

КОНТРОЛЬ ДИНАМИКИ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ ГАЗА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.К. Тупысев
ИПНГ РАН, e-mail: tupysev@mail.ru

Одним из основных параметров контроля работы газовых скважин является определение количества воды, поступающей вместе с газом. Такой водой может быть конденсационная вода, выпадающая из пластового газа вследствие изменения термобарических параметров газа в процессе его движения от пласта до установок комплексной подготовки газа к дальнему транспорту, а также пластовая вода (законтурная и подошвенная), вторгающаяся в газовую залежь по мере снижения в ней начального пластового давления в процессе разработки месторождения.

При снижении температуры газового потока в системе добычи и промышленного транспорта газа ниже равновесной температуры гидратообразования конденсационная вода становится главным условием образования и роста гидратных пробок, в том числе и в призабойной зоне. В целях предотвращения образования гидратных пробок используют ингибиторы гидратообразования. Для расчета необходимого их количества важно знать динамику как термобарических параметров газового потока, так и количества выпадающей конденсационной воды.

В работе [1] рассмотрен вопрос обеспечения стабильной работы газовой скважины путем предотвращения гидратообразования в призабойной зоне. В развитие этой тематики авторами настоящей статьи изучены вопросы контроля поступающей воды путем определения динамики ее минерализации.

На основании известных значений начальных пластовых давления и температуры определяется динамика влагосодержания пластового газа в призабойной зоне при эксплуатации скважин. С этой целью определяется влагосодержание газа в пласте и на забое скважины при различных депрессиях (режимах работы скважины) и пластовых условиях для различных значений давлений и температур.

Влагосодержание газа определяется расчетным методом по формуле Бюкачека

$$W = A/P + B \quad (1)$$

на основании аппроксимации графических зависимостей, полученных в результате многочисленных исследований по формуле, представленной, например, в работе [2]:

$$W = (0,467 + 0,04t + 0,00016t^2 + 0,000056t^3 + 0,000000256t^4) / P + 0,0418 \exp(0,054t - 0,0002t^2), \quad (2)$$

где W – влагосодержание газа, г/м³; A – влагосодержание идеального газа; B – коэффициент, зависящий от состава газа; P – давление, МПа; t – температура, °С.

Формула (2) справедлива для положительных температур. Для отрицательных температур в работе [3] предлагается следующая зависимость:

$$W = 0,1/P \exp[18 - 3740,78/(T-46,13) + 0,2883P - 0,00086PT]. \quad (3)$$

Забойные температуры рассчитываются по известной пластовой температуре, депрессиям и известным зависимостям для дроссель-эффекта – коэффициента Джоуля – Томсона (D) при движении газа. Такая зависимость для месторождений с преимущественным метановым содержанием (например, сеноманские залежи) имеет вид [2]:

$$D = 1,91 - 0,0067693T + 0,0000065265T^2 - 0,050944P + 0,0001277TP - 0,0002696P^2, \quad (4)$$

где T – абсолютная температура газа, °К; P – давление, МПа.

В результате таких исследований определяется режим работы эксплуатационных скважин – режим выпадения конденсационной воды в призабойной зоне (режим увлажнения) или режим испарения конденсационной воды в призабойной зоне (режим осушки). Известно, что в начальный период разработка газовых месторождений преимущественно происходит на режиме увлажнения, а завершающая стадия разработки – на режиме осушки.

Указанные исследования были проведены для условий Медвежьего месторождения. На рис. 1 показана зависимость влагосодержания пластового газа на забое скважины от депрессии на пласт для различных пластовых давлений. Как видно из рисунка, эти зависимости имеют линейный характер:

$$W = Bx + a, \quad (5)$$

где B – темп выпадения (осушки) влаги (изменение количества влаги в 1 м³ газа при снижении давления в призабойной зоне на 1 МПа), г/м³·МПа; x – депрессия на пласт, МПа; a – отрезок, отсекаемый линией рассматриваемой зависимости на оси W , – влагосодержание газа в пласте.

Пластовое давление, при котором происходит смена режимов работы скважин, определяется графически (по графикам зависимости влагосодержания газа на забое скважины от депрессии на пласт для различных значений пластового давления), а также математически – из уравнения зависимости темпа выпадения влаги из газа от пластового давления ($P_{пл}$) – $B = f(P_{пл})$. Принимая $B = 0$, определяют $P_{пл}$, при котором скважины переходят от режима увлажнения призабойной зоны к ее осушке.

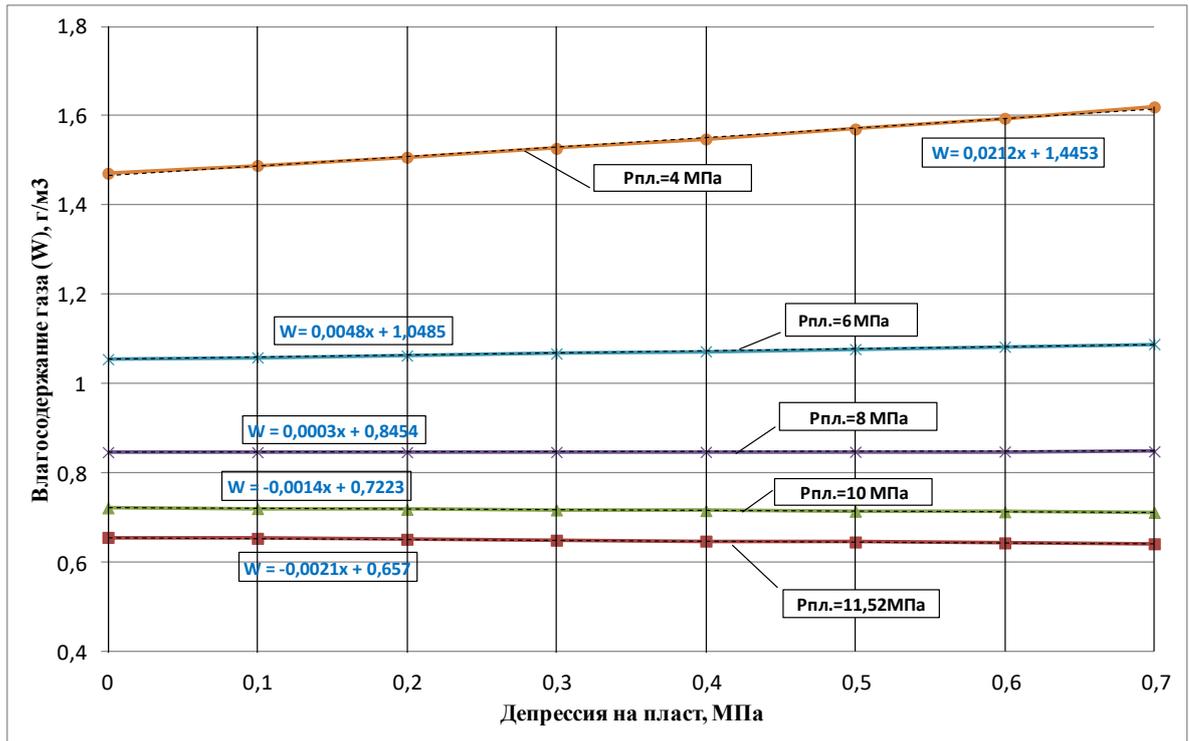


Рис. 1. Зависимость влагосодержания газа на забое скважины от депрессии на пласт для различных пластовых давлений (Медвежье месторождение)

На рис. 2 показана такая зависимость для Медвежьего месторождения. Пластовое давление смены указанных режимов составляет порядка 9 МПа.

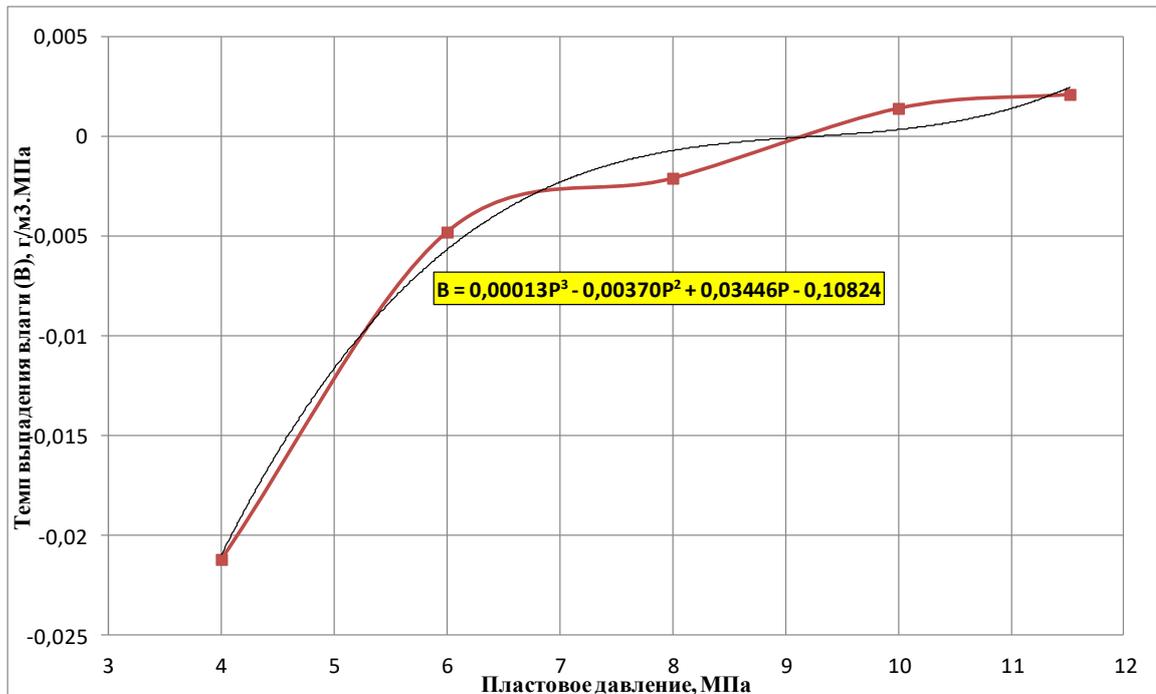


Рис. 2. Зависимость темпа выпадения конденсационной влаги от пластового давления

Конденсационная вода, выпадающая в призабойной зоне (на режиме ее увлажнения), увеличивает насыщенность пористого пространства до критического уровня, при котором она становится подвижной, т.е. движется как отдельная фаза совместно с добываемым газом. При этом конденсационная вода смешивается с остаточной минерализованной водой; таким образом, в продукции скважин практически с начала разработки газового месторождения появляется минерализованная вода. В процессе работы газовой скважины радиус границы зоны выпадения (увлажнения) и движения конденсационной воды в призабойной зоне увеличивается, за счет чего минерализация данной воды повышается. Однако за счет эффекта «вымывания» остаточной воды из продуктивного пласта в непосредственной близости от забоя скважины и постепенного понижения минерализации остаточной воды в этой области минерализация добываемой воды также понижается. При наложении указанных эффектов минерализация добываемой конденсационной воды в смеси с остаточной стабилизируется.

Поскольку, как правило, размеры зоны основного выпадения конденсационной воды в призабойной зоне незначительны [2], при расчетах можно пренебречь конденсационной водой, идущей на расширение подвижной зоны, принимая во внимание извлечение всей конденсационной воды из призабойной зоны совместно с добываемым газом.

На установках подготовки продукции газовых скважин к дальнейшему транспорту производят ее сепарацию, измеряют количество добываемых газа и воды и минерализацию последней. Кроме конденсационной воды, выпадающей в призабойной зоне, при сепарации улавливается дополнительная конденсационная вода, выпадающая из газа в результате изменения термобарических параметров газа при его движении от забоя скважины до установки по сепарации газа.

Минерализацию конденсационной воды, добываемой из пласта до появления пластовой воды в продукции скважин, можно определить из уравнения материального баланса для всей добываемой (конденсационной) воды:

$$M_{п.з.} = M \cdot Q_{в.к.} / Q_{в.п.з.}, \quad (6)$$

где $M_{п.з.}$ – минерализация воды, добываемой из пласта до появления пластовой воды в продукции скважин, г/дм³; M – минерализация добываемой воды, г/дм³; $Q_{в.к.}$ – общее количество добываемой конденсационной воды, кг/сут; $Q_{в.п.з.}$ – количество конденсационной воды, добываемой из призабойной зоны, кг/сут; при этом

$$Q_{в.к} = 0,001(W_{пл} - W_c) \cdot Q_{г},$$

где $W_{пл}$ – влагосодержание газа в пласте, г/м³; W_c – влагосодержание газа в сепараторе, г/м³; $Q_{г}$ – дебит скважины по газу, м³/сут.

При появлении пластовой воды на режиме увлажнения призабойной зоны ее количество ($Q_{в.пл.}$) определяют на основе уравнения материального баланса замеряемых и определяемых величин объемов воды и ее минерализации:

$$Q_{в.пл.} = (M \cdot Q_{в} - M_{п.з.} \cdot Q_{в.п.з.}) / M_{пл.}, \quad (7)$$

где $Q_{в}$ – общее количество добываемой воды, кг/сут; $M_{пл.}$ – минерализация пластовой воды, г/м³.

При переходе на режим осушки призабойной зоны количество добываемой конденсационной воды определяется термобарическими условиями газа на забое скважины и в сепараторе, минерализация ее принимается равной нулю, а количество пластовой воды в этом случае определяют по уравнению материального баланса:

$$Q_{в.пл.} = M \cdot Q_{в.к.} / (M_{пл.} - M) \quad (8)$$

или на основании замеряемого в сепараторе общего количества добываемой воды ($Q_{в}$) и рассчитываемого количества конденсационной воды, выпадающей из газа на пути его движения от забоя до сепаратора ($Q_{в.к.}$):

$$Q_{в.пл.} = Q_{в} - Q_{в.к.} \quad (9)$$

Выводы

Описанная методика контроля динамики влагосодержания природного газа при разработке газовых месторождений позволяет:

- определять пластовые давления перехода месторождений от режима увлажнения призабойной зоны к режиму ее осушки;
- уточнять количество пластовой воды, поступающей совместно с газом, за счет учета фильтрации остаточной минерализованной воды из призабойной зоны.

В работе не рассмотрена возможность присутствия и участия в фильтрационных процессах в призабойной зоне различных технологических жидкостей, таких как фильтрат бурового раствора, попадающего в призабойную зону в процессе сооружения скважин, а также жидкостей, используемых для глушения и при последующем капитальном ремонте скважин.

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. *Тупысев М.К.* Эксплуатация скважин в низкотемпературных газовых залежах (Электронный ресурс) // Актуальные проблемы нефти и газа: науч. сетевое изд. 2018. Вып. 1(20). 6 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 20.07.2018).
2. *Тупысев М.К.* Динамика гидратообразования в призабойной зоне скважин при разработке низкотемпературных газовых залежей (Электронный ресурс) // Георесурсы, геознергетика, геополитика: электрон. науч. журн. 2010. Вып. 2(2). 12 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 20.07.2018).
3. *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.