

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ МЕТОДОМ КИСЛОТНО-ИМПЛОЗИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА БАВЛИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

OIL RECOVERY IMPROVEMENT BY ACID-IMPLOSION IMPACT AT BAVLY DEPOSIT

Н. Х. Габдрахманов
N. Kh. Gabdrakhmanov

Д. И. Фаттахов
D. I. Fattakhov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет, филиал,
г. Октябрьский,
Российская Федерация

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет, филиал,
г. Октябрьский,
Российская Федерация

Ufa State Petroleum Technological
University, branch,
Oktyabrskiy, Russian Federation

Ufa State Petroleum Technological
University, branch,
Oktyabrskiy, Russian Federation

С 1996 года в НГДУ «Бавлынефть» проводятся опытно-промышленные испытания комплексного кислотного-имплозионного воздействия на призабойную зону пласта на Бавлинском месторождении. Технология кислотного-имплозионного воздействия разработана для восстановления или увеличения продуктивности скважин на месторождениях, относящихся к категории низкопродуктивных, содержащих низкопроницаемые и неоднородные пласты и коллекторы, в том числе с высоковязкой нефтью.

Кислотное-имплозионное воздействие позволяет более эффективно очищать призабойную зону пласта как по толщине, так и по простиранью.

В результате увеличивается продуктивность скважины (дебит, приемистость), снижается обводненность, подключаются невыработанные пропластки.

Технология не требует изменения применяемой системы разработки. Проведен расчет технологического эффекта кислотного-имплозионного воздействия по скважине, который составит 1402,4 т.

Since 1996, Bavlyneft NGDU conducts pilot-industrial tests of complex acid-implosion impact on the bottomhole formation zone at Bavly deposit. The technology of acid-implosion influence is designed to restore or increase the productivity of wells in fields classified as low-productive, containing low permeability and heterogeneous reservoirs and reservoirs, including high-viscosity oil.

Acid-implosion impact can effectively clean the bottomhole formation zone both in thickness and in strike.

As a result, the productivity of the well is increased (flow rate, injectivity), the water cut is reduced, and unprocessed interlayers are connected.

The technology does not require a change in the development system used. The calculation of the technological effect of the acid-implosion impact on the well, which will amount to 1402.4 tons, is made.

При исследовании нефтяного месторождения рассматривается потенциальная возможность увеличения производительности скважин. Значительное отличие фактической проницаемости призабойной зоны, оказывающей главное воздействие на расход нефтяных и приемистость нагнетательных скважин, от

естественной подтверждено многочисленными исследованиями. В ходе разработки и эксплуатации скважин в призабойной зоне пласта (ПЗП) происходит изменение коллекторских свойств. Снижение естественных фильтрационно-емкостных свойств призабой-

Key words

кислотное-имплозионное
воздействие,
призабойная зона пласта,
эксплуатация, поддержание
пластового давления,
нефтеотдача, пластовое давление

Ключевые слова

acid-implosion impact,
bottomhole formation zone,
operation, maintenance
of reservoir pressure, oil recovery,
formation pressure

ной зоны пласта в основном обуславливается следующими факторами:

а) неполная или полная кольматация поровых каналов глинистым веществом.

При первичном вскрытии в пласт попадают глинистые частички, которые, коагулируясь, существенно сужают поровые каналы и малые трещины. Фильтрат бурильного раствора, который находится в призабойной зоне пласта, сохраняет прискважинную часть в низкопроницаемых областях и значительно уменьшает фазовую проницаемость для нефти. Помимо этого, проникновение фильтрата в ПЗП проявляет блокирующее влияние, которое связано с капиллярными явлениями, и способствует разбуханию глинистых компонентов коллектора.

б) при ремонтных работах в ходе эксплуатации скважин происходит загрязнение ПЗП.

Степень негативного воздействия при подземном ремонте находится в зависимости от гидростатического давления столба промывочной жидкости и пластового давления, несмотря на то что совершаются те же процессы, что и при основном вскрытии пласта. Из-за появления нерастворимых осадков от взаимодействия промывочного раствора с пластовыми флюидами возможно закупоривание поровых каналов;

в) в ходе эксплуатации из-за перемены тепловых условий происходят осаждение и адсорбирование асфальтосмолистых и парафинистых элементов на плоскости поровых и перфорационных каналов в призабойной зоне пласта;

г) наличие капиллярно-удержанной и пленочной нефти и физико-химические перевоплощения пластовых жидкостей в системе «нефть — газ — вода — порода» [1].

Негативное воздействие на приемистость в нагнетательных скважинах оказывают такие условия:

— кольматация механическими примесями, нефтепродуктами, сульфидами железа,

продуктами коррозии и взаимодействия ингибиторов с закачиваемой сточной водой;

— при применении пресной воды в целях поддержания пластового давления (ППД) происходит разбухание глинистых элементов [2].

Закачку обрабатывающего состава производят при помощи кислотно-имплозионного устройства, спускаемого на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ). Приблизительно 20–30 % данного раствора проникает в пласт. Далее на штангах спускают 2–3 соединенных между собой плунжера. В период работы плунжеров образуются гидроудар и местная депрессия, которые формируют временное состояние имплозии и волновой удар.

Способ кислотно-имплозионного воздействия (КИВ) относится к физико-химическим. В результате его применения происходят повышение функционирующих толщин пласта (как правило, в 2 раза), увеличение пластовых давлений на 1–2 МПа (в том числе и при использовании на залежах, функционирующих на природном режиме), повышение коэффициентов продуктивности и приведённого радиуса скважин. Это свидетельствует о вовлечении в эксплуатацию ранее не работавших зон, т.е. об увеличении охвата месторождения воздействием.

Максимальный результат от КИВ проявляется в скважинах при следующих параметрах: расстояние между нижними отверстиями перфорации и водоносным пропластком 3 м, интервалы перфорации без осадков и посторонних продуктов, расстояние между обрабатываемым пластом и водоносным горизонтом в пределах 2 м [3]. Геолого-физические параметры пласта для успешного проведения КИВ приведены в таблице 1 [4].

КИВ может применяться в скважинах:

- сразу после вторичного вскрытия пласта;
- после различных соляно-кислотных обработок.

Таблица 1. Геолого-физические параметры пласта для применения кислотно-имплозионного воздействия

Тип коллектора	терригенный, карбонатный
Проницаемость коллектора, мкм ²	без ограничения
Пористость, %	более 10
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа/с	1–200
Минерализация пластовых и закачиваемых вод, г/л	не регламентируется
Стадия разработки	поздняя
Обводненность продукции добывающей скважины, %	не более 50
Пластовая температура, °С	не ограничивается
Глубина залегания пласта, м	не регламентируется
Пластовое давление, МПа	не ниже 0,7

При значительной разнородности пласта по толщине, при вязкости нефти от 1 до 200 МПа·с, пластовом давлении не ниже 0,7 МПа и обводненности не более 50 % КИВ дает возможность осуществлять кислотную обработку карбонатных коллекторов в призабойной области пласта.

Дополнительная добыча отдельных скважин после обработки призабойной зоны пласта методом КИВ представлена в таблице 2 [5, 6].

Из анализа таблицы 2 видно, что КИВ считается эффективным, так как количество эффективных скважино-операций достигло 72 %, умеренный прирост нефти составил 1,63 т/сут на одну скважину; в результате дополнительно получено 15687 т нефти с начала применения данного способа.

Для определения технологической эффективности рассчитаем изменение дебита нефти К по формуле:

$$K = \frac{\sum q_2}{\sum q_1} * 100 - 100 = \frac{32,8}{11,2} * 100 - 100 = 192,86\%, \quad (1)$$

где $\sum q_2$ — дебит нефти после воздействия, т/сут;

$\sum q_1$ — дебит нефти до воздействия, т/сут.

В соответствии с критериями отбора скважин для проведения кислотно-имплозионной обработки выберем скважину № 139 с дебитом $q_{1пр} = 2,2$ т/сут.

Дебит нефти после воздействия по скважине № 139 $q_{2пр}$ определяется по формуле [7]:

$$q_{2пр} = q_{1пр} \frac{100+K}{100} = 2,2 \frac{100+192,86}{100} = 6,44 \text{ т/сут}, \quad (2)$$

Таблица 2. Результаты КИВ на ПЗП

Номер скважины	Дата применения КИВ на ПЗП с начала КИВ, т	Показатели						Дополнительная добыча нефти,
		до КИВ			после КИВ			
		$Q_{жс}$, т/сут	$Q_{н}$, т/сут	B , %	$Q_{жс}$, т/сут	$Q_{н}$, т/сут	B , %	
139	04.09.2015	2,6	2,2	15,4	3,9	3,3	15,3	2680
390	24.06.2016	1,9	1,5	21,0	2,1	1,7	19,0	852
469	16.04.2014	0,5	0,3	40,0	3,1	2,2	29,0	798
592	25.01.2017	1,5	1,1	26,7	3,4	2,8	17,6	2093
682	29.05.2017	1,9	1,5	21,0	5,7	4,5	21,0	2130
743	27.08.2015	0,8	0,5	37,5	5,1	4,3	15,6	2491
896	12.03.2016	1,4	1,1	21,4	2,4	1,9	20,8	689
1107	07.02.2016	1,8	1,4	22,5	7,5	5,9	21,0	1214
1016	04.03.2014	1,9	1,6	15,8	7,2	6,2	13,8	2740

Таблица 3. Технологический эффект по проектной скважине

Номер скважины	Показатели						Дополнительная добыча нефти с начала воздействия на скважину, т
	до ОПЗ			после ОПЗ			
	$Q_{жс}$, т/сут	$Q_{н}$, т/сут	B , %	$Q_{жс}$, т/сут	$Q_{н}$, т/сут	B , %	
139	2,6	2,2	15,4	3,9	3,3	15,3	2680

где $q_{1пр}$ — текущий дебит нефти скважины, т/сут;

K — коэффициент изменения дебита нефти, %.

Технологический эффект (дополнительная добыча нефти) КИВ определяется по формуле:

$$\Delta Q_{пр} = (q_2 - q_1) * 365 * K_{экс} - \Delta Q_{пот}, \quad (3)$$

где q_2 — дебит нефти после воздействия, т/сут;

q_1 — дебит нефти до обработки, т/сут;

365 — количество дней в году;

$K_{экс}$ — коэффициент эксплуатации действующего фонда нефтяных скважин, принимаемый равным 0,915;

$\Delta Q_{пот}$ — потери нефти в результате простоя скважины при проведении обработок, т.

Потери нефти в результате простоя скважин при проведении обработки по скважине № 139 $\Delta Q_{пот}$ определяются по формуле:

$$\Delta Q_{пот} = \frac{(q_{1пр} * 149)}{24} = \frac{(2,2 * 149)}{24} = 13,65 \text{ т}, \quad (4)$$

где 149 — общее время проведения работ, ч; 24 — количество часов в сутках.

Тогда технологический эффект от проведения КИВ скважины № 139 составит:

$$\Delta Q_{пр1} = (6,44 - 2,2) * 365 * 0,915 - 13,65 = 1402,4 \text{ т}.$$

Показатели технологического эффекта по проектной скважине сведены в таблицу 3.

Вывод

Разработан проект подбора скважины, сделан расчет технологического эффекта от кис-

лотно-имплозионного воздействия по скважине, который составит 1402,4 т.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Альмухаметова Э.М., Габдрахманов Н.Х., Габзалилова А.Х. Эксплуатация скважин в осложненных условиях. Уфа, 2015. 116 с.

2. Пат. 2189439 РФ, МПК Е 21 В 43/16. Способ разработки нефтяных месторождений и блочная комплексная система установок для его осуществления / А.Т. Тимашев, Н.Х. Габдрахманов, А.А. Тимашева, Ф.Х. Хамидуллин (РФ). 99103802/03, 22.02.1999; 20.09.2002. Бюл. № 26.

3. Халимов Р.Н., Тазетдинов Д.И., Альмухаметова Э.М., Халимов И.Н., Габдрахманов Н.Х., Петрова Л.В., Нугаев Р.Я., Хазипов Р.Х. Исследование нагнетательных скважин с повышенными устьевыми давлениями вследствие высоких пластовых давлений автономными приборами методом термометрии // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. Вып. 4 (98). С. 98–107.

4. Инструкция по применению комбинированных технологий увеличения нефтеизвлечения из карбонатных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами соляно-кислотными композициями. Казань: Татнефтеотдача, 2001. 127 с.

5. Отчет по теме «Проект разработки Бавлинского нефтяного месторождения». Бугульма: ТатНИПИнефть, 2010. 150 с.

6. Геологическое строение и разработка Бавлинского нефтяного месторождения. Бавлы: НГДУ «Бавлынефть», 1995. 520 с.

7. Мищенко И.Т. и др. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1984. 272 с.

2. Timashev A.T., Gabdrakhmanov N.Kh., Timasheva A.A., Khamidullin F.Kh. *Sposob razrabotki neftyanykh mestorozhdenii i blochnaya kompleksnaya sistema ustanovok dlya ego osushchestvleniya* [Method of Oil Fields Development and a Block Complex System of Installations for Its Implementation]. Patent RF, No. 2189439, 2002. [in Russian].

3. Khalimov R.N., Tazetdinov D.I., Al'mukhametova E.M., Khalimov I.N., Gabdrakhmanov N.Kh., Petrova L.V., Nugaev R.Ya., Khazipov R.Kh. *Issledovanie nagnatel'nykh skvazhin s povyshennymi ust'evymi davleniyami vsledstvie vysokikh plastovykh davlenii avtonomnymi priborami metodom termometrii* [Analysis of Injection Wells with High Wellhead Pressure and High Reservoir Pressure by Autonomous Equipment Based on Thermometry Method]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefii i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2014, Issue 4 (98), pp. 98–107. [in Russian].

4. *Instruktsiya po primeneniyu kombinirovannykh tekhnologii uvelicheniya nefteizvlecheniya iz karbonatnykh kollektorov s trudnoizvlekaemyimi zapasami solyano-kislotnymi kompozitsiyami* [Instruction on the Application of Combined Technologies for Increasing Oil Recovery from Carbonate Reservoirs with Hard-to-Recover Reserves of Hydrochloric Acid Compositions]. Kazan, Tatnefteotdacha Publ., 2001. 127 p. [in Russian].

5. *Otchet po teme «Proekt razrabotki Bavlinskogo neflyanogo mestorozhdeniya»* [Report on the «Project for the Development of the Bavly Oil Field»]. Bugul'ma, TatNIPIneft Publ., 2010. 150 p. [in Russian].

6. *Geologicheskoe stroenie i razrabotka Bavlinskogo neflyanogo mestorozhdeniya* [Geological Structure and Development of the Bavly Oil Field]. Bavlly, NGDU «Bavlyneft», 1995. 520 p. [in Russian].

7. Mishchenko I.T. e.a. *Sbornik zadach po tekhnologii i tekhnike neftedobychi: ucheb. posobie dlya vuzov* [Collection of Tasks on Method and Technology of Oil Production: Textbook for High Schools]. Moscow, Nedra Publ., 1984. 272 p. [in Russian].

REFERENCES

1. Al'mukhametova E.M., Gabdrakhmanov N.Kh., Gabzalilova A.Kh. *Ekspluatatsiya skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh* [Well Operation in Complicated Conditions]. Ufa, 2015. 116 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ**ABOUT THE AUTHORS**

Фаттахов Динар Ильдарович, студент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

Dinar I. Fattakhov, student of Exploration and Development of Oil And Gas Fields Department, USPTU, Branch, Oktyabrskiy, Russian Federation

e-mail: f.dinar007@gmail.com

Габдрахманов Нурфаяз Хабибрахманович, доктор технических наук, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

Nurfayaz Kh. Gabdrakhmanov, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Exploration and Development of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Branch, Oktyabrskiy, Russian Federation

e-mail: elikaza@mail.ru