

ISSN: 2181-404X

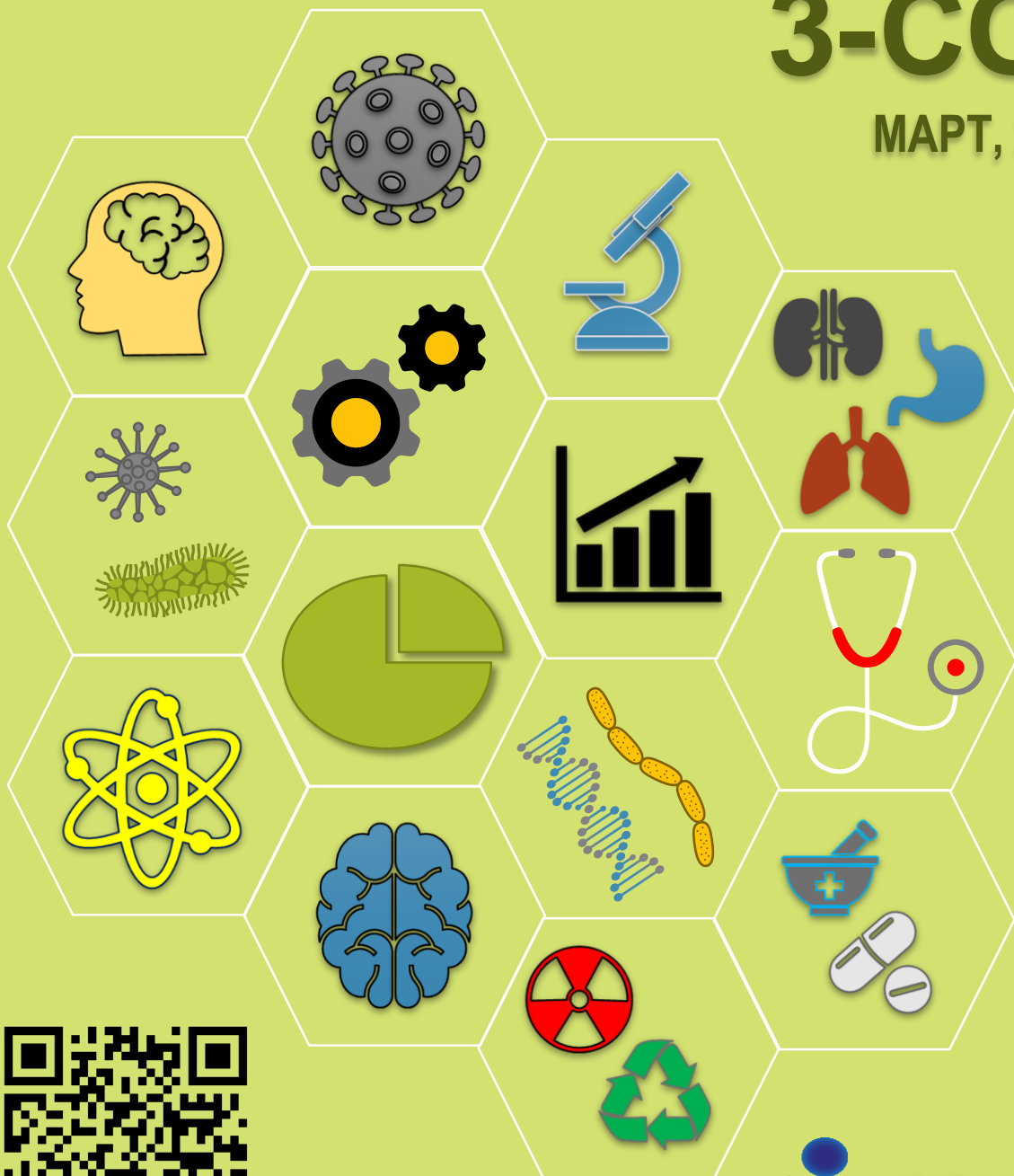
# ЭКСПЕРИМЕНТАЛ

## ТАДҚИҚОТЛАР

### 3-СОН

МАРТ, 2023

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ \* EXPERIMENTAL STUDIES



IMFAKTOR  
PAGES

**ISSN: 2181-404X**  
**DOI Journal 10.56017/2181-404X**

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ  
ИССЛЕДОВАНИЯ  
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ  
НОМЕР-3**

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛ  
ТАДҚИҚОТЛАР  
ИЛМИЙ-АМАЛИЙ ЖУРНАЛ  
3-СОН**

**EXPERIMENTAL STUDIES  
SCIENTIFIC-PRACTICAL JOURNAL  
VOLUME-3**



**ТОШКЕНТ - 2023**

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛ ТАДҚИҚОТЛАР

илмий-амалий журнали

№ 3 (2023) DOI <http://dx.doi.org/10.56017/2181-404X-2023-3>

### Бош муҳаррир:

Касимов И. – тиббиёт фанлари доктори, профессор

### Масъул муҳаррир:

Расулов Х. – физика-математика фанлари номзоди, доцент

### Таҳририят аъзолари:

Мадумаров Т. – биология фанлари доктори, профессор

Хасанов Ф. – биология фанлари доктори, профессор

Алламурастов Б. – биология фанлари доктори, профессор

Исмаилов Қ. – физика-математика фанлари доктори, профессор

Раимова Г. – физика-математика фанлари доктори, профессор

Расулов Х. – физика-математика фанлари номзоди, доцент

Рахимов Т. – кимё фанлари доктори, профессор

Каримова Д. – кимё фанлари номзоди, профессор

Боймирзаев А. – кимё фанлар доктори, доцент

Ходжанов И. – тиббиёт фанлари доктори, профессор

Зуфаров М. – тиббиёт фанлари доктори, профессор

Жалолова Д. – тиббиёт фанлари номзоди, доцент

Халимова З. – тиббиёт фанлари доктори, профессор

Нурходжаев А. – геология-минералогия фанлари доктори

Ахунджанов Р. – геология-минералогия фанлари доктори

Акрамова Н. – геология-минералогия фанлари номзоди

Хайдаров В. – фармацевтика фанлари номзоди, профессор

Урманова Ф. – фармацевтика фанлари доктори, профессор

Нуридуллаева К. – фармацевтика фанлари бўйича фалсафа доктори

Мазкур фанлараро илмий-амалий журнал Ўзбекистон Республикаси Президенти Администрацияси ҳузуридаги Ахборот ва оммавий коммуникациялар агентлиги томонидан 2022 йил 22 декабрь куни № 054835-сонли гувоҳнома билан оммавий ахборот воситаси сифатида давлат рўйхатидан ўтказилган.

Page Maker\Верстка\Саҳифаловчи: Абдурахмон Хасанов

Таҳририят манзили: <https://imfaktor.uz>, 100152, Тошкент шаҳри, Учтепа тумани, “Ватан” МФЙ, Чилонзор 24-мавзеси, 2/27-уй.

Телефон номер: +99894-410 11 55, E-mail: [tahririyat@imfaktor.uz](mailto:tahririyat@imfaktor.uz)

© IMFAKTOR Pages, 2023 йил.

© Муаллифлар жамоаси, 2023 йил.

# ЭКСПЕРИМЕНТАЛ ТАДҚИҚОТЛАР ЖУРНАЛИ

ЖУРНАЛ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ | JOURNAL OF EXPERIMENTAL STUDIES

*Физика-математика фанлари*

**Ш.К.Орипова**

*Базовый докторант*

*Каршинский инженерно-экономический институт*

**Б.З.Адизов**

*Заведующий лаборатории*

*«Нефтехимии» ИОНХ АН РУз, д.т.н.*

<https://doi.org/10.5281/zenodo.7696222>

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДОРАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

### ANNOTATSIYA

Ushbu maqolada gaz va gazokondensat konlarini ishlatishning texnologik rejimlarining mantiqiy asoslari, gaz va gazokondensat quduqlarini ekspluatatsiya qilish jarayonida texnologik ish rejimlariga ko'plab omillarning ta'siri va optimal texnologik rejimlarni o'rnatish tamoyillari haqida bayon etilgan. Shuningdek, gaz va gazokondensat konlarini o'zlashtirishning texnologik va texnik-iqtisodiy ko'rsatkichlari, shu jumladan Alan gazokondensat konini o'zlashtirish bo'yicha texnologik ko'rsatkichlarni prognozlash, statik o'lchash natijalari va qatlam bosimini aniqlash materiallari asosida Alan konidagi quduqlarning gaz-gidrodinamik tadqiqotlari haqida bayon etilgan.

**Tayanch iboralar:** Gaz va gaz kondensat konlari, gazogidrodinamik tadqiqotlar, texnologik rejim, gaz va kondensat ishlab chiqarish, qatlam bosimi, statik bosim, o'z-o'zidan tiqilish.

### АННОТАЦИЯ

В данной статье рассмотрены обосновании технологических режимов работы газовых и газоконденсатных месторождения, влияние многих факторов на технологических режимов работы при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин и принципы при установлении оптимальных технологических режимов эксплуатации. А также рассмотрены технологические и технико-экономические показатели доразработки газовых и газоконденсатных месторождений, в том числе прогнозирование технологических показателей разработки газоконденсатных месторождения Алан, результаты замеров статических и определения пластовых давлений, по материалам геогидродинамических исследований скважин месторождения Алан.

**Ключевые слова:** Газовых и газоконденсатных месторождения, газогидродинамические исследования, технологический режим, добычи газа и конденсата, пластовые давления, статический давления, само глушения.

### ANNOTATION

This article discusses the rationale for the technological modes of operation of gas and gas condensate wells, the influence of many factors on the technological modes of operation during the operation of gas and gas condensate wells, and the principles for establishing optimal technological modes of operation. And also the technological and technical and economic indicators of the additional development of gas and gas condensate fields are considered, including the forecasting of technological indicators for the development of the Alan gas condensate field, the results of measuring static and determining reservoir pressures, based on the materials of gas-hydrodynamic studies of the wells of the Alan field.

**Key words:** Gas and gas condensate fields, gas-hydrodynamic studies, technological regime, gas and condensate production, formation pressures, static pressure, self-damping.

**Введение.** Под разработкой газового и газоконденсатного месторождения понимается управление процессами движения в пласте газа и конденсата к скважинам с целью добычи газа и конденсата. Такое управление достигается посредством определенной системы разработки залежи [1].

Под технологическим режимом эксплуатации скважин понимается поддержание на забое скважин или наземных сооружениях заданных условий изменения дебита, давлений, температур, осуществляемых путем их регулирования, и обеспечивающих соблюдение правил охраны недр, окружающей среды и безаварийную эксплуатацию скважин и наземного оборудования. Эти условия, называемые технологическим режимом скважины, различны в зависимости от геолого-эксплуатационных характеристик каждого месторождения, свойства газа, конденсата и воды, условий подачи газа и конденсата потребителям, а также от заданных кондиций газа [2].

**Методология исследования.** Как правило, рабочие дебиты скважин по газу заключены в пределах между максимально допустимыми и минимально необходимыми [3].

Независимо от разработки при установлении оптимальных технологических режимов эксплуатации необходимо придерживаться принципов (таб. 1.) [4]

При полном и безусловном соблюдении перечисленных выше принципов установления технологического режима эксплуатации будет достигнута рациональная разработка газовых и газоконденсатных месторождений [5].

Изучение характера работы каждой скважины, обследование состояния устья скважины и колонн при подземных ремонтах, а также при выполнении работ по воздействию на призабойную зону дают ценные сведения, которые учитываются при установлении технологического режима работы отдельных скважин и всей залежи в целом [6].

Таблица 1.

Принципы при установлении оптимальных технологических режимов эксплуатации

№	Принципы
1	Полностью учитывать геолого-промысловую характеристику залежи
2	Полностью учитывать технологическую и техническую характеристики скважинного и наземного оборудования
3	Максимально гарантировать надежность работы в установленные сроки всего комплекса систем пласт-начало газопровода
4	Рационально использовать естественную энергию газоносного, нефтеносного (при наличии нефтяной оторочки) пластов и водонапорной системы
5	Полностью удовлетворять требования закона об охране окружающей среды и рациональном использовании природных ресурсов
6	Обеспечивать наибольшую производительность газовых скважин в предусмотренный планом период разработки залежи
7	Свое временно изменять ранее установленные, но непригодные на данном этапе разработки, технологические режимы эксплуатации скважин на новые режимы
8	Максимально учитывать возможность снятия ограничений, снижающих дебиты скважин, и предусматривать меры по интенсификации добычи газа

**Анализ и результаты.** Прогнозирование технологических показателей разработки месторождения Алан [7] выполнялось для условий газового режима методом последовательной смены стационарных состояний. Согласно этому методу в период постоянной добычи по заданному уровню годового отбора газа определяется среднее пластовое давление на конец года. Далее определяются дебит средней скважины, давление и температура на устье скважины, их количество и т.д.

Изменение во времени среднего пластового давления определяется по уравнению материального баланса для газовой залежи:

$$P_t = \frac{P_n}{z_n} \left[ 1 - \frac{\Sigma Q_{\text{доб}}(t)}{V_n} \right] \cdot z(P_t), \quad (1)$$

где  $P_t, P_n$  – текущее и начальное пластовые давления, кгс/см<sup>2</sup>;  $\Sigma Q_{\text{доб}}(t), V_n$  – накопленная добыча газа и начальные запасы, приведённые к нормальным условиям, млн м<sup>3</sup>;  $z_n = z(P_n, T_n), z(P_t, T_{\text{пл}})$  – начальный и текущий коэффициенты сверхсжимаемости газа.

При прогнозировании параметров технологического режима работы эксплуатационных скважин при постоянной депрессии на пласт давление на забое определяется из уравнения:

$$P_t - P_c = \delta(t), \quad (2)$$

где  $P_c$  – давление на забое скважин, кгс/см<sup>2</sup>;  $\delta(t)$  – текущая депрессия на пласт, кгс/см<sup>2</sup>.

При найденном значении  $P_t$  и заданной величине  $\delta(t)$  по уравнению (2) вычисляется забойное давление  $P_c$ .

Из уравнения притока газа к забою скважины:

$$P_t^2 - P_c^2 = Aq + Bq^2, \quad (3)$$

находится дебит скважины:

$$q = \frac{\sqrt{A^2 + 4B(P_t^2 - P_c^2)} - A}{2B}. \quad (4)$$

где  $A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений;  $q$  – дебит скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

Количество эксплуатационных скважин для разработки месторождения, необходимых в период постоянной добычи, определяется из соотношения:

$$n(t) = \frac{Q_{\text{доб}}(t)}{q(t)K}, \quad (5)$$

где  $K$  – число дней работы скважин в году;  $Q_{\text{доб}}(t)$  – отбор газа в  $t^{\text{ом}}$  году;  $q(t)$  – дебит скважины.

Величина рабочего устьевого давления скважины определяется по формуле Адамова-Брискмана:

$$P_c^2 = P_y^2 e^{2S} + \square q^2. \quad (6)$$

В период падающей добычи при постоянном числе скважин « $n$ » объём годовой добычи газа определяется по формуле:

$$Q_r = \square Q_{\text{доб}}(t_m) - \square Q_{\text{доб}}(t_1), \quad (7)$$

где  $\square Q_{\text{доб}}(t_1), \square Q_{\text{доб}}(t_m)$  – накопленные отборы газа в начале и конце года, которые находятся по соотношению (1), из расчета изменения пластового давления от  $P(t_1)$  до  $P(t_m)$ .

При этом задается шаг изменения пластового давления  $\square P$  в интервале времени:

$$dt = \frac{V_n \left[ \frac{P(t_1)}{z(t_1)} - \frac{P(t_2)}{z(t_2)} \right] z_n}{n [q(t_1) + q(t_2)] / 2}, \quad (8)$$

Производится необходимое число итераций до выполнения условия:

$$\int_{t_1}^{t_m} dt = K. \quad (9)$$

Дебиты скважин  $q(t_1)$ ,  $q(t_2)$  рассчитываются по формуле (4), при этом учитываются ограничения на технологический режим их работы (постоянство депрессии на пласт или устьевого давления).

При прогнозировании разработки месторождения, где осуществляется компрессорная эксплуатация скважин, технологические показатели разработки при постоянной мощности ДКС ( $N_{ДКС} = \text{const}$ ) определяются следующим образом.

Задаемся интервалами снижения давления на входе ДКС:  $P_{ДКС i} > P_{ДКС i+1}$ .

Из уравнения (10) находим дебит скважин ( $q$ ), далее устьевое давление ( $P_y$ ), которое равно давлению на входе ДКС за минусом его потерь на шлейфе, затем забойное ( $P_c$ ) и пластовое ( $P$ ) давления соответственно из уравнений (6), (3).

$$N_{ДКС} = 6,4 \cdot n \cdot q \cdot \eta, \quad (10)$$

$$\text{где } \eta = \left[ \left( \frac{P_{\text{вых}}}{P_{\text{вх}}} \right)^{0,231} - 1 \right]. \quad (11)$$

По найденному пластовому давлению ( $P$ ) из уравнения (1) определяем суммарный отбор газа –  $Q_{\text{доб}}(t)$  из месторождения за принятый интервал снижения давления на входе ДКС.

Определяем промежуток времени ( $\Delta t_i$ ) снижения давления на входе ДКС от  $P_{ДКС i}$  до  $P_{ДКС i+1}$  из уравнения:

$$\Delta t_i = \frac{\sum_{i=1}^k Q_{\text{доб}i+1} - \sum_{i=1}^k Q_{\text{доб}i}}{\sum_{i=1}^k \left( \frac{q_i + q_{i+1}}{2} \right)}. \quad (12)$$

Суммируя полученные промежутки времени ( $\Delta t_i$ ) на каждом интервале снижения давления на входе ДКС, набираем заданное число дней работы скважин в году ( $K$ ).

В приведенной выше последовательности определяются показатели разработки месторождения на конец каждого года.

Расчет извлечения конденсата из недр ( $Q_K$ ) производится по методу последовательной смены стационарных состояний. Определение количества товарного конденсата, утилизируемого на промысловых установках по подготовке газа, производится по расчетным графикам  $Q_{KVT} = Q_K(Q_{\text{доб}})$  или на основании принятого (по фактическим данным) коэффициента утилизации:

$$K_{VT} = \frac{Q_{KVT}}{Q_K}. \quad (13)$$

Для месторождений сероводородсодержащего газа имеется также дополнительное ограничение по скорости потока газа в стволе скважины, с целью минимизации коррозии скважинного оборудования [4].

Скорость потока газа на устье скважины определяется по формуле:

$$V_y = 0,52q T_y z_y / d^2 P_y. \quad (14)$$

Исходя из многолетнего опыта эксплуатации месторождения Алан и других высокосернистых месторождений Республики Узбекистан [8], скорость потока газа на устье добывающих скважин не должна превышать 10 м/с, с целью минимизации скорости коррозии скважинного оборудования.

Таблица 2.

Результаты замеров статических и определения пластовых давлений, по материалам газогидродинамических исследований скважин месторождения Алан

№ скв.	Дата исследование	$P_{\text{стат.}}$ kgf/cm <sup>2</sup>	Интервал перфорации, м	$e^s$	$P_{\text{пласт}}$ kgf/cm <sup>2</sup>
2	12.11.2008	146,83	2717 - 2728	1,220	179,11
4	01.05.2012	103,73	1190-1240	1,090	113,10
13	28.05.2009	131,28	2802-2797	1,225	160,81
16	12.11.2007	171,28	2800-2888	1,232	211,06
101	10.02.2010	136,41	2746-2780	1,222	166,74
	09.02.2011	108,25		1,218	131,86
	03.05.2012	97,48		1,216	118,55
	15.01.2008	164,06		1,225	200,92
102	06.11.2007	166,43	2755 - 2814	1,227	204,16
	16.04.2007	178,83		1,227	219,44
	18.04.2007	178,45		1,227	218,97
	28.02.2012	99,42		1,218	121,13
	28.02.2012	99,42		1,218	121,13
103	24.08.2005	218,68	2822 - 2854	1,230	269,02
104	10.10.2006	192,01	2765 - 2823	1,228	235,76
	08.10.2007	169,3		1,228	207,85
107	11.07.2012	94,02	2823 - 2858	1,222	114,91
109	26.04.2012	100,01	2741 - 2849	1,219	121,95
110	29.03.2011	105,58	2800 - 2854	1,223	129,15
111	30.11.2010	121,09		1,226	148,44
112	21.08.2013	86,59	2761 - 2720	1,212	104,95
115	11.05.2012	99,28	2749 - 2836	1,219	121,03
	11.05.2012	99,28		1,219	121,03
119	10.02.2010	137,26	2740 - 2779	1,222	167,75
	18.02.2010	127,27		1,221	155,37
120	10.01.2011	112,32	2793 - 2748	1,219	136,97
121	26.03.2013	85,93	2757 - 2759	1,213	104,27
123	11.11.2008	145,73	2723 -2793	1,223	178,21
	22.07.2008	152,34		1,223	186,38
124	09.10.2007	171,15	2714 - 2770	1,223	209,33
	18.10.2006	190,36		1,223	232,85
126	06.09.2005	222,05	2739 - 2744	1,221	271,18
	02.08.2006	194,32		1,223	237,66
127	14.08.2007	172,52	2734 - 2768	1,224	211,15
128	11.05.2006	203,39	2751 - 2789	1,225	249,20
	24.05.2005	225,81		1,223	276,26
129	05.07.2004	247,95	2900 - 2986	1,236	306,40
	10.05.2006	204,41		1,241	253,64
	14.04.2009	144,4		1,239	178,96
	19.04.2007	181,52		1,241	225,35
	22.09.2010	126,97		1,237	157,07
	25.05.2005	228,74		1,239	283,31

Режим работы скважины должен соответствовать 10+15%-ному значению свободного дебита скважин [9].

С учетом всех трудностей и проблем при добыче газа и газового конденсата, стабильная эксплуатация фонда скважин при постоянном снижении пластового давления и самоглушения скважин в связи со скапливающейся жидкости в виде пластовой воды и газового конденсата, были проанализированы оптимальные методы стабилизации работы фонда добывающих скважин для ГКМ Алан [10-11].

**Выводы и предложения.** В заключение можно сказать, что учет осложнений при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин позволяет правильно определять технологические режимы работы скважин, правильно вести добычу, добиваться продуктивности скважин и соблюдать требования подземной охраны. Все три газонасыщенных XV-НР, XV-Р, XV-ПР горизонта представляют собой единый газомещающий резервуар, который в настоящей работе принимается в качестве эксплуатационного объекта ГКМ Алан.

## Литература

1. А. Ф. Безносиков, М. И. Забоева, И. А. Синцов, Д. А. Остапчук. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» [Текст]: учебное пособие / Тюмень: ТИУ, 2016. – 80 с.
2. Ф.А. Требин, Ю.Ф. Макогон, К.С. Басниев «Добыча природного газа» М.: Недра, 1976. – 368 с.
3. Мулявин С.Ф., Облеков Г.И. «Проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений» Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. - 171 с.
4. Oripova Sh.K., Xujamurodov S.B., Adizov B.Z., Akramov B.Sh. Justification of Technological Modes of Operation of Gas and Gas Condensate Wells // “International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology” Vol. 9, Issue 10, October 2022. 19963-19967 p.
5. И.М. Фык, Е.И. Хрипко «Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»: учебник / – Харьков: Фолио, 2015. – 301 с.
6. В.А. Амиян, Н.П. Васильева «Добыча газа». М.: - Недра, 1974. – 312 с.
7. Орипова Ш.К., Адизов Б.З. «Химический состав пластовых вод верхнеюрских карбонатных отложений ГКМ Алан» // «Наука и инновации» Международная научная конференция Молодых учёных. Ташкент. 20 октября 2022. 422-423 с.
8. Мирмухамедов С.С., Рустамов Ш.З., Адизов Б.З., Орипова Ш.К. «Актуальность предотвращения самоглушения газовых скважин химическими методами» // “Kimyo va kimyo ta’limi muammolari” mavzusidagi respublika ilmiy-amaliy anjuman materiallari to‘plami, Qo‘qon 2022-yil 20-sentabr. 68-69 b.
9. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С, Алиев З.С. «Основы технологии добычи газа» - М.: ОАО Недра, 2003. – 880 с.
10. Орипова Ш.К. «Удаление жидкости из газовых скважин» // «The journal of integrated education and research» Volume 1, Issue 3, August 2022. 53-59 p.
11. Oripova Sh.K., Xujamurodov S.B., Adizov B.Z., Akramov B.Sh. “Innovative technique and technology for the reconstruction of gas wells without damping them with their subsequent operation in concentric lift columns” // “Eurasian journal of academic research” Volume 2 Issue 13, December 2022. 249-252 p.