DOI: 10.31660/0445-0108-2018-5-103-107

УДК 622.24.053

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

М. Я. Хабибуллин

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, Россия

Аннотация. Для правильного выбора метода воздействия и прогнозирования межпрофилактического периода работы нагнетательной скважины необходимо знать механизм загрязнения ее призабойной зоны. Сущность предлагаемого метода заключается в следующем. Скважину внезапно закрывают, прослеживают восстановление устьевого давления. По кривой восстановления устьевого давления находят угловой коэффициент, а затем строят графические зависимости в координатах ΔP-lgt. Периодически определяя степень загрязненности призабойных зон нагнетательных скважин, можно своевременными промывками и дренажами восстанавливать их чистоту. Если эти работы не будут способствовать очистке, следует проводить гидроимпульсную обработку. Предлагаемая методика определения загрязненности призабойной зоны нагнетательных скважин позволит определить истинную причину снижения приемистости и правильно наметить мероприятия по увеличению или стабилизации поглотительной способности нагнетательной скважины.

Ключевые слова: кривая восстановления давления; угловой коэффициент; нагнетательная скважина

INCREASING THE EFFICIENCY OF BOTTOMHOLE INJECTION WELL ZONE

M. Ya. Khabibullin

Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, Russia

Abstract. It is necessary to know the mechanism of contamination of bottomhole injection well zone in order to choose the right exposure method and predict the interprophylactic period of operation of this well. The article provides the essence of the proposed method. The well is being closed, and the wellhead pressure is restoring. An angular coefficient is being found by wellhead pressure build up curve, and then the graphical dependences will be plotted in the ΔP-lgt coordinates. Periodically determining the degree of contamination of bottomhole injection wells zones, we can restore their purity by timely flushing and drainage. If these works don't contribute to cleaning, hydroimpulse treatment should be carried out. The suggested technique for determining the contamination of the bottomhole injection wells zone will allow to determine the true reason for the decrease in injectivity and to correctly outline measures to increase or stabilize the absorptive capacity of the injection well.

Key words: pressure recovery curve; angular coefficient; injection well

В нефтепромысловом деле важное место занимает работа с фондом нагнетательных скважин, которая ведется в двух основных направлениях: поддержание необходимой поглотительной способности скважин (борьба с затуханием фильтрации) и освоение вновь вводимых скважин под нагнетание.

Первое направление работ, а также частично второе (освоение под нагнетание скважин, призабойная зона которых характеризуется «поверхностным эффектом») связаны с применением различных известных физико-химических методов воздействия. Что касается второго направления работ, то на практике часто нагнетательные скважины, специально пробуренные или переведенные из эксплуатацион-

ного фонда, принимают воду неудовлетворительно. Основной причиной этого является низкая абсолютная проницаемость пород пласта в призабойной зоне. На освоение и ввод в действие таких нагнетательных скважин в ряде районов затрачивается год и более.

Анализ пластовой воды и осадков, отобранных из нагнетательных скважин во время проведения обработок, показал наличие в воде органических веществ, а в осадках — ил и песок. Были обнаружены карбонатные и сульфатные материалы и сульфид железа [1].

Поэтому для правильного выбора метода воздействия и прогнозирования межпрофилактического периода работы нагнетательной скважины необходимо знать механизм загрязнения ее призабойной зоны.

В результате обширного изучения данных, полученных из опубликованных работ как в центральных, так и в отраслевых изданиях, лабораторных и промысловых исследований, проводимых для усовершенствования имеющихся способов обработок и создания новых способов борьбы с закупориванием пор, было установлено, что снижение проницаемости призабойной зоны пласта и, как следствие, приемистости нагнетательных скважин обусловлено [2–4] выпадением углекислых солей на забое нагнетательной скважины и ее подземном и наземном оборудовании; глинистыми компонентами в пласте, сильно разбухающими при контакте с водой; выпадением твердых осадков в порах пласта в результате микробиологических процессов на контакте нефть — вода; засорением призабойной зоны твердыми осадками и продуктами коррозии, привнесенными в скважину вместе с закачиваемой водой.

Выводы были сделаны при допущении, что во время нагнетания воды в пласты из слабосцементированных и рыхлых песков механические примеси, не проникая в глубину пласта, отлагаются на поверхности фильтра в виде корки, и проникновение взвеси или глинистого раствора в пласт возможно только по трещинам.

Быстрый и простой метод определения «поверхностного эффекта» сводится к следующему. Определяем степень загрязненности пласта в призабойной зоне [5, 6]

$$З = 0{,}00837\frac{mh}{\mu K}, \qquad (1)$$

где $\frac{mh}{\mu}$ — проводимость пласта, определяется

$$\frac{mh}{\mu} = 21{,}91\frac{Q}{i}, \qquad (2)$$

K — коэффициент продуктивности, определяется

$$K = \frac{Q}{P_{заб} - P_{пл}} \qquad (3)$$

Q — приемистость скважины, м^3/сут; i — тангенс угла или угловой коэффициент;

$$i = \frac{\Delta P}{\lg t}, \qquad (4)$$

$P_{заб}$, $P_{пл}$ — соответственно забойное и пластовое давления, МПа; ΔP — «восстановление» устьевого давления, МПа; t — период между замерами, сут.

Подставляя (2)–(4) в выражение (1), получим

$$З = 0{,}183\frac{P_{заб} - P_{пл}}{i}. \qquad (5)$$

Сущность предлагаемого метода заключается в следующем. Скважину внезапно закрывают, и прослеживают восстановление устьевого давления. По кривой восстановления устьевого давления находят угловой коэффициент, а затем строят графические зависимости в координатах ΔP-lgt. В таблице приведены параметры нагнетательных скважин месторождений НГДУ «Краснохолмскнефть» АНК «Башнефть», исследованных для определения загрязненности их призабойной зоны, которая резко колеблется с течением времени.

Результаты исследований нагнетательных скважин месторождений НГДУ «Краснохолмскнефть»

Номер нагн. скважины	Номер замера	Период между замерами, сут	Давление, МПа			Плотность жидкости, ρ, г/см^3	Проводимость пласта, $\frac{mh}{\mu}$, $\frac{мкм^3 \cdot м}{МПа \cdot с}$	Приемистость скважины, Q, м^3/сут	Коэффициент приемистости, K, $\frac{м^3}{МПа \cdot сут}$	Загрязненность, З
			$P_{заб}$	$P_{пл}$	ΔP					
462	1	–	16,9	14,8	2,1	1,013	84,7	50	24	0,29
	2	90	18,5	13,6	4,9	1,245	49,0	55	11	0,37
696	1	–	18,3	14,9	3,4	1,017	208	160	46	0,37
	2	60	19,6	15,8	3,8	1,015	248	175	45	0,45
1081	1	–	15,9	14,2	1,7	1,008	190	70	41	0,38
	2	45	15,3	12,1	3,2	1,012	158	85	26	0,49
1723	1	–	22,2	20,9	1,3	1,013	63	38	29	0,18
	2	90	22,1	20,4	1,7	1,025	155	75	107	0,12
2687	1	–	19,4	16,9	2,5	1,011	495	260	100	0,41
	2	180	19,5	16,9	2,6	1,012	517	270	100	0,40
3206	1	–	20,9	17,5	3,4	1,094	617	265	76	0,67
	2	60	21,3	17,3	4,0	1,011	492	240	59	0,69
3648	1	–	21,0	20,3	0,7	1,027	365	45	64	0,48
	2	60	21,4	21,2	0,21	1,018	1 505	120	188	0,22

На рисунке 1 представлены графические зависимости кривых восстановления давления для скв. 462 и 696. Например, угловые коэффициенты по кривым восстановления устьевого давления для скв. 3648 и 2687 определялись по формуле (4):

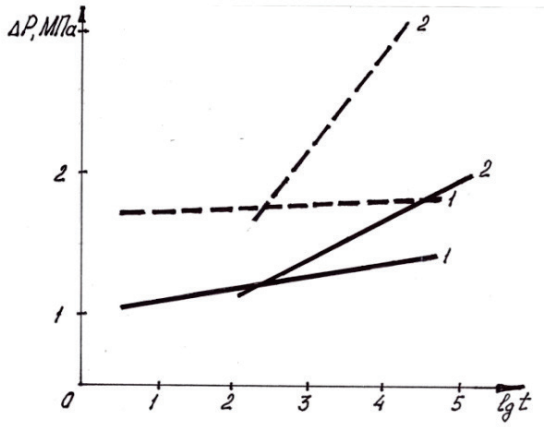
скв. 3648;
$$i = \frac{\Delta P}{\lg t} = \frac{4,3}{1,56} = 2,67\ ;$$

скв. 2687;
$$i = \frac{\Delta P}{\lg t} = \frac{13,6}{1,1} = 12,4\ .$$

Загрязненность скважин уменьшали периодическими промывками, дренированием и прокачками. Если же профилактические прокачки продолжительное время не проводились, то загрязненность призабойных зон заметно возрастала, хотя приемистость при этом иногда даже увеличивалась или оставалась стабильной (за счет увеличения давления нагнетания и падения пластового давления).

Так, например, для восстановления коэффициента приемистости, сниженного в результате засорения призабойной зоны, в период между двумя исследованиями в скв. 696 было проведено шесть дренажей, в скв. 3206 — один, в скв. 462 — восемь и в скв. 1081 — два. Однако такой объем дренажных работ в этих скважинах ока-

зался недостаточным: не снижалась степень загрязненности, а в ряде случаев постепенное ее снижение вело к затуханию приемистости. Необходимо было проводить более действенные мероприятия, например гидроимпульсную разовую обработку [7– 9].



— скв. 1081; --- скв. 1723

Рис. 1. ***Кривые восстановления устьевого давления:***
1 — до обработки;
2 — после обработки

Импульсной обработке были подвергнуты нагнетательные скв. 1723 и 3648. От проведенных обработок в обеих скважинах значительно повысилась приемистость (рис. 2). В результате удалось уменьшить степень загрязненности в первой скважине с 0,18 до 0,12 и во второй — с 0,48 до 0,22. А это в свою очередь привело к увеличению коэффициента приемистости в первой скважине — с 2,9 до 107 $\frac{м^3}{МПа \cdot сут}$, во второй — с 64 до 188 $\frac{м^3}{МПа \cdot сут}$.

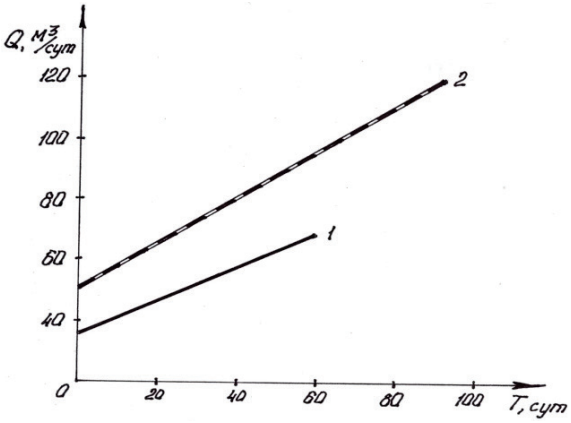


Рис. 2. ***Зависимость приемистости нагнетательных скважин от времени измерения после импульсной обработки:***
1 — скв. 1723; 2 — скв. 3648

Таким образом, периодически определяя степень загрязненности призабойных зон нагнетательных скважин, можно своевременными промывками и дренажами восстанавливать их чистоту. Если эти работы не будут способствовать очистке, следует проводить гидроимпульсную обработку [10–16].

Необходимо отметить, что если по формуле (5) увеличение загрязненности призабойной зоны не отмечается, а приемистость скважины существенно снизилась, то причину надо искать либо в увеличении пластового давления, что опреде-

лить нетрудно, либо в увеличении гидравлических сопротивлений при движении воды в стволе скважины.

Предлагаемая методика определения загрязненности призабойной зоны нагнетательных скважин позволит определить истинную причину снижения приемистости и правильно наметить мероприятия по увеличению или стабилизации поглотительной способности нагнетательной скважины.

Библиографический список

1. Тазетдинов Р. К., Тимашев Э. М. Определение оптимального давления нагнетания воды в нефтяные пласты по промысловым данным // Нефтепромысловое дело. – 1979. – С. 12–16.
2. Хабибуллин М. Я. Разработка вибротехники для эффективной закачки жидкости в нефтяной пласт: Автореф. дис…. канд. техн. наук. – Уфа, 1999. – 23 с.
3. Хабибуллин М. Я. Повышение эффективности закачки жидкости в нагнетательные скважины // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: сб. тр. междунар. науч.-техн. конф.: в 2 т. / Отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2015. – С. 161–167.
4. Хабибуллин М. Я. Повышение эффективности методов заводнения в системе поддержания пластового давления // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2014: сб. тр. междунар. науч.-техн. конф. (Октябрьский, 25 марта 2014 г.) / Отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2014. – С. 392–397.
5. Арсланов И. Г., Хабибуллин М. Я. Расчеты в теоретической и прикладной механике. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2016. – 94 с.
6. Арсланов И. Г., Хабибуллин М. Я. Применение электронных таблиц в расчетах нефтегазопромыслового оборудования // Современные технологии в нефтегазовом деле — 2016: сб. тр. междунар. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию филиала. – Уфа, 2016. – С. 10–13.
7. Хабибуллин М. Я., Шангареев Р. Р. Исследование процессов влияния давления и частоты импульсов на проникновение жидкости в песчаных образцах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 120–125.
8. Хабибуллин М. Я. Экспериментально-теоретические исследования вытеснения нефти водой с циклически изменяющейся амплитудой давления // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 6. – С. 233–241.
9. Хабибуллин М. Я., Арсланов И. Г. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 1. – С. 148–165.
10. Патент на изобретение RUS 2198288. Способ закачки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления / Султанов Б. З., Тухтеев Р. М., Хабибуллин М. Я.; заявл. 12.10.99; опубл. 10.02.03.
11. Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Давыдов А. Ю. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 3. – С. 16–21.
12. Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Сидоркин Д. И. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 109–113.
13. Патент на изобретение RUS 2241825. Устройство для закачки жидкости / Гилаев Г. Г., Тухтеев Р. М., Хабибуллин М. Я., Ибраев Р. А.; заявл. 13.02.03; опубл. 10.12.04.
14. Параметры гашения колебаний колонны насосно-компрессорных труб при работе забойных импульсных устройств / М. Я. Хабибуллин [и др.] // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2017. – № 6. – С. 19–23.
15. Хабибуллин М. Я., Сидоркин М. Я. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – Т. 3, № 3. – С. 27–32.
16. Параметры гашения колебаний колонны насосно-компрессорных труб при работе забойных импульсных устройств / М. Я. Хабибуллин [и др.] // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2017. – № 6. – С. 19–23.

Сведения об авторе

Хабибуллин Марат Яхиевич, *к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 89177414994, e-mail: m-hab@mail.ru*

Information about the author

Khabibullin M. Ya., *Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, phone: 89177414994, e-mail: m-hab@mail.ru*