

Тема 3. – Расчет закачки химических реагентов в ПЗП (на примере растворителя НЕФРАС и соляной кислоты)

ЗАДАЧА №3

Общин положения.

Для составления плана обработки ПЗП в скважине № 1 рассчитывается объём растворителя, закачиваемый соответственно без давления и под давлением.

В процессе подготовительных работ проводится промывка скважины и заполняется нефтью.

В процессе эксплуатации в призабойной зоне, на эксплуатационной колонне и НКГ откладываются механические примеси – соли, парафин, смолы. Они снижают продуктивность скважины и потому требуют периодического удаления.

Механические примеси, представляющие продукты разрушения пласта, накапливаются на забое или образуют пробки в трубах.

Наиболее простой и широко применяемый способ их удаления – промывка, прямая и обратная. В данном случае мы рассчитаем прямую промывку для скважины.

Произвести гидравлический расчет промывки водой забойной песчаной пробки, для чего определить давление на выкиде насоса, необходимую мощность двигателя, давление на забой скважины, время на промывку пробки и разрушающее действие струи.

Данные для расчета: приведены ниже, песчаная пробка находится в эксплуатационной колонне выше фильтра.

Промывка ведется промывочным агрегатом ПАВ-80, который состоит из трактора G-80 с дизелем КДМ-46 максимальной мощностью (при 1000 об/мин) 93 л. с. и поршневого двухцилиндрового насоса двойного действия НГ-80. Этот насос имеет три скорости. Диаметр цилиндра 115 мм, длина хода поршня 250 мм.

Исходные данные.

Исходные данные	Вариант									
	0	1	2	3	4	5	6	7	9	10
Глубина скважины Н, м	2742,	2700	2450	2560	2680	2700	2720	2740	2765	2770
Вскрытая эффективная мощность карбонатного пласта h, м	7,31	3,2	4,0	4,5	4,8	5,2	5,6	6,7	7,2	7,6
Проницаемость пород k, мкм ²	0,0053	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,01	0,02
Пластовое давление P _{пл} , МПа	28,8	25,8	26,3	26,7	27,4	27,6	28,0	28,5	29,0	29,5
Глубина зумпфа	10	7,5	8	8,5	9,0	9,5	10	10,5	11,0	11,5
Диаметр насосно-компрессорных труб d, м	0,057									
Внутренний диаметр скважины D _{вн} , м	0,15									
Дебит скважины Q _{скв} , м ³ /сут	21	16,0	16,5	17,0	17,5	18,0	18,5	19,0	19,5	20,0
Расход реагента V _{уд} , м ³ /м		0,5	0,6	0,7	0,75	0,8	0,85	0,9	0,95	1,0

Расчет.

Необходимо определить количество реагентов и составить план обработки ПЗ растворителем Нефрас и соляной кислотой для следующих условий (для 0 варианта):

Для примера проведем расчет обработки забоя скважины № 1 растворителем Нефрас и соляной кислотой.

Расчет:

Примем необходимое количество реагента $V_{уд} = 0,8 \text{ м}^3/\text{м}$.

$$V_{раст.} = h \cdot V_{уд} = 4,16 \text{ м}^3. \quad (1)$$

Прямая промывка

1 Гидравлическое сопротивление при движении жидкости в 58 мм трубах:

$$H_1 = \lambda \frac{H}{d_v} \cdot \frac{v_n}{2 \cdot g}, \quad (2)$$

где $\lambda = 0,037$ – коэффициент трения при движении воды в 57 мм трубах;
 $d_v = 0,05 \text{ м}$ – внутренний диаметр 57 мм промывочных труб;
 v_n – скорость нисходящего потока жидкости в 58 мм трубах;
 g – ускорение свободного падения. Скорость движения жидкости в центральных трубах в см/с.

Подставив числовые значения в формулу, получим:

При работе агрегата на I скорости

Для скважины 1:

$$h_1 = 0,037 \cdot \frac{2700}{0,05} \cdot \frac{2,27}{2 \cdot 9,81} = 209,8 \text{ м вод. ст.}$$

При работе агрегата на II скорости

$$h_1 = 0,037 \cdot \frac{2700}{0,05} \cdot \frac{3,21}{2 \cdot 9,81} = 296,6 \text{ м вод. ст.}$$

При работе агрегата на III скорости

$$h_1 = 0,037 \cdot \frac{2700}{0,05} \cdot \frac{6,33}{2 \cdot 9,81} = 584,9 \text{ м вод. ст.}$$

2 Гидравлическое сопротивление при движении смеси жидкости с песком в кольцевом пространстве скважины

$$H_1 = \varphi \lambda \frac{H}{d_s} \cdot \frac{v_n}{2 \cdot g}, \quad (3)$$

где $\varphi = 1,1 - 1,2$ – коэффициент, учитывающий повышение гидравлических потерь в результате содержания песка в жидкости;
 λ – коэффициент трения при движении воды в кольцевом пространстве;
величина A , определяется по разности диаметров 132-мм и 62-мм труб и равна

Определим сопротивление, возникающее при движении жидкости с песком в кольцевом пространстве:

При работе агрегата на I скорости

$$h_2 = 1, \frac{\frac{2 \cdot 0,034 \cdot 2700}{0,150 - 0,058} \cdot 0,46}{2 \cdot 9,81} = 28,07 \text{ м вод. ст.}$$

При работе агрегата на II скорости

$$h_2 = 1, \frac{\frac{2 \cdot 0,034 \cdot 2700}{0,150 - 0,058} \cdot 0,65}{2 \cdot 9,81} = 39,67 \text{ м вод. ст.}$$

При работе агрегата на III скорости

$$h_2 = 1, \frac{\frac{2 \cdot 0,034 \cdot 2700}{0,150 - 0,058} \cdot 1,28}{2 \cdot 9,81} = 78,12 \text{ м вод. ст.}$$

3 Потери напора на уравнивание столбов жидкости разной плотности в промывочных трубах и кольцевом пространстве определяются по формуле К.А.Апресова

$$h_3 = \frac{(1-m)Fl}{f} \cdot \left[\frac{p_n}{p_{жс}} \left(1 - \frac{v_{кр}}{v_s} \right) - 1 \right], \quad (4)$$

где $m = 0,3$ – пористость песчаной пробки;

$F = 139 \text{ см}^2$ – площадь сечения 150-мм эксплуатационной колонны ;

$l = 12 \text{ м}$ – высота пробки, промытой за один приём (длина двухтрубного колена труб);

f – площадь сечения кольцевого пространства скважины в см^2 (между 150-мм и 58 мм трубами);

$\rho_{\text{п}}=2,6$ – относительная плотность песка;

$\rho_{\text{ж}}=1$ – относительная плотность воды;

$v_{\text{кр}}$ – скорость свободного падения песчинок.

Подставив числовые значения в формулу, найдём потери напора:
 При работе агрегата на I скорости

$$h_3 = 112,5 \frac{(1-0,3) \cdot 139 \cdot 1200}{1} \cdot \left[\frac{2,6}{1} \left(1 - \frac{9,5}{46}\right) - 1 \right] = 1103 \text{ см, или } 11,03 \text{ м вод. ст.}$$

При работе агрегата на II скорости

$$h_3 = 112,5 \frac{(1-0,3) \cdot 139 \cdot 1200}{1} \cdot \left[\frac{2,6}{1} \left(1 - \frac{9,5}{65}\right) - 1 \right] = 1266 \text{ см, или } 12,66 \text{ м вод. ст.}$$

При работе агрегата на III скорости

$$h_3 = 112,5 \frac{(1-0,3) \cdot 139 \cdot 1200}{1} \cdot \left[\frac{2,6}{1} \left(1 - \frac{9,5}{128}\right) - 1 \right] = 1460 \text{ см, или } 14,60 \text{ м вод. ст.}$$

4 Гидравлическое сопротивление в шланге в вертлюге при движении воды определяется по опытным данным, для скважины № 1.

При работе агрегата на I скорости сопротивление, возникающее в шланге и вертлюге (угольнике), составляет в сумме

$$h_4 + h_5 = 10,4 \text{ м вод. ст.,}$$

при работе на II скорости:

$$h_4 + h_5 = 19,5 \text{ м вод. ст.,}$$

при работе на III скорости”

$$h_4 + h_5 = 62,6 \text{ м вод. ст.}$$

5 Гидравлическое сопротивление в 57-мм нагнетательной линии от насоса до шланга (принимая длину этой линии $l_n = 40$ м):

при работе агрегата на I скорости

$$h_6 = 0,034 \frac{40 \cdot 2,27}{0,05 \cdot 2 \cdot 9,81} = 7,14 \text{ м вод. ст.}$$

при работе агрегата на II скорости

$$h_6 = 0,034 \frac{40 \cdot 3,21}{0,05 \cdot 2 \cdot 9,81} = 14,28 \text{ м вод. ст.}$$

при работе агрегата на III скорости

$$h_6 = 0,034 \frac{40 \cdot 6,33}{0,05 \cdot 2 \cdot 9,81} = 55,54 \text{ м вод. ст.}$$

6 Давление на выкиде насоса, определяемое суммой гидравлических сопротивлений, будет:

$$p_n = 10 \frac{h_{общ}}{10} = \frac{h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6}{10}, \quad (4)$$

при работе агрегата на I скорости

$$p_n = \frac{209,8 + 28,07 + 11,03 + 10,4 + 7,14}{10} = 26,64 \text{ кгс/см}^2 \text{ (5,63 МПа),}$$

при работе агрегата на II скорости

$$p_n = \frac{296,6 + 39,67 + 12,66 + 19,5 + 14,28}{10} = 38,27 \text{ кгс/см}^2 \text{ (11,15 МПа),}$$

при работе агрегата на III скорости

$$p_n = \frac{584,9 + 78,12 + 14,6 + 62,6 + 55,54}{10} = 79,58 \text{ кгс/см}^2 \text{ (42,93 МПа)}.$$

7 Давление на забой скважины:

$$p_{\text{заб}} = \frac{(H + h_2 + h_3) p_{\text{ж}}}{10}, \quad (5)$$

при работе агрегата на I скорости

$$p_{\text{заб}} = \frac{(2700 + 28,07 + 11,03) * 1}{10} = 273,9 \text{ кгс/см}^2 \text{ (27,13 МПа)},$$

при работе агрегата на II скорости

$$p_{\text{заб}} = \frac{(2700 + 39,67 + 12,66) * 1}{10} = 275,2 \text{ кгс/см}^2 \text{ (27,27 МПа)},$$

при работе агрегата на III скорости

$$p_{\text{заб}} = \frac{(2700 + 78,12 + 14,6) * 1}{10} = 279,3 \text{ кгс/см}^2 \text{ (28,03 МПа)}.$$

8 Мощность, необходимая для промывки песчаной пробки:

$$N = \frac{h_{\text{общ}} \cdot Q \cdot p_{\text{ж}}}{75 \cdot n_a}, \quad (6)$$

где Q – производительность агрегата,

$p_{\text{ж}}$ – относительная плотность воды;

$n_a = 0,65$ – общий механический к. п. д. агрегата;

при работе агрегата на I скорости

$$N = \frac{266,4 * 4,6 * 1}{75 * 0,65} = 25,1 \text{ л. с. л. с.}$$

при работе агрегата на II скорости

$$N = \frac{382,7 * 6,5 * 1}{75 * 0,65} = 51,0 \text{ л. с. л. с.}$$

при работе агрегата на III скорости

$$N = \frac{795,8 * 12,8 * 1}{75 * 0,65} = 208,9 \text{ л. с. л. с.}$$

Агрегат имеет максимальную мощность 93 л.с., поэтому работа его на III скорости невозможна.

9 Использование максимальной мощности промывочного агрегата:

$$K = \frac{N \cdot 100}{N_{\text{макс}}}. \quad (7)$$

При работе на I скорости

$$K = \frac{25,1 \cdot 100}{93} = 27 \%.$$

10 Скорость подъёма размытого песка на I скорости для скважины 190

$$V_{\text{п}} = v_{\text{в}} - v_{\text{кр}}, \quad (8)$$

$$V_{\text{п}} = 0,46 - 0,095 = 0,365 \text{ м/с.}$$

11 Продолжительность подъёма размытой пробки после промывки её каждым коленом до чистой воды на I скорости

$$t = \frac{H}{V_{\text{п}}} = \frac{2700}{0,365} = 7397 \text{ с} = 2,78 \text{ ч} \quad (9)$$

12 Размывающая сила струи жидкости. Сила удара струи промывочной жидкости может быть определена по следующей формуле:

$$P = 2,04 \frac{Q}{f_{\text{ц}} \cdot F}, \quad (10)$$

где Q – производительность агрегата в л/с;

$f_{\text{ц}} = 30,2 \text{ см}^2$ – площадь поперечного сечения струи жидкости, нагнетаемой в скважину по 62-мм и 58-мм колонне;

$F = 139 \text{ см}^2$ – площадь внутреннего поперечного сечения 150-мм эксплуатационной колонны.

При работе на I скорости

$$P = 2,04 \frac{4,6}{30,2 \cdot 139} = 0,010283 \text{ кгс/см}^2.$$

Объём растворителя, закачиваемой без давления:

$$V_1 = V_{\text{пт}} + V_{\text{нкт}} + V_{\text{скв. пзп}}, \text{ м}^3, \quad (11)$$

где $V_{\text{пт}}$ – объём выкидной линии (при диаметре $d_{\text{пт}} = 0,0503 \text{ м}$ и длине $l = 100 \text{ м}$), м^3 ;

$V_{\text{нкт}}$ – объём колонны насосно-компрессорных труб (при диаметре $d_{\text{нкт}} = 0,057 \text{ м}$ и длине НКТ $L = 2290 \text{ м}$), м^3 ;

$V_{\text{скв. пзп}}$ – объём скважины в интервале обрабатываемой зоны пласта, м^3 .

$$V_{\text{пт}} = 0,785 \cdot d_{\text{пт}}^2 \cdot l = 0,198 \text{ м}^3, \quad (12)$$

$$V_{\text{нкт}} = 0,785 \cdot d_{\text{нкт}}^2 \cdot L = 5,840 \text{ м}^3, \quad (13)$$

$$V_{\text{скв. пзп}} = 0,785 \cdot (2r_{\text{с}})^2 \cdot h = 0,200 \text{ м}^3. \quad (14)$$

После промывки скважины выполняются следующие операции.

Трубы приподнимают, устанавливая башмак на глубине 2280 м, размещают и обвязывают оборудование.

Закачивают растворитель в объёме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от башмака НКТ до кровли пласта.

$$V_1 = 5,840 \text{ м}^3.$$

Затем объём растворителя, закачивают под давлением, то есть закрывают задвижку на затрубном пространстве и насосом агрегата закачивают остальной растворитель

$$V_{11} = V_{\text{р}} - V_1 = 2,64 \text{ м}^3. \quad (15)$$

Для вышеперечисленных мероприятий рассчитаем давление на выкиде насоса по формуле

$$P_{\text{н}} = P_{\text{заб}} - P_{\text{ж}} + P_{\text{тр}}, \quad (16)$$

где $P_{\text{заб}}$ - максимальное забойное давление при продавки раствора, МПа;
 $P_{\text{ж}}$ - гидростатическое давление столба продавочной жидкости (в данном случае давление столба нефти плотностью 860 кг/м^3), МПа;
 $P_{\text{тр}}$ - потери давления на трение, МПа.

Максимальное забойное давление рассчитывается по формуле

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} + q \cdot 10^{-3} \cdot 86400 / K_{\text{пр}} = 27,6 + 8,2 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 / 27 = 53,8 \text{ МПа}, \quad (17)$$

где $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, МПа;

q - расход жидкости, $q = 8,2 \text{ л/с}$;

$K_{\text{пр}}$ - коэффициент продуктивности, $K_{\text{пр}} = 27 \text{ т/сут} \cdot \text{МПа}$.

Гидростатическое давление столба нефти рассчитывается по формуле

$$P_{\text{ж}} = \rho \cdot g \cdot H = 860 \cdot 9,81 \cdot 2700 = 22,8 \text{ МПа}, \quad (18)$$

где ρ - плотность нефти, $\rho = 860 \text{ кг/м}^3$;

g - ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

H - глубина скважины, м.

Находим потери давления на трение по формуле

$$P_{\text{тр}} = \lambda \cdot V^2 \cdot H \cdot \rho / 2 \cdot d, \quad (19)$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

V - скорость движения жидкости по трубам, м/с;

d - внутренний диаметр НКТ, м.

Скорость движения «Нефрас» рассчитывается по формуле

$$V = q \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot d^2) = 8,2 \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot 0,57^2) = 4,2 \text{ м/с}. \quad (20)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по формуле

$$\lambda = 0,3164 / \text{Re}^{0,25}, \quad (21)$$

где Re - число Рейнольдса, которое рассчитывается по формуле

$$\text{Re} = V \cdot d \cdot \rho / \mu = 4,2 \cdot 0,57 \cdot 860 / 2,68 \cdot 10^{-3} = 67388, \quad (22)$$

где μ - динамическая вязкость продавочной жидкости, $\mu = 2,68 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Найденное число Рейнольдса подставляем в формулу (3.21)

$$\lambda = 0,3164 / 67388^{0,25} = 0,02.$$

Тогда получим, что

$$P_{\text{тр}} = 0,02 \cdot 4,2^2 \cdot 2700 \cdot 860 / (2 \cdot 0,57) = 0,72 \text{ МПа}.$$

Определив все значения, входящие в формулы, находим необходимое давление на выкиде насоса по формуле (3.16)

$$P_{\text{н}} = 53,8 - 22,8 + 0,72 = 31,7 \text{ МПа}.$$

Продолжительность нагнетания и продавки в пласт растворителя рассчитывается по формуле

$$\tau = (V_{\text{общий}} + V_{\text{нефти}}) \cdot 10^3 / (q \cdot 3600) = (3,77 + 5,73) \cdot 10^3 / 8,2 \cdot 3600 = 0,40 \text{ час.}, \quad (23)$$

где $V_{\text{общий}}$ - общий объем растворителя, м^3 ;

$V_{\text{нефти}}$ - объем нефти для вытеснения растворителя в пласт, м.

Расчет потерь напора в насосно-компрессорных трубах

Определим потери напора в НКТ скважины № 1.

Потери напора в НКТ определяются по формуле

$$h_{\text{пот}} = h_{\text{тр}} + h_{\text{м.с.}}, \quad (24)$$

где $h_{\text{тр}}$ - потери напора на трение, м;

$h_{м.с.}$ – потери напора на местные сопротивления, м.

Потери напора на трение рассчитываем по формуле

$$h_{тр} = \lambda \cdot L_{нкт} \cdot V^2 / 2 \cdot d \cdot g = 0,02 \cdot 1800 \cdot 4,2^2 / 2 \cdot 0,57 \cdot 9,81 = 647 \text{ м}, \quad (25)$$

где $L_{нкт}$ – длина труб НКТ, $L_{нкт} = 1800$ м.

Определим потери напора на местные сопротивления по формуле

$$h_{м.с.} = \xi \cdot V^2 / (2 \cdot g) = 0,65 \cdot 4,2^2 / (2 \cdot 9,81) = 0,58 \text{ м}, \quad (26)$$

где ξ – коэффициент местного сопротивления, $\xi = 0,65$.

Подставляя найденные значения в формулу (3.24) определим потери напора в насосно-компрессорных трубах

$$h_{пот} = 647 + 0,58 = 647,58 \text{ м}.$$

Расчет НКТ на прочность

Произведем расчет насосно-компрессорных труб на прочность.

Колонна НКТ составлена из гладких труб НКТ 60×5,0.

Расчет НКТ на разрыв в опасном сечении производится по следующей формуле

$$G = 0,785 \cdot (d_1^2 - d_2^2) \cdot G_{тек} = 0,785 \cdot (0,0574^2 - 0,0503^2) \cdot 372 = 0,223 \text{ МПа}, \quad (27)$$

где d_1 – наружный диаметр НКТ по впадине нарезки, $d_1 = 0,0574$ м;

d_2 – внутренний диаметр НКТ, $d_2 = 0,0503$ м;

$G_{тек}$ – предел текучести материала труб, $G_{тек} = 372$ МПа.

Расчет на страгивающие нагрузки в резьбовом соединении следующим образом

$$P_{стр} = \pi \cdot D_{ср} \cdot \delta \cdot G_{тек} / (1 + D_{ср} \cdot \text{ctg}(\alpha + \varphi)) =$$

$$= 3,14 \cdot 0,05758 \cdot 0,00358 \cdot 372 / (1 + 0,05758 \cdot \text{ctg}(60^\circ + 18^\circ)) = 0,036 \text{ МПа},$$

(28)

где $D_{ср}$ – средний диаметр трубы в основной плоскости резьбы (по первой полной нитке), $D_{ср} = 0,05758$ м.

δ – толщина стенки во впадине первой полной нитке, $\delta = 0,00358$ м;

α – угол между гранью нарезки и осью трубы, $\alpha = 60^\circ$;

φ – угол трения, $\varphi = 18^\circ$.

Расчет колонны НКТ на внутреннее давление по следующей формуле

$$P_{доп} = 2 \cdot \delta \cdot G_{тек} / (D \cdot a) = 2 \cdot 0,00358 \cdot 372 / (0,15 \cdot 2) = 8,878 \text{ МПа}, \quad (29)$$

где a – коэффициент запаса прочности, $a=2$.

Для задавливания растворителя в пласт закачивают нефть (нагрузку $V_{прод.}$) в объём выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от подошвы НКТ до кровли пласта

$$V_{прод.} = V_1 = 5,840 \text{ м}^3. \quad (30)$$

Затем закрывают задвижку на выкидной линии. Время выдержки составляет 24 часа.

После обработки растворителем «Нефрас» с целью растворения АСПО с поверхности пород продуктивного пласта проведём обработку солянокислотным раствором для разрушения твердых частиц механических примесей и расширения пор коллектора.

Расчет соляной кислоты

Для заданных условий принимаем концентрацию кислоты 10%. При средней норме расхода этой кислоты 1,2 м³ на 1 м интервала обработки, тогда общий объем соляной кислоты составит

$$V_{\text{общий}} = Q_{\text{кислоты}} \cdot h = 1,2 \cdot 5,2 = 6,24 \text{ м}^3. \quad (31)$$

Количество необходимых для приготовления солянокислотного раствора концентрированной 27,5% кислоты и воды можно определить по таблице 1.

1 Расчет количества химикатов и воды

По таблице 1 на приготовление 10 м³ 10% солянокислотного раствора требуется 3890 кг 27,5% HCl и 6,6 м³ воды, а на 8,77 м³ 10% солянокислотного раствора необходимо концентрированной HCl.

$$W_{\text{к}} = M_{\text{р-ра}} \cdot V_{\text{общий}} / 10 = 3890 \cdot 6,24 / 10 = 24,27 \text{ кг}, \quad (32)$$

и воды

$$V = M_{\text{воды}} \cdot V_{\text{общий}} / 10 = 6,6 \cdot 6,24 / 10 = 4,12 \text{ м}^3. \quad (33)$$

Количество концентрированной товарной соляной кислоты для 10% солянокислотного раствора может быть также найдено по формуле

$$W_{\text{к}} = A \cdot x \cdot V_{\text{общий}} \cdot (B - z) / B \cdot z \cdot (A - x), \quad (34)$$

где А и В – числовые коэффициенты (таблица 3.2)

$V_{\text{общий}}$ – объем солянокислотного раствора.

Таблица 3.2 – Количество кислоты и воды для приготовления солянокислотного раствора

Объем разведенной кислоты, м ³	Концентрация разведенной кислоты, %			
	8	10	12	14
6	1840/4,38	2330/3,96	2830/3,52	3320/3,40
8	2460/5,84	3110/5,28	3770/4,68	4400/4,16
10	3080/7,30	3890/6,60	4720/5,87	5560/5,14

Примечание. В числителе указано количество концентрированной кислоты, кг, а в знаменателе – количество воды.

Таблица 3.3 – Значения коэффициентов А и Б

z, х	Б, А	z, х	Б, А
5,15-12,19	214,0	29,95-31,52	227,5
13,19-18,11	218,0	32,10-33,40	229,5
19,06-24,78	221,5	34,42-37,22	232,0
25,75-29,57	226,0	–	–

Примечание. X – концентрация соляно кислотного раствора, %
 Z – концентрация товарной кислоты, %.

Следовательно, по формуле (34)

$$W_k = 214 \cdot 10 \cdot 6,24 \cdot (226 - 27,5) / (226 \cdot 27,5 \cdot (214 - 10)) = 2,09 \text{ м}^3.$$

Принимаем $W_k = 2,0 \text{ м}^3$.

В качестве ингибитора принимаем катионоактивный реагент – катион А в количестве 0,01 % объема кислотного раствора. Данный ингибитор является химическим веществом, имеющий хорошую замедляющую скорость коррозии. Поэтому ингибирование растворов кислот на Северо-Губкинском месторождении проводят катионом А.

Против выпадения из соляно-кислотного раствора содержащихся в нем солей железа добавляем уксусную кислоту в количестве

$$Q_{y.k} = b \cdot V_{\text{общий}} / c = 1,5 \cdot 6,24 / 80 = 0,12 \text{ м}^3, \quad (35)$$

где b – процент добавки уксусной кислоты к объему раствора ($b = f + 0,8$;
 f – содержание в соляной кислоте солей железа, примем 0,7%, тогда $b = 1,5\%$);

$V_{\text{общий}}$ – объем солянокислотного раствора;

c – концентрация уксусной кислоты (принимаем 80%).

В товарной соляной кислоте второго сорта содержится примесь серной кислоты до 0,6%, которая после реакции ее с углекислым кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры пласта. Против выпадения гипса добавляем к соляной кислоте хлористый барий.

$$Q_{x.b} = 21,3 \cdot V_{\text{общий}} \cdot (a \cdot x / z - 0,02) = 21,3 \cdot 6,24 \cdot (0,6 \cdot 10 / 27,5 - 0,02) = 26,3 \text{ кг}, \quad (36)$$

где $V_{\text{общий}}$ – объем солянокислотного раствора;

a – содержание SO_3 в товарной соляной кислоте;

x – концентрация солянокислотного раствора;

z – концентрация товарной кислоты.

При плотности хлористого бария 4000 кг/м³.

В качестве интесификатора для понижения поверхностного натяжения применяем препарат ДС (детергент советский), который одновременно является ингибитором и наиболее активным понизителем скорости реакции соляной кислоты с породой. Большое снижение (в несколько раз) скорости реакции способствует более глубокому проникновению кислоты в пласт.

Необходимое количество ДС составляет 1 – 1,5% объема соляно-кислотного раствора (принимаем 1%)

$$Q_{\text{ДС}} = V_{\text{общий}} \cdot V_{\text{скр}} = 6,24 \cdot 0,01 = 0,0624 \text{ м}^3. \quad (3.37)$$

Количество воды для приготовления принятого объема солянокислотного раствора

$$V = V_{\text{общий}} - W_k - \Sigma Q = 6,24 - 2 - 0,19 = 4,05 \text{ м}^3, \quad (38)$$

где $V_{\text{общий}}$ – объем солянокислотного раствора;

W_k – объем концентрированной товарной соляной кислоты ($W_k = 2 \text{ м}^3$);

ΣQ – суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору (уксусная кислота, хлористый барий, ДС)

$$\Sigma Q = 0,12 + 0,009 + 0,0624 = 0,19 \text{ м}^3.$$

2 Расчет изоляции зумпфа

Для изоляции зумпфа при обработке снизу вверх применяем раствор хлористого бария (бланкет) относительной плотностью 1,2.

Объем одного метра ствола скважины внутренним диаметром 0,15 м составляет

$$V_{\text{скв}} = 0,785 \cdot D_{\text{вн}}^2 = 0,785 \cdot 0,15^2 = 0,018 \text{ м}^3, \quad (39)$$

а объем 9,5 м зумпфа будет

$$V_z = V_{\text{скв}} \cdot 9,5 = 0,018 \cdot 9,5 = 0,17 \text{ м}^3. \quad (40)$$

Для получения 1 м³ раствора хлористого кальция относительной плотностью 1,2 требуется 540 кг CaCl₂ и 0,66 м³ воды. Для изоляции всего зумпфа надо взять

$$\text{CaCl}_2 = 540 \cdot 0,17 = 92 \text{ кг}$$

и воды

$$\text{H}_2\text{O} = 0,66 \cdot 0,17 = 0,11 \text{ м}^3.$$

После приготовления солянокислотного раствора проверяют ареометром полученную концентрацию раствора HCl и, если она не соответствует заданной, добавляют к раствору воду или концентрированную кислоту.

Количество добавляемой воды при концентрации HCl >10% определяется по формуле

$$q_v = (\rho_2 - \rho) \cdot V_{\text{общий}} / (\rho - 1), \quad (41)$$

а количество добавляемой соляной кислоты, если концентрация HCl <10 %, по формуле

$$q_k = (\rho - \rho_1) \cdot V_{\text{общий}} / (\rho_3 - \rho), \quad (42)$$

где q_v и q_k – объемы добавленной воды и концентрированной кислоты, м³;

$V_{\text{общий}}$ – объем солянокислотного раствора 10 % концентрации;

ρ – плотность раствора заданной концентрации;

ρ_1 и ρ_2 – плотность приготовленного раствора соответственно пониженной и повышенной концентрации;

ρ_3 – плотность концентрированной соляной кислоты.

До закачки соляной кислоты в скважину необходимо заполнить нефтью. При закачке кислоты необходимо, чтобы она заполнила выкидную линию диаметром 0,05 м, длиной 100 м от насосного агрегата (формула 3.43), промывочные трубы диаметром 0,05 м, длиной 2734,69 м (формула 3.44) и нижнюю часть скважины от подошвы до кровли пласта (формула 3.45), всего $V_{\text{нефти}} = 5,73 \text{ м}^3$. После этого устье скважины герметизируют, и раствор под давлением закачивают в призабойную зону пласта. Для вытеснения всей соляной кислоты в пласт требуется 5,73 м³ нефти.

$$V_{\text{вык.линии}} = \pi \cdot d^2 / (4 \cdot L_{\text{вык.линии}}) = 0,00198 \cdot 100 = 0,2 \text{ м}^3, \quad (43)$$

$$V_{\text{пром.труб}} = \pi \cdot d^2 / (4 \cdot L_{\text{пром.труб}}) = 0,00198 \cdot 2734,69 = 5,4 \text{ м}^3, \quad (44)$$

$$V_{\text{нижн.часть скв}} = \pi \cdot d^2 / (4 \cdot h) = 0,018 \cdot 3,2 = 0,13 \text{ м}^3, \quad (45)$$

$$V_{\text{нефти}} = V_{\text{вык.линии}} + V_{\text{пром.труб}} + V_{\text{нижн.часть скв}} = 0,2 + 5,4 + 0,13 = 5,73 \text{ м}^3. \quad (46)$$

3 Расчет давления на выкиде насоса

Определим давление на выкиде насоса при закачке жидкости в скважину № 1 месторождения.

Давление на выкиде насоса рассчитывается по формуле

$$P_n = P_{\text{заб}} - P_{\text{ж}} + P_{\text{тр}}, \quad (47)$$

где $P_{\text{заб}}$ – максимальное забойное давление при продавки раствора, МПа;
 $P_{\text{ж}}$ – гидростатическое давление столба продавочной жидкости (в данном случае давление столба нефти плотностью 860 кг/м³), МПа;
 $P_{\text{тр}}$ – потери давления на трение, МПа.

Максимальное забойное давление рассчитывается по формуле

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} + q \cdot 10^{-3} \cdot 86400 / K_{\text{пр}} = 27,6 + 8,2 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 / 27 = 53,8 \text{ МПа}, \quad (48)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа;
 q – расход жидкости, $q = 8,2$ л/с.;
 $K_{\text{пр}}$ – коэффициент продуктивности, $K_{\text{пр}} = 27$ т/сут·МПа.

$$P_{\text{заб}} = 27,6 + 8,2 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 / 27 = 53,8 \text{ МПа}.$$

Гидростатическое давление столба нефти рассчитывается по формуле

$$P_{\text{ж}} = \rho \cdot g \cdot H = 860 \cdot 9,81 \cdot 2700 = 22,8 \text{ МПа}, \quad (49)$$

где ρ – плотность нефти, $\rho = 860$ кг/м³;
 g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²;
 H – глубина скважины, м.

Находим потери давления на трение по формуле

$$P_{\text{тр}} = \lambda \cdot V^2 \cdot H \cdot \rho / 2 \cdot d, \quad (50)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления;
 V – скорость движения жидкости по трубам, м/с;
 d – внутренний диаметр НКТ, м.

Скорость движения жидкости рассчитывается по формуле

$$V = q \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot d^2) = 8,2 \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot 0,05^2) = 4,2 \text{ м/с}, \quad (51)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по формуле

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25}, \quad (52)$$

где Re – число Рейнольдса, которое рассчитывается по формуле

$$Re = V \cdot d \cdot \rho / \mu = 4,2 \cdot 0,05 \cdot 860 / 2,68 \cdot 10^{-3} = 67388, \quad (53)$$

где μ – динамическая вязкость продавочной жидкости, $\mu = 2,68$ мПа·с.
 Найденное число Рейнольдса подставляем в формулу (3.52)

$$\lambda = 0,3164 / 67388^{0,25} = 0,02.$$

Тогда получим, что

$$P_{\text{тр}} = 0,02 \cdot 4,2^2 \cdot 2700 \cdot 860 / (2 \cdot 0,05) = 0,72 \text{ МПа}.$$

Определив все значения, входящие в формулы, находим необходимое давление на выкиде насоса по формуле (3.47)

$$P_n = 53,8 - 22,8 + 0,72 = 31,7 \text{ МПа}.$$

Продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора рассчитывается по формуле

$$\tau = (V_{\text{общий}} + V_{\text{нефти}}) \cdot 10^3 / (q \cdot 3600) = (6,24 + 5,73) \cdot 10^3 / 8,2 \cdot 3600 = 0,42 \text{ час.}, \quad (54)$$

где $V_{\text{общий}}$ – общий объем солянокислотного раствора, м³;
 $V_{\text{нефти}}$ – объем нефти для вытеснения соляной кислоты в пласт, м.

4 Расчет потерь напора в насосно-компрессорных трубах

Определим потери напора в НКТ скважины № 1.

Потери напора в НКТ определяются по формуле

$$h_{\text{пот}} = h_{\text{тр}} + h_{\text{м.с.}}, \quad (55)$$

где $h_{\text{тр}}$ – потери напора на трение, м;

$h_{\text{м.с.}}$ – потери напора на местные сопротивления, м.

Потери напора на трение рассчитываем по формуле

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot L_{\text{нкт}} \cdot V^2 / 2 \cdot d \cdot g = 0,02 \cdot 1800 \cdot 4,2^2 / 2 \cdot 0,05 \cdot 9,81 = 647 \text{ м}, \quad (56)$$

где $L_{\text{нкт}}$ – длина труб НКТ, $L_{\text{нкт}} = 1800$ м.

Определим потери напора на местные сопротивления по формуле

$$h_{\text{м.с.}} = \xi \cdot V^2 / (2 \cdot g) = 0,65 \cdot 4,2^2 / (2 \cdot 9,81) = 0,58 \text{ м}, \quad (57)$$

где ξ – коэффициент местного сопротивления, $\xi = 0,65$.

Подставляя найденные значения в формулу (3.55) определим потери напора в насосно-компрессорных трубах

$$h_{\text{пот}} = 647 + 0,58 = 647,58 \text{ м}.$$

3.5 Расчет НКТ на прочность

Произведем расчет насосно-компрессорных труб на прочность.

Колонна НКТ составлена из гладких труб НКТ $60 \times 5,0$.

Расчет НКТ на разрыв в опасном сечении производится по следующей формуле

$$G = 0,785 \cdot (d_1^2 - d_2^2) \cdot G_{\text{тек}} = 0,785 \cdot (0,0574^2 - 0,0503^2) \cdot 372 = 0,223 \text{ МПа.}, \quad (58)$$

где: d_1 – наружный диаметр НКТ по впадине нарезки, $d_1 = 0,0574$ м;

d_2 – внутренний диаметр НКТ, $d_2 = 0,0503$ м;

$G_{\text{тек}}$ – предел текучести материала труб, $G_{\text{тек}} = 372$ МПа.

Расчет на страгивающие нагрузки в резьбовом соединении следующим образом

$$\begin{aligned} P_{\text{стр}} &= \pi \cdot D_{\text{ср}} \cdot \delta \cdot G_{\text{тек}} / (1 + D_{\text{ср}} \cdot \text{ctg}(\alpha + \varphi)) = \\ &= 3,14 \cdot 0,05758 \cdot 0,00358 \cdot 372 / (1 + 0,05758 \cdot \text{ctg}(60^\circ + 18^\circ)) = 0,036 \text{ МПа.}, \end{aligned} \quad (59)$$

где $D_{\text{ср}}$ – средний диаметр трубы в основной плоскости резьбы (по первой полной нитке), $D_{\text{ср}} = 0,05758$ м.

δ – толщина стенки во впадине первой полной нитке, $\delta = 0,00358$ м;

α – угол между гранью нарезки и осью трубы, $\alpha = 60^\circ$;

φ – угол трения, $\varphi = 18^\circ$.

Расчет колонны НКТ на внутреннее давление по следующей формуле

$$P_{\text{доп}} = 2 \cdot \delta \cdot G_{\text{тек}} / (D \cdot a) = 2 \cdot 0,00358 \cdot 372 / (0,15 \cdot 2) = 8,878 \text{ МПа.} \quad (60)$$

где a – коэффициент запаса прочности, $a = 2$

Вывод: выполнен расчет обработки скважины №1 растворителем Нефрас и соляной кислотой.