

а потребное количество присадки

$$G_n = G_y \chi_c \theta = \frac{G_y \chi_c^{\frac{1-\alpha_2}{\alpha_1}}}{(\alpha_0 \text{Re}_y^{\alpha_2})^{\frac{1}{\alpha_1}}} \left(\chi_c^{\frac{2-m}{m}} - 1 \right). \quad (9)$$

Для определения оптимальной концентрации ПТП необходимо исследовать величину ЧДД, определяемого формулой (4), на максимум.

Заключение. Разработаны рекомендации по выбору оптимальной концентрации противотурбулентной присадки, обеспечивающей увеличение производительности лимитирующих участков нефтепроводов.

УДК 622.692.4

ОБ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ

А.А. Коршак, М.Н. Хуссаин

ГОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», Уфа, Россия

Для увеличения производительности уже существующих трубопроводов традиционно используют строительство лупингов. Однако для той же цели могут быть использованы и противотурбулентные присадки. Уменьшение гидродинамического сопротивления потоку нефти с помощью присадок позволяет увеличить производительность трубопровода, существенно уменьшив длину сооружаемого лупинга.

Показано, что чем больше длина лупинга, тем меньше требуемое снижение гидравлического сопротивления и, соответственно, меньше требуемая концентрация присадки. Установлено существование области, где применять присадки нет необходимости.

Дальнейшее развитие нефтедобычи в России, Ираке и других странах предлагает не только строительство новых нефтепроводов, но и увеличение производительности уже существующих. Для решения последней задачи, в частности, используют строительство лупингов. Однако для той же цели могут быть целесообразны и противотурбулентные присадки (ПТП). В статье рассматриваются возможные сочетания применения этих методов наращивания производительности нефтепроводов.

Уравнение баланса напоров в этом случае имеет вид:

$$N_2 h_n + \sum_{i=1}^n (A_i - Q^2 B_i) = 1,02 Q^2 \{ f_0 [L - x_s (1 - \omega)] + f_n l_n \} + \Delta Z + N_2 h_{ocm}, \quad (1)$$

где x_s – суммарная длина лупингов; ω – поправка, учитывающая изменение гидравлического уклона на участке трубопровода с лупингом:

$$\omega = \left[1 + \left(\frac{D_{лг}}{D} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \right]^{m-2}.$$

Из (1) следует, что квадрат вновь установившейся производительности нефтепровода составит

$$Q^2 = \frac{N_2 (h_n - h_{ocm}) + \sum_{i=1}^n A_i - \Delta Z}{1,02 f_0 L \left[\bar{x}_s (1 - \omega) + \bar{l}_n \left(1 - \frac{\lambda_{лг}}{\lambda_0} \right) \right] + \sum_{i=1}^n B_i}, \quad (2)$$

где \bar{x}_s – относительная длина лупингов, $\bar{x}_s = x_s / L$.

Аналогичная величина для трубопровода без лупинга и в отсутствие применения ПТП равна

$$Q_0^2 = \frac{N_2 (h_n - h_{ocm}) + \sum_{i=1}^n A_i - \Delta Z}{1,02 f_0 L + \sum_{i=1}^n B_i}. \quad (3)$$

Поделив почленно (2) на (3), получаем:

$$\frac{1}{\chi^2} = 1 - \frac{\bar{x}_s (1 - \omega) + \bar{l}_n \left(1 - \frac{\lambda_{лг}}{\lambda_0} \right)}{1 + W}, \quad (4)$$

откуда после ряда преобразований находим

$$\psi_Q = \frac{1}{l_n} \left[(1 + W) \cdot (1 - \chi^{-2}) - \bar{x}_s (1 - \omega) \right], \quad (5)$$

где $\psi_Q = \frac{\lambda_0 - \lambda_n}{\lambda_0} \cdot 100\%$; W – соотношение крутизны характеристики всех НПС и крутизны характеристики трубопровода в случае перекачки нефти без ПТП, т.е.

$$W = \frac{\sum_{i=1}^n B_i}{1,02 f_0 L}$$

Из формулы (5) видно, что при строительстве лупингов применять ПТП нет необходимости, если

$$(1 + W) \cdot (1 - \chi_*^{-2}) \leq \bar{x}_i (1 - \omega),$$

т.е. когда

$$\chi_* \leq \frac{1}{\sqrt{1 - \bar{x}_i \cdot \left(\frac{1 - \omega}{1 + W}\right)}} \quad (6)$$

В частном случае, когда $W = 0$, предельные величины χ_* , для различных зон трения турбулентного режима представлены в таблице 1.

Таблица 1

Предельно возможные величины χ_* при $W = 0^*$

Зона трения турбулентного режима	Предельные величины χ_* при \bar{x}_i , равном								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
Гидравлически гладкие трубы	1,04	1,08	1,13	1,18	1,24	1,32	1,4	1,51	1,65
Смешанное трение	1,04	1,08	1,13	1,19	1,26	1,34	1,43	1,55	1,71

* – Зона квадратичного трения не рассмотрена в связи с тем, что при трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов она практически не достижима.

Вернёмся к оценке необходимых величин ψ_Q при применении ПТП.

В общем случае они зависят не только от W , \bar{x}_i и χ_* , зоны трения турбулентного режима, но также и от количества нефтеперекачивающих станций. Однако, учитывая, что наибольший эффект увеличения производительности достигается на трубопроводах с одной перекачивающей станцией, оценку величин ψ_Q при $W \neq 0$ выполним для случая, когда $n = 1$ (табл. 2).

Таблица 2

Оценка необходимых величин ψ_Q (%) при различных W и $n = 1$

W	χ	Величины ψ_Q при χ , равном							
		1,05	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7
0	0,1	2,3/2,0	10,3/10,1	22,5/23,3	33,8/33,5	42,0/41,7	48,5/48,3	53,9/53,7	58,4/58,1
	0,2		3,3/2,8	16,5/16,0	26,8/26,3	34,9/34,4	41,5/41,0	46,9/46,4	51,3/50,8
	0,4			2,4/1,4	12,7/11,7	20,9/19,9	27,4/36,4	32,8/31,8	37,3/36,3
	0,6					6,8/5,3	13,4/11,9	18,8/17,3	23,2/21,7
	0,8	Вводить ПТП						4,7/2,7	9,2/7,2
	1	нет необходимости							
0,2	0,1	4,1/3,9	13,8/13,5	29,6/29,4	42,0/41,7	51,7/51,5	59,6/59,4	66,1/65,8	71,4/71,2
	0,2		6,8/6,3	22,6/22,1	35,0/34,4	44,7/44,2	52,6/52,1	59,1/58,6	64,4/64,0
	0,4			8,5/7,5	20,9/19,9	30,7/29,7	38,5/37,5	45,0/44,0	50,3/49,3
	0,6	Вводить ПТП			6,8/5,3	16,6/15,1	24,5/23	31,0/29,4	36,3/34,8
	0,8	нет необходимости				2,5/0,5	10,4/8,4	16,9/14,9	22,2/20
	1							2,8/0,3	8,2/5,7
0,4	0,1	6,0/5,7	17,3/17,0	35,7/35,5	50,1/49,9	61,5/61,3	70,7/70,5	78,3/78	84,5/84
	0,2		10,2/9,7	28,7/28,2	43,1/42,6	54,5/54	63,7/63,2	71,3/70,8	77,5/77
	0,4			14,7/13,7	29/28	40,5/39,5	49,7/48,7	57,2/56,2	63,4/62,4
	0,6				15/13,5	26,4/24,9	35,6/34,1	43,1/41,6	49,4/47,9
	0,8	Вводить ПТП нет необходимости				12,3/10,3	21,5/19,5	29,1/27,1	35,3/33
	1						7,5/5	15/12,5	21,3/18
0,6	0,1	7,8/7,6	20,7/20,5	41,9/41,6	58,3/58	71,3/71,1	81,9/81,6	90,5/90,2	67,6/97
	0,2	0,8/0,3	13,7/13,2	34,8/34,3	51,3/50,8	64,3/63,8	74,8/74,3	83,4/82,9	90,6/90
	0,4			20,8/19,8	37,2/36,2	50,2/49,2	60,8/59,8	69,4/68,4	76,5/73
	0,6	Вводить ПТП		6,7/5,2	23,1/21,6	36,2/34,7	46,7/45,2	55,3/53,8	62,5/60
	0,8	нет необходимости			9,1/7,1	22,1/20,1	32,6/30,6	41,3/39,3	48,4/46
	1					8,1/5,6	18,6/16,1	27,2/24,7	34,3/31,8

* – Над чертой – величина ψ_Q при перекачке в зоне гидравлически гладких труб,
под чертой – в зоне смешанного трения.

Из таблицы 2 видно, что с увеличением W при равных χ :

- требуемые величины ψ_Q также возрастают;

- область применения ПТП расширяется.

Роль зоны трения турбулентного режима при этом сказывается только на численных значениях требуемого уменьшения коэффициента гидравлического сопротивления, но не на границах области возможного применения ПТП.

Вывод. С помощью противотурбулентных присадок возможно уменьшить протяженность лупингов при решении задачи увеличения производительности нефтепроводов.