

УДК 622.245.1; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2025-1.17>

<https://orcid.org/0000-0002-0260-0611>

<https://orcid.org/0009-0007-2310-4776>

<https://orcid.org/0000-0002-5346-3004>

ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНО-ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ В ЦЕЛЯХ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН



М.Ю. КУЛИЕВ¹,
докторант,
murad_kuliev@mail.ru



Б.Ш. АКРАМОВ²,
к.т.н., профессор отделения
«Разработка нефтяных,
газовых и газоконденсатных
месторождений»,
akramov_bahsh@mail.ru



А.А. СЕЙДАЛИЕВ¹,
к.т.н., вице-президент по
исследованиям и развитию,
aseidaliyev@mail.ru

¹КАСПИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИЙ И ИНЖИНИРИНГА ИМ. Ш. ЕСЕНОВА,
Республика Казахстан, 130000 г. Актау, Мангистауская область, 32 мкр,

²ФИЛИАЛ РОССИЙСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА
НЕФТИ И ГАЗА ИМ. И.М.ГУБКИНА
Республика Узбекистан, 100125, г. Ташкент, Мирзо-Улугбекский район, ул. Дурмон йули, д. 34,

В работе предложена полимерная тампонажная смесь для крепления нефтяных и газовых скважин, а также для изоляции водопритоков с применением различных наполнителей при их приготовлении.

Проведены исследования и изучены составы тампонажных смесей: предотвращающие газонефтеводопроявления, для изоляции водопритоков, а также применяемые при креплении нефтяных и газовых скважин.

Проведены лабораторные исследования нового состава рецептуры полимерной тампонажной смеси. Получена наиболее приемлемая рецептура предложенной смеси, а также проведены исследования по уменьшению времени схватывания и увеличения коррозионностойкости. Используемая полимерная тампонажная смесь для крепления скважины, является защищённой от подземных агрессивных вод.

Предложенный новый подход к предотвращению газонефтеводопроявлений принципиально отличается от известных традиционных методов цементирования благодаря цело-

му ряду положительных факторов: гибкости макромолекул синтетических смол, саморасширяющейся способностью, регулируемой структуре и плотности тампонажных смесей.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: тампонажная смесь, крепление скважины, водоизоляционные работы, полимер, смола.

ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БЕКІТУ МАҚСАТЫНДА ПОЛИМЕРЛІ-ТАМПОНАЖДЫҚ ҚОСПАНЫ ПАЙДАЛАНУ

М.Ю. КУЛИЕВ¹, докторант, murad_kuliev@mail.ru

Б.Ш. АКРАМОВ², т.ғ.к., «Мұнай, газ және газ конденсат кен орындарын игеру» кафедрасының профессоры, akramov_bahsh@mail.ru

А.А. СЕЙДАЛИЕВ¹, т.ғ.к., Зерттеулер және даму жөніндегі вице-президенті, aseidaliev@mail.ru

¹Ш. ЕСЕНОВ АТЫНА КАСПИЙ ТЕХНОЛОГИЯЛАР ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ, Қазақстан Республикасы, 130000, Ақтау қаласы, Маңғыстау облысы, 32 ш / а,

²ТАШКЕНТ ҚАЛАСЫНДА И.М. ГУБКИНА АТЫНДАҒЫ РЕСЕЙ МЕМЛЕКЕТТІК МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ УНИВЕРСИТЕТІНІҢ ФИЛИАЛЫ, Өзбекстан Республикасы, 100125, Ташкент қ., Мирзо-Ұлықбек ауданы, Дурмон йули к-сі, 34 ұй,

Жұмыста Мұнай және газ ұңғымаларын бекіту үшін, сондай-ақ оларды дайындау кезінде өртүрлі толтырғыштарды қолдана отырып, су ағындарын оқшаулау үшін жергілікті шикізат негізіндегі полимерлі тампонаж қоспасы ұсынылған.

Тампонаж қоспаларының құрамы зерттелді және зерттелді: газ-мұнай көріністерінің алдын алу, су ағындарын оқшаулау үшін, сондай-ақ мұнай және газ ұңғымаларын бекіту кезінде қолданылады. Полимерлі тампонаж қоспасының формуласының жаңа құрамына зертханалық зерттеулер жүргізілді.

Ұсынылған қоспаның ең қолайлы формуласы алынды, сонымен қатар орнату уақытын азайту және коррозияға төзімділікті арттыру бойынша зерттеулер жүргізілді. Ұңғыманы бекіту үшін қолданылатын полимерлі тампонаж қоспасы жер асты коррозиялық суларынан қорғалған.

Газ-мұнай көріністерінің алдын алудың ұсынылған жаңа тәсілі бірқатар оң факторлардың арқасында белгілі дәстүрлі цементтеу әдістерінен түбегейлі ерекшеленеді: синтетикалық шайырлардың макромолекулаларының икемділігі, өзін-өзі кеңейту қабілеті, реттелетін құрылымы және тампон қоспаларының тығыздығы.

ТҮЙІНДІ СӨЗДЕР: тампонаж қоспасы, ұңғыманы бекіту, су оқшаулау жұмыстары, полимер, шайыр.

THE USE OF POLYMER-GROUTING MIXTURE FOR THE PURPOSE OF FIXING WELLS

M.Y. KULIYEV¹, doctoral fellow, murad_kuliev@mail.ru

B.S. AKRAMOV², candidate of Technical Sciences, Professor of the Department «Development of oil, gas and gas condensate fields», akramov_bahsh@mail.ru

A.A. SEIDALIEV¹, candidate of Technical Sciences, Vice President for Research and Development, aseidaliev@mail.ru

¹CASPIAN UNIVERSITY OF TECHNOLOGY AND ENGINEERING NAMED AFTER SH. YESSENOV, Republic of Kazakhstan, 130000, Aktau city, Mangystau Region, 32nd Microdistrict

²BRANCH OF THE GUBKIN RUSSIAN STATE UNIVERSITY OF OIL AND GAS, Republic of Uzbekistan, 100125, Tashkent city, Mirzo-Ulugbek District, Durmon Yuli Street, building, 34

Abstract. The paper proposes a polymer grouting mixture based on local raw materials for fixing oil and gas wells, as well as for isolating water flows using various fillers during their preparation.

Studies have been carried out and the compositions of grouting mixtures have been studied: preventing gas and oil water occurrences, for isolating water flows, as well as those used for fixing oil and gas wells.

Laboratory studies of the new composition of the polymer grouting mixture formulation were carried out. The most acceptable formulation of the proposed mixture based on local raw materials was obtained, and studies were conducted to reduce the setting time and increase corrosion resistance. The polymer grouting mixture used for fixing the well is protected from aggressive underground waters.

The proposed new approach to the prevention of gas and oil occurrences is fundamentally different from the well-known traditional methods of cementing due to a number of positive factors: the flexibility of macromolecules of synthetic resins, self-expanding ability, adjustable structure and density of grouting mixtures.

KEY WORDS: *grouting mixture, well fastening, water isolation works, polymer, resin.*

Введение. Специфические условия цементирования обсадных колонн особенно в солевых зонах требуют принципиально новый подход к составлению рецептур тампонажных растворов. Полное заполнение затрубного пространства в данных условиях можно достичь турбулизацией цементного потока. Важнейшим показателем, обеспечивающим турбулизацию цементного потока, является изменение реологических свойств тампонажного раствора и понижение его водоотдачи.

Одним из важных путей достижения вышеуказанных целей является введение высокомолекулярных соединений в состав тампонажного раствора, который приводит к изменению комплекса технологических и реологических свойств, обеспечивая качественную цементацию обсадных колонн при одновременном повышении их надежности и сроков эксплуатации.

При выполнении технологических операций и обеспечения качественного крепления эксплуатационной колонны к тампонирующим смесям предъявляются следующие требования [1,2,3]:

Смесь должна обладать хорошей текучестью и сохранять это свойство в течение времени, необходимой для закачки и продавливания ее в каналы поглощающего пласта.

Тампонирующая смесь должна сохранять стабильность при температуре и давлении, существующих в скважине.

После закачки в зону поглощения смесь должна быстро схватываться и приобретать за короткий срок достаточную прочность.

Цементный камень должен быть стойким по отношению к пластовым водам и водонепроницаемым.

Особо важное значение при этом имеет разработка эффективных составов полимерной тампонажной смеси с рациональным и эффективным использованием ресурсов, обеспечивающих своевременное и качественное крепление нефтяных и газовых скважин.

Дополнительные требования в тампонажном растворе таковы:

- максимальная седиментация для цементов классов G и H не должна превышать 1,4 %;

- прочность на сжатие камня из цемента класса I через 7 сут. не должна быть ниже, чем через 1 сут. твердения.

Время твердения растворов обусловлено продолжительностью процесса цементирования с запасом 25%. Для цементов классов G и H задается минимальное время затвердения, которое составляет 2 ч.

Известно, что применение быстрохватывающих смесей или обычного цементного раствора для борьбы с поглощениями промывочной жидкости при определенных условиях (местоположение зоны поглощения, глубина установки бурильных труб относительно поглощающего пласта, интенсивность поглощения, скорость закачки и продавки смеси, отсутствие герметизирующего устройства) сопряжено с опасностью прихвата труб при подъеме тампонирующего раствора выше башмака бурильных труб.

Для цементирования скважин со сложными геолого-техническими условиями, которым не соответствуют портландцемент по классификации API, используются специальные цементы [4,5,7,8].

К специальным цементам относятся следующие:

1. Облегченные тампонажные материалы, в частности, пуццолановый цемент (изготавливается путем совместного помола портландцементного клинкера и пуццолана), цементно-золевые смеси, пуццоланово-известковый и золево-известковый цементы.

При разработке высокоэффективных тампонажных саморасширяющихся смесей, с регулируемой плотностью и глубокой пронизывающей способностью в дисперсионной среде с последующим отверждением особый интерес представляют целенаправленные исследования по созданию модифицированных синтетических смол на базе заданной структуры и свойствами.

Существуют также методы образования сверхлегких тампонажных растворов ($\rho < 1250 \text{ кг/м}^3$). Такая низкая плотность тампонажного раствора достигается путем насыщения его пустотными микросферами или сжатым азотом при предварительной его обработке ПАВ, стабилизирующим пену.

2. Утяжеленные тампонажные материалы, которые образуются двумя способами:

- введением примеси утяжелителя, в частности, песка, барита, ильменита, гематитовой руды;

- снижением водоцементного отношения с сохранением подвижности тампонажного раствора за счет введения в него пластификаторов.

3. Расширяющиеся цементы.

Материалы и методы исследования. Пригодность тампонажного раствора для транспортирования в скважину чаще всего оценивается сроками схватывания, которые зависят от состава цемента, количества и качества добавок и условий в скважине.

Одним из наиболее важных свойств тампонирующей смеси является вязкость, обуславливающая возможность прокачивания смеси по трубам. Она не должна значительно снижаться в течение времени, необходимого для проведения процесса цементирования.

Вязкость смеси зависит от природы вяжущего вещества, тонкости помола, водоцементного отношения, качества воды, вида наполнителя, а также от условий, в

которых смесь находится во время транспортировки в скважину, времени и интенсивности перемешивания. Со временем вязкость тампонирующей смеси возрастает и раствор начинает загустевать, затем схватывается и превращается в камень.

Следует отметить, что довольно трудно установить, когда заканчивается процесс загустевания, который зависит от химико-минералогического состава цемента, условий, скорости образования и разрушения структуры и так далее, и начинается процесс схватывания цементного раствора вследствие условности этих понятий и методов определения.

Вязкость смеси увеличивается до тех пор, пока подвижность смеси понизится настолько, что ее невозможно прокачивать. Вязкость и стабильность смеси можно регулировать путем изменения содержания в ней воды, добавлением химических реагентов и инертных наполнителей.

Экспериментальные исследования нового состава полимерной тампонажной смеси на основе карбомидформальдегидной смолы с добавкой отвердителя, дают возможность получения наиболее приемлемой рецептуры полимерной тампонажной смеси, а также уменьшения сроков схватывания и увеличения коррозионной стойкости.

Расширение в специальных цементах, обусловлено образованием в процессе гидратации гидросульфоаминатов. Абсолютная величина расширения не должна превышать 0,5 %.

Существует три основных типа расширяющихся цементов [3,6]:

- 1) тип К - смесь портландцемента с сульфоаминатом кальция;
- 2) тип S - портландцемент (класс А) с повышенным содержанием C_3A и примесью $CaSO_4 + 1/2 H_2O$;
- 3) тип М - портландцемент (класс А) с незначительной примесью кислотостойкого цемента.

К специальным цементам также относят:

- цементы с примесью латекса (латекс-цементы); они отличаются низкой водоотдачей, улучшенными реологическими параметрами, а цементный камень приобретает высокую упругость;

- портландцемента с примесью бентонита (8-25%) и пластификаторов (лигносульфоната); такие составы имеют низкую водоотдачу и относятся к облегченным цементам;

- солевые гелцементы, которые изготавливаются из портландцемента, бентонита (12-16%), соли (например, NaCl), лигносульфоната кальция (0,1-1,5%); они отличаются пониженной вязкостью и используются для цементирования солевых отложений.

Нами были проведены серии исследований по выявлению эффективных полимерных тампонажных смесей при сочетании наполнителей из легкодоступных материалов, как например вермикулит, древесные опилки и др.

После проведения ряда исследований по подбору полимерной тампонажной смеси с применением различных наполнителей и отвердителей, были получены данные, которые говорят о том, что сроки схватывания полимерной тампонажной смеси сокращаются в зависимости от увеличения количества добавляемого отвердителя и пластовой температуры.

Исследования проведены для широкого диапазона изменения температуры от 60 до 120° С. Для крепления скважин при аномально низких пластовых давлениях целесообразно применение облегченной полимерной тампонажной смеси с применением вермикулита с плотностью 1,1 -1,2 и растекаемостью 21-23 см. При этом прочность образовавшегося камня на изгиб получается 7,2-8,7 МПа. С увеличением процента добавки отвердителя, например 0,08% от веса расчетного объема смолы время начало схватывания уменьшается.

Начало времени схватывания зависит от количества отвердителя, добавляемого в полимерную тампонажную смесь при различных температурах.

Для приготовления 1м³ полимерной тампонажной смеси требуется следующие материалы [1,3]:

1. Карбамидоформальдегидная смола с плотностью $\rho = 1,27-1,29$ г/см³ - 1 т.
2. Отвердитель – 3-5 кг.
3. Опилка – 170 кг.

Разработанная новая полимерная тампонажная смесь (условное название ПТС) плотностью $\rho = 1,1-1,2$ г/см³ рекомендована для крепления нефтяных и газовых скважин, а также для изоляции водопритоков при проведении опытно-промышленных испытаний на Западно-Казахстанских месторождениях.

При растекаемости полимерной тампонажной смеси 21 см. и плотности 1,22 г/см³ начало схватывания при 1,0 % добавки отвердителя составляет 225 минут. Прочность образовавшегося камня равна 7,0 МПа. При добавлении отвердителя 4,0% от общего объема смолы время начало схватывания резко снижается до 140 минут.

Нами была изучена новая полимерная тампонажная смесь с наполнителями: опилки и отвердители при температурах 60 - 120°С.

Для регулирования свойств тампонажных растворов используются:

- ускорители твердения: хлористый кальций, хлористый натрий, кремнекислый натрий и другие неорганические ускорители;

- замедлители твердения для низких температур: MRL-1, (3), (L); HR-4, (7), (6L); D-13 (81); R-5; WR-1, (2), (L1). для высоких и сверхвысоких температур MHR-8, (9), (L); HR-12, (15), (13L); D-28, (29); R-11, (15L); M-6; WR-6, (7); такие замедлители относятся к лигносульфонатам, органическим кислотам, производным целлюлозы, боратам и др.;

- пластификаторы MCD-3, (4) (L); TF-3, (4), (5); D-30, (31), (45), (65), (80), (31L); CFR-1, (2) и др.; пластификаторы марки CFR одновременно являются замедлителями твердения; большинство пластификаторов представляют собой модифицированные лигносульфонаты и низкомолекулярные водорастворимые смолы;

- вещества понижающие водоотдачу: MFL-4, (5), (7); Халад 9, (14); D-19, (22), (59), (60); CF-1, (2), R-6 и др. В основном это производные целлюлозы.

Результаты и обсуждение. На основе проведенных анализов получен следующий рецепт полимерной тампонажной смеси: карбамидоформальдегидная смола с плотностью $\rho = 1,27-2,2$ г/см³, отвердитель (медный купорос – технический) и древесная опилка. В качестве отвердителя применялся 30 % раствор реагента КПА-5 (таблица 1).

Таблица 1 – Результаты лабораторного исследования полимерной тампонажной смеси с добавкой отвердителя и опилок при температуре 80 °С

№	Смола, г	Добавка		Уд.вес, г/см ³	Растекаемость, см	Срок схватывания		Прочность, МПа на изгиб
		Опилка, г	Отвердитель, %			Начала, мин	Конец, мин	
1	1000	-	0.05	1,27	22,5	40	80	7,6
2	975	25	0.06	1,23	22	55	90	7,4
3	945	55	0.08	1,20	21,5	70	100	7,2
4	925	75	0,1	1.15	22	55	95	8,2
5	900	100	0.2	1,1	23,5	70	105	8,7
6	845	155	0.3	1.05	24.0	75	115	8,0
7	800	200	0.4	1,0	24.5	65	105	7,6
8	745	255	0,5	0.95	25.0	70	115	6,8
9	700	300	0,6	0.8	25.5	80	135	6,4

Из *таблицы 1* видно, что при добавлении опилок от 55 г до 300 г плотность тампонажного раствора уменьшается, при этом увеличивается растекаемость от 21,5 см до 25,5 см. Наиболее приемлемой рецептурой полученной облегченно-полимерной тампонажной смеси является добавление опилок от 55 г до 100 г, которая отвечает требованиям, предъявляемым к облегченным тампонажным смесям для крепления нефтяных и газовых скважин [8,9,10].

Исследования показывают, что по мере роста температуры и увеличения процента добавки отвердителя, прочность предложенной тампонажной смеси также возрастает, что наглядно видно из *рисунка 1*.

Далее были продолжены лабораторные исследования той же полимерной тампонажной смеси с добавлением к ней 5% серы. Результаты исследования показывают, что время загустевания смеси также увеличиваются при неизменной механической прочности камня.

Сера в данном случае является стабилизатором процесса полимеризации, обеспечивая время начала загустевания при требуемых сроках.

Представляет большой интерес исследование состава рассмотренной тампонажной смеси состоящей из 150 г смолы, 7,5 г древесных опилок и 2% отвердителя. Результаты исследований показывают, что при температуре 100°С расширение предложенной смолы с ростом температуры повышается. Это в свою очередь обеспечит прочность камня [10,11].

Тампонажная смесь с содержанием смолы 150 г, древесных опилок 7,5 г и отвердителя 2% имеет расширение 60%, а с содержанием отвердителя 0,7% при температуре 100 °С имеет расширение 75%.

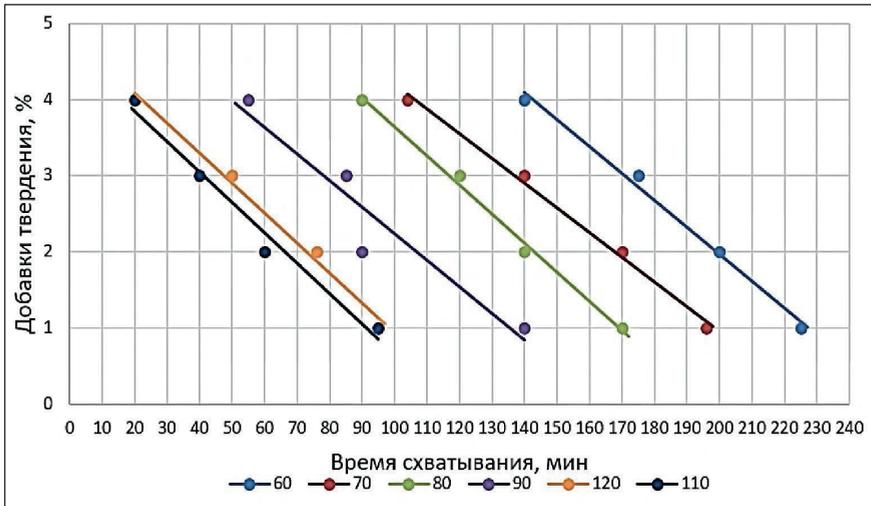


Рисунок 1 – Зависимость времени схватывания полимерно-тампонажной смеси от добавки отвердителя при температуре 60 - 120°C

Заключение и выводы. Полимерная тампонажная смесь отличается высоким качеством, большим диапазоном регулирования сроков схватывания, что является большим преимуществом перед традиционными быстро схватывающимися смесями. За счет эластичности полимерная тампонажная смесь не трескается (не разрушается).

Технологические параметры предложенной полимерной тампонажной смеси характеризуются тем, что:

- имеется возможность изменения плотности полимерной тампонажной смеси от 1,27 до 2,2 г/см³;
- имеется возможность регулировать время начала загустевания и отверждения;
- при увеличении температуры расширяется в объеме при температуре от 60°C до 120°C;
- коррозионная устойчивость, эластичность, прочность;
- монолитность и высокая химическая стойкость камня, отвердевшего в скважинных условиях.

Разработанная новая полимерная тампонажная смесь может применяться: для крепления нефтяных и газовых скважин, а также для изоляции водопритоков. 🌐

ЛИТЕРАТУРА

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин // М.: Недра, 2000, 667 с. [Basarigin U.M., Bulatov A.I., Proselkov U.M. Well completion // М.: Nedra, 2000, 667 p.]
2. Васильева К.Е., Мелехин А.А., Крысин Н.И. Расширяющиеся тампонажные составы для установки цементных мостов при ликвидации поглощений // Нефтяное хозяйство, 2014, № 6, с. 28–30. [Vasiliyeva K.E., Melehin A.A., Krisin N.I. Expanding cement slurries for setting cement plugs during lost circulation control // Oil industry, 2014, № 6, p. 28–30.]

3. Куницких А.А. Исследование и разработка расширяющих добавок для тампонажных составов // ISSN 2224-9923, Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело, 2015, № 16, с. 46-53. [Kunitskih A.A. Research and development of expanding additives for cement slurries // ISSN 2224-9923, Vestnik PNIPU. Geology. Oil and gas and mining, 2015, № 16, p. 46-53.]
4. Мелехин А.А., Чернышов С.Е., Турбаков М.С. Расширяющиеся тампонажные составы для ликвидации поглощений при креплении обсадных колонн добывающих скважин // Нефтяное хозяйство, 2012, № 3, с. 50-52. [Melehin A.A., Chernishov S.E., Turbakov M.S. Expanding plugging compositions for elimination of absorption during casing support of producing wells // Oil industry, 2012, № 3, p.50-52.]
5. Николаев Н.И., Леушева Е.Л. Тампонажные составы пониженной плотности для цементирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Записки Горного института. Нефтегазовое дело. Санкт-Петербургский горный университет.– Спб., Россия, 2019, Т. 236, с. 194–200. [Nikolaev N.I., Leusheva E.L. Reduced density cementing compositions for well cementing under abnormally low formation pressures // Notes of the Mining Institute. Oil and gas business. St. Petersburg Mining University. - St. Petersburg, Russia, 2019, T. 236, p.194–200.]
6. Овчинников П.В. и др. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин // М. «Недра-Бизнес-центр», 2002, 115 с. [Ovchinnikov P.V etc. Special plugging materials for low-temperature wells // М. « Nedra Business Center », 2002, 115 p.]
7. Рахимов А.К., Рахимов А.А., Умедов Ш.Х., Абжапарова Ф.Ш. Проблемы обеспечения качества ствола и крепления // Журнал технологии нефти и газа, 2017, № 6, стр.54.[Rakhimov A.K., Rakhimov A.A., Umedov Sh.Kh., Abzharparova F.Sh. Problems of ensuring the quality of the barrel and fastening // Journal of Oil and Gas Technology, 2017, № 6, p. 54.]
8. Умедов Ш.Х. Влияние температуры на новую полимерную тампонажную смесь // Журнал технологии нефти и газа, 2017, №3, стр. 33. [Umedov Sh.K. The influence of temperature on a new polymer grouting mixture // Journal of Oil and Gas Technology, 2017, No. 3, p.33.]
9. Akramov B.SH., Khaitov O.G., Usmonov K.M. Some aspects of the results of opening testing, development of exploration wells. AIP Conference Proceedings 2432, 030102. <http://doi.org/10.1063/5.0091266>. Published Online: 16 June 2022.et al. 2022.
10. Akramov B.SH., Khaitov O.G., Umirzokov A.A. Forced fluid withdrawal as a method of enhanced oil recovery in hydrocarbon fields. // AIP Conference Proceedings 2432, 030103. <http://doi.org/10.1063/5.0091268> . Published Online: 16 June 2022.
11. Khaitov O.G., Akramov B.SH., Umirzokov A.A. On the geotectonic features of the southeastern part of the Bukhara-Khiva region.// AIP Conference Proceedings 2432, 030101. <http://doi.org/10.1063/5.0091265>. Published Online: 16 June 2022.