

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.197-208>

EDN KKSQTT

УДК 622.276.031.011.43

**Физико-химическая структура технологических  
полимер-гелевых жидкостей для блокирования  
продуктивного пласта в условиях АНПД**

*Сингуров А.А.*

*ООО «Сахалинская энергия», Москва, Россия*

**Physico-chemical structure of technological polymer-gel liquids  
for blocking a productive reservoir in conditions of abnormally  
low reservoir pressures**

*A.A. Singurov*

*«Sakhalin Energy» LLC, Moscow, Russia*

**E-mail: [Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru](mailto:Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru)**

**Аннотация.** При проведении капитального ремонта скважин (КРС) с предварительным глушением скважины, основным фактором, влияющим на конечный результат ремонта, является выбор жидкости глушения и промывочной жидкости. Установлено, что проведение работ по промывке песчано-глинистой пробки (ППП) с глушением продуктивного пласта необходимо применение жидкостей, обладающих способностью временного блокирования призабойной зоны продуктивного пласта (ПЗП). Наиболее полно этим требованиям соответствуют пенные системы с различными наполнителями, которые обладают закупоривающим и коркообразующим свойством. Из многочисленных наполнителей, проверенных в ходе поисковых исследований только наполнители растительного происхождения позволяют получить пенную систему, выдерживающую значительные перепады давления на пласт, и способную при низких депрессиях (0,1 – 0,5 МПа) легко удаляться из пласта и сохранять его первоначальную проницаемость. После проведения большого количества лабораторных исследований автором был разработан новый наполнитель на основе древесной коры. В качестве жидкости носителя была выбрана незамерзающая пенообразующая жидкость (НПОЖ), нашедшая широкое применение на месторождениях Западной Сибири.

Стендовые исследования на экспериментальной установке по определению закупоривающих свойств показали, что блокирующая жидкость с разработанным автором наполнителем выдерживает в 1,5-2 раза больший перепад давления, чем подобная жидкость с наполнителем «Полицелл-ЦФ». По результатам стендовых испытаний автором предложена рецептура нового наполнителя и изготовлена опытная партия для проведения ОПИ. Результаты опытно-промышленных испытаний на скважинах ООО «Ноябрьскгаздобыча» показали, что применение наполнителя "НДК-ЛХ" в пенной системе для блокирования продуктивного пласта в ходе ремонтно-восстановительных работ (РВР) позволяет:

- надежно изолировать продуктивный горизонт от ствола скважины на время проведения ремонтных работ;
- предотвратить проникновение технологических жидкостей в пласт во время проведения ремонтных работ;
- сохранить естественную проницаемость ПЗП;
- сократить сроки освоения скважин и затраты на проведение ремонтных работ.

**Ключевые слова:** полимер-гелевые системы, технологические жидкости, жидкости глушения скважин, синтетические полимеры, природные полимеры, лигносульфонаты, призабойная зона пласта

**Для цитирования:** Сингуров А.А. Физико-химическая структура технологических полимер-гелевых жидкостей для блокирования продуктивного пласта в условиях АНПД//Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.197-208. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.197-208>. - EDN KKSKTT

**Abstract.** When carrying out major repairs of wells (CATTLE) with preliminary damping of the well, the main factor affecting the final result of the repair is the choice of jamming fluid and flushing fluid. It has been established that the work on washing the sand-clay plug (PGP) with silencing of the productive formation requires the use of liquids that have the ability to temporarily block the bottom-hole zone of the productive formation (PZP). Foam systems with various fillers that have clogging and crust-forming properties meet these requirements most fully. Of the numerous fillers tested during exploratory studies, only fillers of plant origin make it possible to obtain a foam system that can withstand significant pressure drops on the formation, and is capable of easily removing from the formation at low depressions (0.1 – 0.5 MPa) and maintaining its original permeability. After conducting a large number of laboratory studies, the author developed a new filler based on tree bark. A non-freezing foaming liquid (NPOJ), which has found wide application in the fields of Western Siberia, was chosen as the carrier fluid.

Bench tests on an experimental installation to determine the clogging properties showed that the blocking liquid with the filler developed by the author withstands a 1.5-2 times greater pressure drop than a similar liquid with a filler "Polycell-CF". Based on the results of bench tests, the author proposed the formulation of a new filler and made an experimental batch for conducting ОПИ. The results of pilot tests at the wells of Noyabrskgazdobycha LLC showed

that the use of NDK-LX filler in the foam system to block the productive reservoir during repair and restoration work (RVR) allows:

- reliably isolate the productive horizon from the borehole for the duration of repair work;
- to prevent the penetration of process fluids into the reservoir during repair work;
- to preserve the natural permeability of the PP;
- to reduce the time of well development and the cost of repair work.

**Keywords:** *polymer-gel systems, process fluids, well silencing fluids, synthetic polymers, natural polymers, lignosulfonates, bottom-hole formation zone*

**For citation:** Singurov A.A. Fiziko-khimicheskaya struktura tekhnologicheskikh polimer-gelevykh zhidkostey dlya blokirovaniya produktivnogo plasta v usloviyakh ANPD [Physico-chemical structure of technological polymer-gel liquids for blocking a productive reservoir in conditions of abnormally low reservoir pressures]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(33), 2023. pp. 197-208. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.197-208>. EDN KKSSTT (in Russian)

Рациональный выбор жидкости глушения осуществляется с учетом горно-геологических и технических условий работы скважины, что способствует разработке различных операций по предупреждению таких осложнений, как поглощение жидкости глушения продуктивным пластом, газопроявления, снижение продуктивности скважин в послеремонтный период, коррозионное разрушение подземного оборудования и др.

Для разработки жидкости глушения ряд авторов предлагают использовать полимер-гелевые системы. Это обусловлено их способностью к сохранению и восстановлению естественных коллекторских свойств пласта, широким спектром плотности, структурно-реологических, фильтрационных и других свойств, а также доступностью составляющих компонентов [1-7].

Основной компонент этих систем – полимер, состоящий из двух и большего числа молекул повторяющихся структурных единиц (звеньев), которые связаны друг с другом химической связью. Молекулы полимеров могут иметь линейную (цепную), разветвленную или трехмерную структуру.

Синтетические и природные полимеры, часто модифицированные для придания определенных свойств:

- полисахариды – эфиры целлюлозы, крахмалы, камеди, биополимеры, получаемые с помощью биологического синтеза;
- азотосодержащие синтетические (полимеры акрилового ряда, сополимеры с метакриловой кислотой и т.д.);
- винилового ряда (поливиниловый спирт, поливиниламид и т.д.);
- оксиэтилового ряда (полиоксиэтилен, эпоксиды и т.д.);
- кремнийорганические жидкости;
- всевозможные модификации полимеров различных групп.

Каждый из приведённых полимеров имеет свою область применения, что связано с его физико-химическими свойствами: термо- и солестойкостью, различные агенты – отвердители для получения необходимых реологических показателей растворов, степенью разрушения в пластовых условиях и т.д.

Полимер-гелевые системы кроме полимеров включают гелеобразователи (сшивающие или отверждающие агенты). В качестве гелеобразователей используются катионы многовалентных металлов ( $Al^{3+}$ ,  $Cr^{3+}$ ,  $Ca^{2+}$  и т.д), бор (В) и некоторые органические соединения.

Изменение структуры полимеров под влиянием сшивающих агентов связано с разрывом химических связей и возникновением макрорадикалов, способных рекомбинировать с образованием новых макромолекул. Рекомбинация может привести к сшиванию и постепенному переходу системы в полимер сетчатого строения. При изменении структуры полимера из линейной формы в трехмерную или сетчатую – теряется подвижность макромолекулы и фундаментальные группы оказываются связанными или «сшитыми».

В качестве прототипа был выбран гелеобразующий состав (ГОС) для глушения скважин [7], рецептура которого имеет следующее соотношение ингредиентов, мас. %:

- лигносульфонаты технические, модифицированные гексаметилентетрамином и карбамидом - 40,98 - 43,31;
- хлорид калия - 3,70 - 4,32;
- сульфат алюминия - 0,52 - 1,03;
- пластовая вода - остальное.

Недостатком указанного ГОС является низкая эффективность глушения скважин, ухудшение естественной проницаемости ПЗП после деблокирования, повышенные затраты времени на приготовление состава. Обусловлено это следующими причинами: ГОС обладает невысокими значениями условной, пластической вязкости и динамического напряжения сдвига. Сульфат алюминия в составе выполняет роль комплексообразователя. Однако использование его в заявленном интервале не обеспечивает полного связывания (сшивки) незначительным количеством молекул сульфата алюминия на единицу массы лигносульфонатов технических, модифицированных гексаметилентетрамином и карбамидом. Молекулы сульфата алюминия загущают, а не структурируют систему. В итоге ГОС не обладает необходимой вязкостью, не образуется прочная структура геля. Это обусловлено недостатком содержания водородных ионов в растворе, необходимых для повышения скорости окислительно-восстановительных процессов с образованием катионов алюминия  $Al^{+3}$ , инициирующего структурирование. Не образуется прочной структуры геля, ухудшаются блокирующие свойства ГОС. Данный ГОС имеет хорошую подвижность, легко проникает в пласт по высокопроницаемым каналам, что приводит к снижению его естественной проницаемости и затрудняет процесс деблокирования, что увеличивает время освоения. Кроме того, состав

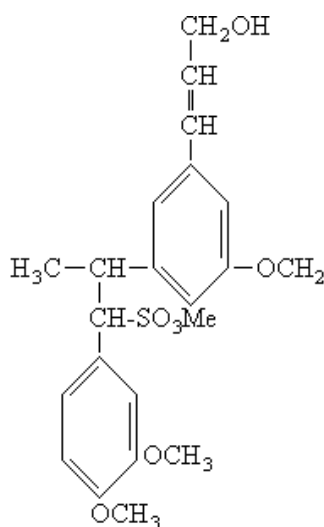
неэкономичен из-за высокой стоимости и большого расхода лигносульфонатов технических, модифицированных гексометилентетрамином и карбамидом.

Для глушения скважин автором совместно со специалистами ОАО «СевКавНИПИГаз» разработан блокирующий состав, состоящий из лигносульфонатного реагента (ЛР), гелеобразователя, воды и наполнителя «НДК-ЛХ». В качестве гелеобразователя содержит материал полимерный «Конкрепол» (МП «Конкрепол») при следующем соотношении ингредиентов, мас. %:

- ЛР - 8 – 10;
- МП «Конкрепол» - 3 – 5;
- наполнитель «НДК-ЛХ» - 3 – 5;
- вода – остальное.

В качестве ЛР он содержит реагент, выбранный из группы: лигносульфонат технический (ЛСТ), КССБ, феррохромлигносульфонат (ФХЛС) и лигназ.

Для приготовления состава используют лигносульфонат технический ЛСТ по ТУ 54-028-00279580-97, КССБ-2 по ТУ 39-094-75, КССБ-4 по ТУ 39-095-75, ФХЛС по ТУ 39-01-08-348-78, лигназ по ТУ 17-06-311-94, МП «Конкрепол» по ТУ 9365-001-13802-623-2003 [8-11].



*Рис. 1. Структурная формула лигносульфонатного реагента (ЛР)*

ЛР - отходы целлюлозно-бумажной промышленности, по химическому составу являются солями лигносульфоновых кислот. Действующим началом их является укрупненные конденсацией лигносульфоновые кислоты, соединенные углерод-углеродными или эфирными связями и содержащие сульфоновые, гидроксильные и метоксильные функциональные группы. Структурная формула ЛР представлена на рис. 1.

Молекулярная масса лигносульфонатов варьируется в широких пределах от 2000 до 100000 и выше.

МП «Конкрепол» является высокомолекулярным поли N-виниламидом. Структурная формула МП «Конкрепол» представлена на рис. 2.

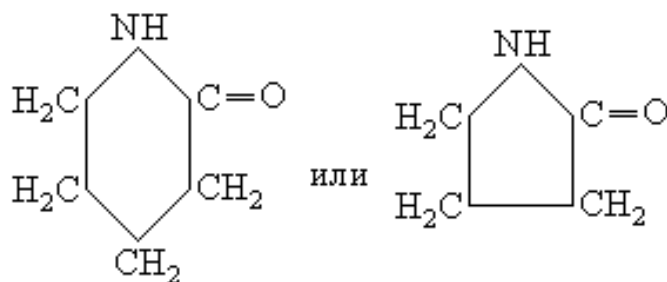


Рисунок 2. – Структурная формула МП «Конкрепол»

Процесс гелеобразования основан на многофункциональном характере молекул ингредиентов, участвующих в нем.

Совместное использование ингредиентов ЛР и МП «Конкрепол» приводит к образованию ГОС - системы, обладающей комплексом свойств, обеспечивающих эффективное глушение скважин в условиях АНПД. При смешивании указанных ингредиентов происходит межмолекулярное взаимодействие (сцепление функциональных групп). На строение и физико-химические свойства полученной системы сильное влияние оказывают межмолекулярные связи, которые протекают в используемых веществах, а именно гелеобразная система образуется за счет сцепления функциональных групп МП «Конкрепол» и ЛР.

Процесс гелеобразования идет за счет сцепления (сшивки) атомов, молекул или ионов, то есть за счет межмолекулярных связей. Все межмолекулярные связи имеют электростатическую природу. Образование структуры геля в предлагаемом ГОС идет за счет водородных и Ван-дер-Ваальсовых связей ( $O-H...O$ ;  $O-H...N$ ;  $N-H...O$ ;  $N-H...N$ ). Образование водородных связей идет по атому азота и карбоксильной группы МП «Конкрепол» с сульфоновой, гидроксильной и метоксильной группами ЛР. Сцепление функциональных групп с образованием поперечных мостиков, обеспечивает системе пространственную структуру в виде сеток между дисперсионной средой ЛР и дисперсной фазой гелеобразователя – МП «Конкрепол»), происходит сшивка и постепенный переход в полимер сетчатого строения. При изменении структуры из линейной формы в трехмерную или сетчатую теряется подвижность макромолекулы, и функциональные группы оказываются связанными (сшитыми).

Образование вышеуказанных связей способствует образованию прочной структуры геля, препятствуют истечению жидкости из ГОС, и тем самым придают ему повышенные значения условной и пластической вязкости, динамического напряжения сдвига. Образование прочной структуры геля обеспечивает улучшение блокирующих свойств, что повышает эффективность глушения скважин при использовании предлагаемого ГОС. ГОС обладает низкими значениями фильтратоотдачи и практически не содержит активных функциональных групп и поэтому является относительно нейтральным к пластовым флюидам в скважине и характеризуется малой адгезией к пористой среде продуктивных пластов. Это обеспечивает ему стабильность и сохранение реологических свойств в течение времени, необходимого для проведения ремонтных работ. Данный ГОС выдерживает достаточно высокие перепады давления на продуктивный пласт, однако легко (при низких давлениях) удаляется из



ПЗП при депрессии в процессе освоения. Это обусловлено тем, что ГОС обладает слабой адгезионной активностью.

Образующиеся при межмолекулярном взаимодействии связи являются более слабыми, чем химические (ковалентные) и легко могут быть разрушены при воздействии соответствующего растворителя. То есть, данный ГОС легко деблокируется из ПЗП, сохраняется его естественная проницаемость, и, как следствие, сокращается время освоения скважины. Снижаются затраты времени на приготовление гелеобразующего состава. Использование МП «Конкрепол» в качестве гелеобразователя расширяет ассортимент гелеобразующих веществ.

Для проведения лабораторных исследований гелеобразный состав готовят следующим образом:

Для приготовления 200г ГОС 16 г лигназа (что составляет 8 мас. %) растворяют в 178 мл воды, что составляет 89 мас. %. После чего в полученный раствор вводят 6 мл МП «Конкрепол», что составляет 3 мас. %. Производят перемешивание. Определяют свойства полученного ГОС.

ГОС имеет следующие свойства: плотность  $\rho = 1003 \text{ кг/м}^3$ , условная вязкость  $T = 110 \text{ с}$ , водоотдача за 30 минут  $\Phi_{30} = 0,5 \text{ см}^3$ , статическое напряжение сдвига  $\theta$  через 1 минуту – 14,0 дПа, через 10 минут – 19,5 дПа, пластическая вязкость  $\eta = 22,0 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ , динамическое напряжение сдвига  $\tau_0 = 134 \text{ дПа}$ .

С целью создания равного гидростатического давления на ГОС как в эксплуатационной колонне, так и в НКТ процесс глушения проводится в три стадии.

1. Закрывается трубное пространство скважины и закачивается первая пачка технической воды в затрубное пространство. Рост давления нагнетания свидетельствует о заполнении фильтровой зоны.

2. Закачивается ГОС в затрубное пространство скважины, при этом трубное пространство скважины открывается на факельную линию, оборудованную штуцером 8-10 мм.

3. Продавливается ГОС для глушения скважины второй пачкой технической воды до появления первой пачки технической воды на факельной линии, что свидетельствовало о заполнении скважины. После этого прекращается закачка и закрывается скважина на технологический отстой в течение 12 часов с контролем устьевых давлений.

После глушения скважины проводятся ремонтные работы. По их окончании скважину осваивают при депрессии 0,5 МПа, способом заполнения двухфазной пеной, плавно снижая противодействие на пласт до получения притока газа.

Освоение скважины после глушения предлагаемым ГОС происходит в течение 1,5-2 часов, что меньше обычных 12 часов, а отработка скважины на факел 2 дня, что меньше обычных 6 дней.

В результате применения ГОС время выхода скважины на доремонтный режим эксплуатации сокращается с 7 до 3 суток.

По результатам лабораторных исследований, автором установлено, что применение ГОС в качестве блокирующей жидкости позволит:

- повысить эффективность глушения скважины за счет использования состава с улучшенными блокирующими свойствами, обеспечивающимися образованием более прочной структуры геля при сохранении низких значений фильтратоотдачи;
- сохранить естественную проницаемость продуктивных пластов после деблокирования, что сократит время на освоение скважин;
- расширить ассортимент гелеобразующих веществ;
- снизить затраты времени на приготовление состава.

### Список литературы

1. А. с. 1652329 СССР, МПК5 С 09 К 7/02. Безглинистый полимерный буровой раствор / Б.А. Андресон, И.В. Утяганов, Г.Г. Мурзагулов [и др.] (СССР). - №4394529/03; заявл. 05.01.88; опубл. 30.05.91, Бюл. № 20.
2. А. с. 1680950 СССР, МПК5 Е 21 В 33/138. Гелеобразующий состав для блокирования пластов / О.А. Морозов, Л.М. Баева, А.В. Федосеев. - №4277412/03; заявл. 06.07.87; опубл. 15.06.94, Бюл. № 22.
3. А.с. 975773 СССР, МПК7С 09 К 7/02. Жидкость для глушения газовых скважин / В.И. Павлюченко, В.И. Мархасин, Р.Г. Шагиев [и др.], заявитель и патентообладатель Уфимский нефтяной институт. - № 2895261/22-03, заявл. 17.03.1980; опубл. 1982, Бюл. № 43.  
Пат. 1790590 Российская Федерация, МПК7 С 09 К 7/00, Е 21 В 33/138.
4. Жидкость для глушения скважины / Н.И. Крысин, Т.А. Скороходова, Г.А. Чуприна [и др.], заявитель и патентообладатель Пермский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности. - №4847716/03, заявл. 07.06.1990; опубл. 23.01.1993, Бюл. № 3.
5. Пат. 2068080 Российская Федерация, МПК7 Е 21 В 43/12. Состав для глушения скважин / Б.А. Мамедов, А.Х. Шахвердиев, заявитель и патентообладатель ТОО фирма «Интойл».- №96101079/03, заявл. 30.01.1996; опубл. 20.10.1996, Бюл. № 29.
6. Пат. 2068081 Российская Федерация, МПК7 Е 21 В 43/12. Состав для глушения скважин / Б.А. Мамедов, А.Х. Шахвердиев, Х.Х. Гумерский [и др.], заявитель и патентообладатель ТОО фирма «Интойл».- №96103492/03, заявл. 04.03.1996; опубл.20.10.1996, Бюл. № 29.
7. Пат. 2138633 Российская Федерация, МПК6 Е 21 В 43/26. Жидкость для гидравлического разрыва пласта / Н.И. Крысин, М.Р. Мавлютов, Г.И. Чебуков [и др.]; заявитель и патентообладатель ОАО «ПермНИПИнефть» - №98105089/03; заявл. 17.03.98; опубл. 27.09.99, Бюл. № 27.
8. Барда сульфитно-спиртовая конденсированная порошкообразная: ТУ 39-094-75.
9. Лигназ-1, КССБ-5: ТУ 17-06-311-94.
10. Лигносульфонат технический ЛСТ: ТУ 54-028-00279580-97.
11. МП «Конкрепол»: ТУ 9365-001-13802-623-2003.

### References

1. USSR Author certificate 1652329, MPK5 C 09 K 7/02. Bezglinistyj polimernyj burovoj rastvor [Clayless polymer drilling mud]. Andreson B.A., Utyaganov I.V., Murzagulov G.G. No 4394529/03; Appl. 05.01.88; Publ. 30.05.91, Bull. No. 20. (in Russian).
2. USSR Author certificate 1680950, MPK5 E 21 B 33/138. Geleobrazuyushchij sostav dlya blokirovaniya plastov [Gelling agent for reservoir sealing-off]. Morozov O.A., Baeva L.M., Fedoseev A.V. No. 4277412/03; Appl. 06.07.87; Publ. 15.06.94, Bull. No. 22. (in Russian).
3. USSR Author certificate 975773 СССР, МПК7С 09 К 7/02. Zhidkost dlya glusheniya gazovyh skvazhin [Gas well killing fluid]. Pavlyuchenko V.I., Markhasin V.I., Shagiev R.G. Applicant and patentee – Ufa Petroleum Institute. No. 2895261/22-03, Appl. 17.03.1980; Publ. 1982. Bull. No. 43. (in Russian).
4. RF patent 1790590, MPK7 C 09 K 7/00, E 21 B 33/138. Zhidkost dlya glusheniya skvazhin [Well killing fluid]. Krysin N.I., Skorokhodova T.A., Chuprina G.A. Applicant and patentee – PermNIPIneft Institute. No. 4847716/03, Appl. 07.06.1990; Publ. 23.01.1993, Bull. No. 3. (in Russian).

5. RF patent 2068080, MPK7 E 21 B 43/12. Sostav dlya glusheniya skvazhin [Well killing fluid]. Mamedov B.A., Shakhverdiev A.Kh. Applicant and patentee – Intoil Company. No. 96101079/03, Appl. 30.01.1996; Publ. 20.10.1996, Bull. No. 29 (in Russian).
6. RF patent 2068081, MPK7 E 21 B 43/12. Sostav dlya glusheniya skvazhin [Well killing fluid]. Mamedov B.A., Shakhverdiev A.Kh., Gumersky Kh.Kh. Applicant and patentee – Intoil Company. No. 6103492/03, Appl. 04.03.1996; Publ. 20.10.1996, Bull. No. 29 (in Russian).
7. RF patent 2138633, MPK6 E 21 B 43/26. Zhidkost dlya gidravlicheseskogo razryva plasta [Hydraulic fracturing fluid]. Krysin N.I., Mavlyutov M.R., Chebukov G.I. Applicant and patentee – PermNIPIneft. No.98105089/03; Appl. 17.03.98; Publ. 27.09.99, Bull. No. 27 (in Russian).
8. Condensed powder sulfite waste liquor: TR 39-094-75. (in Russian).
9. Lignaz-1, KSSB-5: TR 17-06-311-94. (in Russian).
10. Service lignosulfonate: TR 54-028-00279580-97. (in Russian).
11. «Konkrepol»: TR 9365-001-13802-623-2003. (in Russian).

### **Сведения об авторах**

*Сингуров Александр Александрович*, кандидат технических наук, Заместитель директора по производству - Начальник производственного комплекса "Пригородное": завода по производству сжиженного природного газа и терминала отгрузки нефти производственного директората проекта Сахалинская энергетика, Общество с ограниченной ответственностью «Газпром Персонал» (ООО «Газпром Персонал») Россия, Москва, 117420, ул. Намёткина, 16.  
E-mail: Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru

### **Authors**

*A.A. Singurov*, PhD (candidate of technical sciences), Deputy Production Director – LNG/OET/TLU Assets Manager of Production Directorate of Sakhalin Energy project, Limited Liability Company “Gazprom Personnel” (LLC GAZPROM PERSONNEL) 16, Nametkina st., Moscow, 117420, Russian Federation  
E-mail: Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru

*Статья поступила в редакцию 09.03.2023  
Принята к публикации 20.03.2023  
Опубликована 30.03.2023*