

УДК 622.276

**Н.Д. Козырев, Т.С. Ладейщикова, Е.В. Желанов**  
**N.D. Kozyrev, T.S. Ladeyschikova, E.V. Zhelanov**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет  
Perm National Research Polytechnic University

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА СИБИРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЗАЛЕЖЬ Бш-Срп) С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА**

### **WELLWORK MODELING ON SIBERIAN OIL FIELD (DEPOSITS Bsh-Srp) USING SIMULATION PACKAGES**

Выполнен анализ геолого-технических мероприятий, проводимых на башкирско-серпуховской залежи нефти Сибирского месторождения. Выявлены успешные, среди которых оказались технологии соляно-кислотной обработки призабойной зоны пласта, а также дополнительной перфорации, показавшие положительный технологический эффект. С помощью гидродинамического симулятора проведено моделирование выбранных мероприятий. Изложены результаты моделирования и проведена оценка их экономической эффективности.

**Ключевые слова:** солянокислотная обработка, дополнительная перфорация, моделирование, экономический эффект, успешность геолого-технических мероприятий.

The analysis of wellworks (WW) on the Bashkir-Serpukhov oil deposits of the Siberian field is conducted. Successful WW are identified. Among them technology hydrochloric acid processing layer zones, as well as additional perforations shown the most positive technological effect. With the reservoir simulator we used to simulate the selected events. The results of simulations and evaluations of their cost-effectiveness are carried out.

**Keywords:** hydrochloric acid treatment, additional perforation, modeling, economic effect, the success of wellworks.

При разработке месторождения возникает ряд вопросов, связанных с доизвлечением слабовыработанных участков залежи, оптимизацией системы разработки, а также с повышением нефтеотдачи пласта [1]. Оценить результативность хорошо зарекомендованных методов повышения нефтеотдачи позволяют гидродинамические симуляторы. В данной работе для проведения исследований использовался прикладной программный продукт TempestMore (Rohar, США). Целью работы является повышение эффективности разработки башкирско-серпуховского объекта (Бш-Срп) Сибирского месторождения за счет использования наиболее успешных методов.

Разработка Сибирского нефтяного месторождения на территории Верхнего Прикамья ведется с 1996 г. Месторождение имеет сложное геологическое строение. Промышленная нефтеносность месторождения выявлена в отложениях нефти верхнего девона и турнея (Т-Фм), нижнего (Бб) и среднего карбона (Бш). Добываемая нефть легкая, парафинистая, малосмолистая и малосернистая, имеет высокое значение газосодержания (в пластовых условиях) – более 100 м<sup>3</sup>/т при давлении насыщения газом 16, 14 МПа. Геолого-физическая характеристика залежи Бш-Срп приведена в таблице.

Геолого-физическая характеристика залежи Бш-Срп  
Сибирского месторождения

№ п/п	Параметры	Обозначение	Значения
1	Средняя глубина залегания пласта, м	$H_{\text{кп}}$	2104
2	Начальное пластовое давление, МПа	$P_{\text{пл}}$	21,3
3	Давление насыщения нефти газом, МПа	$P_{\text{нас}}$	16,14
4	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{\text{пл}}$	772
5	Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{\text{нд}}$	842
6	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	$\mu_{\text{нд}}$	1,94
7	Газосодержание пластовой нефти, м <sup>3</sup> /т	$\Gamma_{\text{н}}$	118,6
8	Плотность воды при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{\text{вст}}$	1173

К основным проблемам разработки объекта относятся: снижение продуктивности вследствие снижения пластовых и забойных давлений и, следовательно, выделение газа в свободную фазу, выпадение парафина в пласте, недостаточная компенсация отбора жидкости закачкой, повышение обводненности продукции [2–7].

За период разработки башкирско-серпуховского объекта с 2006 по 2014 г. в целях интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов проведены геолого-технические мероприятия (ГТМ), основанные на физико-химических методах воздействия. Основными методами воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) и пласта в целом являются:

- дополнительная перфорация пласта (ДП);
- соляно-кислотные обработки (СКО),
- гидравлический разрыв пласта (ГРП),
- бурение второго (бокового) ствола (ББС),
- радиальное бурение (РБ),
- ремонтно-изоляционные работы (РИР).

Как видно из рис. 1, наиболее успешными ГТМ являются ББС и РИР, при этом количество реализованных мероприятий невелико – мероприятия проводились единично в 2014 г.

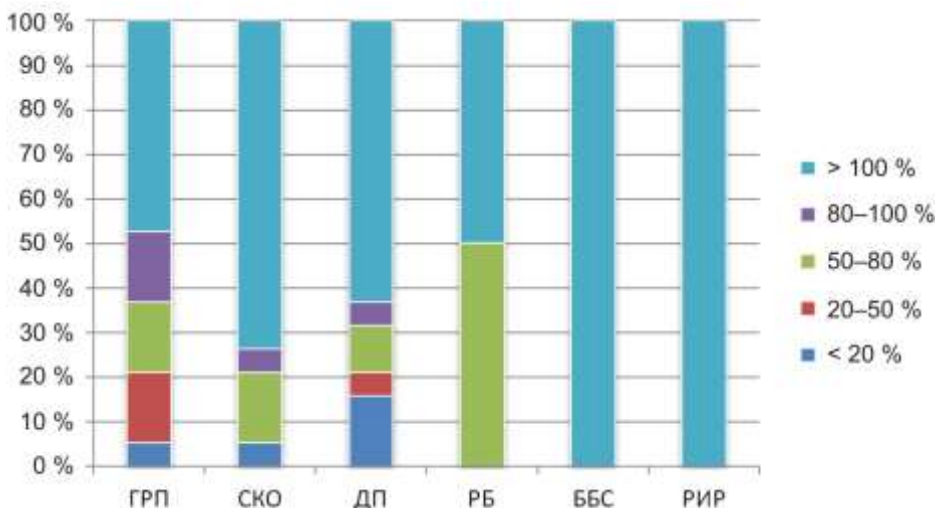


Рис. 1. Успешность проведения ГТМ

Высокий процент успешности ГТМ имеют технологии кислотной обработки (в 75 % случаях успешность составляет более 100 %) и дополнительной перфорации (в 65 % случаях успешность составляет более 100 %).

Для моделирования ГТМ на гидродинамическом симуляторе TempestMore выбраны скв. 531 и 609. Скв. 531 характеризуется обводненностью до 75 %. Из анализа расходометрических исследований выделяется нижний участок перфорируемого пласта, который обводнен на 60 %. Плотность добываемой воды не превышает  $1,01 \text{ г/см}^3$ , что свидетельствует о слабой минерализации. На Сибирском месторождении организована система ППД с закачкой пресной воды. Очевидно, что добываемая из скв. 531 вода – техническая, закачиваемая из скв. 508 и 538, имеющих хорошую гидродинамическую связь с добывающей скв. 531 (рис. 2). Для увеличения фильтрационных характеристик ПЗП, в частности верхних интервалов перфорации, и для перераспределения добычи по толщине пласта, в данной скважине рекомендуется проведение селективной соляно-кислотной обработки (СКО) верхнего интервала, для изоляции обводнившихся интервалов – водоизоляционные работы [8].

При анализе плотности подвижных запасов и нефтенасыщенности пласта (рис. 3) район скв. 609 представляется перспективным для интенсификации добычи остаточных запасов. Плотность подвижных запасов составляет  $0,425\text{--}0,579 \text{ т/м}^2$ , коэффициент нефтенасыщенности пласта  $0,7\text{--}0,934$ . Продуктивный пласт, вскрытый скв. 609, перфорирован не по всей толщине. С учетом невысокой обводненности текущее пластовое давление находится на уровне среднего по залежи, значителен объем остаточных запасов. В скв. 609 с помощью программного продукта проведено моделирование перфорации не вовлеченного в разработку интервала.

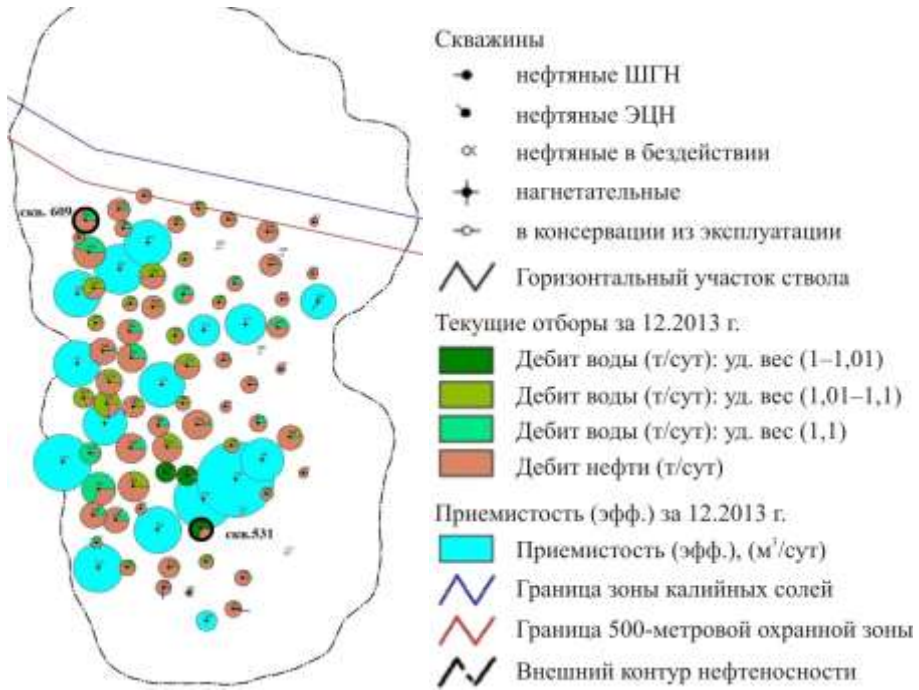


Рис. 2. Карта текущих отборов Бш-Срп

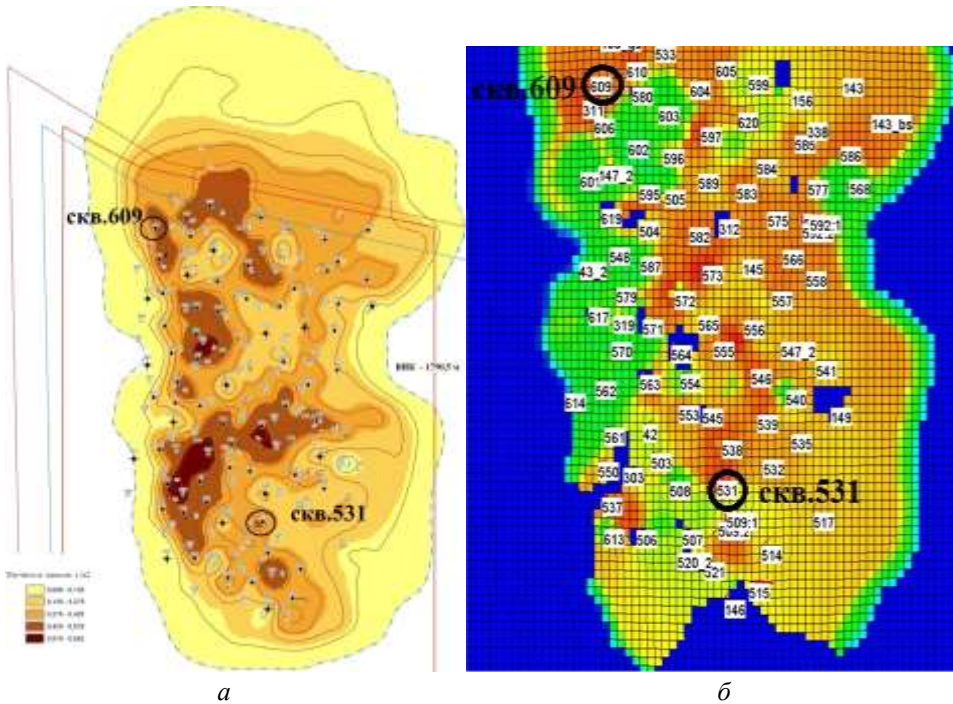


Рис. 3. Карты плотности (а) и нефтенасыщенности (б) подвижных запасов

Анализ эффективности проведения ГТМ показал дополнительную добычу нефти в скв. 531.

При моделировании технологии дополнительной перфорации в скв. 609 наблюдается рост дебита скважины с 20,8 до 24,7 т/сут, однако положительная разница в добыче сохраняется до 2020 г., после чего в силу обводнения ранее эксплуатируемых интервалов добыча нефти из скважины становится ниже базового уровня. В перспективе необходимо рассматривать проведение водоизоляционных работ (ВИР) до 2020 г. (рис. 4).

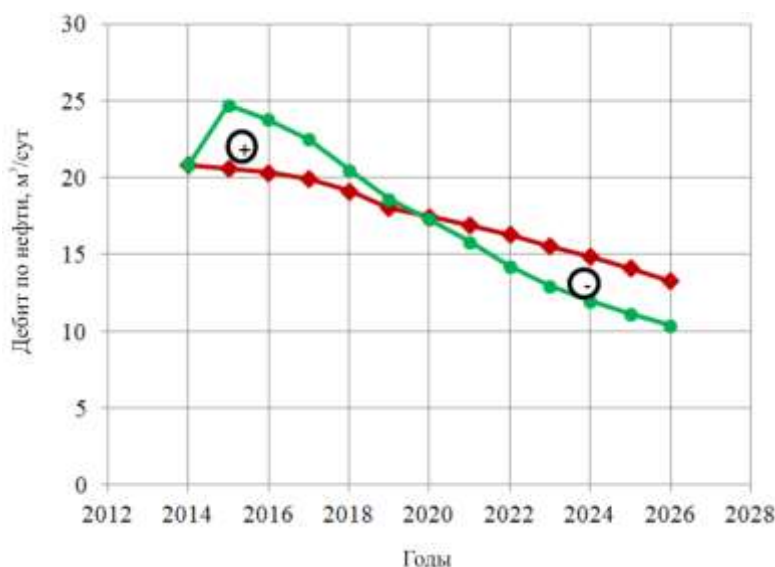


Рис. 4. График дебита нефти для скв. 609: —♦— на перспективу при существующей системе разработки; —◆— на перспективу при предложенной системе разработки

По результатам моделирования наиболее успешных и хорошо зарекомендовавших себя ГТМ выполнена оценка их экономической эффективности. Для расчета дисконтированного дохода и определения срока окупаемости мероприятия норма дисконта – 30 %, реализация нефти на внутреннем и внешнем рынке – в соотношении 3:7 при средней стоимости нефти 400 долл./т.

Таким образом, инвестиционный проект, включающий проведение ВИР и СКО на скв. 531 и ДП на скв. 609, является рентабельным со сроком окупаемости менее 4 мес. Чистый дисконтированный доход по итогам 4 лет более чем в 8 раз превысил капиталовложения.

Успешность, технологическая и экономическая эффективность ГТМ зависит от выбора скважин-кандидатов и требует проверки на гидродинамическом симуляторе.

### Список литературы

1. К прогнозированию темпов снижения добычи нефти по данным истории разработки нефтяных залежей / М.К. Анурьев, Т.М. Гуляева, А.В. Лекомцев, Д.В. Чернышев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 6. – С. 93–100.

2. Мартюшев Д.А., Медведев В.А. Изменение дебита скважин нефтегазоконденсатного месторождения при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 97–69.

3. Оценка параметров пласта и продуктивности скважин при его разработке на естественном режиме / В.А. Мордвинов, Д.А. Мартюшев, И.А. Черных, В.И. Пузецев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 31–33.

4. Мартюшев Д.А. Определение рационального забойного давления добывающих скважин при разработке карбонатных коллекторов // Бурение и нефть. – 2014. – № 11. – С. 22–24.

5. Турбаков М.С., Лекомцев А.В., Ерофеев А.А. Определение температуры насыщения нефти парафином для месторождений верхнего Прикамья // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 123–125.

6. Лекомцев А.В., Мордвинов В.А. Определение давления у приема электроцентробежных насосов по данным исследований скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 84–90.

7. Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А. Сравнительный анализ методик определения забойного давления при проведении гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 37–39.

8. Галкин С.В., Илюшин П.Ю. Прогноз динамики обводненности скважин в различных геолого-технологических условиях разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 22–24.

Получено 20.02.2015

**Козырев Никита Дмитриевич** – студент, ПНИПУ, ГНФ, гр. РНГМ-11-2, e-mail: nikitonkozyrev@gmail.com.

**Ладейщикова Татьяна Сергеевна** – студентка, ПНИПУ, ГНФ, гр. РНГМ-11-2, e-mail: ladeyshikowa.tanya@tandex.ru.

**Желанов Евгений Валентинович** – студент, ПНИПУ, ГНФ, гр. РНГМ-11-2, e-mail: vic\_averin\_27@mail.ru.