

: III Vserossiiskaya nauchnaya konferenciya s mezhdunarodnym uchastiem: sbornik dokladov, Tolyatti, 21–23 aprelya 2020 goda.– St. 430-438.

19 Zhatkina K.N. Primenenie metodov intellektualnogo analiza dannyh dlya cifrovoj obrazovatel'noj platformy // Sistemnyi analiz v nauke i obrazovanii. – 2020. – № 2. – St. 1-5. – DOI 10.37005/2071-9612-2020-2-1-5.

20 Oskin, D. A. Organizaciya processa intellektual'nogo analiza obrazovatel'nyh dannyh. // IT-tehnologii: razvitie i prilozhenie: Sbornik dokladov Mezhdunarodnoi nauchno-tehnicheskoi konferencii, Vladikavkaz, 10 dekabrya 2019 goda .Izdatelstvo «Terek», 2019. – St. 112-120.

ӨОЖ 622.276

FTAXP 52.47.37

DOI 10.56339/2305-9397-2022-3-3-242-251

Казинский А.А., техника ғылымдарының кандидаты, доцент, **негізгі автор**, <https://orcid.org/0000-0001-7109-4145>

Ю.А. Гагарин атындағы СамГТУ машина жасау, материалтану және көлік институты, 443100, Самара қаласы, Молодогвардейская көш., 244, kozin202229@mail.ru

Купешова А.С., аға оқытушы, <https://orcid.org/0000-0002-6888-7619>

«Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университеті» КеАҚ, Жәңгір хан көшесі, 51, Орал қ., 090009, Қазақстан Республикасы, kupeshova.altynay@mail.ru

Ахметжан С.З., техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор, <https://orcid.org/0000-0001-8319-6907>

«Батыс Қазақстан инновациялық және техникалық университеті», 090000, Орал қ. Ихсанов көш., 44, samal.zakey@mail.ru

Абдығалиева А.К., аға оқытушы, магистр, <https://orcid.org/0000-0002-2674-5268>

«Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университеті» КеАҚ, Жәңгір хан көшесі, 51, Орал қ., 090009, Қазақстан Республикасы, ainagul_123@mail.ru

Базарбаев А.А., магистрант, <https://orcid.org/0000-0003-0399-4816>

«Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университеті» КеАҚ, Жәңгір хан көшесі, 51, Орал қ., 090009, Қазақстан Республикасы, bazarbaev@mail.ru

Мергенев Р.А., магистрант, <https://orcid.org/0000-0003-3464-4464>

«Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университеті» КеАҚ, Жәңгір хан көшесі, 51, Орал қ., 090009, Қазақстан Республикасы, roketa2000rm@gmail.com

Kazinsky A., candidate of Technical Sciences, associate professor <https://orcid.org/0000-0001-7109-4145>

«Institute of Mechanical Engineering, Materials Science and transport of Samgtu named after Yu.A.Gagarin», 443100, Samara, Molodogvardeiskaya STR., 244, kozin202229@mail.ru

Kupeshova A.S., Senior lecture, <https://orcid.org/0000-0002-6888-7619>

NJSC «West Kazakhstan Agrarian and Technical University named after Zhangir khan», Uralsk, st. Zhangir khan 51, 090009, Kazakhstan, kupeshova.altynay@mail.ru,

Akhmetzhan S.Z., candidate of technical sciences, ass. Professor, <https://orcid.org/0000-0001-8319-6907>

«West Kazakhstan University of Innovation and Technology», 09000044, Uralsk, Ihsanov Street 44, samal.zakey@mail.ru

Abdigalieva A.K., senior lecturer, master's degree, <https://orcid.org/0000-0002-2674-5268>

NJSC «West Kazakhstan Agrarian and Technical University named after Zhangir khan», Uralsk, st. Zhangir khan 51, 090009, Kazakhstan, ainagul_123@mail.ru

Bazarbayev A.A., master's student, <https://orcid.org/0000-0003-0399-4816>

NJSC «West Kazakhstan Agrarian and Technical University named after Zhangir khan», Uralsk, st. Zhangir khan 51, 090009, Kazakhstan, bazarbaev@mail.ru

Mergenev R.A., master's student, <https://orcid.org/0000-0003-3464-4464>

NJSC «West Kazakhstan Agrarian and Technical University named after Zhangir khan», Uralsk, st. Zhangir khan 51, 090009, Kazakhstan, roketa2000rm@gmail.com

**ҚАРАШЫҒАНАҚ КЕНІШІНДЕ ГАЗДЫ КЕРІ АЙДАУ - ҚАЗІРГІ ЗАМАННЫҢ
ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ ҚАЖЕТТІЛІГІ
TECHNOLOGICAL NECESSITY OF MODERN GAS INJECTION AT THE
KARACHAGANAK FIELD**

Аннотация

Қазақстанда газ өндіру саласы жоғары шоғырлану дәрежесімен ерекшеленеді: 2010 жылы өндірудің 76% - дан астамы Қарашығанақтан (еркін газ) және Теңізден (ілеспе газ) түсті. Жалпы өндіріс тез өсіп, 10 жылда үш есе, 37,4 млрд м³ дейін өсті. Газ өндіру серпіні мұнай өндіру қарқынымен және кен орнын игеру жөніндегі технологиялық шешімдермен, атап айтқанда, қойнауқатқа ілеспе газды кері айдау бойынша айқындалады.

Мақалада Қарашығанақ Петролиум Оперейтинг Б.В. "(КПО б.в.) компаниясы Қарашығанақ өндіру кешенінде газ бойынша өндірістік шектеулерді алып тастау жобасын іске асыру және газ өңдеу бойынша қуаттарды кенейту нәтижесінде, газды кері айдау көлемін ұлғайту күтіледі. Өндірілген газды кептіріп, тазартып кері өнімді қабатқа айдау - жергілікті экологияны сақтауға, қабат қысымын конденсациялау қысымынан жоғары ұстап тұруға, қышқыл газды залалсыздандыру мақсаттарын шешеді. Газды ылғалдан кептіру гликольді абсорберде атқарылу және сіңіргішті қалпына келтіру технологиясы көрсетілген. Қарашығанақ кен орнында газды кері айдау газды кешенді дайындау қондырғы (ГКДК) - 2-де атқарылады. Осы қондырғыда айдалатын газ көлемінің өсу мөлшеріне байланысты, қосымша 4-ші компрессорды қосу қажеттілігі көрсетілген.

Түйін сөздер: *Карачаганак, Каспий маңы ойпаты, газды кері айдау, қабат қысымын ұстау, компрессор, гликоль, газды кешенді дайындау қондырғы (ГКДК), ілеспе газ, утилизациялау, көмірсутектер, конденсат.*

Key words: *Karachaganak, Caspian lowland, gas reverse injection, reservoir pressure maintenance, compressor, glycol, complex gas treatment plant (GKD), associated gas, recycling, hydrocarbons, condensate.*

ANNOTATION

Kazakhstan's gas industry is characterized by a high degree of concentration: in 2010, more than 76% of production came from Karachaganak (free gas) and Tengiz (associated gas). Gross production is growing rapidly, having tripled in 10 years to 37.4 billion m³. The dynamics of gas production is determined by the rate of oil production and technological solutions for the development of the field, in particular, for the re-injection of associated gas into the reservoir.

This article says that the company "Karachaganak Petroleum Operating B.V." (KPO B.V.) as a result of the project of lifting production restrictions on gas at the Karachaganak mining complex and expanding gas processing capacities, the increase in the volume of gas re-injection is increasing. Injection of spent gas into the reservoir with drying and cleaning – solves the tasks of neutralizing acid gas, maintaining reservoir pressure above the condensation pressure, maintaining local ecology. Drying of gas from moisture is carried out in a glycol absorber, taking into account the technology of recovery of the absorber. The reverse injection of gas at the Karachaganak field is carried out at the integrated gas treatment plant-2 (UKPG-2). Due to the increase in the volume of injected gas, it became necessary to include an additional 4th compressor.

Кіріспе Қарашығанақ - кен орындарын игеру тұрғысынан Қазақстандағы ең ірі және күрделі кен орындарының бірі. Ол Қазақстанның солтүстік-батысында, пайдалану қиын өңірде орналасқан, өйткені ауа температурасы қыста -44°C-тан жазда +41°C-қа дейін ауытқуы мүмкін. Алып жатқан жер аумағы 280 км² шамасында. Жоғарғы шегі шамамен 3500 м тереңдікте орналасқан кен орындарында өнімді қабаттың қалыңдығы шамамен 1600 м құрайды. Көмірсутектерде 4,5% жоғары улы күкіртсутегі және көмірқышқыл газы бар, белгілі бір жағдайларда олар жоғары коррозиялық болуы мүмкін.

Бұл Каспий маңы ойпатының тұзасты шөгінділерінде орналасқан кен орындарының бірі. Тұзасты кешенінің карбонатты шөгінділеріне ірі мұнай және газ кен орындары – Теңіз, Қарашығанақ, Қашаған, Астрахань, Чинарево және т.б. кіреді. Тұзасты газконденсатты және мұнай шоғырларына тән ерекшелігі олардың құрамындағы бос және ерітілген (ілеспе)

күкіртсутегінің (1-ден 24% - ға дейін) жоғары болуы болып табылады, бұл олардың игерілуін қиындатады (Теңіз, Қарашығанақ, Жаңажол), ол күкірт алуға арналған химиялық шикізат болып табылады[1].

Жалпы өндіру ағынында ілеспе газдың басым болуы оны кәдеге жарату проблемасын туғызады. Алынатын газ қорының 83% — дан астамы бес кен орнына тиесілі - Қарашығанақ МГККО, Теңіз МКО, Қашаған МКО, Жаңажол МГККО және Имашев ГККО. Қазақстанның газ өндіру саласының басты проблемасы өндіруді ұлғайту емес, жалпы өндірудің 50% - ын құрайтын ілеспе газды кәдеге жарату болып табылады. Еркін газды газ өндіретін 65 кәсіпорынның тек сегізі ғана өндіреді, олардың екеуі — "Қарашығанақ Петролеум Оперейтинг" (КПО) және "Толқыннефтегаз" ЖШС — 90 %-нан астамы[2].

Қазір Қарашығанақта мұнай өндіру, дайындау және өңдеу үш негізгі қондырғыларда жүзеге асырылады: Қарашығанақ өңдеу кешенінде (ҚӨК), газды кешенді дайындау қондырғы — 2 (ГКДҚ-2) және ГКДҚ-3. 114 өндіруші және 19 айдау ұңғымалары пайдаланылуда. ГКДҚ-2 - де қазіргі уақытта "GE Oil & Gas" (Nuovo Pignone) компаниясының газды айдау бойынша үш компрессорлық қондырғысы орнатылған[3].

Қарашығанақ кен орнын игеру қабатқа газды кері айдау технологиясын қолдану арқылы жүргізіледі, бұл жобаға елеулі экологиялық артықшылықтар береді.

Кесте 1 – Газды кері айдау арқылы қойнауқаттық қысымды ұстап тұру іске асырылған Каспий маңы ойпатының ірі кен орындары

Көрсеткіштері	Каспий маңы ойпатының кен орындары		
	Қарашығанақ	Теңіз	Қашаған
Ашылған/еңгізілген	1979/1985	1979/1991	2000/2013
C_5+ , г/м ³ (ГФ)	380-705	ГФ-487	5,5 млрд м ³ э.у.т
Газ қоры, млрд м ³	1,3	1,8	
Сұйық көмірсутектер (ЖУВ), млрд т	1,2	3,1	
Тереңдігі, км	5,0	4,0-5,5	4,2-5 км
Рқаб, МПа	60	85	80
Коллектор түрі	карбонатты		
$H_2S + CO_2$, %	10	20	24
ГФ – газ факторы; Рқаб – бастапқы қабаттық қысым; э.у.т – шартты отынның баламасы.			

Зерттеу материалдары мен әдістері. Қарашығанақ кен орнының өнімді қабаттарының қалыңдығы 1,7 км-ге дейінгі рифтік құрылысмен ұсынылған. Газ конденсатының биіктігі 1420 м-ге жетеді, мұнай қабатының қалыңдығы 200 м-ге тең. Өнімді қабаттар жоғарғы девон мен төменгі перм аралықтарында орналасқан.

Қарашығанақ ГМККО-ың конденсатында метан 49 – 68 %, күкірт 0,55 – 2,16% құрайды. Конденсаттың тығыздығы 778-ден 814 кг/м³-ге дейін өзгереді. Мұнай аймағы 5000 м белгісінен төмен басталады. Газ-сұйық фактордың жоғары мәні (500 м³/м³-ден астам) және сұйық көмірсутектердің кейбір физикалық және химиялық қасиеттері, аймақтың жоғарғы қабаттарындағы мұнай жеңіл, тұтқырлығы төмен. 5130 м белгісіне жақын мұнай неғұрлым тығыз және тұтқырлы болады, бұл қоршаған жыныстардың коллекторлық қасиеттерінің төмендеуімен бірге учаскенің ішінара немесе толық өткізбеуіне әкелуі мүмкін. Негізгі мұнай-газ конденсатты шоғырының астында (абсолюттік белгілері минус 5530 – 5654 м) орта Девон шөгінділеріндегі мұнай шоғыры орналасқан[4].

Қарашығанақ кен орны газының құрамы: метан – 75% – дан аспайды, этан – 5,45 %, пропан – 2,41 – 2,62 %, күкіртті сутегі – 3,69%, көмірқышқыл газы – 5,06% - ға дейін және азот – 0,7 %. Мұнайдың тығыздығы 810-нан 888 кг/м³-ге дейін өзгереді. Мұнайдағы күкірт мөлшері 2% - ға дейін, парафиндер 6% - ға дейін. Қабаттық газдың құрамы мынадай: метан – 70 %, этан – 6 %, пропан – 3 %, басқа газдардың үлесіне – 21% келеді. Газдағы күкіртсутектің мөлшері 6% - дан аз. Қабаттық қысым 53 - 60 МПа, қабаттық температура 72 - 85 °С[5,7].

Жоғары қысымда газды кері айдаудың инновациялық жүйесі алғаш рет Қарашығанақ кен орнының ГКДҚ-2-де қолданылды. Жүйе шикі газды (құрамында күкіртсутегі 4 пайыз)

550 барға дейінгі қысыммен өңдеуге және кері айдауға және өндірілген мұнайды Қарашығанақ өңдеу кешеніне беруге арналған.

Қарашығанақ бойынша игерудің көптеген варианттары бар және олардың көбі осы кен орынның нарық орталықтарынан алыс орналасуымен, көлемімен және флюид құрамымен байланысты[7].

Мұнай, газ және су қысыммен коллектордан кейін өңдеу және сату үшін жер бетіне көтеріледі. Коллектордағы газ факторы сұйық көмірсутектерді алуға мүмкіндік беретін қозғаушы күш рөлін атқарады [8]. Газ бетіне жетіп, сұйық фазадан бөлінген кезде оның қысымы төмендейді. Бұл газды коллекторға қайтару үшін оның қысымын коллектордағы қысымнан жоғары деңгейге көтеру қажет. Шын мәнінде, газды кері айдау - түпкі мақсаты газ қысымын жоғарылату және оны коллекторға қайтару болып табылатын технологиялық процестердің сериясы

Өндірілген газ құрамы, оны дайындау мен өңдеу күрделілігіне әсер етеді. Көмірсутекті газдарда қышқыл газдардың, су булары, механикалық қоспалардың, тұздың едәуір мөлшері, мұнайдың аз мөлшері және көмірсутекті конденсат компоненттері кездеседі[9].

Газ бен конденсаттың құрамын білу қажеттілігі: ұнғымаларды сенімді пайдалануды қамтамасыз ету, кәсіпшілікте дайындау тәсілін, көлік, ілеспе компоненттерді алу және өндірілетін өнімді тұтыну бағытын айқындау [108].

Қарашығанақ кен орнында газды кері айдау технологиясын пайдалану айтарлықтай пайда әкеледі. Біріншіден, ҚПО-ның қоршаған ортаны қорғау жөніндегі міндеттемелерін назарға ала отырып, газды кері айдау газды өндіру орны бойынша осы газды жағуға немесе қайта өңдеуге балама ретінде коллекторға қайтаруға мүмкіндік береді. Бұл сонымен қатар коллекторды ұтымды басқаруға, ондағы қажетті қысымды ұстап тұруға және сол арқылы кен орнының қызмет ету мерзімін тиімді ұзартуға көмектеседі. Газды қойнауқатқа кері айдау кен орнының бүкіл пайдалану мерзімі ішінде көмірсутектерді оңтайлы шығаруды жүзеге асыруға мүмкіндік береді.

Өнімді қабатқа адалатын газ өндірген газдың бір бөлігі болғандықтан, оны алдымен құрғатып тазартады. Қазіргі уақытта газды қышқыл компоненттерден тазарту үшін үш әдіс тобы қолданылады: абсорбция (сіңіру), адсорбция және каталитикалық [11-15]. Нақты көрсеткенде оларды әр түрлі технологияларға сәйкес келесі топтарға бөлуге болады:

- хемосорбциялық процесстер, H_2S және CO_2 -нің абсорбенттің белсенді бөлігімен өзара химиялық әрекеттесуге негізделген;
- физикалық абсорбция процестері, қышқыл компоненттерді (күкіртсутегі және көміртегі диоксиді) алу, олардың ерігіштігіне байланысты болады;
- аралас процестер, бір уақытта химиялық және физикалық сіңіргіш заттарды қолданатын;
- тотығу процестері, қайтымсыз түрлендіруге негізделген сіңірілген күкіртсутегін элементтік күкіртке айналатын;
- адсорбциялық процестер, белсендірілген көмірдегі, цеолиттердегі және басқалардағы қатты сіңіргіштер[16].

Қазіргі өндірісте көмірсутекті газдарды тазарту үшін кеңінен абсорбциялық этаноламинді тазарту технологиясы болып табылады, Қарашығанақ кен орнында да осы технология қолданылады. Басқа технологияларға қарағанда, экономикалық бағалау кезінде осы этаноламиндерді сіңіру технологиясы тиімділігін көрсетті.

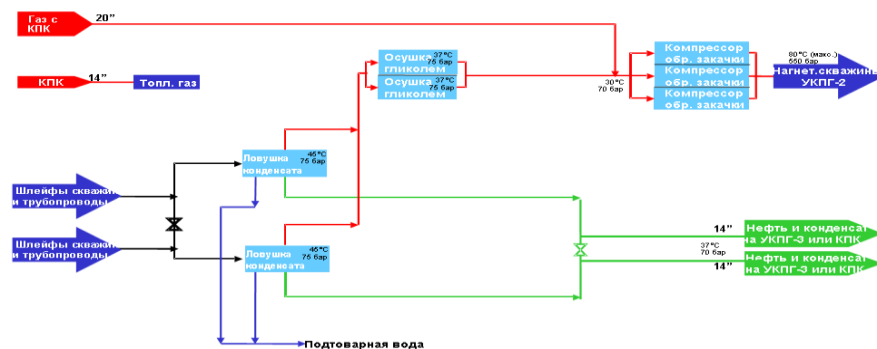
Газды кешенді дайындау қондырғы (ГКДҚ – 2) Қарашығанақ кен орнында өндіру процесін қолдайтын өзара байланысты және өзара тәуелді технологиялық қондырғылардың бірыңғай жүйесінің бөлігі болып табылады. ГКДҚ -2 бірнеше өндіруші ұнғымалармен байланысты, олардан өнім мұнай-конденсат жинауышына түседі, онда ұнғыма сұйықтығы үш фазаға бөлінеді. Газ фазасы сығымдау алдында кептіріледі. ГКДҚ - 2 сығымдау жүйесі жүйенің кірісіндегі 70 бар қысыммен және шығатын 550 бар қысыммен тәулігіне жалпы өнімділігі 22 миллион текше метр шикі газдың үш кері айдау компрессорларынан тұрады, оның көмегімен газ айдау ұнғымалары жүйесі арқылы қойнауқатқа қайтарылады[17].

Кен орынды игеру барысында резервуарға газды кері айдау шамамен 101,8 млрд м³ құрады. ГКДҚ -2 жаңа құрылыстарына газды бөлу, құрғату және газды кері айдау кіреді. ГКДҚ-2-мен барлық құрғатылған газ ҚӨК-мен құрғатылған тазартылмаған газбен

араластырылады және өнімнің құрамдастырылған ағыны ГҚДҚ -2-ге газды кері айдау станциясына өтеді. Мұнда газ сығылып, содан кейін магистральдық құбырлар мен манифольдтар арқылы айдау ұңғымаларына жіберіледі[17].

ГҚДҚ-2-дан сұйық өнім ҚӨК-де тұрақтандырылады және экспорттау үшін ҚҚК-на құбырына немесе ішінара тұрақтандыру және Орынборға экспорттау үшін ГҚДҚ-3-ке жіберілуі мүмкін.

ГҚДҚ-2 орташа қысымда (70 бар) жұмыс істейді, ең көбі 6,0 млрд.м³/г газ және 5,7 млн. т/г жартылай тұрақтандырылған конденсат өндіреді.



Сурет 1 – ГҚДҚ-2 блок-схемасы

ГҚДҚ-2-де дайындалған барлық газ газды кері айдау қондырғысына жіберіледі. Сағалық флюидтер екі слагкетчерге жіберіледі. Газ кептіріліп, ҚӨК-дан келетін құрғатылған күкірт газымен араласады. Содан кейін аралас газ сығылып, резервуарға кері айдау үшін айдау ұңғымаларына жіберіледі. Слагкетчерлерден алынған сұйықтық ГҚДҚ-3-ке екі магистральдық 14 дюймдік мұнай құбырымен жіберіледі. Содан кейін бұл сұйықтықтың бір бөлігі ҚӨК-ге 14 дюймдік магистральдық мұнай құбыры арқылы жіберіледі, ол ГҚДҚ-3 және ҚӨК-ны байланыстырады.

Газды кері айдаудың үш компрессоры бар, олардың әр қайсысы газды кері айдауға арналған өнімділіктің үштен бірін қамтамасыз етеді. Қалыпты жұмыс режимінде үшеуі де 3 x 33% конфигурациясында жұмыс істейді. Компрессорлардың паспорттық өнімділігі жылына 2,5 млрд. м³ құрайды, бірақ ол техникалық қызмет көрсету мен қоршаған орта температураны есепке алу үшін қалыпты жұмыс жағдайларында жылына 2,2 млрд.м³ дейін қайта есептелді. Нәтижесінде ГҚДҚ-2-ге кері айдау компрессорларының бос тұрып қалу уақытын ескере отырып, жылдық жиынтық орташа жылдық өнімділігі 6,6 млрд.м³ болады.

Компрессорлар 71 бар сору қысымы кезінде ГҚДҚ-2 және ҚӨК бар аралас газ ағындарымен қамтамасыз етіледі. Газ компрессорлардан 550 барға дейінгі қысым кезінде шығады және айдау ұңғымаларына дейін шамамен 5 км қашықтықты өтеді.

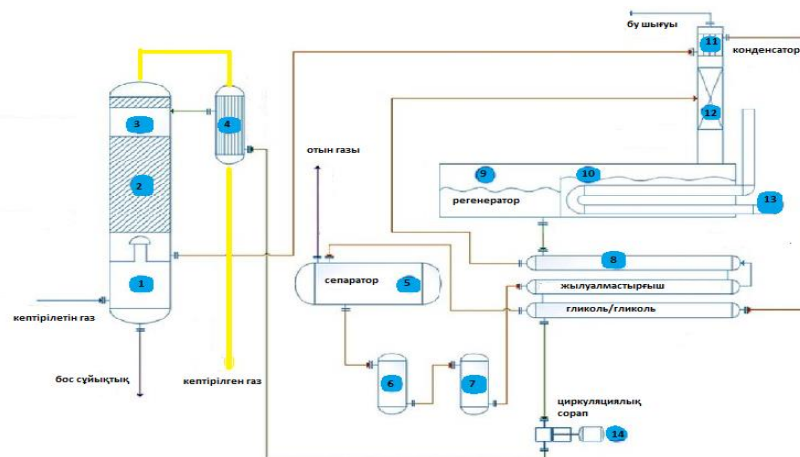
ГП-2-де D және E газды кептіріп айдаудың екі технологиялық желісі бар, өйткені A,B,C атаулары ҚӨК үшін берілген. Екі желіде бірдей. Дәл осындай екі желі ҚӨК-де орналасқан, тек онда жылытқыш ретінде - бу, ал ГП-2-де - "ыстық" мұнай. Әрбір өндірістік желі 2,238 млрд.ст. м³/жыл ылғалды газды (11464 кгмоль/сағ) 55 бар(изб) қысымда және 45° C температурада құрғатуға қабілетті.

Күкіртті газды кептірудің технологиялық желісі екі бөлікке бөлінеді: абсорбция және десорбция.

Гликоль ағынының сіңіру әсері гликольдің суды сіңіру қабілетіне негізделген, бұл қабілет жоғары қысым мен төмен температурада (сіңіру фазасы) жоғарылайды және төмен қысым мен жоғары температурада (десорбция/қалпына келтіру фазасы) төмендейді.

Абсорбция саптамалы абсорбциялық колоннада (гликольдік контакторда) жүреді, одан кептірілген күкірт газы кері айдау сүзгілеріне жіберіледі. Күкіртті газды сусыздандыру процесі газдағы судың көп бөлігін алып тастайды, оның құрамын 55 бар (изб) қысымымен минус 67° C судағы шық температурасына дейін төмендетеді. Күкіртті газды кептіру газды таза ТЭГ ағынымен (99,997%) жуу арқылы жүзеге асырылады, ол газдағы судың көп бөлігін сіңіреді.

Десорбция "Дризо" фирмасының ТЭГ-ің регенерация жүйесі бойынша жүреді. Бұл әдістеме су мен ТЭГ-тің температуралық бөлінуіне негізделген қатты қыздырылған конденсат (сольвента немесе еріткіш) көмегімен.



Сурет 2 – Газды аминды тазалаудың принципіалды схемасы

1-абсорбердің скрубберлік бөлігі; 2- контакторлық бөлігі; 3-тамшы ұстағыш бөлігі;
4- гликоль/газ жылу алмастырғыш; 5-үш фазалы сепаратор; 6,7- сүзгілер; 8- гликоль/гликоль жылу алмастырғыш; 9- регенератор; 10- гликольді буландыру; 11-конденсатор; 12- гликоль контакторы; 13-ашық отпен жылыту; 14-гликоль насосы.

Азеотропты экстракция процесі арқылы қыздырылған бу еріткіш, гликольден суды кептіру, қалпына келтірілген гликольді (VJ-03) буландыру бөлімінде. Содан кейін VJ-03 бөлімінен шыққан буланған гликоль гликольді теңестіру резервуарында (VA-07) жиналады. Регенерацияланған гликольді буландыру секциясының жоғарғы жағынан шығатын еріткіш пен судың бу қоспасы қаныққан гликольді (VJ-02) буландыру секциясының төменгі бөлігінде орналасқан буландырғыш (HD-01) арқылы жіберіледі, оны кесіп өтеді және еріткіш пен су конденсаторында конденсацияланады (HC-02). Конденсацияланған еріткіш пен су бір-бірімен араласпайды және үш фазаны (газ/еріткіш/су) бөлуге арналған сепаратор (еріткіш және VA-06 су) екі сұйық фазаға бөлінеді. Еріткіш және су сепараторынан су тиісті қолдану үшін негізгі технологиялық процеске қайта циклге жіберіледі. Еріткіштің сұйық фазасы қайта буланудан, қайта қыздырудан (еріткіш қыздырғыштың көмегімен) өтеді және регенерацияланған гликольді буландыру секциясының жабық тізбегіне қайта циклге жіберіледі. Қалыпты жұмыс жағдайында гликоль сіңіретін C5+ көмірсутектердің әсерінен еріткіштің шамадан тыс өндірісі дұрыс болып табылады. Еріткіштің бұл шамадан тыс мөлшері алынып, бастапқы сепарациялау жүйесіне жіберіледі. Гликоль контакторынан алынған қаныққан гликоль алдымен гликоль сүзгілерінде (6,7) сүзіледі (СК-01a/B), содан кейін суару конденсаторында (HA-07) алдын-ала қыздырудан өтіп, ВД (VA-03) гликоль булану камерасында буланады. ВД гликольді буландыру камерасында ерітілген газ тәрізді компоненттердің бір бөлігі буланып, 2-ші сатыдағы газсыздандыру газ компрессорына жіберіледі. Сосын қаныққан гликоль ЖҚ буландырғыш камерасынан кейін гликоль/гликоль жылу алмастырғышына (8) жіберіледі, онда ол салқындатылады және төмен қысымды гликольді буландыру камерасына (VA-04) жіберіледі, онда еріген газдың көп бөлігі бөлінеді. Содан кейін гликоль қаныққан гликольді буландыру (10) бөліміне жіберіледі, ол лезде булану кезінде пайда болған газ салқындатылып, еріткішті қалпына келтіру (11) конденсаторында (HC-01) ішінара конденсацияланады. HC-01-ден келетін ағын сұйық және газ тәрізді фазаларға бөлінеді: газ фазасы газсыздандыру газы компрессорының екінші сору сатысына жіберіледі, ал сұйық фаза (гликоль және еріткіш) қаныққан гликольдің булану бөліміне кіретін қаныққан гликоль ағынымен араласады. Қалпына келтірілген гликоль теңестіру резервуарынан гликоль/гликоль жылу алмастырғышына жіберіледі, содан кейін гликоль насосымен (РА-02a/B) (14) теңестіретін гликоль салқындатқышқа (HC-03) жіберіледі, содан кейін (12) гликоль контакторына жіберіледі. Әрі қарай, гликоль контакторының жоғарғы жағынан келетін құрғатылған күкірт газы басқа өндіріс

желісінен шығатын тиісті ағынмен, сондай-ақ ҚӨК-дан келетін құрғатылған күкірт газымен араласады және параллель жұмыс істейтін кері айдау газ сүзгісіне жіберіледі. ҚӨК-нің газы С сүзгісі арқылы өтеді. Әрбір кері айдау газ сүзгісі қатты бөлшектер мен сұйық тамшылардың 99,8% - на дейін, көлемі 20 мкм-ден астам, 70 бар (абс) дейінгі қысым кезінде 288534 кг/сағ (14075 кгмоль/сағ) шығынымен және 40° С температурасымен 0,5 бар қысымның жылжитын газ ағынынан алып тастауға арналған. Дегидратация қондырғысы ТЭГ үшін де, ДЭГ үшін де есептелген[17].

Қаныққан сіңіргішті қалпына келтіру үшін бірнеше әдіс ұсынылған. Регенерация әдісін таңдау газды құрғатудың қажетті дәрежесіне байланысты. Регенерацияның ең көп таралған әдістерінің бірі ректификация, яғни гликольді сіңірілген сұйықтықтардан бөлу гликольдің, судың және конденсаттың қайнау температурасының айырмашылығынан. Концентрациясы қалпына келтірілген абсорбент қысымға байланысты регенерация. Егер процесс атмосфераның біршама үлкен қысымымен жүрсе, гликоль концентрациясы 97 - 98% жетеді. Әдетте, ДАГ пен тег регенерациясы кезінде десорбердің төменгі бөлігіндегі температура олардың ыдырауының басталу температурасымен шектеледі, яғни ДЭГ үшін $T=164^{\circ}\text{C}$ температурада және $T=204^{\circ}$ ТЭГ,

Нәтижелер және оларды талқылау. Газды қабатқа кері айдау кен орнының бүкіл пайдалану мерзімі ішінде көмірсутектерді оңтайлы шығаруды жүзеге асыруға мүмкіндік береді.

- қабаттық қысымды ұстап тұру және қабат мұнай бергіштігін арттыру;
- мұнай өндіру көрсеткішін жылына 10-11 млн тонна деңгейінде ұзарту.

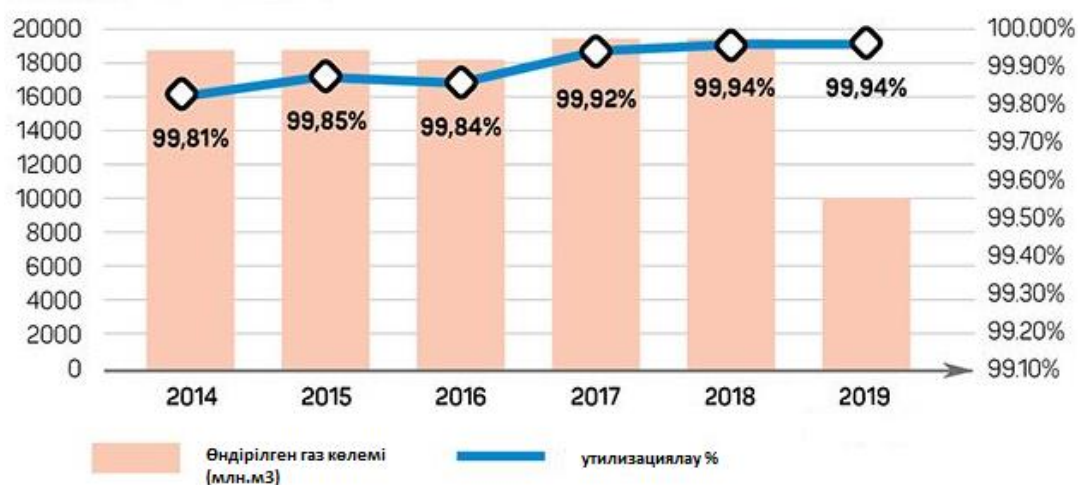
2020 жылы КПО б.в. 10,9 миллион тонна сұйық көмірсутек және 20,2 миллиард текше метр газ өндірді. Бұл ретте қабаттық қысымды ұстап тұру үшін газды кері айдау көлемі 10,3 миллиард текше метрді құрады, бұл шамамен өндірілетін газдың жалпы көлемінің 50% - ына сәйкес келеді.

4-ші компрессордың жобасы Қарашығанақ кен орнында мұнай мен газ конденсатын өндіруді жылына 10,5 млн.деңгейінде ұстап тұру мақсатында газды кері айдау көлемін (жылына 3,3 млрд. м3) ұлғайту үшін қажет қосымша компрессорды пайдалануға беруді көздейді. [18].

Қосымша 4-ші компрессорды іске қосу газды айдаудың орташа жылдық көлемін жылына 10-нан 13,6 млрд текше метрге дейін ұлғайтуға мүмкіндік береді[19].

Құрылыс жобасы Қарашығанақта мұнай мен газ конденсатын өндіруді жылына 10,5 млн. деңгейінде ұстап тұру мақсатында газды кері айдау көлемін (жылына 3,3 млрд. м3) ұлғайту үшін қажет қосымша компрессорды пайдалануға беруді көздейді.

Жоғары қысымда газды кері айдаудың инновациялық жүйесі алғаш рет Қарашығанақ кен орнының ГҚДҚ-2-де қолданылды. Жүйе шикі газды (құрамында күкіртсутегі 4 пайыз) 550 барға дейінгі қысыммен өңдеуге және кері айдауға және өндірілген мұнайды Қарашығанақ өңдеу кешеніне беруге арналған.



Сурет 3 – Қарашығанақ кен орнында газды утилизациялау графигі

Мұнай, газ және қысыммен су коллектордан кейінгі өңдеу және сату үшін бетіне келеді. Коллектордағы газ факторы сұйық көмірсутектерді алуға мүмкіндік беретін қозғаушы күш рөлін атқарады. Газ бетіне жетіп, сұйық фазадан бөлінген кезде оның қысымы төмендейді. Бұл газды коллекторға қайтару үшін оның қысымын коллектордағы қысымнан жоғары деңгейге көтеру керек. Шын мәнінде, газды кері айдау-бұл түпкі мақсаты газ қысымын жоғарылату және оны коллекторға қайтару болып табылатын технологиялық процестердің сериясы.

Қазір жоба 2-кезеңнің кәсіпшілік қызмет көрсету сатысында тұр-тұрақты баламада шамамен 10,5 млн.т сұйық көмірсутектерді және 18-19 млрд. м³ газды өндірудің жыл сайынғы көлемі қолдау табуда.

Қарашығанақ кен орнын игеру басталуынан бері шамамен 193,8 млн.т мұнай және 255,8 млрд м³ газ өндірілді.

Қарашығанақта ілеспе газды утилизациялау қабаттық қысымды ұстап тұру үшін газды қабатқа кері айдау, тазартылмаған газды сату, отын газын ҚПО қажеттіліктері үшін электр энергиясын өндіру және жергілікті энергия таратушы компанияларға сату мақсатында арқылы іске асырылады. Бүгінгі таңда Қарашығанақта газды утилизациялау көрсеткіші 99,94% - ды құрайды.

Бұл көрсеткіш мұнай-газ саласындағы үздік әлемдік жетістіктерге сәйкес келеді. Объектілерде газды жағу қауіпсіздік техникасының себептері бойынша, жабдықты жоспарлы-алдын ала жөндеу, жаңа жабдықты іске қосу-жөндеу кезінде, сондай-ақ авариялардың алдын алу үшін жабдықтың істен шығуы кезінде жүргізіледі. Алауларда газды жағудың жалпы көлемі өндірілген газдың жалпы көлемінің небары 0,06% - ын құрайды, бұл мұнай мен газды өндіру жөніндегі әлемдік және еуропалық кәсіпорындар арасында осы көрсеткіш бойынша ҚПО өте жоғары деңгейін растайды және Қарашығанақты газды утилизациялау көрсеткіші бойынша Қазақстандағы жетекші мұнай-газ конденсатты кен орнына айналдырады[20].

Осы мақаланың басында айтылғандай, Қарашығанақта жоғары қысымда шикі газды қабатқа кері айдаудың инновациялық схемасы әзірленіп, қолданылды. Бұл схема сұйық көмірсутектерді өндіру көлемін ұлғайту тұрғысынан өзінің жоғары тиімділігін дәлелдеді және жоба үшін экономикалық жағынан тиімді болды.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

- 1 Азнабаев Э.К. Условия формирования месторождений нефти и газа Прикаспийской впадины, - Алма-Ата, «Наука», 1978, 189 с.
- 2 Газ Казахстана: ресурсы, добыча, утилизация. «Нефтегазовая вертикаль»18/2011
- 3 Аннотация к проекту разработки нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак. НИПИнефтегаз, Актау 2018 г.
- 4 Павлов, М.Л. Топливо-нефтехимическая схема переработки бензиновых фракций карачаганакского газоконденсата/М.Л. Павлов, К.Г. Абдульминев, А.Ф. Ахметов// Нефтепереработка и нефтехимия.- 2008.- №4.- С. 81-82.
- 5 Батманов К.Б. Исследование нефти и конденсата Карачаганакского месторождения/ К.Б. Батманов // Нефтегазовое дело [Электронный ресурс]: 118 Электрон. журн. - 2008. - № 1. URL: [http:// www.ogbus.ru](http://www.ogbus.ru)
- 6 Семенова Т.А. и др. Очистка технологических газов. – М.: Химия, 2007
- 7 План освоения месторождения Карачаганак, 2010 г. Лондон
- 8 Муллахметова Л.И., Черкасова Е.И. Попутный нефтяной газ: подготовка, транспортировка и переработка/ Л.И. Муллахметова // Вестник технологического университета. – 2015. Т18. №19.- С. 83-90
- 9 Муллахметова Л.И., Черкасова Е.И., Р.И. Сибгатуллина, Бикмухаметова Г.К., Мустафина А.М., Салахов И.И. // Газофракционирование // Л.И. Муллахметова // Вестник технологического университета.– 2015. Т19. №24.- С. 49-56.
- 10 Йан Ф. Сильвестер, Терри О'Хирн, Х Хсу, Стив Эллиот, Рикардо Версеи. Гигантское месторождение Карачаганак – реализация его потенциала. Нефтегазовое Обозрение, 1998
- 11 Просочкина Т.Р., Никитина А.П., Кантор Е.А. Извлечение сероводорода из углеводородных газовых смесей диэтаноломином (компьютерное моделирование)// Нефтехимия. - 2016.Том 56. - №4. – С.384-391.

- 12 Аджиев А.Ю., Пуртов П.А. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России: в 2 ч. Ч. 2 / А. Ю. Аджиев, П. А. Пуртов. - Краснодар: ЭДВИ, 2014. - 504 с.
- 13 Havard Devold. Oil and gas production handbook. An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry. Oslo, 2013. - P. 152.
- 14 Шестерикова Р.Е. Разработка комплекса технологических решений по очистке газов от сероводорода при эксплуатации и освоении скважин (на примере малосернистых углеводородных газов) Автореф. дис. д.т.н. 2007. Ставрополь. - 51 с.
- 15 Утемов А.В., Веригин А.Н. Очистка нефтяного газа сернистых месторождений с использованием роторнодисковых массообменных аппаратов //Известия СПбГТИ (ТУ) - 2018. - № 46. – С.102
- 16 Алиев З.С., Мараков Д.А., Разработка месторождений природных газов: Учебное пособие для вузов.-М.:МАКС Пресс,2011.340 с.
- 17 Технологический регламент для установки комплексной подготовки газа УКПГ-2. г. Аксай, 2012г
- 18 Партнерство в области технологий <https://kpo.kz/ru/proizvodstvo/tehnologii>
- 19 «4-й компрессор обратной закачки сырого газа» на Карачаганакском месторождении <https://energосmi.ru/archives/35560>
- 20 Зеленые технологии Карачаганак. Нефтедобыча может быть экологичной <https://kapital.kz/economic/82326/zelenyye-tehnologii-karachaganaka-2.html>

REFERENCES

- 1 Aznabaev E.K. Usloviya formirovaniya mestorozhdenij nefti i gaza Prikaspiiskoi vpadiny, - Alma-Ata, «Nauka», 1978, 189 st.
- 2 Gaz Kazahstana: resursy, dobycha, utilizaciya. «Neftegazovaya vertikal'»18/2011
- 3 Annotaciya k proektu razrabotki neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya Karachaganak. NIPI neftegaz, Aktau 2018 g.
- 4 Pavlov M.L. Toplivno-neftekhimicheskaya skhema pererabotki benzinovyh frakcij karachaganakskogo gazokondensata/ M.L. Pavlov, K.G. Abdul'minev, A.F.Ahmetov//Neftepererabotka i neftekhimiya.- 2008.- №4.- St. 81-82.
- 5 Batmanov K.B. Issledovanie nefti i kondensata Karachaganakskogo mestorozhdeniya/ K.B. Batmanov // Neftegazovoe delo [Elektronnyj resurs]: 118 Elektron. zhurn. - 2008. - № 1. URL: [http:// www.ogbus.ru](http://www.ogbus.ru)
- 6 Semenova T.A. i dr. Ochistka tekhnologicheskix gazov. – М.: Himiya, 2007
- 7 Plan osvoeniya mestorozhdeniya Karachaganak, 2010 g. London
- 8 Mullahmetova L.I., CHerkasova E.I. Poputnyi neftyanoi gaz: podgotovka, transportirovka i pererabotka/ L.I. Mullahmetova // Vestnik tekhnologicheskogo universiteta. – 2015. T18. №19. - St. 83-90
- 9 Mullahmetova L.I., CHerkasova E.I., R.I. Sibgatullina, Bikmuhametova G.K., Mustafina A.M., Salahov I.I. // Gazofracionirovanie // L.I. Mullahmetova // Vestnik tekhnologicheskogo universiteta.– 2015. T19. №24.- St. 49-56.
- 10 Jan F. Silvester, Terri O'Hirn, H Hsu, Stiv Elliot, Rikardo Verzezi. Gigantskoe mestorozhdenie Karachaganak – realizaciya ego potenciala. Neftegazovoe Obozrenie, 1998
- 11 Prosochkina T.R., Nikitina A.P., Kantor E.A. Izvlechenie serovodoroda iz uglevodorodnyh gazovyh smesey dietanolaminom (komp'yuternoe modelirovanie) // Neftekhimiya. - 2016.Tom 56. - №4. – S.384-391.
- 12 Adzhiev A.Yu., Purtoy P.A. Podgotovka i pererabotka poputnogo neftyanogo gaza v Rossii: v 2 ch. Ch. 2 / A. Yu. Adzhiev, P. A. Purtoy. - Krasnodar: EDVI, 2014. - 504 st.
- 13 Havard Devold. Oil and gas production handbook. An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry. Oslo, 2013. - P. 152.
- 14 Shesterikova R.E. Razrabotka kompleksa tekhnologicheskix reshenij po ochistke gazov ot serovodoroda pri ekspluatcii i osvoenii skvazhin (na primere malosernistyh uglevodorodnyh gazov) Avtoref. dis. d.t.n. 2007. Stavropol. - 51 st.
- 15 Utemov A.V., Verigin A.N. Ochistka neftyanogo gaza sernistyh mestorozhdenij s ispol'zovaniem rotornodiskovyh massoobmennyyh apparatov //Izvestiya SPbGTI (TU) - 2018. - № 46. – St.102

16. Aliev Z.S., Marakov D.A., Razrabotka mestorozhdenij prirodnih gazov: Uchebnoe posobie dlya vuzov.-M.:MAKS Press, 2011.340 st.

17 Tekhnologicheskii reglament dlya ustanovki kompleksnoi podgotovki gaza UKPG-2. g. Aksai, 2012g

18 Partnerstvo v oblasti tekhnologii <https://kpo.kz/ru/proizvodstvo/tekhnologii>

19 «4-i kompressor obratnoi zakachki syrogo gaza» na Karachaganakskom mestorozhdenii <https://energосmi.ru/archives/35560>

20 Zelenye tekhnologii Karachaganaka. Neftedobycha mozhet byt ekologichnoi <https://kapital.kz/economic/82326/zelenyye-tekhnologii-karachaganaka-2.html>

РЕЗЮМЕ

Газодобывающая отрасль Казахстана отличается высокой степенью концентрации: в 2010 году более 76% добычи поступило с Карачаганак (свободный газ) и Тенгиза (попутный газ). Валовая добыча быстро растет, увеличившись за 10 лет втрое, до 37,4 млрд м³. Динамика добычи газа определяется темпами добычи нефти и технологическими решениями по разработке месторождения, в частности, по обратной закачке попутного газа в пласт.

В данной статье говорится, что компания «Карачаганак Петролиум Оперейтинг б.в.» (КПО б.в.) в результате реализации проекта снятия производственных ограничений по газу на Карачаганакском добывающем комплексе и расширения мощностей по газопереработке возрастает увеличение объемов обратной закачки газа. Закачка отработанного газа в пласт с осушкой и очисткой – решает задачи по обезвреживанию кислого газа, поддержанию пластового давления выше давления конденсации, поддержанию местной экологии. Осушка газа от влаги производится в гликолевом абсорбере, с учетом технологии восстановления абсорбера. Обратная закачка газа на Карачаганакском месторождении осуществляется на установке комплексной подготовки газа- 2 (УКПГ-2). В связи с ростом объема закачиваемого газа, возникла необходимость включения дополнительного 4-го компрессора.

ӨОЖ 692.415.2

FTAXP 67.13.39.

DOI 10.56339/2305-9397-2022-3-3-251-259

Умерешова С.Г., техника ғылымдарының магистрі, аға оқытушы, негізгі автор, <https://orcid.org/0000-0001-9382-9317>

Батыс Қазақстан инновациялық-технологиялық университеті, Орал қаласы, Достық-Дружба көш., 194, 090009, oral.1977@mail.ru

Тажкенов Т.А., магистрант, <https://orcid.org/0000-0002-7341-8307>

«Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университеті» КеАҚ, Орал қаласы, Жәңгір хан, 51, 090009, Қазақстан, timurtazhkenov@mail.ru

Шингузиева А.Б., доктор PhD, доцент м.а., <https://orcid.org/0000-0002-0097-6551>

«Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университеті» КеАҚ, Орал қаласы, Жәңгір хан, 51, 090009, Қазақстан, shing.a@mail.ru

Габдрашева К.А., магистрант, <https://orcid.org/0000-0002-0859-3811>

«Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университеті» КеАҚ, Орал қаласы, Жәңгір хан, 51, 090009, Қазақстан, gabdrashevakarina@gmail.com

Umereshova S.G., master of technical sciences, senior lecturer, **the main author**, <https://orcid.org/0000-0001-9382-9317>

JSC «Zhangir Khan West Kazakhstan Agrarian Technical University», Uralsk, Zhangir Khan 51, 090009, Kazakhstan oral.1977@mail.ru

Tazhkenov T.A., Master student, <https://orcid.org/0000-0002-7341-8307>

JSC «Zhangir Khan West Kazakhstan Agrarian Technical University», Uralsk, Zhangir Khan 51, 090009, Kazakhstan, timurtazhkenov@mail.ru

Shinguzhieva A.B., PhD doctor, Acting associate professor, <https://orcid.org/0000-0002-0097-6551>

NJSC «Zhangir Khan West Kazakhstan Agrarian Technical University», Uralsk, Zhangir Khan 51, 090009, Kazakhstan, shing.a@mail.ru