

Применение результатов моделирования технологических мероприятий в специализированном программном обеспечении при управлении объектами инфраструктуры промысла

Фоменко И.Ш., Бринстер В.М., Мезенцева Т.А., Мамонов Д.М., Павлов В.П.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
vmbminster@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

На поздней стадии разработки месторождений наблюдается снижение объемов добычи по сравнению с проектной пропускной способностью инфраструктуры, что приводит к рискам накопления жидкости в элементах системы «пласт – скважина – шлейф». Для устранения потенциальных проблем важно своевременно идентифицировать места скопления жидкости и планировать мероприятия, обеспечивающие режим стабильной работы трубопроводов [3, 4].

Материалы и методы

В статье рассматривается работа газосборной сети с параметрами, соответствующими типичным условиям для месторождений в завершающий период разработки объекта.

Полученные результаты могут быть применены для обоснования проведения технологических мероприятий на промыслах.

Ключевые слова

управление газовым промыслом, добыча газа, инжиниринг добычи, динамическое моделирование, технологический режим

Для цитирования

Фоменко И.Ш., Бринстер В.М., Мезенцева Т.А., Мамонов Д.М., Павлов В.П. Применение результатов моделирования технологических мероприятий в специализированном программном обеспечении при управлении объектами инфраструктуры промысла // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 66–69. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-66-69

Поступила в редакцию: 10.11.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622 I Original paper

Application of the results of modeling of technological measures in specialized software for the management of fishing infrastructure facilities

Fomenko I.Sh., Brinster V.M., Mezentseva T.A., Mamonov D.M., Pavlov V.P.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
vmbminster@tnnc.rosneft.ru

Abstract

At the late stage of field development, there is a decrease in production volumes compared to the design capacity of the infrastructure, which leads to the risks of liquid accumulation in the elements of the “formation – well – plume system”. To eliminate potential problems, it is important to identify the places of fluid accumulation in a timely manner and plan measures to ensure the stable operation of pipelines [3, 4].

Materials and methods

The article discusses the operation of the gas collection network with parameters corresponding to typical conditions for deposits in the final period of the development of the object.

The obtained results can be applied to substantiate the implementation of technological measures in the fields.

Keywords

gas field management, gas production, production engineering, dynamic modeling, technological regime

For citation

Fomenko I.Sh., Brinster V.M., Mezentseva T.A., Mamonov D.M., Pavlov V.P. Application of the results of modeling of technological measures in specialized software for the management of fishing infrastructure facilities. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 66–69. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-66-69.

Received: 10.11.2022

В настоящее время количество обводненных скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, постоянно увеличивается, что приводит к выносу жидкости на участки газосборной сети (ГСС) и образованию жидкостных пробок вплоть до полного перекрытия сечения трубопровода. В зимний период при снижении температур это приводит к образованию гидратов и, как следствие, к значительному увеличению гидравлического сопротивления в шлейфах.

Действующие газовые активы ПАО «НК «Роснефть» (Компания) сопровождаются с помощью интегрированного моделирования (ИМ), включая блок расчетов газосборных сетей [2, 4].

Для обеспечения эффективной работы сетей сбора планируются различные технологические мероприятия для удаления жидкости в ГСС и их реконструкция:

- продувка газопроводов;
- очистка газопроводов с использованием поршей;
- применение поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- реконструкция существующей сети сбора для оптимизации скоростных режимов.

ИМ не позволяет моделировать нестационарные процессы движения газожидкостной смеси и планировать технологические мероприятия, обеспечивающие режим стабильной работы трубопроводов.

Предлагаемый авторами инструмент позволяет заранее оценить эффективность планируемых мероприятий.

В статье представлен анализ влияния наличия жидкой фазы на эффективность эксплуатации газосборной сети и предлагается методика оптимизации режима ее работы на основе результатов моделирования очистки газопроводов от накопленной жидкости без потерь добычи.

Применяемый комплекс инструментов для мониторинга полного цикла технологического процесса

Мониторинг полного цикла технологического процесса сбора, подготовки и транспорта газа осуществляется с использованием комплекса инструментов:

- расчет технологического режима работы скважин с учетом баланса сети сбора и давления на входе дожимной компрессорной станции (ДКС) выполняется в программном обеспечении (ПО) PIPESIM (модель скважин + ГСС);
- расчет материально-теплого баланса установок подготовки (установка комплексной подготовки газа (УКПГ), ДКС) выполняется в ПО HYSYS;
- локализация эксплуатационных рисков в трубопроводах и в отдельных узлах оборудования выполняется на основе результатов моделирования в HYSYS DYNAMICS. Создание инструмента идентификации рисков на основе моделирования нестационарных процессов обладает рядом преимуществ:
- максимально точная диагностика проблем эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений;
- оценка эффективности планируемых мероприятий, обеспечивающих плановые показатели добычи;
- принятие своевременных решений по реинжинирингу объектов инфраструктуры промысла.

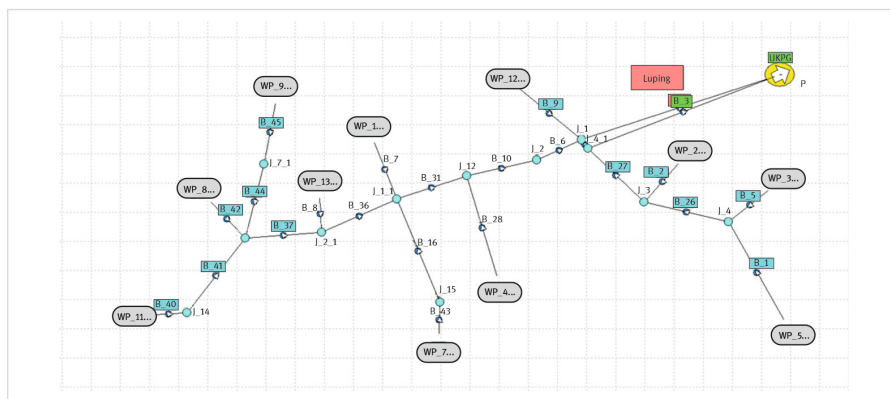


Рис. 1. Схема системы сбора в PIPESIM
Fig. 1. Scheme of the collection system in PIPESIM

Моделирование нестационарных процессов

С целью краткосрочного прогнозирования уровней добычи газового месторождения построена прокси-модель системы сбора с использованием специализированного программного обеспечения PIPESIM (рис. 1).

Модель системы сбора промысла от скважин до точки сдачи УКПГ содержит данные по скважинам — конструкция, инклинометрия и фильтрационные коэффициенты соответствуют скважинам, вскрывающим пласт ПК1, по участкам трубопроводов — длины, диаметры и продольные профили с высотными отметками трасс, учтены сведения об изоляции и способ прокладки.

В качестве исходных данных в модели PIPESIM на скважинах зафиксированы состав газа, количество пластовый и конденсационной воды — учтены через водогазовый фактор (ВГФ), пластовое давление и давление в точке сдачи.

На участке от врезки куста 12 до УКПГ предусмотрен лупинг для повышения пропускной способности системы сбора и обеспечения уровней добычи в проектный период. Данный участок характеризуется протяженностью более 7 км и перепадами высот до 10 м (рис. 2).

Моделирование многофазного потока пластового флюида в нестационарном режиме

Для оценки возможного накопления жидкостных пробок и локализации мест накопления создана модель системы сбора промысла в HYSYS Dynamics. Риски накопления жидкости оцениваются только по сети сбора — модель создана от кустов газовых скважин до входа в УКПГ. В качестве исходных данных на кустах зафиксированы составы газа,

добыча газа/воды и линейные температуры, давление в точке сдачи [1].

По результатам моделирования идентификация проблемных участков трубопроводов позволяет заблаговременно запланировать мероприятия по увеличению эффективности эксплуатации ГСС.

При текущем технологическом режиме эксплуатации на участках в сторону УКПГ наблюдаются высокие линейные потери давления, что говорит о возможном накоплении жидкости в пониженных местах перед восходящими участками и, как следствие, способствует снижению добычи газовых и газоконденсатных промыслов.

Результаты моделирования нестационарных процессов с использованием специализированного ПО подтвердили накопление жидкости на данных участках.

Авторами было разработано мероприятие последовательного кратковременного отключения каждого трубопровода для обеспечения выноса жидкости в сторону УКПГ и снижения гидравлического сопротивления на участке с лупингом.

Моделирование предложенного сценария выполнялось итерационно — базовый режим работы промысла с образованием жидкостных пробок, режим работы промысла с поочередной остановкой каждого участка для проведения «очистки» участков от накопленной жидкости (на входе в УКПГ транспорт потока осуществляется по одному коллектору) и режим работы промысла с учетом работы двух «очищенных» газосборных коллекторов (ГСК).

Для каждого варианта добыча газа уточнялась на модели PIPESIM с учетом полученного представления об изменении гидравлического сопротивления на общем участке. С учетом этого проводилось повторное моделирование

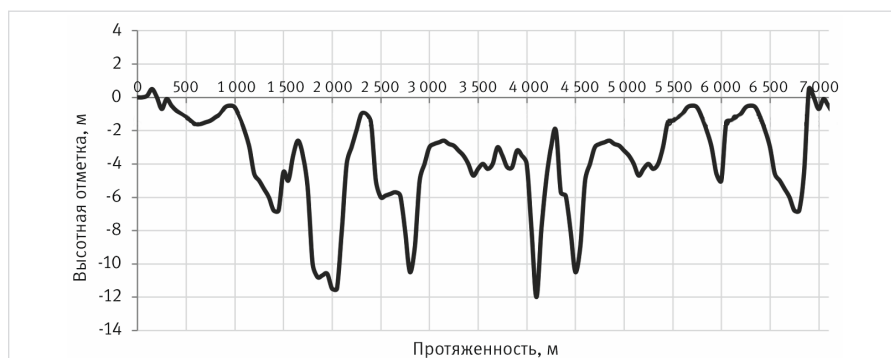


Рис. 2. Продольный профиль участка от точки врезки (т. вр.) К-12 до УКПГ
Fig. 2. The longitudinal profile of the site from insertion point K-12 to UKPG

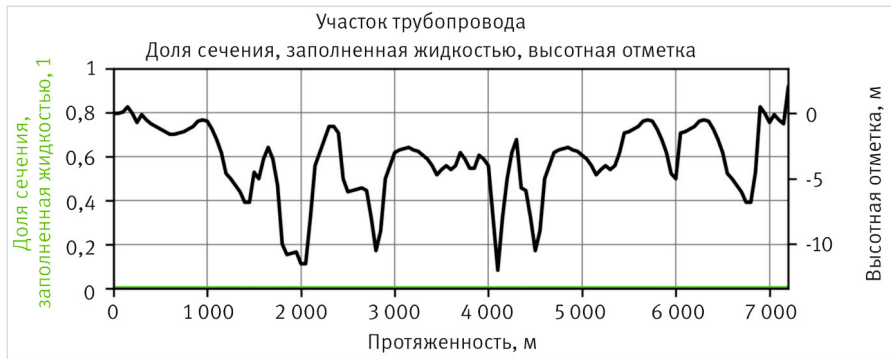


Рис. 3. Накопление жидкости в начале моделирования сценария
Fig. 3. Accumulation of fluid at the beginning of the simulation scenario

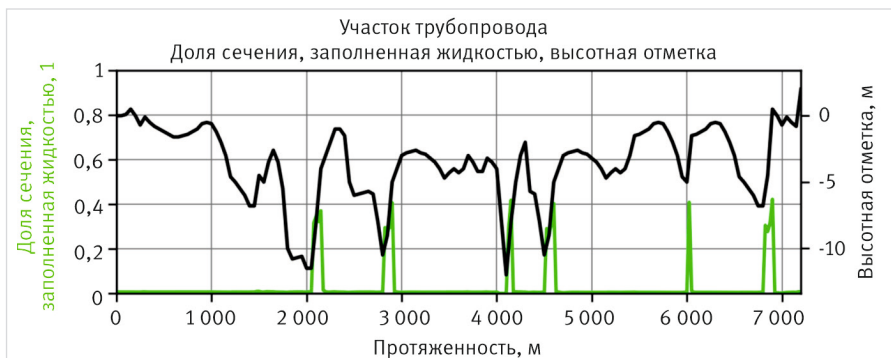


Рис. 4. Накопление жидкости при стабилизации режимов течения на участке от т. вр. К-12 до УКПГ
Fig. 4. Accumulation of liquid during stabilization of flow modes in the section from insertion point K-12 to UKPG



Рис. 5. Накопление жидкости после 20 минут «очистки» на участке от т. вр. К-12 до УКПГ
Fig. 5. Accumulation of liquid after 20 minutes of «cleaning» in the area from insertion point K-12 to UKPG

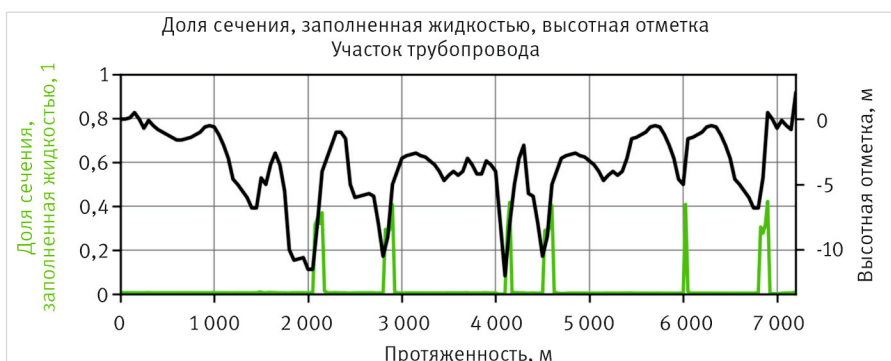


Рис. 6. Продольный профиль участка от т. вр. К-12 до УКПГ
Fig. 6. The longitudinal profile of the site from insertion point K-12 to UKPG

с целью уточнения эффекта и временных периодов проведения мероприятия.

В начальный момент моделирования на продолжительных участках трубопроводов в сторону УКПГ, идущих параллельно друг другу, отсутствует жидкость (рис. 3).

Время моделирования работы промысла до выхода на стационарный режим (прекращение накопления и стабилизация перепада давления на участках) составило одни сутки. По окончании моделирования по всем участкам получено распределение Liquid fraction (доля сечения трубопровода, заполненная жидкостью).

В целом для промысла количество участков трубопроводов с наличием рисков накопления жидкости составило 5 ед. Режим работы одного участка от т. вр. К-12 до УКПГ с накоплением жидкости представлен на рисунке 4.

Далее выполнено моделирование процесса очистки газопровода. Время моделирования на режиме с отключением одного участка трубопровода (лупинга) составило 20 минут, что явилось достаточным для получения положительного эффекта и полного выноса накопленной жидкости (рис. 5). Подобная процедура проведена и для второго участка системы сбора.

После запуска потока газа по двум ГСК наблюдается постепенное накопление жидкости, рост перепада давления — и по истечении суток накопление жидкости в трубопроводах достигло объемов, соответствующих начальному режиму работы (рис. 6).

Гидравлические потери, полученные по результатам динамического моделирования сценария «очистки» системы сбора от накопления жидкости для каждого ключевого шага, перенесены в модель PIPESIM для оценки уровней добычи.

На основе оценки уровней добычи и временных периодов каждого шага выполнена оценка эффекта от предлагаемого мероприятия (рис. 7).

Точка 1 соответствует режиму работы промысла с накоплением жидкости на участках ГСС (в работе два газопровода); точка 2 — режим работы при отключении одного участка в момент до «очистки» работающего газопровода; точка 3 — режим работы по одному ГСК, прирост добычи газа происходит за счет снижения потерь давления. Режим работы промысла по двум ГСК после проведения их «очистки» соответствует точке 4. Далее наблюдается постепенное снижение добычи газа за счет накопления жидкости в ГСС (рис. 7).

Итоги

Таким образом, во время проведения очистки наблюдается кратковременное снижение добычи газа, оценочно на 12 тыс. м³/сут, после запуска «очищенных» участков ГСС наблюдается прирост добычи, компенсирующий кратковременное снижение. Суммарный эффект от технологического мероприятия сохраняется на протяжении одних суток работы промысла и оценивается в дополнительной добыче газа 128,8 тыс. м³/сут, что составляет 3,8 % от суммарной добычи месторождения.

Выводы

Интегрированное моделирование позволяет выявить проблемные места в работе промысла, однако для проработки решений необходимо моделирование нестационарных процессов.

Динамическое моделирование позволяет

заблаговременно спланировать эффективные технологические мероприятия с целью дальнейшей оптимизации режимов работы сети сбора, минимизации образования жидкостных пробок и повышения уровней добычи промысла.

Результаты моделирования мероприятия для выноса накопившейся жидкости из трубопроводов, представленные в статье, позволили оценить оптимальное время проведения и продолжительность эффекта.

На поздних этапах разработки происходит регулирование режимов работы газосборных сетей за счет управления режимами ДКС (и давлением в системе сбора) и индивидуальными режимами работы скважин для обеспечения оптимальной добычи.

Литература

1. Положение Компании № П1-01.03 Р-0021. Экспертиза геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ПАО «НК «Роснефть», 2017.
2. Методические указания Компании № П1-01.03 М-0147 Создание и экспертиза постоянно действующих интегрированных моделей (ПДИМ) для газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ПАО «НК «Роснефть», 2022.
3. Меньшиков С.Н., Морозов И.С.,

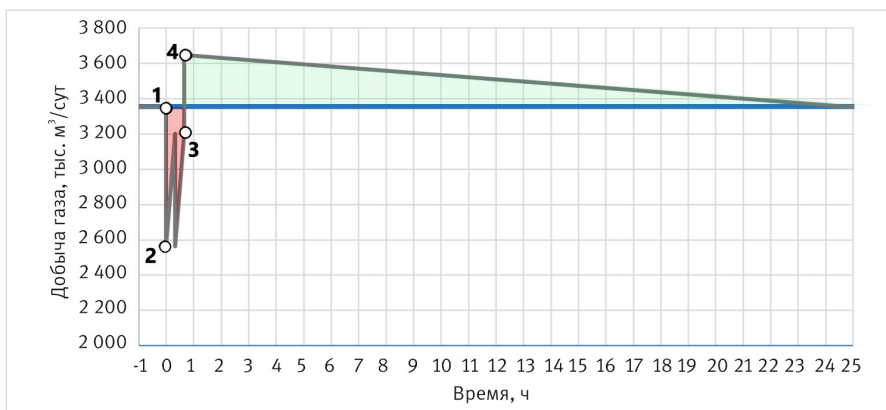


Рис. 7. Зависимость добычи газа месторождения при проведении предложенного мероприятия по очистке трубопровода от накопления жидкости (синяя линия соответствует базовому сценарию, серая линия — предлагаемый сценарий)
Fig. 7. The dependence of the field's gas production during the proposed pipeline cleaning event on the accumulation of liquid (the blue line corresponds to the baseline scenario, the gray line is the proposed option)

- Мельников И.В., Киселев М.Н., Харитонов А.Н., Архипов Ю.А. Повышение производительности газовых промыслов // Газовая промышленность. 2015. № 1. С. 84–87.
4. Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Харитонов А.Н., Киселёв М.Н.,

Одинцов Д.Н., Дарымов А.В., Ильин А.В. Использование систем интегрированного моделирования для обоснования технологического режима работы газового промысла // Нефтепромысловое дело. 2019. № 2. С. 64–69.

ENGLISH

Results

Thus, during the cleaning, there is a short-term decrease in gas production, estimated at 12 thousand m³/day, after the launch of the “cleaned” sections of the gas gathering network, there is an increase in production, compensating for a short-term decrease. The total effect of the technological event is maintained for one day of operation of the field and is estimated at additional gas production of 128,8 thousand m³/day, which is 3,8 % of the total production of the field.

Conclusions

Integrated modeling makes it possible to identify problem areas in the work of the fishery, however, modeling of non-stationary processes is necessary to work out solutions.

References

1. Company Regulation № P1-01.03 R-0021. Examination of geological and technological models of oil and gas and oil fields. Moscow: “NK “Rosneft” PJSC, 2017. (In Russ).
2. Company Guidelines № P1-01.03 M-0147. Creation and examination of permanently

- operating integrated models (PDIM) for gas and gas condensate fields. Moscow: “NK “Rosneft” PJSC, 2022. (In Russ).
3. Menshikov S.N., Morozov I.S., Melnikov I.V., Kiselev M.N., Kharitonov A.N., Arkhipov Yu.A. Increasing the productivity of gas fields. Gas Industry, 2015, issue 1, P. 84–87. (In Russ).

4. Menshikov S.N., Varyagov C.A., Kharitonov A.N., Kiselev M.N., Odintsov D.N., Darymov A.V., Ilyin A.V. The use of integrated modeling systems to substantiate the technological mode of operation of the gas field. Oilfield engineering, 2019, issue 2, P. 64–69. (In Russ).

Dynamic modeling allows you to plan effective technological measures in advance in order to further optimize the modes of operation of the collection network, minimize the formation of liquid jams and increase the production levels of the field.

The results of modeling the event for the removal of accumulated fluid from pipelines, presented in the article, allowed us to estimate the optimal time and duration of the effect.

At the later stages of development, the modes of operation of gas collection networks are regulated by controlling the modes of booster compressor station (and pressure in the collection system) and individual modes of operation of wells to ensure optimal production.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Фоменко Ирина Шокировна, начальник отдела инжиниринговой поддержки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Fomenko Irina Shokirovna, head of engineering support department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Бринстер Виктория Михайловна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: vmbrinster@tnnc.rosneft.ru

Brinster Victoria Mikhailovna, chief specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: vmbrinster@tnnc.rosneft.ru

Мезенцева Татьяна Андриановна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Mezentseva Tatiana Andrianovna, leading specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Мамонов Дмитрий Михайлович, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Mamonov Dmitry Mikhailovich, leading specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Павлов Василий Павлович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Pavlov Vasily Pavlovich, chief specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia