

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ
№ 2818962

СПОСОБ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МНОГОПЛАСТОВОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ

Патентообладатель: *Открытое акционерное общество
"Севернефтегазпром" (RU)*

Авторы: *Дмитрук Владимир Владимирович (RU), Воробьев
Владислав Викторович (RU), Касьяненко Андрей Александрович
(RU), Журилин Андрей Сергеевич (RU), Плотников Алексей
Владимирович (RU), Смирнягина Ильмира Ильдусовна (RU),
Подмогильный Сергей Александрович (RU), Турашев Вячеслав
Геннадьевич (RU), Елагин Иван Владимирович (RU)*

Заявка № 2023122410

Приоритет изобретения 29 августа 2023 г.

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 07 мая 2024 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 29 августа 2043 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Ю.С. Зубов





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 47/06 (2024.01); E21B 49/00 (2024.01)

(21)(22) Заявка: 2023122410, 29.08.2023

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
29.08.2023

Дата регистрации:
07.05.2024

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 29.08.2023

(45) Опубликовано: 07.05.2024 Бюл. № 13

Адрес для переписки:

629380, Ямало-Ненецкий автономный окр., г.
Новый Уренгой, а/я 1130, ОАО
"Севернефтегазпром"

(72) Автор(ы):

Дмитрук Владимир Владимирович (RU),
Воробьев Владислав Викторович (RU),
Касьяненко Андрей Александрович (RU),
Журилин Андрей Сергеевич (RU),
Плотников Алексей Владимирович (RU),
Смирнягина Ильмира Ильдусовна (RU),
Подмогильный Сергей Александрович (RU),
Турашев Вячеслав Геннадьевич (RU),
Елагин Иван Владимирович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Открытое акционерное общество
"Севернефтегазпром" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: GB 2317406 A, 25.03.1998. RU 2489570
C1, 10.08.2013. RU 2529595 C2, 27.09.2014. RU
2536721 C1, 27.12.2014. RU 2577256 C1,
10.03.2016. RU 2607326 C1, 10.01.2017. RU
2798646 C1, 23.06.2023. US 8358220 B2,
22.01.2013. НЕКТА Digital Oilfield, найдено в
Интернет, <https://neкта.tech/digital-oilfield/>,
[найдено 14.01.2024], дата публикации
04.06.2023 в (см. прод.)

(54) СПОСОБ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МНОГОПЛАСТОВОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ

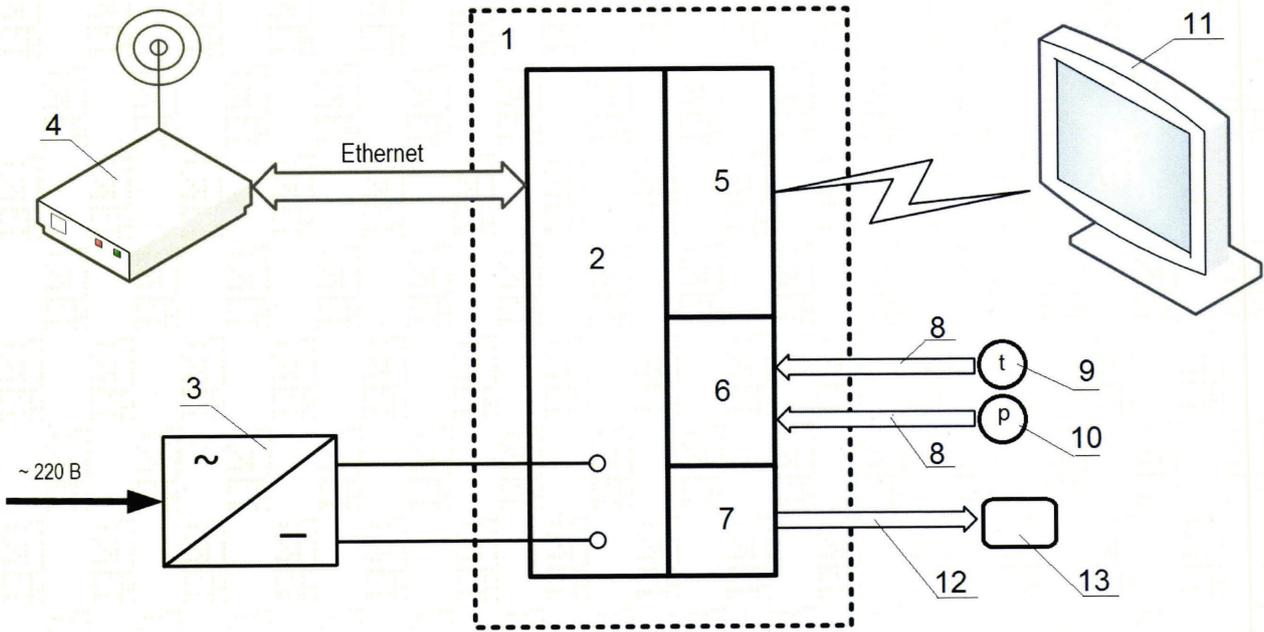
(57) Реферат:

Изобретение относится к области исследования эксплуатационных скважин. Способ контроля за разработкой многопластовой газовой залежи включает спуск в затрубное пространство эксплуатационных скважин месторождения датчиков давления и температуры и подключение их с помощью кабелей к измерительным входам индивидуальной телеметрической системы измерения термобарических параметров вдоль ствола насосно-компрессорных труб, которой снабжены скважины месторождения. С помощью телеметрической системы осуществляют непрерывное измерение давления и температуры

в трубном и затрубном пространстве. С помощью GSM-модема осуществляют передачу полученных данных удаленной информационно-управляющей системе. Далее осуществляют их автоматизированную обработку, интерпретацию, трехмерное геолого-гидродинамическое и термическое моделирование состояния скважин месторождения для определения газонасыщенной толщины вовлекаемого в дренирование пласта по изменению давления и температуры в реагирующих скважинах, определения площади распространения вовлекаемого в дренирование пласта, снижения температуры и давления в целом по пластам и выполнение количественной оценки

степени вовлеченности той или иной части месторождения в разработку, а также определения оптимального режима работы скважин в режиме единой газосборной сети, определения гидравлических потерь вдоль

колонны насосно-компрессорных труб каждой из скважин и определения гидратного режима работы каждой из скважин. Обеспечивается повышение точности контроля за разработкой многопластовой газовой залежи. 2 з.п. ф-лы, 4 ил.



Фиг. 1

(56) (продолжение):

соответствии с сайтом <https://web.archive.org/web/20230604131948/https://nekta.tech/digital-oilfield/>.

RU 2 8 1 8 9 6 2 C 1

RU 2 8 1 8 9 6 2 C 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
E21B 47/06 (2024.01); *E21B 49/00* (2024.01)

(21)(22) Application: **2023122410, 29.08.2023**

(24) Effective date for property rights:
29.08.2023

Registration date:
07.05.2024

Priority:

(22) Date of filing: **29.08.2023**

(45) Date of publication: **07.05.2024** Bull. № 13

Mail address:
**629380, Yamalo-Nenetskiy avtonomnyj okr., g.
Novyj Urengoj, a/ya 1130, OAO
"Severneftegazprom"**

(72) Inventor(s):

**Dmitruk Vladimir Vladimirovich (RU),
Vorobev Vladislav Viktorovich (RU),
Kasyanenko Andrej Aleksandrovich (RU),
Zhurilin Andrej Sergeevich (RU),
Plotnikov Aleksej Vladimirovich (RU),
Smirnyagina Ilmira Ildusovna (RU),
Podmogilnyj Sergej Aleksandrovich (RU),
Turashev Vyacheslav Gennadevich (RU),
Elagin Ivan Vladimirovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionernoe obshchestvo
"Severneftegazprom" (RU)**

(54) **METHOD OF CONTROLLING DEVELOPMENT OF MULTI-FORMATION GAS DEPOSIT**

(57) Abstract:

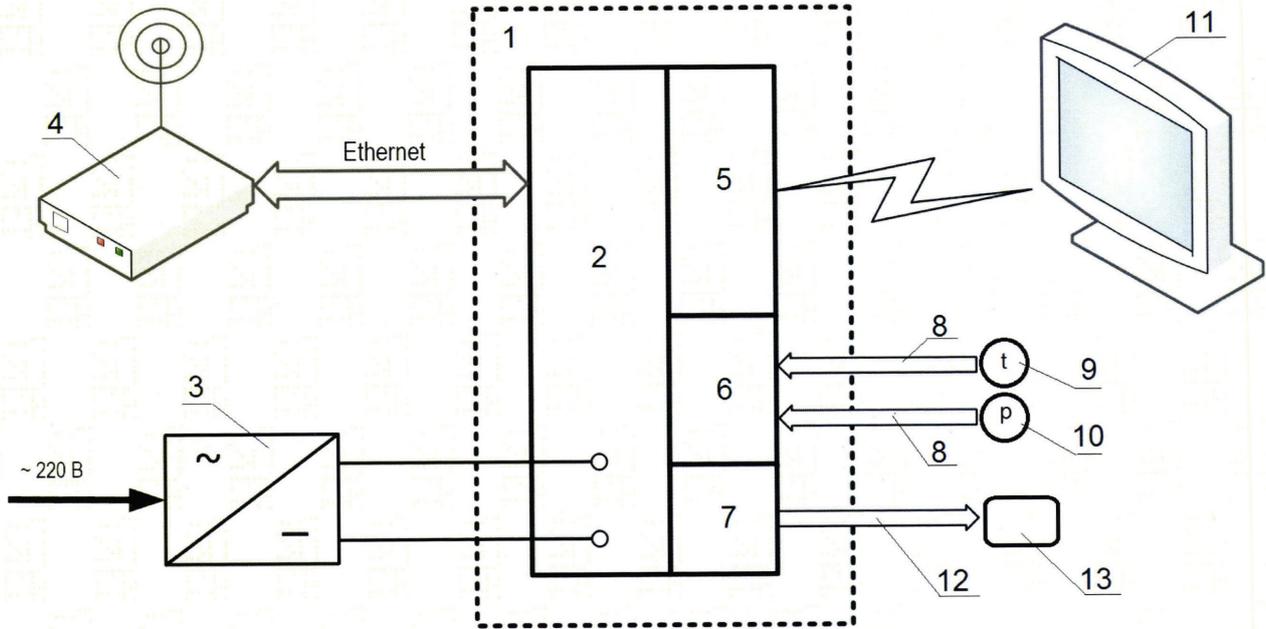
FIELD: mining; measurement.

SUBSTANCE: invention relates to exploration of production wells. Method of controlling development of multi-formation gas deposit involves lowering pressure and temperature sensors into annular space of production wells of the deposit and their connection by means of cables to measuring inputs of individual telemetric system for measuring thermobaric parameters along the shaft of tubing strings, which are equipped with wells of the field. Telemetry system is used to continuously measure pressure and temperature in the tubular and annular space. GSM modem is used to transmit the obtained data to a remote control information system. Further, their automated processing, interpretation, three-dimensional geological-hydrodynamic and thermal modelling of the state of

wells of the field to determine the gas-saturated thickness of the formation involved in the drainage by the change in pressure and temperature in the reacting wells, to determine the area of distribution of the formation involved in the drainage, reduction of temperature and pressure as a whole for formations and performance of quantitative assessment of degree of involvement of one or another part of deposit in development, as well as determination of optimal mode of well operation in mode of single gas gathering network, determination of hydraulic losses along tubing string of each well and determination of hydrate mode of operation of each well.

EFFECT: higher accuracy of control over development of multi-formation gas deposit.

3 cl, 4 dwg



Фиг. 1

Изобретение относится к области исследования скважин и может быть использовано для контроля изменения термобарических условий пласта и газовых скважин с учетом их распространения по площади месторождения, а также по глубине.

Из уровня техники известен способ контроля разработки газового месторождения [RU 2307927 C1, МПК E21B 47/00, E21B 43/00, опубл. 10.10.2007] с использованием методов разведочной геофизики. Способ основан на проведении повторных гравиметрических наблюдений и измерений текущих пластовых давлений в наблюдательных скважинах, при этом повторные гравиметрические наблюдения и измерения давлений в наблюдательных скважинах совмещают во времени, для каждого обособленного участка месторождения строят график зависимости изменений во времени значений силы тяжести от изменений пластового давления, нормированного на коэффициент сверхсжимаемости и величину абсолютной пластовой температуры.

Недостатком известного способа является сложность его применения для контроля за разработкой многопластовых газовых залежей. Кроме того, информация о степени выработки запасов газа месторождения поступает с задержкой более одного месяца, так как требуется длительное время на интерпретацию данных, при этом полученный в результате исследований график имеет временной лаг по охвату по площади месторождения.

Наиболее близким техническим решением к заявленному изобретению и выбранным в качестве прототипа является способ измерения температуры рабочей среды в скважине, осуществляемый при помощи устройства для измерения физических параметров [RU 2013537 C1, МПК E21B 47/06, опубл. 30.05.1994]. Способ включает в себя ввод в трубное пространство скважины гибкого патрубка, в котором установлен датчик температуры, подключенный к микропроцессорной системе, расположенной на поверхности и снабженной средствами индикации температуры и давления. При этом с помощью датчика температуры измеряют температуру в скважине, а с помощью датчика давления, установленного в патрубке, закрепленном на устье скважины, измеряют в ней давление.

Недостатком известного способа является сложность удаленного мониторинга температуры и давления в скважине, а также отсутствие возможности накопления телеметрической информации и автоматизированного анализа полученных данных, что снижает эффективность контроля разработки запасов газа на месторождениях.

Технической задачей, на решение которой направлено заявленное изобретение, является повышение эффективности контроля за разработкой запасов газа на месторождениях многопластовой газовой залежи.

Указанная задача решена тем, что в затрубное пространство эксплуатационных скважин месторождения опускают датчики давления и температуры до уровня башмака колонны насосно-компрессорных труб и подключают их с помощью кабелей к измерительным входам индивидуальной телеметрической системы измерения термобарических параметров вдоль ствола насосно-компрессорных труб. При этом в качестве телеметрической системы измерения термобарических параметров применяют промышленный контроллер, снабженный GSM-модемом, пультом оператора и модулем аналоговых входов, являющихся измерительными входами телеметрической системы. При работе скважины с помощью телеметрической системы осуществляют непрерывное измерение давления и температуры в трубном и затрубном пространстве каждой из упомянутых скважин месторождения и с помощью GSM-модема осуществляют передачу полученных данных удаленной информационно-управляющей системе, с помощью которой осуществляют их автоматизированную обработку и интерпретацию, осуществляя технический и технологический контроль за состоянием скважин

месторождения.

Положительным техническим результатом, обеспечиваемым раскрытой выше совокупностью признаков способа, является повышение точности контроля за разработкой многопластовой газовой залежи за счет обеспечения получения с помощью датчиков и информационно-управляющей системы в непрерывном режиме комплексной информации о вовлекаемых в дренирование толщинах пластов, термодинамических параметрах эксплуатации скважин, оценки остаточных извлекаемых запасов газа по месторождению и оценке максимальных эксплуатационных характеристик оборудования и скважин. При этом автоматизированная обработка комплексной информации и ее интерпретация с помощью информационно-управляющей системы позволяет решать следующие геолого-технологические задачи: определение оптимального режима работы скважин в режиме единой газосборной сети; определение гидравлических потерь вдоль колонны насосно-компрессорных труб каждой из скважин; определение гидратного режима работы каждой из скважин; интерпретация температурного поля в каждой из скважин и призабойной зоне пласта с целью оценки степени выработанности пластов многопластовой газовой залежи.

Изобретение поясняется чертежами, где на фиг. 1 представлена структурная схема телеметрической системы измерения термобарических параметров вдоль ствола насосно-компрессорных труб; на фиг. 2 представлена сеть наблюдения за пластовым давлением и температурой с распределением по трем объектам на примере Южно-Русского месторождения; на фиг. 3 приведен пример визуализации контроля уровня газоводяного контакта с помощью информационно-управляющей системы; на фиг. 4 приведен внешний вид интерфейса верхнего уровня информационно-управляющей системы по контролю за разработкой многопластовой газовой залежи.

Промышленный контроллер телеметрической системы 1, с помощью которой осуществляют способ, устроен следующим образом.

В качестве промышленного контроллера применяют программируемый логический контроллер 2 с блоком питания 3 и подключенным к его Ethernet-интерфейсу GSM-модемом 4. К программируемому логическому контроллеру 2 дополнительно подключают коммуникационный модуль 5, модуль аналоговых входов 6 и модуль дискретного ввода-вывода 7. При этом к модулю аналоговых входов 6 с помощью кабелей 8 подключают датчики давления 9 и температуры 10, а к коммуникационному модулю 5 - пульт оператора 11. Линии 12 модуля дискретного ввода-вывода 7 выполнены релейными и могут при необходимости использоваться как силовые выходы для управления технологическим оборудованием скважины, например лебедкой 13 для спуска и подъема упомянутых выше датчиков.

В качестве логического контроллера 2 преимущественно применяется контроллер типа Siemens SIMATIC S7-1200 6ES7215-1AG40-0XB0, выполненный на основе процессора CPU 1215C, содержащий память программ и память данных пользователя объемом по 100 Кб. В качестве блока питания 3 преимущественно применяется модуль типа 6ES7332-1SH71. В качестве коммуникационного модуля 5 может быть использован коммуникационный модуль CSM 6GK7277-1AA10-0AA0. В качестве модуля аналоговых входов 6 может быть использован модуль аналогового ввода-вывода SM 1234 6ES7234-4HE32-0XB0, в качестве модуля дискретного ввода-вывода 7 может использоваться модуль: модель 6ES7223-1PH32-0XB0 SM 1223, а в качестве пульта оператора 11 целесообразно применить модуль человеко-машинного интерфейса модели SIMATIC HMI (Human-Machine Interface) KTP400 Basic 6AV2123-2DB03-0AX0.

Способ контроля за разработкой многопластовой газовой залежи осуществляют

следующим образом.

Первоначально в затрубное пространство эксплуатационных скважин опускают датчики давления 9 и температуры 10. Затем датчики 9, 10 с помощью кабелей 8 подключают к линиям модуля аналоговых входов 6 логического контроллера 2 и с помощью пульта оператора 11 устанавливают беспроводной канал связи между GSM-модемом 4 и удаленной информационно-управляющей системой. После чего активируют телеметрическую систему 1 измерения термобарических параметров.

Во время работы телеметрической системы 1 логический контроллер 2 на основе управляющей программы выполняет опрос датчиков давления 9 и температуры 10 с помощью модуля аналоговых входов 6, далее передает полученные данные с помощью GSM-модема 4 информационно-управляющей системе для их обработки и интерпретации.

Информационно-управляющая система осуществляет геолого-гидродинамическое и термическое моделирование месторождения, используя гидродинамическую модель, полученную на первоначально полевом этапе исследования месторождения, выполненном до начала его эксплуатации. При этом, учитывая, что моделирование месторождения является сложной вычислительной задачей, информационно-управляющая система может быть построена на основе специализированного высокопроизводительного аппаратно-программного комплекса моделирования состояний сложных систем.

В общем случае осуществление способа контроля за разработкой многопластовой газовой залежи с помощью рассмотренных выше технических систем включает в себя следующие основные этапы.

1. Измерение пластового, забойного, устьевого давлений по площади месторождения в различных по вертикали и площади частях продуктивного пласта посредством эксплуатационных скважин.

2. Измерение распределения температуры в стволе остановленных и действующих скважин.

3. Определение газонасыщенной толщины вовлекаемого в дренирование пласта по изменению давления и температуры в реагирующих (зависимых) скважинах.

4. Определение площади распространения вовлекаемого в дренирование пласта, снижения температуры и давления в целом по пластам и выполнение количественной оценки степени вовлеченности той или иной части месторождения в разработку.

Таким образом, рассмотренный в настоящей заявке способ является эффективным методом контроля за разработкой многопластовой газовой залежи. Способ был применен на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении, где ведется одновременная разработка сеноманской и туронской газовых залежей с различными фильтрационно-емкостными свойствами и термобарическими условиями. Запасы туронской газовой залежи относятся к категории трудноизвлекаемых.

Для снижения риска неоптимальной совместной разработки на месторождении реализована единая система контроля за совместной разработкой двух залежей (фиг. 2), включающая сети наблюдения за пластовым давлением и температурой, контрольной сети скважин за скоростью подъема уровня газовой контакта, динамическими показаниями давления и температуры на башмаке насосно-компрессорных труб и на устье скважин, а также сеть измерения распределения температуры вдоль ствола эксплуатационных скважин.

(57) Формула изобретения

1. Способ контроля за разработкой многопластовой газовой залежи, включающий

спуск в затрубное пространство эксплуатационных скважин месторождения датчиков давления и температуры до уровня башмака колонны насосно-компрессорных труб и подключение их с помощью кабелей к измерительным входам индивидуальной телеметрической системы измерения термобарических параметров вдоль ствола насосно-компрессорных труб, которой снабжены скважины месторождения, отличающийся тем, что в качестве телеметрической системы измерения термобарических параметров применяют промышленный контроллер, снабженный GSM-модемом, пультом оператора и модулем аналоговых входов, являющихся измерительными входами телеметрической системы, при работе скважины с помощью телеметрической системы осуществляют непрерывное измерение давления и температуры в трубном и затрубном пространстве каждой из упомянутых скважин месторождения и с помощью GSM-модема осуществляют передачу полученных данных удаленной информационно-управляющей системе, с помощью которой осуществляют их автоматизированную обработку и интерпретацию, осуществляя трехмерное геолого-гидродинамическое и термическое моделирование состояния скважин месторождения для определения газонасыщенной толщины вовлекаемого в дренирование пласта по изменению давления и температуры в реагирующих скважинах, определения площади распространения вовлекаемого в дренирование пласта, снижения температуры и давления в целом по пластам и выполнение количественной оценки степени вовлеченности той или иной части месторождения в разработку, а также определения оптимального режима работы скважин в режиме единой газосборной сети, определения гидравлических потерь вдоль колонны насосно-компрессорных труб каждой из скважин и определения гидратного режима работы каждой из скважин.

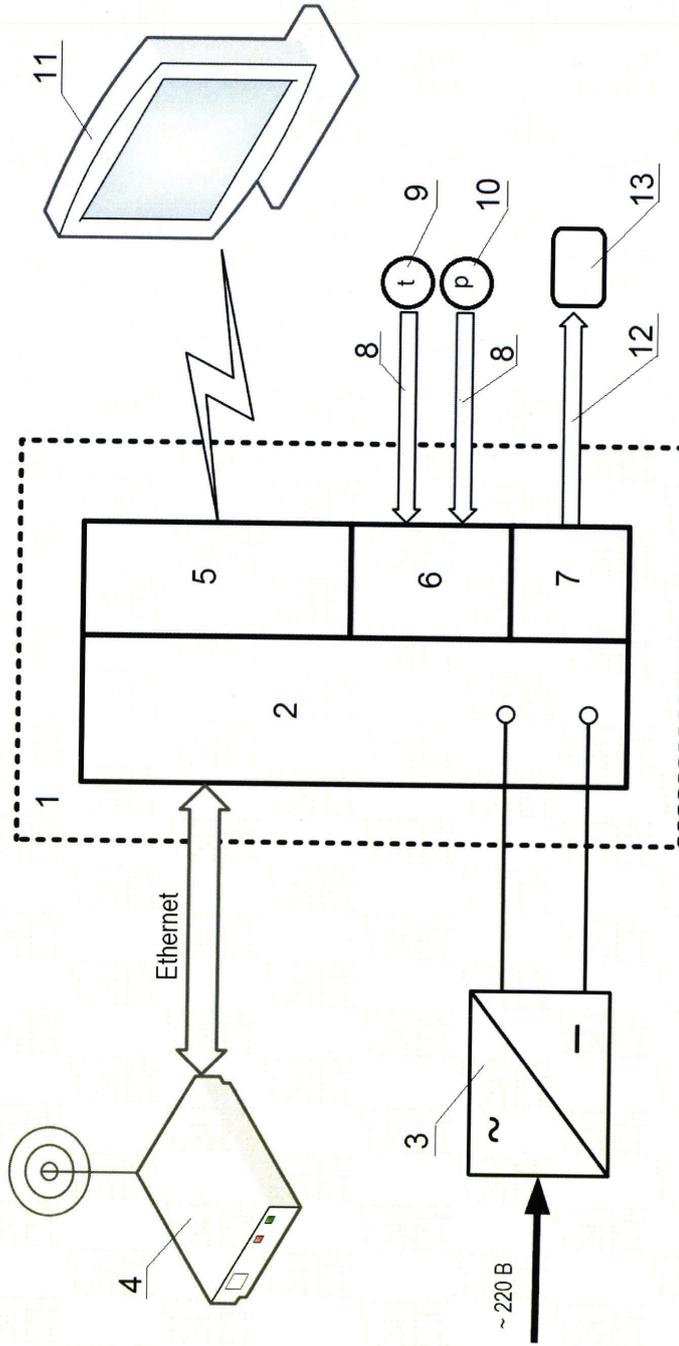
2. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве промышленного контроллера применяют программируемый логический контроллер с блоком питания и подключенным к его Ethernet-интерфейсу GSM-модемом.

3. Способ по п.2, отличающийся тем, что к программируемому логическому контроллеру дополнительно подключают коммуникационный модуль, модуль аналоговых входов и модуль дискретного ввода-вывода, при этом к модулю аналоговых входов с помощью кабелей подключают датчики давления и температуры, а к коммуникационному модулю - пульт оператора.

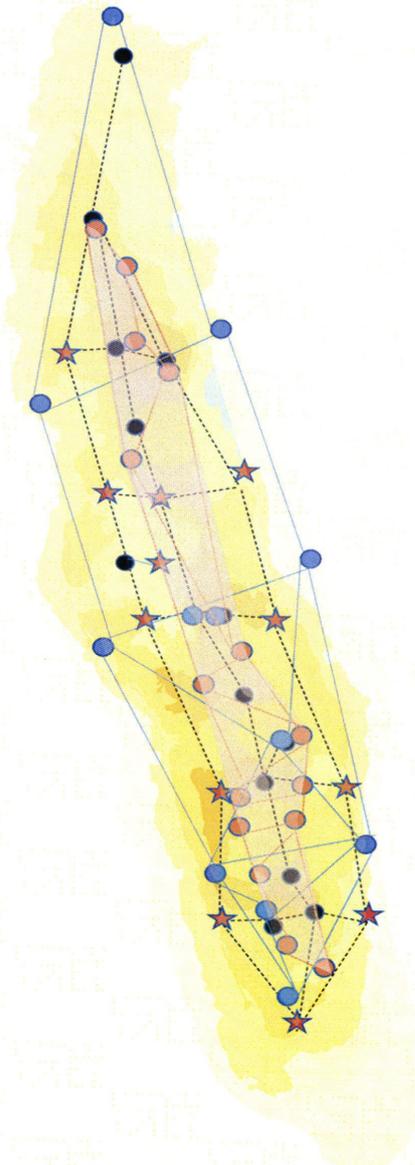
35

40

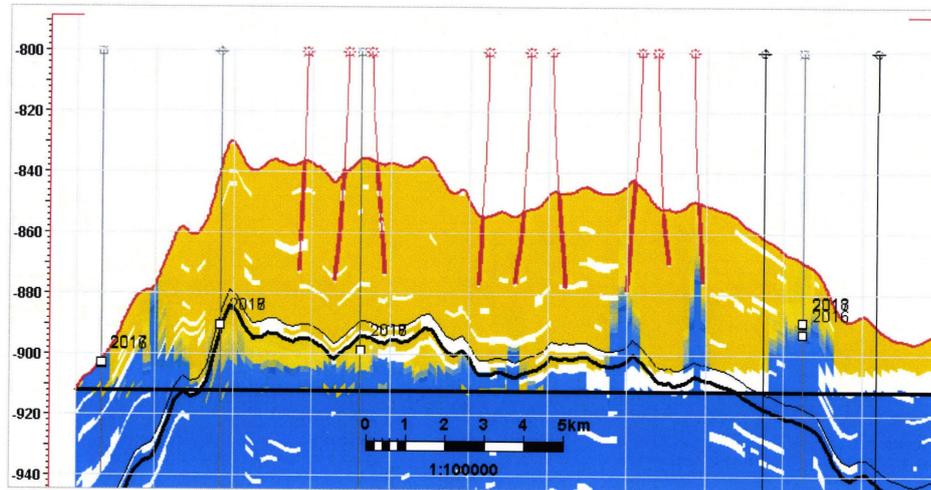
45



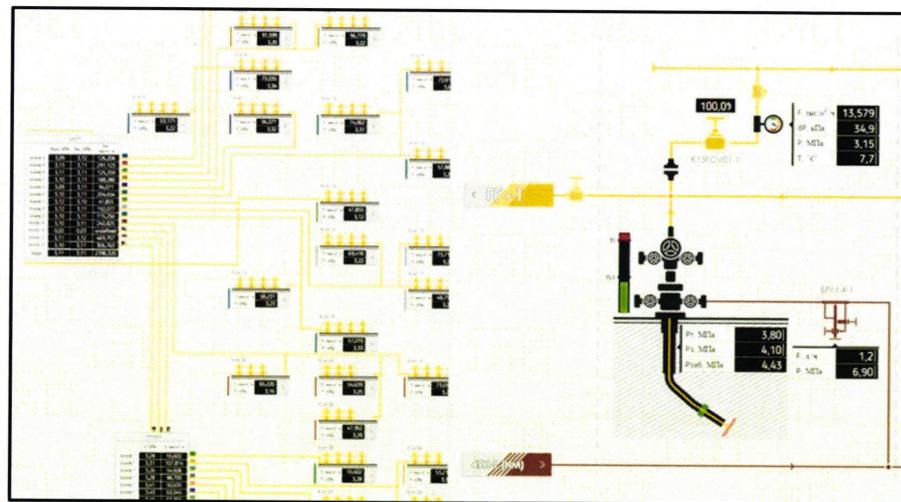
Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3



Фиг. 4