

GEOLOGIYA-MINERALOGIYA FANLARI / GEOLOGICAL AND MINERALOGICAL SCIENCES

УДК 553.981.2

**ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ ТВЕРДЫХ ПЕНООБРАЗОВАТЕЛЕЙ ДЛЯ
УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ ЗАБОЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
СКВАЖИН**

Орипова Шахло Каримовна¹ - докторант (PhD),
ORCID: 0009-0000-1990-8009, E-mail: oripovashahlo1991@umail.uz
Акромов Бахшилло Шафиевич² - кандидат технических наук, профессор
E-mail: akramov_bahsh@mail.ru
Адизов Бобиржон Замирович³ - доктор технических наук, профессор,
ORCID: 0000-0002-7620-1525, E-mail: bobirjon_adizov@mail.ru

¹Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Узбекистан

²Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте, г. Ташкент, Узбекистан

³Институт общей и неорганической химии Академии наук Республики Узбекистан,
г. Ташкент, Узбекистан

***Аннотация.** Проблемы с накоплением жидкости на забое возникают при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин. Поскольку количество месторождений, прошедших завершающую стадию разработки, постоянно растет, проблема удаления скважинной жидкости становится все более актуальной. Причиной скопления жидкости на забое скважины является недостаточная для полного выноса скорость газового потока.*

Существуют различные способы решения этой проблемы, одним из важнейших из которых является использование твердых и жидких поверхностно-активных веществ (ПАВ). Использование твердых поверхно-активных веществ (ТПАВ) является наиболее экономичным и доступным методом удаления жидкости из забоев скважин. В исследованиях были использованы анионные ПАВ.

По результатам исследований были разработаны составы ТПАВ, которые вспенивают смесь конденсационной и пластовой воды. Образцы ТПАВ образуют мощную пену, разработанные образцы ТПАВ удаляют большое количество жидкости из призабойной зоны скважины. Созданный ТПАВ является экономичным и импортозамещающим, так как большая часть реагентов, используемых в составе создаваемого ТПАВ, состоит из отходов местного сырья.

***Ключевые слова:** газовые и газоконденсатные месторождения, забой скважины, накопление жидкости, поверхностно-активные вещества (ПАВ), твердый поверхностно-активные вещества (ТПАВ), пенообразование.*

UDC 553.981.2

**APPLICATION OF DEVELOPED SOLID FOAMING AGENTS TO REMOVE LIQUID
FROM THE BOTTOM OF GAS AND GAS CONDENSATE WELLS**

Oripova, Shakhlo Karimovna¹ - Doctoral student (PhD),
ORCID: 0009-0000-1990-8009, E-mail: oripovashahlo1991@umail.uz
Akramov, Bakhshillo Shafievich² - candidate of technical sciences, professor
E-mail: akramov_bahsh@mail.ru
Adizov, Bobirzhon Zamirovich³ - doctor of technical sciences, professor,

ORCID: 0000-0002-7620-1525 E-mail: bobirjon_adizov@mail.ru

¹Karshi engineering-economics institute, Karshi city, Uzbekistan

²Branch of the Russian State University of Oil and Gas (NRU) named after I.M. Gubkin in Tashkent, Tashkent city, Uzbekistan

³Institute of General and Inorganic Chemistry of the Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan, Tashkent city, Uzbekistan

Abstract. *Problems with fluid accumulation at the bottom arise during the operation of gas and gas condensate wells. Since the number of fields that have passed the final stage of development is constantly growing, the problem of removing well fluid is becoming increasingly urgent. The reason for the accumulation of liquid at the bottom of the well is the gas flow rate insufficient for complete removal.*

There are various ways to solve this problem, one of the most important of which is the use of solid and liquid surfactants. The use of solid surfactants is the most economical and accessible method for removing fluid from the bottom of wells. Anionic surfactants were used in the studies.

Based on the research results, solid surfactant compositions were developed that foam a mixture of condensation and formation water. Solid surfactant samples form powerful foam; the developed solid surfactants samples remove a large amount of liquid from the bottomhole zone of the well. The created solid surfactants, is economical and import-substituting since most of the reagents used in the composition of the created solid surfactants, consist of waste local raw materials.

Keywords: *gas and gas condensate fields, well bottom, liquid accumulation, surfactants, solid surfactants, foaming.*

UO‘K 553.981.2

GAZ VA GAZOKONDENSAT QUDUQLARI TUBIDAN SUYUQLIKNI CHIQARISH UCHUN ISHLAB CHIQLIGAN QATTIQ KO‘PIK HOSIL QILUVCHILARNI QO‘LLASH

Oripova Shaxlo Karimovna¹ – doktorant (PhD),

ORCID: 0009-0000-1990-8009, E-mail: oripovashahlo1991@umail.uz

Akramov Baxshillo Shafievich² - texnika fanlari nomzodi, professor,

E-mail: akramov_bahsh@mail.ru

Adizov Bobirjon Zamirovich³ - texnika fanlari doktori, professor,

ORCID: 0000-0002-7620-1525, E-mail: bobirjon_adizov@mail.ru

¹Qarshi muhandislik-iqtisodiyot instituti, Qarshi sh., O‘zbekiston

²I.M. Gubkin nomidagi Rossiya davlat neft va gaz universiteti Toshkent shahridagi filiali, Toshkent sh., O‘zbekiston

³O‘zbekiston Respublikasi Fanlar akademiyasi Umumiy va noorganik kimyo instituti, Toshkent sh., O‘zbekiston

Annotatsiya. *Quduq tubida suyuqlik to‘planishi bilan bog‘liq muammolar gaz va gazkondensat quduqlarini ishlatish jarayonida paydo bo‘ladi. Ishlashning oxirgi bosqichidagi konlar soni doimiy ravishda ortib borayotganligi sababli, quduq tubidagi suyuqlikni olib tashlash muammosi tobora dolzarb bo‘lib bormoqda. Quduq tubida suyuqlik to‘planishining sababi gaz oqimining to‘liq olib tashlash uchun yetarli emasligidir.*

Ushbu muammoni hal qilishning turli usullari mavjud bo‘lib, ularning eng muhimlaridan biri qattiq va suyuq sirt faol moddalardan (SFM) foydalanishdir. Qattiq sirt faol moddalardan (QSFM) foydalanish quduqlar tubidan suyuqlikni olib tashlashning eng tejamkor va qulay usuli hisoblanadi. Tadqiqotlarda anion SFM ishlatilgan.

Tadqiqot natijalariga ko'ra, kondensatsiya va qatlam suvlari aralashmasini ko'piklantiradigan QSFМ kompozitsiyalari ishlab chiqildi. QSFМ namulalari barqaror ko'pik tizimini yaratib, quduq tubi zonasidan katta miqdordagi suyuqlikni olib tashlaydi. Yaratilgan QSFМ iqtisodiy va import o'rnini bosuvchi hisoblanadi, chunki yaratilgan QSFМ tarkibida ishlatiladigan reagentlarning aksariyati mahalliy xomashyo chiqindilaridan iborat.

***Kalit so'zlar:** gaz va gazkondensat konlari, quduq tubi, suyuqlik to'planishi, sirt faol moddalar (SFМ), qattiq sirt faol moddalar (QSFМ), ko'piklanish.*

Введение

При эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений существует множество факторов, ограничивающих дебит газовых и газоконденсатных скважин. Эти осложнения при эксплуатации скважин приводят к снижению продуктивности скважин [1].

На падающей стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений, как правило, возникает ряд осложнений, которые ухудшают условия эксплуатации скважин и снижают производительные возможности. Одним из таких осложнений является процесс накопления на забое и в стволе скважин жидкости, которая не выносится на поверхность из-за недостаточных скоростей восходящего потока газа [2]. В процессе эксплуатации газовых скважин на забое может накапливаться вода и газовый конденсат, что приводит к снижению дебита скважин. Причиной скопления жидкости на забое скважины является недостаточная для полного выноса скорость газового потока [3]. Выбор способа удаления жидкости обосновывается по нескольким критериям: геолого-геофизические параметры пласта, период эксплуатации, конструкция скважины, качество цементного камня за колонной, причина поступления воды и др. [4].

Методы и материалы

Проблемы с накоплением жидкости на забое возникают при эксплуатации газоконденсатных скважин [5]. Поскольку количество месторождений, прошедших завершающую стадию разработки, постоянно растет, проблема удаления скважинной жидкости становится все более актуальной [6]. Существуют различные способы решения этой проблемы, одним из важнейших из которых является использование твердых и жидких ПАВ.

ПАВ используются в различных областях и являются одними из основных, а иногда и единственными способами улучшения технологических процессов, повышения производительности продукции и улучшения качества продукции [7, 8, 9]. При выборе ПАВ для удаления жидкостей из скважины необходимо провести ряд исследований, чтобы оценить состояние скважины [10].

ПАВы в основном делятся на две группы: ионогенные (анионные, катионные и амфотерные) и неионогенные. Неионогенные ПАВ включают, среди прочего, полиоксиэтилированные соединения спиртов и фенолов. Они хорошо растворяются в холодной воде, и мы не использовали их в своих исследованиях в связи с тем, что их растворимость снижается с повышением температуры. Мы использовали в своих исследованиях анионные ПАВ.

По мере увеличения глубины газовых и газоконденсатных скважин температура растет параллельно с увеличением глубины скважины.

Нами собрана экспериментальная установка для проведения пенообразующих свойств ПАВ при 81-96 °С. Схематический вид экспериментальной установки [11] представлен на рисунке 1.

В ходе исследовательских работ была построена традиционная модель скважины, в которой данное устройство было установлено в водяную баню (1) для контроля температуры. Водяную баню (1) можно заменить ультразвуковой ванной (1) для изучения влияния ультразвуковых волн на образование пены в пластовой. В лабораторных условиях изменить водяную баню можно заменить также песком.

При проведении экспериментов вместо природного газа использовался воздух с учетом требований технической безопасности и санитарных норм. С помощью компрессора-рессивера (8) воздух подается во внешнюю колонну (14) через манометр (12) и расходомер (10). Нижняя часть внутренней колонны (15) снабжена стеклянным пористым диском (6). Функция этой сетки заключается в поддержании твердого ПАВ в призабойной зоне модельной скважины с целью повышения производительности пенообразования. Внутренняя (15) и внешняя (14) колонны удерживаются резиновым уплотнителем (7) и специальной резиной (17), удерживающей их вместе с помощью крючков (16). Удержание внешней колонны в горизонтальном положении и под определенным углом осуществлялось с помощью штатива (2). Внешняя и внутренняя колонны закреплены крючком. Пластовая вода (модельный раствор) подается из верхней части внешней (14) колонны через расходомер с помощью насоса (5).

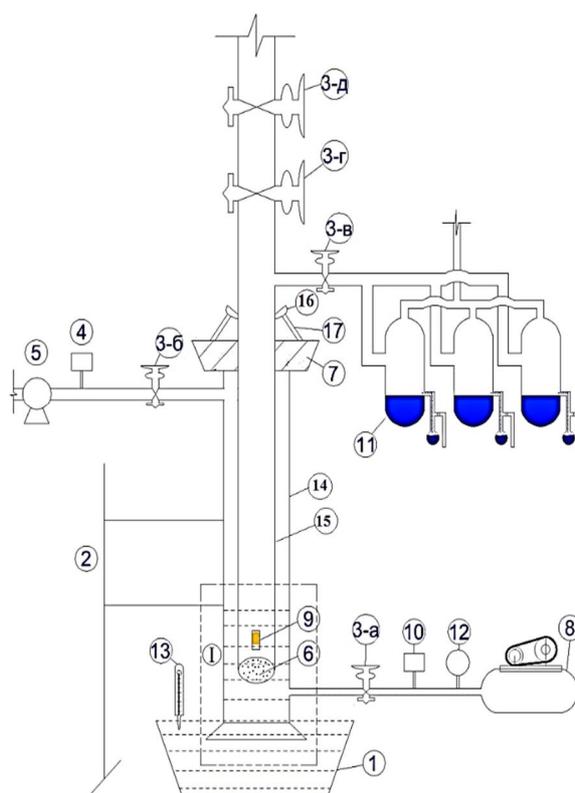


Рис. 1. Экспериментальная установка для исследования удаления жидкости из забоя газовых и газоконденсатных скважин: 1-водяная баня; 2-штатив; 3- а, 3- б, 3- в, 3- ж, 3-г – задвижки; 4-расходомер для жидкости; 5-насос; 6-стеклянный пористый диск; 7-резиновый уплотнитель; 8-компрессор; 9-твердый ПАВ; 10-расходомер для воздуха; 11-ёмкость; 12- манометр; 13-термометр; 14-внешняя колонна; 15-внутренняя колонна; 16-крючки; 17-резина

Процесс пенообразования преимущественно происходит в I части экспериментальной установки. Здесь воздух, проходящий через компрессор (8), пластовая вода в I части и пена, образующаяся на основе ПАВ (9), передаются из верхней части внутренней колонны в емкость пеногашения (11).

Все процессы осуществляются через задвижки (3), установленные в модельном устройстве. Контроль подачи воздуха в систему 3-а задвижка; перенос воды 3-б задвижка; газопузырьковая смесь 3-в задвижки и введение в систему твердого ПАВ осуществляют с помощью 3-д и 3-г задвижек.

Результаты

Проведенная работа показала возможность проведения исследований на экспериментальной установке, имитируя скважинные условия газовых и газоконденсатных месторождений с параметрами, близкими к реальным условиям. При этом можно визуально контролировать давление, температуру, расход воды и газа а а также пенообразование.

В результате визуального контроля проведенных исследований было замечено, что твердые поверхно-активные вещества (ТПАВ), которых мы используем, положительно влияют не только на воду, образующуюся на забое скважины, но и на подъем собравшихся там механических частиц из забоя скважины к ее устью.

Лабораторные исследования ТПАВ проводились для изучения способности ТПАВ вспенивать скважинную жидкость и обеспечить стойкость пенной системы. Разработанные составы ТПАВ должны гарантировать, что пластовая вода газовых и газоконденсатных месторождений с соответствующей концентрацией вспенивается.

Для лабораторных экспериментов использовалась пластовая вода газоконденсатного месторождения Алан. На Аланском месторождении минерализация пластовых вод изменяется в основном в пределах от 91 до 109 г/л и лишь в одной пробе – 118 г/л, в среднем составляя 103 г/л. В ионно-солевом составе доминирует хлор (53-66 г/л) и щелочи (30-44 г/л); кальций (1,7-9 г/л) значительно превалирует над магнием (0,02-1,3 г/л). Содержание сульфатов и гидрокарбонатов невысокое и изменяется в основном от 0,66 до 2,0 (в отдельных пробах 5,3-6,6 г/л) и от 0,12 до 0,69 г/л, соответственно. Реакция среды близка к нейтральной (рН=6,0-7,6). Из микрокомпонентов в исследованных пробах обнаружены в промышленных концентрациях йод – до 24,3 мг/л, бром – 257–395 мг/л; содержание остальных микрокомпонентов – умеренное. Сероводород и двуокись азота в водах не обнаружены [13].

Необходимым условием эффективного удаления жидкости с помощью ПАВ является образование на забое скважины стабильной пены, представляющей собой дисперсные системы, состоящие из ячеек-пузырьков газа [14].

Образцы от ТП-1 до ТП-20 были исследованы [15] в экспериментах по определению свойств пенящихся твердых ПАВ, в том числе высоты пены при различных температурах, времени удерживания пены, определены экспериментальные результаты стабильности и растворимости твердых ПАВ.

Обсуждение

В экспериментах, проводимых на лабораторной установке, использовались образцы ТПАВ первого, второго и третьего типа различного состава и концентрации.

Образец ТП-20 был способен непрерывно вспенивать 80 мл воды в течение 30 минут при эксперименте на испытательном стенде, но не смог поднять жидкость из забоя скважины.

Пробу ТП-24 выдерживали 30 минут. Этот образец образовал небольшое количество пены в нижней части колонны, но не переносил жидкость из нижней части колонны в верхнюю. Как и этот образец, образцы ТП-21, ТП-22 и ТП-23 также дали отрицательный результат.

Образцы ТП-25-ТП-35 различаются по составу и концентрации ТПАВ 1-го и 2-го типа. Эти образцы дали хорошие результаты.

В таблице 1 представлены результаты экспериментов по выносу жидкости из забоя скважины на лабораторной установке.

Результаты экспериментов показали, что образцы первого типа от ТП-1 до ТП-20 разного состава и концентрации стабильно вспенивались при испытаниях на опытно-промышленной установке, но не смогли поднять скважинную жидкость до устья модели.

Образцы второго типа от ТП-21 до ТП-24 разного состава и концентрации при испытаниях на лабораторной установке также не дали возможность подъема жидкости по стволу модели.

При испытании на лабораторной установке третьего типа образцов от ТП-25 до ТП-35 различного состава и концентрации образцы ТПАВ массой 1 г показали хорошие эксплуатационные результаты, извлекая из забоя скважины от 200 до 500 мл жидкости.

Таблица 1

Результаты лабораторных исследований по удалению жидкости

№	ТПАВ	Масса ТПАВ, г	Объем удаленной жидкости, мл	Время, мин	Результаты
1	ТП-20	1	80	30	Жидкость не выносится полностью
2	ТП-24	1	0	20	Жидкость не выносится
3	ТП-25	1	250	30	Вынос жидкости полностью
4	ТП-26	1	440	35	Вынос жидкости полностью
5	ТП-27	1	200	60	Вынос жидкости полностью
6	ТП-28	1	430	85	Вынос жидкости полностью
7	ТП-29	1	350	45	Вынос жидкости полностью
8	ТП-30	1	500	55	Вынос жидкости полностью
9	ТП-31	1	480	60	Вынос жидкости полностью
10	ТП-32	1	275	31	Вынос жидкости полностью
11	ТП-33	1	350	52	Вынос жидкости полностью
12	ТП-34	1	470	50	Вынос жидкости полностью
13	ТП-35	1	450	49	Вынос жидкости полностью

На рисунках 2-3 представлены диаграммы наилучших показателей максимального извлечения жидкости из забоя скважины и времени, необходимой для извлечения этой жидкости (таблица 1.).

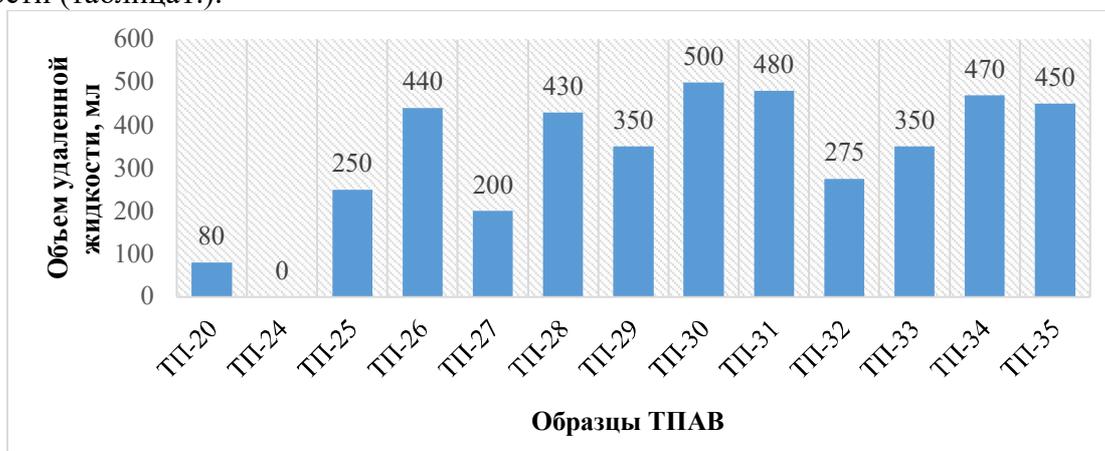


Рис. 2. Диаграмма объема выносимой жидкости, полученная с помощью разработанных ТПАВ

Из диаграммы видно, что по результатам экспериментов по извлечению жидкости из забоя скважины на лабораторной установке удалось извлечь из забоя модельной скважины ТПАВ с массой 1 г с помощью разработанного образца до 500 мл жидкости. По результатам исследования образец ТП-20 поднимал 80 мл жидкости. Образец ТП-24 не обеспечил подъема жидкости из забоя скважины, тогда как образцы от ТП-25 до ТП-35 показали хорошие результаты. Среди них образец ТП-30 показал наибольшую производительность, извлекая из забоя скважины 500 мл жидкости.

Из диаграммы видно, что среди разработанных образцов ТПАВ самое короткое время - 30 минут у ТП-25, а самое долгое время - 85 минут составило ТП-28. Для удаления жидкости из забоя модельной скважины потребовалось в среднем 50-60 минут.

Образцы третьего типа, от ТП-25 до ТП-35, различного состава и концентрации отличаются твердостью, то есть тем, что они не быстро растворяются в воде. Как обычно, этот

тип пробы ТПАВ постоянно вспенивается и удаляет больше жидкости из ствола скважины. Эта возможность позволяет удаление большего количества жидкости из забоя газовых и газоконденсатных скважин.

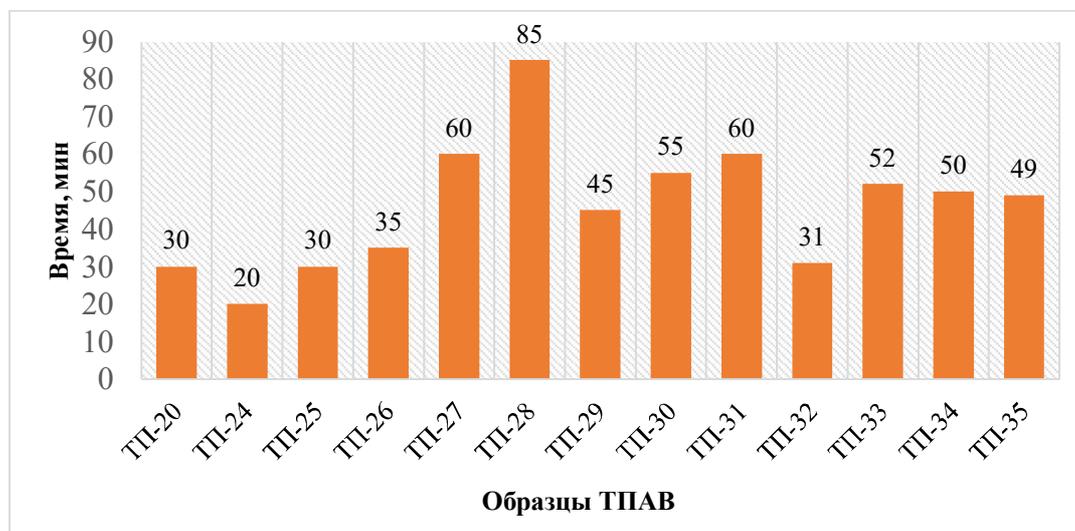


Рис. 3. Диаграмма времени удаления жидкости из забоя скважины с помощью разработанных ТПАВ

В жидкостном цикле образованная пена должна гарантировать, что жидкость при подъеме до устья скважины должна не разрушаться до выхода на дневную поверхность и установки подготовки газа. Важно отметить, что разработанные образцы ТПАВ – ТПАВ-25 – ТПАВ-35 соответствуют этому требованию.

Выводы

По результатам исследований были разработаны составы ТПАВ, которые вспенивают смесь конденсационной и пластовой воды. Составы ТПАВ, разработанные с данными реагентами, создают устойчивую пенную систему.

Разработанные образцы ТПАВ удаляют большое количество жидкости из призабойной зоны скважины. При использовании разработанных ТПАВ жидкость из скважины поднимается на поверхность и разрушается до входа в пункт, предназначенный для комплексной подготовки газа.

Использование медленно пенообразующихся образцов ТПАВ, предназначенных для извлечения жидкости из низа ствола скважины, позволяет использовать небольшие количества ТПАВ. Это помогает снизить эксплуатационные расходы. Учитывая, что большая часть реагентов, используемых в составе создаваемого ТПАВ, используется из отходов местного сырья, он является экономичным и импортозамещающим.

Литература

- [1] Хужамуродов С.В., Орипова Ш.К., Адизов В.З. “Complications in the operation of gas and gas condensate wells”, Международная конференция академических наук, Россия. С. 42-48 URL: <https://doi.org/10.5281/zenodo.7614100>
- [2] Орипова Ш.К., Адизов Б.З., Акрамов Б. “Способы эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений”, O‘zMU xabarlari, 3/1/1, 2023, 269-272 b.
- [3] Амиян В.А., Васильева Н.П. “Добыча газа”, М., Недра, 1974, 312 с.
- [4] Ибрагимов Л.Х. “Интенсификация добычи газа и конденсата”, М., Наука, 2000, 414 с.

- [5] Цыганков М.С. “Эксплуатация обводняющихся газовых скважин на месторождении М”, Международный студенческий научный вестник, 2018, №2, С. 111-118.
- [6] Орипова Ш.К., Адизов Б.З., Акрамов Б.Ш. “Исследование проблемы самоглушения эксплуатационных скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений на поздней стадии эксплуатации”/ “Fan, innovatsion texnika va texnologiyalarning rivojlanish istiqbollari” mavzusidagi respublika ilmiy-amaliy anjumani, Qarshi, 2023, 301-305 b.
- [7] Правдин В.Г., Полковниченко И.Т., Чистяков Б.Е., Дерновая А.И. “Поверхностно-активные вещества в народном хозяйстве (Курсом ускорения научно-технического прогресса)”, Москва, Химия, 1989, 48 с.
- [8] N.I. Fayzullayev, N.Q. Muxamadiyev “Kolloid kimyo”, Toshkent, 2016, 386 b.
- [9] Абрамзон А.А., Боброва Л.Э., Зайченко Л.П. и др. “Поверхностные явления поверхностно-активные вещества”, Справочник, Л., Химия, 1984, 392 с.
- [10] Неудачина Л.К., Петрова Ю.С. “Применение поверхностно-активных веществ в анализе”, Учеб. Пособие, М-во образования и науки Рос. Федерации, Урал. федер. ун-т. – Екатеринбург, Изд-во Урал. ун-та, 2017, 76 с.
- [11] Oripova Sh.K., Adizov B.Z. “Gaz suyuqlik oqimini tadqiq qilish uchun tajriba qurilmasi”/ “O‘zbekistonning ilmiy taraqqiyotida yoshlarning o‘rni” mavzusidagi respublika ilmiy-amaliy anjumani, Qarshi, 2023, 63-64 b.
- [12] Фык И.М., Хрипко Е.И. “Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений”, Харьков, Фолио, 2015. 301 с.
- [13] Орипова Ш.К., Адизов Б.З. “Химический состав пластовых вод верхнеюрских карбонатных отложений ГКМ Алан”, “Наука и инновации” международная научная конференция молодых учёных, Ташкент, 2022, с. 422-423.
- [14] Орипова Ш.К. “Удаление жидкости из газовых скважин”, The journal of integrated education and research, Volume 1, Issue 3, August 2022. pp. 53-59.
- [15] Oripova Sh.K., Adizov B.Z., Akramov B.Sh. “Analysis of the foaming properties of foaming solid surfactants”, International Conference Industrial Technologies and Engineering ICITE–2023, Shymkent, Kazakhstan, 2023, pp. 68-72.