

ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПЕСКОНАКОПЛЕНИЯ, ПОВЫШЕНИЕ ДЕБИТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЖАНБАС

Жиенбаева Г.И.

Ұсынылған технология құм тығындарынан скважмнарды тазарту үшін жасалатын жөндеу жұмыстарының арасын ұзартумен бірге, оған кететін шығынды да бірнеше есе азайтуға және скважина дебитін сонша есе арттыруды мүмкін етеді.

Recommended technology improves mezhremontny between wells of sand plugs. This reduces the cost of major repair of wells, production rate increases and wells.

Существует множество различных способов и устройств для промывки и очистки скважины от образовавшихся песчаных пробок в зоне перфорации и на приеме насоса.

Относительно предупреждения накопления песка и образования песчаных пробок в зоне перфорации, внутри эксплуатационной колонны, в научно-технической и патентной литературе какой-либо способ или устройство не встречается.

На практике только при повышенных дебитах, когда скоростной напор восходящего потока жидкости в скважине достаточен для подъема частиц песка, не происходит накопление песка и образование песчаных пробок в скважине, что, как правило, соответствует фонтанному и газлифтному периодам эксплуатации скважин.[1].

Однако падение дебита и необходимость эксплуатации скважин с низкими дебитами, в пределах до 20 м³/сут, становится объективным процессом, охватывающим небольшой период их эксплуатации, особенно в средних и поздних стадиях разработки месторождений.

При эксплуатации пескопроявляющих скважин накопление песка и образование песчаных пробок происходит не только внутри эксплуатационной колонны в зоне перфорации, но и в фильтрационных каналах пристволенной зоны пласта.

Известен способ предотвращения поступления песка в скважину путем создания искусственного фильтра из проницаемого тампонажного материала против продуктивного объекта [2].

Основным недостатком данного способа является накопление песка в фильтрационных каналах пласта в пристволенной зоне, оказывая сопротивление движению нефти в скважину, снижает дебит скважины. С постепенным увеличением накопления песка в фильтрационных каналах пласта и последующим заилением их, образуются песчаные пробки не внутри эксплуатационной колонны, а в пристволенной зоне продуктивного пласта. Песчаные пробки как - бы переносятся из скважины в пристволенную зону. Образование в пристволенной зоне пласта песчаных пробок затрудняет их очистку. Если песчаные пробки, образованные внутри скважины, можно было бы очистить известными доступными способами, то очистки от песчаных пробок, образованных в пристволенной зоне пласта, к тому же достаточно больших радиусов, становится проблемой, требующей еще больших затрат сил,

средств и времени.

С точки зрения получения максимального планового дебита нефти, и обеспечения длительности срока эксплуатации скважин эффективным является свободный вынос песка из фильтрационных каналов пласта. Поэтому на практике прибегают к простым, малоэнергоёмким способам очистки от песчаных пробок, образованных внутри скважины.

Недостатками существующих способов эксплуатации пескопроявляющих скважин является то, что при недостаточной скорости восходящего потока жидкости в скважине, пески, поступающие из пласта в скважину, накапливаются в зоне забойной перфорации, оказывая сопротивление движению нефти в скважине. В результате чего, внутри зоны перфорации образуются песчаные пробки, снижающие дебит скважины. Интенсивность накопления песков в зоне перфорации и образование песчаных пробок зависит от рыхлости пород продуктивного пласта, перепада давления и начального дебита скважины. При больших дебитах нефти в фонтанный период работы скважины, когда скоростной напор жидкости достаточен для подъема песчаных частиц в скважине, наблюдается обильный выход песка из нее. С постепенным снижением дебита скважины, особенно в период глубинно-насосной ее эксплуатации, накопления песка в зоне перфорации и образование песчаных пробок происходит более интенсивно. Увеличивается периодичность очистки перфорационной зоны скважины от песчаных пробок, уменьшается межремонтный период работы скважины, а главное интенсивно снижается дебит скважины. Так, например, межремонтный период очистки скважин только от песконакоплений на месторождении Каражанбас за первое полугодие 1996 года составлял в среднем 45-30 суток. При этом происходило резкое снижение дебита нефти в скважинах от 10 - 7 до 1 - 0,5 т/сут, а работа по очистке песчаных пробок в скважинах, как известно является трудоемкой, требующей больших затрат сил и средств.

Для предупреждения накопления песка в зоне перфорации, снижения дебита скважины и межремонтного периода ее очистки от песка нами разработана новая технология с использованием изобретений [3]. Сущность новой технологии заключается в том, что создается забойный накопитель песка оптимальной глубины и объема, путем углубления скважины при капитальном ремонте на оптимальную глубину, определяемую из условия минимума суммарных затрат на проведение ремонтных работ по очистке зоны перфорации от песка, снижения дебита скважины и дополнительных затрат по углублению скважины на оптимальную глубину.

Известно, что с целью надежной изоляции продуктивного горизонта, спуска эксплуатационной колонны с перекрытием продуктивного горизонта, обеспечения спуска перфоратора на необходимую глубину при возможном осадке твердой фазы бурового раствора на забое в процессе бурения скважины, глубина эксплуатационной скважины предусматривается ниже подошвы продуктивного горизонта на 5-10 м, в виде зумпфа.

С учетом фактической глубины спуска эксплуатационной колонны, которая всегда меньше, чем проектная глубина скважины, длины башмака и высоты установки упорного кольца, нецементированный интервал внутри эксплуатационной колонны ниже уровня подошвы продуктивного горизонта

остается не более 1-2 м, а в большинстве случаев этот интервал практически не остается. Таким образом, на практике и в литературных источниках не предусматривается какой-либо способ углубления скважины с целью создания забойного накопителя песка при эксплуатации скважины, а также при капитальном ремонте добывающих скважин и существующий так называемый зумпф, без углубления его на оптимальную глубину, не может выполнять и не выполняет функции забойного накопителя песка при эксплуатации пескопроявляющих скважин.

Оптимальная высота, создаваемого забойного накопителя песка, определяете si решением уравнения;

$$d \frac{d}{dh} [P_p(h) + P_g(h) + P_{к.р.}(h)] = 0 \quad (1)$$

где h - углубление скважины при капитальном ремонте, равное высоте забойного накопителя песка, м;

$P_p(h) = Pr C_p$ затраты на ремонтные работы по очистке зоны перфорации от песка, тенге;

C_p - стоимость одного ремонта по очистке зоны перфорации от песка, тенге;

Pr - количество ремонтов за год по очистке зоны перфорации от песка равное $Pr = 360/t_2$; $t_2 = t_1 * h/l_n$ - межремонтный период работы скважины с забойным накопителем песка, сут;

l_n - фактический интервал перфорации продуктивного пласта, м;

t_1 - межремонтный период скважины без забойного накопителя песка, сут;

$P_g(h) = \Delta Q E_n$ -затраты, связанные со снижением дебита скважины из-за накопления песка в зоне перфорации;

E_n - себестоимость 1 тонны нефти, тенге/м³;

$$\Delta Q - \text{годовое снижение дебита скважины, равное } \Delta Q = 360 \frac{q_n - q_k l_n}{2 h} *$$

q_n, q_k - суточные дебиты скважины в начале и в конце межремонтного периода работы скважины, м³/сут;

$P_{к.р.} = h C_{уг}$ - дополнительные затраты на углубление скважины на глубину, равную высоте забойного накопителя песка h ;

$C_{уг}$ - стоимость 1 метра углубления скважины при капитальном ремонте добывающей скважины, тенге/м.

Представляя значения $P_p(h)$, $P_g(h)$, ΔQ в (1), и после его решения получим формулу для определения оптимальной высоты забойного накопителя песка и соответствующее углубление скважины при капитальном ремонте скважин:

$$h_{on} = 19 \sqrt{\frac{l_n}{C_{ум}} \left(\frac{q_n - q_k}{2} \epsilon_n + \frac{C_p}{t_1} \right)} \quad (2)$$

Расчеты показывают, что затраты на дополнительное углубление скважины на 50-150 м при капитальном ремонте добывающих скважин окупаются за счет экономии от повышения межремонтного периода и дебита нефти скважины.

На рис.1 по казаны места накопления песка, поступающего в скважину при

эксплуатации добывающих скважин по существующим способам без забойного накопителя песка, а на рис. 2 и 3 по предлагаемому способу с забойным накопителем песка.

При эксплуатации пескопроявляющей скважины существующим способом без забойного накопителя песка, рис.1, песок 1, поступающий в скважину из пласта, накапливается в зоне перфорации 2 и забивает перфорационные отверстия 3, и тем самым оказывает сопротивление поступлению нефти из продуктивного пласта 4 в скважину 5. Сначала песок забивает нижние перфорационные отверстия, а затем, с увеличением его количества постепенно забиваются в верхние перфорационные отверстия, что приводит к резкому снижению дебита скважины.

При интенсивных пескопроявлениях, накопление песка могут достичь до зоны приема глубинного насоса, оказывая сильное сопротивление подъему нефти в скважине и износ деталей глубинного насоса.

При эксплуатации скважины предлагаемым способом, рис. 2 и 3, песок 1, поступающий из пласта в скважину, осаждается в забойном накопителе 6 и не препятствует притоку нефти 7 в скважину, и дебит скважины остается постоянным до заполнения забойного накопителя песком.

Очевидно, существует критический дебит скважины, при котором поступающий в скважину песок с заданными диаметрами частиц в восходящем потоке остается во взвешенном состоянии. Например: при внутреннем диаметре эксплуатационной колонны 148 мм и диаметре частиц песка 2,0 мм, критический дебит скважины равен 8-10 м³/сут. Если дебит скважины меньше, чем критический, то, поступающие в скважину из перфорационных отверстий частицы песка с большим диаметром, чем заданный, осядут в накопителе. Если дебит скважины больше чем критический дебит, тогда частицы песка, поступающие в скважину из нижних перфорационных отверстий осаждаются в накопителе, а частицы песка, поступающие в скважину из верхних перфорационных отверстий, благодаря повышенному скоростному напору восходящего потока жидкости, будут подниматься вверх по эксплуатационной колонне 8 и НКТ 9. Поступающий песок в НКТ, благодаря возрастающей скорости потока жидкости, будет выходить из скважины без образования песчаных пробок внутри НКТ. При поступлении песка в зону работы глубинного насоса из-за дискретной его работы образуется зона переменных скоростей жидкости, где накапливается песок, вызывая сопротивление восходящему потоку жидкости и износ деталей насоса.

Для примера определим оптимальную высоту забойного накопителя песка при фактических данных месторождения Каражанбас:

$$\begin{aligned} \ell_{\text{п}} &= 8\text{м.} & t_1 &= 45 \text{ сут.} & q_{\text{н}} &= 5,5 \text{ м}^3/\text{сут} \\ q_{\text{к}} &= 0,5 \text{ м}^3/\text{сут.} & E_{\text{н}} &= 3700 \text{ т/тонн} & C_{\text{р}} &= 208000 \text{ тенге} \\ C_{\text{сут}} &= 10000 \text{ тенге} \end{aligned}$$

$$h_{\text{оп}} = 19 \sqrt{\frac{8}{10000} \left(\frac{5,5 - 0,5}{2} 3700 + \frac{208000}{45} \right)} = 64 \text{ м}$$

В создании забойного накопителя, высотой 64 м, количество ремонтных работ по очистке от накопителя песка в зоне перфорации сокращается в: $h_{\text{оп}}/\ell_{\text{п}} = 64/8 = 8$ раз. И в 8 раз увеличится межремонтный период работы скважины. И

что важно, за этот период скважина будет работать стабильно без снижения дебита, так как поступающий скважину песок осаждается в забойном накопителе, не оказывая никакого сопротивления движению нефти в зоне перфорации.

При накоплении песка в зоне перфорации заполнения им забойного накопителя, производится его очистка существующими способами очистки песчаных пробок. При достаточной высоте созданного забойного накопителя, частота его очистки от накопленного песка производится не более одного раза в 2-3 года.

В таблице приведены оптимальные высоты забойного накопителя песка для сочетаний $\Delta q = q_p - q_k$; l перф, t.

Таблица 1. Оптимальные высоты забойного накопителя песка

t ₁ , сут.	l перф. м	h _{оп.} м Δq = q _p - q _k		
		3	6	9
30	5	38	47	55
	8	48	60	70
	16	67	84	99
60	5	33	44	52
	8	42	56	66
	16	60	78	93
120	5	31	42	51
	8	39	53	64
	16	56	75	91

Для повышения эффективности очистки забойного накопителя от песка может быть применен контейнер, спускаемый к накопителю песка, имеющий головку захвата и извлекаемый из скважины после его заполнения песком.

Для увеличения объема и срока работы забойного накопителя песка, при отсутствии нижних водопроявляющих залежей, с давлениями, не превышающими гидростатическое, забойный накопитель песка создается с расширенным диаметром по сравнению с диаметром по сравнению с диаметром эксплуатационной колонны, используя существующие способы расширения ствола скважины, так, например, гидроструйными расширителями (смотри рис.3).

Забойный накопитель песка для эксплуатации пескопроявляющей скважины может быть создан в процессе бурения скважины. В этом случае необходимо достоверно установить возможность пескопроявления в скважине при ее эксплуатации по примеру соседних добывающих скважин, имеющих аналогичных пескопроявляющих залежей.

Эксплуатация нефтегазодобывающей скважины предлагаемым способом с забойным накопителем не только сокращает межремонтный период скважины, но и улучшает работу глубинного насоса. Скважина с забойным накопителем будет давать постоянный дебит до тех пор, пока накопитель не будет наполнен песком. Чем больше высота и объем накопителя, тем больше будет межремонтный период очистки от песчаных пробок.

Ниже в таблице 2 приведены критические значения дебита скважины $q_{кр}$ определенные по упрощенной формуле Ретингера - Уханова:

$$q_{кр} = 6,3 \cdot 10^3 d_e^2 \sqrt{gd_n} \left(\frac{\rho_n}{\rho_{ж}} - 1 \right)$$

где d_B - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; ρ_n и $\rho_{ж}$ плотности частиц песка и жидкости, г/см³;

$g = 10$ - ускорение свободного падения, м/сек²;

d_n - диаметр частиц песка, м;

Таблица 2 Критические значения дебита скважины $q_{кр}$ определенные по упрощенной формуле Ретингера - Уханова

D_B 10 ⁻³ м	ρ_n г/см ³	$q_{кр}, \text{М}^3/\text{СУТ}$				
		$d_n, \text{ММ}$				
		0,1	0,5	1,0	1,5	2,0
120	2,0	4	9	12	15	18
	2,4	5	10	14	18	21
126	2,0	4	10	13	17	19
	2,4	5	11	16	19	22
148	2,0	6	13	19	23	27
	2,4	7	15	22	27	31

В таблице 3 приведены перепад давления на насадках очистителя при различных их диаметрах, расхода промывочной жидкости (воды) и скорости истечения гидромониторной струи из насадок.

Таблица 3. Перепад давления на насадках очистителя

Диаметр гидромн. насадки мм.	Суммарная площадь насадок мм ²	Расход промывочной жидкости л/с	Скорость истечения жидкости из насадок м/с	Перепад давления на насадках МПа
10x10	157	18	115	7,3
		19	121	8,0
		20	127	8,8
11x11	191	22	115	7,3
		23	121	8,0
		25	131	9,4
12x12	226	25	111	6,8
		28	124	8,3
		30	133	9,7
13x13	265,5	30	113	7,0
		33	124	8,3
		35	132	9,6
14x14	308	35	114	7,2
		40	130	9,3

На месторождении Каражанбас продуктивные пласты залегают на глубине 300-350 м, эксплуатационные колонны имеют диаметры 168,146, 139 мм с толщинами 6-8 мм.

Эксплуатацию скважин ведут глубинно насосным способом при цементированных фильтрах с диаметрами перфорированных фильтрационных отверстиях 8-12 мм, фильтрационный интервал скважин основным 8-5 м. Средний начальный дебит нефти скважины составляет 10-7 тон/сутки.

Большинство скважин является пескопроявляющими. Интенсивное пескопроявление происходит в первые 3-4 года, а затем интенсивность снижается. Снижение дебита нефти в скважинах происходит от 10-7 тон/сутки до 1,5-0,5 т/сут в течение 45-60 суток времени. Основной причиной снижения дебита нефти является песчаные накопления в фильтрационном интервале внутри фильтра и эксплуатационной колонны, в приеме глубинного насоса, фильтрационных отверстиях и каналах приствольной зоны скважины которые оказывает сопротивления на поступление нефти в скважину из пласта и вызывает износ деталей насоса и оборудования.

Ремонт скважины по очистке скважины от песка производят через каждые 1,5-2 месяца гидромеханическими способами, только внутренней полости фильтра и эксплуатационной колонны. На месторождении имеется множество нуждающихся скважин в проведении ремонта по очистке от песчаных накоплений.

Предлагаемая технология позволяет многократно увеличить межочистной период (МОП) от песчаных накоплений скважины, тем самым кратно увеличить дебит скважин и все затраты на опытное испытание и применение технологии, включая капитальный ремонт скважины. Технология окупится за счет прибыли от увеличения добычи нефти и снижения количества ремонтных работ в первом полугодии применения предлагаемого способа только на одной скважине.

Предварительный экономический эффект от применения предлагаемого способа, приходящий на одну скважину в год, можно определить по следующей расчетной формуле:

$$\mathcal{E}_1 = 360 \left[\frac{g_n - g_k}{2} \left(1 - \frac{K_{об}}{100} \right) E_n + \frac{C_p}{t_1} \left(1 - \frac{l_n}{h_{он}} \right) \right] - h_{он} \cdot C_{уг}$$

где $K_{об}$ - коэффициент обводненности скважины, %.

При проведении капитального ремонта скважин, с целью создания забойного накопителя песка, в качестве дополнительных затрат $h_{он} C_{уг}$ может быть принята стоимость всего капитального ремонта скважины.

Экономический эффект от применения предлагаемого способа, приходящийся на одну скважину в год, при фактических данных месторождения Каражанбас

$$h_{он} = 63 \text{ м}, l_n = 8 \text{ м}, q_n = 5,5 \text{ м}^3/\text{сут}, q_k = 0,5 \text{ м}^3/\text{сут}, t_1 = 45 \text{ сут}, E_n = 3700 \text{ тен}, \\ C_p = 208000 \text{ тен}, П_{кр.} = h_{он} \cdot C_{уг} \approx 682000 \text{ тен}, K_{об} = 0., \text{ равен:}$$

$$\mathcal{E}_1 = 360 \left[\frac{5,5 - 0,5}{2} \left(1 - \frac{0}{100} \right) 3700 + \frac{208000}{45} \left(1 - \frac{8}{63} \right) \right] - 682000 = 4,09 \text{ млн. тенге}$$

Полученный экономический эффект приходящийся на одну скважину в год, в 5,9 раз больше, чем дополнительные затраты на углубление скважины, равные всего 682 тыс. тенге. С увеличением количества скважин, работающих с забойным накопителем песка с очисткой фильтрационных отверстий хотя бы до 101, общий экономический эффект будет равен 40,9 млн. тенге, что показывает насколько выгодно применение предлагаемой технологии при эксплуатации добывающих скважин.

Последовательность проведения работ:

- Подготовительные работы:

- обеспечить бригады необходимыми материалами, инструментами, в том числе гидромониторным очистителем изготовленного по рабочему чертежу, представленным институтом.

- проводить инструктаж бригады капитального ремонта скважины по применению новой технологии.

- Спуск бурового инструмента в скважину с компоновкой: долото, УБТ-36м, НКТ или бурильные трубы для очистки забоя скважины от скарба и бурения забойного накопителя песка с глубиной 60-70 м, роторным способом. Промывки скважин не менее 0,5 часа, и подъем бурильного инструмента из скважин.

- При наличии мягких слабоцементированных пород стенок скважины в интервале углубления скважины, диаметр накопителя расширяют гидромониторными расширителями согласно изобретения (Патент РК № 25524, (II) 8976, 980404,1 от 15.03.1998). При этом глубина песконакопителя выбирают согласно таблице 1.

- Спуск в скважину инструмента с компоновкой, очистителя с гидромониторными насадками, бурильные трубы или НКТ до фильтрационного интервала. Провести промывки скважины с очень медленным вращением, и поступательным движением очистителя сверху вниз по фильтрационному интервалу, с расходом воды 18-20 л/сек.

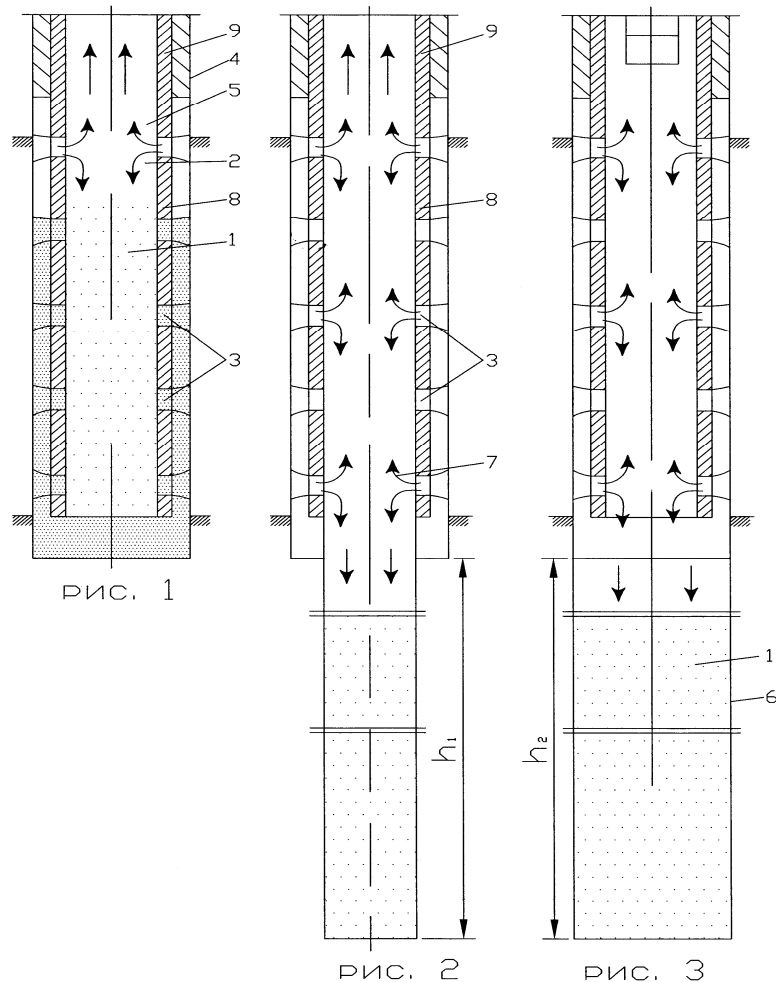
- Проводить наблюдение за выходом песков из скважины при движении очистителя по фильтрационному интервалу, фиксировать изменения интенсивности выхода их песка скважины.

- Прекращают очистку фильтрационных отверстий гидромониторными струями воды только при прекращении выхода из скважин песков. Производить подъем очистителя из скважины.

- Приступают к эксплуатации скважины с вызовом притока нефти из пласта в скважины.

Фиксирует изменения дебита нефти скважины, при установившемся режиме добычи. Производит сравнительный анализ изменения дебита нефти в скважине до, и после внедрения новой технологии и подсчет экономической эффективности по фактическим данным.

Все операции по применению новой технологии производят при непосредственном инженерном контроле ответственных представителей исполнителя и заказчика.



Заключение

1. Углубление скважины для создания забойного накопителя песка может быть произведено без опасения осложнений при отсутствии опорных водонасыщенных пластов в интервале углубления.
2. Расширение забойного накопителя песка с применением гидромониторных расширителей дает дополнительный экономический эффект.
3. Технология эксплуатации скважины с применением глубинных полосных электронасосов предполагаемой фирмы для подъема 10-15% нефти и 85-90% земли, песка, воды и др. пластовых содержаний могут быть применены только во вспомогательных операциях периодически очищаемых фильтрационных каналов присважинной зоны пласта и накопления их в создаваемом забойном накопителе песка. Это даст возможность более эффективной эксплуатации скважины без энергозатрат на 1 тонну нефти, утилизации химического состава грунта поднимаемого из скважины, соблюдения природоохранных мероприятий, и данный пункт носит рекомендательный характер.

Литература:

1. Щуров. Техника и технология добычи нефти и газа. М., Недра 1983.
2. М.О. Ашрафьян, Технология разобщения пластов в осложненных условиях, М, Недра, 1989, с.203-210.
3. Патент на изобретение РК № 18308, (II) 6094, (21) 970003.1 от 05.01.97 г., и патент на изобретение РК № 25524, (II)8976, (21)980404.1 от 15.03.1998г.).