



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

**(12) ОПИСАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ**

(21)(22) Заявка: **2010132059/03, 29.07.2010**

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
**29.07.2010**

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **29.07.2010**

(45) Опубликовано: **27.01.2011**

Адрес для переписки:

**414000, г.Астрахань, ул. Ленина/Бабушкина,  
30/33, литер строения А, ООО "Газпром  
добыча Астрахань", начальнику  
технического отдела С.А. Идиатулину**

(72) Автор(ы):

**Гладков Павел Владимирович (RU),  
Пономаренко Дмитрий Владимирович (RU),  
Комаров Алексей Юрьевич (RU),  
Кожакин Владимир Васильевич (RU),  
Родованов Виталий Евгеньевич (RU),  
Соколов Вячеслав Петрович (RU),  
Замосковин Павел Петрович (RU),  
Андреев Александр Александрович (RU),  
Бочарников Вячеслав Валентинович (RU),  
Денисенко Татьяна Борисовна (RU),  
Чашникова Людмила Владимировна (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

**Общество с ограниченной  
ответственностью "Газпром добыча  
Астрахань" (ООО "Газпром добыча  
Астрахань") ОАО "Газпром" (RU)**

**(54) АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
СКВАЖИН**

Формула полезной модели

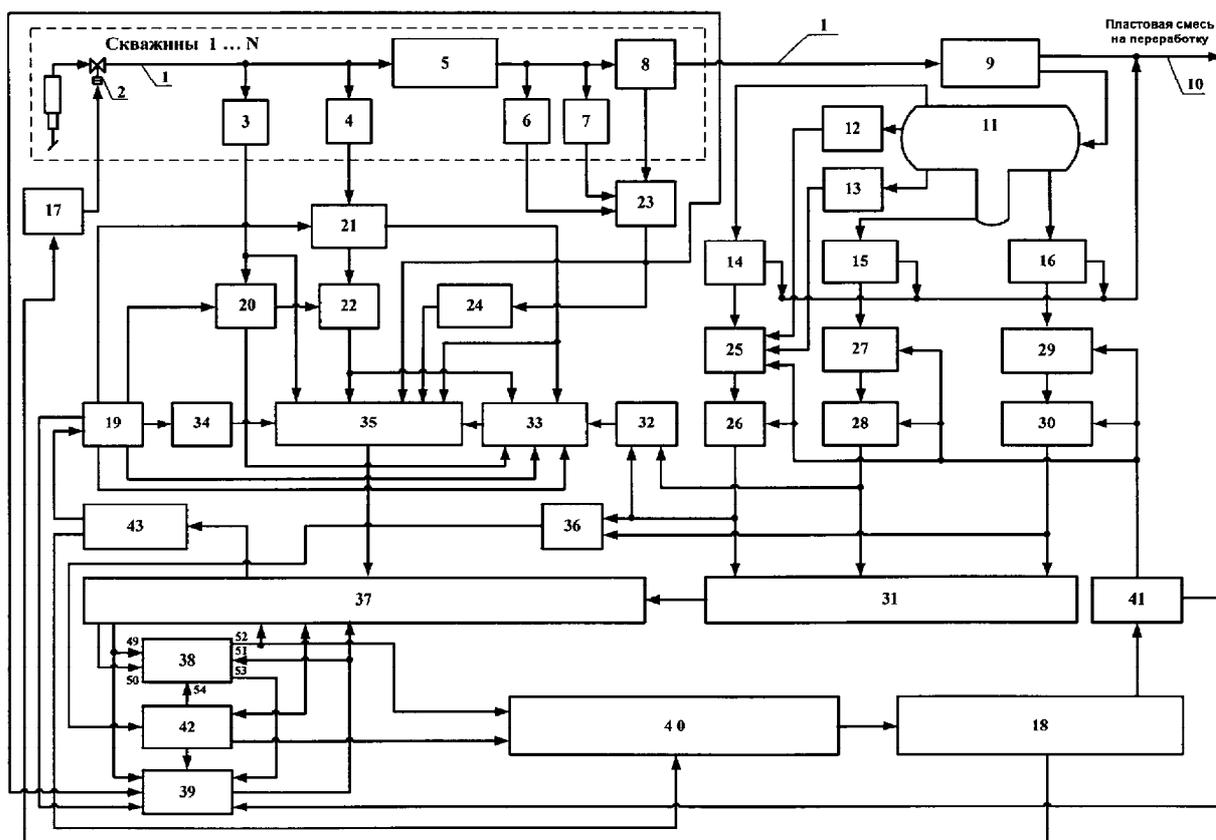
1. Автоматизированная система газодинамических исследований скважин, содержащая скважины, каждая из которых снабжена линией приема газожидкостной смеси, оборудованной клапаном-отсекателем, датчиком давления на устье и датчиком температуры на устье, подогревателем, датчиком давления на выходе подогревателя и датчиком температуры на выходе подогревателя, расходомером пластовой смеси, а также блоком входных мани-фольдов, выходы которого подключены соответственно к линии подачи пластовой смеси на переработку и входу трехфазного сепаратора, снабженного датчиком давления на сепараторе, датчиком температуры на сепараторе, а также расходомером газа сепарации, расходомером пластовой воды и расходомером нестабильного конденсата, продуктовые выходы которых объединены и подключены к линии подачи пластовой смеси на переработку, блок управления фонтанной арматурой, соединенный с управляющим входом клапана-отсекателя, автоматизированную систему управления технологическим процессом промысловых объектов, первый выход которой соединен с входом блока управления фонтанной арматурой, а также блок параметров скважин, отличающаяся тем, что в нее введены блок расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье, блок расчета средней и приведенной температуры на устье, блок расчета фактора сверхсжимаемости,

первый блок расчета дебита пластовой смеси, блок расчета гидравлического сопротивления, блок расчета дебита газа сепарации, блок расчета среднего дебита газа сепарации, блок расчета дебита пластовой воды, блок расчета среднего дебита пластовой воды, блок расчета дебита нестабильного конденсата, блок расчета среднего дебита нестабильного конденсата, второй блок расчета дебита пластовой смеси, блок расчета водно-газового фактора, блок расчета комплексного параметра, блок расчета эквивалентного диаметра колонны, блок расчета забойного давления, блок расчета конденсатогазового фактора, блок памяти, блок обработки результатов стационарных исследований, блок обработки результатов нестационарных исследований, блок формирования оптимальных технологических режимов скважин, блок программного управления, а также автоматизированное рабочее место промысловых исследований и автоматизированное рабочее место геолога, при этом выход датчика давления на устье связан с первым входом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье и параллельно подключенным к нему первым входом блока расчета забойного давления, второй вход которого связан с первым входом блока расчета комплексного параметра и параллельно подключенным к нему выходом блока расчета фактора сверхсжимаемости, первый вход которого связан с первым выходом блока расчета средней и приведенной температуры на устье, первый вход которого связан с первым выходом блока параметров скважин, второй выход которого связан с вторым входом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье, входы первого блока расчета дебита пластовой смеси подключены соответственно к выходу датчика давления на выходе подогревателя, выходу датчика температуры на выходе подогревателя и выходу расходомера пластовой смеси, выход первого блока расчета дебита пластовой смеси связан с третьим входом блока расчета забойного давления и параллельно подключенными к нему первым входом блока обработки результатов нестационарных исследований и входом блока расчета гидравлического сопротивления, выход которого связан с четвертым входом блока расчета забойного давления, пятый вход которого связан с параллельно подключенными вторым входом блока расчета комплексного параметра и вторым выходом блока расчета средней и приведенной температуры на устье, второй вход которого подключен к выходу датчика температуры на устье, второй вход блока расчета фактора сверхсжимаемости связан с первым выходом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье, второй выход которого связан с третьим входом блока расчета комплексного параметра, четвертый и пятый входы которого связаны соответственно с третьим и четвертым выходами блока параметров скважин, пятый выход которого связан с входом блока расчета эквивалентного диаметра колонны, выход которого связан с шестым входом блока расчета забойного давления, седьмой вход которого связан с выходом блока расчета комплексного параметра, расходомер газа сепарации последовательно соединен с блоком расчета дебита газа сепарации и блоком расчета среднего дебита газа сепарации, выход которого параллельно подключен к первому входу блока расчета водно-газового фактора, к первому входу блока расчета конденсатогазового фактора и к первому входу второго блока расчета дебита пластовой смеси, выход датчика давления на сепараторе и выход датчика температуры на сепараторе связаны с соответствующими входами блока расчета дебита газа сепарации, расходомер пластовой воды последовательно соединен с блоком расчета дебита пластовой воды и блоком расчета среднего дебита пластовой воды, выход которого параллельно подключен к второму входу второго блока расчета дебита пластовой смеси и к второму входу блока расчета водно-газового

фактора, выход которого подключен к шестому входу блока расчета комплексного параметра, расходомер нестабильного конденсата последовательно соединен с блоком расчета дебита нестабильного конденсата и блоком расчета среднего дебита нестабильного конденсата, выход которого параллельно подключен к второму входу блока расчета конденсатогазового фактора и к третьему входу второго блока расчета дебита пластовой смеси, выход которого связан с соответствующим входом блока памяти, выход блока формирования оптимальных технологических режимов скважин связан с входом автоматизированной системы управления технологическим процессом промысловых объектов, выходы блока памяти связаны соответственно с входом автоматизированного рабочего места геолога, с первым входом автоматизированного рабочего места промысловых исследований, с параллельно соединенными первым входом блока обработки результатов стационарных исследований и вторым входом блока обработки результатов нестационарных исследований, а также с вторым входом блока обработки результатов стационарных исследований, третий вход блока обработки результатов нестационарных исследований связан с шестым выходом блока параметров скважин, входы блока памяти связаны соответственно с выходом блока расчета забойного давления, с первым выходом блока обработки результатов стационарных исследований, параллельно подключенным к первому входу блока формирования оптимальных технологических режимов скважин, а также с выходом блока обработки результатов нестационарных исследований, параллельно подключенным к третьему входу блока обработки результатов стационарных исследований, второй выход автоматизированной системы управления технологическим процессом связан с входом блока программного управления, первый выход которого параллельно подключен к управляющему входу блока расчета дебита газа сепарации, к управляющему входу блока расчета среднего дебита газа сепарации, к управляющему входу блока расчета дебита пластовой воды, к управляющему входу блока расчета среднего дебита пластовой воды, к управляющему входу блока расчета дебита нестабильного конденсата и к управляющему входу блока расчета среднего дебита нестабильного конденсата, второй выход блока программного управления связан с четвертым входом блока обработки результатов нестационарных исследований, выходы автоматизированного рабочего места геолога связаны соответственно с входом блока параметров скважин и с вторым входом блока формирования оптимальных технологических режимов скважин, второй выход блока обработки результатов стационарных исследований связан с пятым входом блока обработки результатов нестационарных исследований, выход блока расчета конденсатогазового фактора связан с вторым входом автоматизированного рабочего места промысловых исследований, первый, второй и третий выходы которого связаны соответственно с четвертым входом блока обработки результатов стационарных исследований, шестым входом блока обработки результатов нестационарных исследований и третьим входом блока формирования оптимальных технологических режимов скважин.

2. Автоматизированная система газодинамических исследований скважин по п.1, отличающаяся тем, что блок обработки результатов стационарных исследований содержит блок аппроксимации квадратичной функцией, блок аппроксимации степенной функцией, блок оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией, блок оценки погрешности аппроксимации степенной функцией, а также блок сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции, при этом первый вход блока аппроксимации квадратичной функцией, первый вход блока аппроксимации степенной функцией, первый вход блока оценки

погрешности аппроксимации квадратичной функцией и первый вход блока оценки погрешности аппроксимации степенной функцией соединены параллельно и подключены к первому входу блока обработки результатов стационарных исследований, второй вход блока аппроксимации квадратичной функцией и второй вход блока аппроксимации степенной функцией соединены параллельно и подключены к второму входу блока обработки результатов стационарных исследований, третий вход которого связан с третьим входом блока аппроксимации степенной функцией, первый выход блока аппроксимации квадратичной функцией связан с вторым входом блока оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией, выход которого связан с первым входом блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции, первый выход блока аппроксимации степенной функцией соединен с вторым входом блока оценки погрешности аппроксимации степенной функцией, выход которого связан с вторым входом блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции, выход которого подключен к первому выходу блока обработки результатов стационарных исследований, третий и четвертый входы блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции соединены соответственно с вторым выходом блока аппроксимации квадратичной функцией и с вторым выходом блока аппроксимации степенной функцией, третий выход блока аппроксимации квадратичной функцией связан с вторым выходом блока обработки результатов стационарных исследований, а третий вход блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции связан с четвертым входом блока обработки результатов стационарных исследований.



RU 101731 U1

RU 101731 U1

Полезная модель относится к вычислительной, информационно-измерительной технике и может быть использована в газодобывающей, нефтедобывающей и других областях промышленности для автоматизированного комплексного газодинамического исследования скважин с целью повышения точности определения технологических режимов эксплуатации скважин и рациональной разработки газоконденсатного месторождения.

Известна информационно-аналитическая система мониторинга объектов промысла (полезная модель №62720), содержащая датчики промысловых объектов, главную ЭВМ промысла, штатные инженерные станции, сервер базы данных, а также автоматизированное рабочее место оператора. Недостатком этой системы является отсутствие возможности управления промысловыми объектами в автоматическом режиме с целью комплексного газодинамического исследования скважин.

Наиболее близкой к заявляемой полезной модели по совокупности существенных признаков и достигаемому положительному результату является установка исследования скважин (полезная модель №47966), принятая авторами за прототип, включающая линию приема газоконденсатной смеси, оборудованную клапаном-отсекателем, подогревателем, датчиками давления и температуры, а также трехфазным сепаратором, соединенным с линиями отвода конденсата, газа и воды, снабженными измерителями расхода, а также система управления.

Установка исследования скважин по прототипу не позволяет автоматизировать процесс исследования скважин и определять в автоматическом режиме по устьевым параметрам забойное давление, осуществлять контроль параметров скважин и формировать оптимальные технологические режимы эксплуатации скважин в режиме реального времени. Кроме того эта установка обладает низкой производительностью исследований, ей присущи субъективные факторы оператора, приводящие в ряде случаев к потерям результатов исследований и дополнительным затратам на восстановление утраченных результатов.

При исследованиях по прототипу возможны также аварийные ситуации, когда значение давления на скважинах может достигать критического значения, что недопустимо для опасных производственных процессов.

Технический результат, на достижение которого направлена полезная модель, заключается в автоматизации процесса исследования скважин, повышении производительности и точности определения оптимальных технологических режимов эксплуатации скважин, а также сокращении непроизводительных затрат на исследования и осуществлении рациональной разработки газоконденсатного месторождения.

Для достижения указанного технического результата в автоматизированную систему газодинамических исследований скважин, содержащую, скважины, каждая из которых снабжена линией приема газожидкостной смеси, оборудованной клапаном-отсекателем, датчиком давления на устье и датчиком температуры на устье, подогревателем, датчиком давления на выходе подогревателя и датчиком температуры на выходе подогревателя, расходомером пластовой смеси, а также блоком входных манифольдов, выходы которого подключены соответственно к линии подачи пластовой смеси на переработку и входу трехфазного сепаратора, снабженного датчиком давления на сепараторе, датчиком температуры на сепараторе, а также расходомером газа сепарации, расходомером пластовой воды и расходомером нестабильного конденсата, продуктовые выходы которых

объединены и подключены к линии подачи пластовой смеси на переработку, блок управления фонтанной арматурой, соединенный с управляющим входом клапана-отсекателя, автоматизированную систему управления технологическим процессом промышленных объектов, первый выход которой соединен с входом блока  
5 управления фонтанной арматурой, а также блок параметров скважин, дополнительно введены, блок расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье, блок расчета средней и приведенной температуры на устье, блок расчета фактора сверхсжимаемости, первый блок расчета дебита пластовой смеси,  
10 блок расчета гидравлического сопротивления, блок расчета дебита газа сепарации, блок расчета среднего дебита газа сепарации, блок расчета дебита пластовой воды, блок расчета среднего дебита пластовой воды, блок расчета дебита нестабильного конденсата, блок расчета среднего дебита нестабильного конденсата, второй блок расчета дебита пластовой смеси, блок расчета водно-газового фактора, блок  
15 расчета комплексного параметра, блок расчета эквивалентного диаметра колонны, блок расчета забойного давления, блок расчета конденсато-газового фактора, блок памяти, блок обработки результатов стационарных исследований, блок обработки результатов не стационарных исследований, блок формирования оптимальных  
20 технологических режимов скважин, блок программного управления, а также автоматизированное рабочее место промысловых исследований и автоматизированное рабочее место геолога, при этом выход датчика давления на устье связан с первым входом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье и параллельно подключенным к нему первым входом  
25 блока расчета забойного давления, второй вход которого связан с первым входом блока расчета комплексного параметра и параллельно подключенным к нему выходом блока расчета фактора сверхсжимаемости, первый вход которого связан с первым выходом блока расчета средней и приведенной температуры на устье,  
30 первый вход которого связан с первым выходом блока параметров скважин, второй выход которого связан с вторым входом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье, входы первого блока расчета дебита пластовой смеси подключены соответственно к выходу датчика давления на выходе подогревателя, выходу датчика температуры на выходе подогревателя и выходу  
35 расходомера пластовой смеси, выход первого блока расчета дебита пластовой смеси связан с третьим входом блока расчета забойного давления и параллельно подключенными к нему первым входом блока обработки результатов нестационарных исследований и входом блока расчета гидравлического  
40 сопротивления, выход которого связан с четвертым входом блока расчета забойного давления, пятый вход которого связан с параллельно подключенными вторым входом блока расчета комплексного параметра и вторым выходом блока расчета средней и приведенной температуры на устье, второй вход которого  
45 подключен к выходу датчика температуры на устье, второй вход блока расчета фактора сверхсжимаемости связан с первым выходом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье, второй выход которого связан с третьим входом блока расчета комплексного параметра, четвертый и пятый входы которого связаны соответственно с третьим и четвертым выходами блока  
50 параметров скважин, пятый выход которого связан с входом блока расчета эквивалентного диаметра колонны, выход которого связан с шестым входом блока расчета забойного давления, седьмой вход которого связан с выходом блока расчета комплексного параметра, расходомер газа сепарации последовательно

соединен с блоком расчета дебита газа сепарации и блоком расчета среднего дебита газа сепарации, выход которого параллельно подключен к первому входу блока расчета водно-газового фактора, к первому входу блока расчета конденсато-газового фактора и к первому входу второго блока расчета дебита пластовой смеси, выход датчика давления на сепараторе и выход датчика температуры на сепараторе связаны с соответствующими входами блока расчета дебита газа сепарации, расходомер пластовой воды последовательно соединен с блоком расчета дебита пластовой воды и блоком расчета среднего дебита пластовой воды, выход которого параллельно подключен к второму входу второго блока расчета дебита пластовой смеси и к второму входу блока расчета водно-газового фактора, выход которого подключен к шестому входу блока расчета комплексного параметра, расходомер нестабильного конденсата последовательно соединен с блоком расчета дебита нестабильного конденсата и блоком расчета среднего дебита нестабильного конденсата, выход которого параллельно подключен к второму входу блока расчета конденсато-газового фактора и к третьему входу второго блока расчета дебита пластовой смеси, выход которого связан с соответствующим входом блока памяти, выход блока формирования оптимальных технологических режимов скважин, связан с входом автоматизированной системы управления технологическим процессом промышленных объектов, выходы блока памяти связаны соответственно с входом автоматизированного рабочего места геолога, с первым входом автоматизированного рабочего места промысловых исследований, с параллельно соединенными первым входом блока обработки результатов стационарных исследований и вторым входом блока обработки результатов нестационарных исследований, а также с вторым входом блока обработки результатов стационарных исследований, третий вход блока обработки результатов нестационарных исследований связан с шестым выходом блока параметров скважин, входы блока памяти связаны соответственно с выходом блока расчета забойного давления, с первым выходом блока обработки результатов стационарных исследований, параллельно подключенным к первому входу блока формирования оптимальных технологических режимов скважин, а также с выходом блока обработки результатов нестационарных исследований, параллельно подключенным к третьему входу блока обработки результатов стационарных исследований, второй выход автоматизированной системы управления технологическим процессом связан с входом блока программного управления, первый выход которого параллельно подключен к управляющему входу блока расчета дебита газа сепарации, к управляющему входу блока расчета среднего дебита газа сепарации, к управляющему входу блока расчета дебита пластовой воды, к управляющему входу блока расчета среднего дебита пластовой воды, к управляющему входу блока расчета дебита нестабильного конденсата и к управляющему входу блока расчета среднего дебита нестабильного конденсата, второй выход блока программного управления связан с четвертым входом блока обработки результатов нестационарных исследований, выходы автоматизированного рабочего места геолога связаны соответственно с входом блока параметров скважин и с вторым входом блока формирования оптимальных технологических режимов скважин, второй выход блока обработки результатов стационарных исследований связан с пятым входом блока обработки результатов нестационарных исследований, выход блока расчета конденсато-газового фактора связан с вторым входом автоматизированного рабочего места промысловых исследований, первый, второй и

третий выходы которого связаны соответственно с четвертым входом блока обработки результатов стационарных исследований, шестым входом блока обработки результатов нестационарных исследований и третьим входом блока формирования оптимальных технологических режимов скважин.

5 Кроме того, в частном случае реализации полезной модели, автоматизированная система газодинамических исследований скважин характеризуется также тем, что блок обработки результатов стационарных исследований содержит блок  
10 аппроксимации квадратичной функцией, блок аппроксимации степенной функцией, блок оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией, блок оценки погрешности аппроксимации степенной функцией, а также блок сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции, при этом первый вход блока аппроксимации квадратичной функцией, первый вход блока  
15 аппроксимации степенной функцией, первый вход блока оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией и первый вход блока оценки погрешности аппроксимации степенной функцией соединены параллельно и подключены к первому входу блока обработки результатов стационарных исследований, второй вход блока аппроксимации квадратичной функцией и второй вход блока  
20 аппроксимации степенной функцией соединены параллельно и подключены к второму входу блока обработки результатов стационарных исследований, третий вход которого связан с третьим входом блока аппроксимации степенной функцией, первый выход блока аппроксимации квадратичной функцией связан с вторым входом блока оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией, выход  
25 которого связан с первым входом блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции, первый выход блока аппроксимации степенной функцией соединен с вторым входом блока оценки погрешности аппроксимации степенной функцией, выход которого связан с вторым входом блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции, выход  
30 которого подключен к первому выходу блока обработки результатов стационарных исследований, третий и четвертый входы блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции, соединены соответственно с вторым выходом блока аппроксимации квадратичной функцией и с вторым выходом  
35 блока аппроксимации степенной функцией, третий выход блока аппроксимации квадратичной функцией связан с вторым выходом блока обработки результатов стационарных исследований, а третий вход блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции связан с четвертым входом  
40 блока обработки результатов стационарных исследований.

На фиг.1 приведена структурная схема автоматизированной системы газодинамических исследований скважин.

45 На фиг.2 приведена структурная схема блока обработки результатов стационарных исследований автоматизированной системы газодинамических исследований скважин.

1. Автоматизированная система газодинамических исследований скважин, содержащая, скважины, каждая из которых снабжена линией приема газожидкостной смеси 1, оборудованной клапаном-отсекателем 2, датчиком  
50 давления на устье 3 и датчиком температуры на устье 4, подогревателем 5, датчиком давления на выходе подогревателя 6 и датчиком температуры на выходе подогревателя 7, расходомером пластовой смеси 8, а также блоком входных манифольдов 9, выходы которого подключены соответственно к линии подачи

пластовой смеси на переработку 10 и входу трехфазного сепаратора 11, снабженного датчиком давления на сепараторе 12, датчиком температуры на сепараторе 13, а также расходомером газа сепарации 14, расходомером пластовой воды 15 и расходомером нестабильного конденсата 16, продуктовые выходы которых объединены и подключены к линии подачи пластовой смеси на переработку 10, блок управления фонтанной арматурой 17, соединенный с управляющим входом клапана-отсекателя 2, автоматизированную систему управления технологическим процессом промысловых объектов 18, первый выход которой соединен с входом блока управления фонтанной арматурой 17, а также блок параметров скважин 19, отличающаяся тем, что в нее введены, блок расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье 20, блок расчета средней и приведенной температуры на устье 21, блок расчета фактора сверхсжимаемости 22, первый блок расчета дебита пластовой смеси 23, блок расчета гидравлического сопротивления 24, блок расчета дебита газа сепарации 25, блок расчета среднего дебита газа сепарации 26, блок расчета дебита пластовой воды 27, блок расчета среднего дебита пластовой воды 28, блок расчета дебита нестабильного конденсата 29, блок расчета среднего дебита нестабильного конденсата 30, второй блок расчета дебита пластовой смеси 31, блок расчета водно-газового фактора 32, блок расчета комплексного параметра 33, блок расчета эквивалентного диаметра колонны 34, блок расчета забойного давления 35, блок расчета конденсато-газового фактора 36, блок памяти 37, блок обработки результатов стационарных исследований 38, блок обработки результатов нестационарных исследований 39, блок формирования оптимальных технологических режимов скважин 40, блок программного управления 41, а также автоматизированное рабочее место промысловых исследований 42 и автоматизированное рабочее место геолога 43, при этом выход датчика давления на устье 3 связан с первым входом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье 20 и параллельно подключенным к нему первым входом блока расчета забойного давления 35, второй вход которого связан с первым входом блока расчета комплексного параметра 33 и параллельно подключенным к нему выходом блока расчета фактора сверхсжимаемости 22, первый вход которого связан с первым выходом блока расчета средней и приведенной температуры на устье 21, первый вход которого связан с первым выходом блока параметров скважин 19, второй выход которого связан с вторым входом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье 20, входы первого блока расчета дебита пластовой смеси 23 подключены соответственно к выходу датчика давления на выходе подогревателя 6, выходу датчика температуры на выходе подогревателя 7 и выходу расходомера пластовой смеси 8, выход первого блока расчета дебита пластовой смеси 23 связан с третьим входом блока расчета забойного давления 35 и параллельно подключенными к нему первым входом блока обработки результатов нестационарных исследований 38 и входом блока расчета гидравлического сопротивления 24, выход которого связан с четвертым входом блока расчета забойного давления 35, пятый вход которого связан с параллельно подключенными вторым входом блока расчета комплексного параметра 33 и вторым выходом блока расчета средней и приведенной температуры на устье 21, второй вход которого подключен к выходу датчика температуры на устье 4, второй вход блока расчета фактора сверхсжимаемости 22 связан с первым выходом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье 20, второй выход которого связан

с третьим входом блока расчета комплексного параметра 33, четвертый и пятый входы которого связаны соответственно с третьим и четвертым входами блока параметров скважин 19, пятый выход которого связан с входом блока расчета эквивалентного диаметра колонны 34, выход которого связан с шестым входом блока расчета забойного давления 35, седьмой вход которого связан с выходом блока расчета комплексного параметра 33, расходомер газа сепарации 14 последовательно соединен с блоком расчета дебита газа сепарации 25 и блоком расчета среднего дебита газа сепарации 26, выход которого параллельно подключен к первому входу блока расчета водно-газового фактора 32, к первому входу блока расчета конденсато-газового фактора 36 и к первому входу второго блока расчета дебита пластовой смеси 31, выход датчика давления на сепараторе 12 и выход датчика температуры на сепараторе 13 связаны с соответствующими входами блока расчета дебита газа сепарации 25, расходомер пластовой воды 15 последовательно соединен с блоком расчета дебита пластовой воды 27 и блоком расчета среднего дебита пластовой воды 28, выход которого параллельно подключен к второму входу второго блока расчета дебита пластовой смеси 31 и к второму входу блока расчета водно-газового фактора 32, выход которого подключен к шестому входу блока расчета комплексного параметра 33, расходомер нестабильного конденсата 16 последовательно соединен с блоком расчета дебита нестабильного конденсата 29 и блоком расчета среднего дебита нестабильного конденсата 30, выход которого параллельно подключен к второму входу блока расчета конденсато-газового фактора 36 и к третьему входу второго блока расчета дебита пластовой смеси 31, выход которого связан с соответствующим входом блока памяти 37, выход блока формирования оптимальных технологических режимов скважин 40, связан с входом автоматизированной системы управления технологическим процессом промысловых объектов 18, выходы блока памяти 37 связаны соответственно с входом автоматизированного рабочего места геолога 43, с первым входом автоматизированного рабочего места промысловых исследований 42, с параллельно соединенными первым входом блока обработки результатов стационарных исследований 38 и вторым входом блока обработки результатов нестационарных исследований 39, а также с вторым входом блока обработки результатов стационарных исследований 38, третий вход блока обработки результатов нестационарных исследований 39 связан с шестым выходом блока параметров скважин 19, входы блока памяти 37 связаны соответственно с выходом блока расчета забойного давления 35, с первым выходом блока обработки результатов стационарных исследований 38, параллельно подключенным к первому входу блока формирования оптимальных технологических режимов скважин 40, а также с выходом блока обработки результатов нестационарных исследований 39, параллельно подключенным к третьему входу блока обработки результатов стационарных исследований 38, второй выход автоматизированной системы управления технологическим процессом 18 связан с входом блока программного управления 41, первый выход которого параллельно подключен к управляющему входу блока расчета дебита газа сепарации 25, к управляющему входу блока расчета среднего дебита газа сепарации 26, к управляющему входу блока расчета дебита пластовой воды 27, к управляющему входу блока расчета среднего дебита пластовой воды 28, к управляющему входу блока расчета дебита нестабильного конденсата 29 и к управляющему входу блока расчета среднего дебита нестабильного конденсата 30, второй выход блока программного управления 41

связан с четвертым входом блока обработки результатов нестационарных исследований 39, выходы автоматизированного рабочего места геолога 43 связаны соответственно с входом блока параметров скважин 19 и с вторым входом блока формирования оптимальных технологических режимов скважин 40, второй выход блока обработки результатов стационарных исследований 38 связан с пятым входом блока обработки результатов нестационарных исследований 39, выход блока расчета конденсато-газового фактора 36 связан с вторым входом автоматизированного рабочего места промысловых исследований 42, первый, второй и третий выходы которого связаны соответственно с четвертым входом блока обработки результатов стационарных исследований 38, шестым входом блока обработки результатов нестационарных исследований 39 и третьим входом блока формирования оптимальных технологических режимов скважин 40.

2. Автоматизированная система газодинамических исследований скважин по п.1, отличающаяся тем, что блок обработки результатов стационарных исследований 38 содержит блок аппроксимации квадратичной функцией 44, блок аппроксимации степенной функцией 45, блок оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией 46, блок оценки погрешности аппроксимации степенной функцией 47, а также блок сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48, при этом первый вход блока аппроксимации квадратичной функцией 44, первый вход блока аппроксимации степенной функцией 45, первый вход блока оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией 46 и первый вход блока оценки погрешности аппроксимации степенной функцией 47 соединены параллельно и подключены к первому входу 49 блока обработки результатов стационарных исследований 38, второй вход блока аппроксимации квадратичной функцией 44 и второй вход блока аппроксимации степенной функцией 45 соединены параллельно и подключены к второму входу 50 блока обработки результатов стационарных исследований 38, третий вход 51 которого связан с третьим входом блока аппроксимации степенной функцией 45, первый выход блока аппроксимации квадратичной функцией 44 связан с вторым входом блока оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией 46, выход которого связан с первым входом блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48, первый выход блока аппроксимации степенной функцией 45 соединен с вторым входом блока оценки погрешности аппроксимации степенной функцией 47, выход которого связан с вторым входом блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48, выход которого подключен к первому выходу 52 блока обработки результатов стационарных исследований 38, третий и четвертый входы блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48, соединены соответственно с вторым выходом блока аппроксимации квадратичной функцией 44 и с вторым выходом блока аппроксимации степенной функцией 45, третий выход блока аппроксимации квадратичной функцией 44 связан с вторым выходом 53 блока обработки результатов стационарных исследований 38, а третий вход блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48 связан с четвертым входом 54 блока обработки результатов стационарных исследований 38.

Устройство работает следующим образом.

Автоматизированная система позволяет производить газодинамические исследования скважин, как при стационарных, так и при нестационарных режимах

фильтрации.

Пластовая смесь от каждой скважины, снабженной линией приема газожидкостной смеси 1, оборудованной клапаном-отсекателем 2, через последовательно соединенные подогреватель 5 пластовой смеси и расходомер 5 пластовой смеси 8 поступает на вход блока входных манифольдов 9, с помощью которого пластовую смесь от исследуемой скважины подают на вход трехфазного сепаратора 11, а от остальных скважин, минуя сепаратор 11, подают в линию подачи пластовой смеси на переработку 10. Линия приема газожидкостной смеси 1 10 оборудована датчиком давления на устье 3 и датчиком температуры на устье 4, а также датчиком давления на выходе подогревателя 6 и датчиком температуры на выходе подогревателя 7.

Газодинамические исследования скважин начинают с режима эксплуатации скважины при стабильных устьевых параметрах. Не изменяя устьевые параметры исследуемую скважину, с помощью блока входных манифольдов 9, переводят на вход трехфазного сепаратора 11.

На каждой исследуемой скважине производят 4-5 режимов измерений устанавливая поочередно с помощью клапана-отсекателя 2, управляемого от блока управления фонтанной арматурой 17, несколько значений дебита - минимальный (максимальное давление на устье), средний (среднее давление) и максимальный дебит (минимальное давление на устье). Синхронизацию работы блока управления фонтанной арматурой 17 осуществляют по сигналам с соответствующего выхода автоматизированной системы управления технологическим процессом 18.

На время стабилизации параметров скважину переводят в линию подачи пластовой смеси на переработку 10, а после стабилизации очередного режима исследований скважину с помощью блока входных манифольдов 9, переводят на вход трехфазного сепаратора 11.

В трехфазном сепараторе 11 за счет сил гравитации происходит непрерывное разделение газожидкостной смеси на газовую фазу, нестабильный конденсат и пластовую воду и после измерения их расходов соответственно газа сепарации - расходомером 14, пластовой воды - расходомером 15 и нестабильного конденсата - расходомером 16 эти потоки объединяют и подают в линию подачи пластовой смеси на переработку 10.

Расчет дебита газа сепарации каждой скважины при различных режимах исследований осуществляют в блоке 25 с учетом рабочего давления и рабочей температуры, измеренных с помощью датчика давления на сепараторе 12 и датчика температуры на сепараторе 13.

В блоке 25 также производят вычисление интегральных значений накопленного дебита газа сепарации за время  $t_1$  и время  $t_2$ , величины которых поступают в блок 26. В блоке 26 вычисляют разницу интегральных значений накопленного дебита газа сепарации за время  $t_1$  и за время  $t_2$  и эту разницу делят на интервал времени  $\Delta t = t_2 - t_1$ , результат которого является средним дебитом газа сепарации.

В блоке расчета дебита пластовой воды 27 производят вычисление (для каждой исследуемой скважины при различных режимах исследований интегрального значения накопленного дебита пластовой воды за время  $t_1$  и время  $t_2$ , величины которых поступают в блок расчета среднего дебита пластовой воды 28. В блоке 28 вычисляют разницу накопленного значения дебита пластовой воды конденсата за время  $t_1$  и за время  $t_2$ , эти разницы делят на интервал времени  $\Delta t = t_2 - t_1$ , результат которого является средним дебитом пластовой воды.

Аналогично в блоке расчета дебита нестабильного конденсата 29 производят вычисление для каждой исследуемой скважины при различных режимах исследований интегрального значения накопленного дебита нестабильного конденсата за время  $t_1$  и время  $t_2$ , величины которых поступают в блок расчета среднего дебита нестабильного конденсата 30.

В блоке 30 вычисляют разницу накопленного значения дебита нестабильного конденсата за время  $t_1$  и за время  $t_2$ , эти разницы делят на интервал времени  $\Delta t = t_2 - t_1$ , результат которого является средним дебитом нестабильного конденсата.

Управление работой блоков 25, 26, 27, 28, 29 и 30 осуществляют по командам от блока программного управления 41, синхронизацию работы которого осуществляют от автоматизированной системы управления технологическим процессом 18.

Вычисленные средние значения дебита газа сепарации с выхода блока 26, среднего значения дебита пластовой воды с выхода блока 28 и среднего значения дебита нестабильного конденсата с выхода блока 30 поступают соответственно на первый, второй и третий входы второго блока расчета дебита пластовой смеси 31, в котором средние значения этих дебитов суммируют и в результате на выходе блока 31 получают среднее значение дебита пластовой смеси. Средние значения дебита пластовой смеси каждой исследуемой скважины и по каждому режиму исследований с выхода блока 31 поступают на соответствующий вход блока памяти 37.

Вычисление среднего значения дебита газа сепарации, среднего значения дебита пластовой воды и среднего значения дебита нестабильного конденсата позволяет существенно снизить случайную составляющую погрешности их измерений, повысить точность расчета дебита пластовой смеси во втором блоке 31 и соответственно повысить точность газодинамических исследований.

Одновременно с этим вычисленное значение среднего дебита газа сепарации с выхода блока 26 и среднего дебита пластовой воды с выхода блока 28 поступают соответственно на первый и второй входы блока 32, в котором производят вычисление водно-газового фактора (ВГФ) по формуле:

$$\text{ВГФ} = \frac{Q_{\text{воды}}}{Q_{\text{ГС}}}, \quad \text{где:}$$

$Q_{\text{воды}}$  - средний дебит пластовой воды;

$Q_{\text{ГС}}$  - средний дебит газа сепарации.

Водно-газовый фактор ВГФ является величиной характеризующей влагонасыщенность газа и по существу характеризует опасность обводнения скважины.

Вычисленное значение ВГФ с выхода блока 32 поступает на шестой вход блока расчета комплексного параметра 33.

Одновременно с этим вычисленные значения среднего дебита газа сепарации  $Q_{\text{ГС}}$  с выхода блока 26 и среднего дебита нестабильного конденсата  $Q_{\text{НК}}$  с выхода блока 30 поступают соответственно на первый и второй входы блока 36, в котором производят вычисление конденсато-газового фактора КГФ.

Вычисление конденсато-газового фактора КГФ в блоке 36 осуществляют по формуле:

$$\text{КГФ} = \frac{Q_{\text{НК}}}{Q_{\text{ГС}}},$$

где:

$Q_{\text{НК}}$  - средний дебит нестабильного конденсата;

$Q_{ГС}$  - средний дебит газа сепарации.

Вычисленное значение коденсато-газового фактора КГФ для каждого режима по каждой исследуемой скважине с выходов блока 36 поступает на второй вход автоматизированного рабочего места промысловых исследований 42, по величине которого оценивается добычная способность скважины.

Расчет дебита пластовой смеси до сепаратора для каждой скважины при различных режимах исследований осуществляют в первом блоке расчета дебита пластовой смеси 23 с учетом рабочего давления и рабочей температуры, измеренных с помощью датчика давления на выходе подогревателя 6 и датчика температуры на выходе подогревателя 7. Вычисленные значения дебита пластовой смеси с выхода первого блока расчета 23 поступает на третий вход блока расчета забойного давления 35, первый вход блока обработки результатов нестационарных исследований 39 и на вход блока расчета гидравлического сопротивления 24.

В блоке расчета гидравлического сопротивления 24 осуществляется сравнение поступающего на его вход от блока 23 значения дебита пластовой смеси с опорными значениями дебита и выбор соответствующей формулы вычисления гидравлического сопротивления  $\lambda$ .

В частном случае реализации полезной модели вычисление гидравлического сопротивления  $\lambda$  в блоке 24 при дебите пластовой смеси  $Q_{ПС1} \leq 300$  осуществляют по формуле:

$$\lambda = 0,10002896458 * \exp(-0,0048989199 * Q_{ПС1}),$$

а при дебите пластовой смеси  $Q_{ПС1} \leq 1360$  вычисления гидравлического сопротивления  $\lambda$  в блоке 24 производят по формуле:

$$\lambda = 0,0263699399 * \exp(-0,0007116797 * Q_{ПС1}),$$

где  $Q_{ПС1}$  - дебит пластовой смеси, вычисленный в первом блоке расчета 23.

Вычисленное в блоке 24 значение гидравлического сопротивления  $\lambda$  поступает на четвертый вход блока расчета забойного давления 35.

В блоке 21 вычисляют среднюю и приведенную температуру на устье.

Вычисление средней температуры  $T_{ср}$  на устье осуществляют по формуле:

$$T_{ср} = \frac{T_{уст} + T_{з}}{2},$$

а вычисление приведенной температуры  $T_{пр}$  на устье осуществляют по формуле:

$$T_{пр} = \frac{T_{ср}}{T_{кр}},$$

где:

$T_{з}$  и  $T_{кр}$  - соответственно температура на забое и критическая температура, значения которых для каждой скважины, поступают с первого выхода блока параметров скважин 19 на первый вход блока расчета средней и приведенной температуры на устье 21;

$T_{кр}$  - критическая (предельная) температура равновесного состояния газожидкостной смеси;

$T_{уст}$  - температура на устье скважины, значение которой поступает с выхода датчика температуры на устье 4 на второй вход блока расчета средней и приведенной температуры на устье 21.

Температура на забое  $T_{з}$  скважины измеряется глубинным термометром и заносится с автоматизированного рабочего места геолога 43 в блок параметров скважин 19.

Вычисленное значение средней температуры на устье с второго выхода блока 21 поступает на параллельно подключенные пятый вход блока расчета забойного давления 35 и второй вход блока расчета комплексного параметра 33.

Вычисленное значение приведенной температуры  $T_{пр}$  с первого выхода блока 21 поступает на первый вход блока расчета фактора сверхсжимаемости 22.

Значение давления с выхода датчика давления на устье 3 поступает на первый вход блока расчета забойного давления 35 и параллельно подключенный к нему первый вход блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье 20.

В блоке 20 вычисляют значение среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье.

Вычисление в блоке 20 среднего значения давления пластовой смеси на устье  $P_{ср}$  производят по формуле:

$$P_{ср} = \frac{P_{уст} + P'_{заб}}{2},$$

а вычисление в блоке 20 приведенного давления  $P_{пр}$  на устье осуществляют по формуле:

$$P_{пр} = \frac{P_{ср}}{P_{кр}},$$

где:

$P_{уст}$  - значение давления на устье скважины, поступающее от датчика давления на устье 3 на первый вход блока расчета 20;

$P_{кр}$  - критическое (предельное) давление равновесного состояния газожидкостной смеси, на забое;

$P'_{заб}$  и  $P_{кр}$  - давления, значения которых поступают с второго выхода блока параметров скважин 19 на второй вход блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье 20.

Давление  $P'_{заб}$  заносится с автоматизированного рабочего места геолога в блок параметров скважин 19 на основе сравнения тенденции изменений архивных значений забойного давления вычисленных в блоке 35, а также периодически измеренных глубинным манометром и хранящихся в блоке памяти 37.

В блоке расчета 22 в частном случае реализации полезной модели вычисление фактора сверхсжимаемости  $Z$  осуществляется по формуле:

$$Z = R_0 + R_1 * P_{пр} + R_2 * \exp(R_3 * P_{пр}),$$

при этом вычисление коэффициентов  $R_0$ ,  $R_1$ ,  $R_2$  и  $R_3$  производят по формулам:

$$R_0 = -0,72 + 0,86 * T_{пр} - 3,631 * 10^{-13} * \exp(18,32 * T_{пр});$$

$$R_1 = 0,206 - 0,1 * T_{пр} + 4,667 * 10^{-18} * \exp(24,85 * T_{пр});$$

$$R_2 = 6,78483 * 10^{-6} * \exp(-9,733 * T_{пр});$$

$$R_3 = 4,5 * T_{пр} - 7,65,$$

где  $P_{пр}$  - приведенное значение давления пластовой смеси на устье, вычисленное значение которого с первого выхода блока 20 поступает на второй вход блока расчета фактора сверхсжимаемости 22;

$T_{пр}$  - приведенная температура на устье, вычисленное значение которой с первого выхода блока 21 поступает на первый вход блока расчета фактора сверхсжимаемости 22.

Вычисленное значение фактора сверхсжимаемости  $Z$  с выхода блока расчета 22 поступает на параллельно подключенные второй вход блока расчета забойного

давления 35 и первый вход блока расчета комплексного параметра 33.

В блоке расчета 33 в частном случае реализации полезной модели вычисление комплексного параметра S осуществляют по формуле:

$$S = \frac{0,0683 * \bar{\rho} * L}{Z * T_{cp}},$$

где:

L - общая длина конструкции, параметр скважины поступающий с третьего выхода блока параметров скважин на четвертый вход блока расчета комплексного параметра 33;

$T_{cp}$  - средняя температура на устье, значение которой поступает на второй вход блока расчета комплексного параметра 33 с второго выхода блока расчета средней и приведенной температуры на устье 21;

Z - фактор сверхсжимаемости, значение которого с выхода блока 22 поступает на первый вход блока расчета комплексного параметра 33;

$\bar{\rho}$  - плотность пластовой смеси, вычисляемая по формуле:

$$\bar{\rho} = \frac{\rho}{1,205},$$

$$\rho = \rho_{ст} * \left( 1 + \frac{K1}{293} * K2 * K3 \right),$$

$\rho_{ст}$  - плотность пластовой смеси при стандартных условиях, значение которой поступает с четвертого выхода блока параметров скважин 19 на пятый вход блока расчета комплексного параметра, при этом коэффициенты K1, K2 и K3 вычисляют по формулам:

$$K1 = \frac{0,1013 * Z * T_{cp} * (ВГФ - 35)}{P_{cp}},$$

$$K2 = \frac{C1 * T_{cp}^3 + C2 * T_{cp}^2 + C3 * T_{cp} + C4}{\rho_{ст}},$$

$$K3 = \frac{C5 * 10^7 * T_{cp}^3 + C6 * T_{cp}^2 + C7 * T_{cp} + C8}{P_{cp}},$$

где:

ВГФ - водно-газовый фактор, значение которого поступает на шестой вход блока расчета комплексного параметра 33 с выхода блока расчета водно-газового фактора 32;

$P_{cp}$  - среднее давление пластовой смеси на устье, значение которого с второго выхода блока расчета 20 поступает на третий вход блока расчета комплексного параметра 33.

При этом значения коэффициентов C1...C7 определяют экспериментально.

С выхода блока 33 вычисленное значение комплексного параметра S поступает на седьмой вход блока расчета забойного давления 35, на шестой вход которого поступает с выхода блока 34 значение эквивалентного диаметра колонны  $D_{ЭКВ}$ .

В блоке расчета 34 в частном случае реализации полезной модели вычисление эквивалентного диаметра колонны  $D_{ЭКВ}$  осуществляют по формуле:

$$D_{ЭКВ} = \sqrt{\frac{4 \sum_{i=1}^n V_i}{\pi * \sum_{i=1}^n L_i}},$$

где  $V_i$  - объем i-й секции насосно-компрессорных труб, вычисление которого

осуществляют по формуле:

$$V_i = \frac{\pi d_i^2 * L_i}{4},$$

где  $i=1, 2, 3, 4$  уровни спуска насосно-компрессорных труб (количество секций),

$L = \sum_{j=1}^n L^j$  - общая длина конструкции насосно-компрессорных труб.

Количество секций и длины секций насосно-компрессорных труб являются параметрами скважины и их значения с пятого выхода блока параметров скважин 19 поступают на вход блока расчета эквивалентного диаметра колонны 34.

В блоке расчета забойного давления 35 в частном случае реализации полезной модели вычисление забойного давления осуществляют по формуле:

$$P_{зab} = \left( \frac{P_{уст} * e^{2S} + (0,01413 * 10^{-10} * Z^2 * T_{cp}^2 (e^{2S} - 1) * \lambda)}{D_{ЭКВ}^5 * Q_{ПС}^2} \right)^{0,5}$$

где:

$P_{уст}$  - давление на устье, значение которого поступает с выхода датчика давления на устье 3 на первый вход блока расчета забойного давления 35;

$Z$  - фактор сверхсжимаемости газа, значение которого поступает с выхода блока 22 на второй вход блока расчета забойного давления;

$Q_{ПС}$  - дебит пластовой смеси, значение которого поступает с выхода первого блока расчета дебита пластовой смеси 23 на третий вход блока расчета забойного давления 35;

$\lambda$  - гидравлическое сопротивление, значение которого поступает с выхода блока 24 на четвертый вход блока расчета забойного давления 35;

$T_{cp}$  - средняя температура на устье, значение которой поступает с выхода блока 21 на пятый вход блока расчета забойного давления 35;

$D_{ЭКВ}$  - эквивалентный диаметр колонны, значение которого поступает с выхода блока 34 на шестой вход блока расчета забойного давления 35;

$S$  - комплексный параметр, значение которого поступает с выхода блока 33 на седьмой вход блока расчета забойного давления 35.

Вычисленные значения забойного давления с выхода блока 35 и дебита пластовой смеси с выхода второго блока расчета 31 поступают на соответствующие входы блока памяти 37.

В блоке памяти хранятся результаты исследований очередной скважины, а также результаты предыдущих многолетних газодинамических исследований скважин.

Значения забойных давлений по каждой исследованной скважине с соответствующего выхода блока памяти 37 поступает на первый вход 49 блока обработки результатов стационарных исследований 38 и на параллельно подключенный к нему второй вход блока обработки результатов нестационарных исследований 39, а соответствующие значения дебитов пластовой смеси с

соответствующего выхода блока памяти 37 поступают на второй вход 50 блока обработки результатов стационарных исследований 38. В блоке обработки результатов стационарных исследований 38 для экспериментально полученной для каждой скважины функциональной зависимости дебита пластовой смеси от забойного давления осуществляется выбор аналитического выражения наиболее близко изображающего экспериментально полученную зависимость.

В частном случае реализации полезной модели в блоке обработки результатов стационарных исследований выбор аналитического выражения осуществляют из числа квадратичной функции в блоке аппроксимации квадратичной функцией 44 и

степенной функций в блоке аппроксимации степенной функцией 45.

Аппроксимирующая квадратичная функция в блоке 44 имеет вид:

$$kQ_{см}^2 + mQ_{см} + c = P_{заб}^2 \quad (A)$$

Решение уравнения кривой сводится к определению коэффициентов  $k$ ,  $m$  и  $c$  по известным значениям  $Q_{см}$  и  $P_{заб}$ . Строится система алгебраических уравнений, решение матрицы которых (методом Крамера или Гаусса) дает искомые коэффициенты  $k$ ,  $m$  и  $c$ , для которых приближение этого уравнения к экспериментально полученной для каждой скважины функциональной зависимости дебита пластовой смеси от забойного давления является наилучшим, а экспериментально полученные значения забойных давлений располагаются симметрично относительно аппроксимирующей функции.

В блоке 44 из уравнения (А) находят коэффициент  $C$ , который при  $Q_{см}=0$  равен пластовому динамическому давлению  $P_{пл.дин}$ .

После определения пластового динамического давления  $P_{пл.дин}$  в блоке 44 осуществляют решение следующего квадратичного уравнению притока

$$P_{пл.дин}^2 - P_{заб}^2 = aQ_{см} + bQ_{см}^2$$

где  $a$  и  $b$  - коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины;

$P_{пл.дин}$ ,  $P_{заб}$  - соответственно пластовое динамическое и забойное давление.

$Q_{см}$  - дебит смеси.

Из уравнения (В) вычисляют коэффициент фильтрационного сопротивления  $b$  по формуле:

$$b = \frac{(P_{пл.дин}^2 - P_{заб}^2) - a * Q_{см}}{Q_{см}^2},$$

Коэффициент  $a$  определяются по уравнению:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{\Delta P^2}{Q_{см}} \sum_{i=1}^N Q_{см} - \sum_{i=1}^N Q_{см} \sum_{i=1}^N \Delta P^2}{N \sum_{i=1}^N Q_{см}^2 - \left( \sum_{i=1}^N Q_{см} \right)^2},$$

где:

$N$  - число режимов исследований скважины;

$$\Delta P^2 = P_{пл.дин}^2 - P_{заб}^2.$$

Вычисленное значение коэффициента  $b$  с третьего выхода блока аппроксимации квадратичной функцией 44 поступает на второй выход 53 блока обработки результатов стационарных исследований 38 и далее на пятый вход блока обработки результатов нестационарных исследований 39.

Вычисленные значения забойного давления с первого выхода блока 44 поступают на второй вход блока оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией 46, на первый вход которого поступает значения этих давлений полученных в результате исследований.

В блоке 46 вычисляют разницу вычисленных и экспериментально полученных значений забойного давления, величина которой является погрешностью приближения уравнения (А) к экспериментально полученной для каждой скважины функциональной зависимости дебита пластовой смеси от забойного давления. Эта разница поступает на первый вход блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48.

Аппроксимирующая функция в блоке аппроксимации степенной функцией 45 имеет вид:

$$\log Q_{\text{см}} = \log C + n \log (P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2) \quad (B)$$

где  $P_{\text{пл}}$  - пластовое давление, значение которого поступает с выхода блока обработки результатов нестационарных исследований на третий вход 51 блока обработки результатов стационарных исследований и на параллельно  
5 подключенный соответствующий вход блока памяти 37.

Решение уравнения кривой сводится к определению коэффициентов  $C$  и  $n$  для которых приближение этого уравнения к экспериментально полученной для каждой скважины функциональной зависимости дебита пластовой смеси от забойного  
10 давления является наилучшим, а экспериментально полученные значения забойных давлений располагаются симметрично относительно аппроксимирующей функции.

Вычисленные значения забойных давлений из уравнения (B) с первого выхода блока 45 поступает на второй вход блока оценки погрешности аппроксимации  
15 степенной функцией 47, на первый вход которого поступает экспериментально полученные значения этих давлений.

В блоке 47 вычисляют разницу вычисленных и экспериментально полученных значений забойного давления, величина которой является погрешностью  
20 приближения уравнения (B) к экспериментально полученной функциональной зависимости дебита пластовой смеси от забойного давления. Эта разница поступает на второй вход блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора  
аппроксимирующей функции 48. Разницы вычисленных и экспериментально полученных значений забойного давления сравниваются в блоке сравнения  
25 погрешностей 48 и наименьшее из них значение дает разрешение на выбор соответствующей аппроксимирующей функции поступающей соответственно с  
второго выхода блока аппроксимации квадратичной функцией 44 и с второго выхода блока аппроксимации степенной функцией 45 соответственно на третий и четвертый  
входы блока оценки погрешностей и выбора аппроксимирующей функции.

Выбранная аппроксимирующая функция, наиболее точно отражающая  
30 экспериментально полученную зависимость с первого выхода блока 48 поступает на первый выход 52 блока обработки результатов стационарных исследований 38 и на параллельно подключенные соответствующий вход блока памяти 37 и первый вход  
блока формирования оптимальных технологических режимов скважин 40.

Нестационарные исследования скважин производят с целью определения параметров газоносного пласта путем построения во времени кривой  
40 восстановления давления после остановки скважины (клапан-отсекатель 2 закрывают), и построения кривой стабилизации давления после пуска скважины (клапан-отсекатель 2 открывают).

Вид аппроксимирующей функция в блоке обработки результатов нестационарных исследований 39 для условия «бесконечного» пласта зависит от продолжительности  
45 работы скважины до ее остановки. В случае, когда время работы скважины  $T$  значительно больше времени восстановления давления  $t$ , то аппроксимирующая функция имеет вид:

$$P_{\text{заб}}^2(t) = \alpha + \beta \log t,$$

коэффициент  $\alpha$  вычисляют по формуле:

$$\alpha = P_{\text{заб},0}^2 + \beta \log \frac{2,25k}{R_{\text{пр}}^2} + bQ_{\text{см},0}^2$$

а коэффициент  $\beta$  вычисляют по формуле:

$$\beta = \frac{4,23Q_{\text{см},0}^2 \mu_{\text{пл}} T_{\text{пл}} Z_{\text{пл}} P_{\text{атм}}}{khT_{\text{ст}}}$$

При этом пластовое давление определяется путем экстраполяции прямолинейного участка функции до  $\log t = \log T$ . В этой точке разница между  $P_{пл}^2$  и квадратом текущего забойного давления  $P_{заб}^2$  составляет  $0,3\beta$ , т.е. для этого случая:

$$P_{пл} = \sqrt{P_{заб}^2 + 0,3\beta}, \quad (I)$$

$\mu_{пл}$  - вязкость пластовой смеси;

$P_{заб.0}$  - забойное давление перед остановкой скважины при  $t=0$ ;

$P_{заб.}$  - забойное давление в процессе восстановления давления;

10  $Q_{см.0}$  - дебит скважины перед закрытием клапана-отсекателя 2;

$k$  - коэффициент пьезопроводимости;

$b$  - коэффициент, значение которого поступает с второго выхода 53 блока обработки результатов стационарных исследований 38 на пятый вход блока обработки результатов нестационарных исследований;

15  $R_{пр.}$  - приведенный радиус скважины, значение которого поступает с шестого выхода блока параметров скважин 19 на третий вход блока обработки нестационарных исследований 39;

$t$  - время стабилизации давления, при котором забойное давление стабилизируется и скорость изменения этого давления равна нулю, при этом с второго выхода блока программного управления 41 тактовая частота поступает на четвертый вход блока 39, в котором производится отсчет времени до наступления стабилизации забойного давления.

25 Обработка кривой восстановления давления в случае соизмеримости времени работы скважины до остановки  $T$  с временем стабилизации давления  $t$  проводится по формуле:

$$P_{заб}^2 = P_{пл}^2 - \beta \log \frac{T + t}{t}$$

30 В этом случае при экстраполяции прямолинейного участка до  $\log \frac{T + t}{t} = 0$

выражение для пластового давления имеет вид:

$$P_{пл} = \sqrt{P_{заб}^2} \quad (II)$$

35 Когда имеет место влияние условий на границе дренажной области скважин, и применение в этом случае метода определения  $P_{пл}$  по формулам бесконечного пласта приводит к значительному завышению  $P_{пл}$ , то происходит обработка данных для условия «конечный» пласт. Определение пластового давления в ограниченном пласте проводится в следующем порядке:

40 Определяется аппроксимирующая функция в координатах  $P_{заб}^2 - \log \frac{T + t}{t}$ .

Определяется  $\beta$  и  $P_{заб}^2$  в точке  $\log \frac{T + t}{t} = 0$ , рассчитывается

значение коэффициента  $U$  по формуле:

$$45 U = \frac{2,3(P_{пл.1}^2 - P_{заб}^2)}{\beta}$$

где  $P_{пл.1}^2$  - последнее измеренное или определенное по кривой восстановления давления значение пластового давления.

50 По найденному значению коэффициента  $U$  пластовое давление вычисляется по формуле:

$$P_{пл} = \sqrt{P_{пл.1}^2 - \frac{\beta}{2,3U}}, \quad (III)$$

Вычисленное значение пластового давления  $P_{пл}$  по одному из уравнений (I) или (II) или (III) с выхода блока обработки результатов нестационарных исследований поступает на третий вход 51 блока обработки нестационарных исследований, которое в блоке стационарных исследований учитывает фильтрационные и емкостные свойства пласта исследуемой скважины.

В блоке формирования оптимальных технологических режимов 40 на основе полученной аппроксимирующей функции, наиболее точно отражающей экспериментально полученную зависимость, геолог со своего автоматизированного рабочего места на основе анализа архивных тенденций изменений технологических режимов параметров задает в блоке 40 для каждой скважины величину рабочего забойного давления, а также граничные и критические значения давлений, за пределами которых эксплуатация скважин не допустима.

Величина конденсато-газового фактора с выхода блока 36 поступает на второй вход автоматизированного рабочего места промысловых исследований и, в частном случае реализации полезной модели если это значение больше 700 или меньше 400, выдает на третий выход блока 42 и далее на второй вход блока 40 сигнал запрета формирования оптимальных технологических режимов и скважина выводится из эксплуатации, и на основе исследования динамики изменения конденсато-газового фактора скважина выводится из эксплуатации или исследования по этой скважине повторяют.

Пример практического применения автоматизированной системе газодинамических исследований.

Система имеет возможность подключения для газодинамических исследований до 200 скважин и оборудована горизонтальным сепаратором фирмы «Порта-Тест», который представляют собой горизонтальный сосуд из нержавеющей стали с внутренним диаметром 1372 мм. Сепаратор снабжен завихрителем, спиралевидным устройством «Порта-Тест» для обеспечения эффективного разделения газа, конденсата и воды в сосуде контрольного сепаратора. Каждая линия после сепаратора (газовая, конденсатная, водяная) оборудована измерительными приборами и устройствами отбора проб. После сепаратора потоки смешиваются и подаются напереработку. Технические характеристики «Порта-Тест»: объем 8 м<sup>3</sup>; рабочее давление 130 кгс/см<sup>2</sup>; рабочая температура 35÷ +80°C; производительность по газу 1200 тыс.м<sup>3</sup>/сут, по конденсату 1260 м<sup>3</sup>/сут, по воде 160 м<sup>3</sup>/сут.

Измерение расхода газа сепарации осуществляют, например, по перепаду давления на стандартном сужающем устройстве, а расхода пластовой воды и нестабильного конденсата с помощью кориолисовых расходомеров. Возможно также применение и других методов измерения этих расходов.

Локальные средства автоматики выполнены на промышленных контроллерах Quantum фирмы Schneider Electric, с резервируемыми процессорами с разветвленной системой ввода/вывода (64000 линий), объем памяти 2 Мбайт, усовершенствованными процессорными устройствами на основе микросхем Intel. Характеристика модулей контроллера: ЦПУ 5×86, тактовая частота 133 МГц, ОЗУ - 4 Мб, ПЗУ (flash) - 1 Мб, время обработки логики (не менее) 0.09 мс/к, поддержка сопроцессора. В контроллерах использованы модули аналогового ввода/вывода со стандартными сигналами 0-10V, ±10V, 0-5V, ±5V, а также модули дискретного

ввода/вывода с 32 изолированными входами ~115V и 16 изолированными выходами ~24-48V.

Система функционирует на следующих технических средствах фирмы Sun Microsystems: серверы Sun Fire V240 (количество процессоров - 2; тип процессора - UltraSPARC III; тактовая частота процессора - 1 ГГц; объем оперативной памяти - 1 ГБ RAM; жесткий диск - 80 ГБ; объем кеш-памяти 2-го уровня - 1 МБ; количество PCI слотов - 3; сетевые интерфейсы - 4×10/100/1000 BaseT Ethernet портов и 1×10 BaseT порт сетевого управления; порты ввода/вывода - 1 последовательный порт, 1 порт сетевого управления, 2 порт USB, 1 порт Ultra 160 SCSI; количество жестких дисков 2; удаленное управление - ALOM; количество источников питания - 2; дисковод - DVDLW; графическая карта - XVR100) и рабочие станции Sun Ultra 25 (частота процессора - 1.34 ГГц; тип процессора - UltraSPARC III; объем оперативной памяти - 1 ГБ RAM; жесткий диск - 80 ГБ; сетевые интерфейсы - 2×1000 Ethernet; дисковод - DVDLW; графическая карта - XVR100).

На серверах и рабочих станциях используется операционная система Sun Solaris 10 64-bit. Программная часть системы реализована на языке программирования высокого уровня Java и языке программирования высокого уровня C. Хранение данных системы, конфигурационных параметров скважин и газоконденсатопроводов, ведение и формирование архивов событий реализовано на высокопроизводительном кластере Sybase.

Информация о событиях и состоянии технологического процесса хранится в течение эксплуатационного периода скважин.

Для визуализации состояния технологического процесса и выдачи корректирующих коэффициентов и уставок используются АРМ геолога и АРМ промысловых исследований.

Функционирование системы обеспечивается следующими программами: программный модуль считывания конфигурационных данных и начального запуска системы dbConn.class; программный модуль визуализации для АРМ геолога fieldDataGeo.class; программный модуль визуализации для АРМ промысловых исследований fieldDataIs.class; программный модуль связи с контроллерами и считывания данных readData.class; программный модуль контроля устьевых параметров скважин dataUst.class; программный модуль контроля данных контрольного сепаратора dataCS.class; программный модуль редактирования параметров скважин masterData.class; программный модуль обработки и построения графических функций устьевых параметров скважин dlgChartUst.class; программный модуль обработки и построения графических функций данных с контрольного сепаратора dlgChartUst.class; программный модуль вычисления дебитов accountFlow.class; программный модуль расчета забойного давления clacPzab.class; программный модуль аппроксимаций и экстраполяции вычисляемых функций spline.class; программа вычислений стационарным методом calcStat.class; программа вычислений не стационарным методом calcKVD.class; программный модуль вычисления газовых факторов calcGF.class; программный модуль формирования технологических режимов скважин mainTechMode.class - который позволяет автоматически осуществлять комплексный анализ на основе исторических данных и формирует оптимальный технологический режим скважин.

Преимущество автоматизированной системе газодинамических исследований по полезной модели заключается в том, что осуществляется комплексное

автоматическое исследование скважин на основе прямых методов измерений устьевых и забойных параметров скважин, а также на основе косвенных методов устанавливающих зависимость этих параметров от свойств пласта - фактора сверхсжимаемости, гидравлического сопротивления, комплексного параметра, конденсато-газового фактора, водно-газового фактора, а также расхода пластовой смеси до и после сепаратора, что позволяет повысить надежность определения параметров скважин и сформировать для автоматизированной системы управления технологическим процессом оптимальные технологические режимы эксплуатации скважин, обеспечить высокую надежность исследований, повысить производительность и точность определения технологических режимов эксплуатации скважин, а также снизить затрат на исследования, и осуществлять рациональную разработку газоконденсатного месторождения.

Автоматизированная система газодинамических исследований скважин внедрена в газопромысловом управлении ООО «Газпром добыча Астрахань» и обеспечивает в автоматическом режиме газо-динамические исследования с высокой точностью не менее 500 скважин, архивирование этих данных за весь период их эксплуатации и обеспечивает оптимальную с обеспечением требований безопасности эксплуатацию газоконденсатного месторождения, что позволяет существенно сократить непроизводительные затраты.

#### (57) Реферат

Полезная модель относится к вычислительной, информационно-измерительной технике и может быть использована в газодобывающей, нефтедобывающей и других областях промышленности для автоматизированного комплексного газодинамического исследования скважин с целью повышения точности определения технологических режимов эксплуатации скважин и рациональной разработки газоконденсатного месторождения.

Преимущество автоматизированной системе газодинамических исследований заключается в том, что осуществляется комплексное автоматическое исследование скважин на основе прямых методов измерений устьевых и забойных параметров скважин, а также на основе косвенных методов устанавливающих зависимость этих параметров от свойств пласта - фактора сверхсжимаемости, гидравлического сопротивления, комплексного параметра, конденсато-газового фактора, водно-газового фактора, а также расхода пластовой смеси до и после сепаратора, что позволяет повысить надежность определения параметров скважин и сформировать для автоматизированной системы управления технологическим процессом оптимальные технологические режимы эксплуатации скважин, обеспечить высокую надежность исследований, повысить производительность и точность определения технологических режимов эксплуатации скважин, а также снизить затрат на исследования, и осуществлять рациональную разработку газоконденсатного месторождения.

## РЕФЕРАТ

Полезная модель относится к вычислительной, информационно-измерительной технике и может быть использована в газодобывающей, нефтедобывающей и других областях промышленности для автоматизированного комплексного газодинамического исследования скважин с целью повышения точности определения технологических режимов эксплуатации скважин и рациональной разработки газоконденсатного месторождения.

Преимущество автоматизированной системе газодинамических исследований заключается в том, что осуществляется комплексное автоматическое исследование скважин на основе прямых методов измерений устьевых и забойных параметров скважин, а также на основе косвенных методов устанавливающих зависимость этих параметров от свойств пласта - фактора сверхсжимаемости, гидравлического сопротивления, комплексного параметра, конденсато-газового фактора, водно-газового фактора, а также расхода пластовой смеси до и после сепаратора, что позволяет повысить надежность определения параметров скважин и сформировать для автоматизированной системы управления технологическим процессом оптимальные технологические режимы эксплуатации скважин, обеспечить высокую надежность исследований, повысить производительность и точность определения технологических режимов эксплуатации скважин, а также снизить затрат на исследования, и осуществлять рациональную разработку газоконденсатного месторождения.

МПК E21B47/00

**2010132059**

G06 F 13/00

G06 F 15/163

**Автоматизированная система  
газодинамических исследований скважин**

Полезная модель относится к вычислительной, информационно-измерительной технике и может быть использована в газодобывающей, нефтедобывающей и других областях промышленности для автоматизированного комплексного газодинамического исследования скважин с целью повышения точности определения технологических режимов эксплуатации скважин и рациональной разработки газоконденсатного месторождения.

Известна информационно-аналитическая система мониторинга объектов промысла (полезная модель №62720), содержащая датчики промысловых объектов, главную ЭВМ промысла, штатные инженерные станции, сервер базы данных, а также автоматизированное рабочее место оператора. Недостатком этой системы является отсутствие возможности управления промысловыми объектами в автоматическом режиме с целью комплексного газодинамического исследования скважин.

Наиболее близкой к заявляемой полезной модели по совокупности существенных признаков и достигаемому положительному результату является установка исследования скважин (полезная модель № 47966), принятая авторами за прототип, включающая линию приема газоконденсатной смеси, оборудованную клапаном-отсекателем, подогревателем, датчиками давления и температуры, а также трехфазным сепаратором, соединенным с линиями отвода конденсата, газа и воды, снабженными измерителями расхода, а также система управления.

Установка исследования скважин по прототипу не позволяет автоматизировать процесс исследования скважин и определять в автоматическом режиме по устьевым параметрам забойное давление, осуществлять контроль параметров скважин и формировать оптимальные технологические режимы эксплуатации скважин в режиме реального времени. Кроме того эта установка обладает низкой производительностью исследований, ей присущи субъективные факторы оператора, приводящие в ряде случаев к потерям результатов исследований и дополнительным затратам на восстановление утраченных результатов.

При исследованиях по прототипу возможны также аварийные ситуации, когда значение давления на скважинах может достигать критического значения, что недопустимо для опасных производственных процессов.

Технический результат, на достижение которого направлена полезная модель, заключается в автоматизации процесса исследования скважин, повышении производительности и точности определения оптимальных технологических режимов эксплуатации скважин, а также сокращении непроизводительных затрат на исследования и осуществлении рациональной разработки газоконденсатного месторождения.

Для достижения указанного технического результата в автоматизированную систему газодинамических исследований скважин, **содержащую**, скважины, каждая из которых снабжена линией приема газожидкостной смеси, оборудованной клапаном-отсекателем, датчиком давления на устье и датчиком температуры на устье, подогревателем, датчиком давления на выходе подогревателя и датчиком температуры на выходе подогревателя, расходомером пластовой смеси, а также блоком входных манифольдов, выходы которого подключены соответственно к линии подачи пластовой смеси на переработку и входу трехфазного сепаратора, снабженного датчиком давления на сепараторе, датчиком температуры на сепараторе, а также расходомером газа сепарации,

расходомером пластовой воды и расходомером нестабильного конденсата, продуктовые выходы которых объединены и подключены к линии подачи пластовой смеси на переработку, блок управления фонтанной арматурой, соединенный с управляющим входом клапана-отсекателя, автоматизированную систему управления технологическим процессом промышленных объектов, первый выход которой соединен с входом блока управления фонтанной арматурой, а также блок параметров скважин, **дополнительно введены**, блок расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье, блок расчета средней и приведенной температуры на устье, блок расчета фактора сверхсжимаемости, первый блок расчета дебита пластовой смеси, блок расчета гидравлического сопротивления, блок расчета дебита газа сепарации, блок расчета среднего дебита газа сепарации, блок расчета дебита пластовой воды, блок расчета среднего дебита пластовой воды, блок расчета дебита нестабильного конденсата, блок расчета среднего дебита нестабильного конденсата, второй блок расчета дебита пластовой смеси, блок расчета водно-газового фактора, блок расчета комплексного параметра, блок расчета эквивалентного диаметра колонны, блок расчета забойного давления, блок расчета конденсато-газового фактора, блок памяти, блок обработки результатов стационарных исследований, блок обработки результатов не стационарных исследований, блок формирования оптимальных технологических режимов скважин, блок программного управления, а также автоматизированное рабочее место промышленных исследований и автоматизированное рабочее место геолога, **при этом** выход датчика давления на устье связан с первым входом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье и параллельно подключенным к нему первым входом блока расчета забойного давления, второй вход которого связан с первым входом блока расчета комплексного параметра и параллельно подключенным к нему выходом блока расчета фактора сверхсжимаемости, первый вход которого связан с первым выходом блока расчета средней и приведенной температуры на устье, первый вход

которого связан с первым выходом блока параметров скважин, второй выход которого связан с вторым входом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье, входы первого блока расчета дебита пластовой смеси подключены соответственно к выходу датчика давления на выходе подогревателя, выходу датчика температуры на выходе подогревателя и выходу расходомера пластовой смеси, выход первого блока расчета дебита пластовой смеси связан с третьим входом блока расчета забойного давления и параллельно подключенными к нему первым входом блока обработки результатов нестационарных исследований и входом блока расчета гидравлического сопротивления, выход которого связан с четвертым входом блока расчета забойного давления, пятый вход которого связан с параллельно подключенными вторым входом блока расчета комплексного параметра и вторым выходом блока расчета средней и приведенной температуры на устье, второй вход которого подключен к выходу датчика температуры на устье, второй вход блока расчета фактора сверхсжимаемости связан с первым выходом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье, второй выход которого связан с третьим входом блока расчета комплексного параметра, четвертый и пятый входы которого связаны соответственно с третьим и четвертым выходами блока параметров скважин, пятый выход которого связан с входом блока расчета эквивалентного диаметра колонны, выход которого связан с шестым входом блока расчета забойного давления, седьмой вход которого связан с выходом блока расчета комплексного параметра, расходомер газа сепарации последовательно соединен с блоком расчета дебита газа сепарации и блоком расчета среднего дебита газа сепарации, выход которого параллельно подключен к первому входу блока расчета водно-газового фактора, к первому входу блока расчета конденсато-газового фактора и к первому входу второго блока расчета дебита пластовой смеси, выход датчика давления на сепараторе и выход датчика температуры на сепараторе связаны с соответствующими входами блока расчета дебита газа сепарации,

расходомер пластовой воды последовательно соединен с блоком расчета дебита пластовой воды и блоком расчета среднего дебита пластовой воды, выход которого параллельно подключен к второму входу второго блока расчета дебита пластовой смеси и к второму входу блока расчета водно-газового фактора, выход которого подключен к шестому входу блока расчета комплексного параметра, расходомер нестабильного конденсата последовательно соединен с блоком расчета дебита нестабильного конденсата и блоком расчета среднего дебита нестабильного конденсата, выход которого параллельно подключен к второму входу блока расчета конденсато-газового фактора и к третьему входу второго блока расчета дебита пластовой смеси, выход которого связан с соответствующим входом блока памяти, выход блока формирования оптимальных технологических режимов скважин, связан с входом автоматизированной системы управления технологическим процессом промышленных объектов, выходы блока памяти связаны соответственно с входом автоматизированного рабочего места геолога, с первым входом автоматизированного рабочего места промысловых исследований, с параллельно соединенными первым входом блока обработки результатов стационарных исследований и вторым входом блока обработки результатов нестационарных исследований, а также с вторым входом блока обработки результатов стационарных исследований, третий вход блока обработки результатов нестационарных исследований связан с шестым выходом блока параметров скважин, входы блока памяти связаны соответственно с выходом блока расчета забойного давления, с первым выходом блока обработки результатов стационарных исследований, параллельно подключенным к первому входу блока формирования оптимальных технологических режимов скважин, а также с выходом блока обработки результатов нестационарных исследований, параллельно подключенным к третьему входу блока обработки результатов стационарных исследований, второй выход автоматизированной системы управления технологическим процессом связан с входом блока

программного управления, первый выход которого параллельно подключен к управляющему входу блока расчета дебита газа сепарации, к управляющему входу блока расчета среднего дебита газа сепарации, к управляющему входу блока расчета дебита пластовой воды, к управляющему входу блока расчета среднего дебита пластовой воды, к управляющему входу блока расчета дебита нестабильного конденсата и к управляющему входу блока расчета среднего дебита нестабильного конденсата, второй выход блока программного управления связан с четвертым входом блока обработки результатов нестационарных исследований, выходы автоматизированного рабочего места геолога связаны соответственно с входом блока параметров скважин и с вторым входом блока формирования оптимальных технологических режимов скважин, второй выход блока обработки результатов стационарных исследований связан с пятым входом блока обработки результатов нестационарных исследований, выход блока расчета конденсато-газового фактора связан с вторым входом автоматизированного рабочего места промысловых исследований, первый, второй и третий выходы которого связаны соответственно с четвертым входом блока обработки результатов стационарных исследований, шестым входом блока обработки результатов нестационарных исследований и третьим входом блока формирования оптимальных технологических режимов скважин.

**Кроме того, в частном случае реализации полезной модели, автоматизированная система газодинамических исследований скважин характеризуется также тем, что блок обработки результатов стационарных исследований содержит блок аппроксимации квадратичной функцией, блок аппроксимации степенной функцией, блок оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией, блок оценки погрешности аппроксимации степенной функцией, а также блок сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции, при этом первый вход блока аппроксимации квадратичной функцией, первый вход блока**

аппроксимации степенной функцией, первый вход блока оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией и первый вход блока оценки погрешности аппроксимации степенной функцией соединены параллельно и подключены к первому входу блока обработки результатов стационарных исследований, второй вход блока аппроксимации квадратичной функцией и второй вход блока аппроксимации степенной функцией соединены параллельно и подключены к второму входу блока обработки результатов стационарных исследований, третий вход которого связан с третьим входом блока аппроксимации степенной функцией, первый выход блока аппроксимации квадратичной функцией связан с вторым входом блока оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией, выход которого связан с первым входом блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции, первый выход блока аппроксимации степенной функцией соединен с вторым входом блока оценки погрешности аппроксимации степенной функцией, выход которого связан с вторым входом блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции, выход которого подключен к первому выходу блока обработки результатов стационарных исследований, третий и четвертый входы блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции, соединены соответственно с вторым выходом блока аппроксимации квадратичной функцией и с вторым выходом блока аппроксимации степенной функцией, третий выход блока аппроксимации квадратичной функцией связан с вторым выходом блока обработки результатов стационарных исследований, а третий вход блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции связан с четвертым входом блока обработки результатов стационарных исследований.

На фиг.1 приведена структурная схема автоматизированной системы газодинамических исследований скважин.

На фиг.2 приведена структурная схема блока обработки результатов стационарных исследований автоматизированной системы газодинамических исследований скважин.

1. Автоматизированная система газодинамических исследований скважин, **содержащая**, скважины, каждая из которых снабжена линией приема газожидкостной смеси 1, оборудованной клапаном-отсекателем 2, датчиком давления на устье 3 и датчиком температуры на устье 4, подогревателем 5, датчиком давления на выходе подогревателя 6 и датчиком температуры на выходе подогревателя 7, расходомером пластовой смеси 8, а также блоком входных манифольдов 9, выходы которого подключены соответственно к линии подачи пластовой смеси на переработку 10 и входу трехфазного сепаратора 11, снабженного датчиком давления на сепараторе 12, датчиком температуры на сепараторе 13, а также расходомером газа сепарации 14, расходомером пластовой воды 15 и расходомером нестабильного конденсата 16, продуктовые выходы которых объединены и подключены к линии подачи пластовой смеси на переработку 10, блок управления фонтанной арматурой 17, соединенный с управляющим входом клапана-отсекателя 2, автоматизированную систему управления технологическим процессом промышленных объектов 18, первый выход которой соединен с входом блока управления фонтанной арматурой 17, а также блок параметров скважин 19, **отличающаяся тем**, что в нее введены, блок расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье 20, блок расчета средней и приведенной температуры на устье 21, блок расчета фактора сверхсжимаемости 22, первый блок расчета дебита пластовой смеси 23, блок расчета гидравлического сопротивления 24, блок расчета дебита газа сепарации 25, блок расчета среднего дебита газа сепарации 26, блок расчета дебита пластовой воды 27, блок расчета среднего дебита пластовой воды 28, блок расчета дебита нестабильного конденсата 29, блок расчета среднего дебита нестабильного конденсата 30, второй блок расчета дебита пластовой смеси 31, блок расчета водно-газового фактора 32, блок расчета

комплексного параметра 33, блок расчета эквивалентного диаметра колонны 34, блок расчета забойного давления 35, блок расчета конденсато-газового фактора 36, блок памяти 37, блок обработки результатов стационарных исследований 38, блок обработки результатов нестационарных исследований 39, блок формирования оптимальных технологических режимов скважин 40, блок программного управления 41, а также автоматизированное рабочее место промысловых исследований 42 и автоматизированное рабочее место геолога 43, **при этом** выход датчика давления на устье 3 связан с первым входом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье 20 и параллельно подключенным к нему первым входом блока расчета забойного давления 35, второй вход которого связан с первым входом блока расчета комплексного параметра 33 и параллельно подключенным к нему выходом блока расчета фактора сверхсжимаемости 22, первый вход которого связан с первым выходом блока расчета средней и приведенной температуры на устье 21, первый вход которого связан с первым выходом блока параметров скважин 19, второй выход которого связан с вторым входом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье 20, входы первого блока расчета дебита пластовой смеси 23 подключены соответственно к выходу датчика давления на выходе подогревателя 6, выходу датчика температуры на выходе подогревателя 7 и выходу расходомера пластовой смеси 8, выход первого блока расчета дебита пластовой смеси 23 связан с третьим входом блока расчета забойного давления 35 и параллельно подключенными к нему первым входом блока обработки результатов нестационарных исследований 38 и входом блока расчета гидравлического сопротивления 24, выход которого связан с четвертым входом блока расчета забойного давления 35, пятый вход которого связан с параллельно подключенными вторым входом блока расчета комплексного параметра 33 и вторым выходом блока расчета средней и приведенной температуры на устье 21, второй вход которого подключен к выходу датчика температуры на устье 4, второй вход блока

расчета фактора сверхсжимаемости 22 связан с первым выходом блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье 20, второй выход которого связан с третьим входом блока расчета комплексного параметра 33, четвертый и пятый входы которого связаны соответственно с третьим и четвертым входами блока параметров скважин 19, пятый выход которого связан с входом блока расчета эквивалентного диаметра колонны 34, выход которого связан с шестым входом блока расчета забойного давления 35, седьмой вход которого связан с выходом блока расчета комплексного параметра 33, расходомер газа сепарации 14 последовательно соединен с блоком расчета дебита газа сепарации 25 и блоком расчета среднего дебита газа сепарации 26, выход которого параллельно подключен к первому входу блока расчета водно-газового фактора 32, к первому входу блока расчета конденсато-газового фактора 36 и к первому входу второго блока расчета дебита пластовой смеси 31, выход датчика давления на сепараторе 12 и выход датчика температуры на сепараторе 13 связаны с соответствующими входами блока расчета дебита газа сепарации 25, расходомер пластовой воды 15 последовательно соединен с блоком расчета дебита пластовой воды 27 и блоком расчета среднего дебита пластовой воды 28, выход которого параллельно подключен к второму входу второго блока расчета дебита пластовой смеси 31 и к второму входу блока расчета водно-газового фактора 32, выход которого подключен к шестому входу блока расчета комплексного параметра 33, расходомер нестабильного конденсата 16 последовательно соединен с блоком расчета дебита нестабильного конденсата 29 и блоком расчета среднего дебита нестабильного конденсата 30, выход которого параллельно подключен к второму входу блока расчета конденсато-газового фактора 36 и к третьему входу второго блока расчета дебита пластовой смеси 31, выход которого связан с соответствующим входом блока памяти 37, выход блока формирования оптимальных технологических режимов скважин 40, связан с входом автоматизированной системы управления технологическим процессом промышленных объектов 18,

выходы блока памяти 37 связаны соответственно с входом автоматизированного рабочего места геолога 43, с первым входом автоматизированного рабочего места промысловых исследований 42, с параллельно соединенными первым входом блока обработки результатов стационарных исследований 38 и вторым входом блока обработки результатов нестационарных исследований 39, а также с вторым входом блока обработки результатов стационарных исследований 38, третий вход блока обработки результатов нестационарных исследований 39 связан с шестым выходом блока параметров скважин 19, входы бока памяти 37 связаны соответственно с выходом блока расчета забойного давления 35, с первым выходом блока обработки результатов стационарных исследований 38, параллельно подключенным к первому входу блока формирования оптимальных технологических режимов скважин 40, а также с выходом блока обработки результатов нестационарных исследований 39, параллельно подключенным к третьему входу блока обработки результатов стационарных исследований 38, второй выход автоматизированной системы управления технологическим процессом 18 связан с входом блока программного управления 41, первый выход которого параллельно подключен к управляющему входу блока расчета дебита газа сепарации 25, к управляющему входу блока расчета среднего дебита газа сепарации 26, к управляющему входу блока расчета дебита пластовой воды 27, к управляющему входу блока расчета среднего дебита пластовой воды 28, к управляющему входу блока расчета дебита нестабильного конденсата 29 и к управляющему входу блока расчета среднего дебита нестабильного конденсата 30, второй выход блока программного управления 41 связан с четвертым входом блока обработки результатов нестационарных исследований 39, выходы автоматизированного рабочего места геолога 43 связаны соответственно с входом блока параметров скважин 19 и с вторым входом блока формирования оптимальных технологических режимов скважин 40, второй выход блока обработки результатов стационарных

исследований 38 связан с пятым входом блока обработки результатов нестационарных исследований 39, выход блока расчета конденсато-газового фактора 36 связан с вторым входом автоматизированного рабочего места промысловых исследований 42, первый, второй и третий выходы которого связаны соответственно с четвертым входом блока обработки результатов стационарных исследований 38, шестым входом блока обработки результатов нестационарных исследований 39 и третьим входом блока формирования оптимальных технологических режимов скважин 40.

2. Автоматизированная система газодинамических исследований скважин по п. 1, отличающаяся тем, что блок обработки результатов стационарных исследований 38 содержит блок аппроксимации квадратичной функцией 44, блок аппроксимации степенной функцией 45, блок оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией 46, блок оценки погрешности аппроксимации степенной функцией 47, а также блок сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48, **при этом** первый вход блока аппроксимации квадратичной функцией 44, первый вход блока аппроксимации степенной функцией 45, первый вход блока оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией 46 и первый вход блока оценки погрешности аппроксимации степенной функцией 47 соединены параллельно и подключены к первому входу 49 блока обработки результатов стационарных исследований 38, второй вход блока аппроксимации квадратичной функцией 44 и второй вход блока аппроксимации степенной функцией 45 соединены параллельно и подключены к второму входу 50 блока обработки результатов стационарных исследований 38, третий вход 51 которого связан с третьим входом блока аппроксимации степенной функцией 45, первый выход блока аппроксимации квадратичной функцией 44 связан с вторым входом блока оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией 46, выход которого связан с первым входом блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48, первый выход блока

аппроксимации степенной функцией 45 соединен с вторым входом блока оценки погрешности аппроксимации степенной функцией 47, выход которого связан с вторым входом блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48, выход которого подключен к первому выходу 52 блока обработки результатов стационарных исследований 38, третий и четвертый входы блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48, соединены соответственно с вторым выходом блока аппроксимации квадратичной функцией 44 и с вторым выходом блока аппроксимации степенной функцией 45, третий выход блока аппроксимации квадратичной функцией 44 связан с вторым выходом 53 блока обработки результатов стационарных исследований 38, а третий вход блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48 связан с четвертым входом 54 блока обработки результатов стационарных исследований 38.

**Устройство работает следующим образом.**

Автоматизированная система позволяет производить газодинамические исследования скважин, как при стационарных, так и при нестационарных режимах фильтрации.

Пластовая смесь от каждой скважины, снабженной линией приема газожидкостной смеси 1, оборудованной клапаном-отсекателем 2, через последовательно соединенные подогреватель 5 пластовой смеси и расходомер пластовой смеси 8 поступает на вход блока входных манифольдов 9, с помощью которого пластовую смесь от исследуемой скважины подают на вход трехфазного сепаратора 11, а от остальных скважин, минуя сепаратор 11, подают в линию подачи пластовой смеси на переработку 10. Линия приема газожидкостной смеси 1 оборудована датчиком давления на устье 3 и датчиком температуры на устье 4, а также датчиком давления на выходе подогревателя 6 и датчиком температуры на выходе подогревателя 7.

Газодинамические исследования скважин начинают с режима эксплуатации скважины при стабильных устьевых параметрах. Не изменяя устьевые параметры исследуемую скважину, с помощью блока входных манифольдов 9, переводят на вход трехфазного сепаратора 11.

На каждой исследуемой скважине производят 4-5 режимов измерений устанавливая поочередно с помощью клапана-отсекателя 2, управляемого от блока управления фонтанной арматурой 17, несколько значений дебита - минимальный (максимальное давление на устье), средний (среднее давление) и максимальный дебит (минимальное давление на устье). Синхронизацию работы блока управления фонтанной арматурой 17 осуществляют по сигналам с соответствующего выхода автоматизированной системы управления технологическим процессом 18.

На время стабилизации параметров скважину переводят в линию подачи пластовой смеси на переработку 10, а после стабилизации очередного режима исследований скважину с помощью блока входных манифольдов 9, переводят на вход трехфазного сепаратора 11.

В трехфазном сепараторе 11 за счет сил гравитации происходит непрерывное разделение газожидкостной смеси на газовую фазу, нестабильный конденсат и пластовую воду и после измерения их расходов соответственно газа сепарации - расходомером 14, пластовой воды - расходомером 15 и нестабильного конденсата - расходомером 16 эти потоки объединяют и подают в линию подачи пластовой смеси на переработку 10.

Расчет дебита газа сепарации каждой скважины при различных режимах исследований осуществляют в блоке 25 с учетом рабочего давления и рабочей температуры, измеренных с помощью датчика давления на сепараторе 12 и датчика температуры на сепараторе 13.

В блоке 25 также производят вычисление интегральных значений накопленного дебита газа сепарации за время  $t_1$  и время  $t_2$ , величины которых поступают в блок 26. В блоке 26 вычисляют разницу интегральных значений накопленного дебита газа сепарации за время  $t_1$  и за время  $t_2$  и эту

разницу делят на интервал времени  $\Delta t = t_2 - t_1$ , результат которого является средним дебитом газа сепарации.

В блоке расчета дебита пластовой воды 27 производят вычисление (для каждой исследуемой скважины при различных режимах исследований интегрального значения накопленного дебита пластовой воды за время  $t_1$  и время  $t_2$ , величины которых поступают в блок расчета среднего дебита пластовой воды 28. В блоке 28 вычисляют разницу накопленного значения дебита пластовой воды конденсата за время  $t_1$  и за время  $t_2$ , эти разницы делят на интервал времени  $\Delta t = t_2 - t_1$ , результат которого является средним дебитом пластовой воды.

Аналогично в блоке расчета дебита нестабильного конденсата 29 производят вычисление для каждой исследуемой скважины при различных режимах исследований интегрального значения накопленного дебита нестабильного конденсата за время  $t_1$  и время  $t_2$ , величины которых поступают в блок расчета среднего дебита нестабильного конденсата 30.

В блоке 30 вычисляют разницу накопленного значения дебита нестабильного конденсата за время  $t_1$  и за время  $t_2$ , эти разницы делят на интервал времени  $\Delta t = t_2 - t_1$ , результат которого является средним дебитом нестабильного конденсата.

Управление работой блоков 25, 26, 27, 28, 29 и 30 осуществляют по командам от блока программного управления 41, синхронизацию работы которого осуществляют от автоматизированной системы управления технологическим процессом 18.

Вычисленные средние значения дебита газа сепарации с выхода блока 26, среднего значения дебита пластовой воды с выхода блока 28 и среднего значения дебита нестабильного конденсата с выхода блока 30 поступают соответственно на первый, второй и третий входы второго блока расчета дебита пластовой смеси 31, в котором средние значения этих дебитов суммируют и в результате на выходе блока 31 получают среднее значение дебита пластовой смеси. Средние значения дебита пластовой смеси каждой

исследуемой скважины и по каждому режиму исследований с выхода блока 31 поступают на соответствующий вход блока памяти 37.

Вычисление среднего значения дебита газа сепарации, среднего значения дебита пластовой воды и среднего значения дебита нестабильного конденсата позволяет существенно снизить случайную составляющую погрешности их измерений, повысить точность расчета дебита пластовой смеси во втором блоке 31 и соответственно повысить точность газодинамических исследований.

Одновременно с этим вычисленное значение среднего дебита газа сепарации с выхода блока 26 и среднего дебита пластовой воды с выхода блока 28 поступают соответственно на первый и второй входы блока 32, в котором производят вычисление водно-газового фактора (ВГФ) по формуле:

$$\text{ВГФ} = \frac{Q_{\text{воды}}}{Q_{\text{гс}}}, \text{ где:}$$

$Q_{\text{воды}}$  – средний дебит пластовой воды;

$Q_{\text{гс}}$  – средний дебит газа сепарации.

Водно-газовый фактор ВГФ является величиной характеризующей влагонасыщенность газа и по существу характеризует опасность обводнения скважины.

Вычисленное значение ВГФ с выхода блока 32 поступает на шестой вход блока расчета комплексного параметра 33.

Одновременно с этим вычисленные значения среднего дебита газа сепарации  $Q_{\text{гс}}$  с выхода блока 26 и среднего дебита нестабильного конденсата  $Q_{\text{нк}}$  с выхода блока 30 поступают соответственно на первый и второй входы блока 36, в котором производят вычисление конденсато-газового фактора КГФ.

Вычисление конденсато-газового фактора КГФ в блоке 36 осуществляют по формуле:

$$\text{КГФ} = \frac{Q_{\text{нк}}}{Q_{\text{гс}}},$$

где:

$Q_{нк}$ —средний дебит нестабильного конденсата;

$Q_{гс}$ —средний дебит газа сепарации.

Вычисленное значение коденсато-газового фактора КГФ для каждого режима по каждой исследуемой скважине с выходов блока 36 поступает на второй вход автоматизированного рабочего места промышленных исследований 42, по величине которого оценивается добычная способность скважины.

Расчет дебита пластовой смеси до сепаратора для каждой скважины при различных режимах исследований осуществляют в первом блоке расчета дебита пластовой смеси 23 с учетом рабочего давления и рабочей температуры, измеренных с помощью датчика давления на выходе подогревателя 6 и датчика температуры на выходе подогревателя 7. Вычисленные значения дебита пластовой смеси с выхода первого блока расчета 23 поступает на третий вход блока расчета забойного давления 35, первый вход блока обработки результатов нестационарных исследований 39 и на вход блока расчета гидравлического сопротивления 24.

В блоке расчета гидравлического сопротивления 24 осуществляется сравнение поступающего на его вход от блока 23 значения дебита пластовой смеси с опорными значениями дебита и выбор соответствующей формулы вычисления гидравлического сопротивления  $\lambda$ .

В частном случае реализации полезной модели вычисление гидравлического сопротивления  $\lambda$  в блоке 24 при дебите пластовой смеси  $Q_{пс1} \leq 300$  осуществляют по формуле:

$$\lambda = 0,10002896458 * \exp(-0,0048989199 * Q_{пс1}),$$

а при дебите пластовой смеси  $Q_{пс1} \leq 1360$  вычисления гидравлического сопротивления  $\lambda$  в блоке 24 производят по формуле:

$$\lambda = 0,0263699399 * \exp(-0,0007116797 * Q_{пс1}),$$

где  $Q_{пс1}$ —дебит пластовой смеси, вычисленный в первом блоке расчета 23.

Вычисленное в блоке 24 значение гидравлического сопротивления  $\lambda$  поступает на четвертый вход блока расчета забойного давления 35.

В блоке 21 вычисляют среднюю и приведенную температуру на устье.

Вычисление средней температуры  $T_{\text{ср}}$  на устье осуществляют по формуле:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{уст}} + T_3}{2},$$

а вычисление приведенной температуры  $T_{\text{пр}}$  на устье осуществляют по формуле:

$$T_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{ср}}}{T_{\text{кр}}},$$

где:

$T_3$  и  $T_{\text{кр}}$  – соответственно температура на забое и критическая температура, значения которых для каждой скважины, поступают с первого выхода блока параметров скважин 19 на первый вход блока расчета средней и приведенной температуры на устье 21;

$T_{\text{кр}}$  – критическая (предельная) температура равновесного состояния газожидкостной смеси;

$T_{\text{уст}}$  – температура на устье скважины, значение которой поступает с выхода датчика температуры на устье 4 на второй вход блока расчета средней и приведенной температуры на устье 21.

Температура на забое  $T_3$  скважины измеряется глубинным термометром и заносится с автоматизированного рабочего места геолога 43 в блок параметров скважин 19.

Вычисленное значение средней температуры на устье с второго выхода блока 21 поступает на параллельно подключенные пятый вход блока расчета забойного давления 35 и второй вход блока расчета комплексного параметра 33.

Вычисленное значение приведенной температуры  $T_{\text{пр}}$  с первого выхода блока 21 поступает на первый вход блока расчета фактора сверхсжимаемости 22.

Значение давления с выхода датчика давления на устье 3 поступает на первый вход блока расчета забойного давления 35 и параллельно подключенный к нему первый вход блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье 20.

В блоке 20 вычисляют значение среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье.

Вычисление в блоке 20 среднего значения давления пластовой смеси на устье  $P_{ср}$  производят по формуле:

$$P_{ср} = \frac{P_{уст.} + P'_{заб}}{2},$$

а вычисление в блоке 20 приведенного давления  $P_{пр}$  на устье осуществляют по формуле:

$$P_{пр} = \frac{P_{ср}}{P_{кр}},$$

где:

$P_{уст}$  – значение давления на устье скважины, поступающее от датчика давления на устье 3 на первый вход блока расчета 20;

$P_{кр}$  - критическое (предельное) давление равновесного состояния газожидкостной смеси, на забое;

$P'_{заб}$  и  $P_{кр}$  - давления, значения которых поступают с второго выхода блока параметров скважин 19 на второй вход блока расчета среднего и приведенного давления пластовой смеси на устье 20.

Давление  $P'_{заб}$  заносится с автоматизированного рабочего места геолога в блок параметров скважин 19 на основе сравнения тенденции изменений архивных значений забойного давления вычисленных в блоке 35, а также периодически измеренных глубинным манометром и хранящихся в блоке памяти 37.

В блоке расчета 22 в частном случае реализации полезной модели вычисление фактора сверхсжимаемости  $Z$  осуществляется по формуле:

$$Z = R0 + R1 * P_{пр} + R2 * exp(R3 * P_{пр}),$$

при этом вычисление коэффициентов  $R_0$ ,  $R_1$ ,  $R_2$  и  $R_3$  производят по формулам:

$$R_0 = -0,72 + 0,86 * T_{пр} - 3,631 * 10^{-13} * \exp(18,32 * T_{пр});$$

$$R_1 = 0,206 - 0,1 * T_{пр} + 4,667 * 10^{-18} * \exp(24,85 * T_{пр});$$

$$R_2 = 6,78483 * 10^{-6} * \exp(-9,733 * T_{пр});$$

$$R_3 = 4,5 * T_{пр} - 7,65,$$

где  $P_{пр}$  - приведенное значение давления пластовой смеси на устье, вычисленное значение которого с первого выхода блока 20 поступает на второй вход блока расчета фактора сверхсжимаемости 22;

$T_{пр}$  - приведенная температура на устье, вычисленное значение которой с первого выхода блока 21 поступает на первый вход блока расчета фактора сверхсжимаемости 22.

Вычисленное значение фактора сверхсжимаемости  $Z$  с выхода блока расчета 22 поступает на параллельно подключенные второй вход блока расчета забойного давления 35 и первый вход блока расчета комплексного параметра 33.

В блоке расчета 33 в частном случае реализации полезной модели вычисление комплексного параметра  $S$  осуществляют по формуле:

$$S = \frac{0,0683 * \bar{p} * L}{Z * T_{ср}},$$

где:

$L$ - общая длина конструкции, параметр скважины поступающий с третьего выхода блока параметров скважин на четвертый вход блока расчета комплексного параметра 33;

$T_{ср}$ - средняя температура на устье, значение которой поступает на второй вход блока расчета комплексного параметра 33 с второго выхода блока расчета средней и приведенной температуры на устье 21;

$Z$  - фактор сверхсжимаемости, значение которого с выхода блока 22 поступает на первый вход блока расчета комплексного параметра 33;

$\bar{\rho}$  – плотность пластовой смеси, вычисляемая по формуле:

$$\bar{\rho} = \frac{\rho}{1,205},$$

где  $\rho = \rho_{ст} * (1 + \frac{K1}{293} * K2 * K3)$ ,

$\rho_{ст}$  - плотность пластовой смеси при стандартных условиях, значение которой поступает с четвертого выхода блока параметров скважин 19 на пятый вход блока расчета комплексного параметра, при этом коэффициенты K1, K2 и K3 вычисляются по формулам:

$$K1 = \frac{0,1013 * Z * T_{cp} * (ВГФ - 35)}{P_{cp}},$$

$$K2 = \frac{C1 * T_{cp}^2 + C2 * T_{cp}^2 + C3 * T_{cp} + C4}{\rho_{ст}},$$

$$K3 = \frac{C5 * 10^7 * T_{cp}^2 + C6 * T_{cp}^2 + C7 * T_{cp} + C8}{P_{cp}},$$

где:

ВГФ – водно-газовый фактор, значение которого поступает на шестой вход блока расчета комплексного параметра 33 с выхода блока расчета водно-газового фактора 32;

$P_{cp}$  – среднее давление пластовой смеси на устье, значение которого с второго выхода блока расчета 20 поступает на третий вход блока расчета комплексного параметра 33.

При этом значения коэффициентов C1...C7 определяют экспериментально.

С выхода блока 33 вычисленное значение комплексного параметра S поступает на седьмой вход блока расчета забойного давления 35, на шестой вход которого поступает с выхода блока 34 значение эквивалентного диаметра колонны  $D_{экр}$ .

В блоке расчета 34 в частном случае реализации полезной модели вычисление эквивалентного диаметра колонны  $D_{\text{ЭКВ}}$  осуществляют по формуле:

$$D_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\frac{4 \sum_{i=1}^n V_i}{\pi * \sum_{i=1}^n L_i}},$$

где  $V_i$  – объем  $i$ -й секции насосно-компрессорных труб, вычисление которого осуществляют по формуле:

$$V_i = \frac{\pi d_i^2 * L_i}{4},$$

где  $i=1,2,3,4$  уровни спуска насосно-компрессорных труб (число секций),

$L = \sum_{j=1}^n l^j$  – общая длина конструкции насосно-компрессорных труб.

Число секций и длины секций насосно-компрессорных труб являются параметрами скважины и их значения с пятого выхода блока параметров скважин 19 поступают на вход блока расчета эквивалентного диаметра колонны 34.

В блоке расчета забойного давления 35 в частном случае реализации полезной модели вычисление забойного давления осуществляют по формуле:

$$P_{\text{заб}} = \left( \frac{P_{\text{уст}} * e^{2S} + (0,01413 * 10^{-10} * Z^2 * T_{\text{ср}}^2 (e^{2S} - 1) * \lambda)}{D_{\text{ЭКВ}}^5 * Q_{\text{ПС}}^2} \right)^{0.5},$$

где:

$P_{\text{уст}}$  – давление на устье, значение которого поступает с выхода датчика давления на устье 3 на первый вход блока расчета забойного давления 35;

$Z$  – фактор сверхсжимаемости газа, значение которого поступает с выхода блока 22 на второй вход блока расчета забойного давления;

$Q_{\text{ПС}}$  – дебит пластовой смеси, значение которого поступает с выхода первого блока расчета дебита пластовой смеси 23 на третий вход блока расчета забойного давления 35;

$\lambda$ – гидравлическое сопротивление, значение которого поступает с выхода блока 24 на четвертый вход блока расчета забойного давления 35;

$T_{cp}$ – средняя температура на устье, значение которой поступает с выхода блока 21 на пятый вход блока расчета забойного давления 35;

$D_{эkv}$ – эквивалентный диаметр колонны, значение которого поступает с выхода блока 34 на шестой вход блока расчета забойного давления 35;

$S$  – комплексный параметр, значение которого поступает с выхода блока 33 на седьмой вход блока расчета забойного давления 35.

Вычисленные значения забойного давления с выхода блока 35 и дебита пластовой смеси с выхода второго блока расчета 31 поступают на соответствующие входы блока памяти 37.

В блоке памяти хранятся результаты исследований очередной скважины, а также результаты предыдущих многолетних газодинамических исследований скважин.

Значения забойных давлений по каждой исследованной скважине с соответствующего выхода блока памяти 37 поступает на первый вход 49 блока обработки результатов стационарных исследований 38 и на параллельно подключенный к нему второй вход блока обработки результатов нестационарных исследований 39, а соответствующие значения дебитов пластовой смеси с соответствующего выхода блока памяти 37 поступают на второй вход 50 блока обработки результатов стационарных исследований 38. В блоке обработки результатов стационарных исследований 38 для экспериментально полученной для каждой скважины функциональной зависимости дебита пластовой смеси от забойного давления осуществляется выбор аналитического выражения наиболее близко изображающего экспериментально полученную зависимость.

В частном случае реализации полезной модели в блоке обработки результатов стационарных исследований выбор аналитического выражения осуществляют из числа квадратичной функции в блоке аппроксимации

квадратичной функцией 44 и степенной функций в блоке аппроксимации степенной функцией 45.

Аппроксимирующая квадратичная функция в блоке 44 имеет вид:

$$kQ_{см}^2 + mQ_{см} + c = P_{заб.}^2 \quad (A)$$

Решение уравнения кривой сводится к определению коэффициентов  $k, m$  и  $c$  по известным значениям  $Q_{см}$  и  $P_{заб.}$ . Строится система алгебраических уравнений, решение матрицы которых (методом Крамера или Гаусса) дает искомые коэффициенты  $k, m$  и  $c$ , для которых приближение этого уравнения к экспериментально полученной для каждой скважины функциональной зависимости дебита пластовой смеси от забойного давления является наилучшим, а экспериментально полученные значения забойных давлений располагаются симметрично относительно аппроксимирующей функции.

В блоке 44 из уравнения (A) находят коэффициент  $C$ , который при  $Q_{см} = 0$  равен пластовому динамическому давлению  $P_{пл.дин.}$

После определения пластового динамического давления  $P_{пл.дин.}$  в блоке 44 осуществляют решение следующего квадратичного уравнению притока

$$P_{пл.дин.}^2 - P_{заб.}^2 = aQ_{см} + bQ_{см}^2,$$

где  $a$  и  $b$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины;

$P_{пл.дин.}$ ,  $P_{заб.}$  – соответственно пластовое динамическое и забойное давление.

$Q_{см}$  – дебит смеси.

Из уравнения (B) вычисляют коэффициент фильтрационного сопротивления  $b$  по формуле:

$$b = \frac{(P_{пл.дин.}^2 - P_{заб.}^2) - a * Q_{см}}{Q_{см}^2},$$

Коэффициент  $a$  определяются по уравнению:

$$a = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{\Delta P^2}{Q_{см}} \sum_{i=1}^N Q_{см} - \sum_{i=1}^N Q_{см} \sum_{i=1}^N \Delta P^2}{N \sum_{i=1}^N Q_{см}^2 - (\sum_{i=1}^N Q_{см})^2},$$

где:

$N$ - число режимов исследований скважины;

$$\Delta P^2 = P_{\text{пл.дин.}}^2 - P_{\text{заб.}}^2.$$

Вычисленное значение коэффициента  $b$  с третьего выхода блока аппроксимации квадратичной функцией 44 поступает на второй выход 53 блока обработки результатов стационарных исследований 38 и далее на пятый вход блока обработки результатов нестационарных исследований 39.

Вычисленные значения забойного давления с первого выхода блока 44 поступают на второй вход блока оценки погрешности аппроксимации квадратичной функцией 46, на первый вход которого поступает значения этих давлений полученных в результате исследований.

В блоке 46 вычисляют разницу вычисленных и экспериментально полученных значений забойного давления, величина которой является погрешностью приближения уравнения (А) к экспериментально полученной для каждой скважины функциональной зависимости дебита пластовой смеси от забойного давления. Эта разница поступает на первый вход блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48.

Аппроксимирующая функция в блоке аппроксимации степенной функцией 45 имеет вид:

$$\log Q_{\text{см}} = \log C + n \log(P_{\text{пл.}}^2 - P_{\text{заб.}}^2), \quad (B)$$

где  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, значение которого поступает с выхода блока обработки результатов нестационарных исследований на третий вход 51 блока обработки результатов стационарных исследований и на параллельно подключенный соответствующий вход блока памяти 37.

Решение уравнения кривой сводится к определению коэффициентов  $C$  и  $n$  для которых приближение этого уравнения к экспериментально полученной для каждой скважины функциональной зависимости дебита пластовой смеси от забойного давления является наилучшим, а экспериментально полученные значения забойных давлений располагаются симметрично относительно аппроксимирующей функции.

Вычисленные значения забойных давлений из уравнения (В) с первого выхода блока 45 поступает на второй вход блока оценки погрешности аппроксимации степенной функцией 47, на первый вход которого поступает экспериментально полученные значения этих давлений.

В блоке 47 вычисляют разницу вычисленных и экспериментально полученных значений забойного давления, величина которой является погрешностью приближения уравнения (В) к экспериментально полученной функциональной зависимости дебита пластовой смеси от забойного давления. Эта разница поступает на второй вход блока сравнения погрешностей аппроксимации и выбора аппроксимирующей функции 48. Разницы вычисленных и экспериментально полученных значений забойного давления сравниваются в блоке сравнения погрешностей 48 и наименьшее из них значение дает разрешение на выбор соответствующей аппроксимирующей функции поступающей соответственно с второго выхода блока аппроксимации квадратичной функцией 44 и с второго выхода блока аппроксимации степенной функцией 45 соответственно на третий и четвертый входы блока оценки погрешностей и выбора аппроксимирующей функции. Выбранная аппроксимирующая функция, наиболее точно отражающая экспериментально полученную зависимость с первого выхода блока 48 поступает на первый выход 52 блока обработки результатов стационарных исследований 38 и на параллельно подключенные соответствующий вход блока памяти 37 и первый вход блока формирования оптимальных технологических режимов скважин 40.

Нестационарные исследования скважин производят с целью определения параметров газоносного пласта путем построения во времени кривой восстановления давления после остановки скважины (клапан-отсекатель 2 закрывают), и построения кривой стабилизации давления после пуска скважины (клапан – отсекаТЕЛЬ 2 открывают).

Вид аппроксимирующей функция в блоке обработки результатов нестационарных исследований 39 для условия «бесконечного» пласта

зависит от продолжительности работы скважины до ее остановки. В случае, когда время работы скважины  $T$  значительно больше времени восстановления давления  $t$ , то аппроксимирующая функция имеет вид:

$$P_{заб}^2(t) = \alpha + \beta \log t,$$

коэффициент  $\alpha$  вычисляют по формуле:

$$\alpha = P_{заб.0}^2 + \beta \log \frac{2,25k}{R_{пр}^2} + bQ_{см.0}^2,$$

а коэффициент  $\beta$  вычисляют по формуле:

$$\beta = \frac{4,23Q_{см.0}\mu_{пл}T_{пл}Z_{пл}P_{атм}}{khT_{ст}}$$

При этом пластовое давление определяется путем экстраполяции прямолинейного участка функции до  $\log t = \log T$ . В этой точке разница между  $P_{пл}^2$  и квадратом текущего забойного давления  $P_{заб}^2$  составляет  $0,3\beta$ , т.е. для этого случая:

$$P_{пл} = \sqrt{P_{заб}^2 + 0,3\beta}, \quad (I)$$

$\mu_{пл}$  - вязкость пластовой смеси;

$P_{заб.0}$  - забойное давление перед остановкой скважины при  $t=0$ ;

$P_{заб}$  - забойное давление в процессе восстановления давления;

$Q_{см.0}$  - дебит скважины перед закрытием клапана -отсекателя 2;

$k$  - коэффициент пьезопроводимости;

$b$  - коэффициент, значение которого поступает с второго выхода 53 блока обработки результатов стационарных исследований 38 на пятый вход блока обработки результатов нестационарных исследований;

$R_{пр}$  - приведенный радиус скважины, значение которого поступает с шестого выхода блока параметров скважин 19 на третий вход блока обработки нестационарных исследований 39;

$t$  - время стабилизации давления, при котором забойное давление стабилизируется и скорость изменения этого давления равна нулю, при этом с второго выхода блока программного управления 41 тактовая частота поступает на четвертый вход блока 39, в котором производится отсчет времени до наступления стабилизации забойного давления.

Обработка кривой восстановления давления в случае соизмеримости времени работы скважины до остановки  $T$  с временем стабилизации давления  $t$  проводится по формуле:

$$P_{\text{заб}}^2 = P_{\text{пл}}^2 - \beta \log \frac{T+t}{t}$$

В этом случае при экстраполяции прямолинейного участка до  $\log \frac{T+t}{t} = 0$  выражение для пластового давления имеет вид:

$$P_{\text{пл}} = \sqrt{P_{\text{заб}}^2}, \quad (\text{II})$$

Когда имеет место влияние условий на границе дренажной области скважин, и применение в этом случаи метода определения  $P_{\text{пл}}$  по формулам бесконечного пласта приводит к значительному завышению  $P_{\text{пл}}$ , то происходит обработка данных для условия «конечный» пласт. Определение пластового давления в ограниченном пласте проводится в следующем порядке:

Определяется аппроксимирующая функция в координатах  $P_{\text{заб}}^2 - \log \frac{T+t}{t}$ .

Определяется  $\beta$  и  $P_{\text{заб}}^2$  в точке  $\log \frac{T+t}{t} = 0$ , рассчитывается значение коэффициента  $U$  по формуле:

$$U = \frac{2,3(P_{\text{пл.1}}^2 - P_{\text{заб}}^2)}{\beta},$$

где  $P_{\text{пл.1}}^2$  - последнее измеренное или определенное по кривой восстановления давления значение пластового давления.

По найденному значению коэффициента  $U$  пластовое давление вычисляется по формуле:

$$P_{\text{пл}} = \sqrt{P_{\text{пл.1}}^2 - \frac{\beta}{2,3U}}, \quad (\text{III})$$

Вычисленное значение пластового давления  $P_{\text{пл}}$  по одному из уравнений (I) или (II) или (III) с выхода блока обработки результатов нестационарных исследований поступает на третий вход 51 блока обработки

нестационарных исследований, которое в блоке стационарных исследований учитывает фильтрационные и емкостные свойства пласта исследуемой скважины.

В блоке формирования оптимальных технологических режимов 40 на основе полученной аппроксимирующей функции, наиболее точно отражающей экспериментально полученную зависимость, геолог со своего автоматизированного рабочего места на основе анализа архивных тенденций изменений технологических режимов параметров задает в блоке 40 для каждой скважины величину рабочего забойного давления, а также граничные и критические значения давлений, за пределами которых эксплуатация скважин не допустима.

Величина конденсато-газового фактора с выхода блока 36 поступает на второй вход автоматизированного рабочего места промысловых исследований и, в частном случае реализации полезной модели если это значение больше 700 или меньше 400, выдает на третий выход блока 42 и далее на второй вход блока 40 сигнал запрета формирования оптимальных технологических режимов и скважина выводится из эксплуатации, и на основе исследования динамики изменения конденсато-газового фактора скважина выводится из эксплуатации или исследования по этой скважине повторяют.

Пример практического применения автоматизированной системе газодинамических исследований.

Система имеет возможность подключения для газодинамических исследований до 200 скважин и оборудована горизонтальным сепаратором фирмы «Порта-Тест», который представляют собой горизонтальный сосуд из нержавеющей стали с внутренним диаметром 1372 мм. Сепаратор снабжен завихрителем, спиралевидным устройством «Порта-Тест» для обеспечения эффективного разделения газа, конденсата и воды в сосуде контрольного сепаратора. Каждая линия после сепаратора (газовая, конденсатная, водяная) оборудована измерительными приборами и устройствами отбора проб. После

сепаратора потоки смешиваются и подаются напереработку. Технические характеристики «Порта-Тест»: объём  $8\text{ м}^3$ ; рабочее давление  $130\text{ кгс/см}^2$ ; рабочая температура  $35 \div +80\text{ }^\circ\text{C}$ ; производительность по газу  $1200\text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ , по конденсату  $1260\text{ м}^3/\text{сут}$ , по воде  $160\text{ м}^3/\text{сут}$ .

Измерение расхода газа сепарации осуществляют, например, по перепаду давления на стандартном сужающем устройстве, а расхода пластовой воды и нестабильного конденсата с помощью кориолисовых расходомеров. Возможно также применение и других методов измерения этих расходов.

Локальные средства автоматики выполнены на промышленных контроллерах Quantum фирмы Schneider Electric, с резервируемыми процессорами с разветвленной системой ввода/вывода (64000 линий), объём памяти 2 Мбайт, усовершенствованными процессорными устройствами на основе микросхем Intel. Характеристика модулей контроллера: ЦПУ 5x86, тактовая частота 133 МГц, ОЗУ - 4 Мб, ПЗУ (flash) - 1 Мб, время обработки логики (не менее) 0.09 мс/к, поддержка сопроцессора. В контроллерах использованы модули аналогового ввода/вывода со стандартными сигналами 0-10V,  $\pm 10\text{V}$ , 0-5V,  $\pm 5\text{V}$ , а также модули дискретного ввода/вывода с 32 изолированными входами  $\sim 115\text{V}$  и 16 изолированными выходами  $\sim 24\text{-}48\text{V}$ .

Система функционирует на следующих технических средствах фирмы Sun Microsystems: серверы Sun Fire V240 (количество процессоров - 2; тип процессора - UltraSPARC III; тактовая частота процессора - 1 ГГц; объём оперативной памяти - 1ГБ RAM; жесткий диск - 80ГБ; объём кеш-памяти 2-го уровня - 1 МБ; количество PCI слотов - 3; сетевые интерфейсы - 4 x 10/100/1000BaseT Ethernet портов и 1 x 10BaseT порт сетевого управления; порты ввода/вывода - 1 последовательный порт, 1 порт сетевого управления, 2 порт USB, 1 порт Ultra160 SCSI; количество жестких дисков 2; удаленное управление - ALOM; количество источников питания - 2; дисковод - DVDLW; графическая карта - XVR100) и рабочие станции Sun Ultra 25 (частота процессора - 1.34 ГГц; тип процессора - UltraSPARC III; объём

оперативной памяти - 1ГБ RAM; жесткий диск - 80ГБ; сетевые интерфейсы - 2x1000 Ethernet; дисковод – DVDLW; графическая карта - XVR100).

На серверах и рабочих станциях используется операционная система Sun Solaris 10 64-bit. Программная часть системы реализована на языке программирования высокого уровня Java и языке программирования высокого уровня C. Хранение данных системы, конфигурационных параметров скважин и газоконденсатопроводов, ведение и формирование архивов событий реализовано на высокопроизводительном кластере Sybase.

Информация о событиях и состоянии технологического процесса хранится в течение эксплуатационного периода скважин.

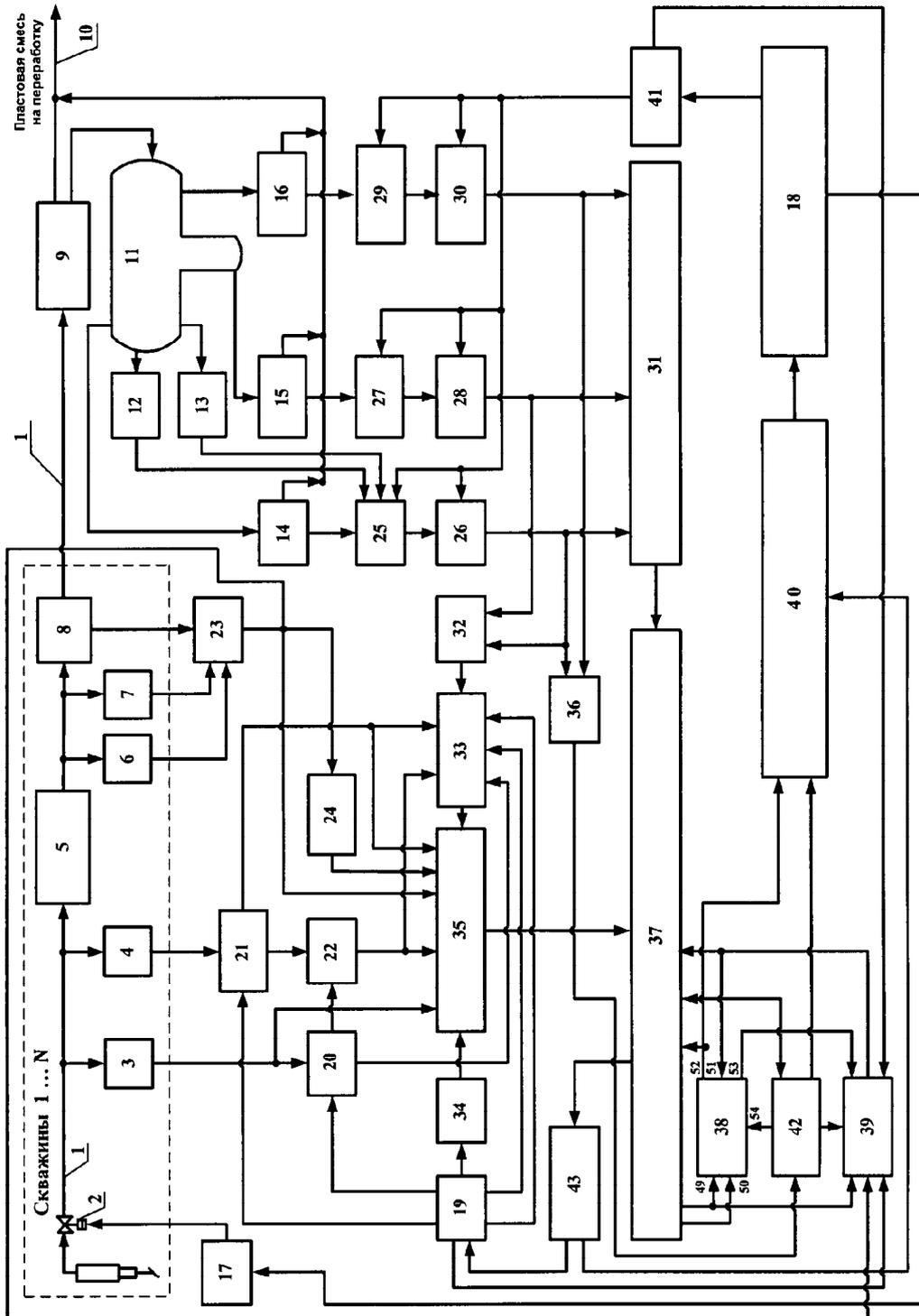
Для визуализации состояния технологического процесса и выдачи корректирующих коэффициентов и уставок используются АРМ геолога и АРМ промысловых исследований.

Функционирование системы обеспечивается следующими программами: программный модуль считывания конфигурационных данных и начального запуска системы dbConn.class; программный модуль визуализации для АРМ геолога fieldDataGeo.class; программный модуль визуализации для АРМ промысловых исследований fieldDataIs.class; программный модуль связи с контроллерами и считывания данных readData.class; программный модуль контроля устьевых параметров скважин dataUst.class; программный модуль контроля данных контрольного сепаратора dataCS.class; программный модуль редактирования параметров скважин masterData.class; программный модуль обработки и построения графических функций устьевых параметров скважин dlgChartUst.class; программный модуль обработки и построения графических функций данных с контрольного сепаратора dlgChartUst.class; программный модуль вычисления дебитов accountFlow.class; программный модуль расчета забойного давления clacPzab.class; программный модуль аппроксимаций и экстраполяций вычисляемых функций spline.class; программа вычислений стационарным методом calcStat.class; программа вычислений не

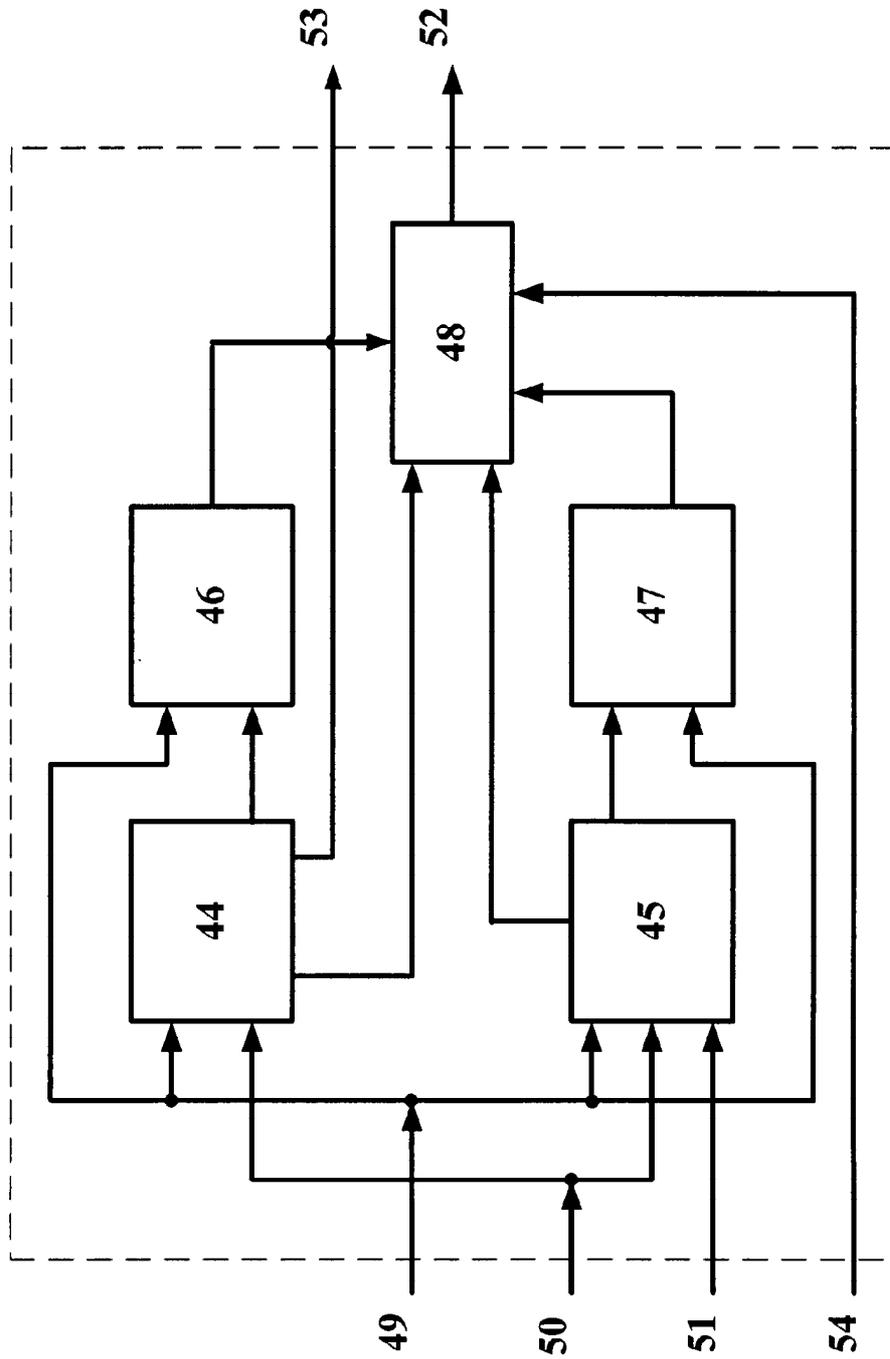
стационарным методом calcKVD.class; программный модуль вычисления газовых факторов calcGF.class; программный модуль формирования технологических режимов скважин mainTechMode.class – который позволяет автоматически осуществлять комплексный анализ на основе исторических данных и формирует оптимальный технологический режим скважин.

Преимущество автоматизированной системе газодинамических исследований по полезной модели заключается в том, что осуществляется комплексное автоматическое исследование скважин на основе прямых методов измерений устьевых и забойных параметров скважин, а также на основе косвенных методов устанавливающих зависимость этих параметров от свойств пласта - фактора сверхсжимаемости, гидравлического сопротивления, комплексного параметра, конденсато-газового фактора, водно-газового фактора, а также расхода пластовой смеси до и после сепаратора, что позволяет повысить надежность определения параметров скважин и сформировать для автоматизированной системы управления технологическим процессом оптимальные технологические режимы эксплуатации скважин, обеспечить высокую надежность исследований, повысить производительность и точность определения технологических режимов эксплуатации скважин, а также снизить затрат на исследования, и осуществлять рациональную разработку газоконденсатного месторождения.

Автоматизированная система газодинамических исследований скважин внедрена в газопромысловом управлении ООО «Газпром добыча Астрахань» и обеспечивает в автоматическом режиме газо-динамические исследования с высокой точностью не менее 500 скважин, архивирование этих данных за весь период их эксплуатации и обеспечивает оптимальную с обеспечением требований безопасности эксплуатацию газо-конденсатного месторождения, что позволяет существенно сократить непроизводительные затраты.



Фиг. 1



Фиг. 2