

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И РЕЖИМОВ ПРОМЫВКИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Приведены результаты исследований по разработке параметров буровых растворов и режимов промывки при бурении вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин, а также методика определения оптимальных параметров буровых растворов и режимов бурения.

Here are the results of research on the exploitation of parameters of boring solutions and regimes of flushing out while boring vertical, inclined and horizontal holes and the methodology (procedure) of determination of optimum parameters of boring solutions and regimes.

Нефтедобывающая промышленность является ведущей отраслью народного хозяйства РФ. Ежегодно в стране добывается несколько сотен миллионов тонн нефти и сотни миллиардов кубометров природного и попутного газа. На развитие нефтедобывающей промышленности и разведку новых месторождений расходуются большие материальные и денежные средства. Бурение скважины является самой капиталоемкой отраслью нефтедобывающей промышленности, имеющей значительные резервы, выявление и использование которых способствует сокращению сроков разведки новых месторождений, улучшению эффективности эксплуатации разрабатываемых месторождений, удешевлению добычи нефти и газа. Большие резервы заключаются в совершенствовании качества вскрытия нефтяных и газовых пластов при бурении, ускорении опробования и испытания, в совершенствовании конструкций скважин и повышении долговечности крепления и разобщения нефтегазоносных горизонтов.

Средой, в которой протекают физико-химические процессы, сопровождающие сооружение скважины, являются, главным образом, буровые растворы. К числу важнейших физико-химических явлений и процессов в среде буровых растворов относятся: разрушение горной породы при бурении, тиксотропное структурообразование в гли-

нистых и подобных им суспензиях, взаимодействие жидкой и твердой фаз бурового раствора со скелетом вскрываемого пласта и его поровой жидкостью, изменение напряженного состояния горного массива в окрестности скважины.

В последние годы в мировой практике строительства нефтегазовых скважин широкое распространение получили наклонные скважины с большим отклонением ствола от вертикали (НСБО), пологие (ПС) и горизонтальные (ГС) скважины. Для эффективности бурения скважины, и особенно вскрытия продуктивных горизонтов при разработке гидравлической программы промывки, важен выбор параметров бурового раствора, в первую очередь, его плотности $\rho_{бр}$ и количества прокачиваемого раствора Q . При увеличении зенитного угла α и длины скважины L чаще происходит потеря устойчивости стенок, обвалы и осадки пород, а из-за значительных сил трения возникают затяжки и посадки, прихват бурильного инструмента, недоведение обсадных колонн до проектных глубин. Увеличение глубины скважины приводит к росту гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора в кольцевом пространстве скважины и, как следствие этого, к увеличению давлений (репрессий) на продуктивный пласт.

Отмеченные осложнения, по существу, являются одними из основных причин,

снижающих технико-экономические и эксплуатационные показатели строительства скважин.

На потерю устойчивости стенок скважины влияют также интенсивность пространственного искривления скважины, химический состав бурового раствора и его фильтрата, нарушение технологического режима промывки и производства спускоподъемных операций. С целью предотвращения обвалов и осыпей пород чаще всего на практике, помимо уменьшения водоотдачи бурового раствора, повышают плотность. В этом случае возникает ситуация, когда, с одной стороны, требуется увеличение плотности раствора, а с другой – это увеличение приводит к росту гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве скважины, что, в свою очередь, способствует росту репрессий на пласт.

Из опыта строительства скважин в нашей стране и за рубежом известно, что увеличение плотности бурового раствора позволило предотвратить потерю устойчивости стенок скважины и продолжить ее углубление до проектной глубины. Так, при бурении ГС на Комсомольском месторождении [6] в Западной Сибири (ОАО «Пурнефтегаз»), в горизонтальном стволе, в интервале 2540-2690 м, после посадок инструмента увеличили плотность раствора с 1,10 до 1,14 г/см³, повысили условную вязкость с 35 до 54 с, уменьшили водоотдачу раствора за 30 мин с 4,0 до 2,3 см³. Это позволило без осложнений пробурить скважину до проектной глубины. В скважине С-2, пробуренной в 1995 г. с платформы Статфорд-С в Северном море [7] глубиной по стволу 8761 м (глубина скважины по вертикали 2783 м, отклонение ствола от вертикали 7290 м), одновременно с увеличением зенитного угла до 63,7° вынуждены были увеличить плотность раствора с 1,12 до 1,44 г/см³. При бурении ГС на месторождении Белый Тигр (шельф Республики Вьетнам), когда зенитный угол скважины увеличили до 74°, начались посадки и проработки ствола из-за осыпей пород [3]. После увеличения плотности раствора с 1,24 до 1,36 г/см³ осложнения в скважине прекратились. В статье [4]

отмечается, что при использовании бурового раствора плотностью меньше 1,62 г/см³ возникают трудности с удовлетворительной очисткой скважины.

Из приведенных примеров видно, что степень увеличения $\rho_{бр}$ зависит от зенитного угла α , состояния скважины и колеблется в широких пределах. Актуальность проблемы требует определения оптимального значения $\rho_{бр}$, при котором будут обеспечены устойчивость стенок скважины и устранены поглощения раствора в пласт. Здесь взаимосвязаны такие факторы, как репрессия на пласт, производительность буровых насосов, глубина скважины, геометрические размеры скважины и элементов бурильной колонны.

Известно, что плотность бурового раствора в интервале совместимых условий бурения определяется из расчета превышения гидростатического давления в скважине $P_{скв}^{гст}$ над пластовым давлением $P_{пл}$ на значение допустимой гидростатической репрессии $P_{репр}^{гст}$ [5].

Согласно этому

$$P_{скв}^{гст} = P_{пл} + P_{репр}^{гст} \quad (1)$$

или

$$0,01\rho_{бр}H = P_{пл} + P_{репр}^{гст} \quad (2)$$

Откуда

$$\rho_{бр} = (P_{пл} + P_{репр}^{гст}) / 0,01H, \quad (3)$$

где H – глубина скважины по вертикали, м,

$$P_{пл} = \Gamma_{пл}H, \quad (4)$$

$\Gamma_{пл}$ – градиент пластового давления, МПа/м.

Значение $P_{репр}^{гст}$ регламентируется Правилами безопасности [5] и зависит от H . При $H = 1200 \div 2500$ м превышение гидростатического давления столба бурового раствора в скважине над пластовым должно составлять 5-10 %, но не более допустимого значения $P_{репр}^{гст} = 2,5$ МПа. Исследования по определению параметров бурового раствора и режимов промывки при бурении, выполненные в СПГИ с учетом разработок ОАО НПО

«Буровая техника» ВНИИ БТ, представлены в таблице.

Приведены результаты расчета, согласно которому

$$P_{\text{репр}}^{\text{гст}} = (0,05-0,01)P_{\text{пл}} \quad (5)$$

В таблице также даны значения $\rho_{\text{бр}}$, вычисленные по формуле (3) для скважин с $H=200, 2200$ и 2400 м при $\Gamma_{\text{пл}} = 0,01 \div 0,12$, МПа/м.

Расчетные значения $P_{\text{репр}}^{\text{гст}}$, $P_{\text{скв}}^{\text{гст}}$ и $\rho_{\text{бр}}$ определены для случаев, когда в скважине коэффициент превышения давления над пластовым $K_{\text{п}}$ составляет 5-10 %. Значение $K_{\text{п}}$ зависит от изменения градиента пластового давления. Так, при $\Gamma_{\text{пл}} = 0,010$ МПа/м $K_{\text{п}} = 0,05$; при $\Gamma_{\text{пл}} = 0,012$ МПа/м $K_{\text{п}} = 0,10$.

Из данных таблицы видно, что при $H=2000$ м репрессии $P_{\text{репр}}^{\text{гст}/\text{max}} = 2,4$ МПа, что меньше $P_{\text{репр}}^{\text{доп}} = 2,5$ МПа; при $H=2200$ и 2400 м $P_{\text{репр}}^{\text{гст}/\text{max}} = 2,64$ МПа и $2,88$ МПа, что превышает $P_{\text{репр}}^{\text{доп}}$. Плотность бурового раствора возрастает с увеличением $\Gamma_{\text{пл}}$ и не зависит от H .

Следует отметить, что установленные в Правилах безопасности [5] требования к расчету $\rho_{\text{бр}}$ справедливы для вертикальных скважин. Для НСБО, ПС и ГС формула (3) имеет вид

$$\rho_{\text{бр}}^{\text{нс}} = \rho_{\text{бр}}^{\text{вс}} + \Delta\rho_{\text{бр}}, \quad (6)$$

где $\rho_{\text{бр}}^{\text{нс}}$, $\rho_{\text{бр}}^{\text{вс}}$ – соответственно плотность бурового раствора в наклонной и вертикальной скважинах; $\Delta\rho_{\text{бр}}$ – превышение плотности бурового раствора в наклонной скважине.

Тогда

$$P_{\text{репр}}^{\text{гст, нс}} = P_{\text{скв}}^{\text{гст, нс}} - P_{\text{пл}} = 0,01\rho_{\text{бр}}^{\text{нс}}H - P_{\text{пл}} \quad (7)$$

Как было отмечено, $\rho_{\text{бр}}^{\text{гс, нс}}$ изменяется в зависимости от α и ряда других факторов в довольно широких пределах. Поэтому $P_{\text{репр}}^{\text{нс}}$ может превысить значение допустимой репрессии на пласт. В Правилах безопасности

[5] отмечается, что при необходимости предотвращения потери устойчивости стенок скважины допускается повышение плотности бурового раствора до значения, при котором создаваемая репрессия на пласт не будет превышать установленный предел для всего интервала совместимых условий бурения скважины. Это требование относится как к вертикальным, так и к наклонным скважинам, хотя в данном случае речь идет о повышении $\rho_{\text{бр}}$, обусловленном влиянием на потерю устойчивости стенок скважины только кривизны ствола.

Отметим также, что приведенная оценка влияния $\rho_{\text{бр}}$ на $P_{\text{репр}}$ относится к гидростатическому давлению в скважине, в то же время в процессе бурения и при выполнении других технологических операций возникает дополнительное гидродинамическое давление ($P_{\text{гдин}} = P_{\text{гидр}}$), которое вместе с гидростатическим давлением создает значительные репрессии на пласт. Максимально допустимая репрессия с учетом $P_{\text{гдин}}$ согласно требованиям Правил безопасности [5] должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения раствора в пласт. Поэтому практический интерес представляет определение оптимального режима промывки скважины.

В этом случае задача сводится к определению допустимых значений гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора в кольцевом пространстве скважины $P_{\text{гидр}}$ и производительности буровых насосов ($Q_{\text{н}} = Q_{\text{опт}}$), обеспечивающих минимальное репрессивное давление на продуктивный пласт. Для сравнительной оценки влияния глубины скважины и плотности бурового раствора на искомые параметры сначала определим $P_{\text{гидр}}$ и $Q_{\text{опт}}$ (в паскалях) для вертикальной скважины [2]

$$P_{\text{гидр}}^{\text{вс}} = \lambda\rho_{\text{бр}}^{\text{вс}}H_{\text{скв}}Q_{\text{н}}^2 / [(d_{\text{д}} - d_{\text{эл.бк}})^3(d_{\text{д}} + d_{\text{эл.бк}})^2], \quad (8)$$

где λ – плотность разбуриваемых пород, $\lambda = 0,04$ [6]; $\rho_{\text{бр}}^{\text{вс}}$ – плотность бурового раствора в вертикальной скважине, кг/м³; $H_{\text{скв}}$ – глубина скважины по вертикали, м; $d_{\text{д}}$, $d_{\text{эл.бк}}$ – соответственно диаметр скважины (долота) и элемента бурильной колонны,

включая КНБК, м; Q_n – производительность буровых насосов, м³/с (л/с).

Решая уравнение (8), получим

$$Q_n = Q_{\text{опт}} = \sqrt{(P_{\text{гидр}}^{\text{вс}} / 0,04 \rho_{\text{бр}}^{\text{вс}}) \sum A_i}, \quad (9)$$

где $\sum A_i$ – параметр, характеризующий влияние на Q_n длины и диаметра элемента буровой колонны.

Например, если буровая колонна включает два элемента – УБТ и буровые трубы (при роторном бурении), то

$$\sum A_i = A_1 + A_2,$$

где

$$\left. \begin{aligned} A_1 &= \frac{l_{\text{УБТ}}}{(d_{\text{д}} - d_{\text{УБТ}})^3 (d_{\text{д}} + d_{\text{УБТ}})^2}; \\ A_2 &= \frac{l_{\text{УБТ}}}{(d_{\text{д}} - d_{\text{бр}})^3 (d_{\text{д}} + d_{\text{бр}})^2}, \end{aligned} \right\}, \quad (10),$$

где $l_{\text{УБТ}}$ – длина УБТ, м.

В вертикальной скважине

$$l_{\text{бр}} = (H - l_{\text{УБТ}}),$$

в наклонной

$$l_{\text{бр}} = (L_{\text{скв}} - l_{\text{УБТ}}), \quad (11)$$

где $l_{\text{бр}}$ – длина буровых труб, м; $L_{\text{скв}}$ – глубина скважины по длине ствола, рассчитанная по проектному профилю, м.

Критерием оптимизации Q_n является условие [5]:

$$\sum P_{\text{скв}} = P_{\text{скв}}^{2/\text{ст}} + P_{\text{скв}}^{2/\text{дин}} (P_{\text{гидр}}) \leq P_{\text{пог}}, \quad (12)$$

где $\sum P_{\text{скв}}$ – суммарное давление в скважине, МПа; $P_{\text{скв}}^{2/\text{ст}}$ – гидростатическое давление столба бурового раствора, МПа.

Для нахождения $P_{\text{скв}}^{2/\text{дин}}$, принятого равным $P_{\text{гидр}}$ в кольцевом пространстве скважины в процессе бурения, воспользуемся условием, согласно которому суммарное давление в скважине $\sum P_{\text{скв}}$ не должно превышать значений давления поглощения пласта $P_{\text{пог}}$.

Тогда условие (12) будет иметь вид

$$P_{\text{гидр}} \leq P_{\text{пог}} - P_{\text{скв}}^{2/\text{ст}}. \quad (13)$$

Аналогично формуле (4)

$$P_{\text{пог}} = \Gamma_{\text{пог}} H, \quad (14)$$

где $\Gamma_{\text{пог}}$ – градиент давления поглощения пласта, МПа/м.

Значение $\Gamma_{\text{пог}}$ известно по данным горно-геологических условий. При отсутствии показателей сначала определяется давление гидроразрыва пласта (в мегапаскалях) [1]:

$$P_{\text{гр}} = 0,0083H + 0,66P_{\text{пл}}. \quad (15)$$

Затем, используя зависимость между $P_{\text{пог}}$ и $P_{\text{гр}}$, находят

$$P_{\text{пог}} = K_{\text{пог}} P_{\text{гр}}; \quad P_{\text{пог}} = (0,75-0,95) P_{\text{гр}}. \quad (16)$$

Аналогично измерению $K_{\text{п}}$ принято, что $K_{\text{пог}}$ изменяется в зависимости от $P_{\text{гр}}$. Например, для скважины с пластовым давлением, равным гидростатическому, и с наименьшим значением $P_{\text{гр}} - K_{\text{п}} = 0,75$; в скважине с наименьшим значением $P_{\text{пл}}$ и $P_{\text{гр}} K_{\text{п}} = 0,95$.

После нахождения $P_{\text{пог}}$ и $P_{\text{гидр}}$ определяется $Q_n = Q_{\text{опт}}$.

Для практического использования выполненных исследований приведем пример расчета $Q_n = Q_{\text{опт}}$ для вертикальной и наклонной скважин.

Результаты расчетов $Q_n = Q_{\text{опт}}$ в вертикальной скважине для различных сочетаний глубины скважины и градиентов пластового давления приведены в таблице.

Определим $Q_n = Q_{\text{опт}}$ для вертикальной скважины.

Исходные данные для расчета: глубина скважины $H = 2200$ м; градиент пластового давления $\Gamma_{\text{пл}} = 0,01$ МПа/м. Состав КНБК: долото диаметром $d_{\text{д}} = 0,2159$ м; диаметр УБТ $d_{\text{УБТ}} = 0,178$ м; длина УБТ $l_{\text{УБТ}} = 100$ м; диаметр буровых труб $d_{\text{бр}} = 0,127$ м; длина буровых труб $l_{\text{бр}} = 2100$ м. Способ бурения роторный.

Последовательность расчета (см. таблицу). По формуле (4) находится $P_{\text{пл}} = 24,2$ МПа; по формуле (5) при $K_{\text{п}} = 7\%$ (0,07) $P_{\text{респ}}^{\text{гст}} = 1,694$ МПа. Далее по формуле (1)

$P_{\text{скв}}^{\text{гст}} = 25,894$ МПа, а затем по формуле (3)

$\rho_{\text{бр}}^{\text{вс}} = 1177$ кг/м³ (1,177 г/см³). Требуемое значение (при $P_{\text{пог}} = 29,09$ МПа; $K_{\text{пог}} = 0,85$) определяется по формуле (13)

Параметры бурового раствора и режима промывки

Глубина скважины по вертикали H , м	Градиент пластового давления $\Gamma_{пл}$, МПа	Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	Давление гидроразрыва пласта $P_{гдр}$, МПа	Коэффициент изменения $P_{лог} \cdot K_{лог}$	Давление поглощения пласта $P_{пог}$, МПа	Процент превышения гидростатического давления в скважине над пластовым $K_{гв}$, %	Гидростатическая репрессия на пласт $P_{репр}^{гст}$, МПа	Гидростатическое давление в скважине $P_{скв}^{гст}$, МПа	Плотность бурового раствора $\rho_{р}$, г/см ³	Допустимые значения	
										гидравлического сопротивления $P_{гидр}$, МПа	производительности буровых насосов (оптимальное) $Q_n = Q_{опт}$ м ³ /с (л/с)
2000	0,0100	20,0	29,80	0,75	22,35	5,0	1,00	21,00	1,050	1,35	0,02937 (29,37)
	0,0105	21,0	30,46	0,80	24,37	6,0	1,26	22,26	1,113	2,11	0,03571 (35,71)
	0,0110	22,0	31,12	0,85	26,45	7,0	1,54	23,54	1,177	2,91	0,04073 (40,73)
	0,0115	23,0	31,78	0,90	28,60	8,5	1,95	24,95	1,247	3,65	0,04431 (44,31)
	0,0120	24,0	32,44	0,95	30,80	10,0	2,40	26,40	1,320	4,40	0,04729 (47,29)
2200	0,0100	22,0	32,78	0,75	24,58	5,0	1,100	23,100	1,050	1,48	0,03075 (30,75)
	0,0105	23,1	33,50	0,80	26,80	6,0	1,386	24,486	1,113	2,31	0,03735 (37,36)
	0,0110	24,2	34,23	0,85	29,09	7,0	1,694	25,894	1,177	3,20	0,04271 (42,71)
	0,0115	25,3	34,96	0,90	31,46	8,5	2,150	27,450	1,247	4,01	0,04645 (46,45)
	0,0120	26,4	35,68	0,95	33,90	10,0	2,640	29,040	1,320	4,86	0,04970 (49,70)
2400	0,0100	24,0	35,76	0,75	26,82	5,0	1,200	25,200	1,050	1,62	0,03217 (32,27)
	0,0105	25,2	36,55	0,80	29,24	6,0	1,512	26,710	1,113	2,53	0,03928 (39,28)
	0,0110	26,4	37,34	0,85	31,74	7,0	1,848	28,250	1,177	3,49	0,04460 (44,60)
	0,0115	27,6	38,14	0,90	34,33	8,5	2,346	29,946	1,247	4,38	0,04854 (48,54)
	0,0120	28,8	38,93	0,95	36,98	10,0	2,880	31,680	1,320	5,30	0,05190 (51,90)

$$P_{гидр}^{вс} = 29,09 - 25,894 = 3,196 \text{ МПа} \approx$$

$$\approx 3,2 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Принимаем $P_{гидр}^{вс} = 3,2 \text{ МПа}$ ($3,12 \cdot 10^6 \text{ Па}$).

Оптимальная производительность буровых насосов $Q_n = Q_{опт}$ при вскрытии продуктивного пласта для принятых условий расчета находится по формуле (9)

$$Q_{опт} \leq \sqrt{(3,2 \cdot 10^6 / 0,04 \cdot 177 \cdot 37,26 \cdot 10^6)} =$$

$$= 0,04271 \text{ м}^3/\text{с} \text{ (42,71 л/с);}$$

$$A_1 = 100 / (0,2159 - 0,178)^3 (0,2159 + 0,178)^2 =$$

$$= 11,84 \cdot 10^6;$$

$$A_2 = 2100 / (0,2159 - 0,127)^3 (0,2159 + 0,127)^2 =$$

$$= 25,42 \cdot 10^6;$$

$$\sum A_i = A_1 + A_2 = 1,84 \cdot 10^6 + 25,42 \cdot 10^6 = 37,26 \cdot 10^6.$$

Определим $Q_n = Q_{опт}$ для наклонной скважины.

Исходные данные для расчета: скважина наклонно направленная с большим отклонением ствола от вертикали; глубина скважины по вертикали $H = 2200 \text{ м}$; расчетная глубина скважины по длине ствола $L_{скв} = 3570 \text{ м}$ (для определения $L_{скв}$ предварительно рассчитаны параметры проектного профиля); тип профиля – трехинтервальный; глубина точки зарезки $H_0 = 400 \text{ м}$; максимальный зенитный угол скважины на глубине 995 м по длине ствола $\alpha_{max} = 59^\circ 30'$; проектное отклонение ствола от вертикали $A = 2500 \text{ м}$. Способ бурения при вскрытии продуктивного пласта – турбинный. Состав КНБК: долото диаметром $d_d = 0,2159 \text{ м}$; ЗТСШ-195 длиной $25,7 \text{ м}$; диаметр УБТ $d_{убт} = 0,178 \text{ м}$; длина УБТ $l_{убт} = 50 \text{ м}$; диаметр бурильных труб $d_{бт} = 0,127 \text{ м}$, длина бурильных труб $l_{бт} = 3494,3 \text{ м}$.

Горно-геологические условия бурения НСБО аналогичны условиям бурения вертикальной скважины. Исключением является то обстоятельство, что для предотвращения потери устойчивости стенок скважины, связанной с кривизной ствола, плот-

ность бурового раствора увеличивают до $\rho_{бр}^{nc} = 1280 \text{ кг/м}^3$ ($1,28 \text{ г/см}^3$).

Последовательность расчета аналогична расчету для вертикальной скважины. Предварительно находят $P_{пл} = 24,2 \text{ МПа}$; $P_{пог} = 29,09 \text{ МПа}$ (см. таблицу).

Тогда

$$P_{скв}^{гст} = 0,01\rho_{бр}^{nc}H = 0,01 \cdot 2200 = 28,16 \text{ МПа}.$$

Затем по формуле (13)

$$\begin{aligned} P_{гидр}^{nc} = P_{пог} = P_{скв}^{гст} &= 29,09 - 28,16 = \\ &= 0,93 \text{ МПа} (0,93 \cdot 10^6 \text{ Па}). \end{aligned}$$

Оптимальная производительность насосов $Q_n = Q_{опт}$ рассчитывается по формуле (9) с учетом состава КНБК:

$$\begin{aligned} Q_n = Q_{опт} &= \sqrt{(0,93 \cdot 10^6 / 0,04 \cdot 1280 \cdot 64,89 \cdot 10^6)} = \\ &= 0,01673 \text{ м}^3/\text{с} (16,73 \text{ л/с}); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A_1 &= 25,7 / (0,2159 - 0,195)^3 \times \\ &\times (0,2159 + 0,195)^2 = 16,677 \cdot 10^6; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A_2 &= 50 / (0,2159 - 0,178)^3 \times \\ &\times (0,2159 + 0,178)^2 = 5,92 \cdot 10^6; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A_3 &= 3494,3 / (0,2159 - 0,127)^3 \times \\ &\times (0,2159 + 0,127)^2 = 42,29 \cdot 10^6; \end{aligned}$$

$$\sum A_i = 64,89 \cdot 10^6.$$

Из приведенного расчета видно, что в связи с увеличением $\rho_{бр}^{nc} = 1,28 \text{ г/см}^3$ в наклонной скважине с $L_{скв} = 3570 \text{ м}$ для выполнения требований критерия (12) $Q_{опт}$ необходимо уменьшить до $0,01673 \text{ м}^3/\text{с}$. В результате полученное значение Q_n оказалось меньше необходимого значения ($0,030 \text{ м}^3/\text{с}$)

для нормальной работы забойного двигателя ЗТСШ1-195 [7]. Решение проблемы – переход на роторный способ бурения, при котором $Q_{опт} = 0,01836 \text{ м}^3/\text{с}$, что вполне допустимо для нормального углубления скважины. Другой вариант – замена КНБК. Например, при применении Д5-172 в сочетании с УБТ $d = 146 \text{ мм}$, $l = 25 \text{ м}$, расчетное значение $Q_{опт} = 0,0203 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для оценки влияния $\rho_{бр}$ на $Q_{опт}$ в НСБО примем, что $\rho_{бр}^{nc} = \rho_{бр}^{bc} = 1,177 \text{ г/см}^3$. Тогда согласно формуле (9)

$$P_{скв}^{гст} = 0,01 \cdot 1,177 \cdot 2200 = 25,894 \text{ МПа};$$

$$P_{пог} = 29,09 - 25,894 = 3,2 \text{ МПа};$$

$$\begin{aligned} Q_{опт} &= \sqrt{(3,2 \cdot 10^6 / 0,04 \cdot 1177 \cdot 64,89 \cdot 10^6)} = \\ &= 0,03236 \text{ м}^3/\text{с} (32,36 \text{ л/с}). \end{aligned}$$

Найденное значение $Q_{опт}$ позволяет использовать КНБК с ЗТСШ1-195 и, безусловно, можно применить КНБК с ВЗД $d = 195 \text{ мм}$ вместо $d = 172 \text{ мм}$.

Используя приведенную методику определения $Q_{опт}$, находят допустимое значение $\rho_{бр}^{nc}$ при необходимости утяжеления раствора для борьбы с осложнениями в скважине (посадки инструмента, осыпи, обвалы стенок скважины). С этой целью решается обратная задача. Для этого предварительно определяют значение $Q_{опт}$, с учетом характеристики забойного двигателя, необходимости обеспечения очистки забоя и кольцевого пространства скважины, особенно в горизонтальных скважинах и т.д. Последовательность решения задачи следующая.

Записывается выражение для $P_{скв}^{гст}$ в виде

$$P_{скв}^{гст} = 0,01\rho_{бр}^{nc} \cdot 2200 = 22\rho_{бр}^{nc} \cdot 10^6.$$

Затем находится $P_{гидр}$ по формуле (13)

$$P_{гидр} \leq P_{пог} - P_{скв}^{гст} = (29,09 - 22\rho_{бр}^{nc})10^6.$$

Далее по формуле (9) находят $\rho_{бр}^{нс}$ при заданном значении $Q_{опт}$.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Иогансен К.В.* Спутник буровика: Справочник. М.: Недра, 1986.
2. Инструкция на составление гидравлической программы бурения скважин. РД39-014-7009-516-86.
3. *Мнацаканов А.В.* Бурение горизонтальной скважины на месторождении Белый Тигр (шельф Вьетнама) /

А.В.Мнацаканов, А.С.Оганов, В.В.Повалихин // Нефтегазовое хозяйство. 1997. № 2.

4. *Оболенцев Н.В.* Бурение наклонно-горизонтальных скважин за рубежом // Газовая промышленность за рубежом / ВНИИГаз. М., 1994. № 5.

5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. РД08-200-98. СПб: Деан, 2001.

6. *Пронин Н.Ф.* Опыт строительства горизонтальной скважины на месторождении Комсомольское ОАО «Пурнефтегаз» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. М., 1999. № 7-8.

7. *Aefsen T.E.* Pushing the Limits for Extended Reach Drilling: New World Record From Platform Statfjord C / T.E.Aefsen, S.Heggen, H.Blikra, H.Tiotta. Well C2. SPE 26350. 1993.