

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202200121** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2023.07.12

(51) Int. Cl. *E21B 47/008* (2006.01)
E21B 47/06 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2022.02.09

(54) **СПОСОБ ДИАГНОСТИКИ УТЕЧКИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ РАБОТЕ
ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА**

(96) 2022/003 (AZ) 2022.02.09

(72) Изобретатель:

(71) Заявитель:
**ИНСТИТУТ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ НАНА (AZ)**

**Аббасов Али Магомед оглы, Рзаев
Аббас Гейдар оглы, Асадова Рена
Шариф кызы, Курбанов Зафар
Газанфар оглы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности к технологии диагностики оборудования, и может быть использовано в системах мониторинга состояния глубинных насосов нефтяных скважин и контроля их производительности. Сущность изобретения состоит в способе диагностики утечки пластовой жидкости (ПЖ) в процессе работы штангового глубинного насоса (ШГН), заключающемся в измерении температуры в устье НКТ, давления на выкидной линии скважины и в трех точках насосно-компрессорной трубы, а утечку ПЖ из глубинного насосного оборудования вычисляют по предложенному алгоритму. Технический эффект заявляемого изобретения состоит в точности измерения, простоте способа, удобстве и простоте непосредственного автоматического определения утечки в работе ГНУ глубинного насоса и незначительного дополнительного узла оборудования скважины.

A1

202200121

202200121

A1

СПОСОБ ДИАГНОСТИКИ УТЕЧКИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ РАБОТЕ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА

Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности, к технологии диагностики оборудования и может быть использовано в системах мониторинга состояния глубинных насосов нефтяных скважин и контроля их производительности.

Известно, что на стабильность добычи нефти, кроме пластовых факторов большое влияние оказывает техническое состояние нефтедобывающего оборудования, а именно: утечки в нагнетательном и всасывающем клапанах, утечки между плунжером и втулками цилиндра из-за достаточно быстрого износа плунжерной пары, насосно-компрессорных труб и штанг вследствие трения, а также % износа насоса во времени, приводит к снижению производительности оборудования, а также трудоемкости операций по замене и ремонту глубинных насосов, что обуславливает актуальность разработки способов диагностики технического состояния глубинной насосной установки (ГНУ).

Известен способ диагностики состояния глубинного насоса (1) в котором состояние глубинного насоса диагностируют по пьезограмме, построенной по данным перемещения полированного штока.

Известен способ (2), в котором в качестве диагностического показателя технического состояния ГНУ, используется коэффициент заполнения насоса, который рассчитывается на основе ваттметрограммы.

Недостатком указанных способов является то, что они достаточно объемные по выполнению и позволяют получить на основе построения пьезограммы или ваттметрограммы только косвенные значения диагностических параметров, используя и проводя сложные расчеты, которые дают очень большую погрешность.

Наиболее близким к заявляемому изобретению является способ (3) автоматического измерения степени (коэффициента) заполнения цилиндра глубинного насоса. Способ заключается в измерении давления в устье скважины датчиками, расположенными в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ). Одна точка измерения находится в устье эксплуатационной колонны, а вторая - ниже на расстоянии соответствующего $\frac{1}{2}$ высоты цилиндра используемого насоса, а коэффициент заполнения цилиндра вычисляется по формуле:

$$\beta = \left(\frac{l}{2} + \Delta h\right) 100\%,$$

где: l — длина цилиндра насоса, см;

Δh - высота жидкости в между датчиками измерения давления.

Недостатком указанного способа является то, что степень заполнения насоса, как диагностический параметр, указывает лишь на то, что скважина работает неэффективно, т.к. насос не заполняется на расчетную величину. А причина в данном случае может быть и в состоянии пласта и в техническом состоянии оборудования.

Задача изобретения состоит в создании простого и эффективного способа автоматического определения технического состояния работы штангового глубинного насоса (ШГН).

Сущность изобретения состоит в способе диагностики утечки пластовой жидкости (ПЖ) в процессе работы штангового глубинного насоса (ШГН), заключающимся в измерении давления в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ) скважины, одна из которых находится в устье НКТ, а вторая - ниже на расстоянии соответствующем $\frac{1}{2}$ высоты цилиндра используемого насоса, дополнительно измеряют температуру в устье НКТ, давление на выкидной линии скважины и давление в третьей точке НКТ, расположенной ниже второй на аналогичном расстоянии, а утечку ПЖ из глубинного насосного оборудования вычисляют по следующему алгоритму:

$$V_D = Q_D \cdot \tau = \left(\alpha F \sqrt{\frac{P_1 - P_3}{\rho}} \right) \cdot \tau$$

$$V_{\text{ц}} = \pi R^2 \cdot \beta = \pi R^2 \left(\frac{1}{2} l + \Delta h \right)$$

$$\Delta h = \frac{\Delta P}{\rho_{\text{ж}} g} = \frac{P_2 - P_1}{\rho_{\text{ж}} g}$$

$$\rho_{\text{ж}} = W \rho_{\text{в}} + (1 - W) \rho_{\text{н}}$$

$$W = \frac{\frac{\Delta P_2}{gh} - \rho_{\text{н}} - \delta \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}} - (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \delta}$$

$$\delta = \frac{m_{\text{г}}}{m_{\text{см}}}$$

$$m_{\text{г}} = \frac{P_1 V}{R_1 T}$$

$$V = (h - \Delta h) \pi (R_{\text{т}}^2 - R_{\text{ш}}^2)$$

$$V_{\text{у}} = V_{\text{ц}} - V_D$$

Где $V_{\text{у}}, V_D, V_{\text{ц}}$ - соответственно, объемы утечки, добычи и объем заполнения цилиндра за полуцикл (при движении плунжера вверх) работы насоса, см^3 ;

V - объем газового пространства между точками 1 и 2, м^3 ;

τ - время полуцикла насоса (время, в течении которого плунжер движется от нижней точки до верхней, мин.);

Q_D - дебит ПЖ за время τ , см^3 ;

F - площадь поперечного сечения обратного клапана выкидной линии, см²;

α - коэффициент расхода, определяемый опытным путем (экспериментально и учитывающий расхождения между теоретическим и действительным расходом;

P_4 – давление на выкидной линии скважины, Па;

$\Delta P_1, \Delta P_2$ - разность давления между двумя точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, кг/см²;

P_1, P_2, P_3 - давления в устье скважины и в точке расположенной ниже точки отбора P_1 на расстоянии соответствующего $\frac{1}{2}$ высоты цилиндра используемого насоса и ниже второй точки на расстоянии тоже $\frac{1}{2}$ длины цилиндра насоса, см;

R - радиус цилиндра насоса, см;

β - коэффициент заполнения цилиндра насоса, доленое;

β - коэффициент заполнения цилиндра насоса, доленое;

l - длина цилиндра насоса, см;

$\rho_g, \rho_{ж}, \rho_{в}, \rho_{н}$ – плотность , газа, ПЖ, воды и нефти, г/см³;

Δh уровень ПЖ между датчиками отбора давлений P_2 и P_1 , см;

W – содержание воды в ПЖ, дол.;

g - ускорение силы тяжести, см/сек²;

h - расстояние между точками измерения 1 и 2 и 2 и 3 ,м

$m_g, m_{см}$ - соответственно масса газа и ЖГС, кг;

δ - газовый фактор, кг/кг;

T - температура на устье скважин, °К;

$R_T, R_{ш}$ - соответственно, радиусы НКТ и штанги, м;

R_1 - газовая постоянная, КДж/кг.°К;

В заявляемом изобретении способ диагностики отличается от прототипа дополнительным измерением давления на выкидной линии и давление в третьей точке НКТ, расположенной ниже второй на аналогичном

расстоянии и алгоритмом расчета, что позволяет определить объем утечки добываемой жидкости в текущий момент времени и дает возможность оперативно принимать решение по эксплуатации скважины.

Анализ источников в данной области не выявил аналогичные технические решения. Заявляемое изобретение отличается от известных в этой области точностью измерения, простотой способа, не требующего сложных устройств для выполнения способа, быстротой расчета, что дает возможность оперативно определять неисправность и регулировать процесс добычи нефти.

В процессе накопленного опыта было установлено, что цилиндр глубинного насоса всегда бывает заполнен не менее, чем на $\frac{1}{2}$ его высоты, а разность давления, измеряемого в двух указанных точках всегда пропорциональна высоте заполнения цилиндра насоса.

Для реализации заявляемого способа используется известное (3) устройство, в котором дополнительно в устье НКТ установлен датчик температуры, на выкидной линии скважины установлен датчик давления и датчик давления в точке НКТ, расположенной ниже второго датчика на расстоянии аналогичном расстоянию между первым и вторым датчиками.

На фигуре 1 представлена принципиальная схема устройства, реализующая способ, где: 1 – датчик, расположенный в устье НКТ; 2- датчик, расположенный на НКТ ниже устья на расстоянии $\frac{1}{2}$ длины цилиндра используемого насоса; 3 – датчик, расположенный на НКТ ниже датчика 2 также на расстоянии $\frac{1}{2}$ длины цилиндра насоса; 4, 5 дифманометры; 6- выкидная линия скважины; 7 – датчик измерения уровня жидкости в эксплуатационной колонне; 8 - преобразователь; 9 – блок расчета и управления; 10 – полированный шток колонны штанг скважины; 11 – эксплуатационная колонна скважины; 12- НКТ; 13 - преобразователь давлений; 14 датчик температуры; 15 – преобразователь температуры, 16- датчик давления.

Способ осуществляется следующим образом.

Измеряют дифманометрами 4 и 5 (шкала которого, для обеспечения необходимой точности, не должна быть меньше давления одного метра водяного столба) перепады давлений между точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, значения которых автоматически вносятся в блок расчета и управления – 9. В этот же блок вручную вводятся значения плотности воды и нефти и ЖГС. Учитывая, что значения плотности нефти и воды с течением определенного времени изменяются незначительно, то при необходимой частоте определения содержания воды, их значения могут вводиться в вычислительное устройство по последним их измерениям, что обеспечивает оперативность управления работой добычи нефти. В блок 9 также вводятся значения температуры и давления в устье скважины.

На основании значения сигналов с выходов преобразователей 4, 5, 13 и 15 по предложенным алгоритмам рассчитывается значение утечки ПЖ при работе ШГН-а.

Лабораторным путем определяют плотность воды и нефти (ρ_v, ρ_n), а также количество воды в жидкости в долях (α). Так как характеристика разрабатываемого пласта достаточно стабильна, то лабораторные измерения осуществляют не чаще одного раза в месяц

Пример:

$$\rho_n = 0,86 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}; \quad \rho_v = 1,1 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}; \quad \rho_\Gamma = 1 \frac{\text{г}}{\text{см}^3}; \quad \Delta P_1 = 0,098 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2}; \quad h = 100 \text{ см};$$

$$\Delta h = 20 \text{ см}; \quad R_T = 4,3 \text{ см}; \quad R_{\text{ш}} = 2 \text{ см}; \quad R_{\text{ср}} = 143 \text{ Дж/кг}^0\text{С} = 14,58 \text{ кгм/кг}^0\text{С};$$

Расчет без учета газового фактора.

$$W = \frac{\frac{\Delta P_2}{gh} - \rho_n}{\rho_v - \rho_n}; \quad W_1 = 0,583 \text{ дол. или } 58,3\%$$

Расчет с учетом газового фактора

$$W = \frac{\frac{\Delta P_2}{gh} - \rho_n - \beta \rho_\Gamma}{\rho_v - \rho_n - (\rho_v - \rho_n)} = 0,5997$$

$$\rho_{\text{ж}} = W \rho_6 + (1 - W) \rho_n = 0,5 \cdot 1,05 + 0,5 \cdot 0,88 = 0,965$$

$$d_{ок} = 1,5 \text{ см}; \quad F_{ок} = \frac{\pi D^2}{4} = 1,766 \text{ см}^2$$

$$L = 180 \text{ см}^2; \quad R_{ц} = 2,1 \text{ см};$$

$$\Delta h = 50 \text{ см}$$

$$V_{ц} = \pi R^2 \left(\frac{1}{2} l + \Delta h \right) = 3,14 (2,1)^2 (90 + 50) = 1938,6 \text{ см}^3 \text{ цикл.}$$

$$P_4 = 2,5 \cdot 10^5 \text{ Па} \quad P_1 = 3,5 \cdot 10^5 \text{ Па}; \quad \alpha = 1$$

$$V_D = F \cdot \tau \cdot \sqrt{\frac{P_1 - P_4}{\rho}} = 1,766 \cdot 2,5 \sqrt{\frac{100000 \text{ Па}}{\frac{0,968 \text{ г}}{\text{см}^3}}} = 1,766 \text{ см}^2 \cdot 2,5 \text{ сек} \cdot \frac{315,6 \text{ см}}{\text{сек}}$$

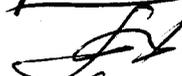
$$= 1393 \text{ см}^3$$

$$V_y = V_{ц} - V_D = 1938,6 - 1393 = 554,2 \text{ см}^3 \text{ за цикл.}$$

Технический эффект заявляемого изобретения состоит в точности измерения, простоте способа, удобстве и простоте непосредственного автоматического определения утечки в работе глубинного насоса и незначительного дополнительного узла оборудования скважины.

Авторы:

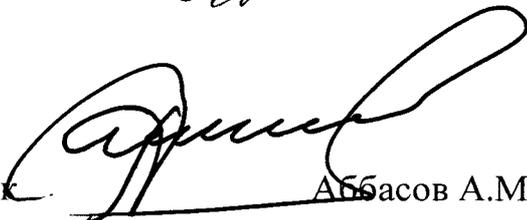
 Аббасов А.М.

 Рзаев Аб.Г.

 Асадова Р.Ш.

 Курбанов З.Г.

Генеральный директор Института
Систем Управления НАНА, академик

 Аббасов А.М.

ЛИТЕРАТУРА

1. Евразийский Патент № 023666 . Способ диагностики состояния глубинного насоса», (Алиев Т.А., Рзаев Аб.Г., Гулиев Г.А., Рзаев Ас.Г.), 25.04 2016 г.
2. Ав св. № 3561816 «Способ определения коэффициента заполнения глубинного штангового насоса»,10.03.83.
3. Евразийский патент № 034703 «Способ автоматического измерения степени (коэффициента) заполнения цилиндра глубинного насоса»,(Алиев Т.А., Рзаев Аб.Г., Гулиев Г.А., Расулов С.Р.), 06.03.2020 (прототип).

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ диагностики утечки пластовой жидкости при работе штангового глубинного насоса заключается в измерении давления в устье скважины в двух точках насосно-компрессорной трубы (НКТ) скважины, одна из которых находится в устье НКТ, а вторая - ниже на расстоянии соответствующем $\frac{1}{2}$ высоты цилиндра используемого насоса, отличающийся тем, что дополнительно измеряют температуру в устье НКТ, давление на выкидной линии скважины и давление в третьей точке НКТ, расположенной ниже второй на аналогичном расстоянии, а утечку ПЖ из глубинного насосного оборудования вычисляют по следующему алгоритму:

$$V_D = Q_D \cdot \tau = \left(\alpha F \sqrt{\frac{P_1 - P_3}{\rho}} \right) \cdot \tau$$

$$V_{ц} = \pi R^2 \cdot \beta = \pi R^2 \left(\frac{1}{2} l + \Delta h \right)$$

$$\Delta h = \frac{\Delta P}{\rho_{жg}} = \frac{P_2 - P_1}{\rho_{жg}}$$

$$\rho_{ж} = W \rho_{в} + (1 - W) \rho_{н}$$

$$W = \frac{\frac{\Delta P_2}{gh} - \rho_{н} - \delta \rho_{г}}{\rho_{в} - \rho_{н} - (\rho_{в} - \rho_{н}) \delta}$$

$$\delta = \frac{m_{г}}{m_{см}}$$

$$m_{г} = \frac{P_1 V}{R_1 T}$$

$$V = (h - \Delta h) \pi (R_{т}^2 - R_{ш}^2)$$

$$V_y = V_{ц} - V_D$$

Где $V_y, V_D, V_{ц}$ - соответственно, объемы утечки, добычи и объем заполнения цилиндра за полуцикл (при движении плунжера вверх) работы насоса, см³;

V - объем газового пространства между точками 1 и 2, м³;

τ - время полуцикла насоса (время, в течении которого плунжер движется от нижней точки до верхней, мин.);

Q_D - дебит ПЖ за время τ , см³;

F - площадь поперечного сечения обратного клапана выкидной линии, см²;

α - коэффициент расхода, определяемый опытным путем (экспериментально и учитывающий расхождения между теоретическим и действительным расходом;

P_4 - давление на выкидной линии скважины, Па;

$\Delta P_1, \Delta P_2$ - разность давления между двумя точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, кг/см²;

P_1, P_2, P_3 - давления в устье скважины и в точке расположенной ниже точки отбора P_1 на расстоянии соответствующего $\frac{1}{2}$ высоты цилиндра используемого насоса и ниже второй точки на расстоянии тоже $\frac{1}{2}$ длины цилиндра насоса, см;

R - радиус цилиндра насоса, см;

β - коэффициент заполнения цилиндра насоса, доленое;

β - коэффициент заполнения цилиндра насоса, доленое;

l - длина цилиндра насоса, см;

$\rho_{г}, \rho_{ж}, \rho_{в}, \rho_{н}$ - плотность, газа, ПЖ, воды и нефти, г/см³;

Δh уровень ПЖ между датчиками отбора давлений P_2 и P_1 , см;

W - содержание воды в ПЖ, дол.;

g - ускорение силы тяжести, см/сек²;

h - расстояние между точками измерения 1 и 2 и 2 и 3, м
 $m_{\Gamma}, m_{\text{см}}$ - соответственно масса газа и ЖГС, кг;
 δ - газовый фактор, кг/кг;
 T - температура на устье скважин, $^{\circ}\text{K}$;
 $R_{\Gamma}, R_{\text{ш}}$ - соответственно, радиусы НКТ и штанги, м;
 R_1 - газовая постоянная, КДж/кг. $^{\circ}\text{K}$;

Авторы:

 Аббасов А.М.

 Рзаев Аб.Г.

 Асадова Р.Ш.

 Курбанов З.Г.

Генеральный директор Института
 Систем Управления НАНА, академик

 Аббасов А.М.

СПОСОБ ДИАГНОСТИКИ УТЕЧКИ ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ РАБОТЕ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА

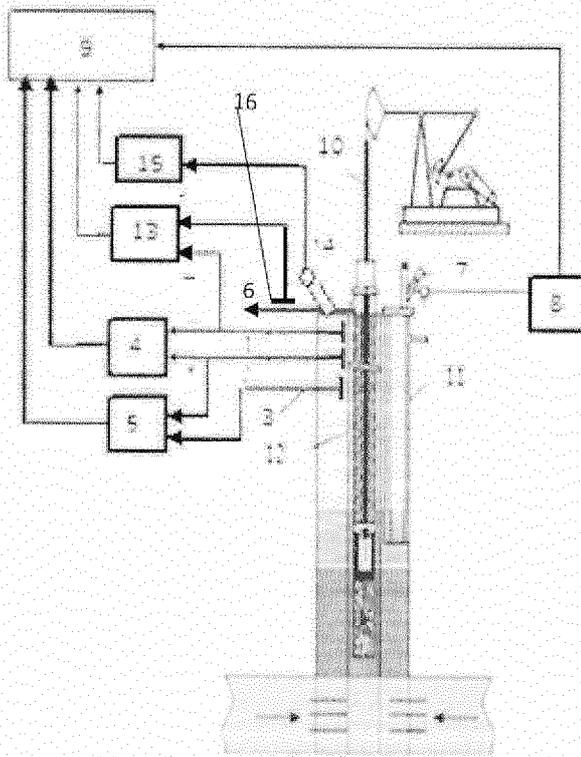


Fig.1

Авторы:

Аббасов А.М.

Рзаев Аб.Г.

Асадова Р.Ш.

Курбанов З.Г.

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ

(статья 15(3) ЕАПК и правило 42 Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

202200121**А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:**

E21B 47/008 (2012.01)

E21B 47/06 (2012.01)

Согласно Международной патентной классификации (МПК)

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

Просмотренная документация (система классификации и индексы МПК)

E21B 47/00, 47/0 8,47.009, 47/06, 47/07, F04B 47/00, 47/02, 49/00, 51/00

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)
Espacenet, ЕАПАТИС, ЕРОQUE Net, Reaxys, Google**В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ**

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	EA 037811 B1 (ИНСТИТУТ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ) 24.05.2021	1
A	SU 823636 A1 (АЗЕРБАЙДЖАНСКИЙ ИНСТИТУ НЕФТИ И ХИМИИ ИМ. М. АЗИЗБЕКОВА) 23.04.1981	1
A	RU 2400647 C1 (ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ "ОРЕНБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ") 27.09.2010	1
A	EA 023666 B1 (ИНСТИТУТ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ АКАДЕМИИ НАУК АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ и др.) 30.06.2016	1
A	US 2016/0102542 A1 (HENRY RESEARCH AND DEVELOPMENT LLC) 14.04.2016	1

 последующие документы указаны в продолжении

* Особые категории ссылочных документов:

«А» - документ, определяющий общий уровень техники

«D» - документ, приведенный в евразийской заявке

«E» - более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее

«O» - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

"P" - документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета"

«Т» - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения

«Х» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности

«У» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории

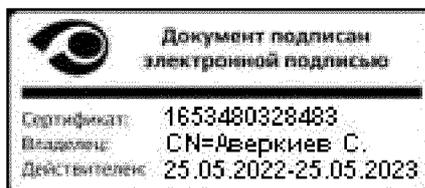
«&» - документ, являющийся патентом-аналогом

«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: 19 января 2023 (19.01.2023)

Уполномоченное лицо:

Начальник Управления экспертизы



С.Е. Аверкиев