

УДК 622.279:519.87

Р.Л. Барашкин, e-mail: ydm@bk.ru;

В.Е. Попадьюко, к.т.н., профессор, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС РАСЧЕТА РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ

При проектировании газлифтных скважин и выборе их эффективного режима работы используются различные методики расчета движения газожидкостных смесей (ГЖС). Эффективность работы скважин определяется, в частности, и точностью этих методик. Во время эксплуатации скважин изменяются свойства добываемой продукции, а также могут возникать аварийные ситуации, которые приводят к существенному изменению режима работы. Эти изменения необходимо отслеживать и принимать решения по их устранению в оперативном режиме. В статье приводится система уравнений математической модели газлифтной скважины и алгоритм ее решения, на базе которых разработан программный комплекс, позволяющий решать задачу определения эффективного режима и оперативного контроля работы газлифтной скважины.

В основе разработанного программного комплекса лежит математическая модель, состоящая из системы дифференциальных уравнений в частных производных [3]. Математическая модель разработана с учетом требований, накладываемых типом газлифтной установки, характером движения ГЖС и задачей оперативного управления. Для учета типа газлифтной установки была разработана схема разбиения скважины на структурные элементы и алгоритм их взаимодействия (перемещение границ раздела фаз, образования фаз и смена режимов работы скважины). Разработан алгоритм учета относительной скорости внедрения газа в жидкостную пробку при моделировании движения ГЖС. Исходя из физических соображений в рамках принятых допущений и ограничений система уравнений математической модели для однофазного потока [2] была приведена к виду (см. систему уравнений (1)):

$$\begin{aligned} & (\rho_{j,i} - \rho_{j-1,i-1}) + \bar{\rho}_{j-1,i-1} \cdot \bar{c}_{j-1,i-1} \cdot (v_{j,i} - v_{j-1,i-1}) + \\ & + (\rho_{j-1,i-1} \cdot \frac{\lambda_{j-1,i-1}}{2 \cdot d_r} \cdot v_{j-1,i-1} \cdot |v_{j-1,i-1}| - \rho_{j-1,i-1} \cdot g \cdot \sin \alpha) \cdot \\ & \cdot (z_{j,i} - z_{j-1,i-1}) = 0, \\ & (\rho_{j,i} - \rho_{j+1,i+1}) + \bar{\rho}_{j+1,i+1} \cdot \bar{c}_{j+1,i+1} \cdot (v_{j,i} - v_{j+1,i+1}) + \\ & + (\rho_{j+1,i+1} \cdot \frac{\lambda_{j+1,i+1}}{2 \cdot d_r} \cdot v_{j+1,i+1} \cdot |v_{j+1,i+1}| - \rho_{j+1,i+1} \cdot g \cdot \sin \alpha) \cdot \\ & \cdot (z_{j,i} - z_{j+1,i+1}) = 0, \\ & (z_{j,i} - z_{j-1,i-1}) - c \cdot (t_{j,i} - t_{j-1,i-1}) = 0, \\ & (z_{j,i} - z_{j+1,i+1}) + c \cdot (t_{j,i} - t_{j+1,i+1}) = 0. \end{aligned} \quad (1)$$

где

$$\bar{\rho}_{j-1,i-1} = \frac{\rho_{j-1,i-1} + \rho_{j,i}}{2},$$

$$\bar{\rho}_{j+1,i+1} = \frac{\rho_{j+1,i+1} + \rho_{j,i}}{2},$$

$$\bar{c}_{j-1,i-1} = \frac{c_{j-1,i-1} + c_{j,i}}{2},$$

$$\bar{c}_{j+1,i+1} = \frac{c_{j+1,i+1} + c_{j,i}}{2},$$

v – средняя скорость газа или жидкости, ρ – давление, ρ – плотность газа или жидкости, d_r – гидравлический диаметр канала, g – ускорение свободного падения, λ – коэффициент гидравлического

сопротивления, t – время, z – координата по глубине скважины, j – шаг по глубине, i – шаг по времени.

Из системы уравнений (1) находятся ρ , v . Параметры T , ρ , z , λ , c задаются или определяются из дополнительных соотношений.

При моделировании движения двухфазного потока для решения системы дифференциальных уравнений в частных производных использовались конечно-разностные схемы. Например, при расчете с помощью методики Арманда получена конечно-разностная схема для двухфазного потока в виде:

$$\begin{aligned} R_r &= \varphi \cdot \rho_r \\ R_{ж} &= (1 - \varphi) \cdot \rho_{ж}; \end{aligned} \quad (2)$$

$$\frac{\rho_{j+1,i} - \rho_{j,i}}{\Delta z} = -R_{r,j,i} \left(\frac{v_{j,i+1}^r - v_{j,i}^r}{\Delta t} + v_{j,i}^r \frac{v_{j+1,i}^r - v_{j,i}^r}{\Delta z} \right) -$$

$$-R_{ж} \left(\frac{v_{j,i+1}^j - v_{j,i}^j}{\Delta t} + v_{j,i}^j \frac{v_{j+1,i}^j - v_{j,i}^j}{\Delta z} \right)$$

$$- \frac{\lambda_{j,i}}{2 d_r} \cdot (R_{r,j,i}^r \cdot v_{j,i}^r \cdot |v_{j,i}^r| + R_{ж,j,i}^j \cdot v_{j,i}^j \cdot |v_{j,i}^j|) +$$

$$+ \sin \alpha \cdot g \cdot (R_{r,j,i}^r + R_{ж,j,i}^j) \quad ; \quad (3)$$

$$\frac{R_{j,i+1}^r - R_{j,i}^r}{\Delta t} + v_{j,i}^r \frac{R_{j+1,i}^r - R_{j,i}^r}{\Delta z} + R_{j,i}^r \frac{v_{j+1,i}^r - v_{j,i}^r}{\Delta z} = 0; \quad (4)$$

$$\frac{R_{j,i+1}^k - R_{j,i}^k}{\Delta t} + v_{j,i}^k \frac{R_{j+1,i}^k - R_{j,i}^k}{\Delta z} + R_{j,i}^k \frac{v_{j+1,i}^k - v_{j,i}^k}{\Delta z} = 0; \quad (5)$$

$$R_{j,i+1}^r = \varphi_{j,i+1} \cdot \rho_{j,i+1}^r; \quad (6)$$

$$R_{j,i+1}^k = (1 - \varphi_{j,i+1}) \cdot \rho_{j,i+1}^k; \quad (7)$$

$$p_{j,i+1} = p_{j,i+1}^r \cdot z_0 (1 + \alpha_z (p_{j,i+1} - p_0) RT); \quad (8)$$

$$p_{j,i+1} = \frac{p_{j,i+1}^r}{\rho_{ж0\beta}} + p_0 - \frac{1}{\beta}; \quad (9)$$

$$v_{j,i+1}^r = (0,83 - \varphi_{j,i+1}) v_{j,i+1}^k; \quad (10)$$

$$\lambda_{j,i+1} = \lambda(\rho_{j,i+1}^r, \rho_{j,i+1}^k, \rho_{ж0\beta}, v_{j,i+1}^r, v_{j,i+1}^k, \varphi_{j,i+1}); \quad (11)$$

Модель позволяет рассчитывать параметры ГЖС с использованием методик Арманда, ВНИИГАЗ, Грона, Сахарова. Для численного расчета с помощью разработанной математической модели и решения задачи управления были определены начальные и граничные условия и составлен алгоритм расчета параметров движения ГЖП в газлифтной скважине (рис. 1).

СХЕМА РАБОТЫ АЛГОРИТМА:

- Создается начальная расчетная сетка по глубине скважины с учетом выбранного шага.
- Определяется структура потока.
- С учетом структуры потока и расположения узла сетки определяются правила и формулы для расчета параметров узла сетки.
- Выполняется расчет параметров узла сетки, включая управление регулирующим органом;

- расчет числа Рейнольдса и коэффициента гидравлических сопротивлений; коэффициента сжимаемости газа; скорости звука; показателя адиабаты; параметров распределения потока с учетом граничных условий и методик расчета параметров движения ГЖС.
- Выполняется передвижение границ с учетом относительной скорости газа и проникновения газа из смеси в жидкостную пробку по формулам.

- Выполняются правила образования фаз при передвижении границ и смене режима работы скважины.
- Алгоритм смены периодов работы скважины выполняет смену продавливания, лифтирования, выброса, стекания и накопления.
- Определяются расходные характеристики скважины: объем жидкостной пробки в НКТ после продавливания столба жидкости, дебит жидкости, расход газа, объем стекшей жидкости.



Рис. 1. Блок-схема алгоритма расчета параметров движения потока в скважине

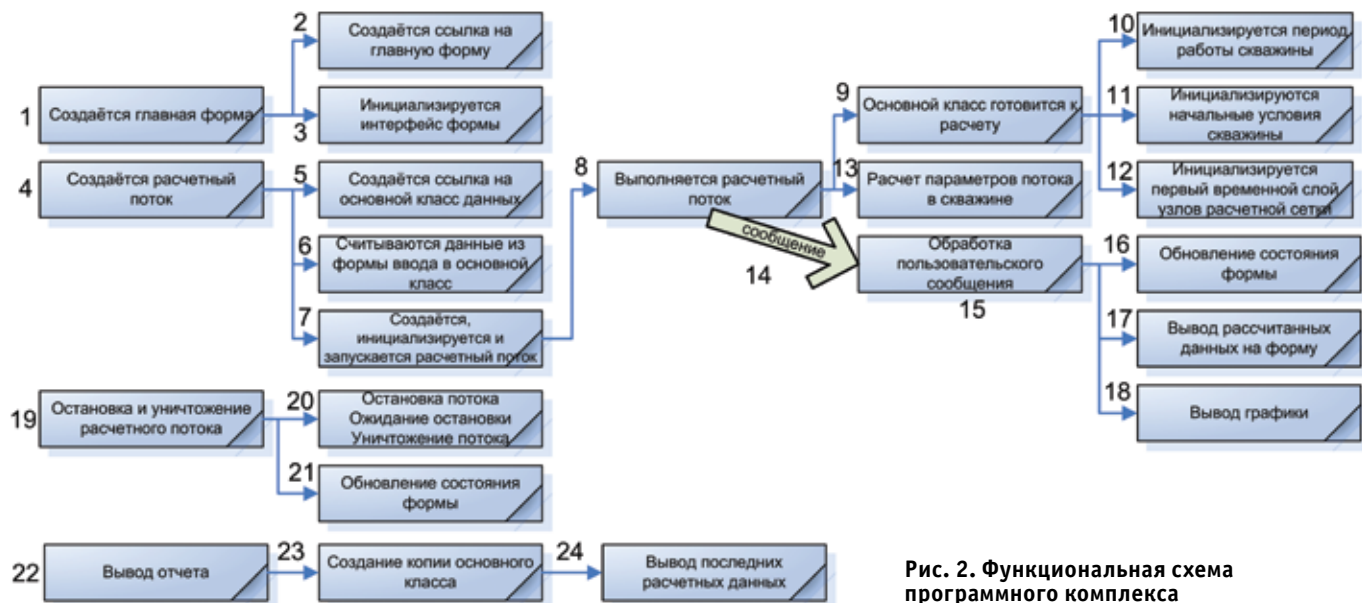
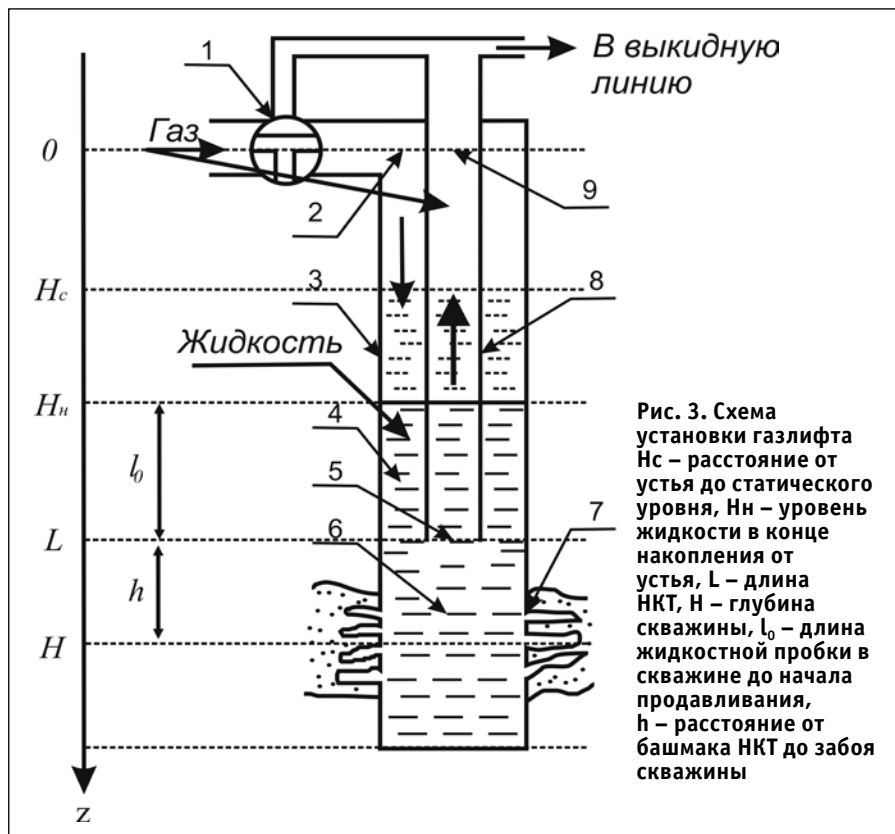


Рис. 2. Функциональная схема программного комплекса



• Выполняются вспомогательные расчеты: определяется общее время работы скважины, время продавливания, лифтирования, выброса, стекания и накопления. Расчеты осуществляются в четыре этапа. На первом этапе для начала расчета с помощью программного комплекса вводятся начальные данные и выбирается расчетная методика. На втором этапе с учетом характеристик конкретной скважины и структуры газожидкостного потока проводится серия расчетов параметров движения

газожидкостного потока с помощью различных методик расчета. На третьем этапе определяются расходные параметры установленного режима работы газлифтной скважины. Сравниваются значения расходных параметров на различных режимах, и определяется эффективный режим по заданному критерию. В случае необходимости определяются параметры регулирующего воздействия на скважину. На четвертом этапе формируются и выводятся результаты расчетов: распределения давления, скорости, плот-

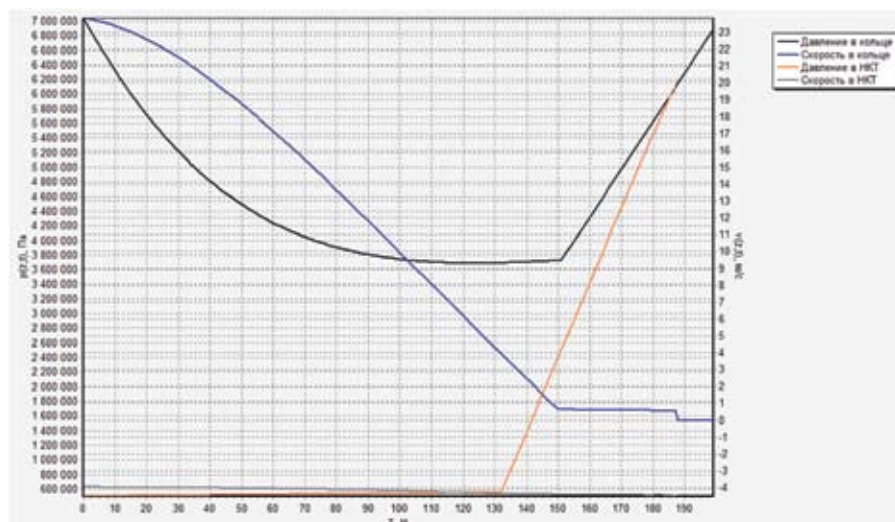


Рис. 4. Распределение давления и скорости в кольце и НКТ по глубине скважины на 1-й минуте периода продавливания

ности, коэффициента гидравлического сопротивления, истинного и расходного газосодержания, безразмерных параметров по стволу скважины. Программный комплекс позволяет отлаживать и адаптировать новые методики расчета промышленных газожидкостных подъемников под конкретные условия эксплуатации. Расчет параметров движения ГЖП с помощью разработанной математической модели требует значительных затрат процессорного времени. При разработке программного комплекса решалась задача поиска компромисса между скоростью расчета и удобством использования комплекса. В результате был разработан комплекс с функциональной схемой, приведенной на рисунке 2. Первоначально создаются главная форма программы, ссылка и инициализируется интерфейс формы. Для уменьшения затрачиваемого процессорного времени на расчет создается отдельный расчетный поток, который работает с основным классом данных с помощью ссылки. Затем считываются данные из формы ввода и запускается расчетный поток. Во время работы расчетного потока одновременно инициализируются начальные и граничные условия и осуществляется расчет параметров движения ГЖП. С заданной частотой из расчетного потока отправляется сообщение в основной поток. При обработке сообщения осуществляется обновление формы расчетов, вывод рассчитанных данных и вывод графиков. При окончании расчетов осуществляется остановка и уничтожение расчетного потока. Для предотвращения конфликта обращения к неготовым данным при выводе отчетов создается копия основного потока и выводятся последние рассчитанные данные. Разработанный программный комплекс создан на основе модульной структуры [6] и может расширяться за счет дополнительных модулей, реализующих новые возможности, например эксплуатацию скважины с закачкой газа в НКТ, имитацию неисправностей скважины, колебания устьевого давления и др. Ниже представлены результаты решения задачи нахождения распределения параметров потока по глубине и во времени для выбранной скважины с помощью разработанного комплекса.

Характеристики газлифтной скважины (рис. 3): $H=1942$ м; $p_v=1,5$ МПа; $p_{пл}=19$ МПа; $p_k=9$ МПа; $H=1942$ м; $L=1555$ м; $h=387$ м; $D=0,168$ м; $d=0,0759$ м; $d1=0,0889$ м; $\rho_{ж}=950$ кг/м³; $\Delta=0,7$; $\mu_{ж}=11,6$ мПа·с; $\mu_r=20$ мкПа·с; $\xi=0,14$ мкм; $T=333$ °С; $Q_0=0,65$ м³/с, пластовая нефть дегазированная.

Расчет параметров ГЖС проводился по методике Арманда [1]. На рисунке 4 представлен график распределения давления и скорости в кольце и в НКТ во время периода продавливания [5] после открытия регулирующего органа. Максимальная скорость газа при продавливании составляет 27 м/с. Обратная волна давления газа затухает на первой минуте работы скважины.

В начале периода лифтирования (рис. 5) объем жидкостного столба в НКТ составляет 2,63 м³.

За время лифтирования выделившийся газ из смеси превратил порядка 0,5 м³ жидкости в смесь. После лифтирования начинается период выброса. На рисунке 6 приведены распределения параметров скважины на начало периода выброса.

В результате работы скважины за один цикл было добыто 2,12 м³ жидкости, расход газа составил 3052 м³. После выброса начинается период стекания (рис. 7).

При моделировании работы газлифтной скважины с теми же характеристиками, но с расчетом параметров ГЖС по методике ВНИИГАЗ [4] расчетный дебит составил 1,71 м³ при расходе газа 2998 м³. Анализ полученных результатов моделирования с данными реальной скважины показывает, что более точно описывает работу данной скважины модель, использующая методику ВНИИГАЗ.

С помощью аналогичных расчетов определяется эффективный режим работы скважины, который устанавливается и контролируется системой автоматизации (рис. 8). Схема функционирования разработанного программного комплекса в системе АСУТП приведена на рисунке 9. Датчики давления и расходомер, установленные на скважинах куста, передают измерения на контроллер нижнего уровня. Контроллер нижнего уровня поддерживает режим работы скважины в соответствии с уставкой и передает по радиоканалу измерения давления и расхода на контроллер верх-

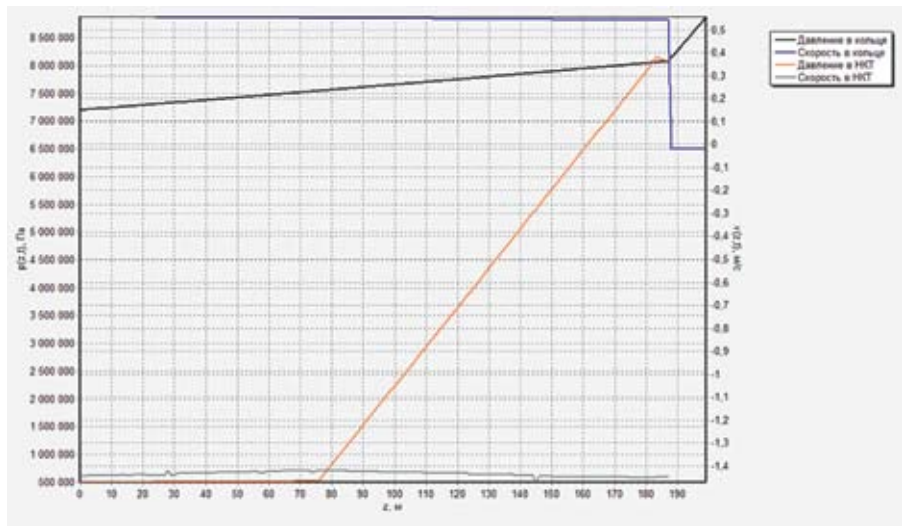


Рис. 5. Распределение давления и скорости в кольце и НКТ по глубине скважины на 5-й минуте работы скважины. Начало периода лифтирования

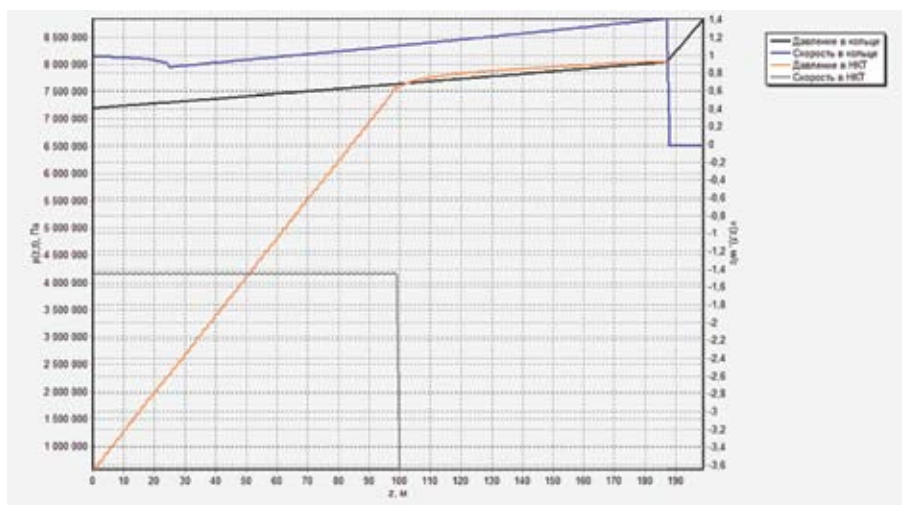


Рис. 6. Распределение давления и скорости в кольце и НКТ по глубине скважины на 10-й минуте работы скважины. Начало периода выброса

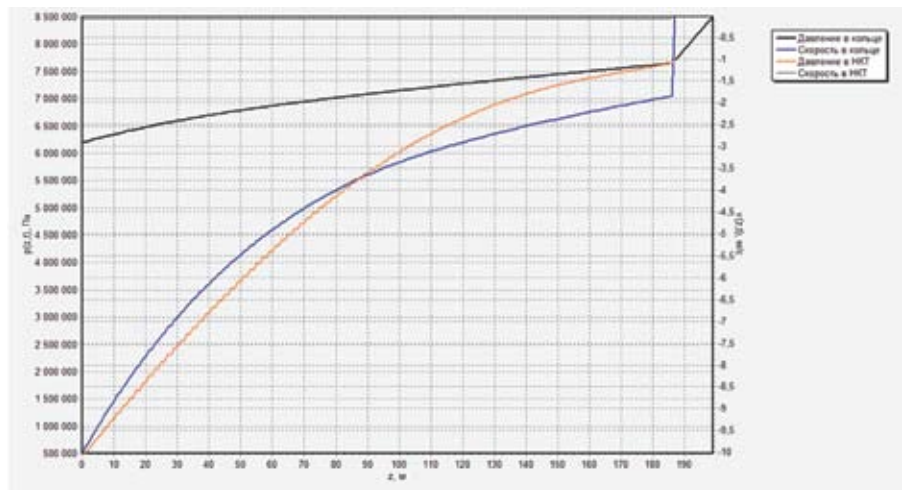


Рис. 7. Распределение давления и скорости в кольце и НКТ по глубине скважины на 12-й минуте работы скважины. Начало периода стекания

него уровня районного диспетчерского пункта. Уставка контроллеров нижнего уровня задается с помощью АРМ районного диспетчерского пункта или переносного пульта управления, подключае-

мого к контроллеру нижнего уровня на кусте. Данные, полученные контроллером верхнего уровня, сохраняются в базе данных районного диспетчерского пункта и передаются в центральную

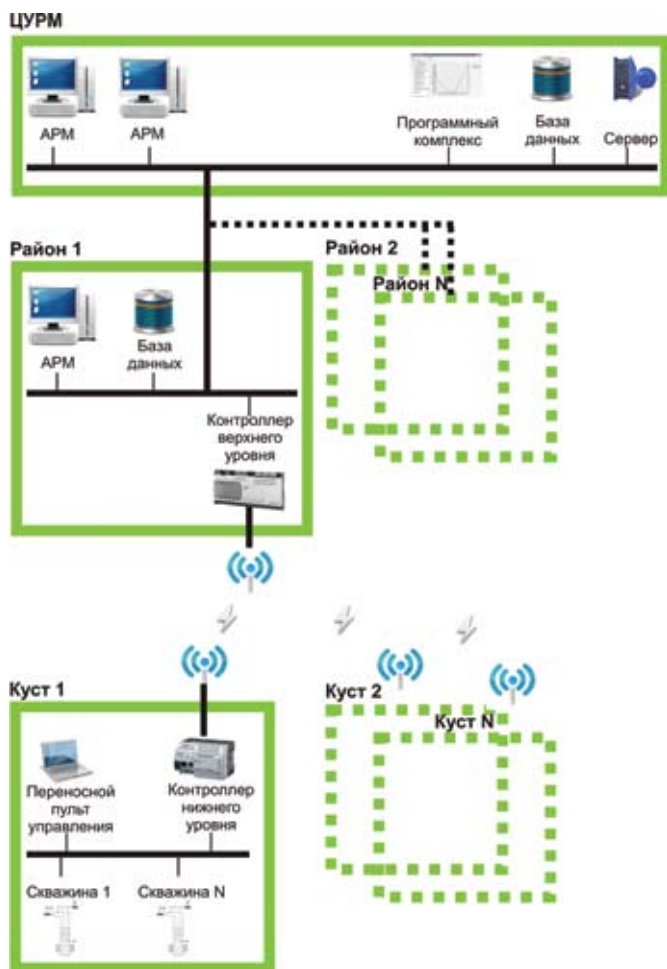


Рис. 8. Общая структура системы АСУ ТП газлифтного комплекса

базу данных ЦУРМ. Диспетчер районного диспетчерского пункта с помощью экспертной системы, установленной на АРМ, контролирует работу скважин и задает уставку, которая с помощью контроллера верхнего уровня передается на контроллер нижнего уровня. В случае выхода контролируемых параметров работы скважины за границы управления экспертной системы районного диспетчерского пункта передается команда на сервер управления ЦУРМ о необходимости анализа работы

скважины. На АРМ ЦУРМ установлен разработанный программный комплекс, который загружает характеристики скважины с сервера и оперативные данные о текущих показаниях датчиков из базы данных. Диспетчер с помощью программного комплекса анализирует работу скважины, определяет эффективный режим и уставку с учетом плана разработки месторождения в целом. Рассчитанная уставка передается на контроллер верхнего уровня, который передает ее на контроллер нижнего

уровня, управляющий режимом работы скважины.

Разработанный программный комплекс позволяет на стадии проектирования газлифтных скважин подбирать методики расчета параметров движения ГЖП, подходящие для условий эксплуатации данной скважины, и рассчитывать эффективный режим ее работы, а в процессе эксплуатации скважин оперативно реагировать на изменения контролируемых параметров и вырабатывать необходимые управляющие воздействия.

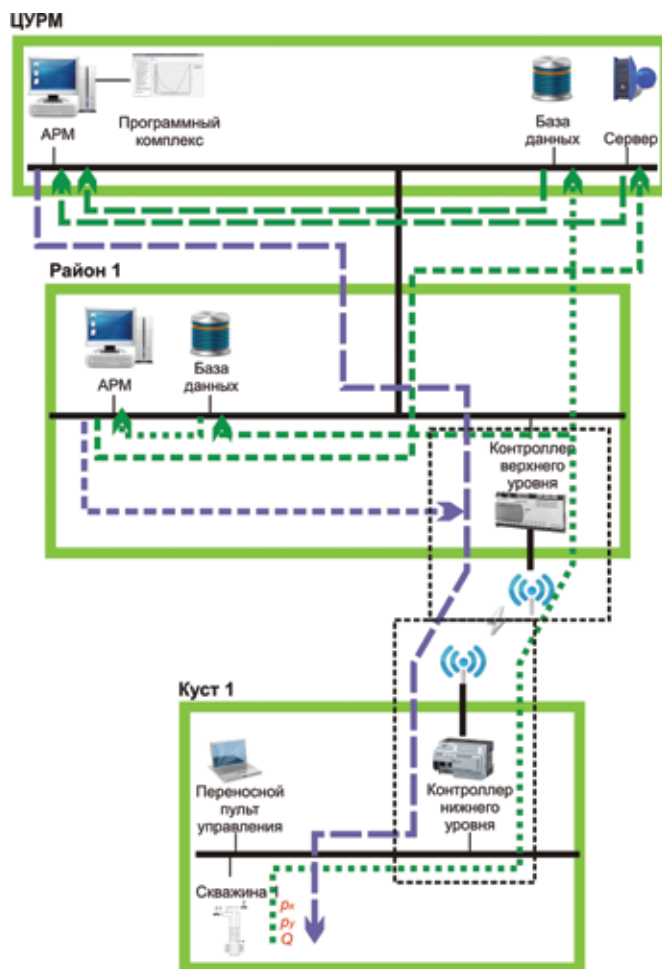


Рис. 9. Схема функционирования программного комплекса в АСУ ТП газлифтного комплекса

Литература:

1. Арманд А.А., Невструева Е.И. Исследование механизма движения двухфазной смеси в вертикальной трубе // Изв. ВТИ, 1950, №2.
 2. Барашкин Р.Л. Применение метода характеристик для решения задачи движения жидкости в подъемнике // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. – №12.
 3. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов: в 2 частях. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Ч. 1: Гидроаэромеханика в бурении. – 413 с.
 4. Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Клапчук О.В. и др. Движение газожидкостных смесей в трубах. – М.: Недра, 1978. – 270 с.
 5. Мохов М.А., Сахаров В.А. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 188 с.
 6. Самарский А.А., Попов Ю.П. Разностные методы решения задач газовой динамики. – М.: ФизматЛит, 1992
- Ключевые слова:** газлифт, программный комплекс, математическая модель, АСУ ТП.



XI Международная специализированная выставка
Передовые Технологии Автоматизации
ПТА-2011



21-23 сентября

Москва

ЦВК «Экспоцентр», павильон 3

Тематика выставки:

Автоматизация промышленного предприятия • Бортовые и встраиваемые системы
Автоматизация технологических процессов • Автоматизация зданий
Системная интеграция и консалтинг • Системы пневмо- и гидроавтоматики
Измерительные технологии и метрологическое обеспечение

Приглашаем к участию!

При поддержке:



Организатор:

Экспоцентр

Москва:

Тел.: (495) 234-22-10

E-mail: info@pta-expo.ru

www.pta-expo.ru