

# АВТОМАТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ И ПРОИЗВОДСТВАМИ

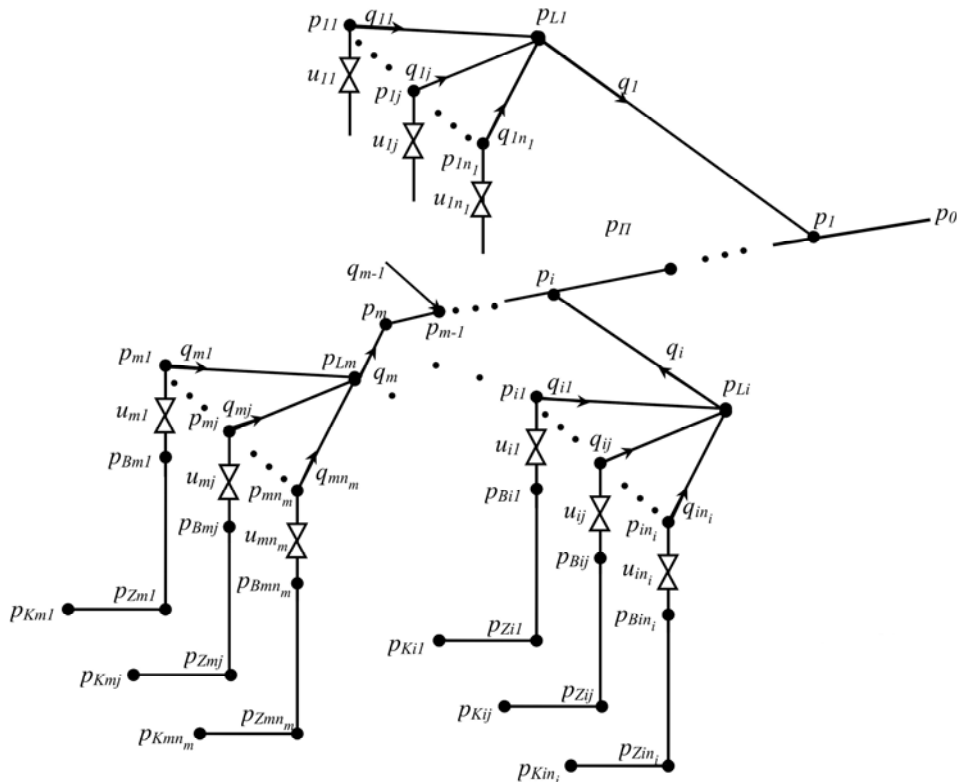
И.Г. Соловьёв, Ю.А. Ведерникова, Д.А. Говорков, А.Э. Рязанцев

## БАРОМЕТРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЯЕМОЙ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОДОБЫЧИ УЧАСТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Рассмотрены правила составления гидравлической модели системы: «призабойная зона — подъемник — устьевой штуцер — шлейф — газосборная сеть» газоконденсатного месторождения с доминантой газовой фазы потока. Приводятся примеры вычислительного анализа возмущенных режимов эксплуатации.*

**Газодобыча, технология, управление, модель, давление, объемный расход.**

Рассматривается задача анализа режима эксплуатации скважин газоконденсатного месторождения, объединенных газосборной сетью с звездообразной структурой. На рис. 1 представлен луч схемы, объединяющий  $t$  кустов скважин.



**Рис. 1.** Схема лучевой ветки системы добычи и сбора газа и газоконденсата

Каждый  $i$ -ый куст скважин также по звездообразной схеме объединяет  $n_i$  количество скважин, подача которых регулируется гидросопротивлением устьевых штуцеров  $u_{ij} \in [0, \infty]$ , где  $u_{ij} = 0$  соответствует максимальному проходному сечению, а  $u_{ij} \rightarrow \infty$  — перекрытому сечению, когда расход  $q_{ij}$  газосборной сети обнуляется.

Изображенная схема включает  $n_1 + \dots + n_m$  скважин. Каждая скважина характеризуется переменными состояниями и параметрами, как то

$p_{Kij}$  — давление пласта на контуре питания, [МПа];

$p_{Zij}$  — давление в забое скважины;

$p_{Zvij}$  — давление затрубное на уровне устья (на рисунке не указано);

$p_{Bij}$  — давление на буфере (до штуцера);

$p_{ij}$  — давление после штуцера (устьевое);

$q_{ij}$  — объемный расход газа, приведенный к нормальным условиям устья, [тыс. м<sup>3</sup>/сут];

$p_{Li}$  — давление в узловой точке  $i$ -ого куста;

$q_i = q_{i1} + \dots + q_{in_i}$  — объемный расход в газосборном коллекторе  $i$ -го куста;

$p_i$  — давление в узловых точках лучевого коллектора с уставкой  $p_0$  — в точке соединения с системой осушки и подготовки газа к транспорту;

$i \in IW = \{1, 2, \dots, m\}$  — индексное множество кустов мощностью  $\mu IW = m$ ;

$j \in J(i) = \{1, 2, \dots, n_i\}$  — индексное множество скважин  $i$ -го куста.

Задача анализа и оптимизации равновесных режимов эксплуатации газоконденсатных скважин и газосборной сети основана на введении барометрической модели системы: приток — подъемники — штуцер — шлейфы — коллектор. Упрощенное описание технологической схемы [1, 2] с доминантой газовой компоненты потока вводится следующими уравнениями.

Модель притока  $\langle i, j \rangle$ -ой скважины [2, 3]

$$p_{Kij}^2 - p_{Zij}^2 = b_{ij} \cdot q_{ij} \cdot |q_{ij}| + a_{ij} \cdot q_{ij} + c_{ij}, \quad (1)$$

где параметры  $b_{ij}$ ,  $a_{ij}$ ,  $c_{ij}$  оцениваются вначале расчетным путем и до уточняются далее по данным ГДИС [4, 5].

Модель скважины, обустроенной насосно-компрессорной трубой (НКТ),

$$p_{Zij}^2 - p_{Bij}^2 \cdot E_{ij} = r_{Wij} \cdot q_{ij} \cdot |q_{ij}|, \quad (2)$$

где  $r_{Wij}$  — параметр гидросопротивления подъемника по НКТ, а функция долевых потерь напора для выходящего потока аппроксимируется линейным сплайном (см. рис. 2)

$$E_{ij} = E_{0ij} + \left( \frac{|q_{ij}|}{q_0} + \left(1 - \frac{|q_{ij}|}{q_0}\right)_+ \right) (E_{1ij} - E_{0ij}),$$

в котором  $E_{0ij} = e^{S_{ij}}$  — гидростатические потери, а  $E_{1ij} = e^{2S_{ij}}$  — гидростатика, дополненная потерями движения восходящего потока смеси,  $q_0$  — настроечный параметр.

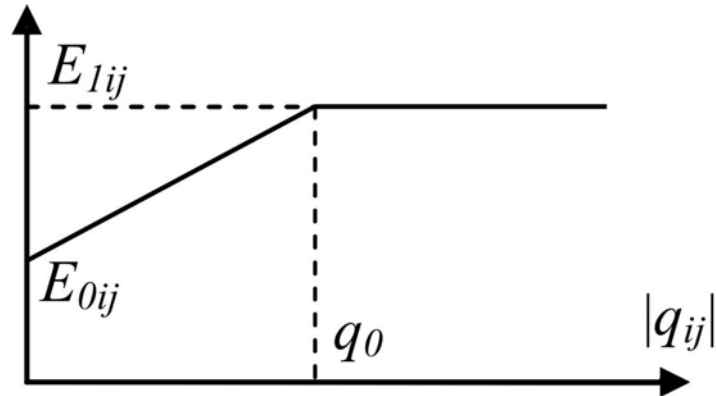


Рис. 2. Функция долевого потерь в скважине

Модели устьевого штуцера, шлейфа  $\langle i, j \rangle$ -ой скважины и кустового газосборника имеют описание

$$\begin{aligned} p_{vij}^2 - p_{ij}^2 &= u_{ij} \cdot q_{ij} \cdot |q_{ij}|, \\ p_{ij}^2 - p_{Li}^2 &= r_{ij} \cdot q_{ij} \cdot |q_{ij}|, \\ p_{Li}^2 - p_i^2 &= r_{Li} \cdot q_i \cdot |q_i|, \end{aligned} \quad (3)$$

где  $r_{ij}$ ,  $r_{Li}$  — параметры гидросопротивления схемы кустового газосборника.

Модель путевых потерь напора в лучевом коллекторе определяется параметрами сопротивлений  $r_i$  участков

$$\begin{aligned} p_1^2 - p_0^2 &= r_1 \cdot (q_1 + \dots + q_m) \cdot |q_1 + \dots + q_m|, \\ \dots \\ p_i^2 - p_{i-1}^2 &= r_i \cdot (q_i + \dots + q_m) \cdot |q_i + \dots + q_m|, \\ \dots \\ p_m^2 - p_{m-1}^2 &= r_m \cdot q_m \cdot |q_m|. \end{aligned} \quad (4)$$

Указанные выше параметры притоков  $b_{ij}$ ,  $a_{ij}$ ,  $c_{ij}$ , гидростатических потерь подъемника  $S_{ij}$ ,  $r_{Wij}$  и путевых сопротивлений  $r_{ij}$ ,  $r_{Li}$ ,  $r_i$  оцениваются расчетным путем на этапе проектирования по характеристикам пласта, флюида, конструкциям скважин и газосборной сети, термобарическим режимам ра-

боты системы и уточняются по данным контроля переменных состояния скважин и их испытаний в период реальной эксплуатации [6, 7].

Перейдем к вопросам вычислительного анализа работы технологической системы добычи и сбора газа (газоконденсата) по схеме, как на рис. 1.

Утверждение 1. В условиях (1)÷(4) барометрическая модель равновесных состояний управляемой технологии газодобычи с топологической схемой газосборной сети, как на рис.1, описывается системой уравнений:

$$B_{uij} \cdot q_{ij} \cdot |q_{ij}| + a_{ij} \cdot q_{ij} + C_{ij} = 0, \quad i \in IW, \quad j \in J(i), \quad (5)$$

где  $B_{uij} = b_{ij} + r_{Wij} + E_{ij}(q_{ij}) \cdot (r_{ij} + u_{ij})$ ,

$$C_{ij} = c_{ij} + E_{ij}(q_{ij}) \cdot (r_{Lij} \cdot q_{ij} \cdot |q_{ij}| + r_i \cdot (q_i + \dots + q_m) \cdot |q_i + \dots + q_m| + \dots + r_1 \cdot (q_1 + \dots + q_m) \cdot |q_1 + \dots + q_m| + p_0^2) - p_{Kij}^2. \quad \blacksquare$$

Доказательство. Суммируя уравнения (1) и (2), получаем

$$(b_{ij} + r_{Wij}) \cdot q_{ij} \cdot |q_{ij}| + a_{ij} \cdot q_{ij} + c_{ij} + E_{ij}(q_{ij}) \cdot p_{Bij}^2 - p_{Kij}^2 = 0. \quad (6)$$

Аналогично объединяем (3)

$$(u_{ij} + r_{ij}) \cdot q_{ij} \cdot |q_{ij}| + r_{Li} \cdot q_i \cdot |q_i| + p_i^2 = p_{Bij}^2,$$

подставляя результат в (6). С учетом принятых обозначений (5) можно записать

$$B_{uij} \cdot q_{ij} \cdot |q_{ij}| + a_{ij} \cdot q_{ij} + c_{ij} + E_{ij} \cdot (r_{Li} \cdot q_i \cdot |q_i| + p_i^2) - p_{Kij}^2 = 0. \quad (7)$$

С другой стороны, объединяя (4) до  $i$ -го индекса

$$p_i^2 = r_i \cdot (q_i + \dots + q_m) \cdot |q_i + \dots + q_m| + \dots + r_1 \cdot (q_1 + \dots + q_m) \cdot |q_1 + \dots + q_m| - p_0^2$$

и подставляя результат в (7), приходим к искомому выражению (5).  $\blacksquare$

Построенная барометрическая модель системы локального участка газо-конденсатного месторождения устанавливает связь между сбалансированными объемными расходами скважин и давлениями (1)÷(4) в контрольных и узловых точках схемы. Следует заметить, что при значительных перепадах подпорных давлений  $p_{Kij}$  или их постоянном снижении объемные расходы  $q_{ij}$  в слабоподпорных скважинах могут обнуляться и даже в рамках модели (5) менять знак. Такие технологические режимы эксплуатации запрещены, что обеспечивается обустройством устья скважины обратно-запорными клапанами.

В новых предположениях модель технологического режима эксплуатации скважин видоизменяется за счет исключения из полной системы (5) уравнений (и переменных) с отрицательными решениями.

Утверждение 2. Пусть по завершении работы алгоритма расчета состояний модели (5) получены оценки производительности работающих скважин:  $q_{ij} > 0$ ,  $i \in IW$ ,  $j \in J(i)$  и установлены номера скважин

$\langle \Delta J(1), \dots, \Delta J(m) \rangle$ , для которых противоток упрещаются обратно-запорными клапанами ( $q_{ij} \equiv 0$ ,  $i \in IW$ ,  $j \in \Delta J(i)$ ), тогда состояния системы в контрольных и узловых точках рассчитываются по следующему алгоритму.

Начало

Для  $i = \overline{1, m}$  вып

$$q_i = \sum_1^{n_i} q_{ij}$$

$$Q_i = \sum_1^m q_i$$

Для  $i = \overline{1, m}$

$$Q_{i+1} = Q_i + q_i$$

$$p_i^2 = p_{i-1}^2 + r_i \cdot Q_i^2$$

$$p_{Li}^2 = p_i^2 + r_{Li} \cdot q_i^2$$

Для  $j = \overline{1, n_i}$  вып

$$p_{ij}^2 = p_{Li}^2 + r_{ij} \cdot q_{ij}^2$$

$$p_{Zij}^2 = p_{Kij}^2 - b_{ij} \cdot q_{ij}^2 - a_{ij} \cdot q_{ij} - c_{ij}$$

$$p_{Bij}^2 = (p_{Zij}^2 - r_{Wij} \cdot q_{ij}^2) / E_{ij}$$

$$p_{ZVij}^2 = p_{Zij}^2 / E_{0ij}$$

Конец

Расчет расходов кустов.

Суммарный расход эксплуатационного объекта.

Расходы по сегментам центрального газосборника.

Распределение квадрата давлений по центральному газосборнику и в узловых точках кустов.

Квадрат давления на выходе штуцера или запорного клапана.

Квадрат давления в забое.

Квадрат давления на буфере скважины.

Квадрат давления затрубное на уровне устья.

Для  $j \in \Delta J(i) \neq \emptyset$  имеем  $q_{ij} \equiv 0$ , и весь перепад давления возможного противотока  $p_{ij} - p_{Bij} > 0$  приходится на запорный клапан.

Доказательство утверждения напрямую следует из определения модели (1)-(4).

Представленные ниже результаты вычислительного анализа характеризуют работу газоконденсатного участка с топологией сетки сбора, как на рис. 3, и параметрами номинальных режимов эксплуатации из табл. 1 и табл. 2.

Таблица 1

**Параметры притоков, подъемников и шлейфов участка рис. 4**

$i, j$	прим.	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	2,1	3,1
Параметры притоков										
$p_{Kij}$	МПа	20,5	25	21	24	22,3	20,15	21	22	25
$b_{ij}$	$\cdot 10^{-6}$	20	20	20	20	20	30	40	20	70
$a_{ij}$	$\cdot 10^{-6}$	11600	19500	9000	20600	17500	8500	15000	14000	7000
$c_{ij}$	$\cdot 10^{-6}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Параметры подъемника (2), $q_0 = 54291,5$										
$r_{Wij}$	$\cdot 10^{-6}$	21	26,5	25	23	24	27,5	26	23	26,6
$S_{ij}$	$\cdot 10^{-3}$	88,83	86,556	83,603	88,235	87,396	85,714	86,135	86,976	89,073
Гидросопротивления штуцеров и шлейфов										
$U_{ij}$	$\cdot 10^{-6}$	8	8,5	0	7,7	9	0	8,6	7,8	7
$r_{ij}$	$\cdot 10^{-6}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 2

## Гидросопротивления участков

прим. *10 <sup>-6</sup>	$r_{L1}$	$r_{L2}$	$r_{L3}$	$r_1$	$r_2$	$r_3$
	0,06	0,065	—	0,08	0,07	0,075

Давление на выходе коллектора  $p_0 = 8.3$  МПа.

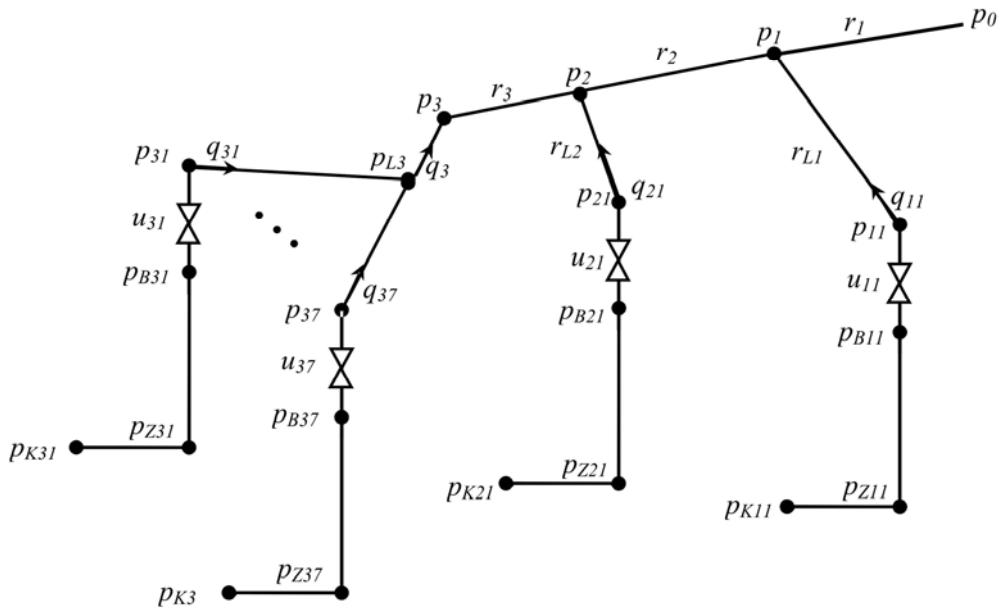


Рис. 3. Пример структурной схемы газосборной системы

Исследовались вариации возмущенных режимов эксплуатации участка от номинальных состояний для трех видов воздействий.

— Последовательное отключение двух высокодебитных скважин: <3,2> и <1,1>.

— Снижение зональных среднепластовых давлений (фактор истощения залежи).

— Рост гидросопротивления  $r_3$  линейного участка (фактор гидратообразования).

Диаграмма распределения давлений и расходов в номинальных условиях эксплуатации приведена на рис. 4, где цветом выделены потери напора в соответствующих сегментах схемы: коллектор — забой — затрубное — буфер — за штуцером — начало шлейфа куста — точка врезки в центральную трубу. Нижняя горизонталь соответствует уровню  $p_0$ .

Реакция системы по контролируемым переменным  $q_{ij}$ ,  $p_{Bij}$ ,  $p_{ij}$  при последовательном отключении <3,2> и <1,1> скважин иллюстрируется графиком рис. 5, 2. По вариации устьевых давлений видно, что на перекрытом штуцере, когда  $q_{ij} = 0$ , входной подпор резко возрастает, а на выходе штуцера устанавливается давление узловой точки шлейфа куста или врезки в коллектор. В случае снижения среднепластовых давлений (рис. 4) наблюдается обратная ситуация, когда противоток на <3,2> и <3,6> скважинах упреждается обратным клапаном с обратным перепадом давлений — низкое со стороны скважины и

высокое со стороны линейного газосборника. Характер поведения системы качественно изменяется при последовательном перекрытии третьего участка газосборника: суммарное снижение расхода, повышение потенциалов на устьях скважин до «газогидратного штуцера», увеличение расхода скважины ниже зоны перекрытия.

Характер поведения системы свидетельствует, что динамика вариаций контролируемых переменных состояния может использоваться в виде диагностических признаков при опознавании уровня действий осложняющих факторов эксплуатации.

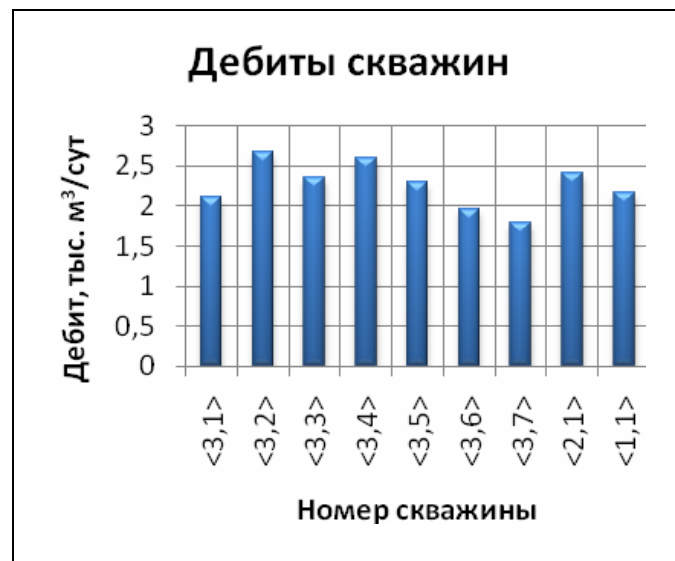
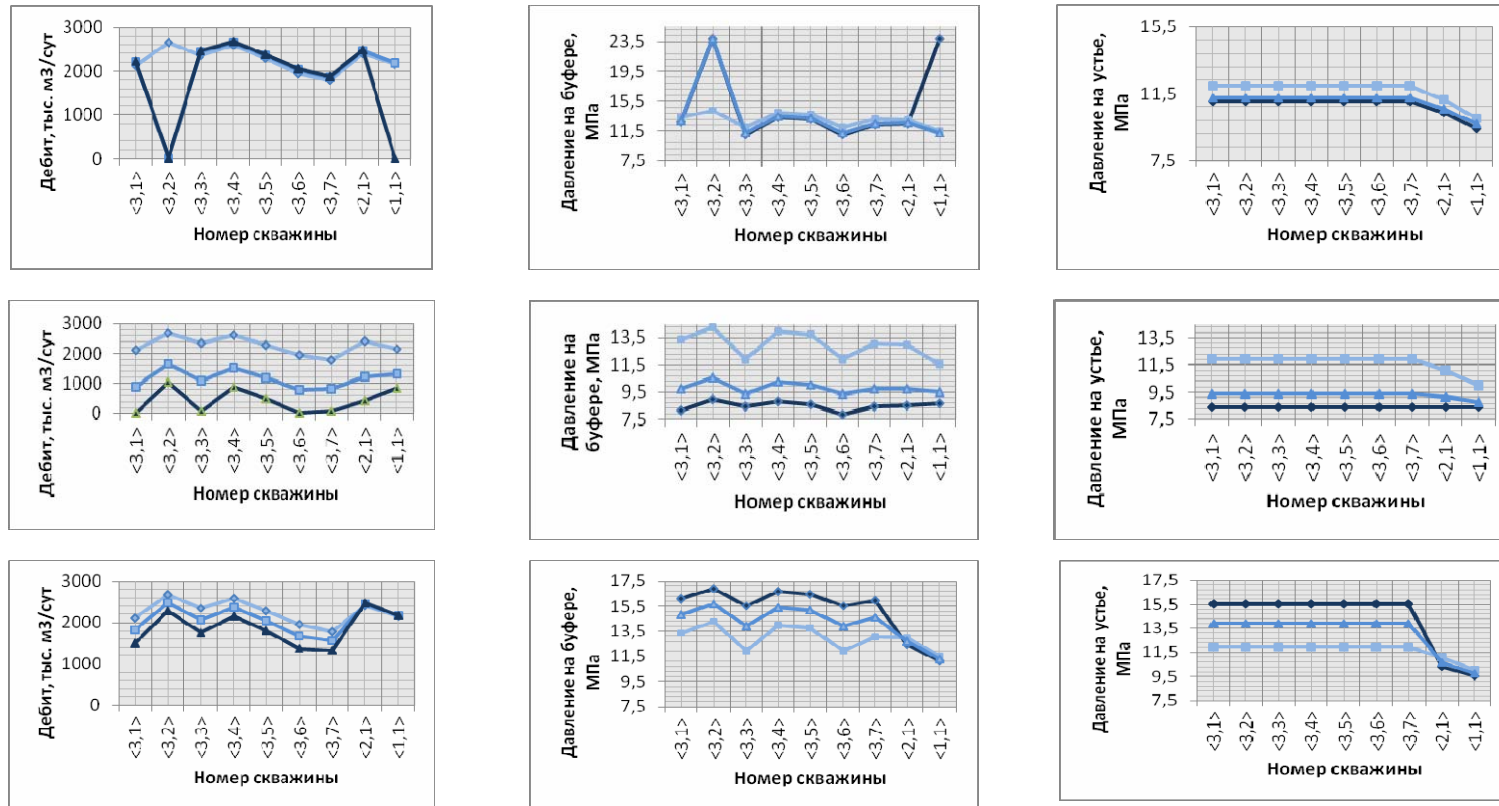


Рис. 4. Переменные состояния системы в номинальных условиях эксплуатации



**Рис. 5.** Переменные состояния системы с параметрами из табл. 1, 2: при последовательном перекрытии скважин <3,2> и <1,1> — верхний ряд, при снижении зональных среднепластовых давлений — средний ряд, при росте гидросопротивления второго участка (рис. 3) газосборника — нижний ряд



## ЛИТЕРАТУРА

1. Тетерев И.Г., Шешуков Н.Л., Наниевский Е.М. Управление процессами добычи газа. М.: Недра, 1981. 248 с.
2. Маргулов В.Д., Тагиев В.Г., Гергедава Ш.К. Оптимизация управления газодобывающим предприятием. М.: Недра, 1981. 238 с.
3. Коротаяев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. М.: Недра, 1975. 415 с.
4. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1984. 269 с.
5. Черепанов В.В., Красовский А.В., Лапердин А.Н., Ахметсафин С.К., Скрылёв С.А. Моделирование продуктивности газовых скважин. М.: ООО «Газпром экспо», 2013. 264 с.
6. Соловьев И.Г., Говорков Д.А. Факторы устойчивости МНК-оценочных параметров модели притока вертикальной скважины // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. М.: ВНИИОЭНГЭ, 2009. № 9. С. 31–36.
7. Коротаяев Ю.П., Тагиев В.Г., Самородкин В.Д. Оптимизация режимов эксплуатации объектов добычи природного газа. М.: Недра, 1982. 232 с.

*Solovyev I.G., Vedernikova U.A., Govorkov D.A., Ryazantsev A.E.*

### **BAROMETRIC MODEL OF CONTROL TECHNOLOGY OF GAS-CONDENSATE FIELD PRODUCTION**

*Considered rules to evaluate the hydraulic model «bore-hole zone — lift — choke — line — gas gathering network» of gas-condensate field with gas phase of flow being dominant. The examples of perturbed operation modes computational analysis are given.*

**Pressure, volume flow, pressure drop, hydraulic resistance.**