удаления жидкости за счет значительного увеличения периода между продувками.

Как видно из рисунка, через каждые 5 месяцев в течение 2016-2017 гг. скважину останавливали с целью удаления накопившейся в стволе жидкости путём продувки в атмосферу. В мае 2017 г. скважина самозадавилась и освоить её путём продувки и осушки ствола не удалось. После замены имеющихся в скважине НКТ на перфорированные в нижней части колонны трубы скважину удалось освоить с дебитом газа примерно в 1.5 раз выше, чем в период стабильной работы скважины в предыдущем году.

Далее в течение последующих четырёх месяцев дебит газа увеличился примерно в 5 раз. Это может быть связано с тем, что стабилизировалась работа скважины и проявился эффект от использования перфорированных НКТ, спущенных до нижних отверстий интервала перфорации.



Динамика дебитов газа, конденсата и воды по скважине 211 месторождения Найып

При этом дебиты конденсата и выносимой с газом воды также значительно увеличились в связи с тем, что скорость потока газа от самого башмака НКТ стала достаточной для обеспечения полного выноса жидкости из скважины. После скачкообразного роста дебитов конденсата и воды наблюдается их падение и стабилизация на определённом уровне, что говорит о том, что скважина очищена от постепенно накапливающейся и «зависающей» в потоке газа жидкости. Накопление же столба жидкости, приводящего к самозадавлению скважины, вообще не происходило, и скважина продолжала стабильно работать до июля 2019 г. Затем дебит газа начал снижаться в связи с выработанностью перфорированного пропластка продуктивного пласта.

С целью вовлечения в разработку дополнительных интервалов в декабре 2019 г. скважина была остановлена на капитальный ремонт. Колонна НКТ на уровне дополнительного интервала перфорации была оборудована стандартными (неперфорированными) трубами. Как видно из рисунка, дальнейшая эксплуатация скважины продолжается с низкими дебитами.

Выводы

Таким образом, предложенный способ эксплуатации обводненных газовых скважин позволяют эффективно удалять жидкость с забоя газовых и газоконденсатных скважин и препятствовать ее накоплению. Динамика эксплуатации скважины 211 Найып показывает эффективность предложенного способа эксплуатации, а возвращение к стандартной конструкции привело к снижению производительности скважины.

ЛИТЕРАТУРА

- Lur'yeva I.I. Gu'yular ulanylanda yüze çykýan päsgelçilikleriň önüni almak boýunça çareler. Сборник тезисов, посвященный дню науки конференции "Ylum we bilim ulgamunda innowasion tehnologiýa", 2014 с. 16-17.
- Лурьева И.И., Базаров А. Задачи исследования способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин. В сб.: Наука и газовая промышленность Туркменистана (Труды Института нефти и газа, 1-й выпуск), 2009, с. 337-347.
- Лурьева И.И., Эседулаев Р., Базаров А.А. Способ эксплуатации обводнённой скважины. 2009, ОП № 447.

ТЕХНОЛОГИЯ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЗА СЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ СКОРОСТИ ВОСХОДЯЩЕГО ПОТОКА

Агалыев С.Д., Гараев Г.Т.

Международный университет нефти и газа им. Ягшыгелди Какаева, Ашхабад, Туркменистан: ilyaluryev.edu@gmail.com

Резюме. Вопросы техники и технологии эксплуатации газовых скважин в условиях выпадения конденсата и обводнения требуют постоянного совершенствования. Результатом предлагаемой нами технологии является повышение производительности обводнённых газовых скважин за счёт увеличения скорости восходящего потока газа от самого забоя. Эффект уменьшения диаметра подъемных труб и увеличение скорости газожидкостного потока на забое достигается за счет спуска перфорированных в нижней части колонны насосно-компрессорных труб до нижних перфорационных отверстий эксплуатационной колонны. Приведены результаты промысловых испытаний. Выявлены критерии применимости предлагаемой технологии.

Ключевые слова: газовая скважина, технология удаления жидкости, перфорированные насосно-компрессорные трубы