

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН В НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖАХ

М.К. Тупысев
Институт проблем нефти и газа РАН
e-mail: tupysev@mail.ru

При освоении газовых месторождений возникла проблема, широко известная как гидратообразование. В работе [1] дан обширный анализ методов борьбы с гидратообразованием в системах сбора и подготовки природного газа, а также ингибиторов гидратообразования, используемых для этих целей.

С вводом в разработку месторождений природного газа Севера, особенно тех, в разрезе которых имеется многолетне-мерзлые породы, возникла проблема гидратообразования в стволе скважин. Наиболее распространенным методом борьбы с гидратами в стволе скважины является подача ингибитора в поток добываемой пластовой смеси ниже интервала, в котором температура газа достигает величины, равной равновесной температуре гидратообразования [2].

При освоении низкотемпературных газовых залежей возникла проблема обеспечения стабильной добычи природного газа из-за возможного гидратообразования в призабойной зоне эксплуатационных скважин.

Известен способ эксплуатации газовых скважин в таких условиях, заключающийся в том, что для предотвращения гидратообразования в призабойной зоне в скважину после ее остановки закачивают ингибитор гидратообразования и продавливают его в пласт. Однако, при реализации этого способа необходимо периодически останавливать скважину для закачки ингибитора гидратообразования, поскольку ингибитор в призабойной зоне смешивается с конденсационной водой и выносится на поверхность совместно с продукцией скважины в процессе ее эксплуатации, поэтому возникает потребность для повторных закачек ингибитора гидратообразования в призабойной зоне скважин [3].

Другие исследователи предлагают для борьбы с гидратообразованием в призабойной зоне эксплуатационных газовых скважин периодически прогревать призабойную зону высокочастотным электромагнитным нагревателем, которым оборудуют забой скважины. При этом нагреватель включают при полном прекращении работы скважины, а выключают при достижении лавинообразного выноса гидратных частиц потоком газа [4]. Недостатком такого способа эксплуатации скважин является

необходимость их электрофикации, сложность процесса слежения за структурой потока продукции скважин, нестабильность режима их работы.

Для предотвращения гидратообразования в призабойной зоне скважин предлагается следующая технология: ингибитор гидратообразования непрерывно подается не только в ствол скважины, но и в призабойную зону.

На чертеже представлена схема реализации предлагаемой технологии эксплуатации газовой скважины в условиях возможного гидратообразования в призабойной зоне: 1 – газовая залежь, 2 – обсадная колонна, 3 – колонна насосно-компрессорных труб, 4 – циркуляционный клапан, 5 – пакер, 6 – отверстия фильтра в обсадной колонне, 7 – линии тока пластового флюида (газа) в призабойной зоне газовой скважины, 8 – движение продукции скважины по колонне насосно-компрессорных труб, 9 – подача ингибитора гидратообразования в затрубное пространство, в циркуляционный клапан и газовую залежь выше пакера.

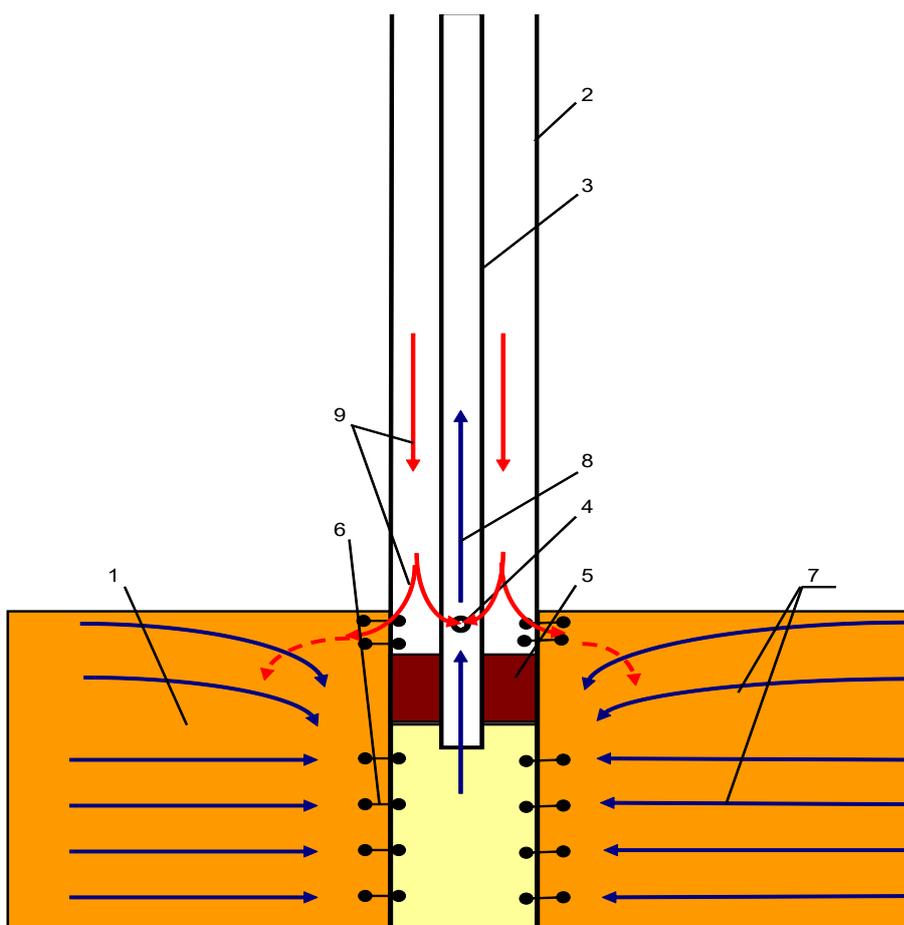


Схема эксплуатации газовой скважины

По предлагаемой технологии после проводки скважины со вскрытием газовой залежи 1, ее обсаживания обсадной колонной 2 и перфорирования в интервале залегания газовой залежи 6 в скважину спускают колонну НКТ 3, оборудованную циркуляционным клапаном 4 и пакером 5, с расположением последнего в верхней части газовой залежи 1. Скважину осваивают, пакер приводят в рабочее состояние.

В процессе эксплуатации скважины для предотвращения процесса гидратообразования в призабойной зоне и стволе скважины в затрубное пространство скважины подают ингибитор гидратообразования 9, который через циркуляционный клапан 4 попадает в колонну НКТ 3, а через перфорационные отверстия фильтра выше пакера 5 – в призабойную зону газовой залежи 1. В призабойной зоне ингибитор гидратообразования смешивается с конденсационной водой, выпадающей из пластового газа, в результате чего не происходит образование и накопление гидратов, а также не снижается продуктивность скважины. Конденсационная влага в смеси с ингибитором гидратообразования подхватывается потоком пластового газа, выносится на забой и далее по колонне НКТ – на поверхность.

Как показывают исследования [5, 6], выпадение конденсационной влаги (за счет основного изменения термобарических параметров потока газа) происходит в непосредственной близости от забоя скважины (на расстоянии до 0,5 м), поэтому закачиваемый ингибитор вполне может достичь такого расстояния и исключить гидратообразование в призабойной зоне. В случае необходимости повышения глубины проникновения ингибитора в призабойную зону (для более раннего смешивания его с потоком пластового газа) могут быть созданы специальные каналы путем использования известной технологии радиального вскрытия пласта.

При таком способе эксплуатации газовой скважины циркуляционный клапан для подачи ингибитора гидратообразования в НКТ может быть исключен, поскольку при установившемся режиме работы скважины достаточно подачи расчетного объема ингибитора гидратообразования в призабойную зону для связывания влаги, выпадающей в призабойной зоне скважины и в стволе НКТ. Подача (закачка) ингибитора в затрубное пространство может быть организована, например, с помощью широко используемых дозировочных насосов.

Для обеспечения контролируемой подачи метанола в призабойную зону, а также для исключения давления на нее всего столба метанольной жидкости в затрубном

пространстве необходимо предусмотреть в конструкции, например, дополнительный пакер с циркуляционным клапаном, устанавливаемый над кровлей продуктивного пласта (на чертеже не показан).

Оценим на примере потребные объемы ингибитора гидратообразования в призабойной зоне и стволе скважины. Имеется газовая залежь с пластовым давлением 13,2 МПа, пластовой температурой 9 °С (условия ботубинского горизонта Северного блока Чайядинского месторождения республики Саха (Якутия)).

Средний состав пластового газа (% об.): метан – 85,174; этан – 4,446; пропан – 1,173; изобутан – 1,173; бутан – 1,414; пентаны+ – 1,461; CO₂ – 1,109; N₂ – 7,131; H₂ – 0,09; Ge – 0,439.

Для такого состава газа равновесная температура гидратообразования определяется по следующей формуле [7]:

$$t_p = 18,47(1 + \lg P) - 17, \quad (1)$$

где: t_p – равновесная температура гидратообразования (°С) при давлении P (МПа).

Испытание разведочных скважин показало, что эксплуатационные скважины могут работать с дебитом 300 тыс. м³/сут. при забойном давлении 12,2 МПа и устьевом давлении 10 МПа, при этом устьевая температура составляет -5 °С. По формуле (1) рассчитываем равновесную температуру гидратообразования в пластовых условиях – 21 °С, а на устье скважины – 20 °С. Значит эксплуатация скважин такой газовой залежи возможна только с использованием способов борьбы с гидратообразованием в призабойной зоне и стволе скважины.

Поскольку для роста гидратов кроме газа необходима влага, определяем объем конденсационной влаги, выпадающей в призабойной зоне и стволе скважины по изменению удельного влагосодержания газа. Для термобарических условий пласта удельное влагосодержание газа составляет 0,115 г/м³, а на устье скважины – 0,08 г/м³. При дебите 300 тыс. м³/сут. в призабойной зоне и стволе скважины будет выпадать $((0,115 - 0,08) \cdot 300\,000) = 10\,500$ г или 10,5 кг конденсационной влаги за сутки. По известным количеству конденсационной влаги (10,5 кг), разности равновесной температуры гидратообразования и минимальной температуры потока газа (25 °С) определяем количество ингибитора гидратообразования (например, этиленгликоля), подаваемого в затрубное пространство (по предлагаемой технологии):

$$Q_{\text{и}} = Q_{\text{в}} C_2 / (C_1 - C_2), \quad (2)$$

где $Q_{\text{и}}$ – количество ингибитора, кг; $Q_{\text{в}}$ – количество конденсационной влаги, кг; C_1, C_2 – концентрация вводимого (подаваемого) и выводимого ингибитора, %.

Концентрация ингибитора C_2 определяется по необходимому понижению температуры гидратообразования, в нашем примере – это разность температуры потока газа и равновесной температуры гидратообразования на устье – 25 °С. Для такого понижения температуры гидратообразования при использовании в качестве ингибитора этиленгликоля его концентрация на выходе из скважины (C_2) должна быть равной 52% [8]. При 100%-ной начальной концентрации этиленгликоля потребный суточный объем ингибитора составляет $(10,5 \cdot 52 / (100 - 52)) = 11,4$ кг.

Выполненные расчеты по определению потребного количества ингибитора повторяются при назначении очередного технологического режима работы эксплуатационных скважин, поскольку по мере снижения пластового давления изменяется количество конденсационной влаги, выпадающей в призабойной зоне [5].

Применение предложенного способа эксплуатации газовой скважины в условиях возможного гидратообразования в призабойной зоне и стволе скважины не требует наличия на скважине электроэнергии, как при использовании способа эксплуатации скважин с забойными нагревателями, не требуются также остановки скважин, что необходимо при использовании периодических закачек ингибитора в призабойную зону. Имеется возможность обеспечения стабильной работы газовых скважин как на стадии их освоения, так и на стадии промышленной эксплуатации.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

ЛИТЕРАТУРА

1. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Недра, 1999. 473 с.

2. Дегтярев Б.В., Лугошкин Г.С., Бухгалтер Э.В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах севера (практическое руководство). М.: Недра, 1969. 120 с.

3. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ООО ИРЦ Газпрома, 2004. С. 354–357.

4. Хабибуллин И.Л., Саяхов Ф.Л., Низаев И.Г., Макогон Ю.Ф. Авт. свид. SU 1726736. Способ эксплуатации скважин с гидратным режимом в призабойной зоне. № 4728384/03; Заявл. 15.08.1989; Опубл. 15.04.1994 // Изобретения. Полезные модели. Бюл. № 14. – Режим доступа: <http://www1.fips.ru>.

5. Тупысев М.К. Динамика гидратообразования в призабойной зоне скважин при разработке низкотемпературных газовых залежей [Электронный ресурс] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: Электрон. науч. журн. 2010. Вып. 2(2). 12 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 01.03.2018).

6. Тупысев М.К. Влияние техногенных и природных газогидратов на результаты исследования и работы скважин // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. № 4. С. 97–102.

7. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.

8. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра, 1985. 232 с.