

ТИПИЧНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН И ИХ УСТРАНЕНИЕ

Ткаченко Виктор Александрович

студент, Институт нефти и газа СКФУ, РФ, г Ставрополь

Эксплуатация любой скважины не может обойтись без тех или иных осложнений, вызванных в первую очередь несовершенством методов разработки месторождений и недостаточным уровнем контроля за процессами, проходящими в пласте и его призабойной зоне.

В случае газового или газоконденсатного месторождения ввиду отличий физических свойств газа от физических свойств нефти, таких, как меньшие плотность и вязкость фаз, взрывоопасность газо-воздушной смеси, высокая скорость подъема газа, кардинально меняется используемая технология добычи и переработки сырья, конструкция и оборудование скважин.

Скорость движения газа в стволе скважины в 5-25 раз больше скорости движения нефти. Учитывая разность плотностей газа и жидкостей, в газовых скважинах необходимо спускать кондуктор на большую глубину, чем в нефтяных, для предупреждения взрыва горных пород газом, заполнения углеводородами водоносных горизонтов, свободного выхода газа на поверхность. Газ некоторых месторождений содержит агрессивные, коррозионные компоненты (сероводород, углекислый газ). Отсюда к прочности и герметичности газовой скважины предъявляют более жесткие требования [1, с. 25].

Для извлечения газа и газового конденсата из недр на поверхность используется фонтанный способ эксплуатации скважины – подъем газа осуществляется за счет использования пластовой энергии, под действием которой он сходится по трещинам-каналам пласта к забою скважины, откуда по колоннам фонтанных труб поднимается на устье.

Основная задача эксплуатации газовых скважин - поддержание определенного дебита газа и газового конденсата. Оптимальный уровень отбора продукции определяется с помощью различного рода исследований скважин и является наиболее актуальным только лишь на момент проведения исследований. Изменение физических параметров скважины в ходе её промышленной эксплуатации определяется состоянием призабойной зоны скважины, уровнем ее обводненности, наличием в составе продукции агрессивных компонентов (сероводорода, углекислого газа) и другими факторами, среди которых можно отдельно выделить гидратообразование и пескопроявление.

Если эксплуатация скважины сопровождается обводнением призабойной зоны пласта, то необходимо принимать в расчет такие факторы, как: уменьшение дебита скважины; чрезмерное обводнение газа (соответственно, больший объем его сепарации на промыслах с отделением пластовой воды); образование большого количества гидратов; увеличение противоаварийного давления на пласт и т.д. Для предупреждения и устранения вышеописанных негативных последствий необходимо проводить мероприятия по удалению лишней воды из призабойной зоны скважины.

В зависимости от степени обводненности скважины и скорости образования стабильно высокого уровня воды в фонтанных трубах используют периодические и непрерывные методы удаления жидкости из скважины. К периодическим методам относят: остановку скважины для поглощения воды пластом; продувку скважины в атмосферу через сифонные трубки; уменьшение плотности жидкости в скважине поверхностно-активными (пенообразующими) веществами. К непрерывным методам относят: эксплуатацию скважины на режимах,

обеспечивающих вынос жидкости с забоя скоростью выходящего газа; непрерывную продувку скважин через сифонные или фонтанные трубы; применение плунжерного лифта; отбор жидкости скважинными насосами; непрерывное вспенивание воды в скважине. Для малодебитных скважин достаточно использовать один из периодических методов удаления жидкости, а при больших дебитах газа – один или несколько из непрерывных методов [2, с. 70]. На промыслах чаще всего используется метод введения в скважину поверхностно-активных веществ – пенообразователей, отличающийся эффективностью, простотой применения и невысокой стоимостью. Пенообразователями служат вещества-адсорберы: сульфанол, натриевые соли сульфокислот и синтетические порошки. Плотность вспененной жидкости становится значительно меньше, что позволяет извлекать её на поверхность с потоком выходящего газа.

Природные газы многих месторождений содержат в своем составе сернистые компоненты и углекислый газ - так называемые кислые газы. Сероводород и углекислый газ в присутствии воды вызывают коррозию стальных труб, оборудования трубопроводов, компрессорных машин и пр. [3, с. 98]. Коррозия труб негативно влияет на все этапы добычи и переработки газа; можно выделить несколько наиболее экономически опасных коррозионных последствий для трубопроводов – увеличение гидравлического сопротивления, уменьшение проходных сечений, изменение теплопроводной характеристики, ускорение гидратообразования, загрязнение проходящей продукции и, наконец, уменьшение прочностных свойств оборудования, вплоть до излома.

При добыче кислых газов необходимо уменьшить (на начальной стадии – полностью устранить) коррозионное воздействие агрессивных компонентов на обсадные и фонтанные трубы и оборудование. Для этого используются следующие методы: ввод ингибиторов коррозии; эксплуатация оборудования на специальных технологических режимах; использование электрохимических методов защиты от коррозии; изготовление деталей оборудования из легированных коррозионно-стойких сталей и сплавов или нанесение на них специальных покрытий.

Чаще всего на промыслах в качестве защиты от коррозии применяют ингибиторы - вещества, увеличение содержания которых в коррозионной среде значительно снижает скорость коррозии или полностью её прекращает [2, с. 71].

Природный газ в пластовых условиях насыщен парами воды. При отборе газа из пласта, сопровождающемся понижением его температуры и давления, эти пары конденсируются в скважинах и газопроводах. В дальнейшем при контакте газов с сконденсированной водой в определенных термобарических условиях могут образовываться твердые кристаллические вещества, называемые кристаллогидратами.

Подобные соединения могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных приборов и регулирующих средств. Часто вследствие образования гидратов выходят из строя штуцера и регуляторы давления, дросселирование газа в которых сопровождается резким понижением температуры. Это нарушает нормальную работу газопромыслового оборудования, особенно при низких температурах окружающей среды. Борьба с кристаллогидратами, как и с любыми отложениями, ведется в направлениях их предупреждения и ликвидации. Для исключения больших затрат на удаление отложений, а также возможных нарушений режима эксплуатации скважины, предпочтение отдается методам предупреждения гидратообразования. В случае уже образовавшихся гидратных отложений применяются ингибиторы: метиловый спирт, хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, ди- и триэтиленгликоль).

При интенсивных пескопроявлениях пласта в призабойной зоне скважины образуются малопроницаемые для газа песчаные пробки, что ведет к снижению его дебита. При равенстве проницаемостей пласта и песчаной пробки дебит скважины составляет всего 5% дебита скважины газа незасоренной скважины [2, с. 69]. В таком случае необходимо предупредить образование песчаных пробок за счет ограничения дебита скважин и выбрать оптимальный режим эксплуатации скважины, при котором будет обеспечен вынос частиц песка, проникающих на забой, к устью скважины. Дополнительно для защиты забоя скважины от попадания песка устанавливают фильтры с щелевыми отверстиями или проволочные.

Список литературы:

1. Совет Унион. Государственный плановый комитет. Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений - Издательство Гос. научно-техническое изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1963. - 489 с.
2. Бобрицкий Н.В., Юфин В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности - М.: Недра, 1988. - 200 с.
3. Алиев Р.А., Белоусов В.Д. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Учебник для вузов - М.: Недра, 1988. - 368 с.