

|  |
| --- |
| **ПРИЛОЖЕНИЕ 1**  **К ТИПОВЫМ ТРЕБОВАНИЯМ КОМПАНИИ «ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО КОНТРОЛЮ СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ И ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА СУШЕ»** |

**РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА КРИТИЧЕСКОГО ОБЪЁМА ФЛЮИДОПРОЯВЛЕНИЯ**

**№ П2-10 ТТР-0007**

**ВЕРСИЯ 1**

**МОСКВА**

**2021**

Для расчета КОФ существует целый ряд методов. Фактически используемый метод утверждается проектной организацией. В целом методы можно разбить на две категории:

**Простые методы**

По этим методам расчеты КОФ упрощаются на основе нескольких допущений:

Поступивший в скважину пластовый флюид представляет собой «единый пузырь».

В момент закрытия скважины приток происходит у забоя необсаженного ствола.

Влияние миграции, дисперсии, растворимости газа, забойной температуры и сжимаемости газа во внимание не принимаются.

Хотя эти допущения могут показаться далекими от реальности, такие простые методы нашли широкое признание у бурильщиков, потому что они просты и дают более консервативные (более безопасные) данные по КОФ. Однако у этих методов есть присущий им недостаток: они не позволяют измерить скорость нарастания притока пластового флюида. Иными словами, в некоторых случаях дебит ГНВП может быть настолько высоким, что скважину не удается закрыть до того, как КОФ будет превышен. По этой причине одинаковый КОФ у двух скважин вовсе не означает одинаковый уровень риска!

**Компьютерные программы моделирования ГНВП**

Существует много программ, которые могут обеспечить достаточно точное моделирование условий ГНВП от этапа притока в скважину до этапа удаления ГНВП из скважины циркуляцией. При таком моделировании допущения, применяемые в простых методах, заменяются математическими моделями.

В числе многих других областей применения программы моделирования ГНВП можно использовать для расчета КОФ. Они могут прогнозировать максимальные давления в любой точке затрубного пространства, и результаты оказываются более точными и менее осторожными, чем при использовании простых методов. Помимо этого, поскольку эти программы могут имитировать, насколько быстро приток попадет в ствол скважины, они могут прогнозировать время, которым будет располагать буровая бригада для закрытия скважины, прежде чем ГНВП превысит критический объём. Поэтому программы моделирования можно использовать для получения прямых указаний уровня риска при серьезных сценариях.

Однако, с учетом того, что простые методы расчета обычно дают более пессимистичный прогноз КОФ и, принимая во внимание сложность программ моделирования ГНВП, ими рекомендуется пользоваться только в ситуациях, когда КОФ выглядит опасным по результатам простых методов.

**Порядок расчёта КОФ**

Метод, приведенный ниже, является одним из простых методов. Данный метод позволяет рассчитать максимально допустимый объем ГНВП при закрытой скважине. При этом методе рассматриваются два сценария:

Приток находится на забое скважины на момент закрытия скважины.

Верхняя часть притока вытесняется в интервал слабого места необсаженного ствола (при первоначальном весе бурового раствора).

КОФ можно рассчитать следующим образом:

1. Оценить коэффициент безопасности, применимый к максимально допустимому давлению в затрубном пространстве на устье (MAASP).

При вытеснении притока из ствола в скважине начнут действовать дополнительные давления. Ниже приводятся некоторые возможные причины таких дополнительных давлений во время циркуляции:

Ошибка оператора штуцера (в зависимости от положения штуцера, опыта оператора и т.д.).

Потери давления на трение в кольцевом пространстве (в зависимости от диаметра ствола, свойств бурового раствора и т.д.).

Потери давления в штуцерной линии.

КБ, применяемый к максимально допустимому давлению в затрубном пространстве на устье, представляет собой сумму этих дополнительных давлений. Инженер по бурению для определения наиболее подходящего коэффициента безопасности должен опираться на свой здравый смысл.

(2) Рассчитать максимально допустимое давление в затрубном пространстве на устье (MAASP) без разрыва пласта в слабом месте.

MAASP = Pf – 9.81 x MW x TVDwp – КБ (КПа)

где:

MAASP - Максимально допустимое устьевое давление в затрубном пространстве (КПа);

MW - Плотность бурового раствора в стволе (удельный вес);

Pf - Давление разрыва в слабом месте необсаженного ствола (КПа);

КБ - Коэффициент безопасности (КПа) ;

TVD - Глубина по вертикали слабой точки необсаженного ствола (м).

MAASP определяется с учетом давления разрыва пласта в слабом месте открытого ствола. Таким образом, этот фактор учитывается только в том случае, если ствол заполнен буровым раствором от слабого места до поверхности (т.е. приток продолжает оставаться ниже слабой точки). Если затрубное пространство над слабым местом занимают более легкие флюиды (к примеру, газ), то давление на поверхности, превышающее MAASP, может не вызвать разрыв породы на глубине. Поэтому, с момента вытеснения верхней части притока выше слабого места в открытом стволе, MAASP больше не учитывается и может быть превышен на долю, которая определяется прочностью обсадной колонны на разрыв и расчётным давлением блока ПВО и штуцерного манифольда.

(3) Рассчитать максимально допустимую высоту притока в необсаженном участке скважины.



где:

Hmax - Максимально допустимая вертикальная высота подъёма флюида от точки  
ГНВП (м);

Gi - Градиент притока (удельная плотность);

Pf - Поровое давление в пласте (КПа);

TVDh - Глубина по вертикали необсаженного ствола (долота) (м).

(4) Рассчитать максимально допустимый объем притока, которому соответствует Hmax в момент закрытия скважины.

Vbh = Hmax x C1 / cos(qbh) (м³)

где:

Vbh - Максимально допустимый объем притока в момент закрытия скважины (м³);

C1 - Объём затрубного пространства вокруг КНБК (м³/м);

qbh - Угол наклона ствола на участке забоя (°).

Если забойный интервал горизонтален (или под углом более 90°), то за угол наклона ствола, применяемый в расчетах, берется угол наклона необсаженной части непосредственно над горизонтальным участком. КОФ должен представлять собой сумму расчетного объема (Vbh) и объема затрубного пространства горизонтального участка.

В тех случаях, когда Hmax/cos(qbh) оказывается больше длины КНБК, максимальный допустимый объем должен рассчитываться частично на основе емкости затрубного пространства вокруг КНБК, а частично – вокруг бурильной трубы.

(5) Рассчитать максимально допустимый объем флюида ГНВП, которому соответствует Hmax при нахождении верхней части флюида у слабого места необсаженной части ствола.

Vwp = Hmax x C2 / cos(qwp) (m3)

где:

Vwp Максимально допустимый объем притока пластового флюида при нахождении его верха у слабого места необсаженной части ствола (м3);

C2 Объём затрубного пространства в необсаженной части вокруг бурильной колоны (м3/м);

qwp Угол наклона ствола в необсаженной части ниже слабого места (°).

В случаях, когда Hmax/cos(qwp) оказывается больше длины бурильной трубы ниже слабого места в необсаженном стволе, максимальный допустимый объем притока пластового флюида (Vwp) должен рассчитываться частично на основе емкости затрубного пространства в необсаженной части вокруг бурильной трубы, а частично – вокруг КНБК.

(6) Преобразовать максимально допустимый объем притока пластового флюида у слабого места (Vwp) в значения, соответствующие начальному состоянию при закрытии скважины.

На основе закона Бойля максимально допустимый объем притока в момент закрытия скважины, соответствующий Vwp, будет равен:



(7) Фактический КОФ должен быть меньше Vbh (Этап 4) и Vbh' (Этап 6).

*Пример:*

*Глубина долота: 4000 м.*

*Текущий диаметр ствола: 311,2 мм.*

*Угол наклона ствола: Вертикальный.*

*Вес раствора в стволе: 1,60 (удельная плотность).*

*Длина / наружный диаметр КНБК: 182 м / 203,2 мм.*

*Расчётное поровое давление на 4000 м: 1.58 (удельная плотность).*

*Башмак последней обсадной колонны: 2695 м.*

*Испытание на поглощение - эквивалентный удельный вес раствора: 1,72 (удельный вес).*

*Противодавление в затрубном.*

*пространстве при ППН: 483 Кпа.*

*Предел безопасности при ошибке оператора штуцера: 1034 Кпа.*

1. *Рассчитать предел безопасности, применимый к MAASP:*

*КБ = 483 + 1034 = 1517 Кпа*

1. *Рассчитать MAASP:*

*Давление поглощения, Pleak = 9,81 x 1,72 x 2695 = 45 473 Кпа*

*MAASP = 45 473 – 9.81 x 1.6 x 2695 - 220 = 1655 Кпа*

1. *Рассчитать максимально допустимую высоту ГНВП в необсаженной части ствола:*

*Градиент порового давления, Pf = 9.81 x 1.58 x 4000 = 62 000 Кпа*

*Hmax = 1655 - (62 000-1,421 x 1.6 x 4000) = 127 м*

1. *Рассчитать максимально допустимый объем притока в начальной стадии после закрытия скважины:*

*Емкость затрубного пространства вокруг КНБК, C1= 38,5 (л/м)*

*Поскольку длина КНБК (182 м) больше, чем Hmax (178 м), приток вокруг КНБК наблюдается только в том случае, когда она находится на забое скважины. Поэтому:*

*Vbh = 127 x 0,0385 = 4,9 м3*

1. *Рассчитать максимально допустимый объем притока, когда верхний уровень притока находится у башмака обсадной колонны:*

*Емкость затрубного пространства вокруг бурильной колонны в необсаженной части, C2 = 62,7 (л/м)*

*Длина бурильной колонны в необсаженной части ствола = 4000 - 2695 - 182 = 1123 м ( > Hmax 178 м)*

*Vwp = 127x 0.0627 = 8,0 м3*

1. *(Преобразовать Vwp в начальные условия после закрытия скважины:*

*Vbh' = 8,0 x 45473 / 62000 = 5,9 м3*

1. *В результате фактический КОФ составляет 4,9 м3.*

**Пологие и горизонтальные скважины**

При бурении пологих и горизонтальных скважин пласты нередко бурятся под большим или горизонтальным углом с установкой последней обсадной колонны или хвостовика у кровли коллектора. При рассмотрении КОФ в интервале коллектора нередко выясняется, что максимально допустимая высота столба газа (определяемая в соответствии с этапом 3 в предыдущем разделе) простирается от забоя необсаженной части ствола и в обсадную колонну / хвостовик. Из этого следует, что скважина может выдержать неограниченный объем притока газа без разрыва слабого места в необсаженной части.

С другой стороны, в связи с наличием протяженной необсаженной части ствола в интервале коллектора в пологой или горизонтальной скважине, объем проявления может оказаться потенциально значительным. Таким образом, при выносе ГНВП на поверхность он может заполнить все кольцевое пространство в вертикальной части и в части с малым углом и привести к созданию высокого давления на штуцере на поверхности. По этой причине КОФ в данном случае следует определять не только по градиенту давления разрыва пласта в слабом месте необсаженной части, но и по максимально допустимому давлению на устье скважины, исходя из прочности обсадной колонны на разрыв и номинальных рабочих давлений наземного оборудования.

При бурении крутой наклонной или горизонтальной скважины КОФ определяется следующим образом:

1. Рассчитать КОФ как V1, пользуясь методом, описанном в предыдущем разделе  
   (Этапы 1 – 7).
2. Определить максимально допустимое давление на устье Psurf на основе прочности обсадной колонны на разрыв и номинальных давлений наземного оборудования (блока ПВО, штуцерного манифольда и т.д.). Обратить внимание на его отличие от максимального допустимого устьевого давления в затрубном пространстве, которое опирается на градиент давления разрыва пласта в слабом месте.
3. Рассчитать максимально допустимую высоту газа Hmax при достижении поверхности верхним уровнем газового пузыря:



где:

Gi - Градиент притока (удельный вес);

Pf - Поровое давление пласта (КПа);

SF - Коэффициент безопасности, определяемый главным образом степенью ошибки оператора штуцера (КПа);

MW - Вес бурового раствора в стволе скважины (удельный вес);

TVDh - Вертикальная глубина необсаженного ствола (долота) (м);

1. Рассчитать КОФ, которому соответствует Hmax при достижении поверхности верхним уровнем газового пузыря:

Vsurf = Hmax x Ccsn (м³)

где:

Vsurf - Максимально допустимый КОФ, когда верхняя часть ГНВП достигает поверхности (м³);

Ccsn - Объём кольцевого пространства в обсадной колонне около устья (l л/м).

1. Преобразовать Vsurf в соответствующий объем при начальных условиях закрытия скважины:
2. Фактический КОФ является меньшим значением V2 (этап 5) и V1 (этап 1).

**Когда рассчитывается КОФ**

КОФ определяются как максимальный объём пластового флюида, который может быть вынесен из скважины циркуляцией без разрыва пласта в слабом месте необсаженной части ствола. КОФ следует рассчитывать, при следующих допущениях по превышению градиента пластового давления над плотностью бурового раствора (КИ):

* 0.06 г/см3 при бурении эксплуатационных скважин с низким риском ГНВП
* 0.12 г/см3 при бурении разведочных скважин/эксплуатационных скважин с вероятными аномалиями пластового давления,

применяемых сверх ожидаемого пластового давления при проектировании скважины или текущего расчетного пластового давления во время бурения.

По всем скважинам расчетный критический объём ГНВП должен превышать 4 (м³).

КОФ всегда должен рассчитываться на этапе проектирования скважины, поскольку это является одним из определяющих факторов при выборе глубины башмака обсадной колонны (и технических характеристик обсадной колонны).

Если при первом расчете консервативные оценки показывают, что КОФ в скважине будет с большим запасом превышать 4 (м³), то в дальнейших расчетах, нет необходимости.

Работы в разведочных скважинах обычно связаны со значительными неопределенностями с пластовым давлением и давлением ГРП, поэтому для них принимается большее расчетное значение КИ, однако в некоторых случаях, например, в разведочных скважинах для доразведки в районах хорошо исследованных основных месторождений, это предположение может оказаться недействительным, можно использовать значение КИ для эксплуатационных скважин. Аналогичным образом следует уточнять КИ для эксплуатационных скважин. При больших неопределенностях в пластовом давлении на разрабатываемом месторождении, в результате, например, закачки для поддержания пластового давления, КИ должен быть увеличен.

Еще одной ключевой особенностью простого подхода к расчету КОФ является допущение, согласно которому слабое место - это точка непосредственно ниже башмака предыдущей колонны, и ГНВП происходит на забое. Однако инженер по бурению должен принимать во внимание литологию и прогноз порового давления для оценки вероятности присутствия более слабой зоны ниже башмака, а зоны ГНВП выше забоя.

При планировании скважины инженеру необходимо оценить в достаточной степени прогнозируемые риски на основе качества и полноты имеющихся данных, включая:

* характер зоны ГНВП (проницаемость, пористость, продуктивность);
* связь открытых разломов с коллектором более глубокого залегания;
* характер слабой зоны (пластическая, рыхлая, массивная, проницаемая);
* диаметр ствола скважины;
* наиболее вероятный тип ГНВП (в процессе свабирования, при бурении с депрессией на пласт);
* отношение веса бурового раствора и поровому давлению (близкое к балансу давлений, либо со значительной репрессией);
* эквивалентная плотность циркуляции, потери давление на трение в длинной штуцерной линии;
* имеющаяся система обнаружения ГНВП (раннее обнаружение ГНВП, дифференциальные расходомеры, повышенная бдительность бригады, укороченное время остановки скважины);
* альтернативные методы предотвращения и ликвидации ГНВП, соответствующие особенностям данной БУ (например, глушение скважины с многослойной задавкой флюида в пласт);
* запасной вариант на случай, если фактические значения не достигают расчетных величин (дерево решений, экстренные меры по утяжелению, аварийная обсадная колонна);
* запасной вариант на случай катастрофического развития ситуации (возможности эвакуации, воздействие на близлежащие скважины / инфраструктуру, возможность глушения скважины).

После начала бурения КОФ будет меняться при изменениях глубины ствола, плотности бурового раствора, пластового давления или КНБК. В связи с этим КОФ необходимо постоянно пересматривать по мере бурения скважины не только на основе текущего состояния, но и с учетом условий, которые ожидаются при большей глубине скважины. КОФ возрастает прямо пропорционально гидростатическому давлению в необсаженной части ствола при неизменности других переменных факторов.

Частота, с которой необходимо пересматривать КОФ, зависит от характера скважины. Однако в отношении участков ствола, где КОФ может быть решающим фактором, необходимо руководствоваться следующими указаниями:

* После испытаний на поглощение рассчитать КОФ в интервалах по следующему участку ствола при различном весе бурового раствора, который будет использоваться.
* Если в данном участке ствола имеется зона быстрого нарастания порового давления, КОФ следует рассчитывать с большой частотой, исходя из прогнозируемого порового давления.
* Если по мере бурения интервала на какой-либо глубине меняются какие-либо факторы, влияющие на КОФ (например, плотность раствора, КНБК), требуется пересмотреть КОФ ниже этой точки интервала.
* На каждом этапе интервала ствола необходимо оценить возможность отклонения изменения порового давления от прогноза и его влияние на КОФ.