DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.8

УДК 622.276

© Поплыгин В.В., Белоглазова Е.А., Иванова А.С., 2014

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

В.В. Поплыгин, Е.А. Белоглазова*, А.С. Иванова**

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

*ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия

**Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПНефть» в г. Перми,
Пермь, Россия

Рассмотрены результаты применения кислотного состава ДН-9010 для интенсификации притока нефти к скважинам в башкирских и турнейских отложениях на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Соликамской депрессии, Юрюзано-Сылвенской депрессии, Ножовской группы). Приведены геолого-физические характеристики рассматриваемых объектов. Проведена оценка влияния технологических и геолого-физических параметров пластов на успешность проведения кислотных обработок путем сравнения коэффициентов продуктивности и дебитов скважин до и после кислотной обработки. Выполнена оценка дебитов нефти после обработки с дебитами нефти, которые были бы получены при неизменной депрессии, и оценена эффективность кислотных обработок. При увеличении обводненности продукции и уменьшении забойного давления их эффективность снижается. Для оценки технологического эффекта построены диаграммы дебита после обработки и дебита до обработки при первоначальной депрессии. Установлено, что положительный технологический эффект получается не всегда, а дополнительная добыча нефти обуславливается увеличением депрессии на пласт. Выявлена зависимость коэффициента продуктивности после обработок от удельного расхода реагента. Получены практические зависимости прироста дополнительной добычи по нефти от геолого-технологических параметров (гидропроводность и забойное давление) до обработки для турнейских и башкирских отложений. Полученные зависимости можно применять для прогноза дополнительной добычи нефти от исходных геолого-технологических параметров пласта.

Ключевые слова: залежь нефти, скважина, коэффициент продуктивности, призабойная зона пласта, кислотная обработка, дебит, обводненность, забойное давление, давление насыщения, геолого-техническое мероприятие, дополнительная добыча нефти.

ANALYSIS OF ACID TREATMENTS IN COMPLEX GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL CONDITIONS

V.V. Poplygin, E.A. Beloglazova*, A.S. Ivanova**

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

*LLC "LUKOIL-PERM", Perm, Russian Federation

**Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPNefit" in Perm,
Perm, Russian Federation

The results of the acid composition DN-9010 application for the stimulation of well stream in the Bashkirian and Tournaisian deposits of the LLC "LUKOIL-Perm" fields (Solikamskaya depression, Yuryuzano-Sylvenskaya depression, and Nozhovskaya group) are examined. Geological and physical characteristics of the objects are given. The influence of technological, geological and physical reservoir parameters on the success of the acid treatments by comparing coefficients of productivity and production rates before and after acid treatment was estimated. Oil flow rate after treatment with oil flow rates, which would be obtained at a constant depression were compared, and the effectiveness of acid treatments was assessed. With increasing water cut and reducing bottomhole pressure their effectiveness decreases. To assess the technological effect flow rate diagrams after treatment and before treatment upon initial depression were constructed. It was found that positive technological effect is not always presented, additional oil production is due to an increase in depression on a layer. The coefficient of productivity after treatments dependence on the specific reagent consumption is revealed. Practical depending on the growth of additional production of oil from the geological and technological parameters (hydraulic conductivity and bottomhole pressure) before treatment for Tournaisian and Bashkirian deposits are received. The dependences obtained can be used for prediction of additional oil production from the initial geological and technological parameters of the formation.

Keywords: oil reservoir, well, productivity factor, bottomhole formation zone, acid treatment, flow rate, water cut, bottomhole pressure, saturation pressure, geological and technical measures, additional oil production.

Введение

Призабойная зона пласта (ПЗП) является одной из главных составляющих в гидродинамической системе пласт – скважина. Уменьшение поперечного сечения ПЗП по ряду причин ведет к увеличению скорости фильтрации и, как следствие, к увеличению фильтрационных сопротивлений, на преодоление которых энергии пласта будет расходоваться все больше и меньше на поднятие флюида от забоя до устья скважины, что будет способствовать раннему внедрению насосного способа эксплуатации скважин и, как следствие, увеличению себестоимости добычи.

В целях снижения фильтрационных сопротивлений необходимо осуществлять мероприятия по воздействию на ПЗП для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины и по увеличению системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой ограниченной области пласта.

В настоящее время во всех нефтегазодобывающих регионах наблюдается ухудшение структуры запасов и истощение высокопродуктивных залежей, что приводит к возрастанию доли трудноизвлекаемых запасов с низкими дебитами скважин. Таким образом, важнейшей проблемой в нефтяной промышленности является повышение эффективности добычи нефти, с использованием геологотехнических мероприятий, предназначенных для интенсификации притока нефти к скважинам [1, 2].

На территории Пермского края из карбонатных коллекторов добывается около половины углеводородного сырья. Наиболее распространенным способом повышения продуктивности скважин в карбонатных коллекторах является их обработка соляной кислотой [3–7]. Основной задачей кислотной обработки скважин является восстановление коллекторских свойств пласта в призабой-

ной зоне за счет разрушения, растворения и выноса в ствол скважины коагулирующих твердых частиц, улучшения фильтрационных характеристик ПЗП путем расширения существующих и создания новых трещин. Но технология обработки соляной кислотой имеет ряд недостатков, которые были учтены при разработке композиции ДН-9010, включающей минеральную кислоту, замедлитель реакции с карбонатной составляющей пласта, растворитель-гомогенизатор, ингибитор коррозии и поверхностно-активные вещества (ПАВ). ДН-9010 отличается следующими преимуществами [2]:

- снижение скорости взаимодействия с карбонатной породой;
- улучшение моющего воздействия состава;
- повышение растворяющего действия на отложения асфальто-смоло-парафинистых веществ (АСПВ).

Результаты исследований

В работе проанализированы результаты кислотных обработок составом ДН-9010 скважин башкирских и турнейских отложений Пермского края. Геолого-физические параметры рассмотренных объектов представлены в таблице.

Геолого-физические параметры башкирских и турнейских отложений

Параметр	Т	Бш
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1,93–87,1	1,19–13,94
Проницаемость, мкм ²	0,0019–1,15	0,0012–0,033
Пористость, %	11,0–22,0	10,0–19,0
Обводненность, %	1,3–67,0	0,5–45,0
Пластовое давление, МПа	10,124–18,315	7,231–15,093
Забойное давление, МПа	2,904–15,137	1,029–9,143
Давление насыщения, МПа	8,1–15,5	8,6–16,4
Гидропроводность, мкм ² ·см/мПа·с	0,027–9,984	0,314–8,1

Коэффициент продуктивности определен по данным гидродинамических исследований (ГДИ). Коэффициент продуктивности скважин после обработки по турнейскому пласту (Т) в среднем увеличился в 9,8 раз, по башкирскому пласту (Бш) в 3,88 раза (рис. 1). Средний прирост дебита нефти по пласту Т составляет 12,7 м³/сут, по пласту Бш 9,1 м³/сут, при продолжительности эффекта от 2 до 61 мес. (рис. 2).

Рис. 1. Зависимость коэффициента продуктивности после обработки от коэффициента продуктивности до мероприятия: ◆ Т; ■ Бш

Для оценки технологического эффекта построены диаграммы реального дебита после обработки и дебита после обработки при первоначальной депрессии

Рис. 2. Зависимость дебита по нефти после проведения мероприятия от дебита до мероприятия: ◆ Т; ■ Бш

для пласта Т (рис. 3) и для пласта Бш (рис. 4). Оценка технологической эффективности была произведена по 51 скважине. Технологический эффект рассчитан путем сравнения реального дебита после обработки и дебита при неизменной первоначальной депрессии. В итоге положительный технологический эффект получен в 42 скважинах (82,35 %), отрицательный – в 9 скважинах (17,65 %). Отрицательный технологический эффект связан с тем, что дополнительный прирост дебита по нефти получен с помощью увеличения депрессии на пласт и подключения дополнительных низкопроницаемых нефтяных пропластков.

Рис. 3. Сравнительная диаграмма дебита после обработки и дебита после обработки при первоначальной депрессии для пласта Т: ■ Q_n исходные условия; ■ Q_n после обработки

Рис. 4. Сравнительная диаграмма дебита нефти до обработки и дебита после обработки при первоначальной депрессии для пласта Бш: ■ Q_n исходные условия; ■ Q_n после обработки

С увеличением депрессии на пласт после проведения кислотной обработки дебит по нефти несколько увеличивается, а обводненность снижается (рис. 5). На рис. 6 представлен график зависимости относительного дебита по нефти от обводненности, на рис. 7 – зависимость

Рис. 5. Зависимость дебита и обводненности после кислотной обработки от депрессии на пласт Т

Рис. 6. Зависимость относительного дебита по нефти от обводненности: ◆ Т; ■ Бш

Рис. 7. Зависимость обводненности после ГТМ от обводненности до ГТМ: ◆ Т; ■ Бш

обводненности после геолого-технических мероприятий (ГТМ) от обводненности до ГТМ. Из представленных зависимостей следует, что степень увеличения дебита нефти тем выше, чем ниже обводненность. Воздействие на ПЗП скважин по технологии простой кислотной обработки приводит не только к увеличению потока нефти, но и к росту попутно добываемой воды.

Зависимость времени эффекта от приведенного к давлению насыщения забойного давления имеет вид выпуклой к оси значений давления экспоненциальной кривой, при помощи которой можно установить, что с увеличением приведенного забойного давления наблюдается увеличение времени эффекта (рис. 8). Продолжительность эффекта была определена путем сравнения фактического дебита на текущий момент времени с тем дебитом, с которым скважина работала до начала обработки ПЗП. Время эффекта тем выше, чем выше $P_{заб}$, поэтому

Рис. 8. Зависимость продолжительности прироста в добыче нефти после проведения кислотной обработки от забойного давления в турнейских отложениях

наибольшее время эффекта достигается при $P_{\text{заб}}$ выше $0,75P_{\text{нас}}$, т.е. наиболее рациональной является эксплуатация залежей с забойным давлением на уровне давления насыщения [8–15]. Это объясняется тем, что при продолжительной эксплуатации скважин с пониженным забойным давлением (ниже давления насыщения) в призабойных зонах пласта (ПЗП) на поверхности каналов образуется слой из высокомолекулярных соединений нефти, препятствующий при обработках непосредственному контакту кислотного раствора с породой [16].

По рассматриваемым объектам отмечается зависимость увеличения прироста продуктивности скважин от увеличения пористости, что связано с комплексным действием композиции, направленным на глубокую проработку коллектора, и с увеличением проницаемости в призабойной зоне в результате взаимодействия кислотного агента с карбонатным коллектором (рис. 9). Величины пористости ниже граничной (менее 10 %) не рассматривались.

Добыча нефти растет пропорционально увеличению работающей нефтенасыщенной толщины (рис. 10).

С ростом удельного расхода реагента для 1 м эффективной толщины пласта наблюдается увеличение коэффициента продуктивности после обработки (рис. 11).

На рис. 12, 13 приведены зависимости дополнительной добычи нефти от геолого-технологических параметров. Наблю-

дается увеличение дополнительной добычи нефти с ростом забойного давления и гидропроводности.

Рис. 9. Зависимость относительной продуктивности от пористости: $\blacklozenge$ Т; $\blacksquare$ Бш

Рис. 10. Зависимость дополнительной добычи нефти от эффективной толщины пласта: $\blacklozenge$ Т; $\blacksquare$ Бш

Рис. 11. Зависимость коэффициента продуктивности от удельного расхода реагента: $\blacklozenge$ Т; $\blacksquare$ Бш

Рис. 12. Зависимость дополнительной добычи нефти от приведенного к давлению насыщения забойного давления: ◆ Т; ■ Бш

Рис. 13. Зависимость дополнительной добычи от гидропроводности: ◆ Т; ■ Бш

По результатам статистической обработки имеющейся информации получены зависимости, позволяющие прогноиро-

вать объем дополнительной добычи нефти от геолого-технологических параметров.

$$- \text{для пласта турнейского пласта } Q_{\text{доп}} = -1957,97 + 925,5E + 9121,14 \cdot \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}};$$

$$- \text{для пласта башкирского пласта } Q_{\text{доп}} = 2537,74 + 5756,15E + 11225,8 \cdot \frac{P_{\text{заб}}}{P_{\text{нас}}},$$

где E – гидропроводность; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, МПа; $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения нефти газом, МПа.

Заключение

В результате проведенных в работе исследований сделаны следующие выводы:

– результаты кислотной обработки зависят от геолого-технологических параметров;

– выявлено, что при увеличении обводненности продукции и уменьшении забойного давления эффективность их уменьшается;

– получена зависимость для оценки потенциальной дополнительной добычи нефти после кислотной обработки от геолого-технологических параметров.

Список литературы

1. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Ерофеев А.А. Влияние газа и деформаций коллектора на показатели работы скважин после гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 102–103.
2. Результаты обработок составом ДН-9010 призабойных зон пластов БШ нефтяных месторождений района ВКМКС / В.В. Поплыгин, И.С. Давыдова, И.В. Кузнецов, С.В. Галкин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2010. – № 5. – С. 70–74.
3. McElfresh P., Holcomb D., Ector D. Application of nanofluid technology to improve recovery in oil and gas wells // Society of Petroleum Engineers – SPE International Oilfield Nanotechnology Conference. – 2012. – P. 46–51.
4. Simulation and visualization of near-well flow / P. Valsecchi, D. McDuff, D.-L. Chang, H. Huang, J. Burdette, T. Long, C. Karmonik // SPE Production and Operations Symposium, Proceedings. – 2012. – Vol. 2. – P. 815–829.
5. Acidizing-induced damage in sandstone injector wells: Laboratory testing and a case history / A.M. Al-Mohammad, M.H. Alkhalidi, S.H. Al-Mutairi, A.A. Al-Zahrani // SPE. – 2012. – September. – Vol. 17, iss. 3. – P. 885–902.
6. A comprehensive model of high-rate matrix-acid stimulation for long horizontal wells in carbonate reservoirs: Part i-scaling up core-level acid wormholing to field treatments / K. Furui, R.C. Burton, D.W. Burkhead, N.A. Abdelmalek, A.D. Hill, D. Zhu, M. Nozaki // SPE. – 2012. – March. – Vol. 17, iss. 1. – P. 271–279.
7. The application of new diverted acidizing technology in tarim oilfield DH1-H2 well / J. Shen, Q. Shan, Z. Yang, H. Zhou, J. Yuan, X. Liu // Well Testing. – 2011. – October. – Vol. 20, iss. 5. – P. 40–43.

8. Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Оценка рационального забойного давления для залежей с высокой газонасыщенностью нефти // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 104–105.
9. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Чалов С.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при разработке залежей нефти с высокой газонасыщенностью // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 8. – С. 104–106.
10. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Черных И.А. Приток в скважину, находящуюся в периодическом режиме эксплуатации, при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 66–68.
11. Поплыгин В.В., Галкин С.В. Прогнозная экспресс-оценка показателей разработки нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3. – С. 54–58.
12. Поплыгин В.В. Динамика продуктивности добывающих скважин при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 28–29.
13. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 120–122.
14. Поплыгин В.В. Прогнозирование продуктивности скважин и темпов нефтеизвлечения при высокой газонасыщенности пластовой нефти (на примере месторождений Верхнего Прикамья): автореф. дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2011. – 20 с.
15. Поплыгин В.В., Головизина А.А. Прогнозирование отборов нефти при разработке нефтяных месторождений с учетом изменения продуктивности скважин // Нефть, газ и бизнес. – 2011. – № 8. – С. 24–26.
16. Лысенков А.В., Антипин Ю.В., Стеничкин Ю.Н. Интенсификация притока нефти из гидрофобизированных карбонатных коллекторов с высокой обводненностью // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 36–39.

References

1. Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Erofeev A.A. Vliianie gaza i deformatsii kollektora na pokazateli raboty skvazhin posle gidrorazryva plasta [Gas influence and deformations the collector on performance of wells after hydrofracturing]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 10, pp. 102–103.
2. Poplygin V.V., Davydova I.S., Kuznetsov I.V., Galkin S.V. Rezultaty obrabotok sostavom DN-9010 prizaboynykh zon plastov BSh neftianykh mestorozhdenii raiona VKMKS [Results treatments composition DN-9010 bottomhole zone layers BS oilfield area VKMKS]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2010, no. 5, pp. 70–74.
3. McElfresh P., Holcomb D., Ector D. Application of nanofluid technology to improve recovery in oil and gas wells. *Society of Petroleum Engineers. SPE International Oilfield Nanotechnology Conference*, 2012, pp. 46–51.
4. Valsecchi P., McDuff D., Chang D.L., Huang H., Burdette J., Long T., Karmonik C. Simulation and visualization of near-well flow. *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*, 2012, vol. 2, pp. 815–829.
5. Al-Mohammad A.M., Alkhalidi M.H., Al-Mutairi S.H., Al-Zahrani A.A. Acidizing-induced damage in sandstone injector wells: Laboratory testing and a case history. *SPE*, 2012, vol. 17, no. 3, pp. 885–902.
6. Furui K., Burton R.C., Burkhead D.W., Abdelmale N.A., Hill A.D., Zhu D., Nozaki M. A comprehensive model of high-rate matrix-acid stimulation for long horizontal wells in carbonate reservoirs: Part i-scaling up core-level acid wormholing to field treatments. *SPE*, 2012, vol. 17, no. 1, pp. 271–279.
7. Shen J., Shan Q., Yang Z., Zhou H., Yuan J., Liu X. The application of new diverted acidizing technology in tarim oilfield DH1-H2 well. *Well Testing*, 2011, vol. 20, no. 5, pp. 40–43.
8. Poplygin V.V., Poplygina I.S. Otsenka ratsional'nogo zaboynogo davleniia dlia zalezhei s vysokoi gazonasyschennost'iu nefti [Evaluation rational bottomhole pressure deposits with high gas saturation oil]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 10, pp. 104–105.
9. Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Chalov S.V. Izmenenie produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin pri razrabotke zalezhei nefti s vysokoi gazonasyschennost'iu [Changes in productivity producing wells in developing of oil deposits with high gas saturation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 8, pp. 104–106.
10. Mordvinov V.A., Poplygin V.V., Chernykh I.A. Pritok v skvazhinu, nakhodiashchiusia v periodicheskom rezhime ekspluatatsii, pri vysokoi gazonasyschennosti plastovoi nefti [Inflow into the well, located in batchwise mode exploitation at high gas saturation of reservoir oil]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 5, pp. 66–68.

11. Poplygin V.V., Galkin S.V. Prognoznaia ekspress-otsenka pokazatelei razrabotki neftiannykh zalezhei [Projected rapid assessment indicators of development of oil deposits]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 3, pp. 54–58.

12. Poplygin V.V. Dinamika produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin pri vysokoi gazonasyszhennosti plastovoi nefiti [Dynamics of productivity of producing high gas saturation of reservoir oil]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 10, pp. 28–29.

13. Mordvinov V.A., Poplygin V.V. Izmenenie produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin pri snizhenii plastovykh i zaboinykh davlenii [Changes in productivity the production wells while reducing the formation and bottomhole pressures]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 8, pp. 120–122.

14. Poplygin V.V. Prognozirovanie produktivnosti skvazhin i tempov nefteizvlecheniia pri vysokoi gazonasyszhennosti plastovoi nefiti [Predicting well productivity and oil recovery rates at high gas saturation of reservoir oil], abstract thesis of the candidate technical sciences. St.-Petersburg, 2011. 20 p.

15. Poplygin V.V., Golovizina A.A. Prognozirovanie otborov nefiti pri razrabotke neftiannykh mestorozhdenii s ucheto izmeneniia produktivnosti skvazhin [Forecasting oil withdrawal in developing oil fields to reflect changes in the productivity of wells]. *Neft', gaz i biznes*, 2011, no. 8, pp. 24–26.

16. Lysenkov A.V., Antipin Iu.V., Stenichkin Iu.N. Intensifikatsiia pritoka nefiti iz gidrofobizirovannykh karbonatnykh kollektorov s vysokoi obvodnennost'iu [Stimulation of inflow of oil Hydrophobized carbonate reservoirs with high water content]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2009, no. 6, pp. 36–39.

Об авторах

Поплыгин Владимир Валерьевич (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: poplygin@bk.ru).

Белоглазова Екатерина Андреевна (Полазна, Россия) – инженер службы по контролю за разработкой месторождений ЦДНГ № 4, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (618703, Пермский край, п. Полазна, ул. Пяткина, 59; e-mail: glyukovka@gmail.com).

Иванова Алена Сергеевна (Пермь, Россия) – инженер отдела гидродинамического моделирования филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614010, г. Пермь, ул. Героев Хасана, 9а; e-mail: anisa1974@mail.ru).

About the authors

Vladimir V. Poplygin (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in technical sciences, associate professor of oil and gas technologies department, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskiy ave., 29; e-mail: poplygin@bk.ru).

Ekaterina A. Beloglazova (Polazna, Russian Federation) – engineer of control over the field development service, CDNG № 4 of LLC "LUKOIL-PERM" (618703, Perm krai, Polazna, Piatkina st., 59; e-mail: glyukovka@gmail.com).

Alena S. Ivanova (Perm, Russian Federation) – engineer of hydrodynamic modeling department of branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "PermNIPIneft" in Perm (614990, Perm, Geroev Khasana st., 9a; e-mail: anisa1974@mail.ru).

Получено 05.02.2014