

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМОГО МЕЖКОЛОННОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

И.А. Губина

(ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

*Месторождение, Крайний Север, предельно допустимое межколлонное давление, межколлонное пространство, опрессовка,*

*гидравлический разрыв пласта, башмак кондуктора*

*Oil field, Extreme North, maximum permissible annulus pressure, drill string-casing annulus, pressure testing, formation hydraulic fracturing, surface casing shoe*

*Determination of a maximum permissible pressure during wells operation in the Extreme North oil and gas fields. Gubina I.A.*

*A technique is reviewed for determination of the maximum permissible pressure in the drill string-casing annulus. This technique permits to safely operate wells in presence of annulus gas shows in them. The examples of these parameters calculations are presented. Table 3, ref. 1.*

Возникновение межколлонных давлений в эксплуатационных скважинах обуславливается негерметичностью устьевого и подземного скважинного оборудования, негерметичностью обсадных колонн или их резьбовых соединений, недоподъемом цемента до устья за колоннами при строительстве скважины, несовершенством контакта цементного камня и породы. Межколлонные газопроявления, связанные с негерметичностью колонн и скважинного оборудования, можно ликвидировать в процессе ремонтно-изоляционных работ. Газопроявления по цементному камню полностью устранить в настоящее время не удастся. Межколлонные газопроявления, как неконтролируемый процесс движения газа за обсадными колоннами, в процессе эксплуатации скважин могут привести к различным осложнениям, а в случае резкого повышения их интенсивности – к открытому фонтану, поэтому эксплуатация скважин с межколлонными газопроявлениями рассматривается как временное состояние перед обязательным проведением работ по их ликвидации и осуществляется в соответствии с нормативными документами, согласованными с органами противофонтанной и промышленной безопасности [1].

Однако на месторождениях Севера Тюменской области, других месторождений России, стран СНГ и за рубежом имеется многолетний опыт эксплуатации скважин с межколлонными давлениями с ограничением по допустимым значениям межколлонных давлений. В частности, на Оренбургском газоконденсатном месторождении с 1979 года временно разрешена эксплуатация скважин с межколлонным давлением между кондуктором и технической колонной до 0,5 МПа и между технической и эксплуатационной колонной до 10 МПа. Скважины Самотлорского, Варьеганского, Правдинского месторождений эксплуатировались с межколлонными давлениями от 0,3 до 6,0 МПа.

На начальной стадии разработки Уренгойского месторождения по рекомендациям А.В. Кустышева и Т.И. Чижовой разрешалась эксплуатация скважин с межколлонным давлением между кондуктором и эксплуатационной колонной не более 4,0 МПа, между технической и эксплуатационной колонной 9,0 МПа при постоянном притоке газа из межколлонного пространства не выше 1000 м<sup>3</sup>/сут. С 2006 года на газовых скважинах Уренгойского месторождения установлено предельно допустимое межколлонное давление, равное 3,5 МПа.

На Медвежем, Ямсовейском и Юбилейном месторождениях в 1999 году разрешена эксплуатация скважин с межколлонным давлением до 4,0 МПа и расходом газа из межколлонного пространства до 10000 м<sup>3</sup>/сут. На скважинах Ямбургского месторождения эксплуатируются скважины с предельно допустимым межколлонным давлением между кондуктором и технической колонной, равным 4,0 МПа, между технической и эксплуатационной колонной 10,0 МПа, на Заполярном месторождении от 3,5 до 9,0 МПа, на скважинах ачимовских отложений Восточно-Уренгойского и Ново-Уренгойского месторождений от 4,0 до 9,0 МПа и более. В 2005 году на Пелятинском газоконденсатном месторождении (ОАО «Таймыргаз», Восточная Сибирь) разрешена эксплуатация скважин с межколлонным давлением между кондуктором и технической колонной до 13,0 МПа, между технической и эксплуатационной колонной до 4,5 МПа. С 2007 года с предельно допустимым межколлонным давлением, равным 4,5 МПа, эксплуатируются сеноманские газовые скважины Южно-Русского месторождения.

Значение предельно допустимого межколлонного давления устанавливалось для каждого месторождения индивидуально, с учетом существующих конструкций и параметров работы скважин.

Предельно допустимое значение межколлонного давления определялось из условия сохранения целостности колонн, цементного камня за колоннами и продуктивного пласта:

$$[P_{\text{мк}}]_h < P_{\text{оп } h}, \quad (1)$$

$$[P_{\text{мк}}]_h < P_{\text{оп цк } h}, \quad (2)$$

$$[P_{\text{мк}}]_h < P_{\text{гпр } h}, \quad (3)$$

где  $[P_{\text{мк}}]_h$  – предельно допустимое межколлонное давление на глубине башмака колонны, МПа;  $P_{\text{оп } h}$  – давление опрессовки колонны на глубине ее башмака, МПа;  $P_{\text{оп цк } h}$  – давление опрессовки цементного камня за башмаком соответствующей колонны, МПа;  $P_{\text{гпр } h}$  – давление гидроразрыва пласта на глубине башмака соответствующей колонны, МПа.

Давление опрессовки колонны  $P_{\text{оп } h}$ , цементного камня  $P_{\text{оп цк } h}$ , гидравлического разрыва пласта  $P_{\text{гпр } h}$  на глубине ее башмака определялось по следующим формулам:

$$P_{\text{оп } h} = P_{\text{оп}} + 0,1 \cdot g \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot h, \quad (4)$$

$$P_{\text{оп.цк.г}} = P_{\text{оп.цк.г}} + 0,1 \cdot g \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot h, \quad (5)$$

$$P_{\text{гп.г}} = \frac{dP}{dh} \cdot h, \quad (6)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения, равное  $9,8 \text{ м/с}^2$ ;  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность опрессовочной жидкости,  $\text{кг/м}^3$ ;  $h$  – глубина спуска колонны, м;  $\frac{dP}{dh}$  – градиент гидравлического разрыва пласта,  $\text{МПа/м}$  ( $\text{кгс/см}^2/\text{м}$ ).

Предельно допустимое межколонное давление на глубине башмака колонны  $[P_{\text{МК}}]_{\text{г}}$  определялось по наименьшему из давлений, рассчитанных по формулам (4) – (6), с учетом понижающего в 2 раза коэффициента:

$$[P_{\text{МК}}]_{\text{г}} = k \cdot P_{\text{мин}}, \quad (7)$$

где  $k$  – коэффициент безопасности, учитывающий требования охраны недр и противofонтанной безопасности;  $P_{\text{мин}}$  – минимальное значение давления, МПа.

Предельно допустимое межколонное давление, замеряемое на устье скважины  $[P_{\text{МК}}]_{\text{у}}$ , определялось по формуле

$$[P_{\text{МК}}]_{\text{у}} = [P_{\text{МК}}]_{\text{г}} \cdot e^{-s}, \quad (8)$$

где  $e$  – основание натурального логарифма, равное 2,71828;  $s$  – степень натурального логарифма.

Значение  $s$  определялось из выражения

$$s = 0,03415 \cdot \frac{\rho_0 \cdot h}{z \cdot T_{\text{ср}}}, \quad (9)$$

где  $\rho_0$  – относительная плотность газа по воздуху;  $z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;  $T_{\text{ср}}$  – средняя температура газа в интервале устье – башмак кондуктора, К.

Анализ показателей эксплуатации газовых скважин на ряде месторождений Крайнего Севера показывает, что на Медвежьем месторождении почти все скважины фонда имеют межколонное давление, на Юбилейном месторождении  $\approx 50\%$  скважин, на Ямсовейском  $\approx 70\%$  скважин (табл. 1). Причем значения межколонных давлений на большинстве скважин не превышают 4,0 МПа. Основной причиной наличия межколонных давлений является недоподъем цемента за эксплуатационными колоннами до устья, поэтому ремонтно-изоляционные работы не дают желаемого результата.

**Таблица 1**

*Данные по межколонным давлениям (на 01.01.2008.)*

Значение $P_{\text{МК}}$ , МПа	Количество скважин, ед		
	Медвежье ГКМ	Юбилейное НГКМ	Ямсовейское ГНКМ
$P_{\text{МК}} \leq 1,0$	263	24	30
$1,0 > P_{\text{МК}} \leq 2,0$	42	11	13
$2,0 > P_{\text{МК}} \leq 4,0$	20	9	17
$P_{\text{МК}} > 4,0$	3	6	12
Количество скважин с $P_{\text{МК}}$ / Количество эксплуатационных скважин	328 / 328	50 / 101	72 / 104

Установление предельно допустимой величины межколонного давления для газовых скважин этих месторождений проводилось по указанной методике. Используемая для расчета исходная информация приведена в табл. 2.

**Таблица 2**

*Исходные данные для расчета*

Наименование показателя	Обозначение	Месторождение		
		Медвежье ГКМ	Юбилейное НГКМ	Ямсовейское ГНКМ
Средняя температура газа в интервале устье – башмак кондуктора, К	$T_{\text{ср}}$	288,00	288,69	279,25
Давление опрессовки кондуктора, МПа	$P_{\text{оп}}$	11,5	9,0	10,5
Давление опрессовки цементного камня за кондуктором, МПа	$P_{\text{оп.цк.}}$	2,6	2,5	3,1
Глубина спуска кондуктора, м	$h$	489	555	520
Плотность опрессовочной жидкости, $\text{кг/м}^3$	$\rho_{\text{ж}}$	1010	1200	1200
Градиент гидравлического разрыва пласта, МПа/м	$\frac{dP}{dh}$	0,0177	0,0165	0,0165
Относительная плотность газа по воздуху	$\rho_0$	0,56	0,56	0,56
Коэффициент сверхсжимаемости газа	$z$	0,92	0,86	0,85
Коэффициент безопасности	$k$	0,5	0,5	0,5

По данным (см. табл. 2) для Медвежьего НГКМ определяются:

а) давление опрессовки кондуктора на глубине его башмака по формуле (4)

$$P_{оп\ h} = 11,5 + 0,1 \cdot 9,8 \cdot 1010,0 \cdot 489,0 \cdot 10^{-5} = 16,3 \text{ (МПа)};$$

б) давление опрессовки цементного камня за башмаком кондуктора по формуле (5)

$$P_{оп\ цк\ h} = 2,6 + 0,1 \cdot 9,8 \cdot 1010,0 \cdot 489,0 \cdot 10^{-5} = 7,4 \text{ (МПа)};$$

в) давление гидравлического разрыва пласта на глубине башмака кондуктора по формуле (6)

$$P_{грп\ h} = 0,0177 \cdot 489,0 = 8,7 \text{ (МПа)}.$$

Наименьшим из определенных давлений является давление опрессовки цементного камня на глубине башмака кондуктора  $P_{оп\ цк\ h}$ , равное 7,4 МПа. Предельно допустимое давление в межколонном пространстве газовой скважины  $[P_{мк}]_h$  с учетом коэффициента безопасности  $k$  определится по формуле (7)

$$[P_{мк}]_h = 0,5 \cdot 7,4 = 3,7 \text{ (МПа)}.$$

Предельно допустимое межколонное давление в межколонном пространстве, замеряемое на устье  $[P_{мк}]_y$ , определяется по формуле (8), с использованием данных (см. табл. 2) и результата расчета по формуле (9)

$$s = 0,03415 \cdot \frac{0,56 \cdot 489,0}{0,92 \cdot 288,0} = 0,0353,$$

$$[P_{мк}]_y = \frac{3,7}{e^{0,0353}} = \frac{3,7}{1,036} = 3,5 \text{ (МПа)}.$$

Результат представленного расчета позволяет рекомендовать для Медвежьего ГКМ предельно допустимое значение межколонного давления  $[P_{мк}]_y$ , замеряемого на устье в межколонном пространстве между кондуктором и эксплуатационной колонной скважины, равное 3,5 МПа.

Результаты расчетов давлений, определенные по формулам (4) – (9), представлены (табл. 3).

**Таблица 3**

**Результаты расчета по формулам (4) - (9)**

Обозначение давления	Значение давления, МПа		
	Медвежье ГКМ	Юбилейное НГКМ	Ямсовейское ГНКМ
$P_{оп\ h}$	16,3	15,5	16,6
$P_{оп\ цк\ h}$	7,4	9,0	9,2
$P_{грп\ h}$	8,7	9,2	8,6
$[P_{мк}]_h$	3,7	4,5	4,3
$[P_{мк}]_y$	3,5	4,3	4,1

Для Медвежьего и Юбилейного месторождений наименьшим из определенных давлений является давление опрессовки цементного камня на глубине башмака кондуктора  $P_{оп\ цк\ h}$ , для Ямсовейского месторождения – давление гидроразрыва пласта  $P_{грп\ h}$ . С учетом этого по формулам (7) – (9) определены допустимые значения межколонных давлений, замеряемые на устье скважины, соответствующие 3,5 МПа для Медвежьего месторождения, 4,5 МПа для Юбилейного месторождения и 4,0 МПа для Ямсовейского месторождения.

#### **Список литературы**

1. Кустышев А.В. Эксплуатация скважин на месторождениях Западной Сибири.- Тюмень: Вектор Бук, 2002.- 168 с.

#### **Сведения об авторе**

**Губина И. А.**, инженер 2 категории, ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень, тел.: 8 (3452) 285-426; e-mail: [kustishev@tngg.info](mailto:kustishev@tngg.info)

**Gubina I.A.**, engineer, ООО «TyumenNIIgiprogas», phone: 8(3452)285-426, e-mail: [kustishev@tngg.info](mailto:kustishev@tngg.info)