

Интеллектуальное месторождение

Результаты пилотного проекта

Дмитрий Кырнаев, Константин Ратанов, Иван Батилов

«РИТЭК»

Артем Кожин, Виталий Фомин, Андрей Клемба, Антон Рыбалко, Максим Гулецкий

«СибПроектАвтоматика»

Пилотный проект внедрения концепции интеллектуального месторождения направлен на повышение эффективности операционной деятельности и оптимизацию капитальных затрат при разработке зрелого Антиповско-Балыклейского месторождения. В результате выполнения проекта удалось улучшить ключевой показатель эффективности операционной деятельности — сократить объемы потерь добываемой нефти.

Ключевые слова: зрелое месторождение, интеллектуальное месторождение, обводнение продукции, моделирование, скважины, система поддержания пластового давления (ППД), дебит.

Интеграция цифровых технологий в процессы добычи и переработки нефти и газа является неотъемлемой составляющей стратегии развития вертикально интегрированных компаний. В российском информационном поле все больше практических примеров, количественных и качественных результатов применения элементов интеллектуальных месторождений и методик бережливого производства.

Наряду с совершенствованием бизнес-процессов значительный вклад в повышение производственной эффективности вносят современные инструменты моделирования и планирования, позволяющие учесть множество факторов, влияющих на итоговые показатели по добыче, тем самым обеспечивая сбалансированные планы и экономию ресурсов.

В оперативной деятельности интеллектуальные системы управления отличают своевременное выявление отклонений и рычаги по их компенсации.

Основой интеллектуального месторождения является интегрированная модель (рис. 1), учитывающая при прогнозировании как интерференцию в пласте, так и взаимовлияние скважин в объектах инфраструктуры. Ценность модели месторождения заключается как в актуальных данных текущих элементов технологической цепочки, так и в способности воспроизведения истории разработки.

Перед компанией стоит амбициозная задача по оцифровке приоритетных активов, дающих 80% добычи продукции, в ближайшие три года.

Рисунок 1

Интеллектуальное месторождение как класс интеллектуальных систем управления [1]



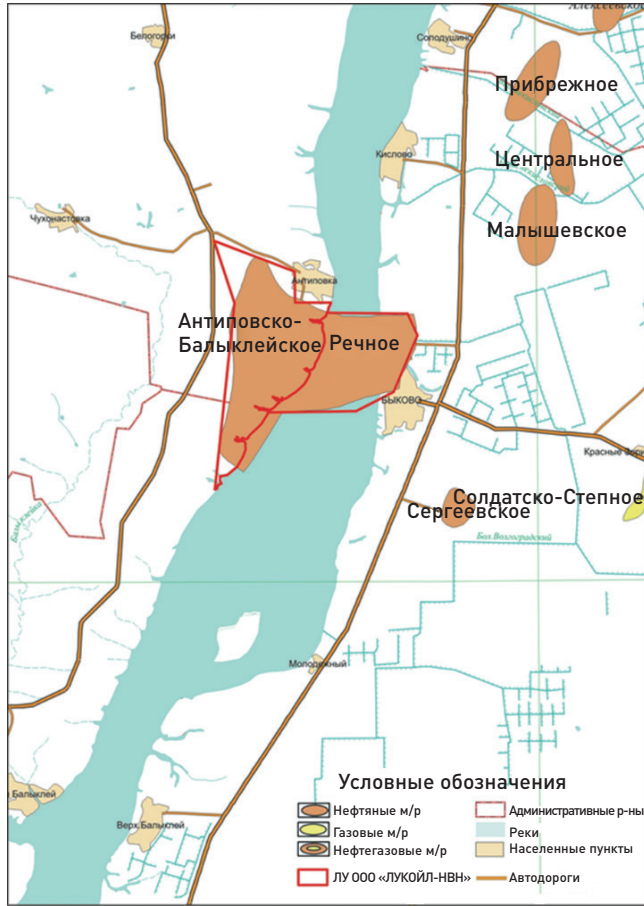
Пилотный проект

Антиповско-Балыклейское нефтяное месторождение находится на территории Волгоградской области. Оно открыто в 1967 году, введено в разработку в 1968 году. Ловушка УВ относится к литологически ограниченному типу неясного генезиса. Месторождение расположено на правом и левом берегах Волгоградского водохранилища, а также в пределах его акватории. Залежь, согласно принадлежности лицензионным участкам, условно разделена на два лицензионных участка: Антиповско-Балыклейский и Речной (рис. 2).

Месторождение находится на третьей стадии разработки, характеризующейся снижением уровней добычи нефти как за счет роста обводненности продукции, так и за счет снижения отборов жидкости по причине ослабления энергетика пласта. Замеры пластового давления на добывающих и нагнетательных скважинах подтверждают данную тенденцию (рис. 3).

Поскольку площадь разбурена полностью, главной задачей на текущем этапе является равномерный

Рисунок 2
Антиповско-Балыклейское месторождение



отбор остаточного УВС путем оптимизации работы существующих скважин. В условиях отсутствия активности приконтурной воды в зонах отборов основным методом воздействия на пласт является нагнетательный фонд, который вместе с тем оказывает влияние на содержание воды в добываемом флюиде. Таким образом, реализация стратегии адресного регулирования отборов и закачки требует оценки распределения фильтрационных потоков, сообщаемости скважин, особого контроля за степенью и источниками обводнения.

Создание и настройка компонентов интегрированной модели

Для целей создания и адаптации первоначальной версии модели использовалась вся накопленная за время разработки фактическая информация: данные о геологическом строении, свойствах пласта и насыщенного флюида, объемы запасов УВС, результаты геофизических и гидродинамических исследований, история добычи и закачки, геолого-промысловая информация, информация по оборудованию скважин и сети системы сбора и ППД. Ретроспективный анализ вышеперечисленных данных позволил

DIGITAL OILFIELD

Pilot project results

A pilot project for implementing the digital oilfield concept is aimed at improving operational efficiency and optimizing capital costs in the mature Antipovsko-Balykleyevskoye field. Implementation of the project resulted in improvement of the key operational performance indicator, namely: reduced crude oil production losses. Keywords: mature field, digital oilfield, water invasion, modeling, wells, water injection system, production rate.

Dmitrii Kyrnaev, Konstantin Ratanov, Ivan Batilov, Artem Kozhin, Vitaliy Fomin, Andrey Klemba, Anton Rybalko, Maxim Guletsky

построить достаточно точные модели, а по результатам их интеграции выполнять расчеты показателей работы всей системы в целом. Актуализация моделей производится посредством настройки компонентов на фактические параметры работы фонда скважин, которые, в свою очередь, в режиме реального времени проецируются из системы измерения и сбора данных. Ряд процессов по настройке моделей оптимизирован путем написания скриптов, позволяющих выполнять в короткие сроки несколько итерационных расчетов. Таким образом, появилась возможность уделить большее время точности настройки. Принимая во внимание, что это ключевой показатель, в качестве ограничения по допустимой величине отклонения данных модели от фактических значений давлений и расходов в различных узлах системы принята величина 5%.

Рисунок 3
Карта изобар пластового давления на 01.07.2017 года

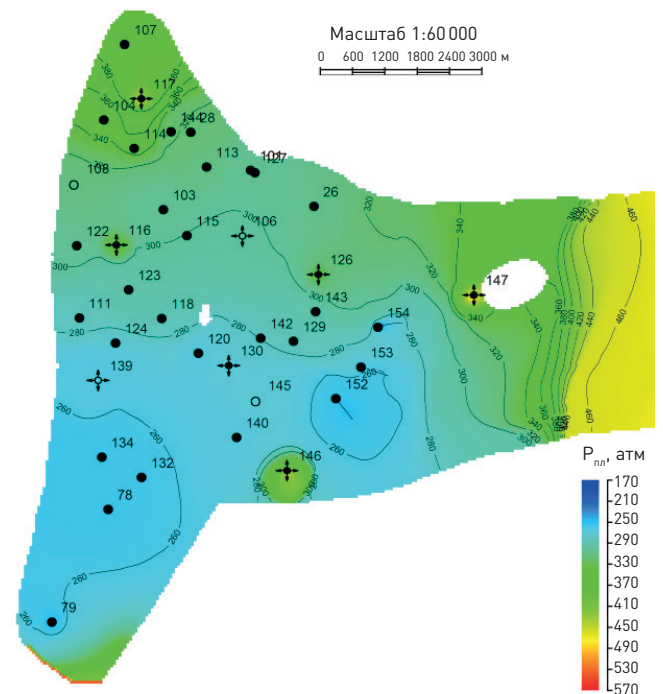
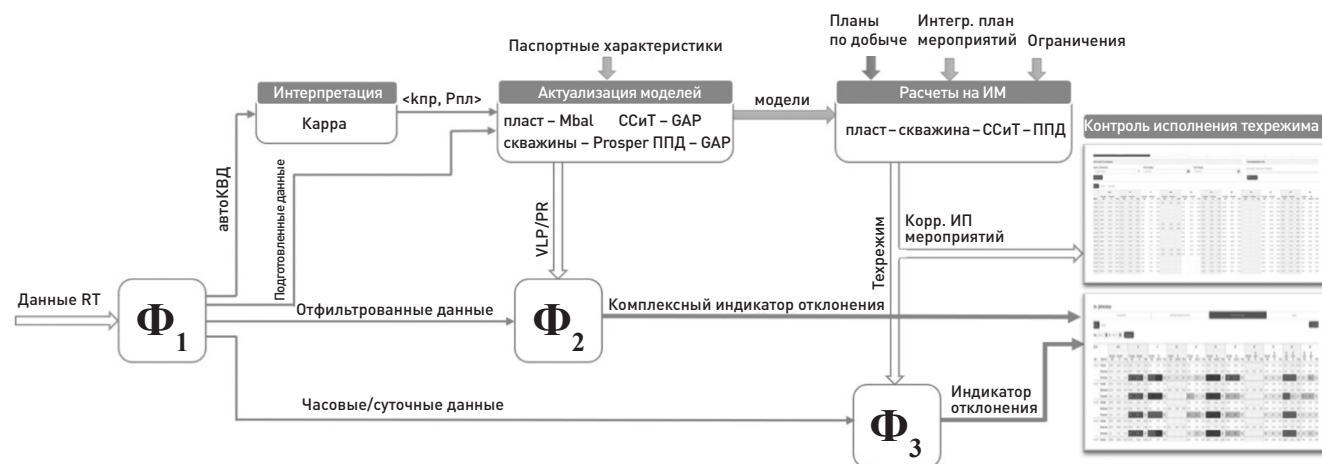


Рисунок 4

Двухконтурный контроль исполнения планового технологического режима [1]



Интегрированное моделирование и контроль исполнения техрежима

В проекте реализован широкий комплекс рабочих процессов [2], объединенных в иерархически связанную двухуровневую систему интеллектуального месторождения (система сопровождения интегрированной модели и система контроля и стабилизации плановых показателей в режиме реального времени), таких как:

- 1) мониторинг состояния добывающих и нагнетательных скважин, нефтегазосборной сети;
- 2) подготовка и валидация данных для интегрированной модели;
- 3) процесс автоматизированной актуализации модели скважины, нефтегазосбора, модели материального баланса пласта;
- 4) процесс комплексного планирования мероприятий на фонде скважин, системы подготовки и системы транспорта;
- 5) расчет и оптимизация технологического режима работы системы добычи (добывающий и нагнетательный фонд скважин);
- 6) оперативный контроль изменений и отклонений от плановых значений техрежима;
- 7) оперативное и многостадийное управление по стабилизации плановых показателей техрежима и так далее.

Для повышения эффективности эксплуатации созданной интегрированной модели [3] реализован двухконтурный контроль исполнения плана по технологическому режиму работы скважин и месторождения (рис. 4):

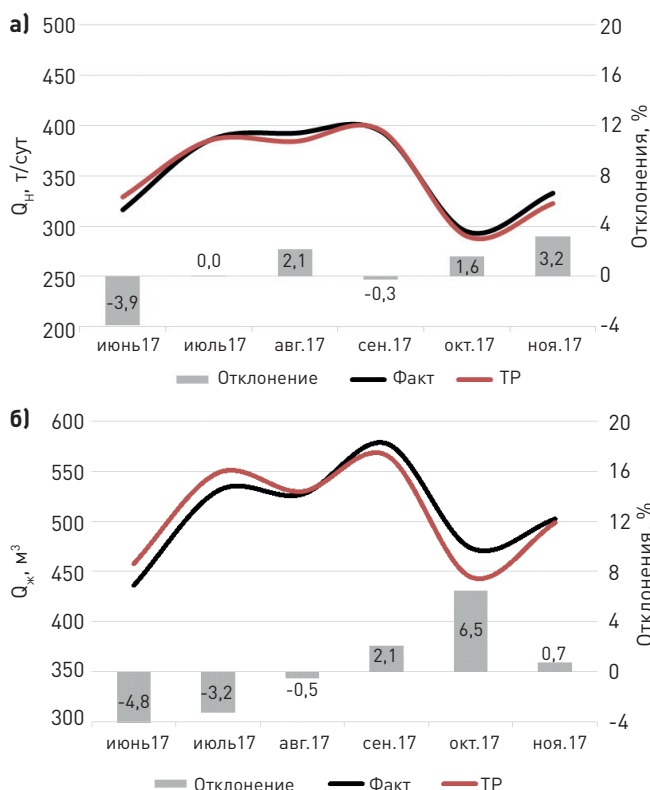
- а) первый контур связан с определением отклонений внутри суток, что обеспечивает определение режимности эксплуатации погружного оборудования и раннее выявление риска невыполнения плана добычи по скважине ϕ_2 ;
- б) второй контур связан с выявлением отклонения на основе

суточных данных, что обеспечивает раннее определение риска невыполнения плана по добыче на месторождении ϕ_3 .

Таблица 1
Оценка производительности инженера по настройке модели скважины

Фактор оценки	До внедрения ИМ	После внедрения ИМ	Результат
Затраты времени			Уменьшает
Стандартный случай	2 час. × 10 скв. = 20 час.	15 мин. × 10 скв. = 2,5 час.	в 8 раз
Сложный случай	4 час. × 10 скв. = 40 час.	1 час. × 10 скв. = 10 час.	в 4 раза
Качество настройки модели			
	Ручной выбор данных	Автоматический режим	Повышает
	Поиск и сопоставление (матчинг) стационарных периодов	Автоматический режим	
	Ручное составление полной таблицы данных для матчинга	Автоматический режим	
	Рассеивание внимания	Фокусировка внимания информационными индикаторами	
Оперативность выявления отклонения от техрежима	Ручной режим	Экранная форма мониторинга (автоматический режим)	Повышает

Рисунок 5
Выполнение технологического режима (ТР) работы добывающих скважин по среднесуточной добыче нефти (а) и жидкости (б)



Результаты пилотного проекта

В результате внедрения рассмотренных функциональных компонентов удалось осуществить повышение производительности персонала (в решении задач поддержания интегрированной модели в актуальном состоянии и проведения расчетов по назначению планового технологического режима (табл. 1)), а также достичь своевременной реакции на отклонения от плановых заданий и стабильности работы эксплуатационных скважин.

Результатом применения вышеуказанного контроля является сокращение незапланированных внутрисменных простоев, что позволяет выполнять прогнозируемый технологический режим работы добывающих скважин. На протяжении шести месяцев отклонение фактической добычи нефти от планируемой варьируется в пределах 4%. Отклонения по отборам жидкости имеют сопоставимый результат, кроме одного месяца, октября, по причине фактически меньшего срока остановки на ГДИ (рис. 5).

Повышение производственной эффективности актива напрямую связано с вызовами, сопутствующими выработке запасов. Одной из основных задач является постоянный контроль работы системы ППД, оценка влияния на добывающий фонд. В этой связи внимание уделялось как стабильности дебитов

жидкости и нефти, так и косвенным фактам роста пластового давления. За календарный год использования инструментария по большинству скважин удалось увеличить (в 2016 году – на 19%, в 2017 году – на 18%) уровень отбора жидкости (рис. 6) при отсутствии роста обводненности.

Согласно выполненным ГДИ, характерного снижения пластового давления не наблюдалось, более того, по ряду скважин отмечался рост давления на приеме насоса. Поскольку мероприятий по заглублению скважинного насосного оборудования не проводилось, данный факт косвенно характеризует положительную динамику в восстановлении энергетики пласта (рис. 7).

Таким образом, перераспределение объемов закачки между нагнетательными скважинами, контроль за их работой позволили результативнее использовать существующий фонд скважин для поддержания «полки» по добыче, что на третьей стадии разработки является актуальным вопросом. Ввиду наличия положительной технико-экономической оценки выполненных мероприятий изложенные в статье материалы служат ярким примером работы с активом в направлении повышения производственной эффективности.

Заключение

Текущим результатом внедрения адаптированной концепции интеллектуального месторождения является перевод в промышленную эксплуатацию информационно-аналитической системы на Антиповско-Балыклейском месторождении. Процедуры формирования технологических режимов работы скважин и оценки эффекта от мероприятий рассчитываются на актуальной интегрированной модели на регламентной основе.

По итогам проекта внедрения удалось повлиять на ключевой компонент, ведущий к повышению эффективности операционной деятельности, – это сокращение объемов потерь добываемого продукта за счет:

1) уменьшения времени простоя и ожидания мероприятий;

Рисунок 6
Сопоставление дебитов жидкости по добывающим скважинам

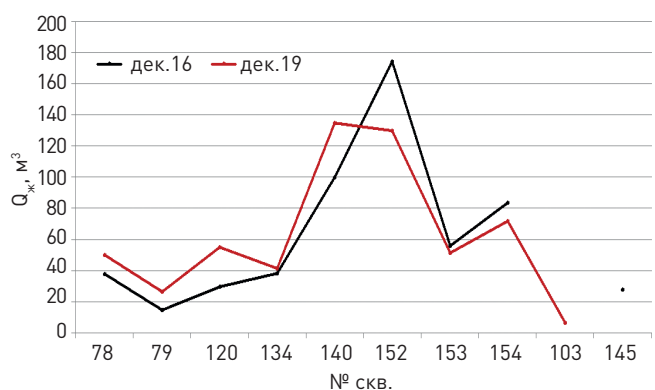
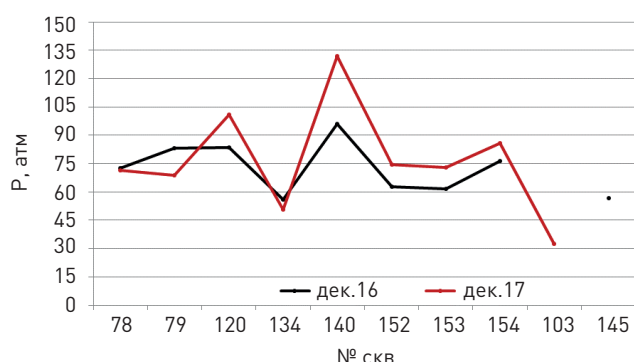


Рисунок 7
Сопоставление давлений на приеме насоса по добывающим скважинам



2) снижения количества и длительности простоев из-за проведения ГДИС и их длительности, а также перехода на технологии исследований в нормальном режиме эксплуатации;

3) повышения качества определения дебита скважины;

4) оперативного контроля преждевременного обводнения продукции, что позволило своевременно осуществить локальную смену производительности нагнетательной скважины и добывающего участка, тем самым предотвратив образование промывания каналов и ограничив впоследствии преждевременный прорыв воды;


5) опережающего определения участков нефтегазосборной сети, подверженных выпадению АСПО.

Данная работа на практике подтверждает количественные результаты и целесообразность использования концепции интеллектуального месторождения


на зрелых активах, она описывает успешно опробованный вариант программы реализации иерархически организованной системы нефтедобывающего предприятия в условиях использования современного информационного и математического обеспечения. 🔦

Литература

1. Д. Кырнаев, В. Фомин, А. Масланов, В. Карпов и др. Особенности и результаты внедрения концепции интеллектуального месторождения для повышения эффективности эксплуатации и разработки зрелого месторождения (на примере месторождения АО «РИТЭК»). Материалы конференции SPE, Москва, Россия, 16–18 октября 2017 года. SPE-187773-RU. <https://doi.org/10.2118/187773-RU>
2. В. Фомин, С. Пурвар, И. Соловьев, Д. Говорков, Ю. Ведерникова и др. Интеллектуальная информационная система контроля и управления эксплуатацией ГКМ на основе объединенной структуры данных, интегрированного анализа и моделирования. Материалы конференции SPE, Москва, Россия, 24–26 октября 2016 года. SPE-181986-RU. <http://dx.doi.org/10.2118/181986-RU>
3. Д. Кырнаев, В. Фомин. Повышение качества планирования и уровня контроля за исполнением интегрированного техрежима на промысле на основе концепции интеллектуального месторождения. Доклад на техническом семинаре «Управление цифровым месторождением», Петергоф, Санкт-Петербург, Россия, 6–8 июня 2017 года.
4. Д.В. Кырнаев. РИТЭК создает интеллектуальное месторождение / Нефть. Газ. Новации, № 1, 2015. – С. 45–46.
5. SibProjectAutomation, 2016. Software Platform for Integrated Asset Model Components Maintenance Overview (SPA WebSCADA). <http://sibproauto.ru> [accessed 12 January 2018]



НЕДРА
ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ



ООО «Издательский дом Недра» предлагает оформить подписку на печатную и электронную версии журнала Oil&Gas Journal Russia

Oil&Gas Journal Russia	1 номер	6 месяцев	годовая (11 номеров)
Печатная версия	1430 руб.	8580 руб.	15730 руб.
Электронная версия	900 руб.	5400 руб.	9900 руб.
Печатная и электронная версии	1770 руб.	10620 руб.	19470 руб.

Для студентов, аспирантов и преподавателей ВУЗов РФ действуют льготные цены на подписку при предъявлении студенческого/преподавательского билета.

Перечень подписных агентств

Почта России: Индекс: П1951 <https://podpiska.pochta.ru>
Урал-Пресс: Индекс: 18586 www.ural-press.ru
Объединенный каталог «Пресса России»: Индекс: 70164, 18586 www.presse-rf.ru
МАП «Каталог российской прессы»: Индекс: 24892, 99628 www.vipishi.ru

Вы также можете оформить подписку на сайте www.ogjruussia.com в разделе «Подписка» или связаться с нами любым удобным способом:

Телефон: +7 (495) 228-34-74 | E-mail: magazine@nedrainform.ru