УДК 622.276.6

**А.В. Фомкин**
*канд техн. наук*
*заместитель генерального директора*
*АО «ВНИИнефть»[1]*
*office@vniineft.ru*

**П.А. Гришин**
*заместитель генерального директора по исследованиям*
*АО «ВНИИнефть»[1]*
*office@vniineft.ru*

**А.М. Петраков**
*д-р техн. наук*
*действительный член РАЕН*
*АО «ВНИИнефть»[1]*
*Центр физико-химических и газовых МУН*
*директор*
*ampetrakov@vniineft.ru*

**Е.Н. Байкова**
*канд. геол.-мин. наук*
*АО «ВНИИнефть»[1]*
*Центр физико-химических и газовых МУН*
*заместитель директора*

**Р.Р. Раянов**
*АО «ВНИИнефть»[1]*
*Центр физико-химических и газовых МУН*
*руководитель направления*
*RRayanov@vniineft.ru*

**А.К. Подольский**
*АО «ВНИИнефть»[1]*
*Центр физико-химических и газовых МУН*
*ведущий специалист*

**М.А. Кузнецов**
*ОАО «СН-МНГ»[2]*
*заместитель генерального директора – главный геолог*
*KuznecovMA@mng.slavneft.ru*

**С.М. Ишкинов**
*ОАО «СН-МНГ»[2]*
*управление разработки нефтегазовых месторождений*
*начальник отдела по методам увеличения нефтеотдачи и поддержания пластового давления*
*IshkinovSM@mng.slavneft.ru*

**Т.И. Кузнецова**
*Самарский государственный технический университет[3]*
*кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений*
*доцент*
*devlpt@samgtu.ru*

# Результаты применения технологии системного воздействия на пласт ЮВ$_1^1$ Аригольского месторождения

[1]Россия, 127422, Москва, Дмитровский проезд, 10.
[2] ОАО «Славнефть–Мегионнефтегаз» Россия, 628684, Ханты–Мансийский автономный округ – Югра, Мегион, ул. А.М. Кузьмина, 51
[3]Россия, 44310, Самара, ул. Ново–Садовая, 10, корп. 9.

*Рассмотрены технологические и экономические результаты внедрения технологии системного воздействия на пласт ЮВ11 Аригольского месторождения*

**Ключевые слова:** системное воздействие на пласт; выравнивание профиля приёмистости; ограничение водопритока; технологическая эффективность; дополнительная добыча нефти; сокращение попутно добываемой воды; повышение нефтеотдачи

Общеизвестен и неоспорим тот факт, что оптимизация всех бизнес-процессов и повышение рентабельности разработки нефтяных месторождений – актуальнейшая задача современности, стоящая перед всей нефтегазовой отраслью России.

Ключом решения этой задачи является перманентное сотрудничество и обмен знаниями между отраслевой наукой и производством. Рассмотренные в статье результаты применения технологии системного воздействия на пласт (СВП) на одном из участков Аригольского месторождения подтверждают справедливость и перспективность данного тренда.

## Характеристика и основные проблемы разработки Аригольского месторождения

Промышленная нефтеносность Аригольского месторождения связана с отложениями пласта $ЮВ_1^1$, который представляет собой песчано-алевролитовые и глинистые породы с прослоями плотных карбонатизированных разностей.

Основные данные по геологическому строению и неоднородности пласта $ЮВ_1^1$ на рассматриваемом участке месторождения представлены в ***табл. 1***.

Отбор от НИЗ составляет 66% при обводненности продукции 93,9%, ВНФ – 4,2. Текущие показатели свидетельствуют о том, что в разработку вовлечены не все запасы объекта (***рис. 1***). Наблюдается отставание отбора запасов от обводненности продукции, которое составляет 0,7 д.ед.

Основными причинами высокой обводненности продукции скважин является применение большеобъемных (более 40 т проппанта) ГРП с 2004 г., а также прорыв закачиваемой воды по высокопроницаемым пропласткам с 2006 г. при резком увеличении объемов закачиваемой воды для ППД (***рис. 1, 2***).

Для решения проблем с опережающим обводнением продукции скважин на опытном участке Аригольского месторождения выполнены работы по системному воздействию на пласт (СВП) с применением технологий выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах (ВПП) и ограничения водопритока в добывающих скважинах (ОВП) [1, 2, 3, 4].

Научное сопровождение данных работ осуществлялось рабочей группой специалистов института ВНИИнефть им. А.П. Крылова. Работы включали полный цикл: многофакторный анализ разработки объекта, формирование и ранжирование участков-кандидатов, составление адресной программы, ежемесячный мониторинг и оперативная корректировка программы СВП, оценка технологического эффекта.

## Технологическая и экономическая эффективность работ по системному воздействию на пласт Аригольского месторождения

По состоянию на 1 января 2018 г. на выбранном участке проведения СВП работы по ОВП выполнены в трех добывающих скв. № 328, 313, 302 из трех запланированных. Работы по ВПП проведены во всех семи нагнетательных скв. № 301, 409, 228, 314, 141Р, 310, 327 участка проведения работ (***рис. 3***).

Все работы выполнены в период с декабря 2015 г. по февраль 2016 г. ВПП в нагнетательных скважинах выполнены по технологии PAG + ПАВ с объемом закачки от 300 до 740 м$^3$. ОВП в добывающих скважинах выполнены по технологии AC-CSE-1313 с объемом закачки от 30 до 60 м$^3$.

Для проведения анализа эффективности применения технологии СВП оценивалась динамика основных параметров работы 16 добывающих реагирующих скважин – дебита жидкости, дебита нефти, обводненности продукции с 1 января 2015 г. по 1 января 2018 г.

**Таблица 1.**

Основные параметры пласта $ЮВ_1^1$ Аригольского месторождения

| Параметр | Значение |
|---|---|
| Эффективная нефтенасыщенная толщина, м | 8,2 |
| Расчлененность, д.ед. | 3,7 |
| Песчанистость, д.ед. | 0,53 |
| Коэффициент пористости, д.ед. | 0,17 |
| Проницаемость, $10^{-3}$мкм$^2$ | 18,8 |
| Начальная пластовая температура, °С | 91 |

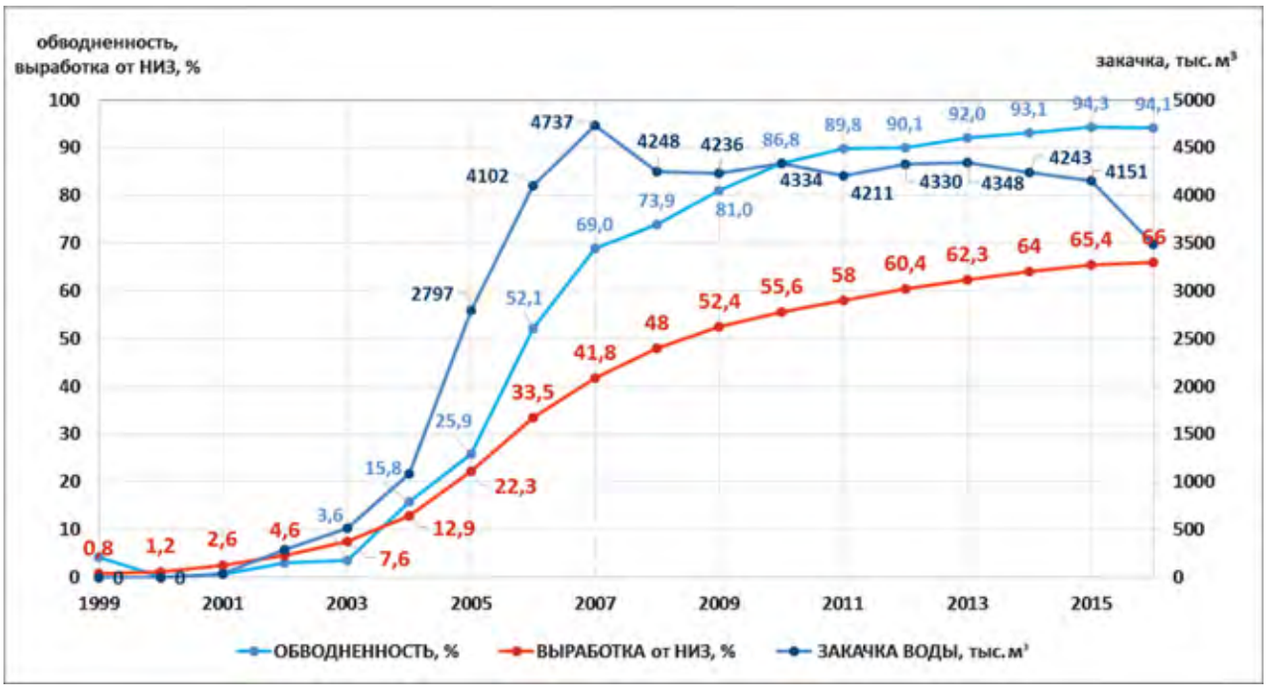



**Рис. 1.**
*Динамика выработки НИЗ и обводненности пласта ЮВ$_1^1$ Аригольского месторождения*

Оценка технологической эффективности выполненных работ проводилась с учетом основных положений РД 159-39.1-004-96 «Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов и новых технологий», расчеты производились по методикам, которым руководствуется ОАО «СН-МНГ».

В результате расчета технологической эффективности определяется:

– дополнительная добыча нефти по каждой скважине окружения и по расчетному участку;

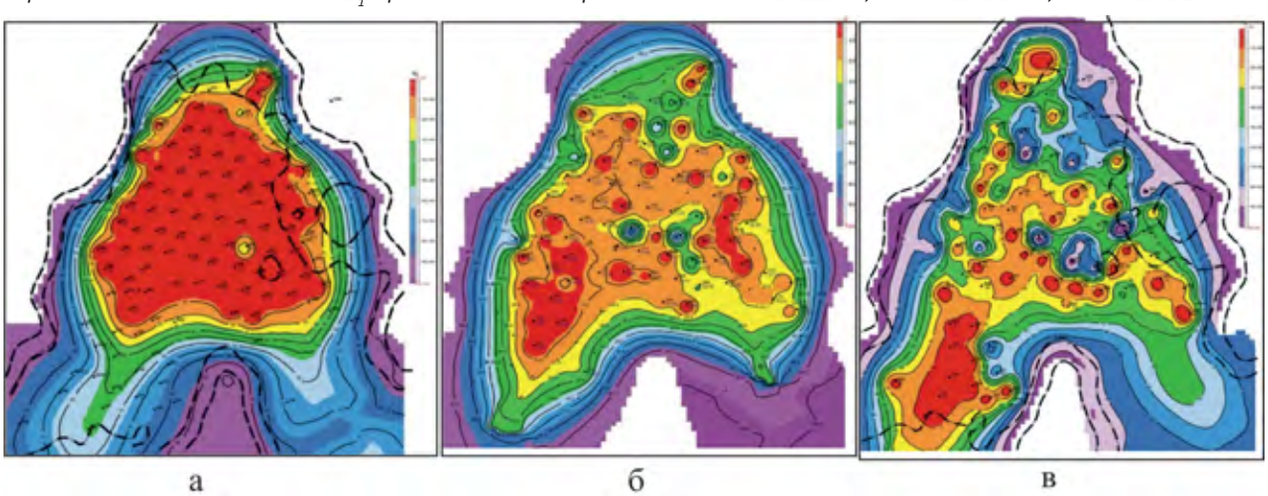
– сокращение попутно добываемой воды по каждой скважине окружения и по расчетному участку.

Соответствующие расчеты по оценке технологической эффективности СВП на Аригольском месторождении за 2016–2017 гг. выполнены по данным официальной отчетности (МЭР) с использованием программного комплекса «*EOR Effect+*». Динамика эффекта представлена в графическом виде (***рис. 4, 5***).

Технологическая эффективность в виде дополнительно добытой нефти от проведения СВП (ВПП + ОВП) по 16 реагирующим добывающим скважинам Аригольского месторождения за отчетный период (с января 2016 г. по декабрь 2017 г.) составляет **+11 426 т** по состоянию на 1 января 2018 г.

Особо стоит отметить, что дополнительно добытая нефть получена за счет снижения обвод-

**Рис. 2.**
*Карта обводненности пласта ЮВ$_1^1$ Аригольского месторождения: а – на 01.01.2004; б – на 01.01.2005; в – на 01.01.2006*



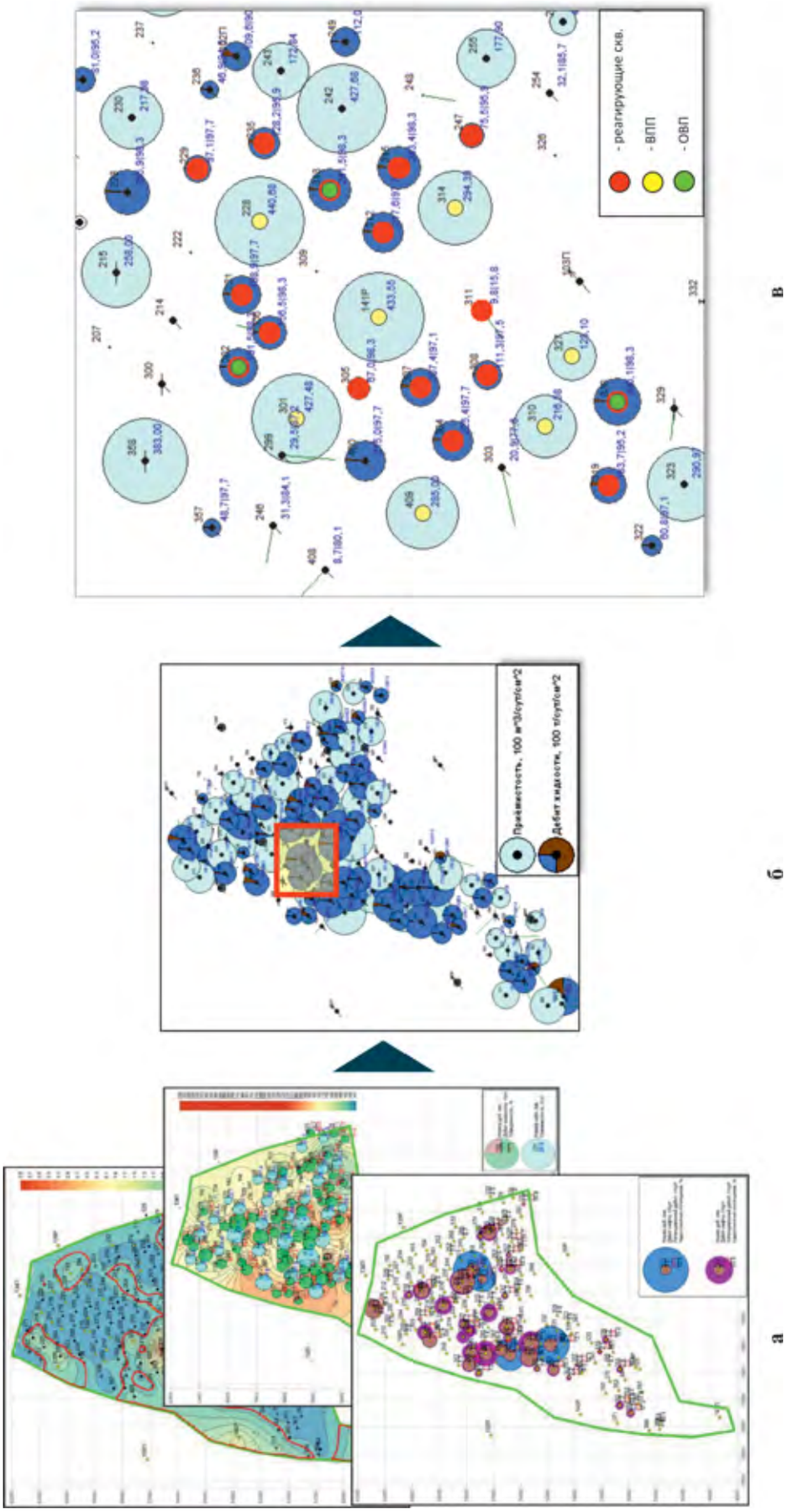



**Рис. 3.**
*Участок Аригольского месторождения для проведения работ по СВП полученный путем: а – диагностики состояния разработки по месторождению в целом; б – локализации участка и выявления причин снижения эффективности разработки по участку; в – обоснования выбора технологий и расчета прогнозной технологической эффективности по участку*

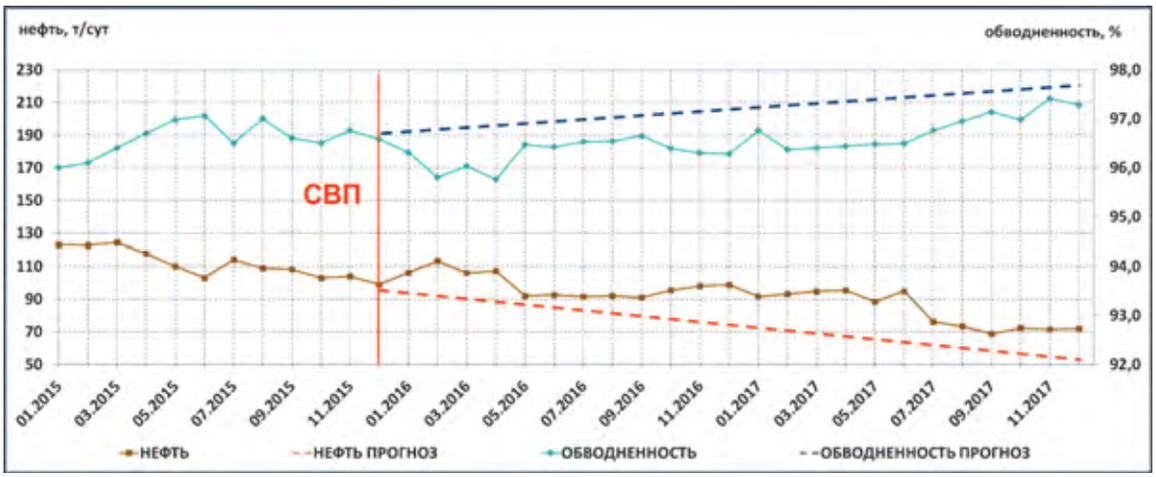



**Рис. 4.**
*Динамика дебита нефти и обводненности по данным МЭР*

ненности добываемой продукции (повышения нефтеотдачи) по причине подключения ранее не дренируемых зон пласта и неработающих нефтенасыщенных мощностей при одновременном сокращении попутно добываемой воды.

Суммарное сокращение попутно добываемой воды с начала действия эффекта (с января 2016 г. по декабрь 2017 г.) составляет -**392 548 т,** сокращение непроизводительных объемов закачки вытесняющего агента (воды) составило -**631,3 тыс. м³.**

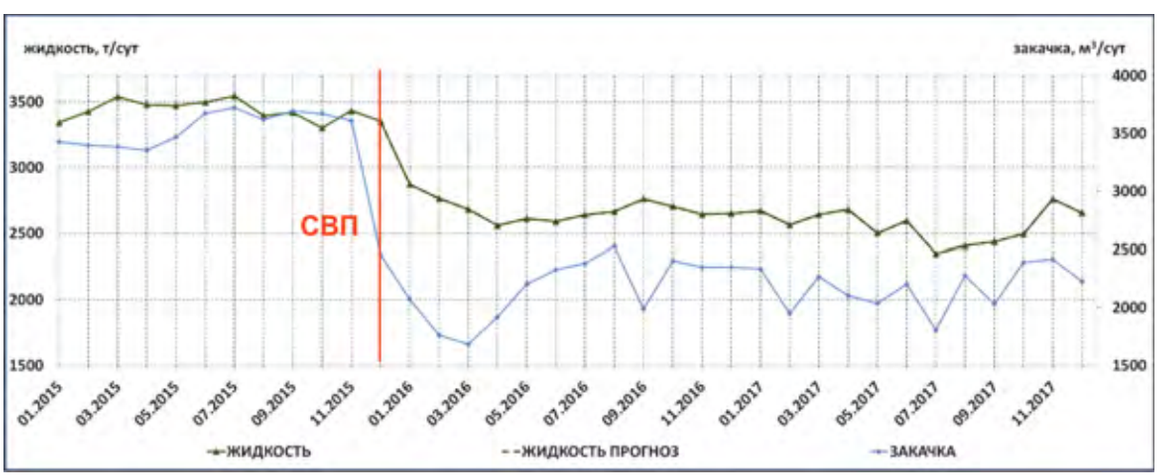
Эффективность технологии СВП обеспечивается соблюдением шести основных принципов [2]. Несоблюдение данных принципов приводит к общему снижению эффекта обработок. К примеру, на ***рис. 6*** представлен профиль приёмистости нагнетательной скважины до и после проведения ВПП по технологии PAG + ПАВ.

Благодаря ВПП в скважине удалось увеличить суммарную толщину работающих (принимающих) интервалов с 6,6 до 7,5 м; снизить суммарную приёмистость с 869 до 180 м³/сут; увеличить $К_{охв}$ с 0,47 до 0,54 д.ед. Однако для достижения еще большего эффекта необходимо соблюдение принципа двухэтапности обработок призабойной зоны в неоднородных коллекторах, а именно проведение интенсифицирующих обработок после ВПП с целью подключения недренируемых низкопроницаемых пропластков.

Результаты оценки технологической эффективности от выполненных работ по СВП являются не окончательными, поскольку эффект от воздействия продолжается.

Проведенный комплекс мероприятий по СВП на участке Аригольского месторождения позволил повысить нефтеотдачу, сократить объемы попутно добываемой воды, а также ограничить непроизводительную закачку воды, что привело к значительной экономии электроэнергии и повышению экономической эффективности процесса добычи нефти в целом по участку.

**Рис. 5.**
*Динамика дебита жидкости и закачки по данным МЭР*



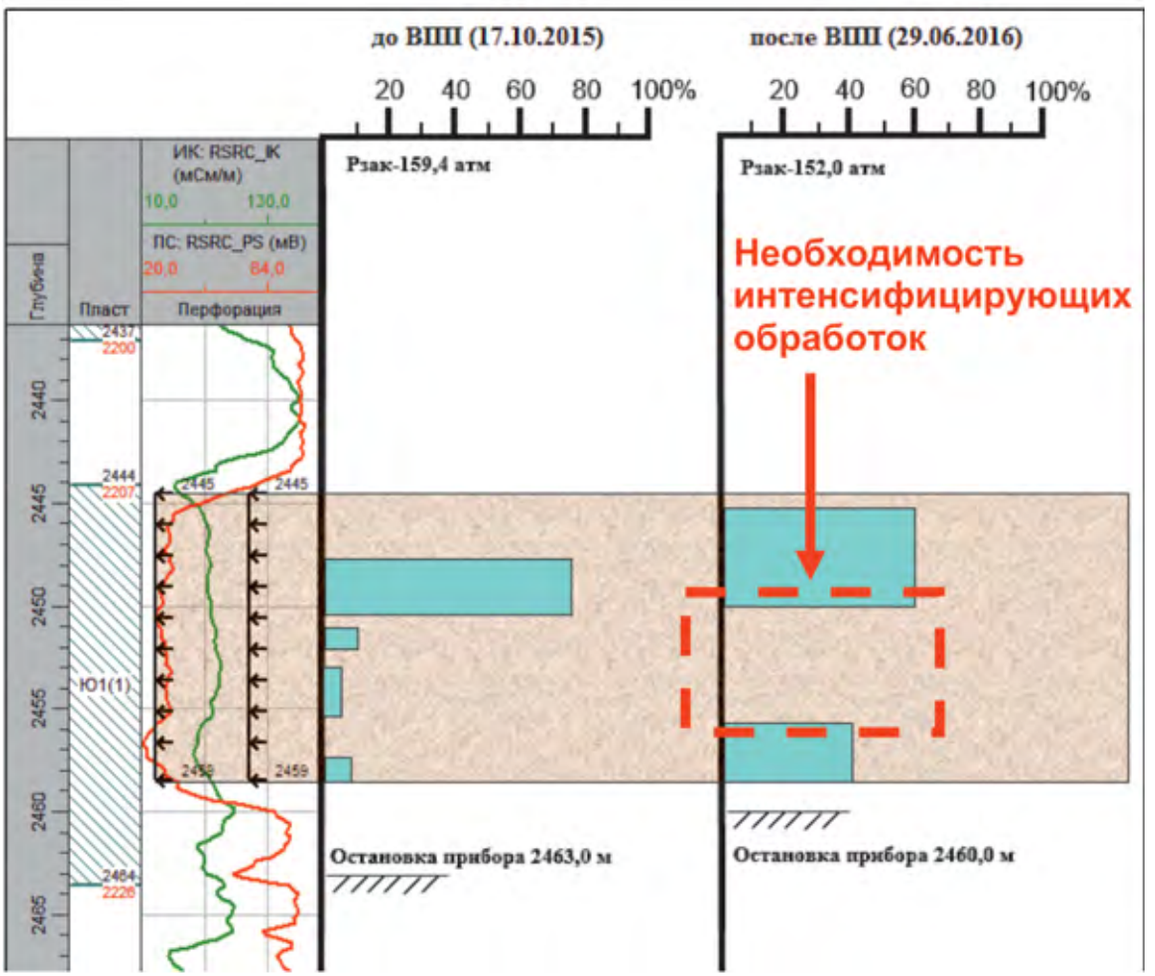



**Рис. 6.**
*Профиль приёмистости нагнетательной скважины до и после проведения ВПП по технологии PAG + ПАВ*

Экономической расчет эффективности работ по СВП выполнен специалистами института ВНИИнефть им. А.П. Крылова на основе собственных данных и исходя из сложившихся экономических показателей за период 2016–2017 гг. с учетом динамики цены на нефть марки *Urals*, динамики курса доллара США к рублю (ЦБ РФ), НДПИ, экспортных пошлин, транспортных расходов на экспорт нефти, стоимости скважино-операций в добывающей скважине (ОВП + КРС) и нагнетательной скважине (ВПП), тарифов электроэнергии и т.д.

Результаты расчета экономической эффективности представлены в ***табл. 2***.

На 1 января 2018 г. чистый доход недропользователя составил 43,6 млн руб. Экономический эффект рассчитан за период с января 2016 г. до декабря 2017 г. Поскольку технологический эффект от проведения работ продолжается, то можно ожидать, что чистый доход недрополь-

**Таблица 2.**
Экономическая эффективность СВП (за 2016–2017 гг.)

| Параметр | Значение |
|---|---|
| Общий чистый доход недропользователя, млн руб. | 43,6 |
| в т.ч. за счет дополнительной добычи нефти, млн руб. | 5,9 |
| в т.ч. за счет сокращение отборов попутно добываемой воды, млн руб. | 18,3 |
| в т.ч. за счет сокращение объемов закачки, млн руб. | 19,4 |

зователя ко времени окончания эффекта увеличится.

## Выводы и рекомендации

Главным позитивным моментом реализации технологии СВП на Аригольском месторождение ОАО «СН-МНГ» является общий положительный экономический эффект в целом по участку и устойчивость системной технологии к ряду технических ограничений (неисправности ФА, НКТ, ЭК, технологические остановки скважин).

Адаптивность технологии СВП позволяет применять данную технологию в широком диапазоне геолого-технологических параметров и реализовывать в кратчайшие сроки за счет использования стандартного промыслового оборудования и технологий, имеющихся в распоряжении недропользователя.

### Литература

1. Гумерский Х.Х., Горбунов А.Т., Жданов С.А., Петраков А.М. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 12–15.
2. Жданов С.А., Крянев Д.Ю., Петраков А.М. Системная технология воздействия на пласт //Нефтяное хозяйство. 2006. № 5. С. 84–86.
3. Патент РФ 2513787 Способ разработки нефтяной залежи на основе системно-адресного воздействия / Д.Ю. Крянев, С.А. Жданов, А.М. Петраков. № 2012144091/03; заявл. 17.10.2012; опубл. 20.04.2014.
4. РД 39-0147035-254-88Р «Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений Главтюменнефтегаза». Москва-Тюмень-Нижневартовск. 1988. 236 с.

**UDC 622.276.6**

**A.V. Fomkin,** PhD, Deputy General Director of VNIIneft JSC [1], office@vniineft.ru
**P.A. Grishin,** Deputy General Director for Research of VNIIneft JSC [1], office@vniineft.ru
**A.M. Petrakov,** doctor of technical sciences, full member of the Russian Academy of Natural Sciences, Director of Center for Physical, Chemical and Gas Methods for Enhancing Oil Recovery of VNIIneft JSC[1], ampetrakov@vniineft.ru
**E.N. Baikova,** PhD, Deputy Director of Center for Physical, Chemical and Gas Methods for Enhancing Oil Recovery of VNIIneft JSC[1]
**R.R. Rayanov,** section head of Center for Physical, Chemical and Gas Methods for Enhancing Oil Recovery of VNIIneft JSC [1], RRayanov@vniineft.ru
**A.K. Podolsky,** Leading Specialist of Center for Physical, Chemical and Gas Methods for Enhancing Oil Recovery of VNIIneft JSC[1]
**M.A. Kuznezov,** Deputy Director General – Chief Geologist of OJSC SN–MNG[2], KuznecovMA@mng.slavneft.ru
**S.M. Ishkinov,** Head of the Department on Methods of Increasing Oil Recovery and Maintaining Reservoir Pressure of OJSC SN–MNG[2], IshkinovSM@mng.slavneft.ru
**T.I. Kuznezova,** Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Deposits of the Samara State Technical University[3], devlpt@samgtu.ru

[1]10, Dmitrovsky proezd, Moscow, 127422, Russia.
[2]51, Kuzmin str., Khanty–Mansi Autonomous Area – Yugra, 628684, Russia.
[1]10, house block 9, Novo–Sadovaya str., Samara, 44310, Russia.

# The Results of Application of the Technology of Systemic Influence on the YuV11 Layer of the Arigol Deposit

**Abstract.** The technological and economic results of the introduction of the systemic effect on the YuV11 layer of the Arigol deposit are considered.

**Keywords:** systemic influence on the reservoir; equalization of the rate of reception; limitation of water inflow; technological efficiency; additional oil production; reduction of the produced water; increase of oil recovery.

### References

1. Gumerskii Kh.Kh., Gorbunov A.T., Zhdanov S.A., Petrakov A.M. *Povyshenie nefteotdachi plastov s primeneniem sistemnoi tekhnologii* [Enhanced oil recovery using system technology]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2000, no. 12, pp. 12–15.
2. Zhdanov S.A., Krianev D.Iu., Petrakov A.M. *Sistemnaia tekhnologiia vozdeistviia na plast* [Systemic technology of impact on the reservoir]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2006, no. 5, pp. 84–86.
3. *Patent RF 2513787 Sposob razrabotki neftianoi zalezhi na osnove sistemno-adresnogo vozdeistviia* [Patent of the Russian Federation 2513787 Method of development of an oil deposit on the basis of system-address influence]. D.Iu. Krianev, S.A. Zhdanov, A.M. Petrakov. № 2012144091/03; declared on 17.10.2012; published on 04/04/2014.
4. *RD 39-0147035-254-88R «Rukovodstvo po primeneniiu sistemnoi tekhnologii vozdeistviia na neftianye plasty mestorozhdenii Glavtiumenneftegaza»* [RD 39-0147035-254-88R "Guidelines for the application of system technology for impact on oil reservoirs of Glavtyumenneftegaz fields"]. Moscow-Tyumen-Nizhnevartovsk. 1988. 236 s.

# An integrated energy company[1]

We are committed to innovation and technology to design the energy of the future and drive the sustainable growth of society.[2]

REPSOL

www.repsol.com
Info: 902 000 000

[1] Интегрированная энергетическая компания
[2] Мы привержены инновациям и технологиям для разработки энергии будущего и обеспечения устойчивого роста общества.

РЕКЛАМА