

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **039184**

(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.12.15

(21) Номер заявки
201892044

(22) Дата подачи заявки
2017.04.03

(51) Int. Cl. **E21B 41/00** (2006.01)
E21B 43/00 (2006.01)
G06F 17/50 (2006.01)

(54) СПОСОБ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ПОВЕДЕНИЯ МНОГОФАЗНЫХ ФЛЮИДОВ В СИСТЕМЕ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

(31) 102016000034302

(32) 2016.04.04

(33) IT

(43) 2019.03.29

(86) PCT/EP2017/057900

(87) WO 2017/174532 2017.10.12

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
ЭНИ С.П.А. (IT)

(72) Изобретатель:
**Ди Лулло Альберто Джулио, Туролла
Аксель, Цампато Массимо (IT)**

(74) Представитель:
**Поликарпов А.В., Соколова М.В.,
Путинцев А.И., Черкас Д.А., Игнагьев
А.В. (RU)**

(56) US-A-6028992

ANGLADA E. ET AL.: "Simplified Models for High Pressure Die Casting Simulation", *PROCEDIA ENGINEERING*, vol. 132, 25 December 2015 (2015-12-25), p. 974-981, XP029374387, ISSN: 1877-7058, DOI: 10.1016/J.PROENG.2015.12.585, abstract

STEPHANE VELUT ET AL.: "Implementation of a transmission line model for fast simulation of fluid flow dynamics", *PROCEEDINGS OF THE 48TH SCANDINAVIAN CONFERENCE ON SIMULATION AND MODELING (SIMS 2007)*, vol. 63, 30 June 2011 (2011-06-30), p. 446-453, XP055328043, Sweden (Goteborg), ISSN: 1650-3686, DOI: 10.3384/ecpl1063446, ISBN: 978-91-7685-817-2, abstract

Marco Piantanida ET AL.: "ADVANCED FLOW ASSURANCE DIAGNOSTICS IN VAL D'AGRI", 11th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, 20 March 2013 (2013-03-20), p. 1-13, XP055328096, Ravenna Retrieved from the Internet: URL: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/OMC-2013-066?id=conference-paper/OMC-2013-066> [retrieved on 2016-12-12], the whole document

(57) Предложен способ (100) моделирования термогидродинамического поведения многофазных флюидов в системе добычи и транспортировки углеводородов. Указанный способ включает следующие этапы: представление (110) указанной системы добычи и транспортировки углеводородов как множества взаимосвязанных компонентов с созданием тем самым схематического представления; моделирование (120) каждого компонентного блока с помощью упрощенной аналитической математической модели, выбранной из группы моделей, включающей по меньшей мере одну модель трубы, модель клапана, модель резервуара и модель сепаратора, причем каждая упрощенная аналитическая математическая модель содержит множество уравнений состояния, адаптированных для описания термогидродинамического поведения соответствующего компонентного блока; создание (130) ориентированного графа на основе указанного схематического представления; определение (140) множества топологических уравнений на основе указанного ориентированного графа; определение (150) множества выходных переменных, адаптированных для описания термогидродинамического поведения указанной системы, путем решения набора указанных множеств топологических уравнений и указанных уравнений состояния.

039184 B1

039184 B1

Настоящее изобретение относится к способу моделирования термогидродинамического поведения многофазных флюидов в системе добычи и транспортировки углеводородов в большом количестве рабочих условий, таких как закрытие или повторное открытие линии, уменьшение или увеличение скорости потока, процесс охлаждения флюида.

В настоящем описании следует, в частности, сослаться на системы, которые переносят углеводороды, извлеченные из скважин, во впускное отверстие в распределительной сети.

Однако предложенный способ моделирования также может быть применен к распределительной сети.

В настоящее время известно моделирование термогидродинамического поведения многофазных углеводородов с помощью программ моделирования термогидродинамических процессов, которые решают уравнения Навье-Стокса методами дискретизации конечными объемами.

Эти программы моделирования термогидродинамических процессов методом конечных объемов имеют хорошую надежность, но они также представляют значительную вычислительную стоимость, которая определяет высокое время моделирования, которое растет по мере увеличения сложности и размеров анализируемой системы.

Время моделирования имеет решающее значение в ходе исследований по разработке системы добычи и распределения углеводородов, в этапах проектирования которых может быть чрезвычайно полезно очень быстро выявлять потенциально критические ситуации для продуктивного периода эксплуатации системы.

Цель настоящего изобретения состоит в том, чтобы преодолеть вышеупомянутые недостатки и, в частности, разработать способ моделирования термогидродинамического поведения многофазных флюидов в системе добычи и транспортировки углеводородов, способной получать надежные результаты, одновременно требующей меньшего времени моделирования по сравнению с программами динамического моделирования методом конечных объемов предшествующего уровня техники.

Эта и другие цели в соответствии с настоящим изобретением достигаются с помощью способа моделирования термогидродинамического поведения многофазных флюидов в системе добычи и транспортировки углеводородов, выполненной в соответствии с п.1 формулы изобретения.

Дополнительные характеристики способа моделирования термогидродинамического поведения многофазных флюидов в системе добычи и транспортировки углеводородов являются предметом зависимых пунктов формулы изобретения.

Характеристики и преимущества способа моделирования термогидродинамического поведения многофазных флюидов в системе добычи и транспортировки углеводородов, выполненной в соответствии с настоящим изобретением, станут более очевидными из следующего поясняющего и не ограничивающего описания, приведенного в сопровождении с чертежами, на которых

фиг. 1a изображает схематический вид, представляющий собой компонентный блок системы добычи и транспортировки углеводородов, смоделированный по упрощенной модели трубы;

фиг. 1b изображает схематический вид, представляющий собой компонентный блок системы добычи и транспортировки углеводородов, смоделированный в соответствии с упрощенной моделью клапана;

фиг. 1c изображает схематический вид, представляющий собой компонентный блок системы добычи и транспортировки углеводородов, смоделированный в соответствии с упрощенной моделью коллектора;

фиг. 1d изображает схематический вид, представляющий собой компонентный блок системы добычи и транспортировки углеводородов, смоделированный в соответствии с упрощенной моделью сепаратора;

фиг. 2 изображает схематический вид системы добычи и транспортировки углеводородов, подлежащей моделированию;

фиг. 3a, 3b, 3c и 3d изображают четыре элемента ориентированного графа, который представляет собой соответственно трубу, клапан, резервуар и сепаратор;

фиг. 4 изображает ориентированный граф, который представляет собой последовательное соединение резервуара, скважины и клапана;

фиг. 5 изображает схематический вид, представляющий собой трубу в пробковом режиме;

фиг. 6 иллюстрирует блок-схему последовательности операций, которая представляет собой способ моделирования термогидродинамического поведения многофазных флюидов в системе добычи и транспортировки углеводородов, выполненной в соответствии с настоящим изобретением;

фиг. 7 иллюстрирует схематическую блок-схему, показывающую обучающий этап упрощенных аналитических математических моделей соответствующих компонентных блоков системы, изображенной на фиг. 2;

фиг. 8 иллюстрирует схематическую блок-схему, показывающую этап решения в способе моделирования термогидродинамического поведения многофазных флюидов в системе добычи и транспортировки углеводородов, изображенной на фиг. 4;

фиг. 9 изображает диаграммы, которые показывают изменение со временем давления (PT), температуры (TM), массовой скорости потока жидкости (GLT) и газа (GG), которые вычисляются в узле сис-

темы, изображенной на фиг. 2 способом моделирования в соответствии с настоящим изобретением (сплошная линия) и с помощью программы динамического моделирования методом конечных объемов (пунктирная линия); в частности, диаграммы слева получены до обучающего этапа упрощенных аналитических математических моделей, а диаграммы справа получены после обучающего этапа упрощенных моделей.

На чертежах проиллюстрирован способ моделирования термогидродинамического поведения многофазных флюидов в системе добычи и транспортировки углеводородов, обозначенный в целом номером 100 позиции.

Указанный способ 100 содержит начальный этап 110, в котором систему транспортировки обозначают как множество взаимосвязанных компонентных блоков, получая тем самым схематическое представление, показанное на фиг. 2. Затем каждый компонентный блок моделируют 120 в соответствии с упрощенной аналитической математической моделью, выбранной из группы моделей, включающих по меньшей мере одну модель трубы, модель клапана, модель резервуара и модель сепаратора.

Например, система, показанная на фиг. 2, содержит два резервуара G1 и G2 со связанными с ними скважинами P1 и P2 и устьевыми клапанами V1 и V2; из указанных клапанов выходят две трубы P3 и P4, которые соединяются с третьей трубой P5, которая заканчивается узлом постоянного давления (например, впускным отверстием сепаратора).

Подчеркивается, что каждая из указанных двух скважин P1 и P2 указанных двух резервуаров смоделирована в соответствии с упрощенной моделью трубы.

Каждая из этих упрощенных аналитических математических моделей представлена множеством уравнений состояния, адаптированных для описания термогидродинамического поведения соответствующего компонентного блока. В частности, уравнения состояния описывают изменение множества переменных между входом и выходом отдельного компонентного блока, а также изменение этих переменных с течением времени; способ моделирования в соответствии с настоящим изобретением способен описывать характеристические переходные процессы в описанных выше рабочих сценариях.

Вышеупомянутые переменные представляют собой, например, скорости потока различных фаз, давления, температуры и т.д.

Предпочтительно этап 120 моделирования дополнительно включает этап, на котором для каждой упрощенной аналитической математической модели в уравнениях состояния применяется множество корректирующих коэффициентов, причем корректирующие коэффициенты оцениваются так, чтобы адаптировать результаты, полученные из упрощенной аналитической математической модели к контрольным данным. Эти контрольные данные могут быть получены, в частности, из фактических эксплуатационных измерений или из известных программ динамического моделирования методом конечных объемов.

Корректирующие коэффициенты определяются таким образом, что они принимают значение, равное 1, в случае идеального соответствия между упрощенной аналитической математической моделью и контрольными данными. Поэтому большие расхождения или несоответствия упрощенной модели относительно контрольных данных выражаются постепенным отклонением корректирующих коэффициентов от значения единицы.

При моделировании дискретных элементов системы следует учитывать, что элемент трубы и элемент сепаратора представляют собой динамические элементы, то есть имеющие память, тогда как элемент коллектора и элемент клапана являются статическими, то есть без памяти.

В настоящем описании нижний индекс L относится к жидкости, индекс G относится к газу, индекс M относится к смеси жидкости и газа, индекс IN относится к входу, индекс OUT относится к выходу, индекс UP относится к верхней по потоку стороне клапана, нижний индекс DO относится к нижней по потоку стороне клапана, индекс RES относится к резервуару, индекс W относится к скважине, индекс V относится к клапану, индекс P относится к трубе ("трубопроводу"), индекс SEP относится к сепаратору.

Предпочтительно упрощенная аналитическая математическая модель трубы может содержать следующие уравнения состояния:

два уравнения сохранения массы, одно для жидкой фазы и одно для газовой фазы

$$\dot{m}_L = -\frac{1}{\Delta L} (m_L v_{L,OUT} - m_{L0} v_{L,IN}) - \psi_G$$

$$\dot{m}_G = -\frac{1}{\Delta L} (m_G v_{G,OUT} - m_{G0} v_{G,IN}) + \psi_G$$

где m_L обозначает массу жидкости на единицу объема,

m_G обозначает массу газа на единицу объема,

m_{L0} обозначает массу жидкости на единицу объема в предшествующей трубе,

m_{G0} обозначает массу газа на единицу объема в предшествующей трубе,

ΔL обозначает длину трубы,

$v_{L,IN}$ и $v_{L,OUT}$ обозначают скорость жидкости соответственно на входе и на выходе,

$v_{G,IN}$ и $v_{G,OUT}$ обозначают скорость газа соответственно на входе и на выходе,

Ψ_G обозначает массовую скорость потока на единицу объема, которая изменяется из жидкой фазы в газовую фазу;

полное уравнение сохранения количества движения (описывает обе фазы)

$$\begin{aligned} G_{OUT} = & -\frac{A}{\Delta L} (m_L v_{L,OUT}^2 - m_{L0} v_{L,IN}^2 + m_{G0} v_{G,OUT}^2 - m_{G0} v_{G,IN}^2) \\ & - \frac{A}{\Delta L} (p_{OUT} - p_{IN}) - A\Gamma - AR \end{aligned}$$

где G_{OUT} обозначает массовую скорость потока,

A обозначает площадь поперечного сечения трубы,

ΔL обозначает длину трубы,

$v_{L,IN}$ и $v_{L,OUT}$ обозначают скорость жидкости соответственно в трубу и из нее,

$v_{G,IN}$ и $v_{G,OUT}$ обозначают скорость газа соответственно в трубу и из нее,

m_L обозначает массу жидкости на единицу объема,

m_G обозначает массу газа на единицу объема,

m_{L0} обозначает массу жидкости на единицу объема в предшествующей трубе,

m_{G0} обозначает массу газа на единицу объема в предшествующей трубе,

Γ обозначает падение напора на единицу длины (которое зависит от режима потока),

R обозначает потери на трение на единицу длины (которые зависят от режим потока),

p_{IN} и p_{OUT} обозначают давление соответственно на входе и выходе;

полное уравнение сохранения энергии E (описывает обе фазы)

$$\begin{aligned} \dot{E} = & -\frac{1}{\Delta L} \left[m_L v_{L,OUT} \left(h_L + \frac{v_L^2}{2} + gz_{OUT} \right) - m_{L0} v_{L,IN} \left(h_{L0} + \frac{v_{L,IN}^2}{2} + gz_{IN} \right) \right] \\ & - \frac{1}{\Delta L} \left[m_{G0} v_{G,OUT} \left(h_G + \frac{v_G^2}{2} + gz_{OUT} \right) \right. \\ & \left. - m_{G0} v_{G,IN} \left(h_{G0} + \frac{v_{G,IN}^2}{2} + gz_{IN} \right) \right] - \frac{S}{A} U (T_{OUT} - T_{ext}) \end{aligned}$$

где m_L обозначает массу жидкости на единицу объема,

m_G обозначает массу газа на единицу объема,

m_{L0} обозначает массу жидкости на единицу объема в предшествующей трубе,

m_{G0} обозначает массу газа на единицу объема в предшествующей трубе,

ΔL обозначает длину трубы,

$v_{L,IN}$ и $v_{L,OUT}$ обозначают скорость жидкости соответственно в трубу и из нее,

$v_{G,IN}$ и $v_{G,OUT}$ обозначают скорость газа соответственно в трубу и из нее,

A обозначает площадь поперечного сечения трубы,

ΔL обозначает длину трубы,

S обозначает периметр части трубы,

U обозначает относительный коэффициент теплопередачи стенок трубы (включая изоляционные слои),

T_{OUT} и T_{EXT} обозначают температуру соответственно на выходе и снаружи,

g обозначает ускорение благодаря силе тяжести,

h_L и h_G обозначают удельную энтальпию соответственно жидкости и газа,

h_{L0} и h_{G0} обозначают удельную энтальпию в предшествующей трубе соответственно жидкости и газа,

z_{IN} и z_{OUT} указывают соответственно высоту входа и выхода трубы относительно контрольного уровня;

уравнение, описывающее изменение давления (описывает обе фазы), полученное из комбинации двух уравнений сохранения массы

$$\begin{aligned} \dot{p}_{IN} = & \left[\frac{\alpha_L}{\rho_L} \frac{\partial \rho_L}{\partial p} + \frac{1 - \alpha_L}{\rho_G} \frac{\partial \rho_G}{\partial p} - \left(\frac{1}{\rho_G} - \frac{1}{\rho_L} \right) (m_L + m_G) \frac{\partial x_G}{\partial p} \right]^{-1} \left[-\frac{1}{\Delta L \rho_L} (m_L v_{L,OUT} \right. \\ & \left. - m_{L0} v_{L,IN}) - \frac{1}{\Delta L \rho_G} (m_{G0} v_{G,OUT} - m_{G0} v_{G,IN}) + \left(\frac{1}{\rho_G} - \frac{1}{\rho_L} \right) \tilde{\psi}_G \right] \end{aligned}$$

где m_L и m_G обозначают массу на единицу объема соответственно жидкости и газа,

m_{L0} и m_{G0} показывают массу на единицу объема в предшествующей трубе соответственно жидкости и газа,

$v_{L,IN}$ и $v_{L,OUT}$ обозначают скорость жидкости соответственно в трубу и из нее,

$v_{G,IN}$ и $v_{G,OUT}$ обозначают скорость газа соответственно в трубу и из нее,

p обозначает давление,

ΔL обозначает длину трубы,

ρ_L и ρ_G обозначают плотность соответственно жидкости и газа,
 x_G обозначает качество газа,

Ψ_G обозначает скорость потока на единицу объема, полученную из массовой скорости потока на единицу объема Ψ_G , определенного выше,

α_L обозначает объемную долю жидкости.

Используя единственное уравнение сохранения количества движения вместо двух разных для каждой фазы, необходимо ввести алгебраическое соотношение, чтобы учесть разницу в скорости ("проскальзывание") между двумя фазами. Поэтому в дополнение к вышеупомянутым уравнениям для каждого режима течения (стратифицированного, диспергированного барботирующего, пробкового и т.д.). Упрощенная модель трубы может также содержать следующие уравнения:

уравнение, определяющее члены R , учитывающие в уравнении сохранения количества движения трение флюида о стенки трубы и между различными фазами (R);

уравнение, определяющее термины T , учитывающие в уравнении сохранения количества движения гидравлические потери гидростатического давления;

уравнение скольжения.

Например, для стратифицированного режима рассматриваются следующие уравнения:

уравнение, определяющее потери на трение на единицу длины R ,

$$R_L = \frac{1}{2A} f_L \rho_L |v_L| v_L S_L$$

$$R = R_L + R_G$$

$$R_G = \frac{1}{2A} f_G \rho_G |v_G| v_G S_G$$

где R_L и R_G обозначают потери на трение в жидкой фазе и газовой фазе,

A обозначает площадь поперечного сечения трубы,

f_L и f_G обозначают коэффициенты трения соответственно жидкости и газа,

ρ_L и ρ_G обозначают плотность соответственно жидкости и газа,

v_L и v_G обозначают скорость соответственно жидкости и газа,

S_L и S_G обозначают части окружности части трубы, которые "смочены" соответственно жидкостью и газом;

уравнение, определяющее потери гидростатического давления на единицу длины Γ ,

$$\Gamma = (m_L + m_G) g \sin\theta$$

где m_L и m_G обозначают массу на единицу объема соответственно жидкости и газа,

g обозначает ускорение благодаря силе тяжести,

θ обозначает наклон трубы относительно горизонтали;

уравнение скольжения

$$\frac{R_L}{\alpha_L(1 - \alpha_L)} - \frac{R_G}{1 - \alpha_L} + \frac{R_L}{\alpha_L} - (\rho_L - \rho_G) g \sin\theta = 0$$

где R_L и R_G обозначают потери на трение соответственно в жидкой и газовой фазах,

R_L обозначает потери на трение между двумя фазами,

g обозначает ускорение благодаря силе тяжести,

θ обозначает наклон трубы относительно горизонтали,

ρ_L и ρ_G обозначают плотность соответственно жидкости и газа,

α_L обозначает объемную долю жидкости.

Для барботирующего режима рассматриваются следующие уравнения:

уравнение, определяющее потери на трение на единицу длины R ,

$$R = \frac{1}{2A} f_M \rho_M |v_M| v_M \pi D$$

где A обозначает площадь поперечного сечения трубы,

f_M обозначает коэффициент трения в смешанной фазе жидкости и газа,

ρ_M обозначает плотность смеси жидкости и газа,

v_M обозначает скорость флюида,

D обозначает диаметр трубы;

уравнение, определяющее потери гидростатического давления на единицу длины Γ ,

$$\Gamma = (m_L + m_G) g \sin\theta$$

где m_L и m_G обозначают массу на единицу объема соответственно жидкости и газа,

g обозначает ускорение благодаря силе тяжести,

θ обозначает наклон трубы относительно горизонтали;

уравнение скольжения

$$v_G - v_L - 1,18 \left[\frac{g\sigma(\rho_L - \rho_G)}{\rho_L^2} \right]^{1/4} \sin\theta = 0$$

v_L и v_G обозначают скорость соответственно жидкости и газа,
 g обозначает ускорение благодаря силе тяжести,
 θ обозначает наклон трубы относительно горизонтали,
 ρ_L и ρ_G обозначают плотность соответственно жидкости и газа,
 σ обозначает поверхностное натяжение жидкости.
 Для пробкового режима рассматриваются следующие уравнения:
 уравнение, определяющее потери на трение на единицу длины R ,

$$R = R_S + R_T = \frac{1}{2A} f_S \rho_S |v_S| v_S S \frac{l_S}{l_{S+T}} + \frac{1}{2A} f_{GT} \rho_G |v_{GT}| v_{GT} S_{GT} \frac{l_T}{l_{S+T}}$$

где R_S и R_T обозначают потери на трение в "пробковой" секции и в секции "пузырьков Тейлора" пробкового блока,

A обозначает секцию трубы,

f_S и f_{GT} обозначают коэффициенты трения флюида в "пробковой" секции и в секции "пузырьков Тейлора",

ρ_S и ρ_G обозначают плотность флюида соответственно в "пробковой" секции и в газовой секции,

v_M и v_{GT} обозначают скорость флюида соответственно в "пробковой" секции и газа, содержащегося в "пузырьке Тейлора",

S и S_{GT} обозначают соответственно периметр окружности секции трубы и части окружности, "соченной" газом "пузырька Тейлора",

l_S обозначает длину "пробковой" секции и

l_T обозначает длину секции "пузырька Тейлора",

l_{S+T} обозначает общую длину "пробкового" блока;

уравнение, определяющее потери гидростатического давления на единицу длины Γ ,

$$\Gamma = \frac{(\rho_S l_S + \rho_T l_T)}{l_{S+T}} g \sin\theta$$

где g обозначает ускорение благодаря силе тяжести,

θ обозначает наклон трубы относительно горизонтали,

ρ_S и ρ_T обозначают плотность флюида соответственно в "пробковом" режиме и в режиме "пузырька Тейлора",

l_S обозначает длину "пробковой" секции и

l_T обозначает длину секции "пузырька Тейлора",

l_{S+T} обозначает общую длину "пробкового" блока;

уравнение проскальзывания

$$v_G - C_{OT} v_M - v_{OT} = 0$$

где C_{OT} - коэффициент распределения потока и

v_{OT} - скорость газового пузырька, который поднимается вдоль трубы со стагнирующей жидкостью ($v_L = 0$).

В качестве корректирующих коэффициентов можно выбрать, например, мультипликативные коэффициенты, которые корректируют:

уравнение скольжения;

компонент трения;

производное от качества газа по отношению к давлению.

В частности, для стратифицированного режима коэффициент λ_S вставляется в уравнение скольжения следующим образом:

$$\frac{\lambda_S R_L}{\alpha_L \alpha_G} - \frac{R_G}{\alpha_G} + \frac{R_L}{\alpha_L} - (\rho_L - \rho_G) g \sin\theta = 0$$

где R_L и R_G обозначают потери на трение в жидкой и газовой фазах,

R_I обозначает потери на трение между двумя фазами,

α_L и α_G обозначают объемные доли соответственно жидкости и газа,

g обозначает ускорение благодаря силе тяжести,

θ обозначает наклон трубы относительно горизонтали,

ρ_L и ρ_G обозначают плотность соответственно жидкости и газа.

Для барботирующего режима коэффициент λ_S вставляется в уравнение скольжения следующим образом:

$$v_G - \lambda_S \left\{ v_L + 1,18 \left[\frac{g\sigma(\rho_L - \rho_G)}{\rho_L^2} \right]^{1/4} \sin\theta \right\} = 0$$

v_L и v_G обозначают скорость соответственно жидкости и газа,

g обозначает ускорение благодаря силе тяжести,

θ обозначает наклон трубы относительно горизонтали,

ρ_L и ρ_G обозначают плотность соответственно жидкости и газа.

Для пробкового режима коэффициент λ_S вставляется в уравнение скольжения следующим образом:

$$v_G - \lambda_S C_{0T} v_M - v_{0T} = 0$$

где v_G - скорость газа,

v_M - скорость флюида,

C_{0T} - коэффициент распределения потока и

v_{0T} - скорость газового пузырька, который поднимается вдоль трубы со стагнирующей жидкостью ($v_L = 0$).

Корректирующий коэффициент λ_f в случае стратифицированного режима умножается на коэффициент трения жидкой фазы f_L , в случае "барботирующего" режима умножается на коэффициент трения смеси жидкой и газообразной фазы f_M , в случае "пробкового" режима умножается на коэффициент трения "пробковой" фазы f_S .

Корректирующий коэффициент $\lambda_{dx,p}$ умножается на производную от качества газа по давлению $\frac{\partial x_G}{\partial p}(p, T)$.

Таким образом, упрощенная модель трубы может быть записана в представлении состояния пространства

$$\dot{\mathbf{x}}_p = \mathbf{f}_p(\mathbf{x}_p, \mathbf{u}_p; \lambda_p)$$

$$\mathbf{y}_p = \mathbf{h}_p(\mathbf{x}_p, \mathbf{u}_p; \lambda_p)$$

где \mathbf{u}_p - вектор "вынуждающих" переменных, например:

выходное давление, p_{OUT} ,

температура на входе, T_{IN} ,

массовая скорость потока жидкости на входе, $G_{L,IN}$,

массовая скорость потока газа на входе, $G_{G,IN}$;

\mathbf{x}_p - вектор переменных состояния, например:

входное давление, p_{IN} ,

внутренняя энергия флюида в элементе трубы на единицу объема, E ,

общая массовая скорость потока на выходе, G_{OUT} ,

масса жидкости в элементе трубы на единицу объема, m_L ,

масса газа в элементе трубы на единицу объема, m_G ;

\mathbf{u}_p - вектор выходных переменных, например:

входное давление, p_{IN} ,

температура на выходе, T_{OUT} ,

массовая скорость потока жидкости на выходе, $G_{L,OUT}$,

массовая скорость потока газа на выходе, $G_{G,OUT}$,

средняя удерживающая способность трубы или объемная доля жидкости α_L , то есть соотношение между объемом жидкости и общим объемом трубы;

λ_p - вектор, содержащий вышеупомянутые корректирующие мультипликативные коэффициенты.

Предпочтительно упрощенная модель аналитического математического клапана может содержать следующие уравнения состояния:

уравнение, связывающее общую массовую скорость потока с падением давления на клапане; одной из возможных моделей является модель Перкинса, известная специалистам в данной области техники,

$$= \sqrt{g p_{UP} \rho \frac{\eta \left(1 - \frac{p_{TH}}{p_{UP}}\right)^{\frac{n-1}{n}} + \phi \left(1 - \frac{p_{TH}}{p_{UP}}\right)}{\left[1 - \left(\frac{A_{TH}}{A_{UP}}\right)^2 \left(\frac{x_G + \phi}{x_G \left(\frac{p_{TH}}{p_{UP}}\right)^{\frac{1}{n}} + \phi}\right)^2\right] \left[x_G \left(\frac{p_{TH}}{p_{UP}}\right)^{\frac{1}{n}} + \phi\right]^2}}$$

где A_{TH} - площадь сечения горловины клапана,

A_{UP} - площадь сечения впускного отверстия клапана,

p_{TH} и p_{UP} обозначают давление соответственно в горловине и на входе в клапан,

x_G обозначает качество газа,
 n обозначает экспоненту политропного расширения,
 ϕ и η - параметры, относящиеся к массовой доле жидкости и газа,
 G обозначает общую массовую скорость потока, проходящего через клапан, а
 ρ обозначает плотность флюида;
уравнение, связывающее массовую скорость потока газа ниже по потоку и массовую скорость потока газа выше по потоку,

$$G_{G,DO} = G_{G,UP} + A_{UP}\xi_G$$

$$\xi_G = \left. \frac{\partial x_G}{\partial p} \right|_{DO} \Delta p \frac{G_{G,UP}}{A_{UP}m_{L,UP}} (m_{L,UP} + m_{G,DO})$$

где $G_{G,UP}$ и $G_{G,DO}$ обозначают массовую скорость потока газа соответственно на входе в клапан и на выходе из клапана,
 A_{UP} - площадь входного сечения клапана,
 ξ_G - массовая скорость потока газа, который становится жидким, на единицу площади поверхности,
 $m_{L,UP}$ и $m_{L,DO}$ обозначают массу жидкости на единицу объема соответственно на входе в клапан и на выходе из клапана,
 p обозначает давление,
 Δp обозначает разность давлений между входом в клапан и выходом из клапана;
уравнение, которое описывает температурный интервал между T_{DO} выше по потоку и T_{DO} ниже по потоку,

$$T_{DO} : x_{G,UP} h_{G,UP} + (1 - x_{G,UP}) h_{L,UP} = x_{G,DO} h_{G,DO} + (1 - x_{G,DO}) h_{L,DO}$$

где $x_{G,UP}$ и $x_{G,DO}$ обозначают качество газа соответственно на входе в клапан и на выходе из клапана,

$h_{L,UP}$ и $h_{L,DO}$ обозначают удельную энтальпию жидкости соответственно на входе в клапан и на выходе из клапана,

$h_{G,UP}$ и $h_{G,DO}$ обозначают удельную энтальпию газа соответственно на входе в клапан и на выходе из клапана.

В качестве корректирующих коэффициентов можно выбрать, например, мультипликативные коэффициенты C_D , $\lambda_{x,V}$, $\lambda_{dx,V}$, которые корректируют

общую массовую скорость потока G (фактически корректирующим коэффициентом является "коэффициент выпуска", известный специалистам в данной области техники); в этом случае применяется следующее соответствие:

$$G \rightarrow C_D G;$$

качество газа x_G , функцию давления p и температуры T ; в этом случае применяется следующее соответствие:

$$x_G(p, T) \rightarrow \lambda_{x,V} x_G(p, T);$$

производную от качества газа по давлению x_G , функцию давления p и температуры T ; в этом случае применяется следующее соответствие:

$$\frac{\partial x_G}{\partial p}(p, T) \rightarrow \lambda_{x,V} \frac{\partial x_G}{\partial p}(p, T);$$

Затем упрощенную модель клапана можно представить в следующем виде:

$$\mathbf{y}_V = \mathbf{h}_V(\mathbf{u}_V; \lambda_V)$$

где \mathbf{u}_V - вектор "вынуждающих" переменных, например

потери давления между верхним по потоку и нижним по потоку потоком Δp ,

давление выше по потоку, P_{UP} ,

температура выше по потоку, T_{UP} ,

массовая скорость потока газа выше по потоку, $G_{G,UP}$,

масса жидкости в верхнем элементе трубы (или в резервуаре) на единицу объема, $m_{L,UP}$,

масса газа в верхней трубе (или в резервуаре) на единицу объема, $m_{G,UP}$,

процент открытия клапана, k_V ;

\mathbf{y}_V - вектор выходных переменных, например

общая массовая скорость потока, G ,

массовая скорость потока газа ниже по потоку, $G_{G,DO}$,

температура ниже по потоку, T_{DO} ;

λ_V - вектор, содержащий вышеупомянутые корректирующие коэффициенты.

Предпочтительно упрощенная аналитическая математическая модель резервуара может содержать следующие уравнения состояния:

уравнение, связывающее общую массовую скорость потока G с разностью между статическим дав-

лением и приточным давлением,

$$G = \phi_{IPR}(p_{RES} - p_W)$$

где $\phi_{IPR}()$ - функция, которая представляет кривую IPR, известную специалистам в данной области техники,

p_{RES} и p_W обозначают соответственно давление в резервуаре и в скважине;

уравнение, описывающее массовую скорость потока газа G_G как функцию общей массовой скорости потока G ,

$$G_G = R_{S,RES} G$$

где $R_{S,RES}$ обозначает долю массовой скорости потока газа в резервуаре;

уравнение, которое описывает температурный интервал между резервуаром и входом в скважину

T_{IN} ,

$$T_{IN} : x_{G,RES} h_{G,RES} + (1 - x_{G,RES}) h_{L,RES} = x_{G,W} h_{G,W} + (1 - x_{G,W}) h_{L,W}$$

где $x_{G,RES}$ и x_G обозначают качество газа соответственно в резервуаре и в скважине,

$h_{L,RES}$ и $h_{L,W}$ обозначают удельную энтальпию жидкости соответственно в резервуаре и в скважине,

$h_{G,RES}$ и $h_{G,W}$ обозначают удельную энтальпию газа соответственно в резервуаре и в скважине.

В качестве корректирующих коэффициентов можно выбрать, например, один мультипликативный коэффициент $\lambda_{x,R}$, который корректирует качество газа x_G как функцию давления p и температуры T ; в этом случае применяется следующее соответствие:

$$x_G(p, T) \rightarrow \lambda_{x,R} x_G(p, T).$$

Затем упрощенную модель резервуара можно записать в следующем виде:

$$\mathbf{y}_R = \mathbf{h}_R(\mathbf{u}_R; \lambda_R)$$

где \mathbf{u}_R - вектор "вынуждающих" переменных, например:

статическое давление резервуара, p_{RES} ,

приточное давление, p_W ,

температура резервуара, T_{RES} ;

\mathbf{y}_R - вектор выходных переменных, например:

общая массовая скорость потока, G ,

массовая скорость потока газа, G_G ,

температура на входе в скважину, T_W ;

λ_R - вышеупомянутый корректирующий коэффициент.

Предпочтительно упрощенная аналитическая математическая модель сепаратора может содержать следующие уравнения состояния:

уравнение, связывающее массовую скорость потока жидкости на выходе, $G_{L,OUT}$, с массовой скоростью потока жидкости на входе, $G_{L,IN}$,

$$G_{L,OUT} = \begin{cases} G_{L,IN} & G_{L,IN} < G_{DRAIN} \text{ И } V_L = 0 \\ G_{DRAIN} & G_{L,IN} \geq G_{DRAIN} \text{ ИЛИ } V_L > 0 \end{cases}$$

где G_{DRAIN} обозначает максимальную скорость слива сепаратора;

уравнение, связывающее массовую скорость потока газа на выходе, $G_{G,OUT}$, с массовой скоростью потока газа на входе $G_{G,IN}$,

$$G_{G,OUT} = G_{G,IN}$$

уравнение, описывающее объем жидкости V_L внутри сепаратора,

$$\dot{V}_L = \frac{G_{L,IN} - G_{L,OUT}}{\rho_L}$$

где $G_{L,IN}$ и $G_{L,OUT}$ представляют собой массовую скорость потока жидкости соответственно втекающей и вытекающей, а

ρ_L - плотность жидкости при условиях разделения: температуры T_{SEP} и давления P_{SEP} .

В качестве корректирующих коэффициентов можно выбрать, например, один мультипликативный коэффициент $\lambda_{\rho,SEP}$, который корректирует плотность жидкого газа ρ_L как функцию давления и температуры в сепараторе.

Тогда упрощенную модель сепаратора можно записать следующим образом:

$$\dot{x}_S = f_S(x_S, \mathbf{u}_S; \lambda_S)$$

$$\mathbf{y}_S = \mathbf{h}_S(x_S, \mathbf{u}_S; \lambda_S)$$

где \mathbf{u}_S - вектор "вынуждающих" переменных, например:

давление сепарации, P_{SEP} ,

температура сепарации, T_{SEP} ,

массовая скорость потока втекающей жидкости, $G_{L,IN}$,

массовая скорость потока втекающего газа, $G_{G,IN}$;

\mathbf{y}_S - вектор выходных переменных, например:

массовая скорость потока вытекающей жидкости, $G_{L,OUT}$,
 массовая скорость потока вытекающего газа, $G_{G,OUT}$,
 внутренний объем жидкости V_L ;

x_S - переменная состояния, совпадающая с одной из выходных переменных, т.е. объем жидкости V_L ,
 λ_S - вышеупомянутый корректирующий коэффициент.

Уравнения состояния вышеупомянутых упрощенных аналитических математических моделей получены из закона динамики текучих сред, которые известны сами по себе; параметры и переменные, содержащиеся в этих уравнениях, могут быть вычислены известным образом.

Как указано выше, корректирующие коэффициенты каждой упрощенной модели оцениваются таким образом, чтобы адаптировать результаты, полученные моделью, к контрольным данным.

Для этой цели этап моделирования компонентных блоков 120 предпочтительно включает обучающий этап 200, на котором корректирующие коэффициенты оцениваются для каждой упрощенной модели, по меньшей мере для одного стационарного или переходного режима потока (стратифицированного, диспергированного барботирующего, пробкового и т.д.) и/или по меньшей мере для одного стационарного или переходного режима нагрева.

Этот обучающий этап 200 может быть осуществлен с использованием различных математических методов для минимизации несоответствия между данными, полученными из упрощенной модели и контрольными данными.

Например, метод наименьших квадратов может использоваться, считая в качестве контрольных данных значения, представляющие интерес для давления, температуры, скорости потока и т.д., полученные эксплуатационными измерениями или рассчитанные с помощью программ моделирования термодинамических процессов методом конечных объемов.

Пусть y_X и u_X - это векторы контрольных данных, которые будут использоваться в качестве соответственно контрольных выходных переменных и вынуждающих переменных упрощенной модели X.

Рассмотрим случай, когда упрощенная модель X является той, которая относится к трубе; в этом случае x_P представляет собой вектор переменных состояния, который может быть рассчитан, начиная с u_P и u_P с уравнением

$$x_P = \phi_P(y_P, u_P)$$

Система, которая должна быть решена методом наименьших квадратов для оценки корректирующих коэффициентов λ_P модели трубы, является, например

$$\begin{cases} f_P(x_P(t_0), u_P(t_0); \lambda_P) = 0 \\ y_P(t_0) - h_P(x_P(t_0), u_P(t_0); \lambda_P) = 0 \end{cases}$$

где t_0 - момент времени в стационарных состояниях.

Решение указанной выше системы эквивалентно тому, что в момент времени t_0 состояние x_P является стационарным и что выходные переменные упрощенной модели равны контрольным переменным (измеренным или смоделированным с помощью контрольной модели).

Рассмотрим случай, в котором упрощенная модель X относится к клапану.

Система, решаемая методом наименьших квадратов для оценки корректирующих коэффициентов λ_V модели клапана, является, например

$$\begin{cases} y_V(t_0) - h_V(u_V(t_0); \lambda_V) = 0 \\ \vdots \\ y_V(t_N) - h_V(u_V(t_N); \lambda_V) = 0 \end{cases}$$

где $t_0 \dots t_N$ - последовательность моментов, принадлежащих представляющему интерес интервалу времени.

Решение указанной выше системы эквивалентно тому, что выходные переменные упрощенной модели равны контрольным (измеренным или смоделированным).

Рассмотрим случай, когда упрощенная модель X является той, которая относится к резервуару.

Система, решаемая методом наименьших квадратов для оценки корректирующих коэффициентов λ_R модели клапана, является, например

$$\begin{cases} y_R(t_0) - h_R(u_R(t_0); \lambda_R) = 0 \\ \vdots \\ y_R(t_N) - h_R(u_R(t_N); \lambda_R) = 0 \end{cases}$$

где $t_0 \dots t_N$ - последовательность моментов, принадлежащих представляющему интерес интервалу времени.

Решение указанной выше системы эквивалентно тому, что выходные переменные упрощенной мо-

дели равны контрольным (измеренным или смоделированным).

Рассмотрим случай, когда упрощенная модель X является той, которая относится к сепаратору.

Система, решаемая методом наименьших квадратов для оценки корректирующих коэффициентов λ_S модели сепаратора, является, например

$$\begin{cases} y_S(t_0) - h_S(x_S(t_0), u_S(t_0); \lambda_S) = 0 \\ \vdots \\ y_S(t_N) - h_S(x_S(t_N), u_S(t_N); \lambda_S) = 0 \end{cases}$$

где $t_0 \dots t_N$ - последовательность моментов, принадлежащих представляющему интерес интервалу времени.

Решение указанной выше системы эквивалентно тому, что выходные переменные упрощенной модели равны контрольным (измеренным или смоделированным).

На фиг. 7 представлено схематическое представление обучающего этапа 200, относящегося к упрощенным аналитическим математическим моделям, используемым для описания системы, показанной на фиг. 2. В частности, иллюстративным образом фиг. 7 относится к обучающему этапу 200, выполненному для "пробкового" режима. Этот обучающий этап 200 включает рассмотрение 210 конкретного рабочего состояния, например, представленного диаграммами 300. Эти рабочие условия соответствуют внезапному уменьшению скорости потока, полученному путем частичного закрытия обоих устьевых клапанов (закручивания), в соответствии с кривыми диаграммы 300. Для этого рабочего состояния контрольные данные для обучения определяются на этапе 220, и выполняется моделирование с помощью известной программы моделирования термогидродинамических процессов методом конечных объемов или проведения эксплуатационных измерений. После этого на этапе 230 определяют системы уравнений, которые решают на этапе 240 для оценки корректирующих коэффициентов λ_P модели трубы, корректирующих коэффициентов λ_V модели клапана, корректирующих коэффициентов λ_R модели резервуара на основе ранее полученных контрольных данных. В частности, системы уравнений для оценки корректирующих коэффициентов λ_P модели трубы являются такими же, что и компонентные блоки, моделируемые как труба; в примере на фиг. 7 их пять. Аналогично системы уравнений для оценки корректирующих коэффициентов λ_V модели клапана являются такими же, как и компонентные блоки, моделируемые как клапан; в примере на фиг. 7 их два. Наконец системы уравнений для оценки корректирующих коэффициентов λ_R модели клапана являются такими же, что и компонентные блоки, моделируемые как клапан; в примере на фиг. 7 их два. Решая 240 вышеупомянутую систему уравнений, получают набор корректирующих коэффициентов $\lambda_P, \lambda_V, \lambda_R$.

В любом случае способ моделирования может включать оценку корректирующих коэффициентов для каждого режима потока и/или теплового режима, выбирая в качестве контроля тот, который соответствует корректирующим коэффициентам, которые наиболее близко приближаются к единице.

Как указано выше, система добычи и транспортировки может быть описана схематическим представлением, аналогичным изображенному на фиг. 2.

Способ 100 моделирования в соответствии с настоящим изобретением преимущественно включает этап, на котором генерируют 130 ориентированный граф на основе вышеупомянутого схематического представления. Пример ориентированного графа показан на фиг. 4 и относится к последовательному соединению между резервуаром, скважиной и клапаном.

Граф представляет собой множество ветвей j , множество узлов I и множество петель k . Петли представляют собой циклические пути графа или набор смежных ветвей, в которых последняя ветвь заканчивается узлом, с которого начинается первая. Можно показать, что их число равно $M-N+1$, где M - число ветвей и N - число узлов.

Каждому узлу I соответствует набор скалярных значений, например значений давления, температуры или массы жидкости или газа на единицу объема.

Каждой ветви j соответствует набор пар скалярных значений:

потока ξ_j , который может быть значением массовой скорости потока; ориентация отдельной ветви j совпадает с направлением потока ξ_j ;

градиента Ψ_j , полученного из разности между соответствующими скалярными значениями соединенных узлов, например разницы в давлении, температуре и т.д.

Эти величины не равны в каждой точке трубы и клапана, поэтому они могут быть связаны только с входами и выходами.

Каждая ветвь j представляет собой компонентный блок набора, содержащий, по меньшей мере, следующие блоки:

резервуар в условиях нулевого потока, аналогичный "генератору" приложенного давления и температуры;

IPR резервуара, то есть соотношение между скоростью потока и давлением на входе в скважину; впускное отверстие трубы или скважины;

выпускное отверстие трубы или скважины;
 впускное отверстие клапана;
 выпускное отверстие клапана;
 впускное отверстие сепаратора;
 выпускное отверстие сепаратора.

Каждая ветвь j , за исключением тех, которые представляют IPR резервуара, соединяет один из узлов I графа с отдельным контрольным узлом (ref), который не имеет соответствующего "физического" узла в системе и с которым связаны нулевые значения давления, температуры и т.д. Таким образом, каждая ветвь имеет однозначно определенный градиент Ψ . Это математическое представление обеспечивает алгебраические инструменты для записи в аналитической матричной форме соотношения непрерывности многофазной скорости потока, давления, температуры и т.д., описанные ниже.

Таким образом, способ 100 моделирования содержит этап топологического описания, в котором топологию системы описывают 140 с помощью набора топологических уравнений, полученных из вышеупомянутого ориентированного графа и называемых топологической системой Σ_T .

В частности, в первую очередь создается первая матрица инцидентности $A = [a_{ij}]$, которая имеет столько строк, сколько имеется узлов в графе, и столько столбцов, сколько имеется ветвей в графе. Подробно элемент $a_{ij} = 1$, если имеется ветвь, соединяющая узлы i и j ; в противном случае элемент $a_{ij} = 0$.

Из первой матрицы инцидентности A получают вторую матрицу инцидентности $B = [b_{ij}]$ и петлевую матрицу $C = [C_{kj}]$.

В частности, вторая матрица инцидентности учитывает ориентацию ветвей графа и, следовательно, элемент $b_{ij} = 1$, если поток ξ_j вытекает из i -го узла, и элемент $b_{ij} = -1$, если поток ξ_j втекает i -й узел; $b_{ij} = 0$, если $a_{ij} = 0$.

После получения второй матрицы B инцидентности можно написать уравнения $B\xi = 0$, которые налагают непрерывность массовых скоростей потока жидкой и газообразной фаз в каждом узле.

Что касается петлевой матрицы C , то элемент $c_{kj} = 1$, если поток ξ_j ориентирован как и k -ая петля, элемент $c_{kj} = -1$, если поток ξ_j не ориентирован как k -ая петля, $c_{kj} = 0$, если ветвь j не является частью петли k .

С помощью петлевой матрицы C можно написать уравнения на петлях $C\psi = 0$, которые накладывают непрерывность давления, температуры и массы жидкой и газообразной фаз в каждом узле системы.

Набор уравнений

$$\begin{cases} B\xi = 0 \\ C\psi = 0 \end{cases}$$

обозначается как топологическая система Σ_T . Набор уравнений упрощенных моделей клапанов, резервуаров и сепараторов и недифференциальных уравнений упрощенных моделей труб обозначен как статическая система Σ_S . Набор дифференциальных уравнений упрощенных моделей труб обозначается как термогидродинамическая система Σ_D .

Таким образом, способ 100 моделирования в соответствии с настоящим изобретением включает этап 150 решения полной системы уравнений, содержащей множество топологических уравнений и уравнений состояния. Переменные, полученные путем решения вышеупомянутых уравнений, описывают термогидродинамическое поведение исследуемой системы добычи и транспортировки.

Предпочтительно этап 150 решения полной системы уравнений может быть представлен схематически, как показано на фиг. 8, и включает использование программы решения ODE (обыкновенного дифференциального уравнения) для решения дифференциальных уравнений термогидродинамической системы Σ_D .

В частности, рассмотрим, что x_n - набор переменных состояния всех труб в характерный момент времени t_n , u_n - набор вынуждающих переменных и граничных условий системы в тот же момент времени t_n , т.е.

давлений и температур на сепараторах,
 статических давлений в резервуарах,
 температур резервуаров,
 процента открытия клапанов.

Программа решения ODE выполняет пошаговое численное интегрирование временной производной переменных состояния t_{n+1} , вычисляя переменные состояния в следующий момент:

$$x_{n+1} = x_n + \int_{t_n}^{t_{n+1}} f_N[x(t), u(t); \Lambda] dt \quad (1)$$

где $f_N()$ - набор всех уравнений статической системы Σ_S , термодинамической системы Σ_D и топологической системы Σ_T и

Λ - набор корректирующих коэффициентов всех упрощенных моделей.

Полная система $f_N()$ содержит "жесткие" уравнения, т.е. чьи численные решения с помощью прямых методов интегрирования неустойчивы. Следовательно, возможная программа решения ODE, которая обеспечивает хороший компромисс между быстротой и точностью вычисления, - это обратное диф-

ференцирование 2-го порядка по формуле трапеций (метод Симпсона), то есть неявный метод, который обеспечивает первый шаг по формуле трапеций и второй шаг "обратного дифференцирования 2-го порядка", т.е. методологии, которые известны сами по себе специалистам в данной области техники.

Поэтапное интегрирование, выполняемое программой решения ODE, выраженное уравнением (1), на первом этапе требует знания начального состояния x_0 . Предпочтительно начальное состояние x_0 оценивают, налагая условие, что начальное состояние x_0 представляет собой состояние равновесия системы, т.е.

$$f_N(x_0, u_0; \Lambda) = 0$$

Этап решения 150 полной системы уравнений со ссылкой на фиг. 8 предпочтительно включает следующие операции:

решают систему (Σ_T, Σ_S) , то есть топологическую систему Σ_T и статическую систему Σ_S , рассматривая в качестве входных данных вынуждающие переменные u_n и переменные состояния x_n , вычисленные на n -м этапе, и получая выходные переменные u_n ;

среди выходных переменных выбирают вспомогательные переменные a_n , которые следующие:

давление на выходе из труб, p_{OUT} ;

массовая скорость потока жидкости на входах в трубы, $G_{L,IN}$;

массовая скорость потока жидкости на входах в трубы, $G_{G,IN}$;

температуры на входах в трубы, T_{IN} ;

решают термогидродинамическую систему Σ_D с помощью программы решения ODE с учетом вспомогательных переменных a_n и переменных состояния x_n на n -м шаге в качестве входных данных.

На фиг. 9 показано иллюстративное сравнение результатов, полученных с помощью способа 100 моделирования в соответствии с настоящим изобретением и известной контрольной термогидродинамической моделью методом конечных объемов, проиллюстрированной на примере на фиг. 2 в рабочем режиме неполной нагрузки (уменьшение скорости потока в линии путем частичного закрытия клапанов скважины). Можно отметить, что обучающий процесс корректирует несоответствия способа 100 моделирования, приводя ошибку к уровню ниже 2% в устойчивом состоянии.

Основные различия между способом 100 моделирования и способом, используемым контрольной программой моделирования, состоят в сокращении числа сегментов на каждую трубу (от 100 до 1) и в уменьшении количества слоев изоляции для теплового описания (от 21 до 1).

Вышеприведенное описание наглядно иллюстрирует характеристики способа моделирования, выполненного в соответствии с настоящим изобретением, а также его преимущества.

Фактически, способ моделирования, выполненный в соответствии с настоящим изобретением, с использованием упрощенных аналитических математических моделей для описания различных компонентов системы добычи и транспортировки углеводородов позволяет легко и точно моделировать термогидродинамическое поведение в системе.

Упрощение в соответствии с настоящим изобретением обеспечивает значительное увеличение производительности с точки зрения времени вычисления, сохраняя при этом адекватную приверженность физике системы и достаточную надежность моделирования.

Упрощенные модели, обеспечиваемые способом моделирования, выполненным в соответствии с настоящим изобретением, содержат набор корректирующих коэффициентов, которые оцениваются посредством обучающих процессов на основе результатов, полученных с использованием программ динамического моделирования методом конечных объемов или с фактическими эксплуатационными измерениями. Таким образом, способ моделирования может быть "обучен" для описания поведения конкретной геометрии системы в одном или нескольких режимах работы. Впоследствии его можно использовать для моделирования симуляции конкретной геометрии системы в других режимах работы или даже частичной модификации геометрии системы, поскольку физика системы также представлена в способе моделирования. Этот способ можно распространить на моделирование всего срока рентабельной эксплуатации системы. Этот тип моделирования требует значительно более короткого времени, чем программы динамического моделирования методом конечных объемов, и это позволяет идентифицировать очень быстро потенциально критические ситуации для обеспечения потока (например, опасность образования восков, гидратов и т.д.).

Предложенный инструмент также позволяет выбирать ситуации, в которых может быть целесообразно полагаться на полную симуляцию для более детального и точного анализа явлений.

Совместное использование программ динамического моделирования методом конечных объемов и программы на основе способа моделирования в соответствии с настоящим изобретением позволяет сократить общее время моделирования и вычислительную нагрузку для анализа системы по сравнению с использованием только программ динамического моделирования методом конечных объемов.

Наконец ясно, что описанный способ моделирования может подвергаться многочисленным модификациям и вариациям, не выходя за пределы объема изобретения; кроме того, все элементы могут быть заменены технически эквивалентными элементами.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ (100) моделирования термогидродинамического поведения многофазных флюидов в системе добычи и транспортировки углеводородов, включающий следующие этапы:

представление (110) указанной системы добычи и транспортировки углеводородов в виде множества взаимосвязанных компонентных блоков с созданием тем самым схематического представления;

моделирование (120) каждого компонентного блока с помощью упрощенной аналитической математической модели, выбранной из группы моделей, включающей по меньшей мере одну из следующих моделей: модели трубы, модели клапана, модели резервуара и модели сепаратора, причем каждая упрощенная аналитическая математическая модель содержит множество уравнений состояния, адаптированных для описания термогидродинамического поведения соответствующего компонентного блока, при этом уравнения состояния описывают изменение множества переменных между входом и выходом отдельного компонентного блока, а также изменение этих переменных с течением времени, и указанное множество переменных включает скорости потока различных фаз, давления, температуры, причем указанные уравнения состояния содержат набор уравнений упрощенных моделей клапанов, резервуаров и сепараторов и не дифференциальных уравнений упрощенных моделей труб, обозначенный как статическая система Σ_S , и набор дифференциальных уравнений упрощенных моделей труб, обозначенный как термогидродинамическая система Σ_D ;

создание (130) ориентированного графа на основе указанного схематического представления;

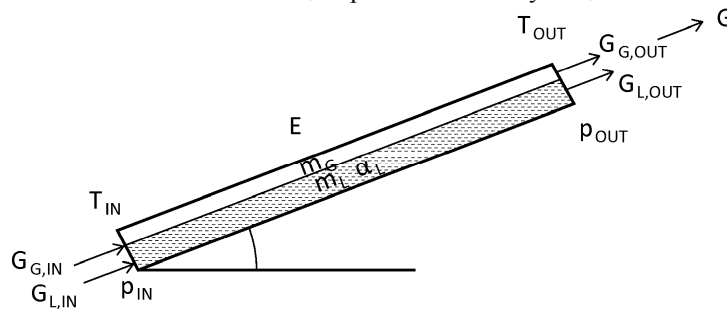
определение (140) множества топологических уравнений на основе указанного ориентированного графа;

определение (150) множества выходных переменных, адаптированных для описания термогидродинамического поведения указанной системы, путем решения набора указанного множества топологических уравнений и указанных уравнений состояния, при этом упомянутый этап определения (150) включает использование программы решения ODE (обыкновенного дифференциального уравнения) для решения дифференциальных уравнений термогидродинамической системы Σ_D ,

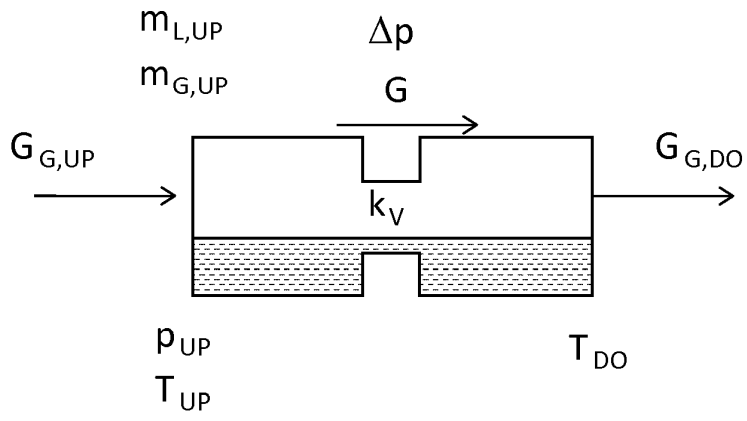
причем на указанном этапе (120) моделирования также для каждой упрощенной аналитической математической модели к указанным уравнениям состояния применяют множество корректирующих коэффициентов, причем корректирующие коэффициенты оценивают так, чтобы адаптировать к контрольным данным результаты, полученные из упрощенной аналитической математической модели,

при этом на указанном этапе (120) моделирования также выполняют обучающий этап (200), на котором для каждой упрощенной аналитической математической модели для по меньшей мере одного стационарного или переходного режима потока и/или для по меньшей мере одного стационарного или переходного теплового режима с помощью математических методов оценивают указанные корректирующие коэффициенты для сведения к минимуму расхождения между данными, полученными из упрощенной аналитической математической модели, и указанными контрольными данными,

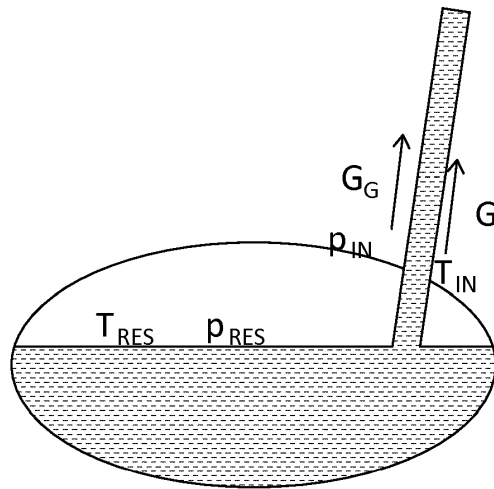
причем указанные контрольные данные получают с помощью программ динамического моделирования методом конечных объемов или с помощью реальных эксплуатационных измерений.



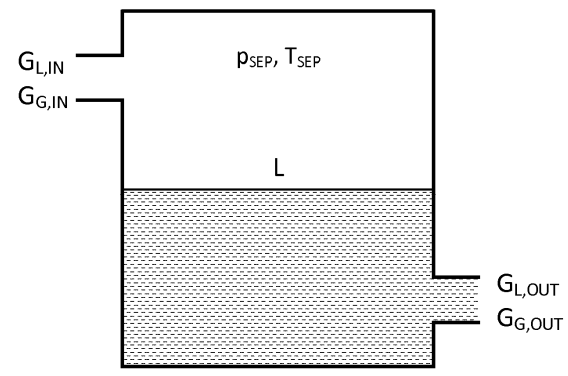
Фиг. 1а



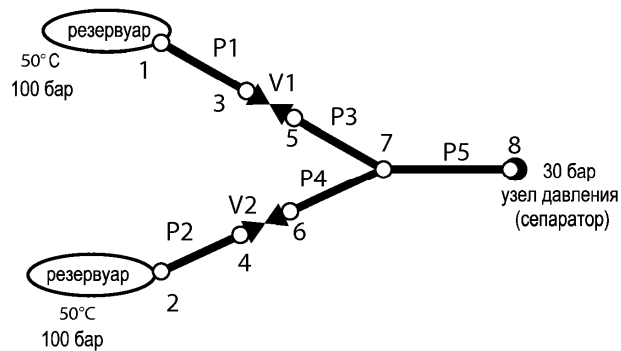
Фиг. 1b



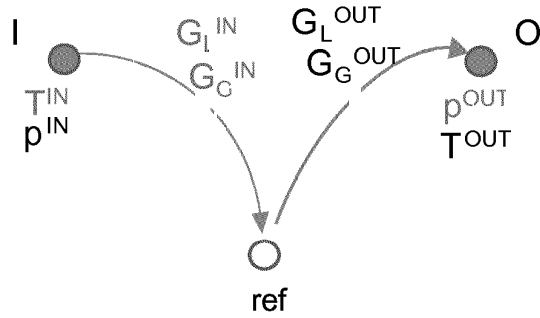
Фиг. 1c



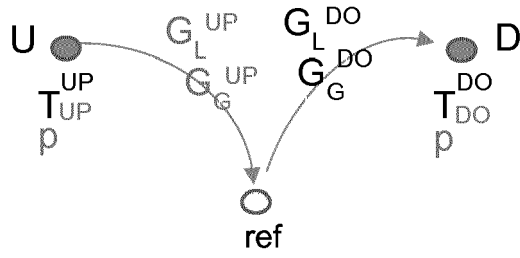
Фиг. 1d



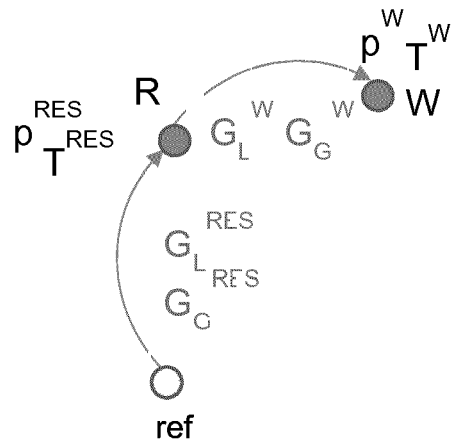
Фиг. 2



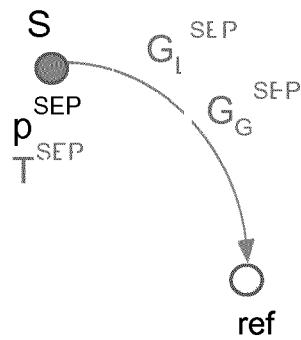
Фиг. 3а



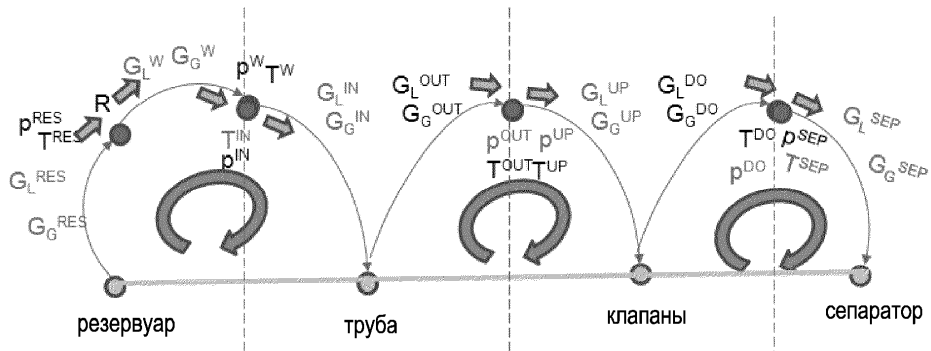
Фиг. 3b



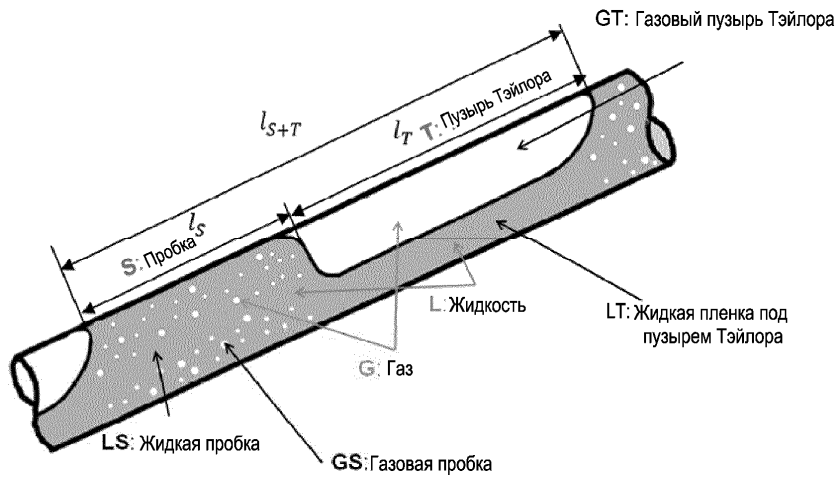
Фиг. 3с



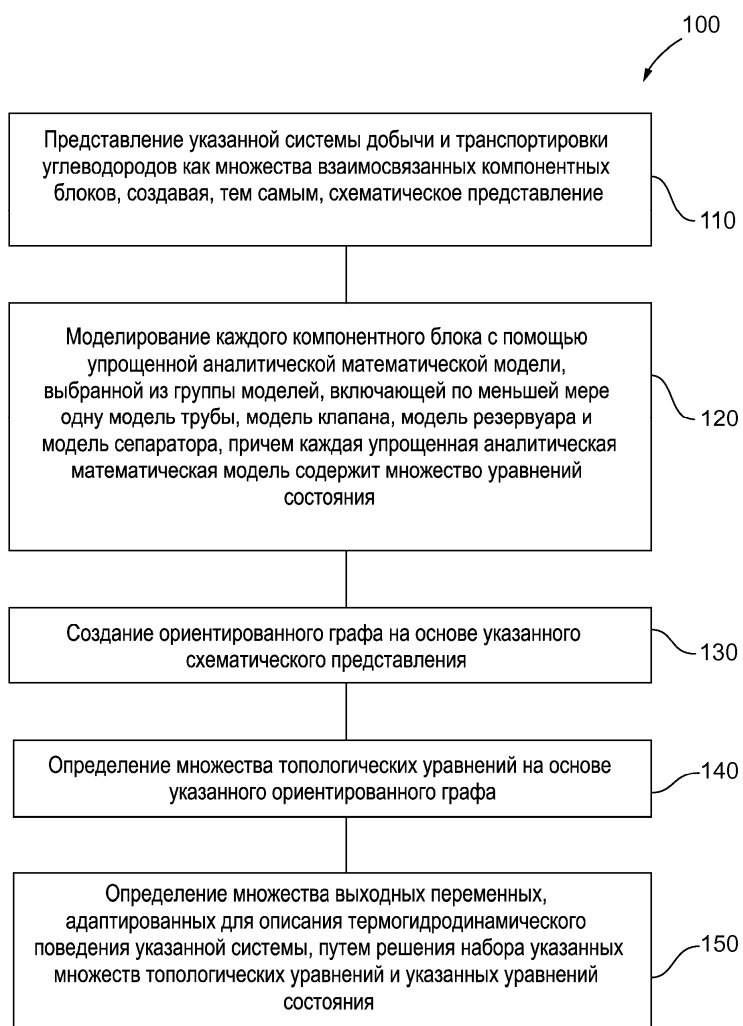
Фиг. 3d



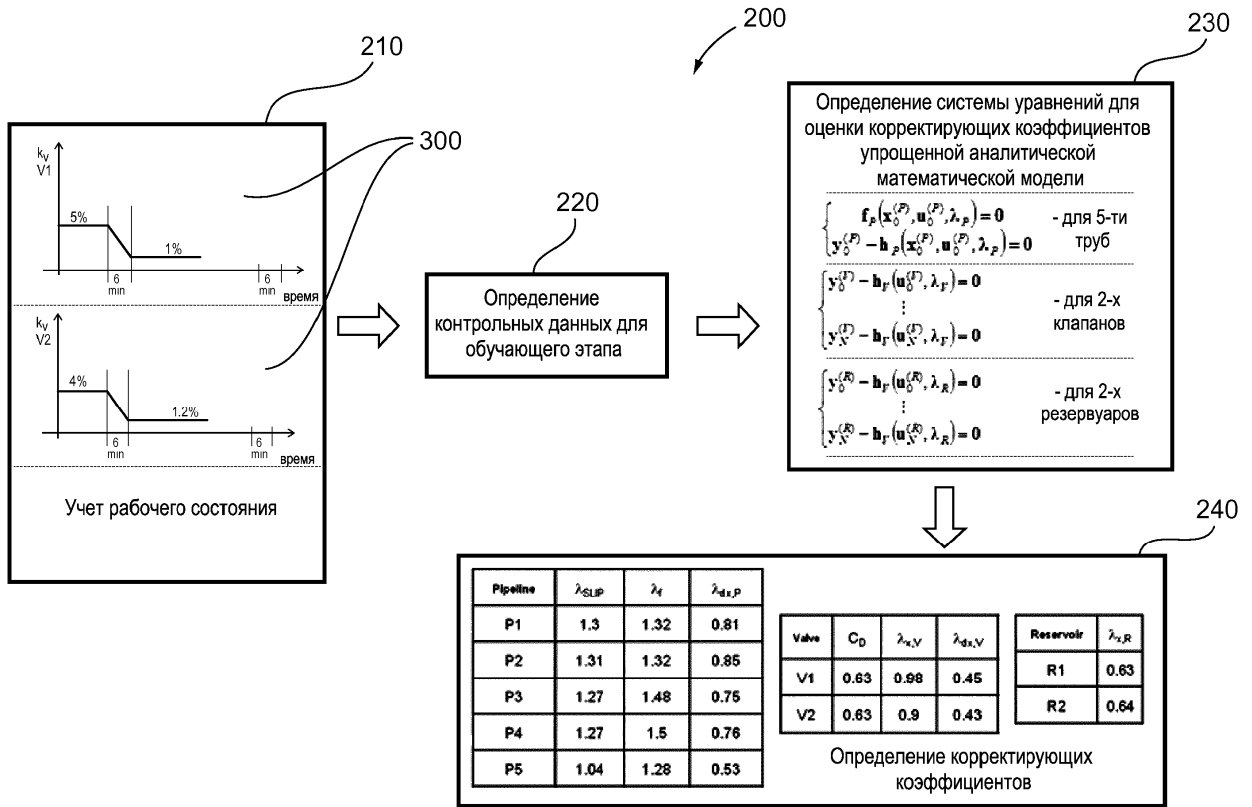
Фиг. 4



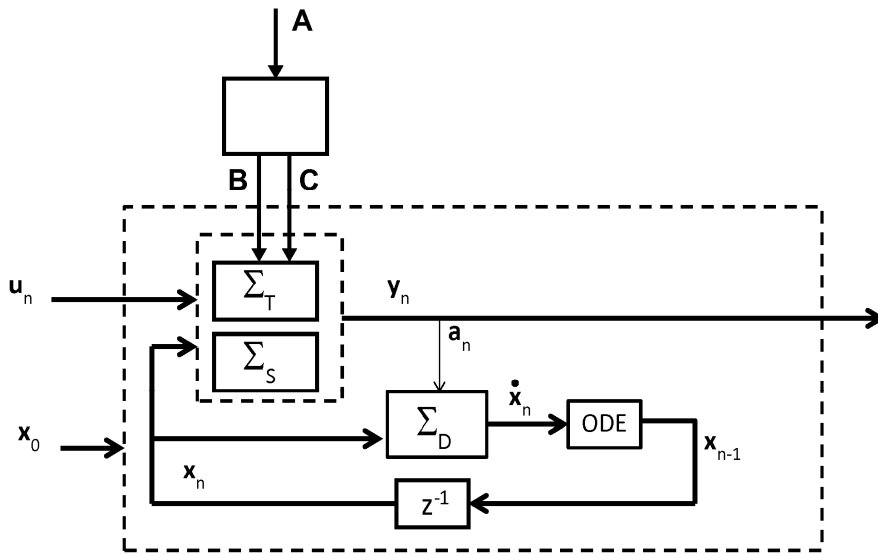
Фиг. 5



Фиг. 6



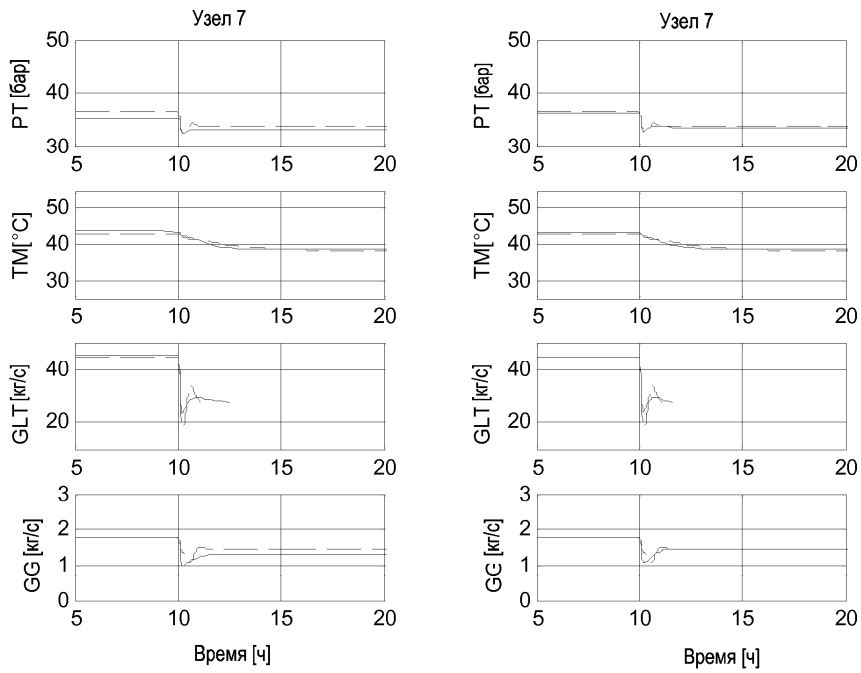
Фиг. 7



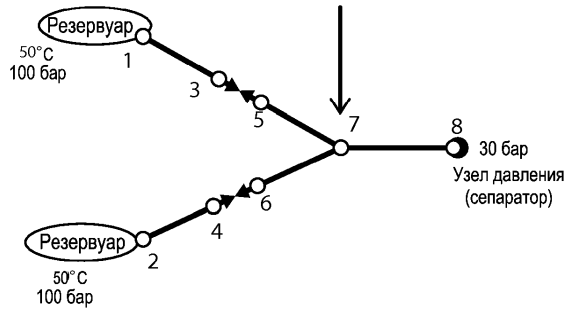
Фиг. 8

До обучающего этапа

После обучающего этапа



— Способ моделирования
 - - - Контрольная модель



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2