

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.124-138>

УДК 622.279.012

Технология оперативного цифрового управления газовым промыслом на примере планирования технологического режима

Поспелова Т.А., Стрекалов А.В., Харитонов А.Н., Князев С.М.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Technology digital control of the gas field for example on planning of technological mode

T.A. Pospelova, A.V. Strekalov, A.N. Kharitonov, S.M. Knyazev

LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

E-mail: smknyazev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается наиболее перспективный способ управления газовым промыслом, основанный на использовании детерминированных физико-математических моделей. Представлена концепция оперативного управления добычей. Приведены примеры применения программного обеспечения ПК-Гидрасим и GasNet-VBA v1.0 для управления газовым промыслом и результаты сравнения с программным комплексом PipeSim.

Ключевые слова: цифровой двойник, детерминированная математическая модель, автоадаптация

Для цитирования: Поспелова Т.А., Стрекалов А.В., Харитонов А.Н., Князев С.М. Технология оперативного цифрового управления газовым промыслом на примере планирования технологического режима // Нефтяная провинция. - 2020. - №3(23). - С. 124-138. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.124-138>

Abstract. This article discusses the most promising method of managing gas production based on the use of deterministic physical and mathematical models. The concept of operational production management is presented. Examples of application of the PC-Hydrasym and GasNet-VBA v1.0 software for gas field management and results of comparison with the PipeSim software package are given.

Keywords: digital twin, deterministic mathematical model, self-adaptation

For citation: T.A. Pospelova, A.V. Strekalov, A.N. Kharitonov, S.M. Knyazev Tehnologija operativnogo cifrovogo upravlenija gazovym promyslom na primere planirovanija tehnologicheskogo rezhima [Technology digital control of the gas field for example on planning of technological mode]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(23), 2020. pp.124-138. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.124-138> (in Russian)

© Поспелова Т.А., Стрекалов А.В., Харитонов А.Н., Князев С.М., 2020

Всем известно, что в настоящее время основным инструментом прогнозирования и, как следствие, планирования управленческих решений является математическое моделирование, основным назначением которого, является создание «цифровой копии» или «цифрового двойника» (ЦД) [1] технологической и/или природной системы/объекта.

Под моделью чаще всего понимается универсальный программно-математический инструмент, позволяющий посредством унифицированного описания уникального набора параметров системы (цифровой слепок) воспроизводить взаимосвязи интересующих показателей, отражающих наблюдаемые физические характеристики технологических процессов [2].

Технологические процессы практически всегда хорошо изучены и, поэтому, в качестве самых эффективных и распространенных применяются детерминированные физико-математические модели (ДФМ). Их основным преимуществом является детерминированность и однозначность выполнения фундаментальных законов сохранения массы и энергии. Последнее является ключевым положительным свойством не только для технико-технологического, но и экономического планирования в контексте баланса и движения запасов в пласте и их транспорта в наземной инфраструктуре.

Наиболее перспективным для управления добычей газа является применение ДФМ в интегрированном варианте: модель месторождения(й) совместно с моделями скважин и наземной инфраструктуры. Цифровые двойники, реализуемые на таких моделях, будем называть интегрированными цифровыми двойниками газового промысла (ИЦД-ГП). Газовые промыслы имеют кратно меньший уровень механизации по сравнению с нефтяными и, как следствие, тонкая настройка параметров дросселирующей арматуры и узлов компрессорных станций является ключевым моментом достижения оптимального технологического режима (ТР) [3].

Тем не менее, при всей кажущейся благополучности у вышеописанных моделей есть существенный недостаток: требуется огромный набор досто-

верных и точных параметров, достаточно описывающих моделируемую систему, грубо говоря, очень точный цифровой слепок.

Главным источником недостоверности и накапливаемой погрешности ДФМ цифровых двойников газовых промыслов является ЦД продуктивного пласта, цифровой слепок которого насчитывает более 10 параметров на контрольный объем (КО) (ячейку), количество которых варьируется от 100 тыс. до 10 млн. Причем значения этих параметров изначально обречены на неточности и недостоверности, вызванные неопределенностями при исследованиях скважин различными методами (ГДИ, ГИС, лабораторные исследования керна) и в зонах между скважинами. Таким образом, охват пласта более-менее достоверными геолого-физическими характеристиками составляет $\ll 0,001\%$ [4,6].

В совокупности с недостоверностью и неопределенностью параметров цифрового слепка модели пласта, в самой ДФМ имеют место неточности воспроизведения многофазной фильтрации на уровне физики гетерогенных гидродинамических систем, которые имеют свойство накапливаться.

Таким образом, в применении ДФМ для долгосрочного прогноза они становятся не только не точным, но и недостоверным инструментом управления.

В данной статье ни в коем случае не отвергается идея использования классических моделей продуктивных пластов для стратегического планирования в горизонте 10 лет и выше. Авторами предлагается концепция оперативного регулирования добычи (КОРД) с рациональным применением ИЦД-ГП на основе ДФМ для прогнозирования результатов воздействия на систему добычи на период не более, чем на 1 мес. (Рис. 1).

Основной сутью такого подхода является перманентная автоадаптация укрупненных технических и геолого-физических характеристик в ЦД на 1-2 предшествующих прогнозу периода:

- коэффициенты-множители к гидравлическому сопротивлению труб, штуцеров, запорной арматуры, в т.ч. измерительных участков (I группа);

- коэффициенты-множители к теплопередаче в трубах и скважинах (I-группа);
- коэффициенты гидростатического сдвига в скважинах (I-группа);
- коэффициенты фазовой проводимости между крупными контрольными объемами продуктивного пласта (II-группа).
- коэффициенты проводимости со стороны водоносного горизонта (II-группа).

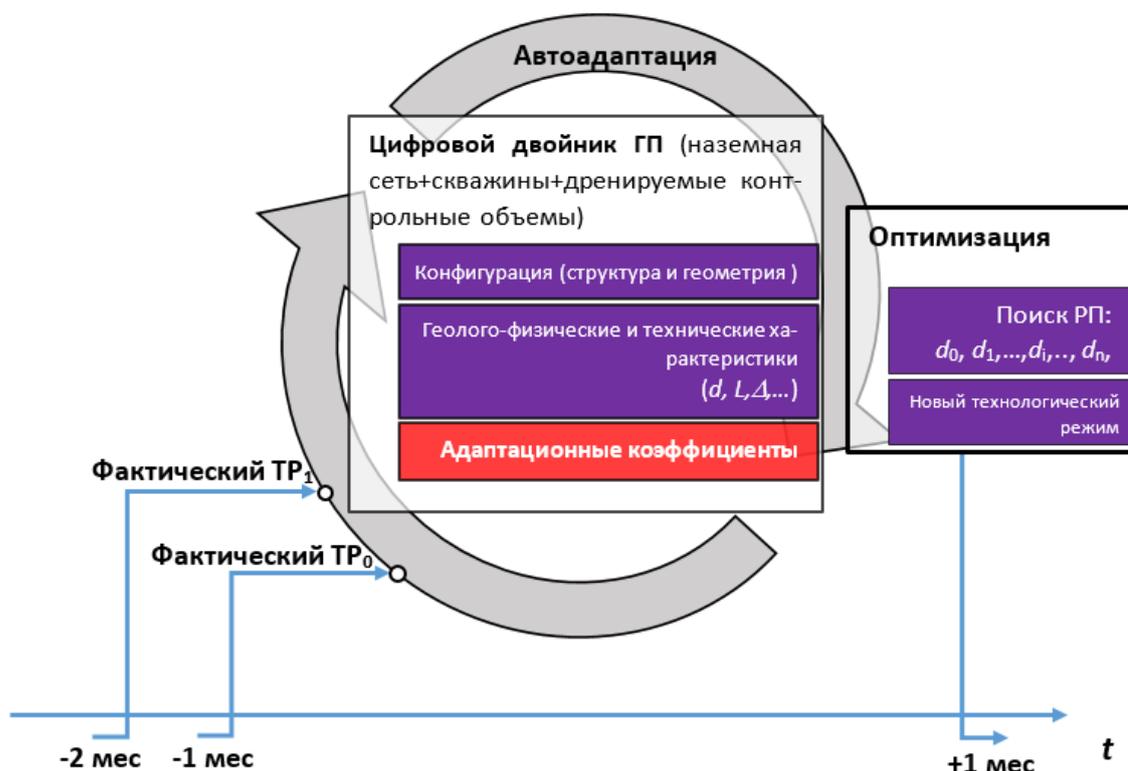


Рис. 1. Схема концепции оперативного регулирования добычи

Адаптационные коэффициенты первой группы относятся к технико-гидравлическим характеристиками наземной сети и скважин, постоянность которых ограничивается интенсивностью технического износа, водо-пескопроявлений, отложений гидратов и др. Данные коэффициенты предполагается подбирать тем или иным образом под условия совпадения расчетных и фактических режимов (по данным телеметрии) решением задач нелинейного программирования, оптимизации и алгоритмами искусственного интеллекта, причем полностью автоматически без участия человека.

Значения второй группы коэффициентов могут быть получены решением обратной задачи гидродинамики, например, решением стохастико-аналитической модели в постановке автосамогидропрослушивания [5] или CRM (Capacity Resistance Model) [7].

По завершению процедуры автоадаптации ЦД производится: поиск значений регулирующих параметров (РП) для достижения плановой добычи с минимизацией энергии на транспорт внутри сети сбора продукции скважин. Регулирующими параметрами чаще всего являются характеристики технических устройств. В наиболее полном смысле это диаметры штуцеров систем нагнетания и сбора, частоты тока, питающего двигатели механизированных установок скважин, номинальные частоты вращения турбин компрессоров и т.п.

В данной статье ограничимся примером использования КОРД для управления газовым промыслом с горизонтом планирования 1–2 мес. для подбора технологического режима (ТР).

В ООО «Тюменский нефтяной научный центр» была разработана ДФМ реализованная в ПК-ГидраСим [8] и модуль GasNet-VBA 1.0 [9] позволяющие прогнозировать и планировать оптимальный ТР с автоматической адаптацией к данным телеметрии. Комплекс предназначен для расчёта стационарного технологического режима для газового промысла любой структуры.

Рассмотрим пример применения [9] для управления ГП одного из месторождений Западной Сибири (Рис. 2). ЦД промысла включает ДФМ пласта в виде крупных КО и модель системы сбора.

Структура газосборной сети (ГСС) в [9] описывается пользователем отрисовкой непосредственно на листе MS-Excel заливкой ячеек (Рис. 3). Элемент сети – узел занимает одну ячейку и имеет прозрачный фон с черными рамками по контуру, звенья имеют свои цвета окрашивания ячеек: зеленый – трубы, красный – переключки, синий – штуцера, черный – запорные арматуры. Физические свойства газа и воды задаются в табулированном

виде для связи их с давлением/температурой. После нажатия кнопки «расчет» структура автоматически генерируется и проверяется на связанность. После окончания вычислений расчетные параметры по скважинам записываются в столбцы, а параметры работы ГСС можно посмотреть, задержав курсор мыши над нужным элементом, появится всплывающая подсказка об элементе.

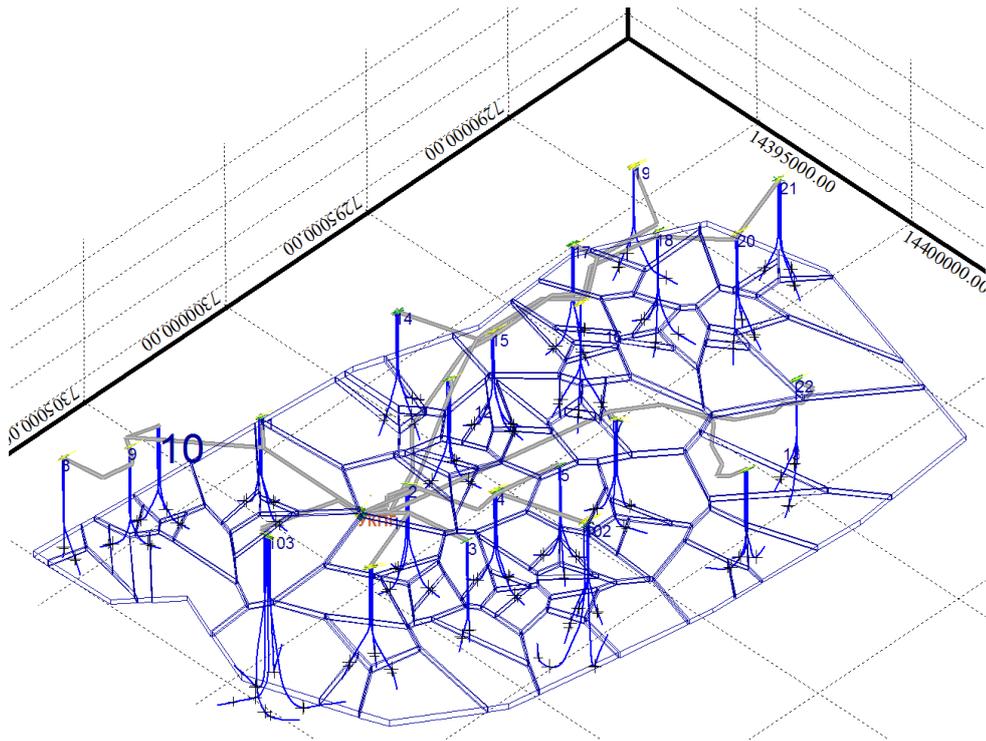


Рис. 2. Пример ЦД-ГП газоконденсатного месторождения Западной Сибири

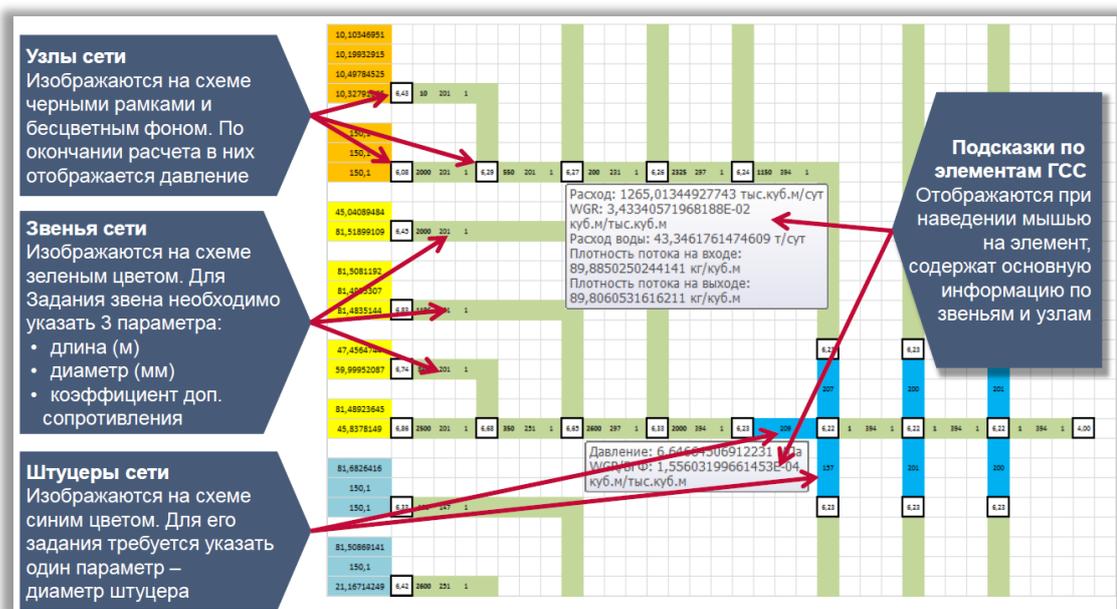


Рис. 3. Интерфейс [9] для управления ЦД

Модуль интерфейса, выполненный в Excel VBA, позволяет использовать многопоточные вычисления, тем самыми ускорить многовариантные расчеты (Рис. 4).

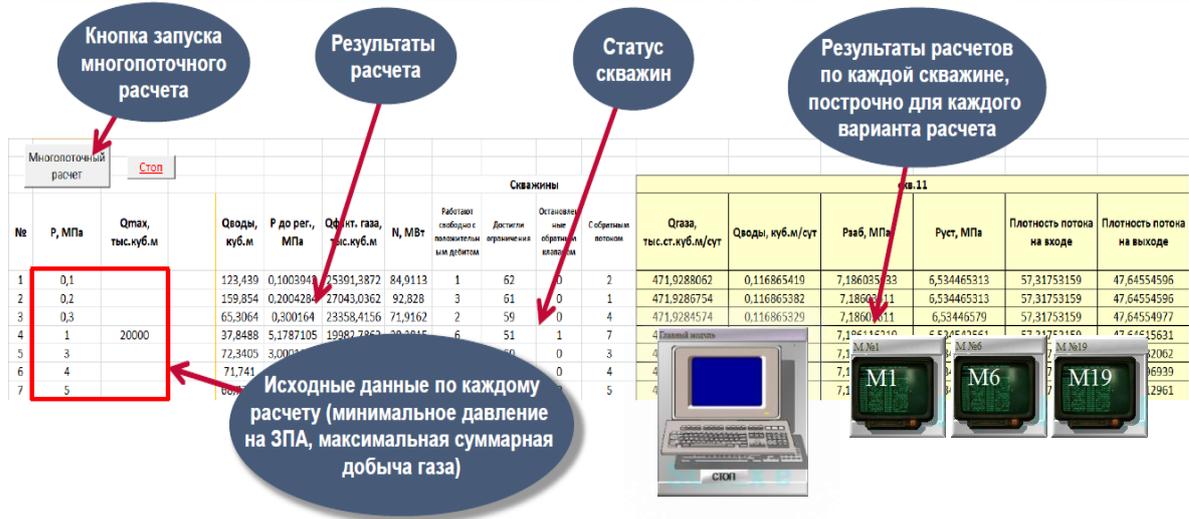


Рис. 4. Интерфейс GasNet-VBA. Многопоточные расчеты

В условиях перманентной адаптации и оптимизации к изменяющимся условиям эксплуатации, скорость вычислений является критически важным параметром. На рис. 5, отражено сравнение времени расчета TP в GasNet-VBA v.1.0 и PipeSim (Schlumberger).

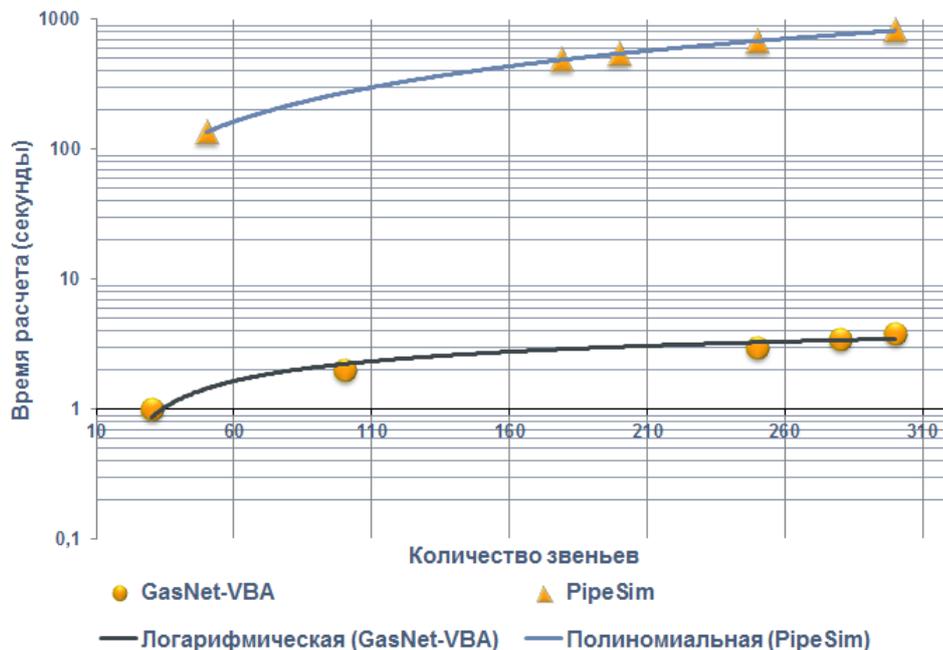


Рис. 5. Сравнение скорости расчета с программным комплексом PipeSim

Как видно, скорость GasNet-VBA выше более чем в 100 раз. Данное обстоятельство связано с оптимизацией алгоритмов на C++ и высокоэффективной схемой вычислений с технологией суперточных чисел. В частности, применяется покаскадная линеаризация, метод решения сжатых систем линейных алгебраических уравнений совместно с расчетом долей жидкой фазы в основном итерационном цикле решения систем нелинейных алгебраических уравнений.

Такие возможности позволяют эффективно применять механизм автоадаптации (Рис. 6).

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R		
	Запуск расчета			Ограничения сети на выходе	Qmax газа	18000	тыс.куб.м/сут	Количество скважин	9	Итоговая погрешность	1.59E-02	t/сут		Работают свободно с положитель	Достигли ограничения	Остановленные обратны	С обратны		
1, затем 4 и 5	Автоадаптация: 1 - запуск с предзаданными расчетными параметрами: скважина, структура и МП; последующие шаги: подбор коэффициента адаптации; 2 - запуск с предзаданной адаптацией: скважина, структура и МП; последующие шаги: подбор коэффициента адаптации; 3 - для подбора коэф. адаптации, введенных коэффициентов, и подбор оптимальной структуры МП под требуемый (заданный) объем чистой воды адаптации выше; 4 - коэф. адаптации только введенной сети (трубопровода ГТС)			Сброс адаптации (Установк а коэфф. на 1.0)	Рзпа=	5.03	МПа	Для адаптации: 1. установить макс. депрессию=0; 2. макс. допустимый дебит = 0; 3. макс. дебит воды =0; 4. Отключить ограничение Qmax (добыча) 5. Заполнить Dшт фактическими значениями.					dPm	Qma	Qv_	0	0	0	0
Скв.	АО забоя	АО устья	b	Макс. депрессия	Рпл	Множитель к гидравл хар-е НКТ	Длина НКТ	Ден НКТ	Абс шероховатость НКТ	Водогазовый фактор ГДИ	Макс. дебит воды	Qводы	Дшт	Коэфф. растяжки по оси пер. давления	Коэфф. местного сопротивления холостого хода регулятор	АО кровли	А под		
Не скв.	Zz,м	Zy,м	МПа ² /тыс.м ³	МПа ² /тыс.м ³	МПа	МПа	д.е.	м	мм	Δ, мм	м ³ /тыс.м ³	t/сут	м ³ /сут	мм		м			
11	-1292.392	28.19	0.06150	0.00006	0.00000	10.11	1	1329.44	76	0.1	0.569121	0	56.9622459	60	1	1	-1291	-1	

Рис. 6. Лист настройки расчета TP и автоадаптации

Механизм автоадаптации реализован в вычислительном ядре GasNet и происходит в несколько этапов:

1. Подбор коэффициента поправки гидростатического перепада давления в скважинах, неопределенность которого вызвана нечеткостью структуры потока газожидкостной смеси из-за сложной геометрии скважины, наличия воды, механических примесей и неравномерного износа насосно-компрессорных труб.
2. Подбор коэффициента линейного трения в скважинах под условия совпадения значений расчетного и фактического устьевого и давления при фактическом дебите (газа+воды) скважин.
3. Подбор коэффициента сопротивления штуцера под условия совпадения

значений расчетных и фактических давлений на устье и в линии после штуцеров при фактическом дебите (газа+воды) скважин.

4. Прогон коэффициентов линейного трения по трубам коллекторов с предварительным структурным анализом принадлежности труб к скважинам и кустам под условия совпадения расчетных и фактических дебитов.
5. Финальный подбор коэффициентов линейного трения по трубам методами нелинейного программирования под условия минимального средне-относительного отклонения расчетных и фактических дебитов и линейных давлений.

В табл. 1 показан пример результатов автоадаптации по скважинам одного из коллекторов ГСС газоконденсатного месторождения.

Таблица 1

Пример результатов автоадаптации по одному из коллекторов ГСС

Скважина	Расчет				Факт				Отклонения		
	$Q_{\text{газ}}$	$P_{\text{заб}}$	$P_{\text{уст}}$	$Q_{\text{в}}$	$Q_{\text{в}}$	$Q_{\text{газ}}$	$P_{\text{уст}}$	$P_{\text{лин}}$	$Q_{\text{газ}}$	$P_{\text{уст}}$	$Q_{\text{в}}$
	тыс.ст. м ³ /сут	МПа	МПа	м ³ /сут	м ³ /сут	тыс.ст. м ³ /сут	МПа	МПа	%	%	%
X1	645,30	7,53	5,99	0,10	0,1	645	5,98	5,7	0,0%	0,0%	-0,2%
X2	643,94	7,52	6,00	0,10	0,1	644	5,99	5,7	0,0%	0,0%	-0,2%
X3	654,92	7,59	5,97	0,10	0,1	655	5,96	5,7	0,0%	0,0%	-0,2%
X4	202,26	7,40	5,99	21,65	21,8	203	5,98	5,7	-0,5%	0,1%	-0,7%
X5	438,41	7,50	6,01	24,82	25	441	5,99	5,7	-0,5%	0,1%	-0,7%
X6	543,26	7,59	5,97	2,58	2,6	546	5,96	5,7	-0,5%	0,2%	-0,7%
X7	246,70	6,48	5,55	0,20	0,2	251	5,52	5,5	-1,6%	0,4%	-1,8%
X8	259,62	6,48	5,58	0,10	0,1	261	5,57	5,5	-0,5%	0,1%	-0,7%
X9	0,00	6,70	6,48	0,00	0	0	6,72	5,5	0,0%	0,0%	0,0%
X10	233,84	6,59	5,72	0,10	0,1	235	5,71	5,5	-0,4%	0,0%	-0,6%
X11	267,22	6,47	5,54	0,10	0,1	268	5,5	5,53	-0,5%	0,1%	-0,7%
X12	142,11	6,42	5,47	0,00	0	145	5,44	5,5	-1,7%	0,5%	0,0%

Как видно из табл. 1 максимальные отклонение от факта составляет 1,8 %, при этом среднее отклонение менее 0,5 %. Автоадаптация ДФМ по

рассматриваемому месторождению (Рис. 2) с 83 скважинами является полностью автоматической, а результат (аналогично табл. 1) получен за 38 секунд.

В табл. 2 показаны результаты адаптации двух ЦД рассматриваемого месторождения в ДФМ PipeSim и GasNet-VBA. Как видно из таблицы, результаты адаптации и прогнозная способность ЦД в GasNet-VBA существенно лучше. При этом надо понимать, что в GasNet адаптация является полностью автоматической.

Таблица 2

Средние и стандартные отклонения расчетных значений от факта по дебитам и устьевым давлениям скважин

Параметр	Pipesim адаптация на март		GasNet адаптация на март		Pipesim прогноз на апрель		GasNet прогноз на апрель	
	δQ	δP	δQ	δP	δQ	δP	δQ	δP
Среднее отклонение	-0,9%	0,30%	-0,30%	0,30%	-1,10%	0,30%	1,5%	0,1%
Стандартное отклонение	10,4%	1,20%	2,40%	0,90%	25,2%	2,0%	19%	1,8%

Используя функцию многовариантных параллельных расчетов (Рис. 4) для планирования ТР и сравнения результатов GasNet-VBA и PipeSim были построены газодинамические характеристики (ГДХ) ГСС+скважины+пласт (Рис. 7) в виде зависимостей давления на входе УКПГ от добычи газа.

Результаты расчета представлены синими линиями (Рис. 7): сплошная - с оптимизацией штуцеров, прерывистая – с фиксированными фактическими устьевым штуцерами. Полученные ГДХ были использованы для обоснования технологического режима газового промысла путем согласования с ГДХ подсистемы «ДКС-УКПГ», которая также показана на рис. 7 (зеленая линия). Для сравнения на рисунке показаны ГДХ подсистемы «Пласт-скважины-ГСС», рассчитанные в ПО Pipesim, фиолетовыми лини-

ями: сплошная – с оптимизацией, прерывистая – с фиксированными фактическими устьевым штуцерами. Из рисунка видно хорошее согласование ГДХ с оптимизацией, построенных в GasNet-VBA и Pipesim. ГДХ с фиксированными фактическими устьевым штуцерами, построенная в модели GasNet VBA, расположена несколько ниже, но точно проходит через точку, соответствующую фактическому рабочему режиму промысла в тот период. Кривые максимально возможных режимов практически совпадают. При этом ТР на апрель, рассчитанный в GasNet-VBA практически совпал с фактическим режимом в апреле 2020 года. Отклонение ТР, рассчитанного в Pipesim, от факта незначительно.

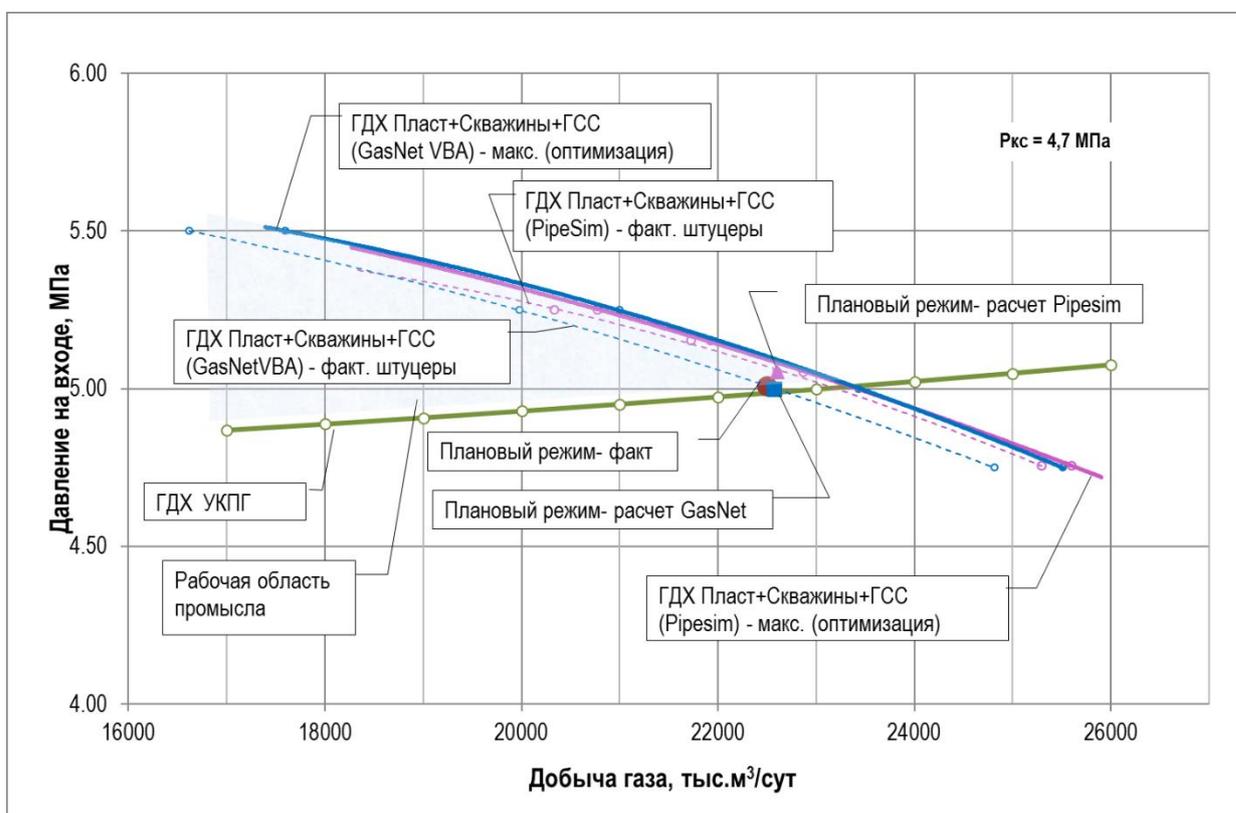


Рис. 7. Газодинамические характеристики промысла

Результаты автоматической оптимизации режима подбором штуцеров в GasNet-VBA показали потенциальное повышение добычи газа при сохранении давления на ЗПА в среднем на 3–6 % с соблюдением технологических ограничений.

Выводы

1. Предложена концепция оперативного регулирования добычи на основе использования ЦД ДФМ в режиме перманентной автоадаптации и краткосрочного прогноза управленческих решений, в т.ч. оптимизации технологического режима.
2. Проведено сравнительное тестирование ПО Pipesim и GasNet-VBA для расчета технологических режимов скважин газоконденсатного месторождения Западной Сибири, которое включало ручную (PipeSim) и автоматическую (GasNet) ЦД на март 2020 и прогноз технологических режимов на апрель 2020 года.
3. Получена достаточно хорошая сходимость результатов расчета в различном ПО с фактическими данными и между собой. Наибольшие отклонения расчетных значений от фактических получены на скважинах, работающих с высоким разбросом коэффициента продуктивности.
4. Получено хорошее согласование результатов расчета ГДХ подсистемы «Пласт-скважины-ГСС» в программах Pipesim и GasNet VBA, кривые максимально возможных режимов практически совпадают. Параметры технологического режима промысла, рассчитанные в GasNet VBA, практически совпали с фактическим режимом в апреле 2020 года.
5. По результатам тестирования сделан вывод, что программный комплекс GasNet VBA может быть успешно использован для расчета технологических режимов скважин и успешно применен для оперативного регулирования добычи газа при использовании технологии автоадаптации с последующей оптимизацией схемы управления.

Список литературы

1. Пospelова Т.А., Стрекалов А.В., Князев С.М., Харитонов А.Н. Реализация цифровых двойников для управления газовым промыслом//Нефтяная провинция.-2020.-№1(21).- С.230-242. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.230-242>

2. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. Тюмень, 2007. ОАО Тюменский дом печати. 664 с.
3. Харитонов А.Н., Поспелова Т.А., Лознюк О.А., Архипов Ю.А., Скоробогач М.А., Юшков А.Ю., Стрекалов А.В., Заворина А.С., Павлов В.П., Назаров А.Л. Методика обоснования технологических режимов газовых и газоконденсатных скважин с применением интегрированных моделей. Нефтепромысловое дело 4/2020. С.41-47.
4. Степанов С.В., Тырсин А.Н., Ручкин А.А., Поспелова Т.А. Использование энтропийного моделирования для анализа эффективности системы заводнения. Нефтяное хозяйство. 6/2020. С.62–67.
5. Т.А. Поспелова, А.В. Стрекалов. Стохастико-аналитическая модель для автогидросампрослушивания. Нефтяное хозяйство. 9/2019. С.76–81
6. Степанов С.В., Поспелова Т.А. Новая концепция математического моделирования для принятия решений по разработке месторождений. Нефтяное хозяйство. 04/2019. С. 50–53.
7. Зеленин Д.В., Степанов С.В., Бекман А.Д., Ручкин А.А. Исследование механизмов учета взаимовлияния скважин при использовании различных методов математического моделирования. Нефтепромысловое дело. 2019. №12. С.39–45.
8. А.В. Стрекалов. Программный комплекс для гидравлической симуляции (ПК-ГидраСим). Свидетельство о регистрации программы ЭВМ № 2018611908 от 08.02.2018. Заявка 2017663205 от 19.12.2017.
9. Аржиловский А.В., Поспелова Т.А., Юшков Ю.А., Князев С.М. Программа для расчета газосборной сети, скважин и дренируемых зон пласта (GasNet VBA v.1.0). Свидетельство о регистрации программы ЭВМ № 2019616973.

References

1. T.A. Pospelova, A.V. Strekalov, S.M. Knyazev, A.N. Kharitonov *Realizaciya cifrovyyh dvoynikov dlya upravleniya gazovym promyslom* [Realization of digital twins for gas reservoir management process]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(21), 2020. pp. 230-242. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.230-242> (in Russian)
2. A.V. Strekalov *Matematicheskie modeli gidravlicheskih sistem dlya upravleniya sistemami podderzhaniya plastovogo davleniya* [Mathematical models of hydraulic systems to control reservoir-pressure maintenance systems]. Tyumen, 2007. Tyumen Publishing House, 664 p (in Russian)
3. A.N. Kharitonov, T.A. Pospelova, O.A. Loznyuk, U.A. Arkhipov, M.A. Skorobogach, A.U. Yushkov, A.V. Strekalov, A.S. Zavorina, V.P. Pavlov, A.L. Nazarov *Metodika obosnovaniya tekhnologicheskikh rezhimov gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin s primeneniem integrirovannykh modelej* [Procedure for justification of gas and gas condensate well operation conditions using integrated models]. Neftpromyslovoye delo, No.4, 2020, pp.41-47 (in Russian)
4. S.V. Stepanov, A.N. Tyrsin, A.A. Ruchkin, T.A. Pospelova *Ispol'zovanie entropijnogo modelirovaniya dlya analiza effektivnosti sistemy zavodneniya*. [Entropy modeling to analyze water injection efficiency]. Neftyanoye Khozyaistvo, No.6, 2020, pp.62-67 (in Russian)

5. T.A. Pospelova, A.V. Strekalov *Stohastiko-analiticheskaya model' dlya avtogidrosamopros-lushivaniya* [Stochastic-analytical model for well interference self-testing]. Neftyanoye Khozyaistvo, No.9, 2019, pp.76-81 (in Russian)
6. S.V. Stepanov, T.A. Pospelova *Novaya koncepciya matematicheskogo modelirovaniya dlya prinyatiya reshenij po razrabotke mestorozhdenij* [New mathematical model concept to make reservoir management decisions]. Neftyanoye Khozyaistvo, No.4, 2019, pp.50-53 (in Russian)
7. D.V. Zelenin, S.V. Stepanov, A.D. Bekman, A.A. Ruchkin *Issledovanie mekhanizmov ucheta vzaimovliyaniya skvazhin pri ispol'zovanii razlichnyh metodov matematicheskogo modelirovaniya*. [Considering well interference when using various mathematical simulation techniques]. Neftepromyslovoye Delo, No.12, 2019, pp.39-45 (in Russian)
8. A.V. Strekalov *Programmnyj kompleks dlya gidravlicheskoj simulyacii* [Software package for hydraulic modeling]. Certificate of computer program registration No. 2018611908 dated 08 Feb. 2018 (in Russian)
9. A.V. Arzhilovsky, T.A. Pospelova, U.A. Yushkov, S.M. Knyazev *Programma dlya rascheta gazosbornoj seti, skvazhin i dreniruemyh zon plasta* [Simulation software for gas-gathering system, wells and drainage zones (GasNet VBA v.1.0).] Certificate of computer program registration No. 2019616973. (in Russian)

Сведения об авторах

Поспелова Татьяна Анатольевна, кандидат технических наук, заместитель генерального директора по науке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. ул. Осипенко, д. 79/1
E-mail: tapospelova@tnnc.rosneft.ru

Стрекалов Александр Владимирович, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. ул. Осипенко, д. 79/1
E-mail: avstrekalov@tnnc.rosneft.ru

Харитонов Андрей Николаевич, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. ул. Осипенко, д. 79/1
E-mail: ankharitonov@tnnc.rosneft.ru

Князев Сергей Михайлович, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625000, Тюмень, ул. ул. Осипенко, д. 79/1
E-mail: KnyazevSM@sibintek.ru

Authors

T.A. Pospelova, PhD (Eng.), Deputy General Director for Research, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: tapospelova@tnnc.rosneft.ru

A.V. Strekalov, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: avstrekalov@tnnc.rosneft.ru

A.N. Kharitonov, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: ankharitonov@tnnc.rosneft.ru

S.M. Knyazev, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: KnyazevSM@sibintek.ru

*Статья поступила в редакцию 13.08.2020;
Принята к публикации 23.09.2020;
Опубликована 30.09.2020*