

УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ИНСТРУМЕНТОВ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Жигалов Денис Николаевич¹,
zhigalov_1995@inbox.ru

Поплыгин Владимир Валерьевич¹,
poplygin@bk.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 616990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность работы заключается в необходимости комплексного анализа нефтяного актива как в текущем состоянии, так и на прогнозируемом горизонте. Это позволит наиболее эффективно производить эксплуатацию фонда скважин на месторождении с учетом изменения технологических параметров пласта.

Цель: определить сроки окончания фонтанирования скважин и по возможности предложить мероприятия для продления их работы на естественном режиме эксплуатации; подобрать необходимое глубинно-насосное оборудование для дальнейшей механизированной эксплуатации скважин добывающего фонда; произвести анализ чувствительности для выбранного оборудования.

Объекты: нефтяное месторождение, находящееся на первой стадии разработки; цифровые модели системы сбора, системы поддержания пластового давления, добывающих и нагнетательных скважин, пласта, построенного методом материального баланса. Объединяя данные модели, авторы получили интегрированную модель месторождения, которая используется для операционных и стратегических расчетов.

Методы: инструменты интегрированного моделирования, позволяющие комплексно оценить проводимые расчеты. Данная методика расчетов позволяет учесть ограничения как со стороны наземной инфраструктуры месторождения, так и со стороны пласта. Также проводятся оптимизационные расчеты, позволяющие продлить срок эксплуатации скважин на естественном режиме. Разработан подход подбора глубинно-насосного оборудования, учитывающий динамику изменения технологических показателей. Описана методика проведения анализа чувствительности для выбранного глубинно-насосного оборудования.

Результаты. Выполнен прогнозный расчет, выявлены скважины, которые в ближайшей перспективе прекратят работу на естественном режиме эксплуатации. С помощью многовариантных оптимизационных расчетов предложены мероприятия, позволяющие продлить срок фонтанирования скважин. Также подобрано глубинно-насосное оборудование для таких скважин. Для предложенных мероприятий выполнен технико-экономический анализ.

Ключевые слова:

Интегрированная модель, фонтанирование скважин, глубинно-насосное оборудование, анализ чувствительности, технико-экономический анализ, оптимизационный расчет.

Введение

Одним из актуальных направлений решения существующей проблемы нефтегазодобывающей отрасли, заключающейся в недостаточности данных и их кондиционности, является применение интегрированных систем идентификации с учетом накопленного опыта и знаний в промышленном производстве.

Описанная концепция состоит из комплекса решений (организационные, информационные, технологические) для регулирования работ на месторождениях и промысле, полученных в результате операционной и интегрированной моделей предприятия, а также формализованных моделей бизнес-процессов, которые обеспечивают наиболее рациональное управление им при выполнении ключевых показателей и действующих условий. В основу заложен алгоритм совокупного исследования и принятия решений, суть которого состоит в объединении промысловых данных, техники, технологий и персонала. Неотъемлемой частью проекта является интегрированная модель (ИМ) нефтяного месторождения, которая включает в себя следующие компоненты: модель пласта, модель скважины, модель системы сбора и транспорта (ССиТ), модель системы поддержания пластового давления (ППД).

Для решения проблемы низкой дискретности замеров забойного давления на скважинах, эксплуатируемых с использованием газлифта, Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения коллектив авторов предлагает создание прокси-интегрированной модели. Данная модель позволяет получать данные по забойным давлениям с необходимой частотой, а также проводить оптимизационные расчеты по определению распределения газлифтного газа между скважинами, соответствующего максимальной суммарной суточной добыче месторождения при заданном ограничении его суммарного расхода [1]. Однако авторы не описывают особенности построения и работы интегрированной модели со скважинами, работающими не газлифтным способом эксплуатации.

Следующий коллектив авторов в своей работе использует интегрированную модель как инструмент для концептуального проектирования газоконденсатных залежей. Главной причиной использования ИМ авторы определяют ее способность оценивать систему «пласт – скважина – наземная инфраструктура» в совокупности. Данный расчет позволяет учесть взаимодействие по всему активу и, как следствие, уйти от итерационных расчетов гидродинамической модели пласта и гидравлических наземной части [2].

Учитывая накопленный опыт, в данной работе описывается методология определения окончания фонтанирования скважин с дальнейшим переводом под механизированный способ эксплуатации с использованием инструментов ИМ.

ИМ месторождения построена с помощью программного комплекса Petroleum Experts (Mbal – модель материального баланса, Prosper – модель скважин, GAP – модель ССнТ и ППД). Данная модель используется на постоянной основе, для чего происходит ежемесячная актуализация на промысловые данные.

Краткое описание месторождения

Месторождение разрабатывается одним объектом разработки с 2012 г. Идет активное разбуривание фонда. Эксплуатация скважин происходит механизированным и фонтанным способами. С 2015 г. на месторождении реализована система ППД. Актив находится на первой стадии разработки.

Данные исследований глубинных проб нефти и газа месторождения показывают:

- высокое содержание сероводорода в газе – до 11,92 % об.;
- высокое содержание углекислого газа – до 1,50 % об.;
- высокое давление насыщения – до 22,35 МПа;
- высокое газосодержание – до 201,7 м³/т;
- нефть парафинистая (до 4,42 %), содержание смол до 3,73 % и асфальтенов до 0,65 %.

По состоянию на 01.10.2020 г. фонд скважин эксплуатируется 14 фонтанными скважинами и 15 скважинами, оборудованными установками электроцентробежных насосов.

Осложняющими факторами при эксплуатации скважин на месторождении являются:

- интенсивное снижение пластового давления;
- коррозия, обусловленная высоким содержанием сероводорода (до 11,92 %) и высоким содержанием диоксида углерода (до 1,50 %);
- асфальтосмолопарафиновые отложения – содержание парафина (до 6,57 %), осложнение возможно при снижении дебитов менее 100 м³/сут;
- высокий газовый фактор – 193,1 м³/т;
- солеотложения при увеличении обводненности (содержание хлорид-ионов – 230 мг/дм³, ионов кальция – 25 мг/дм³).

Определение сроков окончания фонтанирования скважин

Для проведения расчетов ИМ должна быть настроена с заданной точностью прогнозирования. Чем ближе дата настроенной модели и дата выполняемых расчетов, тем точнее результат вычислений.

При проведении расчетов, представленных в работе, использовалась интегрированная модель, настроенная на 1 октября 2020 г. При анализе промысловых данных на представленную дату выявлено 29 добывающих скважин, 9 из которых находились в простое. 15 скважин эксплуатируются механизированным способом эксплуатации (ЭЦН) и 14 скважин – фонтанным способом. Также собраны и проанализированы

данные по дебитам жидкости, обводненности, буферного, линейного, затрубного давлений и т. д. Все данные подвергаются проверкам на кондиционность при помощи математических алгоритмов, реализованных в Visual Basic for Applications, что позволяет ускорить процесс и исключить человеческий фактор при работе с большим массивом данных.

Расчет проводился с использованием интегрированной модели (модель пласта, построенного методом материального баланса, модели добывающих и нагнетательных скважин, модель системы сбора и транспорта, модель системы поддержания пластового давления) с момента актуализации модели (1 октября 2020 г.) до 1 января 2025 г. Дальнейшее увеличение прогнозного горизонта возможно, однако с его увеличением будет уменьшаться точность расчетов в длительной перспективе из-за меняющейся и уточняющейся информации в действительности. Прогноз же на среднесрочную перспективу будет иметь, по опыту моделирования в различных компаниях, достаточно достоверную информацию [1–22].

При проведении прогнозных расчетов необходимо понимание того, как будут изменяться такие параметры, как обводненность и газовый фактор. Для прогнозирования технологических показателей разработки в данной работе применялись характеристики вытеснения. Выполнен анализ исторических замеров обводненности и газового фактора по каждой скважине. В ходе данного анализа проведена верификация замеров на кондиционность с помощью применения статистики (среднеквадратичное отклонение относительно математического ожидания). Получены тренды обводненности и газового фактора на текущий момент с использованием характеристики вытеснения, основанной на функции Баклея–Левретта [23].

Для недопущения ухода фонтанирующих скважин в периодический режим эксплуатации заданы ограничения по минимальному дебиту нефти в скважинах. Данное ограничение отключает скважину в модели при достижении ее дебита по нефти ниже 0,1 м³/сут. Это позволит избежать флуктуаций дебитов при проведении расчетов.

По результатам расчета можно сделать выводы:

- Скважина № 27 перестанет фонтанировать на 01.06.2022 г. с дебитом нефти 68,7 м³/сут;
- Скважина № 56 перестанет фонтанировать на 01.08.2022 г. с дебитом нефти 282,9 м³/сут;
- Скважина № 2 перестанет фонтанировать на 01.07.2024 г. с дебитом нефти 36 м³/сут;

Также ИМ позволяет проводить оптимизационные расчеты. Оптимизатор позволяет удерживать на скважине заданный дебит жидкости путем подбора диаметра штуцера. По сути, оптимизатор со временем будет «разжимать» скважину для того, чтобы она осталась на заданном дебите, снижая забойное давление в скважине. Это позволит продлить срок фонтанирования. Для трех скважин, которые перестают фонтанировать, включен оптимизатор штуцера.

Анализируя результаты расчета с применением функции оптимизатора, можно сделать вывод, что

работа со штуцером позволит значительно продлить срок фонтанирования скважин. Для скважины № 56 продление срока работы фонтанным способом составило 16 месяцев (остановка 01.12.2023). Для скважин №№ 2 и 27 расчет с применением оптимизатора показал возможность продолжения эксплуатации на фонтанном способе эксплуатации после 1 января 2025 г., перевод на механизированный способ не потребуется на рассматриваемом горизонте расчета.

Подводя итоги расчетов, можно сделать вывод, что ИМ позволяет определить срок окончания фонтанирования скважин, учитывая при этом ограничения как системы сбора, так и пласта. Также, проводя оптимизацию устьевого оборудования, можно добиться значительного увеличения срока эксплуатации скважины на естественном режиме работы.

Подбор глубинно-насосного оборудования для скважин после фонтанирования

В предыдущей части работы определена скважина, которая в ближайшей перспективе перестанет фонтанировать. Для дальнейшей эксплуатации данной скважины требуется ее перевод на механизированный способ эксплуатации.

Ключевое назначение такого способа добычи – это добыча нефти там, где пластовое давление снижено настолько, что уже не может обеспечивать отбор нефти из скважины за счёт природной энергии.

В настоящий момент в мире не более четверти всех добывающих нефтяных скважин находится в фонтанной эксплуатации [7], с использованием естественной энергии пласта. Если энергия снижена сверх меры, либо режим пласта не позволяет использовать экономически обоснованный темп отбора, или же пласт не обеспечивает приток пластовых флюидов к скважине, применяются механизированные методы добычи. Инженерные решения позволяют выбрать один из многих способов, в зависимости от каждой конкретной скважины. Механизированная добыча также способствует увеличению отдачи пласта за счёт снижения предельного уровня забойного давления, при котором эксплуатация скважины становится нерентабельной и её приходится ликвидировать.

Сейчас механизированная добыча часто ассоциируется с поздними стадиями разработки нефтяных месторождений, которые характеризуются пониженным пластовым давлением и повышенной добычей пластовой воды. Однако это совсем не так: механизированная добыча применяется и на ранних стадиях разработки месторождений. На первой и второй стадиях эксплуатации пластов механизированные системы добычи нефти позволяют значительно ускорить и оптимизировать извлечение нефти с наименьшими затратами [3, 4].

Для выбора способа механизированной добычи проанализирован накопленный опыт по месторождению. На данном активе на всех скважинах, которые эксплуатируются не фонтанным способом, установлены электроцентробежные насосы (ЭЦН).

Для подбора насоса на скважину № 56 использовались следующие исходные данные:

- глубина подвески насоса 2630 м;
- частота 50 Гц;
- диаметр ЭЦН 103 мм;
- дебит жидкости 350 м³/сут;
- обводненность 5 %;
- газовый фактор 108 м³/м³;
- буферное давление 24 атм.

В результате расчета подобран насос компании «Борец». Рабочая точка на напорной характеристике представлена на рис. 1.

Для оценки влияния изменения обводненности, коэффициента износа насоса и пластового давления на работу в программном продукте Prospet проводился анализ чувствительности по данным параметрам (рис. 2–4). Данный анализ позволяет понять, как будет вести себя подобранное оборудование при изменении параметров пласта, и запланировать смену оборудования при выходе рабочей точки из рабочей зоны насоса.

При повышении обводненности продукции выше 30 % рабочая точка выходит за левую границу рабочей зоны насоса, что приведет к уменьшению коэффициента полезного действия (КПД) оборудования. Рекомендуется запланировать смену ЭЦН при достижении обводненности выше 28 %.

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что с повышением коэффициента деградации насоса до 50 % (половина периода средней наработки на отказ) требуется произвести увеличение частоты работы погружного электродвигателя на 10 Гц.

При снижении пластового давления ниже 258 атмосфер рабочая точка выходит за левую границу рабочей зоны насоса, что приведет к уменьшению КПД оборудования. Рекомендуется запланировать смену ЭЦН при достижении пластового давления 260 атмосфер.

После подбора оборудования на скважину № 56, был проведен прогнозный расчет с учетом перевода скважины на механизированный способ эксплуатации.

Программный продукт GAP позволяет задавать в каждом элементе свое расписание, благодаря которому можно прописывать пуски/остановки скважин, изменять коэффициент простоя, задавать новую частоту вращения ЭЦН и т. д.

На следующий месяц после прекращения фонтанирования скважины подключена модель скважины с подобранным электроцентробежным насосом. Разница в месяц между остановкой и пуском предполагает ремонтные работы для смены глубинно-насосного оборудования в скважине.

Технико-экономическое обоснование рекомендуемых мероприятий

Задача обоснования экономической рентабельности представляет собой оценку эффективности анализа продуктивности реализации денежных и иных вложений в проект. Основная цель анализа финансовой эффективности проекта – определение ключевых показателей, на основе которых будут приняты первоочередные решения.

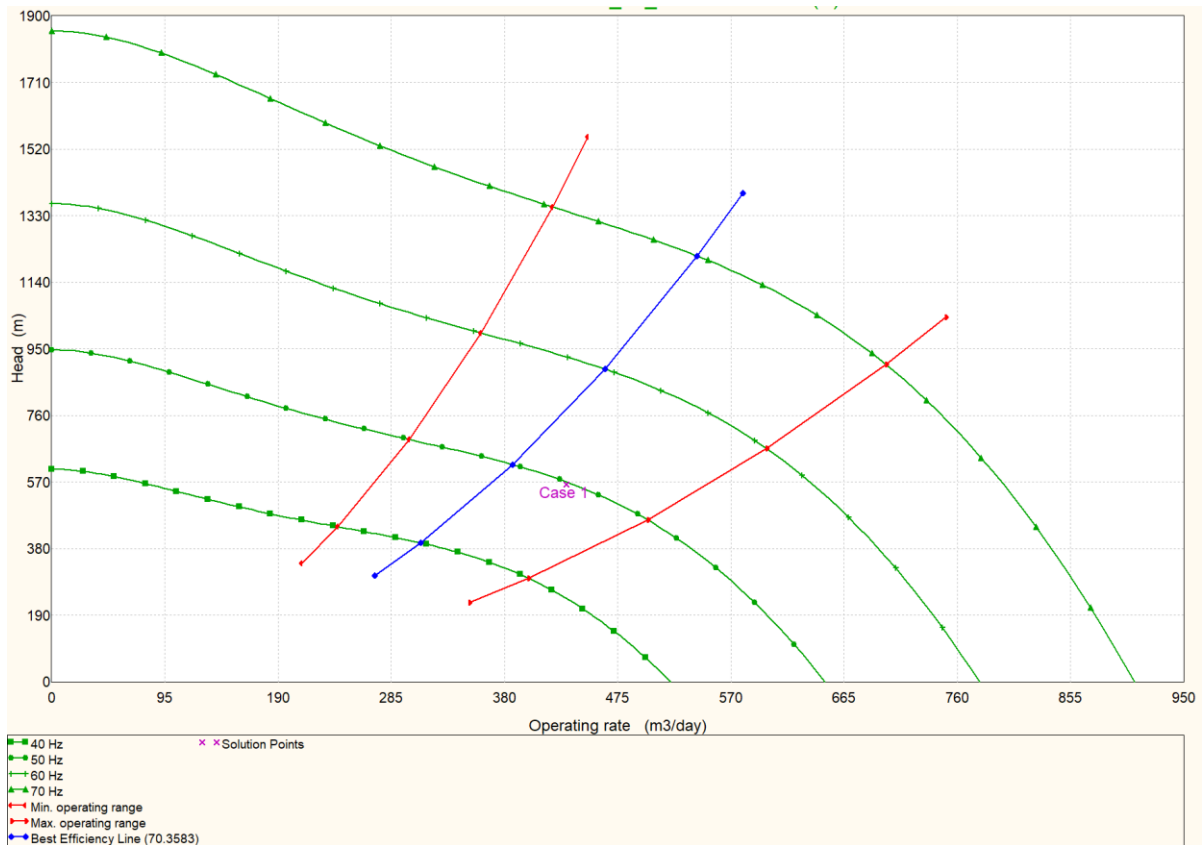


Рис. 1. Расчетная рабочая точка на графике напорной характеристики насоса

Fig. 1. Calculated duty point on the pump head curve

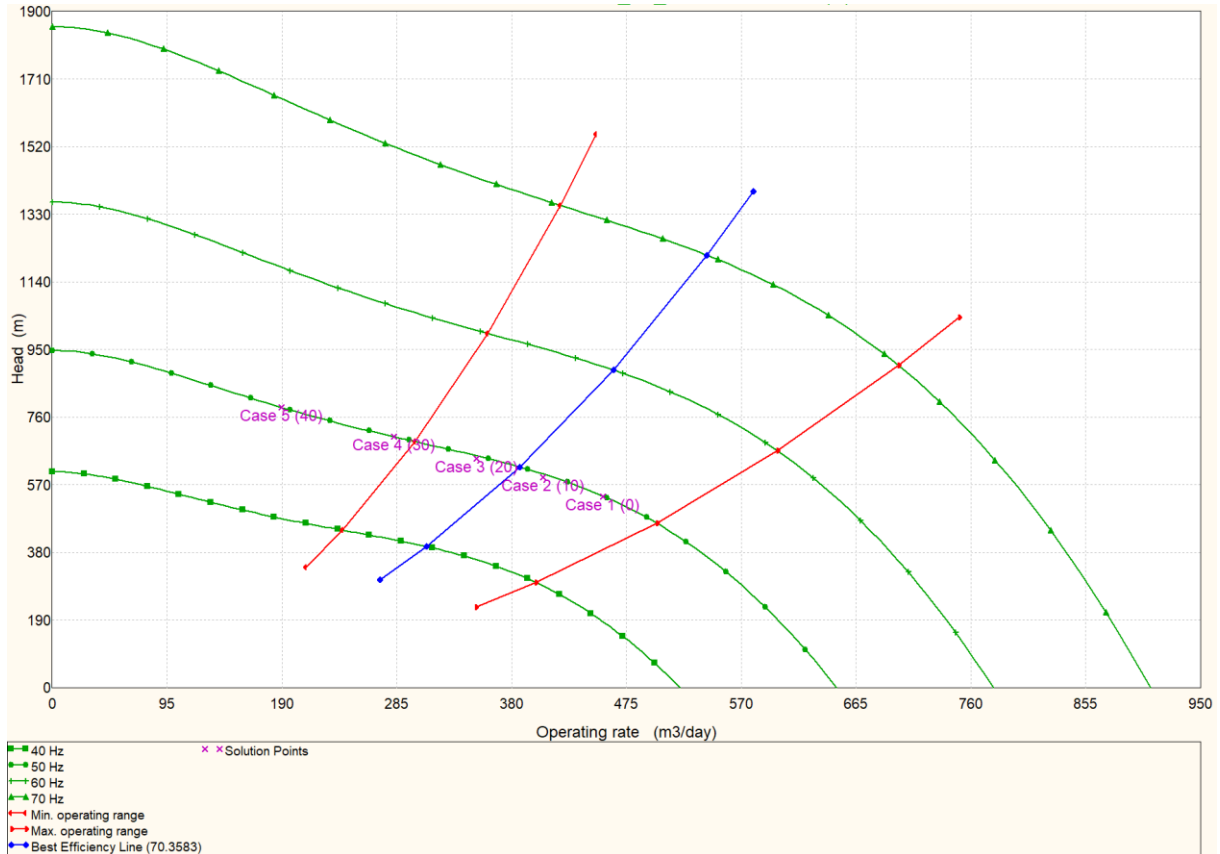


Рис. 2. Расчетная рабочая точка на графике напорной характеристики насоса (обводненность)

Fig. 2. Calculated duty point on the pump head curve (water cut)

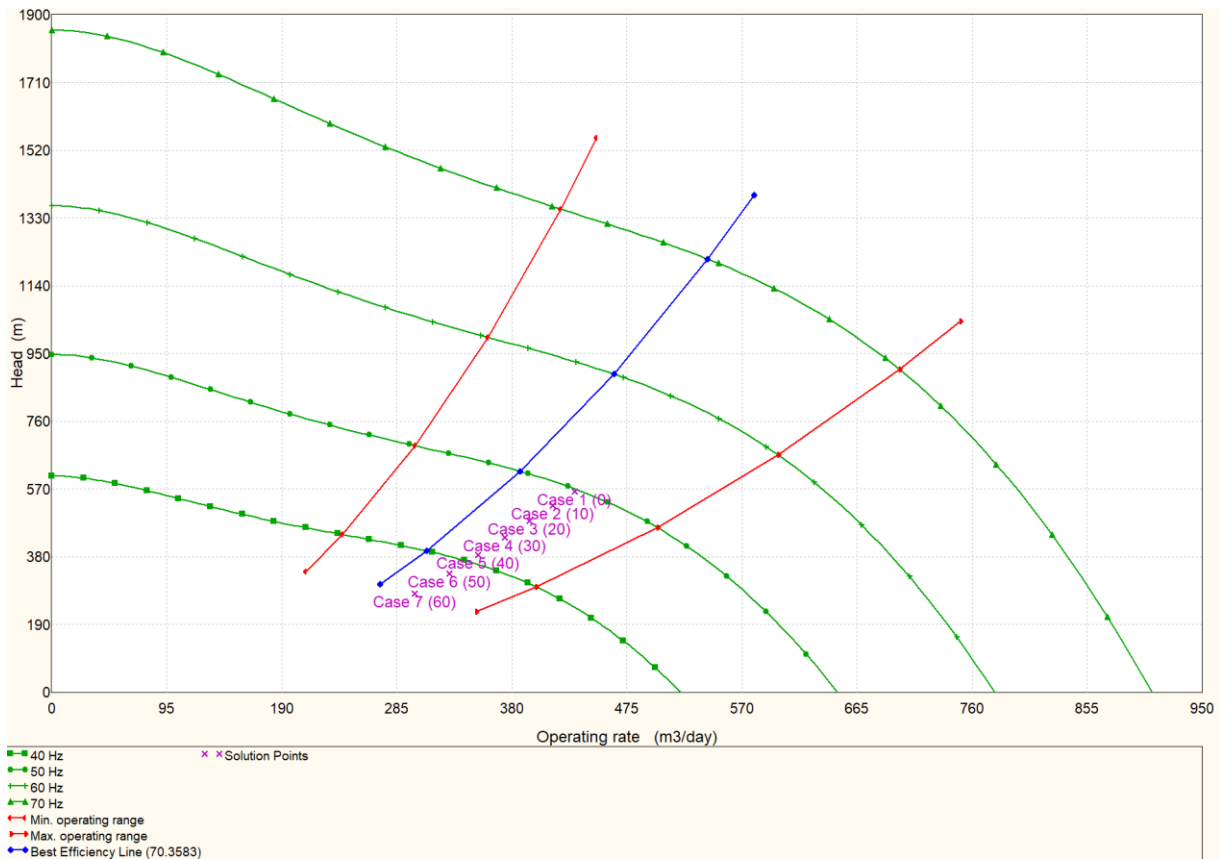


Рис. 3. Расчетная рабочая точка на графике напорной характеристики насоса (коэффициент износа насоса)
Fig. 3. Calculated duty point on the pump head curve (pump wear factor)

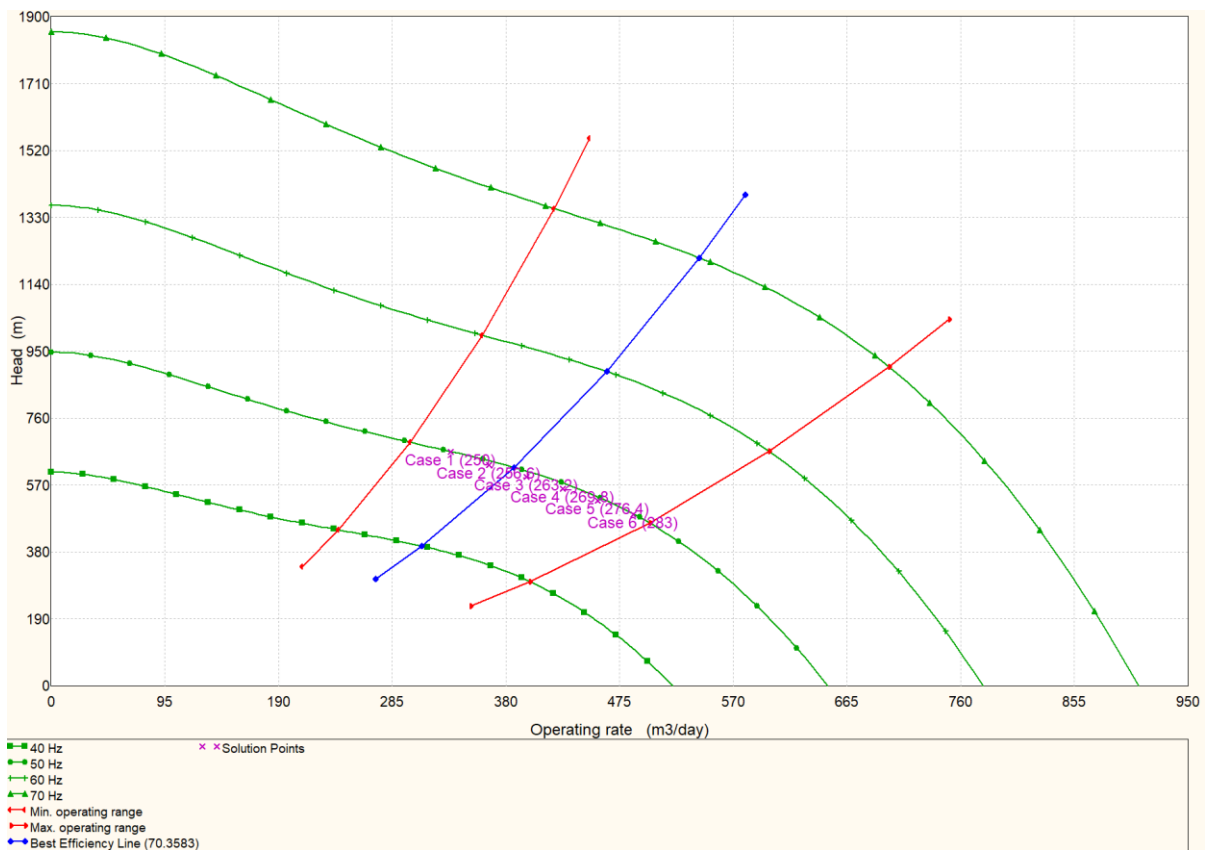


Рис. 4. Расчетная рабочая точка на графике напорной характеристики насоса (пластовое давление)
Fig. 4. Calculated duty point on the pump head curve (reservoir pressure)

Сравниваться будут варианты расчета перевода скважин на механизированный способ эксплуатации без оптимизации системы сбора и транспорта и со сменой способа эксплуатации с оптимизацией.

Данное сравнение позволит в денежном эквиваленте рассчитать эффективность проведения оптимизационных работ на выделенном фонде скважин, а также срок окупаемости от перевода скважина на механизированный способ эксплуатации.

Экономические расчеты выполнены на основании технологических показателей и обоснованных нормативов затрат на планируемые работы (табл. 1).

Спрогнозированный технологический эффект дополнительной добычи нефти (тыс. м³) после проведе-

ния оптимизации системы сбора на трех скважинах представлен в табл. 2.

Расчеты экономических показателей проведены в постоянных ценах за шестилетний период. Единовременные затраты представлены капитальными вложениями и равны стоимости заказа расчетов в подрядной организации – 20 млн р.

Таким образом, чистый дисконтированный доход ЧДД за 6 лет составит 747,4 млн р.

Спрогнозированный технологический эффект дополнительной добычи нефти (тыс. м³) после перевода скважины № 56 с фонтанного способа эксплуатации на механизированный способ эксплуатации представлен в табл. 3.

Таблица 1. Исходные данные для экономического расчета

Table 1. Initial data for economic calculation

Показатели Indicators		Ед. измер. Units of measurement	Значение Value
Срок действия мероприятия, увеличивающего объем добычи нефти (горизонт расчета) Validity period of an event that increases the volume of oil production (calculation horizon)		Год/Year	6
Цена реализации нефти на внутреннем рынке Price of oil sales in the domestic market		р./т (rub/t)	23000
Налоги Taxes	НДС/VAT	%	20
	На прибыль/For profit	%	15,5
Себестоимость 1 т нефти/Cost of a ton of oil		р./т (rub/t)	16000
Норма дисконта (квартальная)/Discount rate (quarterly)		%	5

Таблица 2. Технологический эффект

Table 2. Technological effect

Номер скважины Well no.	Год/Year						Сумма Sum
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
2	2,61	8,905	18,17	31,842	47,238	74,742	183,507
27	3,348	13,553	30,316	60,683	94,376	121,258	323,534
56	7,709	18,467	24,619	51,074	–	–	101,869
Сумма/Sum	13,667	41,229	73,105	143,599	141,614	196	

Таблица 3. Технологический эффект

Table 3. Technological effect

Номер скважины Well no.	Год/Year						Сумма Sum
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
56	–	–	–	–	119,267	113,739	233,006

Расчеты экономических показателей проведены в постоянных ценах за шестилетний период. Единовременные затраты представлены капитальными вложениями и средней закупочной стоимостью комплекта ЭЦН в сероводородостойком исполнении – 3860000 р., а также средней стоимостью работ по смене глубинно-насосного оборудования – 3128000 р.

Так как два этих мероприятия являются продолжением друг друга, ЧДД и срок окупаемости для них будет общий. Срок окупаемости данного варианта (проведение оптимизации путем подбора диаметра штуцера и спуск ЭЦН в скважины после окончания фонтанирования) и базового варианта (эксплуатация месторождения без предложенных мероприятий – прекращение работы скважин) представлен на рис. 5. Для проведения оптимизационных работ на трех скважинах и замены глубинно-насосного оборудования на одной скважине срок окупаемости составляет 4 месяца.

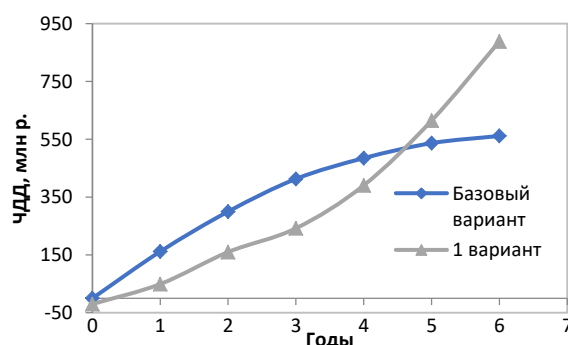


Рис. 5. Экономическая эффективность мероприятий

Fig. 5. Economic efficiency of measures

Выводы

Рассмотрены вопросы определения даты окончания фонтанирования скважин, подбора глубинно-насосного оборудования после окончания фонтанирования скважин, его анализа чувствительности, а

также проведения экономических расчетов для предложенных мероприятий.

С использованием встроенного оптимизатора GAP рассчитаны мероприятия для продления срока фонтанирования скважин. Для скважины № 56 продление срока работы фонтанным способом составляет 16 месяцев (остановка 01.12.2023). Для скважин №№ 2 и 27 расчет с применением оптимизатора показал возможность продолжения эксплуатации на фонтанном способе эксплуатации после 1 января 2025 г., перевод на механизированный способ не потребует на рассматриваемом горизонте расчета.

После окончания фонтанирования скважины № 56 проведен подбор оборудования и анализ чувствительности для подобранного насоса в программном

продукте Prosper. Для скважины подобран ЭЦН компании «Борец».

Данное исследование позволит запланировать своевременный перевод выделенных скважин на механизированный способ эксплуатации и заложить в инвестиционную программу будущих периодов закуп необходимого глубинно-насосного оборудования (установок ЭЦН, наземного электрооборудования) для осуществления данного перевода.

После расчетных мероприятий по оптимизации диаметра штуцера на скважинах и перевода на механизированный способ эксплуатации проведен экономический расчет, который показал, что срок окупаемости равен 4 месяцам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Создание прокси-интегрированной модели Восточного участка Оренбургского месторождения в условиях недостаточности объема исходных данных / Е.В. Юдин, Р.А. Хабибуллин, И.М. Галаутдинов, Н.А. Смирнов, В.М. Бабин, Г.А. Чигарев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 47–51.
2. Интегрированная модель как инструмент решения практических задач при разработке газоконденсатных месторождений / А.Г. Храмов, С.В. Ромашкин, В.В. Булейко, А.Ю. Ломухин, А.В. Слободянок // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 3. – С. 84–88.
3. Liao T.T., Stein M.H. Evaluating operation strategies via integrated asset modeling // Society of Petroleum Engineers. – 2002. – № 75525. – P. 1–10.
4. Noguera C. Lessons learned from production history matching in single cell numerical models in an integrated asset model // Society of Petroleum Engineers. – 2002. – № 169912. – P. 1–14.
5. Memon S., Zammer A. To develop the optimum field development plan for condensate wells using Integrated Production Modeling (IPM) // Society of Petroleum Engineers. – 2002. – № 160924. – P. 1–12.
6. Using real-time data and integrated models to diagnose scale problems and improve pump performance / B.S. Al-shammari, N. Rane, S.M. Ali, A.A. Sultan, S.H. Al Sabea, M.A. Pandey, F.L. Solaeche // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – № 194847. – P. 1–11.
7. Using data analytics and manage by exception methodology to analyze, confirm and predict well behavior using integrated modeling approach / R.C. Cornwall, S.M. Al Nuimi Nuimi, D.T. Tripathi, M.H. Hidalgo, S.S. Soni, J.I. Isambert // International Petroleum Technology Conference. – 2020. – № 19980. – P. 1–11.
8. Material balance analysis in complex mature reservoirs – experience in Samarang field, Malaysia / T. Bui, M.S. Bandal, N. Hutamin, A. Gajraj // Society of Petroleum Engineers. – 2002. – № 101138. – P. 1–16.
9. El Ela Aly M.A. Reservoir characterization from material balance results analysis // Society of Petroleum Engineers. – 2002. – № 108648. – P. 1–12.
10. Integrated modeling of the complex multilayer oil, gas and condensate field development as a method of the project value increasing / E. Bogdanov, I. Chameev, S. Nekhaev, R. Badgutdinov, A. Tkachuk, A. Shorokhov // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – № 196913. – P. 1–24.
11. Uncertainty Analysis and integrated modeling application during field development / V.V. Dmitruk, E.P. Mironov, A.A. Mulkamanov, A. Kharkovskiy, R. Bayguzov, M. Komin, O. Timakova, V. Chernyak, D. Shakhov, M. Krivokorytova // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – № 196888. – P. 1–21.
12. Integrated modeling as an instrument for unique gas condensate field development concept choice / T.I. Gataullin, A.V. Poushev, A.V. Prokopenko, A.V. Sullagaev // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – № 187794. – P. 1–14.
13. Kyrmaev D.V. RITEK starts to develop an intelligent field approach // Oil.Gas.Innovations. – 2015. – № 1. – P. 62–63.
14. Crompton J., Gilman H. The future of integrated operations // Society of Petroleum Engineers. – 2011. – № 127715. – P. 1–7.
15. Guyaguler B., Ghorayeb K. Integrated optimization of field development, planning, and operation // Society of Petroleum Engineers. – 2006. – № 102557. – P. 1–13.
16. Howell A., Torrens R., Szatny M. From reservoir through process, from today to tomorrow – the integrated asset model // Society of Petroleum Engineers. – 2006. – № 99469. – P. 1–20.
17. Coupling of a surface network with reservoir simulation / A. Kosmala, S.I. Aanonsen, A. Gajraj, V. Biran, K. Brusdal, A. Stokkenes, R. Torrens // Society of Petroleum Engineers. – 2003. – № 84220. – P. 1–11.
18. Povyishev K., Vershinin S., Vernikovskaya O. Specifics of development, infrastructure construction and production of oil-gascondensate fields. Integrated model application experience // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – № 187857. – P. 1–11.
19. Toby S. Making the best of integrated asset modeling // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – № 171161. – P. 1–11.
20. Ahmed T., McKinney P.D. Advanced reservoir engineering. – Burlington: Elsevier, 2005. – P. 187–286.
21. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering. – Burlington: Elsevier, 1998. – P. 1–42.
22. Зипир В.Г., Чернова О.С. Повышение эффективности проектирования разработки нового газоконденсатного актива методами интегрированного моделирования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 1. – С. 54–63.
23. Уточнение геолого-гидродинамических модели сложнопостроенной залежи путем комплексного анализа данных / Н.Д. Козырев, А.А. Кочнев, А.Г. Менгалиев, И.С. Путилов, С.Н. Кривошеков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 164–177.

Поступила 29.06.2022 г.

Информация об авторах

Жигалов Д.Н., аспирант, Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

Поплыгин В.В., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий, Пермский национальный исследовательский политехнический университет.

UDC 622.276

INCREASING WELL PERFORMANCE EFFICIENCY USING INTEGRATED SIMULATION TOOLS

Denis N. Zhigalov¹,
zhigalov_1995@inbox.ru

Vladimir V. Poplygin¹,
poplygin@bk.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russia.

The relevance of the work is in the need for a comprehensive analysis of the oil asset, both of its current and the long run status. This will allow more efficient well stock operation with consideration for the changes of the formation performance indicators.

Objective: determining the date of wells' natural flowing completion, and where possible, proposing measures to extend their work at the depletion drive; select the necessary downhole pumping equipment for further artificial lifting; perform sensitivity analysis of the selected equipment.

Objects: oil field at the first development phase; digital models of the gathering system, reservoir pressure support system, production and injection wells, reservoir developed using the material balance method. Through combination of these models, an integrated field model used for operational calculations was obtained.

Methods. Integrated modeling tools have been used for comprehensive assessment of calculations. This technique makes it possible to consider the constraints imposed by both surface infrastructure and reservoir. Optimization calculations was also made to extend the life of wells at the depletion drive. An approach was developed for selection of downhole pumping equipment, taking into account the performance indicators. The sensitivity analysis technique for the selected downhole pumping equipment was described.

Results. The authors carried out the forecast calculation, identified wells, which will stop naturally flowing in the near future. With the help of multivariant optimization calculations, the measures to extend the well flowing period were proposed. Downhole pumping equipment was also selected for such wells. A feasibility study of the proposed activities was performed.

Key words:

Integrated model, well flowing, downhole pumping equipment, sensitivity analysis, feasibility study, optimization calculation.

REFERENCES

1. Yudin E.V., Khabibullin R.A., Galyautdinov I.M., Smirnov N.A., Babin V.M., Chigarev G.A. Creation of a proxy-integrated model of the eastern section of the Orenburgskoe oil-gas-condensate field under the conditions of lack of initial date. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2019, no. 12, pp. 47–51. In Rus.
2. Khramov A.G., Romashkin S.V., Buleiko V.V., Lomukhin A.Yu., Slobodyanyuk A.V. Integrated model as a tool for solving practical problems during development of gas-condensate fields. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2020, no. 3, pp. 84–88. In Rus.
3. Liao T.T., Stein M.H. Evaluating operation strategies via integrated asset modeling. *Society of Petroleum Engineers*, 2002, no. 75525, pp. 1–10.
4. Noguera C. Lessons learned from production history matching in single cell numerical models in an integrated asset model. *Society of Petroleum Engineers*, 2002, no. 169912, pp. 1–14.
5. Memon S., Zammer A. To develop the optimum field development plan for condensate wells using Integrated Production Modeling (IPM). *Society of Petroleum Engineers*, 2002, no. 160924, pp. 1–12.
6. Al-shammari B.S., Rane N., Ali S.M., Sultan A.A., Al Sabea S.H., Pandey M.A., Solache F.L. Using Real-Time Data and Integrated Models to Diagnose Scale Problems and Improve Pump Performance. *Society of Petroleum Engineers*, 2020, no. 194847, pp. 1–11.
7. Cornwall R.C., Al Nuimi Nuimi S.M., Tripathi D.T., Hidalgo M.H., Soni S.S., Isambert J.I. Using data analytics and manage by exception methodology to analyze, confirm and predict well behavior using integrated modeling approach. *International Petroleum Technology Conference*, 2020, no. 19980, pp. 1–11.
8. Bui T., Bandal M.S., Hutamin N., Gajraj A. Material balance analysis in complex mature reservoirs – experience in Samarang field, Malaysia. *Society of Petroleum Engineers*, 2002, no. 101138, pp. 1–16.
9. El Ela Aly M. A. Reservoir characterization from material balance results analysis. *Society of Petroleum Engineers*, 2002, no. 108648, pp. 1–12.
10. Bogdanov E., Chameev I., Nekhaev S., Badgutdinov R., Tkachuk A., Shorokhov A. Integrated modeling of the complex multilayer oil, gas and condensate field development as a method of the project value increasing. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, no. 196913, pp. 1–24.
11. Dmitruk V.V., Mironov E.P., Mulkamanov A.A., Kharkovskiy A., Bayguzov R., Komin M., Timakova O., Chernyak V., Shakhov D., Krivokorytova M. uncertainty analysis and integrated modeling application during field development. *Society of Petroleum Engineers*, 2019, no. 196888, pp. 1–21.
12. Gataullin T.I., Poushev A.V., Prokopenko A.V., Sullagaev A.V. Integrated modeling as an instrument for unique gas condensate field development concept choice. *Society of Petroleum Engineers*, 2017, no. 187794, pp. 1–14.
13. Kyrnaev D.V. RITEK starts to develop an intelligent field approach. *Oil.Gas.Innovations*, 2015, no. 1, pp. 62–63.
14. Crompton J., Gilman H. The future of integrated operations. *Society of Petroleum Engineers*, 2011, no. 127715, pp. 1–7.
15. Guyaguler B., Ghorayeb K. Integrated optimization of field development, planning, and operation. *Society of Petroleum Engineers*, 2006, no. 102557, pp. 1–13.
16. Howell A., Torrens R., Szatny M. From reservoir through process, from today to tomorrow – the integrated asset model. *Society of Petroleum Engineers*, 2006, no. 99469, pp. 1–20.
17. Kosmala A., Aanonsen S.I., Gajraj A., Biran V., Brusdal K., Stokkenes A., Torrens R.. Coupling of a Surface Network with Reservoir Simulation. *Society of Petroleum Engineers*, 2003, no. 84220, pp. 1–11.
18. Povyishev K., Vershinin S., Vernikovskaya O. Specifics of development, infrastructure construction and production of oil-gas-condensate fields. Integrated model application experience. *Society of Petroleum Engineers*, 2017, no. 187857, pp. 1–11.
19. Toby S. Making the best of integrated asset modeling. *Society of Petroleum Engineers*, 2014, no. 171161, pp. 1–11.
20. Ahmed T., McKinney P.D. *Advanced Reservoir Engineering*. Burlington, Elsevier Publ., 2005. pp. 187–286.

21. Dake L.P. *Fundamentals of reservoir engineering*. Burlington, Elsevier Publ., 1998. pp. 1–42.
22. Zhipir V.G., Chernov O.S. Improving the designing efficiency of the development of a new gas condensate asset using integrated modeling methods. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 1, pp. 54–63. In Rus.
23. Kozyrev N. D., Kochnev A.A., Mengaliev A.A., Putilov I.S., Krivoshchekov S.N. Refinement of the geological and hydrodynamic model of a complex oil reservoir by means of a comprehensive data analysis. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 10, pp. 164–177. In Rus.

Received: 29 June 2022.

Information about the authors

Denis N. Zhigalov, postgraduate student, Perm National Research Polytechnic University.

Vladimir V. Poplygin, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.