УДК 622.276.1

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ И ПОСЛЕДУЮЩЕЙ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА СЕВЕРО-ЛАБАТЬЮГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Минханов И.Ф., Мамчистова Е.И., Хайруллин А.А.

ФБГОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, e-mail: malenka2002@mail.ru

Настоящая статья посвящена расчёту эффективности гидропескоструйной перфорации и последующей кислотной обработке на примере скважины № 4423 куст № 164 Северо-Лабатьюганского нефтяного месторождения. На Северо-Лабатьюганском месторождении обработка ПЗП осуществляется с помощью ГРП, однако применение этого метода не всегда позволяет решить проблему закупоривания коллектора, но и приводит к обводнению добываемой продукции. При расчёте гидропескоструйной перфорации выяснили, что приращение дебита будет составлять 4,4 м^3/сут. Для наших условий выбираем ПАВ Нефтенол К с концентрацией 0,5%, для ГКО, мы будем использовать ингибитор Катапин КИ-1 с концентрацией 0,4%. Таким образом, рецептура СКР следующая: 10% HCl + 0,4% Катапин КИ-1 + 0,5% Нефтенол К; рецептура ГКР: 15% HCl + 3%HF + 0,4% Катапин КИ-1 + 0,5% Нефтенол К. Степень увеличения дебита после СКО + ГКО = 1,76.

Ключевые слова: методы интенсификации, обработка призабойной зоны пласта

ASSESSMENT OF THE EFFECTIVENESS AT THE HYDRAULIC JET PERFORATION AND SUBSEQUENT ACID TREATMENT IN THE NORTH-LABATYUGANSKOM FIELD

Minкhanov I.F., Mamchistova E.I., Khayrullin A.A.

Federal State the Budgetary Educational Institution of Higher Education «Tyumen industrial university», Tyumen, e-mail: malenka2002@mail.ru

This article is devoted to the calculation of the efficiency of hydraulic jet perforation and subsequent acid treatment on the example of the well № 4423 bush № 164 North Labatyuganskogo oilfield. North-Labatyuganskom field PZP processing is carried out by means of hydraulic fracturing, but the use of this method does not always solve the problem of clogging of the collector, but also results in water cut. When calculating the hydraulic jet perforation found that the increase in production rate will be 4.4 m3 / day. For our conditions chosen surfactant Neftenol By a concentration of 0.5% for T-bills, we will use Katapin inhibitor CI-1 at a concentration of 0.4%. Thus recipe TFR follows: 10% HCl + 0,4% Katapin CI-1 + 0,5% Neftenol K; SERS formulation: 15% of HCl + 3% HF + 0,4% Katapin CI-1 + 0,5% Neftenol K. degree increase production rate after RMS + ICT = 1,76.

Keywords: methods of intensification, processing bottomhole formation zone

В ходе анализа промысловой информации установлено, что среднее значение гидродинамического совершенства скважин составляет 0,51, что вызвано загрязнением пласта при первичном вскрытии (строительство скважины). Актуальностью работы является восстановление естественной проницаемости ПЗП и улучшение гидродинамической связи в системе скважина-пласт за счёт ГПП и КО.

В настоящее время обработка ПЗП осуществляется с помощью ГРП, однако применение этого метода не всегда позволяет решить проблему закупоривания коллектора, но и приводит к обводнению добываемой продукции [1].

Так же, по сравнению с кумулятивной перфорацией, позволяет повысить качество вскрытия продуктивного пласта.

Эффективность гидропескоструйного разрушения определяется энергией струи, которую принято характеризовать перепадом давления в насадках, гидравлической характеристикой, формируемой в насадке струи, и содержанием в ней абразива [2].

Рассчитаем эффективность ГПП на скважине № 4423, куст № 164 (таблица).

1. Расход жидкости (воды):

$$Q = 4 \cdot 0,82 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,45^2}{4} \cdot 0,01 \cdot \sqrt{\frac{20 \cdot 981 \cdot 250}{1,031}} = 11,4 \text{ л/сек.} \quad (1)$$

Удельный вес смеси с песком:

$$\gamma_{см} = 0,018 \cdot (2,7 - 1) + 1 = 1,031 \text{ г/см}^3. \quad (2)$$

Исходные данные (скв. № 4423, куст № 164)

Параметр	Обозначение	Численное значение
Пластовое давление, МПа	$P_{пл}$	24,6
Глубина залегания кровли, м	$H_{кр}$	2560
Глубина залегания подошвы, м	$H_{п}$	2600
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	$h_{эф}$	17,2
Интервал перфорации, м	$H_{пер}$	2565÷2585
Диаметр по долоту, мм	$D_{д}$	214
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	$D_{эк}$	168
Диаметр НКТ, мм	$d_{т}$	73
Толщина стенки эксплуатационной колонны, мм	$\delta_{эк}$	8
Толщина стенки НКТ, мм	$\delta_{т}$	5,5
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3	$\rho_{н}$	766
Проницаемость, мкм^2	k	0,02
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	$\mu_{н}$	1,52
Пористость, %	m	19
Диаметр насадок, мм	d_0	4,5
Число насадок, ед.	n	4
Перепад давления в насадках, МПа	$\Delta p_{н}$	25
Весовая концентрация песка, г/л	C_0	50

Объемная концентрация песка (безразмерная величина):

$$C = \frac{50}{50 + 1000 \cdot 2,7} = 0,018. \quad (3)$$

2. Потребное количество жидкости

$$V_ж = 2,5 \cdot \frac{3,14 \cdot (0,073 - 2 \cdot 0,0055)^2}{4} \times$$

$$\times\ 2585 = 19,5\ м^3. \quad (4)$$

3. Необходимое количество кварцевого песка

$$Q_ї = 19,5 \cdot 50 = 975\ кг. \quad (5)$$

Глубина проникновения струи в пласт определяется по графику (характеристические кривые насадок гидропескоструйного перфоратора). Для насадки диаметром 4,5 мм и перепада давления 25 МПа равна $l_{пл} = 200$ мм, при данной глубине средний радиус $r_{пл} = 38$ мм.

4. Значение давления на устье скважины должно быть таким, чтобы преодолеть гидравлические потери напора:

$$p_у = p_{пот} = 250 + 31 + 35 = 316\ ат. \quad (6)$$

Сумма потерь на трении в НКТ и затрубном пространстве равна 0,12 МПа на 100 м длины.

Тогда общие потери на трение будут равны

$$p_{тр} = 2585 \cdot \frac{0,12}{100} = 3,1\ Мпа. \quad (7)$$

Потери напора на трение в полости $\Delta p_п = 35$ ат.

В качестве насосных агрегатов выбираем 4АН-700, технические характеристики приведены в табл. 2.

Возможно проведение ГПП на 3 скорости при подаче 12 л/с.

Количество насосных установок (с учетом запасного):

$$N = \frac{11,4}{12} + 1 = 2. \quad (8)$$

5. Рассчитаем дебит совершенной скважины по формуле Дюпюи, с учетом средней депрессии равной 6 МПа:

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,020 \cdot 10^{-12} \cdot 17,2}{1,52 \cdot 10^{-3}} \times$$

$$\times \frac{6 \cdot 10^6}{\ln \frac{200}{0,107}} = 97,8\ м^3/сут. \quad (9)$$

6. Оцениваем гидродинамическое совершенство скважины, вскрытой кумулятивной перфорацией [3, 4].

Для вторичного вскрытия на Северо-Лабатьюганском месторождении применяют кумулятивные перфораторы ПР-43,

– Произведение числа отверстий на диаметр скважины по долоту:

$$nD = 10 \cdot 0,214 = 2,14. \quad (10)$$

– Отношение диаметра отверстий к диаметру скважины:

$$\alpha = \frac{8}{214} \approx 0,04. \quad (11)$$

– Отношение средней эффективной длины пулевых каналов в породе к диаметру скважины:

$$l = \frac{110}{214} \approx 0,5. \quad (12)$$

С помощью графиков Щурова находим коэффициент C_1, примерно равный 3,1.

Так как среднее гидродинамическое совершенство скважин $\varphi_c = 0,51$, то приняв его таковым и для нашей скважины, оценим дополнительные фильтрационные сопротивления $S_б$.

$$S_б = \frac{\ln\frac{200}{0,107} - \varphi_c \cdot \left(\ln\frac{200}{0,107} + 3,1\right)}{\varphi_c} = 4,14. \quad (13)$$

Тогда гидродинамическое совершенство скважины с учетом $S_б$:

$$\varphi_{КП} = \frac{\ln\frac{200}{0,107}}{\ln\frac{200}{0,107} + 3,1 + 4,14} = 0,51. \quad (14)$$

7. Оценим гидродинамическое совершенство, вскрытой скважины с помощью ГПП:

$$\varphi_C = \frac{\ln\frac{200}{0,107}}{\ln\left(\frac{1,76 \cdot 200}{0,2}\right) + \frac{1}{0,2 \cdot 1 \cdot 4}\ln\left(\frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,038 \cdot 1}\right) + 4,14} = 0,56. \quad (15)$$

8. Найдем приращение дебита скважины:

$$Q_H = (0,56 - 0,51) \cdot 97,8 \cdot \frac{100 - 10}{100} = 4,4 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Типичный кислотный раствор состоит из активной части (HCl, HCl + HF), растворителя, ингибитора коррозии, стабилизатора и интенсификатора.

Для наших условий выбираем ПАВ Нефтенол К с концентрацией 0,5 %.

В скважине, выбранной для ГКО, мы будем использовать ингибитор Катапин КИ-1 с концентрацией 0,4 % [5].

Таким образом рецептура СКР следующая: 10 % HCl + 0,4 % Катапин КИ-1 + 0,5 % Нефтенол К; рецептура ГКР: 15 % HCl + 3 %HF + 0,4 % Катапин КИ-1 + 0,5 % Нефтенол К [6].

Ожидаемое изменение пористости после СКО

А. Определение растворимости породы в СКР (по массе):

Известно, что потеря от HCl для данного литотипа пород равна 4,1 %, тогда

$$DG_s = 4,1\%.$$

Б. Определение объемной растворимости DV_S:

$$DV_S = \frac{(\rho_П \cdot DG_S)}{\rho_{ск}}, \%, \quad (16)$$

где $\rho_{ск} = 2670$ кг/м^3 – плотность скелета породы; $\rho_п = 2190$ кг/м^3 – плотность пористой породы.

$$DV_S = \frac{2190 \cdot 4,1}{2670} = 3,36\% \cdot$$

В. Определение пористости породы после обработки СКР:

$$m_S = m_0 + DV_S, \%, \quad (17)$$

где m_0 – начальная пористость пласта (до обработки СКР), %;

$$m_S = 19 + 3,36 = 22,36\%.$$

Г. Определение коэффициента возрастания пористости после обработки СКР по сравнению с начальной пористостью:

$$k_{ms} = \frac{m_S}{m_0}, \quad (18)$$

$$k_{ms} = \frac{22,36}{19} = 1,18.$$

Ожидаемое изменение пористости после ГКР

Так как пласт-коллектор Северо-Лабатьюганского месторождения сложен в основном песчано-алевролитовыми фракциями и по содержанию глинистого цемента, общей карбонатности породы схож с месторождением Предкарпатья, то воспользуемся зависимостями для определения растворимости пород, полученными для песчано-алевролитовых пород Предкарпатья [7].

А. Определение растворимости породы в ГКР (по массе):

$$DG_g = 0,6 \cdot C_{гл} + 0,3 \cdot C_к, \quad (19)$$

$$DG_g = 0,6 \cdot 6,1 + 0,3 \cdot 3 = 4,56\%.$$

Б. Определение объемной растворимости DV_g:

$$DV_g = \frac{(\rho_п \cdot DG_g)}{\rho_{ск}}, \% \quad (20)$$

$$DV_g = \frac{(2190 \cdot 4,56)}{2670} = 3,74\%.$$

В. Определение пористости породы после обработки ГКР:

$$m_g = m_s + DV_g, \% \quad (21)$$

$$m_g = 22,36 + 3,74 = 26,1\%.$$

Г. Определение коэффициента возрастания пористости после обработки ГКР по сравнению с пористостью после обработки СКР:

$$k_{mg} = \frac{m_g}{m_s}, \quad (22)$$

$$k_{mg} = \frac{26,1}{22,36} = 1,17.$$

д) Определение коэффициента возрастания пористости после обработки ГКР по сравнению с начальной пористостью:

$$k_{msg} = k_{ms} \cdot k_{mg}, \quad (23)$$

$$k_{msg} = 1,18 \cdot 1,17 = 1,38.$$

Определим количество растворенной породы после СКР

$$G_{ms} = 2,58 \cdot 10^6 \cdot 25 \cdot 10^{-6} \cdot V_{ks} =$$

$$= 64,5 \cdot V_{ks} = 64,5 \cdot 10 = 645 \text{ кг},$$

$$G_{mg} = 4,29 \cdot 10^6 \cdot 22 \cdot 10^{-6} \cdot V_{kg} =$$

$$= 94,38 \cdot V_{kg} = 943,8 \text{ кг}.$$

Остальной ГКР – это соляная кислота, которую расходуют из дополнительного растворения карбонатов за пределами зоны растворения СКР. Потеря кислотности этой части ГКР:

$$DC_{gs} = \frac{(15 - 3,6 \cdot 3 - 0,1 \cdot 15) \cdot (5,96 \cdot 10^6)}{15} = 1,1 \cdot 10^6 \text{ мг·экв/м}^3.$$

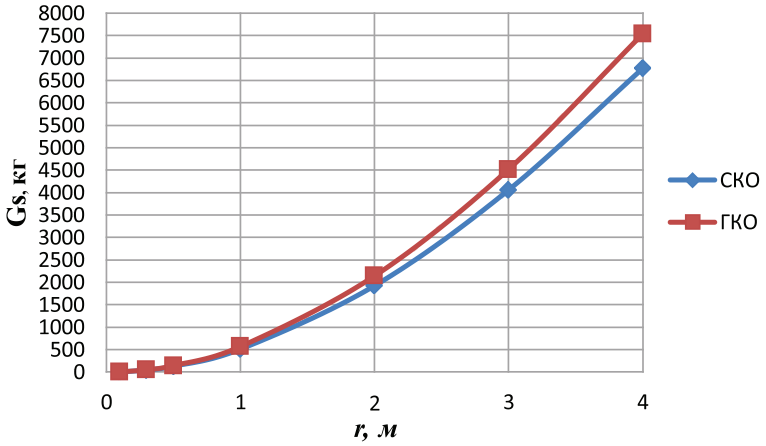

Рис. 1. График зависимости массы растворенной породы от расстояния от оси скважины при СКР и ГКР

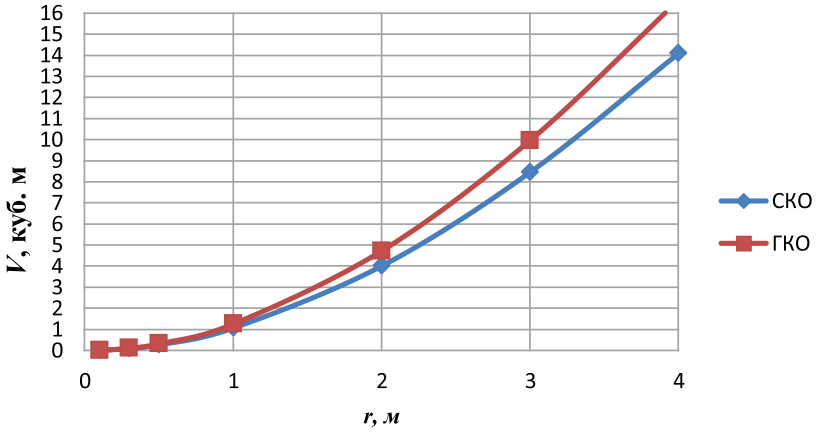

Рис. 2. График зависимости объема СКР и ГКР от расстояния от оси скважины при СКР и ГКР

С учетом этого дополнительное количество породы, растворенной остатками солянокислотной составляющей ГКР:

$$G_{gs} = 1{,}1 \cdot 10^6 \cdot 25 \cdot 10^{-6} \cdot V_{kg} = 27{,}5 \cdot V_{kg} = 275 \text{ кг.}$$

Таким образом, фронт зоны растворения в СКР продвинется вглубь пласта и будет отвечать ординате кривой G_s:

$$G_{ss} = G_s + G_{gs}, \text{ кг,} \quad (24)$$

$$G_{ss} = 645 + 275 = 920 \text{ кг.}$$

Из графика (рис. 1):

$$r_{з.р.g} = 1{,}1 \text{ м}, \; r_{з.р.s} = 1{,}35 \text{ м.}$$

По графику находим (рис. 2):

$$r_{нр.р\,g} = 3 \text{ м}, \; r_{нр.р\,s} = 3{,}25 \text{ м.}$$

Технологическая эффективность проведения СКО + ГКО

Определение степени увеличения дебита после СКО + ГКО:

$$A_g = \frac{Q_g}{Q_0} = \frac{\ln \frac{r_k}{r_c}}{\frac{k_0}{k_g} \cdot \ln \frac{r_{з.р\,g}}{r_c} + \frac{k_0}{k_s} \cdot \ln \frac{r_{з.р.s.}}{r_{з.р.g}} + \ln \frac{r_k}{r_{з.\,р.\,s.}}}, \quad (25)$$

$$A_g = \frac{Q_g}{Q_0} = \frac{\ln \frac{200}{0{,}00028}}{\frac{0{,}02}{0{,}063} \cdot \ln \frac{1{,}1}{0{,}00028} + \frac{0{,}02}{0{,}033} \cdot \ln \frac{1{,}35}{1{,}1} + \ln \frac{200}{1{,}35}} = 1{,}76.$$

Таким образом проведенные расчеты показали, что реализация предложенного варианта увеличивает дебит в 1,76. Так же, по сравнению с кумулятивной перфорацией, позволяет повысить качество вскрытия продуктивного пласта.

Были выполнены расчеты основных параметров и определена технологическая эффективность ГПП. По сравнению с кумулятивной перфорацией позволяет повысить качество вскрытия продуктивного пласта.

В настоящее время обработка ПЗП осуществляется с помощью ГРП, однако применение этого метода не всегда позволяет решить проблему закупоривания коллектора и приводит к обводнению добываемой продукции.

Для проведения последующей обработки ПЗП необходимо провести комплекс мероприятий, связанных с анализом кернового материала и подбора оптимальных составов кислот для установления надежной гидродинамической связи пласта со скважиной.

Список литературы

1. Чипига С.В. Устройство для комплексной перфорации и кислотной обработки призабойной зоны скважины / С.В. Чипига, И.Ф. Садыков, А.А. Марсов, А.А. Мокеев //

Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – № 6. – С. 174–177.

2. Коротенко В.А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие / В.А. Коротенко, А.Б. Кряквин, С.И. Грачев, Ам.Ат., Хайруллин, Аз.Ам. Хайруллин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – С. 159.

3. Грачев С.И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами / С.И. Грачев, А.В. Стрекалов, А.С. Самойлов. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 192 с.

4. Хайруллин А.А Нелинейные модели при решении прикладных задач добычи нефти / А.А Хайруллин. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 157 с.

5. Басарыгин Ю.М. Заканчивание скважин: учебное пособие / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2000. – 670 с.

6. Ибрагимов Н.Г. Анализ факторов, влияющих на эффективность солянокислотных обработок / Н.Г. Ибрагимов, Р.Г. Заббаров // Нефтяное хозяйство – 2014. – № 1. – С. 70–71.

7. Каневская Р.Д., Дияшев И.Р., Некипелов Ю.В. (ОАО «Сибнефть», НИиПП «ИНПЕТРО») Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи / Р.Д. Каневская, И.Р. Дияшев, Ю.В. Некипелов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 5. – С. 96–100.

References

1. Chipiga S.V. Ustrojstvo dlja kompleksnoj perforacii i kislotnoj obrabotki prizabojnoj zony skvazhiny / S.V. Chipiga, I.F. Sadykov, A.A. Marsov, A.A. Mokeev // Vestnik Kazanskogo tehnologicheskogo universiteta. 2012. no. 6. pp. 174–177.

2. Korotenko V.A. Fizicheskie osnovy razrabotki neftjanyh mestorozhdenij i metodov povyshenija nefteotdachi: uchebnoe posobie / V.A. Korotenko, A.B. Krjakvin, S.I. Grachev, Am.At., Hajrullin, Az.Am. Hajrullin. Tjumen: TjumGNGU, 2013. pp. 159.

3. Grachev S.I. Povyshenie jeffektivnosti razrabotki neftjanyh mestorozhdenij gorizontalnymi skvazhinami / S.I. Grachev, A.V. Strekalov, A.S. Samojlov. Tjumen: TIU, 2016. 192 p.

4. Hajrullin A.A Nelinejnye modeli pri reshenii prikladnyh zadach dobychi nefti / A.A Hajrullin. Tjumen: TIU, 2016. 157 p.

5. Basarygin Ju.M. Zakanchivanie skvazhin: uchebnoe posobie / Ju.M. Basarygin, A.I. Bulatov, Ju.M. Proselkov. M.: Nedra, 2000. 670 p.

6. Ibragimov N.G. Analiz faktorov, vlijajushhih na jeffektivnost soljanokislotnyh obrabotok / N.G. Ibragimov, R.G. Zabbarov // Neftjanoe hozjajstvo 2014. no. 1. pp. 70–71.

7. Kanevskaja R.D., Dijashev I.R., Nekipelov Ju.V. (OAO «Sibneft», NIiPP «INPETRO») Primenenie gidravlicheskogo razryva plasta dlja intensifikacii dobychi i povyshenija nefteotdachi / R.D. Kanevskaja, I.R. Dijashev, Ju.V. Nekipelov // Neftjanoe hozjajstvo. 2002. no. 5. pp. 96–100.