УДК 622.276

АНАЛИЗ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ РАБОТЫ СКВАЖИН СЕНОМАНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

♦♦♦♦♦

UNCERTAINTY ANALYSIS OF PROCESS PARAMETERS IN MODELLING WELL PERFORMANCE IN LATE-STAGE CENOMANIAN GAS FIELDS

Щипанов Павел Андреевич
аспирант,
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Тюменский индустриальный университет
shipanovpavel@yandex.ru

Аннотация. В статье на примере газовых скважин сеноманской залежи Ямбургского месторождения рассматриваются проблемы моделирования фонда самозадавливающихся скважин в условиях существующих неопределённостей технологических параметров их работы и технического состояния. Предложены возможные способы учета неопределенностей на примере создания технологической модели кустов газовых скважин, оснащенных модульными компрессорными установками.

Ключевые слова: Сеноманская газовая залежь, технологический режим, узловой анализ, самозадавливающиеся скважины.

Shchipanov Pavel Andreevich
Graduate Student,
Department of Oil and Gas Field Development and Operation,
Tyumen Industrial University
shipanovpavel@yandex.ru

Annotation. Using gas wells from the Cenomanian reservoir of the Yamburgskoye field as an example, this article examines the challenges of modelling liquid-loaded gas wells under the existing uncertainties of process operating parameters and well technical conditions. Possible methods for uncertainties accounting are proposed using the example of creating a process model for gas well clusters equipped with modular compressor units.

Keywords: Cenomanian gas reservoir, process conditions, nodal analysis, self-destructing wells.

Большинство уникальных сеноманских газовых залежей севера Тюменской области вступили в стадию завершающей добычи. Ввод разработку залежи ПК1 Ямбургского месторождения осуществлен в 1986 г., а на 2025 г. из залежи отобрано около 70 % от начальных геологических запасов. При такой выработке и существующих пластовых давлениях (на основной площади – от 0,8 до 1,0 МПа абс.) около 40 % действующего фонда скважин работают в режиме самозадавливания. По мере снижения пластового давления и продуктивных характеристик скважин возникает ситуация, при которой скорость газа на забое не обеспечивает вынос жидкости и твердых частиц коллектора. По этой причине на забое скважины скапливается столб конденсационной жидкости, происходит рост текущего забоя за счет оседания взвеси песчано-глинистых частиц, что в сочетании с пресной конденсационной водой вызывает «набухание» последней и еще сильнее ухудшает состояние забоя. Также, имеет место обводнение скважин пластовой водой за счет подтягивания уровня газо-водяного контакта.

В целом по сеноманской залежи, примерно на 40 % скважин действующего фонда скорость газожидкостного потока на башмаке лифтовой колонны недостаточна для выноса скапливающейся жидкости к устью жидкости, что приводит к невозможности стабильной работы в шлейф и необходимости проведения регулярных продувок.

На примере скважин газового промысла № 5 выполнен анализ работы фонда (рис. 1). Так, в бездействии находятся 21 % всего фонда, стабильно работать в шлейф могут только 34 % скважин, 45 % – относятся к самозадавливающимся, согласно промысловым данным на них выполняются периодические продувки в атмосферу. Кроме того, при сопоставлении данных о продувках скважин в 2025 году с расчетами критерия выноса по методике Точигина [1, с. 42] на рабочем режиме скважины, отмечено, что для стабильного выноса жидкости с забоя фактическая скорость потока должна превышать рассчитанную по данному критерию в 1,5 раза (в данном случае принято, что $V_{кр} = 1{,}5\ V_{Точигин}$).

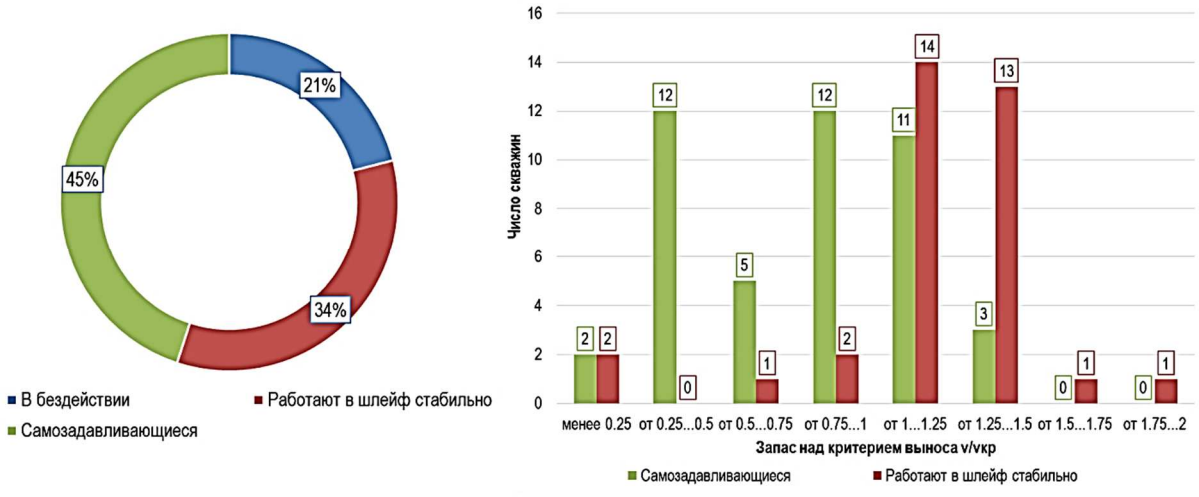


Рисунок 1 – Статистические данные, характеризующие проблемы эксплуатации фонда

С точки зрения моделирования важно отметить, что текущий режим работы скважин характеризуется высокой неопределенностью, в силу отсутствия телеметрии на большей части фонда. Наиболее достоверным фактическим параметром работы, на который непрерывно настраивается скважина в гидродинамической модели (ГДМ) является устьевое давление по данным месячного эксплуатационного рапорта и величина общепромысловой добычи. Таким образом, на самозадалвающихся скважинах, расположенных в выработанных зонах пласта ПК1, отсутствует постоянный контроль дебита и устьевых параметров работы. Ежегодно проводятся замеры статического давления, газодинамические исследования (ГДИ) на режимах – раз в три года (рис. 2) [2, с. 130].



Рисунок 2 – Исходные данный для актуализации
и адаптации гидродинамической модели рассматриваемого объекта

С началом внедрения системы распределенного компримирования (ввод модульных компрессорных установок – МКУ [3, с. 408]) появился новый источник промысловой информации, позволяющий получить представление о работе группы скважин: МКУ оснащены системой телеметрии, позволяющей контролировать давление входа и выхода из компрессора, расход газа по кусту. При внедрении МКУ отмечалось невыполнение технологического режима при их испытании: при установлении рассчитанного на модели давления на входе в компрессор не достигаются фактические расходы.

Чтобы выявить перечень неопределённостей и отразить количественно их влияние на процесс моделирования эксплуатации газовых скважин, создавались технологические модели отдельной взятых кустов (групп скважин) в ПО «ТНавигатор», модуле «Дизайнер сетей» совместно с модулем «Дизайнер скважин».

Процесс создания модели куста автоматизирован за счет трех рабочих процессов. На *первом этапе* – «Подготовка исходных данных» происходит формирование рабочей директории, куда осуществляется выгрузка информации о конструкции скважин, исследованиях скважин, данные телеметрии, таблиц потерь давления по шлейфам из ГДМ.

На *втором этапе* для каждой скважины куста создается отдельный проект с загрузкой в него данных из этапа 1. На их основе создается модель скважины [4, с. 49], включающая:

– модель потерь давления (VLP) по стволу скважины и адаптируется на фактические данные.

– модель притока IPR: настраивается на факт и приводится к текущей дате с помощью актуального замера пластового давления.

На *третьем этапе* выполнялось воспроизведение узловых элементов сети «скважины – МКУ – ГСС – вход в ЗПА», соединение элементов сети между собой, увязка проектов моделей скважин (созданных на этапе 2), модели флюида и модели сети. Схема получившейся модели показана на рисунке 3.

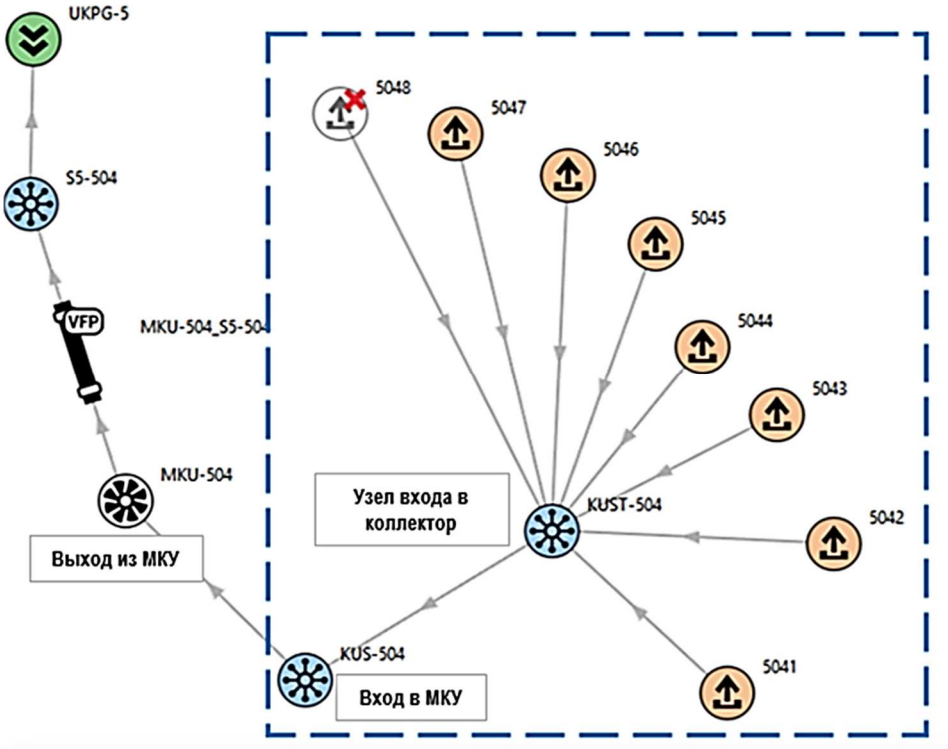


Рисунок 3 – Схема модели группы скважин

В данной работе для изучения неопределенностей технологических параметров работы скважин рассматривался сектор модели сети (на рис. 3 отмечен пунктирной рамкой) и по имеющимся данным телеметрии МКУ, задавалось давление на выходе из куста, равное давлению входа в компрессор. Рассчитанные таким образом расходы газа по кустам, оснащённым МКУ, оказались значительно выше фактических. Например, при давлении входа в компрессор куста № 504 в 4,2 бар рассчитанный расход составил 641 тыс. м^3/сут. при фактическом – 426 тыс. м^3/сут. Аналогичная ситуация получена и для других кустов.

На втором этапе, с помощью итеративных расчетов, определен перечень неопределенностей, произведено ранжирование по величине вклада параметра в ошибку определения суммарного дебита скважин куста:

1. Для скважин со «старыми» ГДИ (более 1,5 лет) считаем необходимым производить в модели учет увеличения потерь давления по стволу, обозначающий наличие жидкостных пробок в стволе.

2. Самозадавливающиеся скважины фактически могут работать с периодическими остановками при смене режима работы МКУ.

3. Между устьем каждой скважины и входом в МКУ существуют гидравлические потери давления до 1 бар.

На каждом из моделируемых кустов было от 2 до 3 скважин со «старыми» ГДИ. Для них выполнялся анализ наличия столба жидкости в стволе по данным «ста-

рого» исследования, анализ устьевых температур и принималось решение о необходимости моделирования увеличения потерь давления на величину до 1 бара за счет корректировки коэффициента гидростатики.

Для учета последней неопределённости в схему куста добавлено устройство, моделирующее дополнительный перепад давления между устьем каждой скважины и входом в МКУ. С помощью варьирования этого перепада методами автоматизированной адаптации достигалась наилучшая сходимость модельного и фактического расхода по кусту.

На основе фактических материалов эксплуатации куста при помощи адресного варьирования и анализа скоростей потока, определялся состав работающих скважин. При выполнении численных экспериментов формировался набор сценариев, в которых в работе предполагались разные скважины, что имитировало возможность отключения нестабильно работающих самозадавливающихся скважин. На рис. 4 показано сравнение результатов расчетов модели согласно описанному выше подходу. Из графиков видно, что изменение режима работы МКУ приводит к отключение и включению потенциально самозадавливающихся скважин.

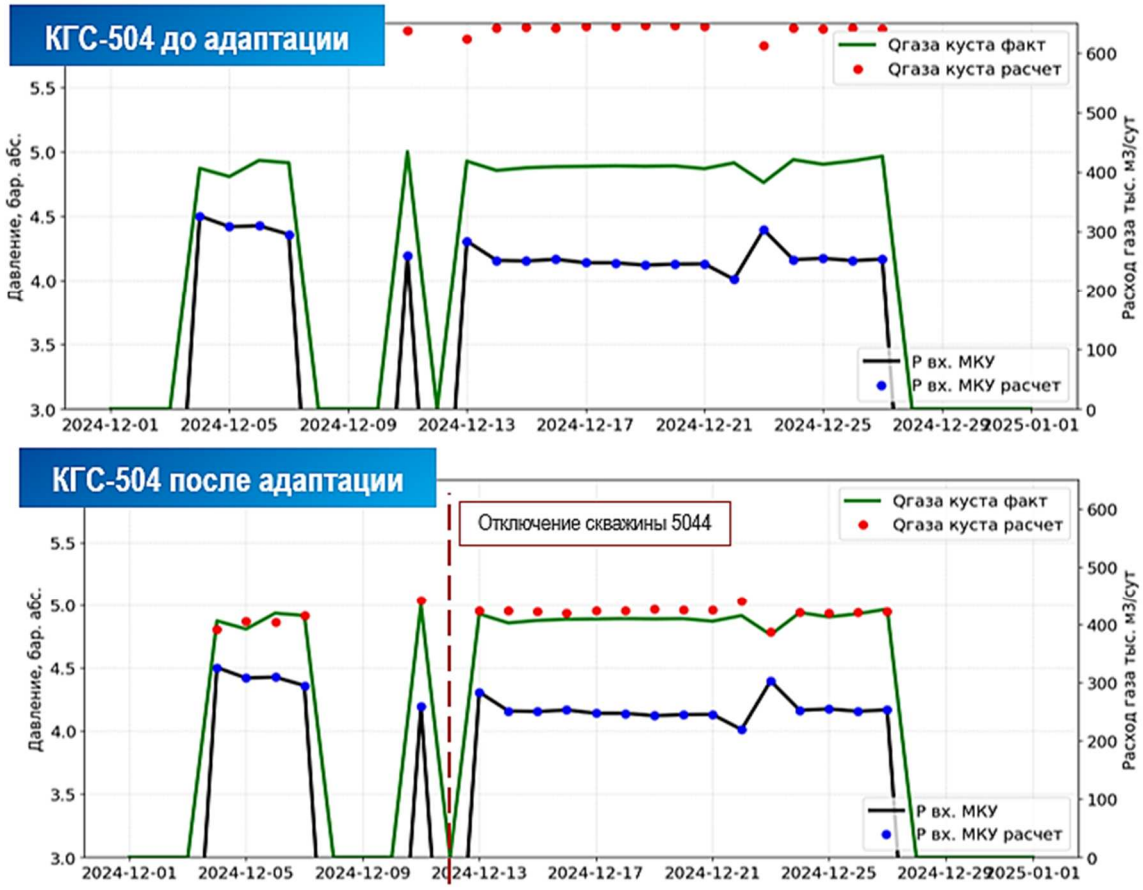


Рисунок 4 – Результатов расчетов модели до и после адаптации

Таким образом, предложенный алгоритм адаптации и учета неопределенностей позволил выявить причины несоответствия расчётного и фактического технологического режима кустов скважин с МКУ, минимизировать отклонения расчетных параметров от фактических данных с 50 % до допустимых 5 %.

Литература

1. Изюмченко Д.В. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики / Д.В. Изюмченко, О.В. Николаев, С.А. Шулепин // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2013. – № 4(15). – С. 36–45.

2. Дополнение к технологическому проекту разработки сеноманской газовой залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения: Отчет о НИР / ООО «Газпром проектирование». – Тюмень, 2017.
3. Щипанов П.А. Анализ результатов ГТМ на газовых скважинах сеноманской залежи в условиях поздней стадии разработки (на примере Ямбургского месторождения) // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2025: Материалы IX Международной научно-практической конференции, Тюмень, 25–26 апреля 2025 года. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2025. – С. 129–134.
4. Ли Джеймс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Ли Джеймс, Никенс Генри, Уэллс Майкл; Пер. с англ. – М. : ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.

References

1. Izyumchenko D.V. Gas-liquid flows in vertical pipes: paradoxes of hydrodynamics / D.V. Izyumchenko, O.V. Nikolaev, S.A. Shulepin // Scientific and technical collection «News of gas science». – 2013. – № 4(15). – P. 36–45.
2. Supplement to the technological project for the development of the Cenomanian gas deposit of the Yamburg oil and gas condensate field: Research Report / Gazprom Proektirovanie LLC. – Tyumen, 2017.
3. Shchipanov P.A. Analysis of the results of GTM on gas wells of the Cenomanian deposit under conditions of a late stage of development (using the Yamburgskoye field as an example) // Actual problems of scientific knowledge. New Technologies for the Fuel and Energy Complex-2025: Proceedings of the IX International Scientific and Practical Conference, Tyumen, April 25–26, 2025. – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2025. – P. 129–134.
4. Lee James. Operation of Flooded Gas Wells. Technological Solutions for Removing Fluid from Wells / Lee, James, Nickens, Henry, Wells, Michael; Transl. from English. – M. : Premium Engineering, LLC, 2008. – 384 p.