

УДК 621.67: 622.279

**КОНЦЕПЦИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
РЕЖИМОВ РАБОТЫ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА-ШЛЕЙФ»  
В УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН  
И СПОСОБ ЕЁ РЕАЛИЗАЦИИ**

**THE CONCEPT OF PERFECTION TECHNOLOGICAL WORK REGIMES  
OF SYSTEM “RESERVOIR-WELL-PIPELINE” IN CONDITIONS OF  
WATERING GAS WELLS AND THE WAY OF ITS REALIZATION**

Валеев А.Ф., Соловьев Н.А., Шуэр А.Г.  
ФГБОУ ВПО «Оренбургский государственный университет»,  
г. Оренбург, Российская Федерация  
ООО «ВолгоУралНИПИгаз» г. Оренбург, Российская Федерация

A.F. Valeev, N.A. Solovyov, A.G. Shuer  
FSBEI HPE “Orenburg state university”, Orenburg, Russian Federation  
LLC “VolgoUralNIPIGaz”, Orenburg, Russian Federation  
e-mail: vafw@yandex.ru

**Аннотация.** Устойчивую работу скважины определяет диаметр НКТ, увеличение которого снижает гидравлические потери и позволяет более эффективно использовать имеющийся перепад давлений, но при этом снижается скорость потока в НКТ, что может привести к зависанию жидкости в стволе и далее к самоглушению скважины.

В статье представлена концепция совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина-шлейф» в условиях обводнения газовых скважин, которая заключается в разделении продукции на газовый и жидкостной потоки. За счет установки на забое погружного насоса жидкость будет подаваться по насосно-компрессорным трубам на устье скважины, а газ добываться по затрубному пространству. Предложены аналитические зависимости системы «пласт-скважина-шлейф» в условиях обводнения газовых скважин и разработана система имитационного моделирования, позволяющая обосновать параметры технологических процессов механизированной откачки воды для достижения максимального дебита газа при минимальных затратах пластовой энергии.

**Abstract.** Steady work well determine the diameter of the tubing, the increase of which reduces hydraulic losses and allows more efficient use of the available pressure drop, but reduces the rate of flow in the tubing, which can lead to a frozen liquid in the barrel and then to self-damping of well.

This paper presents the concept perfection technological regimes work of the system “reservoir-well-pipeline” in watering gas wells, which is the separation of the products on the gas and liquid flows. Through the mine submersible pump the liquid will be in the tubing at the wellhead, and the gas extracted in the annular space. The analytical dependence of the system “reservoir-well-train” in the conditions of irrigation of gas wells and developed a system of simulation modeling allows to prove the parameters of technological processes mechanized water pumping for maximum flow rate of gas at minimum cost of produced energy.

**Ключевые слова:** система «пласт-скважина-шлейф», обводнение газовых скважин, технологический режим, индикаторные кривые, система имитационного моделирования.

**Keywords:** the system “reservoir-well-pipeline”, the watering gas wells, technological regime, inflow and outflow curves, simulation modeling system.

Задание технологического режима работы скважины подразумевает подбор условий эксплуатации, обеспечивающих максимальный дебит при минимальных затратах пластовой энергии. Для Основной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения особое значение имеет проблема обводнения газовых скважин, которая приводит к неэффективному расходованию пластовой энергии, снижению дебита обводненных скважин вплоть до полной их остановки. При этом происходит защемление части запасов газа, что исключает их из процесса разработки [1, 2]. Отсюда, совершенствование технологического режима работы системы «пласт-скважина-шлейф» (ПСШ) в условиях обводнения скважин является актуальной задачей.

Система ПСШ включает в себя продуктивный пласт, добывающую скважину и шлейфовый трубопровод, служащий для транспортировки добываемой продукции до установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Работа скважин характеризуется индикаторными кривыми. Эти кривые описывают зависимость устьевых давлений от дебита и являются важнейшими характеристиками для определения технологических режимов работы системы [3].

На форму индикаторной кривой оказывают влияние как детерминированные, так и случайные факторы. Величина забойного давления зависит от глубины скважины, гидравлических характеристик НКТ, состава добываемой продукции и давления на устье скважины. Для каждой газовой скважины, в продукции которой содержится жидкость, существует минимально возможный дебит, т.е. дебит, при котором возможен стационарный режим работы скважины. Такой режим работы определяется как общим перепадом давлений между устьем и забоем, так и скоростью потока, обеспечивающей вынос жидкости из скважин. Устойчивую работу скважины определяют диаметр НКТ, увеличение которого снижает гидравлические потери и позволяет более эффективно использовать имеющийся перепад

давлений, но при этом снижается скорость потока в НКТ, что может привести к зависанию жидкости в стволе и далее к самоглушению скважины.

На рисунке 1 представлены характеристики работы системы «пласт-скважина»: притока углеводородов (1) и пластовой воды (2) к скважине, а также зависимости давления на устье скважины при движении газа (однофазный поток) и газоконденсатной смеси с пластовой водой. Кривая (3) отображает зависимость давления на устье скважины от дебита при работе «сухим газом», т.е. при движении по стволу скважины однофазного потока. Кривая (4) описывает зависимость устьевого давления от дебита скважины, при наличии в продукции пластовой воды [3]. Наличие жидкости в вертикальном потоке газа существенно меняет форму кривой – на ней появляется точка максимума *A*. Данная точка определяет минимальный дебит ( $Q_{кр}$ ), который обеспечивает полный вынос жидкости из скважины. Часть кривой левее точки *A*, соответствует режиму работы скважины, который не обеспечивает полный вынос жидкости.

Анализ кривых рисунка 1 показывает, что часть пластовой энергии расходуется на вынос жидкости.

Для описания совместной работы скважины и шлейфового трубопровода необходимо в координатах «расход – давление» построить характеристику скважины и характеристику работающего с ней шлейфа. Точка пересечения этих кривых будет характеризовать параметры стабильной работы системы «скважина – шлейф».

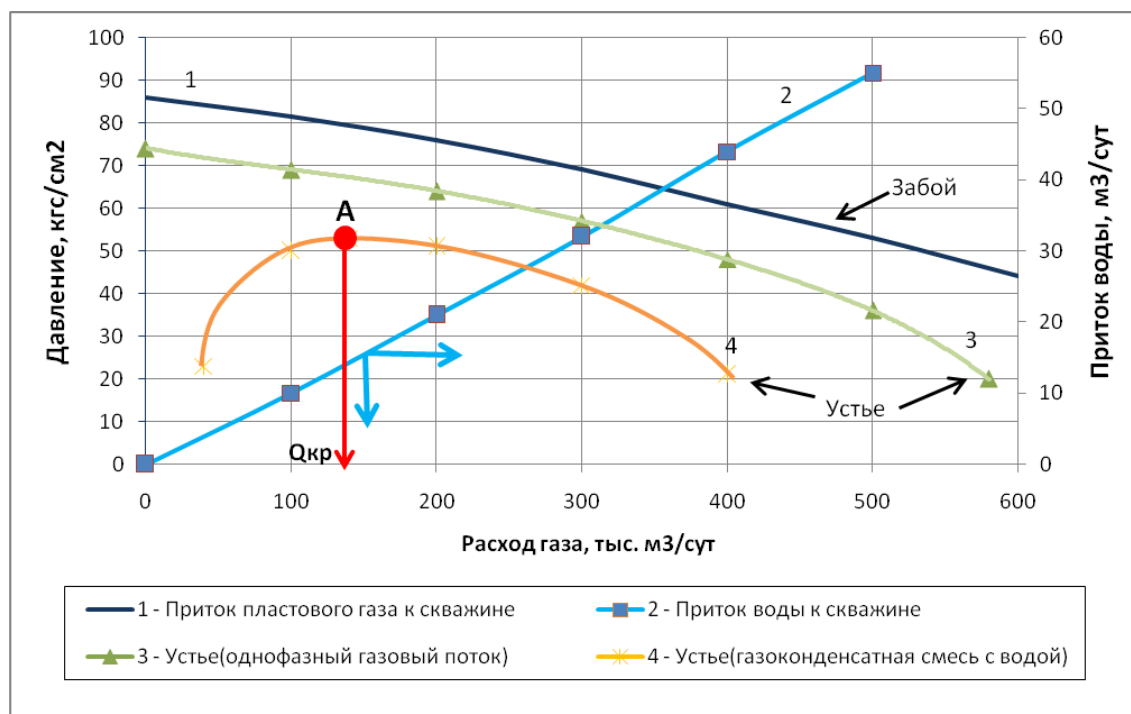


Рисунок 1. Характеристики работы системы «пласт-скважина»

На рисунке 2 представлены характеристики работы системы ПСШ: кривые притока газа (1) и пластовой воды (2) к забою скважины, зависимость давления на устье скважины от дебита при работе «сухим» газом (3) и при наличии в продукции пластовой воды (4), а также зависимость давления в начале шлейфа от расхода смеси при заданном давлении в конце шлейфа для случая транспортировки «сухого» газа (5) и газоконденсатной смеси с водой (6).

Пересечение кривых (4) и (6) в точке  $C$  определяет единственно возможный режим работы системы при наличии в продукции скважины воды. Точка  $C$  одновременно принадлежит характеристике скважины и характеристике шлейфа, поэтому давление в этой точке – это давление на устье скважины ( $P_y$ ) и также давление в начале шлейфа ( $P_{ни} = P_y$ ). Расход газа в этой же точке – есть дебит скважины по газу ( $Q_g$ ). Если от значения дебита ( $Q_g$ ) через точку  $C$  провести прямую, то точке пересечения с кривой (1) соответствует давление на забое скважины ( $P_z$ ), а точке пересечения с кривой (2) – дебит скважины по воде ( $Q_w$ ).

Анализ кривых рисунка 2 показывает, что часть пластовой энергии расходуется на транспортировку пластовой жидкости по шлейфу.

Исследованы два способа экономии пластовой энергии в системе ПСШ, расходуемой на вынос и транспортировку жидкости.

Первый способ реализует отдельную добычу и совместную транспортировку газа и жидкости по одному шлейфу, что не исключает затраты пластовой энергии на транспортировку газожидкостного потока по шлейфу. При этом стационарный режим работы системы ПСШ характеризуется точкой  $C1$ , расположенной на пересечении кривых (3) и (6).

Второй способ подразумевает отдельную добычу газа и жидкости с отдельной их транспортировкой по двум шлейфам. На рисунке 2 пересечение кривых (3) и (5) в точке  $C2$  определяет стационарный режим работы системы ПСШ при данном способе.

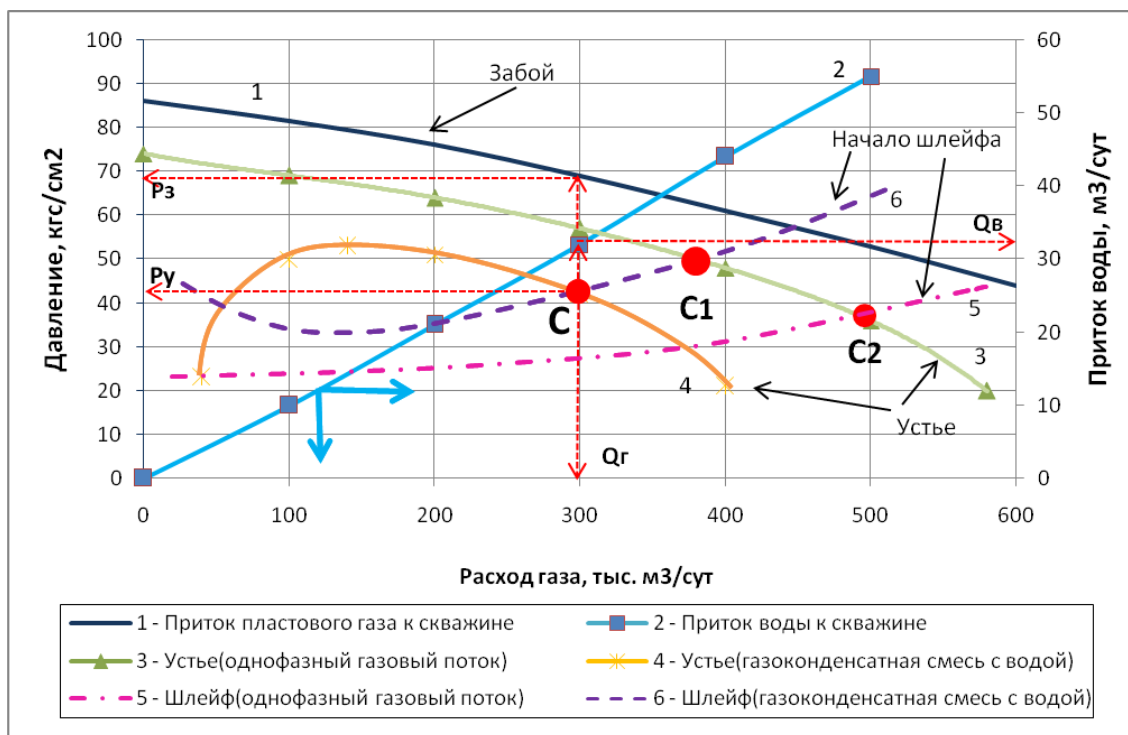


Рисунок 2. Характеристики работы системы «пласт-скважина-шлейф»

В большинстве скважин ОГКМ имеется только один шлейф. Поэтому, увеличение дебита газа за счет реализации второго способа (точка  $C2$ ) потребует дополнительных вложений.

Разделение продукции скважины на газовый и жидкостной потоки предлагается обеспечить за счет установки на забое погружного насоса (например, электроцентробежного насоса - УЭЦН). Насос будет подавать жидкость по насосно-компрессорным трубам на устье скважины, а газ добываться по затрубному пространству [2,4]. Реализация такого технологического режима работы скважины позволит сместить точку  $C$  к  $C1$  ( $C2$ ) и обеспечить стационарный режим работы системы. Система управления насосом определяет перемещение точки  $C$  к  $C1$  ( $C2$ ) за счет поддержания определенного уровня жидкости в скважине.

Таким образом, откачка пластовой жидкости с помощью внешней энергии освободит часть пластовой энергии для дополнительной добычи газа.

Для определения траектории перемещения точки  $C$  необходима имитационная модель системы ПСШ с механизированной откачкой пластовой жидкости.

Реализация системы имитационного моделирования добычи газа из обводненных газовых скважин с механизированной откачкой пластовой жидкости требует аналитического описания технологических процессов системы ПСШ в условиях обводнения.

Систему ПСШ предлагается рассматривать как последовательно соединенные подсистемы: «пласт» - из которого поступает газ и жидкость, «скважина» -

эксплуатационная скважина оборудованная установкой погружного насоса, «шлейф» - шлейфовый трубопровод [5].

**Подсистема «пласт».** Характеристику притока пластового газа к забою скважины (кривая 1 на рисунке 2) можно построить по зависимости вида:

$$Q_z = C \cdot (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)^n, \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление (кгс/см<sup>2</sup>);

$P_{заб}$  – давление на забое скважины (кгс/см<sup>2</sup>);

$Q_z$  – дебит газа при стандартных условиях (СтУ) (тыс. м<sup>3</sup>/сут.);

$n$  – показатель, изменяется в пределах от 0,5 до 1,0;

$C$  – коэффициент.

Приток жидкости к забою скважины (кривая 2 на рисунке 2) описывается уравнением:

$$P_{пл} - P_{заб} = A \cdot Q_{ж} + B, \quad (2)$$

где  $Q_{ж}$  – расход жидкости (м<sup>3</sup>/сут.),

$A, B$  – коэффициенты.

**Подсистема «скважина».** Для построения характеристики скважины, работающей «сухим» газом по затрубному пространству (кривая 3 на рисунке 2) используется зависимость:

$$P_{заб} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S_{cm}} + 1,377 \cdot K_z \cdot \lambda_z \frac{T_{cp}^2 \cdot Z_{cp}^2 \cdot Q_z^2}{d_3^5} (e^{2 \cdot S_{dun}} - 1)}, \quad (3)$$

где  $P_y$  – давление на устье скважины (кгс/см<sup>2</sup>);

$T_{cp}$  – средняя температура по стволу скважины в рабочих условиях (РУ) (К);

$K_z$  – коэффициент гидравлической эффективности ( $K_z \geq 0$ );

$d_3$  – эквивалентный диаметр, который находится из уравнения:

$$d_3 = (d_{вн.эк} - d_{н.нкт})^{3/5} (d_{вн.эк} + d_{н.нкт})^{2/5}, \quad (4)$$

где  $d_{вн.эк}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны (см);

$d_{н.нкт}$  – наружный диаметр НКТ (см).

Коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси  $Z_{cp}$  определяется из соотношения:

$$Z_{cp} = \left( 0,41g \left( \frac{T_{cp}}{T_{кр}} \right) + 0,73 \right)^{0,1 \frac{P_{cp}}{P_{кр}}} + 0,1 \frac{P_{cp}}{P_{кр}}, \quad (5)$$

где  $P_{cp}$  – среднее давление по стволу скважины в РУ (кгс/см<sup>2</sup>);

$P_{кр}$  – критическое давление (МПа);

$T_{кр}$  – критическая температура (К).

Коэффициент Рейнольдса по газу находится по зависимости:

$$Re_z = K \frac{Q_z \overline{\rho_z}}{d_{вн} \mu_z}, \quad (6)$$

где  $K$  – размерный коэффициент равный 1777 (кгс<sup>2</sup>/м<sup>4</sup>) при СтУ;

$Q_z$  – дебит газа при СтУ (тыс. м<sup>3</sup>/сут);

$\overline{\rho_z}$  – относительная плотность газа (по воздуху);

$d_{вн}$  – внутренний диаметр трубы (см).

Вязкость неполярных газов и их смесей  $\mu_z$  находится по формуле Старлинга и Эллингтона:

$$\mu_z = \mu_{zат} \exp(b \rho_{zPY}^c) / 10^4, \quad (7)$$

где  $\mu_z$  – вязкость газовой смеси в РУ (мПа·с);

$\rho_{zPY}$  – плотность газовой смеси в РУ (г/см<sup>3</sup>).

Ниже представлены выражения для вычисления коэффициентов  $b$ ,  $c$  и вязкости газовой смеси при атмосферном давлении  $\mu_{zат}$  (мкПа·с):

$$\mu_{гат} = \frac{(9,41 + 0,02M)(1,8T_{cp})^{1,5}}{209 + 19M + 1,8T_{cp}}; \quad (8)$$

$$b = 3,5 + 547,8 / (1,8T_{cp}) + 0,01M; \quad (9)$$

$$c = 2,4 - 0,2b, \quad (10)$$

где  $M$  – молекулярная масса газовой смеси.

Коэффициент гидравлического сопротивления газовой смеси  $\lambda_z$  и относительная шероховатость стенки трубы  $\epsilon$  находят из уравнений:

$$\lambda_z = \frac{1}{4 \left[ \lg \left( \frac{5,62}{\text{Re}_z^{0,9}} + \frac{\varepsilon}{7,41} \right) \right]^2}; \quad (11)$$

$$\varepsilon = 2l_k / (10d_{\text{вн}}), \quad (12)$$

где  $l_k$  – абсолютная шероховатость стенки трубы (мм).

Параметры  $S_{cm}$  и  $S_{дин}$  определяются из выражений:

$$S_{cm} = 0,03415 \cdot \overline{\rho}_z \cdot H / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (13)$$

$$S_{дин} = 0,03415 \cdot \overline{\rho}_z \cdot L / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (14)$$

где  $H$  – глубина скважины от устья до середины интервала перфорации (м);

$L$  – длина трубы от устья до середины интервала перфорации (м);

$\overline{\rho}_z$  – относительная плотность газа по воздуху.

Для построения характеристики скважины при движении газожидкостного потока по НКТ (кривая 4 на рисунке 2) используется уравнение вида:

$$P_{заб} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S_{0cm}} + 1,377 \cdot K_z \cdot \lambda_z \frac{T_{cp}^2 \cdot Z_{cp}^2 \cdot Q_{см}^2}{\rho \cdot d_{\text{вн.нкст}}^5} (e^{2 \cdot S_{0дин}} - 1)}, \quad (15)$$

где  $Q_{см}$  – объемный расход газожидкостной смеси при СтУ (тыс. м<sup>3</sup>/сут).

В выражении (15) параметр  $\rho$  находят из соотношения:

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \cdot \rho_{ж} / \rho_z, \quad (16)$$

где  $\rho_{ж}, \rho_z$  – плотность жидкости и газа при СтУ (кг/м<sup>3</sup>);

$\varphi$  – истинное газосодержание.

Значения  $S_{0cm}$  и  $S_{0дин}$  находятся из выражений:

$$S_{0cm} = 0,03415 \cdot \overline{\rho}_z \cdot H \cdot \rho / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (17)$$

$$S_{0дин} = 0,03415 \cdot \overline{\rho}_z \cdot L \cdot \rho / (T_{cp} \cdot Z_{cp}), \quad (18)$$



**Подсистема «шлейф».** Для построения характеристики трубопровода, транспортирующего газожидкостную смесь (кривая 6 на рисунке 2), необходимы данные о параметрах трубопровода и свойствах перекачиваемой продукции.

Модели движения двухфазной смеси в трубопроводе основаны на первоначальном прогнозе для каждого расчетного участка структуры течения и дальнейшего нахождения градиента давления по характерным для данного режима зависимостям [5]. Данные модели учитывают существование пробкового и кольцевого режимов течения смеси на восходящих участках, а на нисходящих – кольцевого, пробкового и расслоенного режимов.

Потери давления по длине трубы при пробковом режиме течения определяются по зависимости:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\lambda_{см}}{2D} \cdot \left( \frac{4 \cdot G_{см}}{\pi \cdot D^2} \right)^2 \left[ \frac{(1-\eta)^2}{(1-\phi) \cdot \rho_{жРУ}} + \frac{\eta^2}{\phi \cdot \rho_{гРУ}} \right] + [(1-\phi) \cdot \rho_{жРУ} + \phi \cdot \rho_{гРУ}] \cdot g \cdot \sin \alpha, \quad (19)$$

где  $\lambda_{см}$  – коэффициент гидравлического сопротивления газожидкостной смеси;

$G_{см}$  – массовый расход газожидкостной смеси при СтУ (т/сут);

$\eta$  – массовое расходное газосодержание;

$\rho_{жРУ}$  – плотность жидкости в РУ (кг/м<sup>3</sup>);

$g$  – ускорение свободного падения, равное 9,81 (м/с<sup>2</sup>);

$\sin \alpha$  – угол наклона трубы к горизонту.

Для нахождения потерь давления на участке трубопровода с кольцевым режимом течения используют зависимость:

$$-\frac{\Delta P}{\Delta L} = \lambda_{см} \cdot \left( \frac{4 \cdot Q_{жРУ}}{\pi \cdot D^2} \right)^2 \cdot \frac{\rho_{жРУ}}{(1-\phi)^2 \cdot 2 \cdot D} + [(1-\phi) \cdot \rho_{жРУ} + \phi \cdot \rho_{гРУ}] \cdot g \cdot \sin \alpha, \quad (20)$$

где  $Q_{жРУ}$  – объемный расход жидкости при РУ (тыс. м<sup>3</sup>/сут).

Для расслоенного режима течения характерна зависимость вида:

$$-\frac{\Delta P}{\Delta L} = \lambda_2 \cdot \frac{\rho_{гРУ} \cdot \omega_{гРУ}^2 \cdot Q_{см}}{2 \cdot \pi \cdot D_2 \cdot \phi} - \rho_{гРУ} \cdot g \cdot \sin \alpha, \quad (21)$$

где  $\omega_{гРУ}$  – скорость безнапорного течения газа в наклонной трубе (м/с);

$D_2$  – гидравлический диаметр (м).

Потери давления на участке трубопровода рассчитываются методом последовательных приближений [5].

Характеристика трубопровода, транспортирующего «сухой» газ (кривая 5 на рисунке 2), строится по зависимости:

$$Q_2 = c_1 \cdot D^{5/2} \cdot \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2 \cdot \left(1 + \frac{\bar{\rho}_z \cdot h_K}{14,64 \cdot T_{cp} \cdot Z_{cpu}}\right)}{\bar{\rho}_z \cdot \lambda_{zш} \cdot T_{cp} \cdot Z_{cpu} \cdot L \cdot \left[1 + \frac{\bar{\rho}_z}{29,28 \cdot T_{cp} \cdot Z_{cpu} \cdot L} \cdot \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1}) \cdot l_i\right]}}}, \quad (22)$$

где  $c_1$  - коэффициент равный 105,087;

$D$  - внутренний диаметр шлейфа (м);

$P_H, P_K$  - абсолютные давления в начале и конце участка шлейфа (кгс/см<sup>2</sup>);

$\lambda_{zш}$  - коэффициент гидравлического сопротивления участка шлейфа;

$Z_{cpu}$  - средний по длине шлейфа коэффициент сжимаемости газа;

$L$  - длина участка газопровода (км);

$h_K$  - превышение или снижение конечной точки расчетного участка относительно начальной точки (м);

$h_i$  - превышение (снижение)  $i$ -ой точки трассы относительно начальной точки (м);

$l_i$  - длина  $i$ -го элемента участка газопровода (м).

**Насосная установка.** Глубина установки насоса (от забоя) определяется по зависимости:

$$L = \frac{P_{заб} - P_{вх}}{\rho_{жру} \cdot g - \frac{\lambda_{жру} \cdot v_{жру}^2 \cdot \rho_{жру}}{2 \cdot d_{вн.нкт}}}, \quad (23)$$

где  $P_{вх}$  - давление на входе в насос (кгс/см<sup>2</sup>).

Параметр  $v_{жру}$  представляет собой скорость движения жидкости при РУ:

$$v_{жру} = \frac{4 \cdot Q_{жру}}{\pi \cdot d_{вн.нкт}^2}. \quad (24)$$

Необходимое давление нагнетания насоса рассчитывается по выражению:

$$P_n = P_{уст} + 1,27 \cdot Q_{жру}^2 \cdot \rho_{жру} \left( \lambda_1 \cdot \frac{L_1}{D_1^5} + \lambda_2 \cdot \frac{L_2}{D_2^5} \right), \quad (25)$$

где  $P_{уст}$  - давление на входе в установку (кгс/см<sup>2</sup>);

$\lambda_1, \lambda_2$  - коэффициенты гидравлического сопротивления шлейфа и НКТ;

$L_1, L_2$  - длина шлейфа и глубина установки насоса от устья скважины (м);

$D_1, D_2$  - диаметры шлейфа и НКТ (м).

Мощность электродвигателя, необходимая для работы глубинного насоса, определяется по зависимости:

$$N_{эл} = \frac{9,81 \cdot Q_{жср} \cdot L_2}{\eta_n \cdot \eta_n \cdot \eta_{эл}}, \quad (26)$$

где  $\eta_n$  - КПД насоса;

$\eta_n$  - КПД привода насоса;

$\eta_{эл}$  - КПД электродвигателя.

На основании предложенного аналитического аппарата разработана система имитационного моделирования [6], изображенная на рисунке 3.

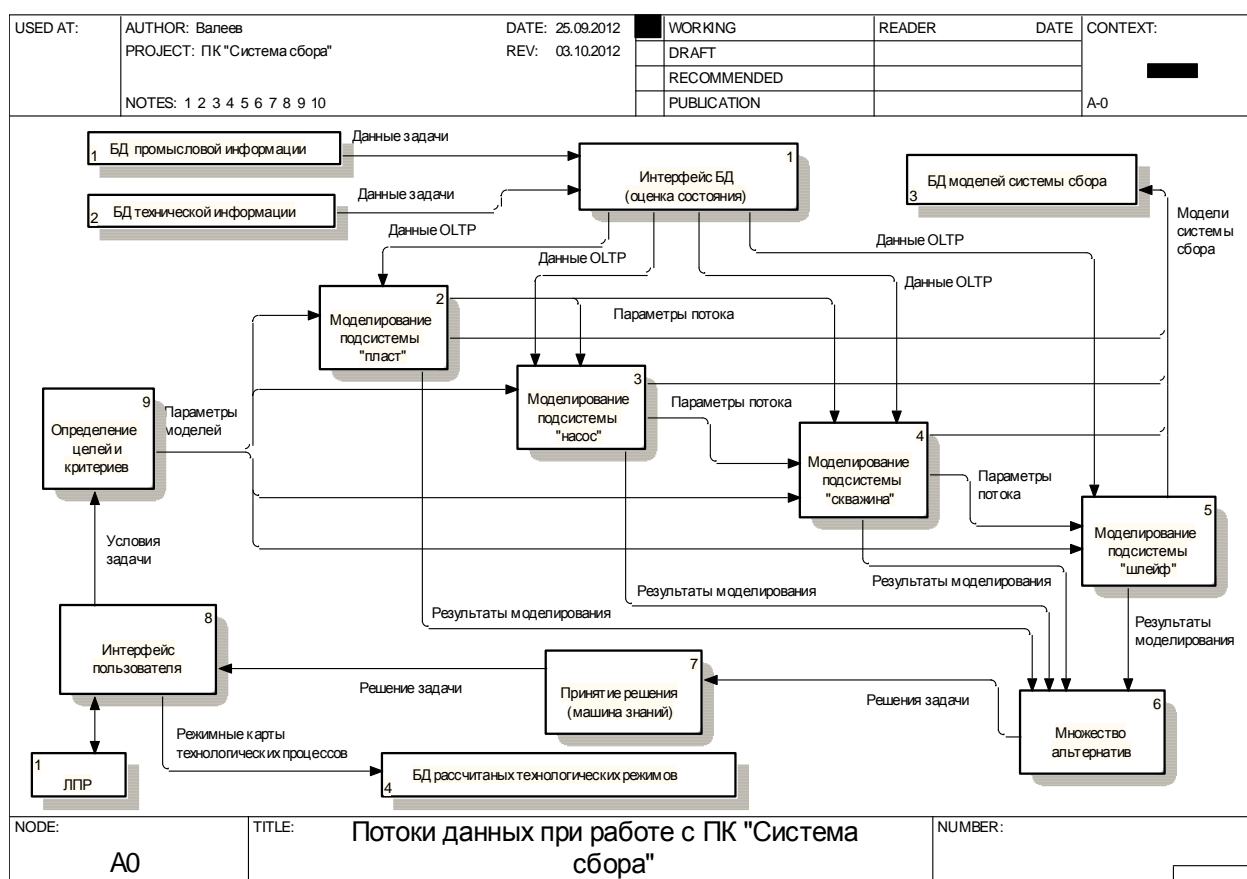


Рисунок 3. Программная система моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин

На рисунке 4 представлены результаты имитационного моделирования технологического режима работы обводненной газовой скважины с механизированной откачкой пластовой жидкости.

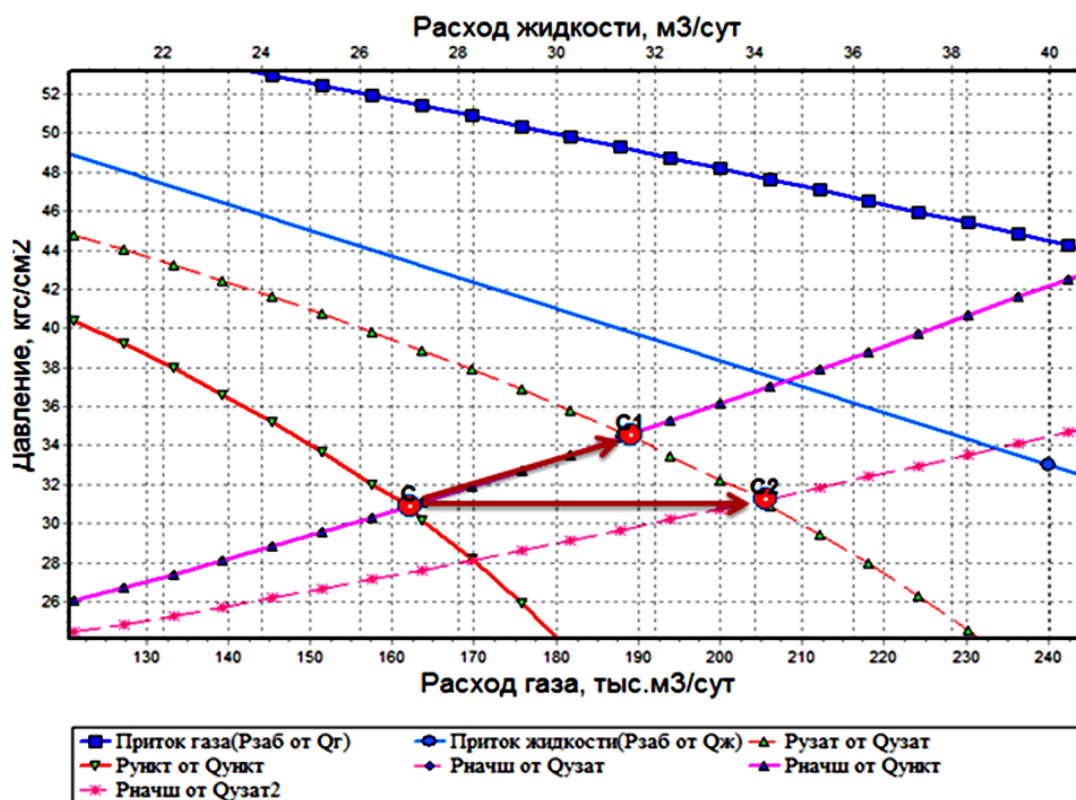


Рисунок 4. Результаты моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин

Полученные результаты свидетельствуют о соответствии концептуальных положений совершенствования технологических режимов работы системы «пласт-скважина-шлейф» в условиях обводнения газовых скважин и предложенной системы имитационного моделирования технологических процессов добычи и сбора продукции из обводненных газовых скважин.

### Выводы

Таким образом, предлагается концепция совершенствования технологических режимов работы системы ПСШ в условиях обводнения газовых скважин. Суть концепции заключается в отдельной добыче газа и жидкости. Механизованная откачка жидкости позволит обеспечить максимальный дебит газа при минимальных затратах пластовой энергии. Разработанная система имитационного моделирования позволяет обосновать технологические режимы добычи газа с механизированной откачкой пластовой жидкости и параметры системы управления насосом.

## Литература

1. Разработка модели двухфазного трубопроводного транспорта применительно к системе добычи нефти, газа и конденсата на Оренбургском НГКМ: отчет о НИР. / Баишев В.З., и др. Оренбург: ООО ВолгоУралНИПИгаз, договор № 834-05-20 гео, 2003. 128 с.
2. Валеев А.Ф., Соловьев Н.А. Анализ проблем добычи продукции газоконденсатного месторождения в условиях обводнения скважин // Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств: материалы ВНК. Орск: изд-во ОГТИ, 2011. с. 18-21.
3. Лиан Д., Дунхам К., Роулан Л. Моделирование работы скважины: Оптимизация добычи и выявление и устранение проблем с использованием метода узлового анализа // Российские нефтегазовые технологии. 2007. № 11. С. 72-85.
4. Валеев А.Ф., Соловьев Н.А. Технология насосной добычи пластовой жидкости из обводненных газовых скважин // Теоретические вопросы разработки, внедрения и эксплуатации программных средств: материалы 5-ой ВНК / Оренбург: Ип Осиночкин, 2011. с. 500-502.
5. Валеев А.Ф., Шуэр А.Г., Соловьев Н.А. Моделирование системы «пласт-скважина-шлейф» обводненных газовых скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2012. № 10. С. 31–35.
6. Валеев А.Ф. Система имитационного моделирования технологических процессов газодобычи с механизированной откачкой пластовой жидкости // Материалы науч. шк.-семинара мол. учен. и спец. в области компьютерной интеграции пр-ва / Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2012. С. 7-12.

## References

1. Razrabotka modeli dvuhfaznogo truboprovodnogo transporta primenitel'no k sisteme dobychi nefiti, gaza i kondensata na Orenburgskom NGKM: otchet o NIR. / Baishev V.Z., i dr. Orenburg: OOO VolgoUralNIPIGaz, dogovor 834-05-20 geo, 2003. 128 s. [in russian].
2. Valeev A.F., Solov'ev N.A. Analiz problem dobychi produkcii gazokondensatnogo mestorozhdeniya v usloviyah obvodneniya skvazhin // Teoreticheskie voprosy razrabotki, vnedreniya i ekspluatacii programmnyh sredstv: materialy VNPК. Orsk: izd-vo OGTI, 2011. s. 18-21. [in russian].
3. Lia D., Dunham K., Roulan L. Modelirovanie raboty skvazhiny: Optimizaciya dobychi i vyyavlenie ustranenie problem s ispol'zovaniem metoda uzlovogo analiza // Rossiiskie neftegazovye tehnologii. 2007. 11. S. 72-85.
4. Valeev A.F., Solov'ev N.A. Tehnologiya nasosnoi dobychi plastovoi zhidkosti iz obvodnennyh gazovyh skvazhin // Teoreticheskie voprosy razrabotki, vnedreniya i

ekspluatacii programmyh sredstv: materialy 5-oi VNPК / Orenburg: Ip Osinochkin, 2011. s. 500-502. [in russian].

5. Valeev A.F., Shuer A.G., Solov'ev N.A. Modelirovanie sistemy "plast-skvazhina-shleif" obvodnennyh gazovyh skvazhin // Avtomatizatsiya, telemehanizatsiya i svyaz' v neftyanoi promyshlennosti. 2012. 10. S. 31-35. [in russian].

6. Valeev A.F. Sistema imitacionnogo modelirovaniya tehnologicheskikh processov gazodobychi s mehanizirovannoi otkachkoi plastovoi zhidkosti // Materialy nauch. shk.-seminara mol. uchen. i spec. v oblasti komp'yuternoї integratsii pr-va / Orenburg: OOO IPK "Universitet", 2012. S. 7-12. [in russian].

### **Сведения об авторах**

Соловьев Н. А., д-р техн. наук, проф., зав. кафедры «Программное обеспечение вычислительной техники и автоматизированных систем» ФГБОУ ВПО ОГУ, г. Оренбург, Российская Федерация

N.A. Solovyov dr. tech. sci., prof., head of the chair "Computing and automated systems software" FSBEI HPE OSU, Orenburg, Russian Federation

Шуэр А. Г., ведущий научный сотрудник ООО «ВолгоУралНИПИгаз», г. Оренбург, Российская Федерация

A.G. Shuer a leading researcher LLC "VolgoUralNIPigaz", Orenburg, Russian Federation

Валеев А. Ф., инженер ООО «ВолгоУралНИПИгаз», аспирант ФГБОУ ВПО ОГУ, г. Оренбург, Российская Федерация

A.F. Valeev, engineer LLC "VolgoUralNIPigaz", postgraduate student FSBEI HPE OSU, Orenburg, Russian Federation

e-mail: povt@unpk.osu.ru