

УДК 622.276.63

**О НЕОБХОДИМОСТИ ПЛАНИРОВАНИЯ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ
ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ РАСТВОРОВ
В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ**

**ON THE DEMAND OF PLANNING THE IMPLEMENTATION
OF MEASURES FOR PRODUCTION STIMULATION BY APPLYING
HYDROCHLORIC ACID SOLUTION IN THE REAL TIME MODE**

В. В. Мухаметшин
V. V. Mukhametshin

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

*Ключевые слова: фактор времени; соляно-кислотные растворы;
технология воздействия на ПЗП*

Key words: time factor; hydrochloric acid solution; bottom hole zone treatment technology

Обзор результатов многочисленных исследований, посвященных анализу эффективности воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) с использованием соляно-кислотных растворов, показывает, что эффективность данного метода определяется тремя крупными группами параметров, которые отражают геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов; технологические особенности работы скважин и залежей; технологию воздействия.

Значительное влияние на эффективность воздействия оказывает вторая группа параметров, среди которых: значения времени с момента пуска скважин в эксплуатацию до момента проведения воздействия, обводненность продукции скважин, накопленная добыча нефти и ее отношение к извлекаемым запасам, текущее пластовое давление и его относительное снижение к начальному, дебит скважин на момент обработки. Эта группа характеризует собой фактор времени.

С течением времени эффективность воздействия значительно снижается, что связано с ростом обводненности продукции скважин, снижением пластового давления и выработкой запасов нефти [1–4], хотя в отдельных случаях [5] четкая зависимость эффективности операций от продолжительности эксплуатации скважин не прослеживается. По-видимому, это связано с наложением влияния других факторов.

Определенным образом влияет на эффективность соляно-кислотных обработок (СКО) обводненность добываемой продукции. Так, в работах [6–8] отмечается, что при проведении как обычных, так и пенокислотных обработок эффективность их значительно снижается при обводненности более 50 %.

В условиях карбонатных залежей Татарстана обычные соляно-кислотные обработки дают наибольший эффект в скважинах, обводненность которых до ОПЗ не превышает 20 %, а при создании забойных каверн — где обводненность не превышает 40 % [9].

По залежам Белоруссии высокая эффективность СКО наблюдается при обводненности продукции до 18 %. При ее дальнейшем росте относительное количество успешных операций существенно снижается, и при обводненности свыше 80 % успешность составляет лишь 28 %.

По мере выработки пласта эффективность воздействия снижается [10–12]. Так, в работе [9] получены результаты, показывающие, что при создании каверн-накопителей желательно, чтобы удельная суммарная добыча нефти по скважинам не превышала 200 т/м, хотя в отдельных случаях, особенно в начальный период

разработки, с ростом накопленной добычи отмечается некоторое увеличение эффекта.

При снижении пластового давления в процессе разработки залежей на режиме истощения условия эффективного применения соляно-кислотных обработок значительно ухудшаются. Это связано с отрицательным влиянием на приток нефти продуктов реакции, для удаления которых из пор призабойной зоны имеющейся пластовой энергии недостаточно. Отмечается также снижение эффекта по скважинам, эксплуатирующим зоны пласта, где давление снизилось ниже давления насыщения нефти газом [13, 14].

Как показывает практика, не существует единого мнения [15–17] относительно влияния дебита скважин на момент обработки на эффективность СКО. Например, в работе М. А. Салимова [17] показано, что для первых двух обработок эффект выше по скважинам, имеющим больший дебит на момент обработки. В статье Р. Ш. Рахимкулова, М. Н. Галлямова [5] формулируется вывод, что эффект выше по скважинам, дебит которых долгое время оставался постоянным или повышался. В отдельных работах указываются интервалы эффективного применения воздействия СКО.

Однако, несмотря на то, что фактор времени весьма значительно влияет на эффективность воздействия на ПЗП:

- планирование мероприятий зачастую ведется не в режиме реального времени;
- не всегда в достаточной мере учитываются роль и влияние фактора времени на эффективность выбора методов воздействия, скважин и технологий при проведении мероприятий по интенсификации добычи нефти и снижению обводненности продукции;
- редко учитываются степень и характер влияния фактора времени на различные показатели эффективности при использовании метода аналогий;
- слабо учитывается различное влияние фактора времени на прогноз эффективности в различных геолого-физических условиях залежей [18].

В большей мере это касается залежей васюганской свиты в терригенных коллекторах Северо-Варгской моноклинали с трудноизвлекаемыми запасами нефти, где интенсивно применялось воздействие на ПЗП с использованием соляной кислоты, предотвращающей эмульсионобразование (КСПЭО), и модифицирующих добавок к ней [19].

С целью повышения эффективности планирования воздействия с использованием этой технологии в режиме реального времени, с учетом фактора времени было проведено промысловое обобщение опыта проведения этого вида интенсификации добычи нефти с построением моделей и их анализом.

В качестве функций отклика использовались абсолютный ($\mathcal{E}_1$) и относительный ($\mathcal{E}_2$) прирост дебита нефти, абсолютное ($\mathcal{E}_3$) и относительное ($\mathcal{E}_4$) снижение обводненности продукции, общий прирост добычи за время эффекта ($\mathcal{E}_5$), комплексный параметр эффективности ($\mathcal{E}_6$) [20].

В качестве независимых переменных использовались параметры, характеризующие геолого-физические свойства пластов в скважине, фактор времени, технологию воздействия.

Геолого-физические свойства пластов в скважине.

Толщина пласта общая ($H_{общ}$, м), эффективная (H_e , м), эффективная нефтенасыщенная ($H_{эн}$, м), песчанистость (K_n), расчлененность (K_p), пористость открытая (m), нефтенасыщенность (K_n); коэффициенты проницаемости ($K_{прон}$, 10^{-3} мкм²), собственной поляризации ($\alpha_{сп}$); отсчеты в пласте по БК ($M_{БК}$, Ом·м), амплитуды ПС ($A_{ПС}$, Ом·м), по Г31 (A0.4M0.1N) ($A_{0.4}$, Ом·м), по Г32 (A1.0M0.1N) ($A_{1.0}$, Ом·м), по Г33 (A2.0 M0.5N) ($A_{2.0}$, Ом·м), по Г34 (A4.0M0.5N) ($A_{4.0}$, Ом·м), по ПЗ (A0.5M6.0N) ($A_{0.5}$, Ом·м), гамма-каротажа (γ , мкр/ч), большого зонда ННКТ

($\beta'_{\text{ННКТ}}$), малого зонда ННК_Т ($\beta''_{\text{ННКТ}}$), индукционного зонда ($\beta_{\text{ИЗ}}$, сим); удельное электрическое сопротивление зонда по ИК ($\rho_{\text{ИК}}$, Ом·м), по БК ($\rho_{\text{БК}}$, Ом·м), по комплексу зондов электрокаротажа ($A_{\text{комп}}$, Ом·м), зоны проникновения по комплексу зондов электрокаротажа ($A_{\text{комп}}^{\text{ЗП}}$, Ом·м), отношение диаметра зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости к диаметру скважины ($d_{\text{ЗП}}/d_{\text{С}}$). Использовались значения параметров как в целом по разрезу (X_i), так и по перфорированной его части ($\bar{X}_i$).

Фактор времени, включающий технологические параметры работы скважин и залежей: время (t , мес), максимальный дебит нефти ($Q_{\text{Нmax}}$, т/мес) с начала эксплуатации скважины до момента проведения воздействия; дебит ($Q_{\text{Н1}}$, т/мес), обводненность (f_i , %), накопленная добыча нефти ($Q_{\text{нак}}$, т) на момент проведения воздействия; начальный дебит нефти ($Q_{\text{нач}}$, т/мес).

Технология воздействия: расход 22 %-й соляной кислоты (HCl , т); расход модификаторов и борфтористоводородной кислоты [МК-В(К) , т], объем закачанного раствора (V , м³), кратность обработок (N).

С помощью многомерного регрессионного анализа получены модели зависимости функций отклика от рассматриваемых параметров в трех вариантах:

- 1) при использовании всего комплекса параметров;
- 2) без использования параметров, характеризующих фактор времени;
- 3) при использовании параметров, характеризующих фактор времени и технологию воздействия.

Из анализа моделей (табл. 1–3) значений множественных коэффициентов корреляций (R) и данных о проценте вклада параметров, вошедших в модели, в общую изменчивость параметров эффективности (табл. 4), следует, что влияние параметров, характеризующих фактор времени, существеннее по сравнению с параметрами, характеризующими особенности геологического строения пластов. При использовании всего комплекса параметров (вариант 1), а средний процент их вклада составляет 52. При отсутствии параметров, характеризующих геологию (вариант 2) процент снижается до 41. При отсутствии параметров, характеризующих фактор времени (вариант 3) процент снижается до 31.

Необходимо добавить, что проведенные ранее аналогичные исследования с использованием в тех же геолого-промысловых условиях закачки кислотных составов с добавлением состава Алдиол-20 [21] показали иную картину. Влияние параметров, характеризующих геолого-физические свойства пластов, более существенно, чем влияние параметров, характеризующих фактор времени. Однако при этом влияние фактора времени остается весьма существенным, как и в случае с использованием КСПЭО (см. табл. 4).

Относительно высокие значения множественных коэффициентов корреляции позволяют предложить полученные модели для прогноза эффективности воздействия, скважин и технологий в условиях залежей идентификационного ряда на стадии ввода залежей в разработку (вариант 3) и в случае отсутствия представительного геолого-геофизического материала (вариант 2). Необходимо также отметить, что роль фактора времени при оценке различных показателей эффективности различна.

Таблица 1

Модели прогноза эффективности применения КСПЭО (вариант 1)

$\mathcal{E}_I =$	$282,032 - 112,468K_{\text{п}} + 8,373K_{\text{р}} + 4,633A_{\text{ПС}} - 6,746\bar{H}_{\text{ЭН}} + 14,533\bar{K}_{\text{п}} - 349,155\bar{m} -$ $- 68,856\bar{a}_{\text{СП}} + 12,293\bar{r}_{\text{ИК}} - 4,138\bar{A}_{0,4} + 149,33\bar{d}_{\text{ЗП}}/\bar{d}_{\text{С}} + 12,87\beta'_{\text{ННКТ}} + 0,007Q_{\text{нак}} - 0,485t$ $+ + 0,042Q_{\text{max}} - 1,602f_i - 0,581Q_{\text{Н1}} - 12,94\text{HCl} - 110,184V + 52,81N - 39,924V/\bar{H}_{\text{ЭН}} +$ $+ 1157,887\text{МК-В(К)} - 234,295\text{HCl}/V + 282,976\text{HCl}/\bar{H}_{\text{ЭН}} - 5607,338\text{МК-В(К)}/V -$ $- 1110,68\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{ЭН}} (R = 0,714)$
-------------------	--

$\mathcal{Q}_2 =$	$42,565 - 9,616K_{\Pi} - 1,997K_p - 0,349A_{\Pi C} - 0,443\bar{H}_{\text{Эн}} - 3,803\bar{K}_{\Pi} + 79,773\bar{m} + 1,191\bar{a}_{\text{сн}} +$ $+ 0,759\bar{p}_{\text{ИК}} - 1,688\bar{A}_{0,4} - 17,395\bar{d}_{\text{Эн}}/\bar{d}_c - 3,275\bar{\beta}'_{\text{ННКТ}} - 0,001Q_{\text{нак}} + 0,018t + 0,003Q_{\text{max}} -$ $- 0,467f_1 - 0,028Q_{\text{H1}} + 5,656\text{HCl} + 8,59V + 4,438N - 1,575V/\bar{H}_{\text{Эн}} - 110,976\text{МК-В(К)} +$ $+ 16,592\text{HCl}/V - 15,173\text{HCl}/\bar{H}_{\text{Эн}} + 676,27\text{МК-В(К)}/V + 37,919\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{Эн}} (R = 0,666)$
$\mathcal{Q}_3 =$	$390,774 - 40,495K_{\Pi} + 1,473K_p + 1,701A_{\Pi C} - 1,188\bar{H}_{\text{Эн}} + 0,758\bar{K}_{\Pi} - 606,928\bar{m} -$ $- 74,817\bar{a}_{\text{сн}} + 1,265\bar{p}_{\text{ИК}} - 2,413\bar{A}_{0,4} + 10,463\bar{d}_{\text{Эн}}/\bar{d}_c + 1,938\bar{\beta}'_{\text{ННКТ}} + 0,002Q_{\text{нак}} - 0,257t +$ $+ 0,02Q_{\text{max}} + 0,296f_1 - 0,136Q_{\text{H1}} - 12,94\text{HCl} - 56,913V + 32,37N - 2,697V/\bar{H}_{\text{Эн}} +$ $+ 624,804\text{МК-В(К)} - 64,984\text{HCl}/V + 144,686\text{HCl}/\bar{H}_{\text{Эн}} - 2883,951\text{МК-В(К)}/V -$ $- 703,162\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{Эн}} (R = 0,732)$
$\mathcal{Q}_4 =$	$1692,192 - 674,811K_{\Pi} + 50,238K_p + 27,796A_{\Pi C} - 40,475\bar{H}_{\text{Эн}} + 87,199\bar{K}_{\Pi} - 2094,93\bar{m} -$ $- 413,138\bar{a}_{\text{сн}} + 73,759\bar{p}_{\text{ИК}} - 24,828\bar{A}_{0,4} + 895,981\bar{d}_{\text{Эн}}/\bar{d}_c + 77,222\bar{\beta}'_{\text{ННКТ}} + 0,039Q_{\text{нак}} -$ $- 2,908t + 0,254Q_{\text{max}} - 9,614f_1 - 3,487Q_{\text{H1}} - 77,638\text{HCl} - 661,106V + 316,859N -$ $- 239,546V/\bar{H}_{\text{Эн}} + 6947,321\text{МК-В(К)} - 1405,772\text{HCl}/V + 1697,856\text{HCl}/\bar{H}_{\text{Эн}} -$ $- 33644,026\text{МК-В(К)}/V - 6664,082\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{Эн}} (R = 0,714)$
$\mathcal{Q}_5 =$	$336,536 - 156,553K_{\Pi} - 9,289K_p - 0,364A_{\Pi C} - 4,792\bar{H}_{\text{Эн}} - 28,292\bar{K}_{\Pi} + 1322,526\bar{m} -$ $- 122,53\bar{a}_{\text{сн}} + 12,068\bar{p}_{\text{ИК}} - 6,794\bar{A}_{0,4} + 9,822\bar{d}_{\text{Эн}}/\bar{d}_c - 14,039\bar{\beta}'_{\text{ННКТ}} - 0,002Q_{\text{нак}} + 0,003t +$ $+ 0,056Q_{\text{max}} - 3,659f_1 - 0,13Q_{\text{H1}} + 91,917\text{HCl} - 50,348V + 47,276N + 110,134V/\bar{H}_{\text{Эн}} +$ $+ 83,745\text{МК-В(К)} - 319,119\text{HCl}/V - 159,007\text{HCl}/\bar{H}_{\text{Эн}} + 628,325\text{МК-В(К)}/V -$ $- 563,851\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{Эн}} (R = 0,750)$
$\mathcal{Q}_6 =$	$48,697 + 6,787K_{\Pi} + 0,49K_p + 0,034A_{\Pi C} + 0,718\bar{H}_{\text{Эн}} - 1,436\bar{K}_{\Pi} - 61,706\bar{m} - 6,067\bar{a}_{\text{сн}} -$ $- 0,442\bar{p}_{\text{ИК}} + 0,096\bar{A}_{0,4} + 0,096\bar{d}_{\text{Эн}}/\bar{d}_c + 0,897\bar{\beta}'_{\text{ННКТ}} - 0,034t - 0,004Q_{\text{max}} + 0,166f_1 -$ $- 0,002Q_{\text{H1}} - 1,24\text{HCl} - 5,9V - 0,407N + 0,807V/\bar{H}_{\text{Эн}} + 61,902\text{МК-В(К)} -$ $- 19,433\text{HCl}/V + 13,491\text{HCl}/\bar{H}_{\text{Эн}} - 326,073\text{МК-В(К)}/V - 62,943\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{Эн}} (R = 0,760)$

Таблица 2

Модели прогноза эффективности применения КСПЭО (вариант 2)

$\mathcal{Q}_1 =$	$135,258 - 50,362K_{\Pi} + 0,66K_p + 2,464A_{\Pi C} + 19,236\bar{H}_{\text{Эн}} - 100,214\bar{K}_{\Pi} + 335,695\bar{m} -$ $- 215,091\bar{a}_{\text{сн}} + 15,047\bar{p}_{\text{ИК}} - 4,811\bar{A}_{0,4} + 192,54\bar{d}_{\text{Эн}}/\bar{d}_c + 14,398\bar{\beta}'_{\text{ННКТ}} - 1,807\text{HCl} -$ $- 106,205V + 44,039N - 36,046V/\bar{H}_{\text{Эн}} + 1003,897\text{МК-В(К)} - 322,976\text{HCl}/V +$ $+ 253,506\text{HCl}/\bar{H}_{\text{Эн}} - 5687,843\text{МК-В(К)}/V - 582,092\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{Эн}} (R = 0,514)$
$\mathcal{Q}_2 =$	$48,323 - 16,565K_{\Pi} - 2,018K_p - 0,329A_{\Pi C} - 1,076\bar{H}_{\text{Эн}} + 5,459\bar{K}_{\Pi} + 60,612\bar{m} - 7,414\bar{a}_{\text{сн}} -$ $- 0,658\bar{p}_{\text{ИК}} - 1,218\bar{A}_{0,4} - 40,661\bar{d}_{\text{Эн}}/\bar{d}_c - 3,334\bar{\beta}'_{\text{ННКТ}} + 0,362\text{HCl} + 10,887V + 3,388N +$ $+ 14,978V/\bar{H}_{\text{Эн}} - 105,189\text{МК-В(К)} + 83,722\text{HCl}/V - 40,325\text{HCl}/\bar{H}_{\text{Эн}} +$ $+ 712,229\text{МК-В(К)}/V - 26,012\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{Эн}} (R = 0,561)$
$\mathcal{Q}_3 =$	$302,52 - 5,592K_{\Pi} + 1,017K_p + 1,058A_{\Pi C} + 6,836\bar{H}_{\text{Эн}} - 34,452\bar{K}_{\Pi} - 338,942\bar{m} -$ $- 86,505\bar{a}_{\text{сн}} + 3,743\bar{p}_{\text{ИК}} - 2,906\bar{A}_{0,4} + 55,792\bar{d}_{\text{Эн}}/\bar{d}_c + 3,138\bar{\beta}'_{\text{ННКТ}} - 2,506\text{HCl} -$ $- 62,854V + 31,821N - 12,409V/\bar{H}_{\text{Эн}} + 605,718\text{МК-В(К)} - 184,298\text{HCl}/V +$ $+ 166,358\text{HCl}/\bar{H}_{\text{Эн}} - 3039,927\text{МК-В(К)}/V - 547,966\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{Эн}} (R = 0,575)$
$\mathcal{Q}_4 =$	$811,549 - 302,174K_{\Pi} + 3,96K_p + 14,785A_{\Pi C} + 115,417\bar{H}_{\text{Эн}} - 601,283\bar{K}_{\Pi} + 2014,171\bar{m} -$ $- 1290,545\bar{a}_{\text{сн}} + 90,284\bar{p}_{\text{ИК}} - 28,866\bar{A}_{0,4} + 1155,238\bar{d}_{\text{Эн}}/\bar{d}_c + 86,387\bar{\beta}'_{\text{ННКТ}} - 10,84\text{HCl} -$ $- 637,232V + 264,236N - 216,276V/\bar{H}_{\text{Эн}} + 6023,38\text{МК-В(К)} - 1937,855\text{HCl}/V +$ $+ 1521,034\text{HCl}/\bar{H}_{\text{Эн}} - 34127,056\text{МК-В(К)}/V - 3492,552\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{Эн}} (R = 0,514)$
$\mathcal{Q}_5 =$	$431,848 - 218,009K_{\Pi} - 6,738K_p - 1,585A_{\Pi C} - 0,586\bar{H}_{\text{Эн}} + 18,248\bar{K}_{\Pi} + 1328,007\bar{m} -$ $- 112,014\bar{a}_{\text{сн}} + 5,237\bar{p}_{\text{ИК}} - 2,757\bar{A}_{0,4} - 183,653\bar{d}_{\text{Эн}}/\bar{d}_c - 20,767\bar{\beta}'_{\text{ННКТ}} + 55,895\text{HCl} -$ $- 38,007V + 38,697N + 258,05V/\bar{H}_{\text{Эн}} + 138,803\text{МК-В(К)} + 164,145\text{HCl}/V -$ $- 354,194\text{HCl}/\bar{H}_{\text{Эн}} + 830,042\text{МК-В(К)}/V - 1202,711\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{Эн}} (R = 0,599)$
$\mathcal{Q}_6 =$	$42,132 + 9,641K_{\Pi} + 0,322K_p + 0,05A_{\Pi C} + 1,313\bar{H}_{\text{Эн}} - 4,904\bar{K}_{\Pi} - 62,345\bar{m} - 5,215\bar{a}_{\text{сн}} -$ $- 0,013\bar{p}_{\text{ИК}} - 0,207\bar{A}_{0,4} + 11,367\bar{d}_{\text{Эн}}/\bar{d}_c + 0,884\bar{\beta}'_{\text{ННКТ}} + 1,266\text{HCl} - 7,065V - 0,037N -$ $- 6,087V/\bar{H}_{\text{Эн}} + 59,143\text{МК-В(К)} - 50,476\text{HCl}/V + 23,444\text{HCl}/\bar{H}_{\text{Эн}} - 350,406\text{МК-}$ $- \text{В(К)}/V - 23,137\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{Эн}} (R = 0,576)$

Таблица 3

Модели прогноза эффективности применения КСПЭО (вариант 3)

$\mathcal{E}_1 =$	$288,664 + 0,007Q_{\text{нак}} - 0,638t - 0,009Q_{\text{max}} + 0,138f_1 - 0,479Q_{\text{H1}} - 61,907\text{HCl} - 36,46V + 31,968N - 24,935V/\bar{H}_{\text{эп}} + 633,324\text{МК-В(К)} + 296,039\text{HCl}/V + 118,364\text{HCl}/\bar{H}_{\text{эп}} - 3357,343\text{МК-В(К)}/V - 478,708\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{эп}} (R = 0,617)$
$\mathcal{E}_2 =$	$-21,575 + 0,032t + 0,002Q_{\text{max}} - 0,585f_1 - 0,029Q_{\text{H1}} + 10,427\text{HCl} + 4,844V + 4,859N + 0,096V/\bar{H}_{\text{эп}} - 104,856\text{МК-В(К)} - 23,273\text{HCl}/V - 11,342\text{HCl}/\bar{H}_{\text{эп}} + 612,429\text{МК-В(К)}/V + 61,553\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{эп}} (R = 0,564)$
$\mathcal{E}_3 =$	$214,275 + 0,003Q_{\text{нак}} - 0,26t - 0,002Q_{\text{max}} + 0,583f_1 - 0,128Q_{\text{H1}} - 26,445\text{HCl} - 38,389V + 27,467N - 14,081V/\bar{H}_{\text{эп}} + 492,946\text{МК-В(К)} + 46,767\text{HCl}/V + 123,829\text{HCl}/\bar{H}_{\text{эп}} - 2460,441\text{МК-В(К)}/V - 453,08\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{эп}} (R = 0,656)$
$\mathcal{E}_4 =$	$1731,983 + 0,043Q_{\text{нак}} - 3,826t - 0,056Q_{\text{max}} + 0,826f_1 - 2,875Q_{\text{H1}} - 371,442\text{HCl} - 218,761V + 191,806N - 149,611V/\bar{H}_{\text{эп}} + 3799,946\text{МК-В(К)} + 1776,233\text{HCl}/V + 710,182\text{HCl}/\bar{H}_{\text{эп}} - 20144,057\text{МК-В(К)}/V - 2872,25\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{эп}} (R = 0,617)$
$\mathcal{E}_5 =$	$96,889 - 0,001Q_{\text{нак}} + 0,103t + 0,038Q_{\text{max}} - 3,857f_1 - 0,123Q_{\text{H1}} + 97,016\text{HCl} - 38,202V + 47,066N + 168,269V/\bar{H}_{\text{эп}} - 121,119\text{МК-В(К)} - 259,326\text{HCl}/V - 264,205\text{HCl}/\bar{H}_{\text{эп}} + 1630,056\text{МК-В(К)}/V - 373,33\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{эп}} (R = 0,675)$
$\mathcal{E}_6 =$	$48,514 - 0,034t - 0,004Q_{\text{max}} + 0,167f_1 - 0,005Q_{\text{H1}} - 2,046\text{HCl} - 5,559V - 0,291N - 2,938V/\bar{H}_{\text{эп}} + 66,472\text{МК-В(К)} - 18,688\text{HCl}/V + 17,944\text{HCl}/\bar{H}_{\text{эп}} - 351,622\text{МК-В(К)}/V - 64,134\text{МК-В(К)}/\bar{H}_{\text{эп}} (R = 0,708)$

Таблица 4

Процент вклада параметров, вошедших в модели, в общую изменчивость параметров эффективности

Вариант	Параметр эффективности					
	$\mathcal{E}_1$	$\mathcal{E}_2$	$\mathcal{E}_3$	$\mathcal{E}_4$	$\mathcal{E}_5$	$\mathcal{E}_6$
1	51	44	54	51	56	57
2	26	31	33	26	36	33
3	38	32	43	38	46	50

Таким образом, на основании проведенного исследования процесса воздействия на ПЗП с использованием КСПЭО в условиях залежей в терригенных коллекторах васюганской свиты можно сделать следующие выводы:

- фактор времени оказывает существенное влияние на эффективность воздействия, причем гораздо большее, чем особенности геологического строения объектов;
- в условиях разных объектов и технологий воздействия фактор времени оказывает различное влияние, что необходимо учитывать при использовании накопленного опыта в иных геологических условиях;
- при оценке эффективности воздействия с использованием различных показателей эффективности степень и характер влияния фактора времени не постоянны, и это необходимо учитывать при планировании;
- предложен алгоритм, позволяющий снижать негативное влияние фактора времени на эффективность проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти путем изменения технологических показателей воздействия;
- получены геолого-статистические модели, позволяющие планировать эффективность воздействия, выбирать скважины и технологические показатели воздействия с учетом фактора времени в режиме реального времени.

Список литературы

1. Мухаметшин В. В. Адаптация соляно-кислотного воздействия на залежах в карбонатных коллекторах // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4, № 1. – С. 127–131.
2. Аширов К. Б., Выжигин Г. Б. Оценка эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 1977. – № 7. – С. 28–31.

3. Сучков Б. М. Причины снижения производительности скважин // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 5. – С. 52–54.
4. Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложненных условиях эксплуатации скважин / Ю. В. Зейтман [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 1. – С. 66–69.
5. Рахимкулов Р. Ш., Галлямов М. Н. Воздействие на призабойную зону пластов на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 7. – С. 38–41.
6. Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт / В. В. Мухаметшин [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – № 3. – С. 46–51.
7. Якупов Р. Ф., Мухаметшин В. Ш. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 106–110.
8. Макеев Г. А., Санников В. А., Москалева Г. Ш. Эффективность и границы применимости солянокислотных обработок // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 7. – С. 41–44.
9. Повышение продуктивности карбонатных коллекторов / Р. Х. Муслимов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 10. – С. 27–31.
10. Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах / Ю. В. Зейтман [и др.] // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – № 3. – С. 33–39.
11. Мухаметшин В. В. О необходимости и создании единого комплексного метода геолого-промыслового анализа и обобщения эффективности воздействия на призабойную зону пласта // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 4. – С. 2–6.
12. Земцов Ю. В., Устугов А. С. Многофакторный анализ эффективности ограничения водопритоков в различных геолого-физических условиях скважин и пластов // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 20–26.
13. Андреев А. В., Дубинский Г. С., Мухаметшин В. В. Технологии интенсификации притока из сложнопостроенных карбонатных пластов на основе кислотного воздействия: моногр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 182 с.
14. Галлямов М. Н. Повышение эффективности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений. – М.: Недра, 1970. – 280 с.
15. Андреев А. В., Мухаметшин В. Ш., Котенев Ю. А. Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – № 3. – С. 40–45.
16. Мухаметшин В. В. Оценка потенциальных добывных возможностей скважин по геолого-геофизическим и промысловым данным // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 14–2. – С. 61–64.
17. Салимов М. А. Практика кислотных обработок на Биби-Эйбатском месторождении // Нефтепромысловое дело. – 1967. – № 6. – С. 16–18.
18. Методические аспекты дизайна глиноукислотных обработок призабойных зон скважин / Д. А. Баталов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 14–3. – С. 47–54.
19. Сергиенко В. Н. Технологии воздействия на призабойную зону пластов юрских отложений Западной Сибири. – СПб.: Недра, 2006. – 207 с.
20. Планирование эффективных комплексных технологий увеличения нефтеотдачи с уменьшением обводненности продукции скважин и интенсификации добычи нефти для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» / Баталов Д. А. [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3 (105). – С. 9–18.
21. Мухаметшин В. В. Геолого-статистическое моделирование и его использование для повышения эффективности обработки призабойной зоны пласта // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 16, № 1. – С. 91–94.

Сведения об авторе

Мухаметшин Вячеслав Вячеславович, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(34767)65590, e-mail: vsh@of.ugntu.ru

Information about the author

Mukhametshin V. V., Candidate of Engineering, Assistant professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gaz. Ufa State Petroleum Technological University, phone: 8(34767)65590, e-mail: vsh@of.ugntu.ru

УДК 622.276.6

ОЦЕНКА ПРИТОКА ГАЗА В СКВАЖИНУ ПРИ НАЛИЧИИ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ НА ЗАБОЕ ASSESSMENT OF INFLOW OF GAS TO THE WELL IN THE PRESENCE OF THE SANDY STOPPER ON THE FACE

А. И. Насырова, А. А. Хайруллин

A. I. Nasyrova, A. A. Khairullin

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: песчаная пробка; добыча газа; капитальный ремонт; забой скважины; интервал перфорации

Key words: sandy stopper; gas production; capital repairs; well face; perforation interval

В процессе эксплуатации скважины в зависимости от устойчивости коллектора, депрессии на пласт, конструкции скважины, ее дебита и распределения дебита по интервалу вскрытия пласта, содержания жидкости в потоке может образовываться песчаная пробка [1, 2], отрицательно влияющая на технологический режим работы