

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ ЖОҒАРЫ БІЛІМ МИНИСТРЛІГІ  
МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
MINISTRY OF SCIENCE AND HIGHER EDUCATION OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN



ҚОРҚЫТ АТА АТЫНДАҒЫ ҚЫЗЫЛОРДА УНИВЕРСИТЕТІ  
КЫЗЫЛОРДИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ КОРКЫТ АТА  
KORKYT ATA KYZYLORDA UNIVERSITY



Қаныш  
СӘТБАЕВ 125

**ҚАНЫШ ИМАНТАЙҰЛЫ СӘТБАЕВТЫҢ**  
**125 жылдығына арналған**  
**Республикалық ғылыми-тәжіриелік конференция**  
**МАТЕРИАЛДАРЫ**

**МАТЕРИАЛЫ**  
**Республиканской научно-практической**  
**конференции посвященный к 125-летию**  
**САТПАЕВА КАНЫША ИМАНТАЕВИЧА**

**MATERIALS**  
**of the republican scientific practical**  
**Conference to the 125th anniversary**  
**of SATPAYEV KANYSH IMANTAEVICH**

**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҒЫЛЫМ ЖӘНЕ  
ЖОҒАРЫ БІЛІММИНИСТРЛІГІ  
МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
MINISTRY OF SCIENCE AND HIGHER EDUCATION  
OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN**

**ҚОРҚЫТ АТА АТЫНДАҒЫ ҚЫЗЫЛОРДА УНИВЕРСИТЕТІ  
КЫЗЫЛОРДИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ ҚОРҚЫТ АТА  
KORKYT ATA KYZYLORDA UNIVERSITY**



**Қаныш Имантайұлы Сәтбаевтың 125 жылдығына арнаған**

**РЕСПУБЛИКАЛЫҚ ҒЫЛЫМИ-ТӘЖІРИЕЛІК КОНФЕРЕНЦИЯ  
МАТЕРИАЛДАРЫ**

**МАТЕРИАЛЫ РЕСПУБЛИКАНСКАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ**

**К 125-летию Сатпаева Каныша Имантаевича**

**MATERIALS OF THE REPUBLICAN SCIENTIFIC PRACTICAL  
CONFERENCE**

**To the 125th anniversary of Satpayev Kanysh Imantaevich**

Кызылорда – 2024

УДК 001  
ББК 72  
Қ 38

**Қаныш Имантайұлы Сәтбаевтың 125 жылдығына арнаған республикалық ғылыми-тәжірибелік конференция материалдары - 79 бет, «Ақмешіт Баспа үйі» Қызылорда, 2024 ж.**

Қаныш Имантайұлы Сәтбаевтың 125 жылдығына арнап Қорқыт Ата атындағы Қызылорда университеті республикалық ғылыми-тәжірибелік конференциясы ұйымдастырылды.

Конференцияға Қазақстан жоғары оқу орындарының профессор-оқытушылар құрамы, геология саласының мамандары, докторанттар, магистранттар және студенттер қатысты.

Конференцияның мақсаты – университеттермен ынтымақтастықты дамыту, сонымен қатар әріптестермен ғылыми тәжірибе алмаса отырып, жас ғалымдарға ғылым саласындағы тәжірибелерін, әдістерін бөлісу. Конференция өңіріміздегі геология саласының өзекті мәселелерін шешуге үлес қоса алатын зерттеулерді іздеуге бағытталды.

К 125-летию Сатпаева Қаныша Имантаевича Кызылординским университетом имени Коркыт Ата была организована республиканская научно-практическая конференция .

В конференции приняли участие профессорско-преподавательский состав вузов Казахстана, специалисты в области геологии, докторанты, магистранты и студенты.

Цель конференции-Развитие сотрудничества с университетами, а также обмен опытом и методами в области науки с коллегами. Конференция была направлена на поиск исследований, которые могли бы внести вклад в решение актуальных проблем геологической отрасли нашего региона.

To the 125th anniversary of Satpayev Kanysh Imantaevich Kyzylorda University named after Korkyt Ata organized a national scientific-practical conference.

The conference was attended by the teaching staff of universities of Kazakhstan, specialists in the field of geology, doctoral students, masters and students.

The aim of the conference was to develop cooperation with universities, as well as to exchange experience and methods in the field of science with colleagues. The conference was aimed at finding research that could contribute to the solution of urgent problems of the geological industry in our region.

**ISBN 978 601 821 33 04**

АВТОРЛАР:

1. ЫБЫШЕВА К.С.
2. ФАЗЛУТДИНОВА Ж.К.
3. КАРАЖАНОВА М.К.
4. ЖАБАҒИЕВ А.М.
5. ЖҰМАҒҰЛОВ Т.Ж.
6. АШИРБЕКОВ Р.Е.
7. ҚОЖАГЕЛДИН ХАФИЗ
8. АБДИЖАМИ Ш.Б.
9. МУХТАРОВ С.Р.
10. ТАҢЖАРЫҚОВ П.А.
11. ӘБІЛДАЕВ Н.Ә.
12. ТАШТЕМИРОВ А.
13. СЕЙТЖАНОВ С.С.
14. БИСЕНОВ Қ.А.
15. АППАЗОВ С.М.
16. МЫРЗАХМЕТ Б.К.
17. СҮЛЕЙМЕННОВ Н.С.
18. ЖАСУЛАНОВ А.Ж.
19. БЕГИМГАЛИЕВ Д.Н.
20. АППАЗОВА С.М.
21. ЮСУПОВА Л.Е.
22. ЕРЖАНОВА А.Т.
23. БАЙНИЯЗОВА А.Т.
24. НҰРМАН А.Д.
25. САГИДУЛЛАЕВ Т.Ю.
26. БАДРЕТДИНОВ Э.А.

**МАЗМҰНЫ**  
**СОДЕРЖАНИЕ**  
**CONTENT**

**Секция №1**

**Академик Қ. И. Сәтбаев және оның білім беру мен ғылымдағы рөлі**  
**Академик К. И. Сатпаев и его роль в образовании и науке**  
**Academician K. I. Satpayev and his role in education and science**

- 1 Ыбышева К.С. 6  
Жер қойнауын пайдаланудағы инновациялық тәсілдер

**Секция №2**

**Геология мен жер қойнауын пайдаланудағы инновациялық тәсілдер**  
**Инновационные подходы в геологии и недропользования**  
**Innovative approaches in geology and subsoil use**

- 2 Фазлутдинова Ж.К. 9  
Применение метода инверсионной вольтамперометрии для анализа углистых сланцев на содержание в них благородных металлов
- 3 Сагидуллаев Т.Ю., Бадретдинов Э.А., Сулейменов Н.С. 12  
Кислоторастворимый наполнитель в буровом растворе

**Секция №3**

**Геологиядағы қазіргі жағдайы және даму перспективалары**  
**Современное состояние и перспективы развития в геологии**  
**Current state and prospects of development in geology**

- 4 Бисенов Қ.А., Аппазов С.М. 16  
Күрделі геологиялық жағдайларда темірбетон конструкцияларын тұрғызу

**Секция №4**

**Болжамды, іздестіру және барлау жұмыстарында заманауи**  
**аналитикалық әдістерді қолдану**  
**Применение современных аналитических методов в прогнозных,**  
**поисковых и разведочных работах**  
**Application of modern analytical methods in forecasting,**  
**prospecting and exploration work**

- 5 Жунусов А.А., Мизерная М.А. 19  
Некоторые основные критерии прогноза золоторудных месторождений Зайсанской сутурной зоны
- 6 Каражанова М.К. 22  
Каспий теңізі шельфінде көмірсутек қорларын игерудегі геологиялық және техногендік тәуекелдер
- 7 ЖАБАҒИЕВ А.М. 26  
Көтеріп-тасымалдау машиналарының пайдалану сенімділігінің көрсеткіштерін талдау
- 8 ЖҰМАҒҰЛОВ Т.Ж., АШИРБЕКОВ Р.Е., АБДИЖАМИ Ш.Б. 29  
Газ және газконденсатты кен орнында газ құрамындағы конденсат мөлшерінің төмендеу себептерін анықтау
- 9 ҚОЖАГЕЛДИН ХАФИЗ 33  
Штангілі терең сорапты қондырғының жұмыс тиімділігін арттыру

|    |   |          |
|----|---|----------|
| 10 | Мухтаров С.Р., Таңжарықов П.Ә., Ахметов Н.Х.<br>Мұнай-газ саласы кәсіпорындарын энергиямен жабдықтау тиімділігін жетілдіру әдістері   | 38       |
| 11 | Таңжарықов П.А., Әбілдаев Н.Ә., Таштемиров Алишержон<br>Төмен дебитті ұңғымаларды пайдалану әдістемесін жетілдіру<br>Сейтжанов С.С., Юсупова Л.Е.                               | 49<br>55 |
| 12 | Анализ и состояние изученности работ по определению производительности горизонтальной скважины, вскрывшей неполностью фрагмент нефтяной залежи в виде сектора<br>Сейтжанов С.С. | 59       |
| 13 | Достоверность предлагаемых безразмерных кривых зависимостей относительных дебитов горизонтальных скважин<br>Жасуланов А.Ж, Бегимғалиев Д.Н.                                     | 62       |
| 14 | Пайдалану ұңғымаларын гидродинамикалық тұрғыда тиімді аяқтау әдісі<br>Таңжарықов П.А., Ержанова А.Т., Абу Ж.О.  | 67       |
| 15 | Қабат қысымын ұстап тұру жүйесін жетілдіру  |          |

#### Секция №5

**Геологиялық салада геоақпараттық технологиялар мен кеңістіктік деректерді пайдалану**

**Использование геоинформационных технологий и пространственных данных в геологической отрасли**

**The use of geoinformation technologies and spatial data in the geological industry**

|    |   |    |
|----|---|----|
| 16 | Мырзахмет Б.К.<br>4д-визуализация границ тектонических плит с помощью сейсмических данных | 75 |
|----|---|----|

## Секция №1

Академик Қ. И. Сәтбаев және оның білім беру мен ғылымдағы рөлі  
Академик К. И. Сатпаев и его роль в образовании и науке  
Academician K. I. Satpayev and his role in education and science

ОӘК 553

### ЖЕР ҚОЙНАУЫН ПАЙДАЛАНУДАҒЫ ИННОВАЦИЯЛЫҚ ТӘСІЛДЕР

ЫБЫШЕВА КУРАЛАЙ САПАНОВНА

Қарқаралы ауданы, Қарағайлы кентінің «Р.Молдақашева атындағы 17 ЖББ мектебі»КММ  
Қазақстан тарихы, дүниежүзі тарихы пәндерінің мұғалімі, Қазақстан, Қарағанды облысы

В статье рассматриваются возможности применения инструментов государственно-частного партнерства в части смены парадигмы недропользования в топливно-энергетическом комплексе. Выделены три основных направления развития проектов в недропользовании. Показана роль инноваций в реализации наиболее перспективных проектов в топливно-энергетическом комплексе.

The article discusses the possibilities of using public-private partnership tools in terms of changing the paradigm of subsurface use in the fuel and energy complex. Three main directions of development of projects in subsurface use have been identified. The role of innovations in the implementation of the most promising projects in the fuel and energy complex is shown.

*Ключевые слова: инновация, рациональное природопользование, комплексное освоение недр, недропользование.*

*Түйін сөздер: инновация, табиғатты ұтымды пайдалану, жер қойнауын кешенді игеру, жер қойнауын пайдалану.*

*Keywords: innovation, rational use of natural resources, integrated development of mineral resources, subsurface use.*

Минералды шикізатты өңдеудің заманауи әдістеріндегі инновациялардың негізі сөздің кең мағынасында ресурстарды үнемдеу болып табылады. Мұнай-газ саласының әлеуеті зор. Алайда мұнайшылардың алдында тұрған бизнестің табыстылығын арттыру міндеті үнемі күрделене түседі. Жетілген ұңғымалардан өндіру көлемі азайып, перспективалы кен орындарына қол жеткізу қиын. Оларды игеру үшін қуатты технологиялық құралдар қажет.

Инновациялардың көмегімен жоғары өнімді, энергияны, ресурстарды үнемдейтін және геоэкологиялық өндіріске қол жеткізуге болады. Олар жаңа мұнай-газ кен орындарын іздеуге, қорларды алу коэффициентін және шикізатты өңдеу тереңдігін арттыруға, өндіру мен тасымалдау кезіндегі шығындарды азайтуға ықпал етеді. Бүгінгі таңда игерілмеген оңай қол жетімді кен орындары жоқ. Геологтар қатал табиғи жағдайларда, тау жыныстарының күрделі құрылымы бар шалғай жерлерде мұнай өндіру орындарын іздейді.

Жер қойнауын зерттеуде қолданылатын негізгі әдіс-сейсмикалық, онда жасанды қайнар көз серпімді толқындарды қоздырады. Сейсмикалық қабылдағыштар ақпаратты тіркейді, алынған деректерді өңдеп, қорытынды жасайды [1, б. 25].

Мұнай-газ инновациялары электр барлау және жоғары тығыздықтағы UniQ сейсмикалық түсірілімі толқын көздері мен қабылдағыштардың санын көбейтуге және зерттеу дәлдігін арттыруға мүмкіндік берді.

Іздеу саласындағы тағы бір жаңалық - қоздыру көздері мен тіркеу жабдықтарының оңтайлы орналасу схемасын есептейтін сәулелік модельдеу техникасы. 4D-сейсмиканың көмегімен күрделі құрылымы бар мұнай-газ бассейндері модельденеді, кен орындарының өзгеруі бағаланады, мұнай-газды болжаудың сенімділігі артады. Іздеудің, табудың және одан әрі игеруге техникалық дайындықтың тиімділігі артады. Инновацияларды енгізу өндірілетін қорлардың өсуіне ықпал етеді және операциялық бұрғылауға инвестицияларды азайтады.

Бассейндік модельдеу әдісі геологиялық қабаттарды құру және өзгерту процестерін қалпына келтіреді, оларда көмірсутектердің қашан және қалай пайда болғанын, жиналғанын және таралғанын анықтайды. Деректерді зерттегеннен кейін мұнай-газ кен орнының моделі қалыптасатын перспективалы учаскелер таңдалады. Модельдеудің соңғы кезеңінде тәуекелдер бағаланады және кен орындарын игерудің тиімділігі негізделеді. Экологиялық таза геологиялық барлау - RT System2 сымсыз радиотелеметриялық деректерді тіркеу датчиктеріне кабельді ауыстыру арқылы кесілген орман көлемін екі есе азайтудың инновациялық әдісі.

Мұнай қалдықтарын үнемді өңдеу қажеттілігі және мұнай сапасының төмендеуі инновациялардың дамуын ынталандырады. Өндірісті арзан шикізатты: ауыр мұнайды, майлы және ілеспе мұнай газының компоненттерін өңдеуге бағытталған технологиялармен және жабдықтармен жаратандыру басым бағыт болып табылады. Жеңіл мұнай өнімдерінің шығымының ең жақсы көрсеткіштерін көрсететін жаңа катализатор өндірісі құрылуда. Инновациялар мұнай-газ өндірістік объектілерін салу процесін жетілдіреді, капитал салымдарын азайтады және объектілерді салу уақытын қысқартады [2, б. 64].

Модульдік жүйелердің көмегімен кен орнына арнайы жабдық жеткізіледі және қажетті технологиялық процесс ұйымдастырылады. Мұндай жүйенің мысалы - мұнай газын кәдеге жарату үшін жұмсақ бу риформингінің мобильді қондырғысы, оны қажет болған жағдайда оңай жылжытуға болады.

Инновациялық нысандардың құрылысы мұнай газын, жел парктерін, геотермалдық энергия станцияларын және тиімді автономды электр станцияларын пайдалану есебінен қоршаған табиғатқа жүктемені азайтуға мүмкіндік береді. Ақпараттық жүйелердің жаңа буынын құру оңтайландыруды жоспарлау, өнімнің сапасы мен санын үздіксіз бақылау міндеттерін шешеді.

Соңғы IT-бағдарламалар кен орындары туралы ақпаратты бірыңғай дерекқорда сақтайды, олардың жұмысының техникалық кестесін ұйымдастырады, оның ауытқуларын бақылайды және өндірістік процесі жөндеуді немесе оңтайландыруды қажет ететін жерлерді анықтайды. Жасанды интеллект, предикативті басқару, өндірісті математикалық модельдеу технологиялары инновациялардың негізі болады.

4D технологиялары кен орындарын және басқа инфрақұрылымдық нысандарды болжауға, өндірістің әртүрлі кезеңдеріндегі процестерді модельдеуге және бақылауға мүмкіндік береді. Мұнай-газ ұңғымаларының цифрландыру көмегімен активтерді басқару тәулік бойы қол жеткізу режимінде жүзеге асырылады. Бұл көптеген мәселелерді болжауға және жоюға көмектеседі.

Жер қойнауын пайдаланудағы инновациялар туралы айта отырып, жоғарыда аталған тұжырымдамаға сәйкес пайдалы қазбаларды өндіруді ұйымдастырудың тәсілдерін түбегейлі қайта қарау қажет. Тау - кен массасын қалыптастырғаннан кейін кен дайындауды технологиялық қайта бөлудің негізгі проблемасы ресурстардың, негізінен су мен электр энергиясының шығындарының жоғары деңгейі, сондай-ақ жер қойнауын толықтығы мен кешенді пайдаланудың шешілмеген мәселелері болып табылады.

Белгілі шешімдерден жаңа тәсілдердің айырмашылығы - олар бастапқыда кен орнының минералды-шикізат базасының барлық компоненттерін алу мен пайдаланудың толық моделі негізінде құрылуы керек. Толық модель өңдеу және алу процестерінің технологиялық модельдерін, әр процесінің энергетикалық және экономикалық моделін және тұтастай алғанда бүкіл кешенді, түпкілікті тауарлық өнімді тұтыну салаларына «байланыстыруды» қамтиды. Жедел басқару барлық кезеңдерге қатысты болуы керек:

- тау - кен өндіру сатысы
- бұрғылау-ату жұмыстарын жоспарлау (жарылыс параметрлерінің өзгеруі)
- кенді дайындау сатысы, шикізаттың физика-механикалық және бөлу сипаттамалары өзгерген кезде ыдырау және бөлу жағдайларының өзгеруі.

Бұл тәсіл шикізатты өңдеудің барлық кезеңдерінде оның параметрлерін бақылауды қамтиды, яғни өзгертін сипаттамаларды (құрылымдық, беріктік, бөлу және т.б.) жедел

бақылау құрылғыларын қолдану қажеттілігі. Минералды шикізатты кешенді өндеуді ақпараттық қамтамасыз ету және сүйемелдеу технологиялық минералогияның негізгі міндеті болуға тиіс. Оның міндеттеріне кен орнын игеру моделі мен стратегиясын әзірлеу үшін ақпарат массивін қалыптастыру ғана емес, сонымен қатар әзірленген кешенді модельге сәйкес барлық процестерді жедел сүйемелдеу кіреді:

- тау-кен жұмыстарының үлгілері;
- шикізаттан минералды өндеу процестерінің модельдері;
- бенчмаркинг түрі бойынша конъюнктуралық-маркетингтік модель.

Бұл бағыттарды әр кезең бойынша жеке қарастырған жөн: тау-кен жұмыстары және минералды шикізатты кейінгі қайта бөлуге дайындау (металлургиялық, химиялық және т.б.). Кен дайындауға келетін болсақ, инновацияларды алынатын компоненттерді ұтымды ыдырату және шоғырландыру саласында, акустикалық және діріл процестерін, плазмохимиялық технологияларды қолдануда, сондай-ақ суды аз тұтынатын және негізделген энергия шығыны бар шикізатты кешенді өндеуге бағытталған кендерді ашуға арналған жаңа құрылғыларды әзірлеуде қарастыру керек. Бұл жолдағы ең бастысы - физикалық қажетті энергия шығынынан ондаған есе көп энергия тұтынуға төтеп беруге дайын бөгеттерді ұлғайтуды жалғастыру, суды тұтынуды ең төменгі қажетті мәндерге дейін азайту және т.б. [3, б. 392].

Инновация дегеніміз не, минералды шикізатты өндіру және өндеу технологияларында олардың орны қандай деген сұраққа жауап беру үшін осы саладағы негізгі мәселелерді белгілеу қажет. Бұл сұраққа жауап іздеудің негізгі критерийі ресурстарды үнемдеуді сипаттайтын кейбір параметрлер болуы мүмкін. Инновациялық іс - шаралардың тиімділігін бағалау кем дегенде үш критерий бойынша жүргізілуі тиіс:

- энергия сыйымдылығын төмендету;
- су тұтынуды төмендету;
- шикізат алудың кешенділігін арттыру.

Осылайша, минералды шикізатты өндеудегі инновациялардың негізі - артық ештеңе өндіремеу, артық ештеңені ұсақтамау және артық ештеңені байыту емес. Осы үш принциптің негізінде минералды-шикізат базасының табиғи гетерогенділігі, алынатын элементтері бар минералды кешендердің құрылымы мен құрамының өзгеруі, минералдардың шоғырлану мүмкіндіктерін анықтайтын физикалық қасиеттер мен параметрлердің айтарлықтай дисперсиясы жатыр. Технология энергия шығыны мен суды тұтынуды бірлікке емес, ондаған және жүздеген пайызға азайтуды қамтамасыз ете алатын болса, инновациялық деп санауға болады.

Әдебиеттер тізімі:

1. Сулейменов Н.С., Подгорнов В.М. Удаление фильтрационных корок буровых растворов в процессе кислотной обработки с учётом фракционного состава карбонатного наполнителя НТЖ//Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019, №4. Б 18–26.
2. Дерябина М. Государственно-частное партнерство: теория и практика // Вопросы экономики. 2008. – № 8. Б. 61–77.
3. Абайылданов Қ.Н., Нұрсұлтанов Ғ.М. Мұнай және газды өндіріп, өндеу. Алматы 2009 ж. Б.392-394.

**Секция №2**  
**Геология мен жер қойнауын пайдаланудағы инновациялық тәсілдер**  
**Инновационные подходы в геологии и недропользования**  
**Innovative approaches in geology and subsoil use**

УДК 543.06

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ИНВЕРСИОННОЙ ВОЛЬТАМПЕРОМЕРИИ ДЛЯ  
АНАЛИЗА УГЛИСТЫХ СЛАНЦЕВ НА СОДЕРЖАНИЕ В НИХ  
БЛАГОРОДНЫХ МЕТАЛЛОВ**

ФАЗЛУТДИНОВА ЖАМИЛЯ КОРГАНБЕКОВНА

Старший преподаватель Некоммерческого акционерного общества  
«Торайгыров университет», доктор PhD, Казахстан, г. Павлодар

Работа содержит применение метода инверсионной для анализа такого минерального сырья как углистые сланцы для определения в них благородных металлов. Представлена вольтамперограмма определения золота в пробе углистого сланца. Описаны условия пробоподготовки, при которых проведение инверсионно-вольтамперометрического метода не представляется возможным из-за сложности объекта.

Жұмыста ондағы асыл металдарды анықтау үшін көмір тақтатастары сияқты минералды шикізатты талдау үшін инверсия әдісін қолдану бар. Көміртекті тақтатастар сынамасында алтынды анықтайтын вольтамперограмма ұсынылған. Нысанның күрделілігіне байланысты инверсиялық-вольтамметриялық әдісті жүргізу мүмкін болмайтын сынама дайындау шарттары сипатталған.

The work contains stripping voltammetry application for analysis of such mineral raw materials as carbonaceous shales for the determination of precious metals in it. A voltammogram for determination of gold in a sample of carbonaceous shale is presented. The conditions of sample preparation are described, in which the stripping voltammetry method is not possible due to the complexity.

*Ключевые слова:* метод инверсионной вольтамперометрии, углистые сланцы, благородные металлы, минеральное сырье, электрохимия.

*Түйінді сөздер:* инверсиялық вольтамметрия әдісі, көміртекті тақтатастар, асыл металдар, минералды шикізат, электрохимия.

*Keywords:* stripping voltammetry, carbonaceous shales, precious metals, mineral raw materials, electrochemistry.

Углистые сланцы (УГС) по мнению экспертов, является одним из перспективных источников благородных металлов. В большинстве золоторудных месторождений подобного типа в качестве сопутствующих присутствуют золото, серебро в количестве 1-8 г/т и более, часто в очень тонкодисперсном состоянии.

Метод инверсионной вольтамперометрии давно начал использоваться для определения благородных металлов и металлов платиновой группы. В частности, первооткрывателем данного метода был известный российский химик-аналитик А.Г. Стромберг. Далее этим методом работали его последователи, в частности, Н.А. Колпакова, под руководством Нины Александровны в лаборатории «Золото-платина» было произведено множество анализов проб минерального сырья на содержание в них ионов золота, серебра и других ценных металлов.

Однако, углистые сланцы не рассматривали долгое время в качестве источника получения благородных металлов (БМ) из-за сложности выделения БМ из общей матрицы металлов.

В данной работе описано, каким способом удалось выделить благородные металлы и определить их с помощью метода инверсионной вольтамперометрии.

В первую очередь, необходимо было разобраться с тем, что из себя представляет сырье, т.е. углистые сланцы. Углистые сланцы – это тонкозернистые осадочные породы, содержащие повышенные количества углеродистого вещества. На сегодня данный тип упорной руды имеет большую практическую значимость и обеспечивает рентабельность освоения месторождений. Из литературных источников известно, что данный тип руды есть и в Казахстане [1].

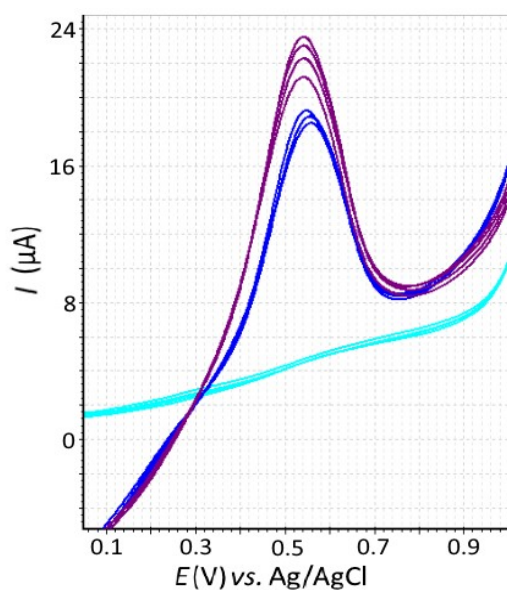
Матрица руды месторождений углеродистого типа содержит как БМ - Au, Ag, так и множество других элементов. Из многочисленных объектов примерно 100 содержат не просто высокие, а аномально высокие концентрации БМ [2] (за аномально высокие концентрации золота принимают концентрации 60 г/т).

УГС отличается трудностью извлечения и тем, что при подготовке пробы к анализу на стадии отжига невозможно выдерживать высокие температуры. Связано это с тем, что при высоких температурах частицы благородных металлов «улетают» вместе с фракцией углистого вещества.

Так, проведя исследования по каждому из этапов пробоподготовки, удалось выделить ионы благородных металлов, освободив их из матрицы неблагородных металлов и определить их методом инверсионной вольтамперометрии.

Все исследования проводились с помощью вольтамперометрического анализатора марки ТА-4 в комплекте с компьютером. Во время инверсионно-вольтамперометрического определения пробы постоянно перемешивались для лучшего подвода ионов к поверхности электрода. В качестве рабочего электрода использовался графитовый электрод, в качестве электрода сравнения и вспомогательного электрода использовался хлоридсеребрянный электрод, заполненный 1М KCl.

На рисунке 5.7 представлены вольтамперные кривые электроокисления осадков золота с поверхности графитового электрода.



**Рисунок 5.7.** Вольтамперные кривые электроокисления осадков золота с поверхности ГЭ. Условия опытов: фон 1 М HCl,  $E_3 = -0,7$  В;  $\tau_3 = 120$  с;  $\nu = 0,06$  В/с,  $c_{Au(III)} = 0,8$  мг/дм<sup>3</sup>;  $c_{доб.} = 0,5$  мг/ дм<sup>3</sup>

Как видно из рисунка, пик золота довольно четкий, лишние шумы отсутствуют. Пик золота наблюдается при потенциале 0,55 В. Таким образом, метод инверсионной вольтамперометрии является одним из методов, подходящих для анализа такого сложного объекта как углистые сланцы.

Список литературы:

1. Коробейников А.Ф. Новый тип золото-платиноидных месторождений в черносланцевых толщах офиолитового пояса Северо-Восточного Казахстана. // Томск.: Политехн. Ин-т 19.03.1991г. Деп. В ВИНТИ – №1187-891, –90 с.

2. Авраменко В.А., Братская С.Ю., Волк А.С., Каплун Е.В., Иванов В.В., Сергиенко В.И. Способ извлечения золота из золотосодержащего органического сырья // Патент РФ №2380434. Оpubл. 27.01.2010 г. Бюл. –2010, № 3. Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/patent/238/2380434.html>

## КИСЛОТОРАСТВОРИМЫЙ НАПОЛНИТЕЛЬ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Сагидуллаев Тимур Юрьевич, Бадретдинов Эльдар Арифович студенты группы ГРМ-21-1  
научный руководитель Сулейменов Н.С.

ОП Инжиниринговые технологии Кызылординского университета имени Коркыт Ата

Целью данного исследования является повышение эффективности кислотного воздействия на фильтрационную корку с кислоторастворимыми добавками перед вызовом притока из продуктивного пласта. Исследована возможность оптимизации состава фильтрационной корки с позиции последующего её эффективного разрушения и вымывания при кислотной обработке открытого ствола скважины перед вызовом притока. При этом следует учитывать, что:

1. Основа фильтрационной корки закладывается в процессе мгновенной фильтрации.
2. На проницаемость и толщину фильтрационной корки определяющее влияние оказывает тонкодисперсная фаза в буровом растворе, оптимальная концентрация и размеры которой зависят от соотношения размеров фильтрующих каналов и дисперсности твёрдой фазы бурового раствора.

С точки зрения вызова притока, важнейшим для эксплуатационных качеств пласта является восстановление проницаемости призабойной зоны пласта, то есть, возможность наиболее полного удаления фильтрационной корки и зоны кольматации. В этой связи, свойства фильтрационной корки, благоприятствующие кислотной обработке призабойной зоны скважины, являются определяющими. Другими словами в случае нецементируемого забоя (эксплуатируемый пласт непосредственно контактирует со стволом скважины) уже в процессе вскрытия пласта бурением необходимо учитывать дальнейшую очистку призабойной зоны пласта с помощью кислотной обработки фильтрационной корки.

Фракционный состав кислоторастворимого наполнителя и распределение его в фильтрационной корке должны обеспечить наибольшую эффективность процесса кислотной обработки, при этом следует учитывать то, что они могут не соответствовать условиям оптимизации процесса формирования фильтрационной корки. Естественно, что для эффективной реализации реакции проницаемость корки должна быть достаточной, чтобы обеспечить проникновение кислоты через корку в пласт.

Для проведения исследований использовался буровой раствор с увеличенным содержанием глины (133 г/л).

Параметры раствора:

1. Условная вязкость раствора – 41 сек;
2. Водоотдача – 10 см<sup>3</sup>/30 мин;
3. Плотность раствора – 1,076 г/см<sup>3</sup>;
4. Статическое напряжение сдвига –  $\Theta_1 = 93$  дПа,  $\Theta_{10} = 132$  дПа;
5. Пластическая вязкость  $\alpha_{600} = 90$ ,  $\alpha_{300} = 60 \Rightarrow \eta = \alpha_{600} - \alpha_{300} = 90 - 60 = 30$  мПа·с ;
6. Динамическое напряжение сдвига:  $\tau_o = 3 \cdot (\alpha_{300} - \eta) = 3 \cdot (60 - 30) = 90$  дПа ;
7. Эффективная вязкость:  $\eta_{эф} = \frac{\alpha_{600}}{2} = \frac{90}{2} = 45$  мПа·с ;
8. Показатель нелинейности и коэффициент консистенции соответственно:

$$n = 3,32 \cdot \lg\left(\frac{\alpha_{600}}{\alpha_{300}}\right) = 3,32 \cdot \lg\left(\frac{90}{60}\right) = 0,585;$$

$$K = 330^{1-n} \cdot \alpha_{300} = 330^{1-0,585} \cdot 60 \cong 665,8.$$

15% концентрация соляной кислоты принята как оптимальная для эффективного растворения корки с наполнителем независимо от фракционного состава.

Кроме ранее использованных фракций наполнителя ( $\leq 0,21$  мм;  $\leq 1$  мм;  $\leq 1,7$  мм;  $\leq 2,36$  мм) использованы смеси различных фракций наполнителя в пределах одной концентрации.

Таким образом, мы получили следующие соотношения:

1.  $\leq 0,21$  мм – 60%;  $\leq 1$  мм – 20%;  $\leq 1,7$  мм – 15%;  $\leq 2,36$  мм – 5%;
2.  $\leq 0,21$  мм – 20%;  $\leq 1$  мм – 60%;  $\leq 1,7$  мм – 5%;  $\leq 2,36$  мм – 15%;
3.  $\leq 0,21$  мм – 15%;  $\leq 1$  мм – 5%;  $\leq 1,7$  мм – 60%;  $\leq 2,36$  мм – 20%;
4.  $\leq 0,21$  мм – 5%;  $\leq 1$  мм – 15%;  $\leq 1,7$  мм – 20%;  $\leq 2,36$  мм – 60%.

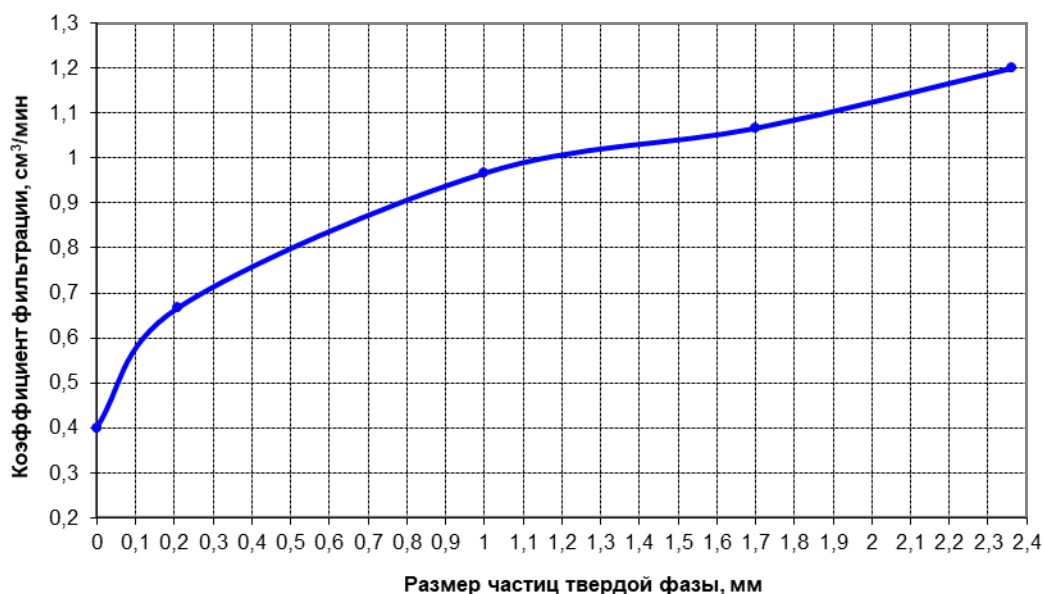


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента фильтрации 15% соляной кислоты через корку различного фракционного состава от размера частиц твердой фазы при общей концентрации 7% по весу от её объёма

На рис. 1 представлено влияние фракционного состава наполнителя на фильтрационные свойства корки и последующую ее растворимость, а на рис. 2 влияние роста объемной концентрации частиц наполнителя на проницаемость корки.

Таким образом, учитывая рис. 1 и рис. 2, можно сделать следующие выводы:

- Увеличение объемного содержания наполнителя в буровом растворе увеличивает проницаемость корок;
- Увеличение размеров частиц наполнителя также увеличивает проницаемости корок.

Согласно рис. 1 увеличение концентрации крупнодисперсных частиц наполнителя в растворе ухудшает фильтрационные свойства корки. Использование частиц с размером  $\leq 0,21$  мм ухудшает фильтрационные свойства, что можно компенсировать дополнительным вводом понизителей водоотдачи, нестойких к кислоте.

Смешивание частиц наполнителя (пунктирная линия) различной дисперсности в пределах одной концентрации привело к незначительному, по сравнению с «чистым наполнителем» (сплошная линия), ухудшению фильтрационных свойств корки, однако

одновременно позволило повысить эффективность растворения кислотой. Изменение фракционного состава наполнителя позволяет регулировать фильтрационные свойства корки и растворение частиц наполнителя в любом направлении, главное подобрать оптимальное соотношение указанных параметров.

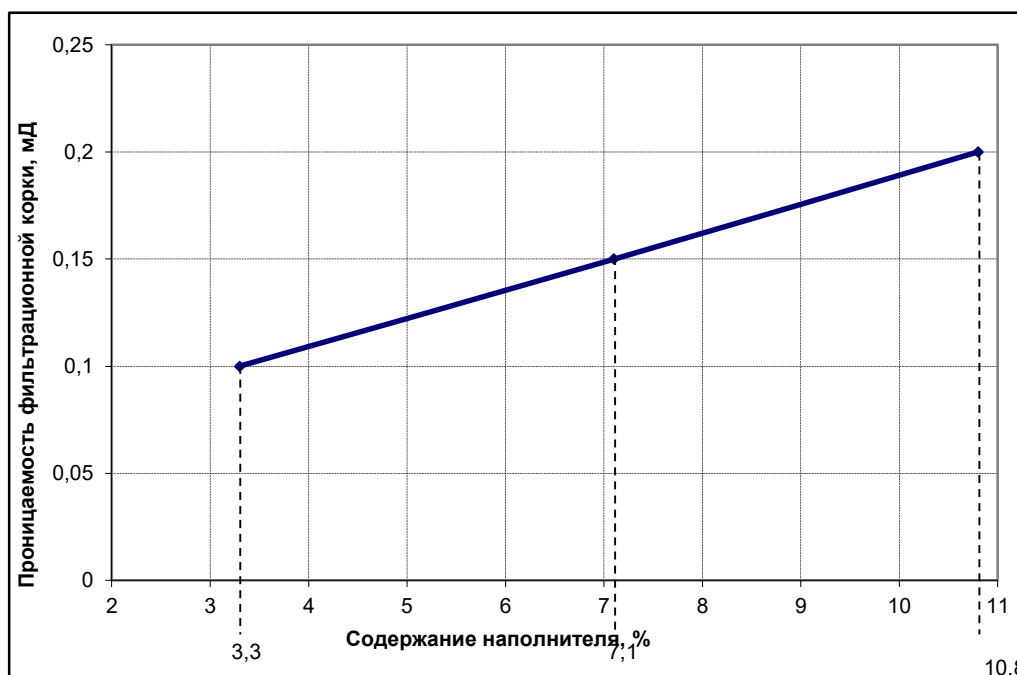


Рисунок 2 – Зависимость проницаемости фильтрационной корки от объемной концентрации частиц наполнителя

В результате исследования установлено, что при растворении кислотой частиц наполнителя размером менее 0,21 мм реакция распределяется по всей поверхности корки, а при добавлении в корку частиц размером 2,36 мм обеспечивается «очаговое» взаимодействие кислоты с наполнителем. В результате появляются сквозные дыры, через которые фильтруется вся кислота, т.е. количества кислоты, предназначенного для растворения наполнителя, может не хватить для взаимодействия с более мелкими частицами. Риск такого протекания реакции возрастает с увеличением концентрации крупнодисперсных частиц наполнителя в растворе, а также с ростом концентрации кислоты.

Таким образом, основываясь на результатах эксперимента, можно сделать следующие выводы:

- Увеличение объемного содержания и размеров частиц наполнителя в буровом растворе увеличивает проницаемость корок;
- Высокая концентрация кислоты при фильтрации через корку приводит к неполному растворению наполнителя.
- Повышение концентрации тонкодисперсных частиц наполнителя в растворе обеспечивает взаимодействие кислоты с глинистой коркой по всей её поверхности.
- Оптимальная концентрация кислоты находится в пределах от 11% до 16%.
- Оптимальная концентрация наполнителя в растворе из соображения рационального регулирования фильтрационных свойств и последующей кислотной растворимости составляет порядка 5-8 % по весу от объёма твердой фазы (при меньшей концентрации снижается результативность кислотного разрушения глинистой корки, а при большей концентрации существенно изменяются фильтрационные свойства растворов).
- В любом случае увеличение тонкодисперсной фазы наполнителя ( $\leq 0,21$ мм) благоприятствует кислотному удалению фильтрационной корки.

Учитывая данные, полученные при проведении экспериментов и обработки их результатов, а также промысловые условия проведения химической очистки призабойной зоны открытого ствола горизонтальной скважины, можно рекомендовать следующее:

1. При вскрытии продуктивной зоны бурением в состав раствора необходимо вводить наполнители, растворимые в кислоте.

2. При этом:

➤ содержание тонкодисперсной кислоторастворимой фазы наполнителя в буровом растворе должно быть не менее 5% по весу от объёма раствора;

➤ содержание грубодисперсной фазы (размером более 250 мкм) наполнителя необходимо ограничить до 30%. Для регулирования параметра «Водоотдача» следует использовать реагенты-понижители водоотдачи, растворимые или разрушающиеся в кислоте;

➤ оптимальная концентрация кислоты для разрушения структуры глинистой корки с наполнителем составляет 15%.

Список литературы:

1. Крылов В.И., Крецул В.В., Гимазетдинов В.М. Основные факторы, влияющие на загрязнение продуктивных пластов, и разработка рекомендаций по повышению продуктивности скважин// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2015, № 12. - с. 31-3

2. Крецул В.В. (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина) Влияние твердой фазы на фильтрационные характеристики промысловых жидкостей для первичного вскрытия// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2006, №10. – с.32-36.

3. Сулейменов Н.С., Мосесян М.А., Подгорнов В.М. Удаление фильтрационных корок кислотной ванной // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. № 2. – С. 45–49.

4. Сулейменов Н.С. Подгорнов В.М. Удаление фильтрационных корок буровых растворов в процессе кислотной обработки с учётом фракционного состава карбонатного наполнителя // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, М. – 2019. №4. – С. 8–11.

### Секция №3

Геологиядағы қазіргі жағдайы және даму перспективалары  
Современное состояние и перспективы развития в геологии  
Current state and prospects of development in geology

#### КҮРДЕЛІ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЖАҒДАЙЛАРДА ТЕМІРБЕТОН КОНСТРУКЦИЯЛАРЫН ТҮРҒЫЗУ

*Бисенов Қылышбай Алдабергенұлы*

*профессор, техника ғылымдарының докторы*

*Қорқыт Ата атындағы Қызылорда университеті, Қазақстан, Қызылорда қаласы*

*Аппазов Сунгат Маратович*

*магистрант, БББ «7М07365 Құрылыс»*

*Қорқыт Ата атындағы Қызылорда университеті, Қазақстан, Қызылорда қаласы*

#### СТРОИТЕЛЬСТВО ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

*Бисенов Қылышбай Алдабергенович*

*профессор, доктор технических наук*

*Кызылординский университет имени Коркыт Ата, Казахстан, город Кызылорда*

*Аппазов Сунгат Маратович*

*магистрант, ОП «7М07365 Строительство»*

*Кызылординский университет имени Коркыт Ата, Казахстан, город Кызылорда*

#### CONSTRUCTION OF REINFORCED CONCRETE STRUCTURES IN DIFFICULT GEOLOGICAL CONDITIONS

*Bisenov Kylyshbai Aldabergenovich Bisenov*

*Professor, Doctor of Technical Sciences*

*Kyzylorda University named after Korkyt Ata, Kazakhstan, Kyzylorda city*

*Appazov Sungat Maratovich*

*Master's student, OP "7M07365 Construction"*

*Kyzylorda University named after Korkyt Ata, Kazakhstan, Kyzylorda city*

#### АННОТАЦИЯ

Бұл мақалада күрделі геологиялық жағдайларда темірбетон конструкцияларын тұрғызу ерекшеліктері қарастырылады. Темірбетон материалдарының беріктігі мен ұзаққа төзімділігі құрылыс саласында маңызды рөл атқарады, әсіресе сейсмикалық белсенді және тұрақсыз топырақтағы аудандарда. Мақалада геологиялық кедергілерді жеңу үшін арнайы қоспалар мен жаңа технологияларды қолдану, сондай-ақ, күрделі жағдайларда темірбетон конструкцияларын тұрғызудың әлемдік тәжірибесі мен Қазақстандағы мысалдар талқыланады.

#### АННОТАЦИЯ

В данной статье рассматриваются особенности возведения железобетонных конструкций в сложных геологических условиях. Прочность и долговечность железобетона играют важную роль в строительстве, особенно в сейсмоопасных и нестабильных грунтах. В статье обсуждается использование специальных добавок и современных технологий для преодоления геологических препятствий, а также мировой опыт и примеры из Казахстана по возведению железобетонных конструкций в сложных условиях.

## ABSTRACT

This article examines the features of constructing reinforced concrete structures in complex geological conditions. The durability and longevity of reinforced concrete play a crucial role in construction, especially in seismically active and unstable soil areas. The article discusses the use of special additives and modern technologies to overcome geological challenges, as well as global practices and examples from Kazakhstan in constructing reinforced concrete structures under challenging conditions.

**Түйінді сөздер :** темірбетон конструкциялары, күрделі геологиялық жағдайлар, сейсмикалық тұрақтылық, құрылыс технологиялары, арнайы қоспалар, топырақ тұрақсыздығы

**Ключевые слова:** железобетонные конструкции, сложные геологические условия, сейсмическая устойчивость, строительные технологии, специальные добавки, нестабильность грунта

**Keywords:** reinforced concrete structures, complex geological conditions, seismic stability, construction technologies, special additives, soil instability

Темірбетон конструкциялары әлемдегі ең кең таралған құрылыс материалдарының бірі болып табылады. Темірбетон конструкцияларының беріктігі мен ұзақ мерзімділігі оларға әртүрлі күрделі жағдайларда төзімділік береді, сондықтан олар құрылыс саласында кеңінен қолданылады [1, 12-14]. Бетон мен болаттың үйлесімі берік және ұзаққа төзімді материалды қалыптастырады, бұл оны көпірлерден бастап, биік ғимараттарға дейінгі әртүрлі құрылыс жобаларында пайдалануға мүмкіндік береді. Алайда, күрделі геологиялық жағдайларда (жер сілкінісіне бейімділік, топырақтың тұрақсыздығы, су басу қаупі және т.б.) темірбетон конструкцияларын тұрғызу белгілі қиындықтар туғызады. Бұл жағдайларда қолданылатын құрылыс әдістері мен технологиялары ерекше маңызды болып табылады, өйткені олар объектілердің қауіпсіздігін және ұзақ мерзімділігін қамтамасыз етеді. Күрделі геологиялық жағдайларда құрылыс жүргізудің маңызы, әсіресе сейсмикалық аймақтарда, ерекше назар аударуды қажет етеді [2, 24-27].

**Күрделі геологиялық жағдайлар және олардың ерекшеліктері.** Күрделі геологиялық жағдайлар – бұл жер бедерінің табиғи ерекшеліктері немесе климаттық факторлардың әсерінен құрылысқа айтарлықтай кедергі келтіретін жағдайлар. Геологиялық күрделі аймақтарға жер сілкінісіне бейім аудандар, су өткізгіш топырақтар, жоғары ылғалдылық немесе топырақтың ағынды болуы сияқты аумақтар жатады. Геологиялық кедергілерді жеңу, әсіресе тұрақсыз топырақ пен жоғары сейсмикалық қауіпке ұшыраған аймақтарда, құрылыс материалдары мен әдістерін мұқият таңдауды талап етеді [1, 35-40]. Мұндай аудандарда құрылыс салу кезіндегі негізгі қиындық – топырақтың тұрақсыздығы мен болашақта объектіге әсер ететін табиғи процестер.

Мысалы, Алматы облысының көптеген аудандары жер сілкінісі қаупі жоғары аймақтарда орналасқан. Бұл аймақтарда жер асты дүмпулері объектілердің тұрақтылығына қауіп төндіреді. Сонымен қатар, Каспий теңізінің жағалауында құрылыс жұмыстарын жүргізу топырақтың бос және сулы болуына байланысты күрделене түседі. Мұндай жағдайларда құрылыстың сапасы мен қауіпсіздігін қамтамасыз ету үшін арнайы шаралар қабылдануы қажет [3, 102-105].

**Темірбетон конструкцияларының сипаттамалары мен артықшылықтары.** Темірбетон конструкцияларының негізгі артықшылықтары – олардың беріктігі, икемділігі және ұзаққа төзімділігі. Темірбетон конструкцияларындағы болат өзек бетонның қысымға төзімділігін арттырады, бұл оларды ауыр салмақтарды көтеруге қабілетті етеді. Сонымен қатар, темірбетон судан және ауа-райының қолайсыз жағдайларынан жақсы қорғалған, бұл оны күрделі геологиялық жағдайларда да қолдануға мүмкіндік береді [1, 12-14].

Темірбетонның басқа да артықшылықтары бар: ол жоғары температураға төзімді, табиғи әсерлерге қарсы тұра алады, ұзақ қызмет ету мерзімімен ерекшеленеді. Осылайша,

темірбетон құрылыстардың сенімділігі мен қауіпсіздігін қамтамасыз ететін тамаша материал болып табылады. Мұндай құрылыс материалдары қоршаған ортаның әсеріне және жер сілкіністеріне жоғары төзімділік көрсетеді, бұл әсіресе сейсмикалық белсенді аудандарда маңызды [3, 102-105].

**Күрделі геологиялық жағдайларда темірбетон конструкцияларын тұрғызу технологиялары.** Темірбетон конструкцияларын күрделі геологиялық жағдайларда тұрғызу үшін арнайы технологиялар мен әдістер қажет. Мысалы:

- Арнайы қоспалар мен материалдарды қолдану. Бетонның беріктігін арттыру үшін оның құрамына арнайы химиялық қоспалар енгізіледі, олар бетонның кеуектігін азайтып, оның механикалық қасиеттерін жақсартады [4, 45-50].

- Құрылыс техникасы мен жаңа технологияларды қолдану. Геотехникалық және сейсмикалық қауіпсіздікті қамтамасыз ету үшін жаңа құрылыс әдістері мен жабдықтары пайдаланылады. Мысалы, терең іргетастарды немесе арнайы бағаналар жүйесін пайдалану жер сілкінісі кезінде құрылыс нысанының тұрақтылығын арттырады [2, 50-55].

- Гидроқшаулағыш қабаттар мен арнайы негіздер құру. Су өткізгіш немесе тұрақсыз топырақтарда конструкциялардың беріктігін қамтамасыз ету үшін гидроқшаулағыш қабаттар, арнайы дренаж жүйелері немесе тереңдетілген негіздер қолданылады.

**Күрделі геологиялық аймақтарда темірбетонды қолдану тәжірибесі.** Темірбетон конструкцияларын күрделі геологиялық жағдайларда қолдану тәжірибесі Қазақстанда да, шетелде де кеңінен таралған. Қазақстанда көптеген көпқабатты үйлер мен ірі құрылыс нысандары сейсмикалық белсенді аймақтарда салынған. Мысалы, Алматы қаласында ғимараттар жер сілкінісіне төзімді темірбетон құрылымдарын қолдана отырып тұрғызылған. Бұл тәжірибе жер сілкінісіне ұшыраған аумақтарда қауіпсіздікті қамтамасыз етудің маңыздылығын көрсетеді [3, 102-105]. Шетелде де көптеген мысалдар бар. Мысалы, Жапонияның Токио және Осака сияқты қалаларында жер сілкінісіне тұрақты темірбетон құрылымдары кеңінен қолданылады. Жапония сейсмикалық қауіпке төзімді технологиялар мен әдістерді дамытуда әлемдегі жетекші елдердің бірі болып табылады. Олар құрылыс саласында заманауи технологияларды пайдалану арқылы жер сілкіністеріне бейімделген темірбетон конструкцияларын енгізу бойынша үлкен тәжірибе жинақтаған [4, 45-50].

### **Қорытынды**

Темірбетон конструкцияларын күрделі геологиялық жағдайларда қолдану құрылыстың қауіпсіздігі мен ұзаққа төзімділігін қамтамасыз етуде маңызды рөл атқарады. Бетон мен болаттың үйлесімі мұндай конструкциялардың беріктігін арттырады, ал арнайы технологиялар мен материалдарды қолдану құрылыс сапасын арттыруға мүмкіндік береді [2, 50-55]. Осылайша, темірбетон конструкциялары күрделі геологиялық аймақтарда сенімді, төзімді құрылыс нысандарын тұрғызуға мүмкіндік беретін заманауи құрылыс материалдары болып табылады.

Пайдаланылған әдебиеттер:

1. Тыныбеков, А. “Құрылыс материалдары және темірбетон технологиялары” (2021). Алматы: Тау университеті баспасы. 12-14; 35-40 беттер.

2. Исламбеков, К. “Күрделі геологиялық жағдайларда құрылыс салу ерекшеліктері” (2020). Астана: Қазақстан инженерлік баспасы. 24-27; 50-55 беттер.

3. Абишев, М., Жумағалиев, Б. “Сейсмикалық белсенді аудандарда құрылыс жүргізу” // “Құрылыс журналында”, 2022 ж. №4. 102-105 беттер.

4. “International Journal of Civil Engineering and Geotechnics” Мақала: “Reinforced Concrete in Seismic Zones: A Study of Modern Additives and Technologies” (2021). 45-50 беттер.

#### Секция №4

**Болжамды, іздестіру және барлау жұмыстарында заманауи  
аналитикалық әдістерді қолдану  
Применение современных аналитических методов  
в прогнозных, поисковых и разведочных работах  
Application of modern analytical methods in forecasting,  
prospecting and exploration work**

### **НЕКОТОРЫЕ ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА ЗОЛОТОРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАЙСАНСКОЙ СУТУРНОЙ ЗОНЫ**

<sup>1\*</sup>Жунусов А.А., к.г.-м.н., ГНС, [zunussov44@mail.ru](mailto:zunussov44@mail.ru)

<sup>2</sup>Мизерная М.А., к.г.-м.н., доцент, [mizernaya@bk.ru](mailto:mizernaya@bk.ru)

<sup>1</sup>ТОО Институт геологических наук им. К.И.Сатпаева Satbayev University, Казахстан, г. Алматы, ул.Кабанбай батыра 69а

<sup>2</sup>ВКТГУ им. Д.Серикбаева, Казахстан г. Усть-Каменогорск, ул. Д. Серикбаева 19, \*автор-корреспондент

Общие закономерности формирования и размещения золоторудных, золото-платиноидных месторождений Восточного Казахстана изложены на основе работ предыдущих исследователей [1,2, и др.]. В последние годы большое внимание исследователей уделяется изучению ведущих геолого-промышленных типов золоторудных месторождений на основе современных концепций рудообразования с целью разработки новых технологий прогнозно-поисковых и оценочных работ. При этом они важное значение придают уточнению региональных и локальных критериев прогноза скрытого оруденения, оценке новых перспективных площадей, включая закрытые резервные территории.

В результате проведенных научно-исследовательских работ получены новые данные о геологической позиции и возрасте золоторудных месторождений Восточного Казахстана, генетически связанных с геологическими формациями различной рудоносности, являющиеся научной основой для прогнозно-металлогенических работ. Большой Алтай известен значительным количеством месторождений и рудопроявлений золота с платиноидами, генетически связанных с определенными геологическими формациями образованных в различных геодинамических обстановках. Месторождения характеризуются неравномерным размещением в рудных поясах и металлогенических зонах, отражая тенденцию линейного поясового распределения.

Учитывая особенности формирования золоторудных объектов региона авторы еще раз акцентирует внимание исследователей на некоторые поисковые критерии для прогноза их перспектив. Не умоляя достоинства других критериев главными поисковыми критериями считаем следующие:

*Структурный контроль.* В контроле золотого оруденения важное значение придается системе диагональных глубинных разломов (дугообразной формы), активно проявленных в Зайсанской сутурной зоне в стадию герцинской коллизии (Шар-Горностаевский, Байгузы-Булакский, Западно-Калбинский, Теректинский). Именно эта система разломов, возникшая на стыке континентальных окраин Горного Алтая и Казахстанского микроконтинента, контролировала размещение Шар-Горностаевского офиолитового пояса дугообразной формы, линейных островных дуг, молассовых формаций в наложенных мульдах (таубинская, буконьская, майтобинская свиты  $C_2$  и  $C_{2-3}$ ), золотоносных малых интрузий и даек среднего и кислого ( $C_3$ ) составов и главных золоторудных зон Восточного Казахстана (Западно-Калбинской, Жана-Боко-Зайсанской и Южноалтайской). На геологических картах и схемах они вписываются в единый Восточно-Казахстанский золоторудный пояс регионального масштаба, проникающий на юго-востоке в структуры Китая [3].

В размещении золоторудных месторождений большое значение имели продольные

северо-западные, поперечные северо-восточные и субширотные разломы древнего заложения и их оперяющие нарушения, практически проявленные на всех рудных полях и объектах (Западно-Калбинский, Суздальский и др.). Особенно ярко рудоконтролирующая роль разломов проявлена в Бакыршыкском рудном районе, где главные промышленные золоторудные месторождения (Бакыршык, Большевик, Глубокий Лог и др.) четко контролируются Кызыловской зоной широтного простирания. Непосредственно на месторождениях рудные тела локализуются в зонах брекчирования, смятия, рассланцевания и надвиговых структурах [3,5].

Поэтому, при прогнозно-металлогенических работах важное значение придается структурному контролю золотого оруденения, в первую очередь, это системы разрывных нарушений различной ранговости, структурно-литологические экраны внутрирудных порфировых интрузий и даек и литологические разности осадочных пород. Таким образом, в региональном плане все продуктивные на золото участки углеродсодержащих пород приурочены к зонам глубинных разломов длительного развития или к системам протяженных кулисообразных трещин, фиксирующие эти разломы в верхнем структурном этаже.

*Литолого-стратиграфический контроль.* Вопросы связи золото-платиноидного оруденения с определенными литолого-стратиграфическим уровнем имеет весьма важную роль в поиске и оценке месторождения этого типа руд.

В результате исследования в геологических структурах Западной Калбы и прилегающей территории Жарма-Саура получены некоторые новые данные о приуроченности золоторудных объектов к определенным рудоносным геохронологическим уровням. В герцинском структурном этаже, с учетом работ А.М.Мысника [4], выделяются три литолого-стратиграфического уровня пространственного размещения золоторудных объектов в Зайсанской сутурной зоне

1) *Раннегерцинский островодужный* ( $D_3fm-C_{1V2-3}$ ), связанный с производными андезито-базальтового островодужного вулканизма и синхронных с ним глинисто-кремнисто-известковистых и флишоидных отложений.

2) *Раннегерцинский предколлизийный уровень* ( $C_{1s}$ ), сложенный морскими малоуглеродистыми граувакковыми (молассовыми) отложениями аганактинской свиты, которые являются вмещающей средой для плутогенного гидротермального оруденения золото-кварцевого типа. Оруденение связано с малыми интрузиями и дайками плагиогранит-гранодиоритовой формации ( $C_3$ ).

3) *Среднегерцинский коллизийный уровень* ( $C_2-C_3$ ) объединяет молассовые лимнически углеродистые (черносланцевые) толщи таубинской и буконьской ( $C_{2-3}$ ) свит. Характеризуется наземными условиями литогенеза и осушением бассейна седиментации. В состав уровня входят наземные сероцветные молассы, флювиолимические и болотные углеродистые черносланцевые литофации седиментогенеза. Золотое оруденение генетически связано с гипабиссальными малыми интрузиями плагиогранит-гранодиоритовой формации (кунушский комплекс  $C_3$ ). Ведущим промышленным типом являются золото-сульфидно-углеродистые минерализованные зоны и зоны прожилкового окварцевания (месторождения Бакыршык, Большевик, Глубокий Лог и др.).

В стратиграфическом отношении рудоносные горизонты располагаются в пределах нижнего-верхнего карбона, залегая преимущественно в нижнекарбонных флишоидных углеродистых породах калбинской свиты ( $C_{2-3}$ ) в молассовой углеродистой формации буконьской свиты ( $C_2$ ) и в углеродисто-терригенной молассе бакыршыкской свиты ( $C_{2-3}$ ).

Таким образом, среди магматической, геохимической, геофизической критериев вышеописанные являются наиболее определяющими для поисков и прогноза золоторудных объектов Зайсанской сутурной зоны Восточного Казахстана.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Жунусов А.А., Рассадкин В.В., Уралбаев Е.А., "About the prospect of gold-platinoid mineralization in black shale in the East and South-East of Kazakhstan" // 19-й международный мультидисциплинарный научный Geo Conference и ЭКСПО. SGEM 2019. Албена, Болгария. 28.06–07.07. 2019г.
2. Дьячков Б. А., Мизерная М. А., Ойцева Т. А., Кузьмина О. Н., Зимановская Н. А., Агеева О. В. Перспективные направления прогнозно-поисковых работ в Восточно-Казахстанском регионе // Научно-технологическое и информационное обеспечение оценки недр Казахстана: Матер. научн.-практ. конф. – Алматы, 2019, с. 153-158.
3. Дьячков Б.А., Мочалкина Л.Н., Майорова Н.П., Усыпенко О.Н. Металлогения и прогнозная оценка сутурной зоны Большого Алтая. //Современные проблемы металлогении. Материалы науч. конф., посвященной 90-летию академика Абдулаева Х.М. Ташкент: Фан, 2002. 138-139 с.
4. Мысник А.М. Западно-Калбинский пояс. // в кн 2 Большой Алтай. Алматы, 2000. 282 с.
- 5 Оценка территории восточного и юго восточного Казахстана на большеобъемное благороднометалльное (золото-платиноидное) оруднение в черных сланцах Авторы: А.А.Жунусов, Б.А.Дьячков, М.А.Мизернаяи другие.Отчет о научно исследовательской работе за 2018-2020 гг. 65с

### **Зайсан сутурлы зонасындағы алтын кенорындарын болжайтын негізгі критерийлер**

**Аннотация.** Материалами предыдущих исследователей и проведенные нами работ уточнены и обоснованы поисковые-прогнозные критерий для обнаружения Зайсанской сутурной зоне новых рудных объектов золото и сопутствующие им платиноидов. Особо выделены структурные и стратиграфо-литологические критерии. Даны их характерные признаки.

**Аңдатпа.** Бұрынғы зерттеулер материалдары және біздің жүргізген жұмыстар нәтижесінде Зайсан сутурлы зонасы көлемінде жаңа алтын кендері мен олармен қосымшалана жүретін платиноидтар кездесетін нысандарды табуға көмектесетін іздеу критерийлерінің негізгі түрлері дәйектелген. Оған құрылымдық пен стратиграфиялық-литологиялықтары жатқызылып, олардың негізгі белгілері сипатталған.

**Annotation.** The materials of previous researchers and the work carried out by us have clarified and justified the prospecting and predictive criteria for the discovery of new gold ore objects and associated platinoids in the Zainisky Suture zone. Structural and stratigraphic-lithological criteria are highlighted. Their characteristic features are given.

**Ключевые слова.** Золоторудные месторождения, перспективные площади, геологические формации, разломы, структурный контроль, литолого-стратиграфический уровень.

**Тіректі сөздер.** Алтын кенорындары, болашағы бар алаңдар, геологиялық формациялар, жарылымдар, құрылымдық бақылау, литологиялық- стратиграфиялық деңгей.

**Keywords.** Gold deposits, prospective areas, geological formations, faults, structural control, lithological and stratigraphic level.

## КАСПИЙ ТЕҢІЗІ ШЕЛЬФІНДЕ КӨМІРСУТЕК ҚОРЛАРЫН ИГЕРУДЕГІ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЖӘНЕ ТЕХНОГЕНДІК ТӘУЕКЕЛДЕР

КАРАЖАНОВА МАРАЛ КОЙЛЫБАЕВНА

PhD, Yessenov University, Ақтау қаласы, Қазақстан

**Аннотация.** Данная статья охватывает вопросы геологических и техногенных рисков, возникающих при разведке и освоении углеводородных запасов на шельфе Каспийского моря. В работе рассматриваются основные аспекты добычи нефти и газа в данном регионе, а также выявляются потенциальные угрозы, связанные с этим процессом. Обсуждаются основные факторы риска, включая геологические особенности региона, технологические вызовы и возможные последствия для окружающей среды. Представленный анализ позволяет оценить комплексный характер рисков и разработать эффективные стратегии их минимизации при разработке углеводородных ресурсов на шельфе Каспийского моря.

**Abstract.** This article highlights the issues of geological and technogenic risks arising during the exploration and development of hydrocarbon reserves on the Caspian Sea shelf. The work examines the main aspects of oil and gas production in this region and identifies potential threats associated with this process. Key risk factors are discussed, including the region's geology, technological challenges, and potential environmental impacts. The presented analysis allows us to assess the complex nature of risks and develop effective strategies for minimizing them when developing hydrocarbon resources on the Caspian Sea shelf.

**Түйінді сөздер:** Каспий теңізі, шельф, тәуекел, геологиялық құрылым, тектоника, жер сілкінісі, техногендік қауіп, шығарындылар

**Ключевые слова:** Каспийское море, шельф, риск, геологическая структура, тектоника, землетрясение, техногенная опасность, выбросы

**Key words:** Caspian Sea, shelf, risk, geological formation, tectonics, earthquake, technogenic hazard, emissions

Қазіргі таңда энергия мен шикізатқа жаһандық сұраныстың артуы, сондай-ақ құрлықтағы мұнай мен газ кенорындарының сарқылуы жағдайында қазіргі заманғы мұнай-газ өнеркәсібінің негізгі назары теңіздегі мұнай мен газды игеруге аударылып отыр. Атап айтқанда, теңіздегі кенорындарын игеру экономика мен энергетика үшін өзекті мәселе болғандықтан бүгінде Каспий теңізінің қазақстандық секторында көмірсутектерді барлау еліміз үшін стратегиялық маңызды сала болып табылады. Каспий теңізінің қазақстандық секторындағы көмірсутектерді барлау жай-күйі кенорындарды ашу және игеру үшін айтарлықтай әлеуетке ие дерлік. Барлау жұмыстары мен геологиялық зерттеулер мұнай мен газ өндірудің перспективалық учаскелерінің бар екенін растайды. Мысалы, Шығыс Қашағанда кенорынның жалпы геологиялық қоры мұнай эквивалентінде 1,4–2,5 млрд тонна мұнай баламасын құраса, Батыс Қашағанда 0,8-ден 1,5 миллиард тоннаға дейін ауытқиды. Бұл аудандарда көмірсутек өндіруді ұйымдастыратын ұлттық және халықаралық түрлі мұнай-газ компаниялары Каспий теңізінің қазақстандық секторында кенорындардың құрылымы мен әлеуетін анықтау үшін сейсмикалық зерттеулер, ұңғымаларды бұрғылау, геофизикалық және геологиялық зерттеулерді қамтитын барлау жұмыстарын белсенді түрде жүргізуде және кенорындардың құрылымы мен көлемін дәлірек анықтауға мүмкіндік беретін үш өлшемді сейсмикалық бейнелеу, көлденең бұрғылау және компьютерлік модельдеу сияқты заманауи технологиялар белсенді қолданылады. Сонымен қатар, Каспий теңізінде көмірсутектерді барлау көршілес елдер мен аймақтағы халықаралық ойыншылардың мүдделерін ескере отырып, геосаяси мәнге ие, бұл көмірсутектерді өндіру саласындағы

жобалар мен серіктестіктердің дамуына әсер етуі мүмкін. Каспий теңізінде көмірсутектерді барлау және өндіру белсенділігінің артуына байланысты экологиялық аспектілерге де ерекше көңіл бөлініп, қоршаған ортаға әсерді барынша азайту және теңіз биоәртүрлілігі мен экожүйелеріне қауіптерді бағалау бойынша шаралар қабылданады.

Теңіз астындағы қойнаудан көмірсутектерді барлау мұнай-газ өнеркәсібін дамытудың негізгі элементі болып табылғанмен, көмірсутектерді өндірудің қауіпсіздігі мен тұрақтылығын қамтамасыз ету үшін бұл салаға байланысты жоғары тәуекелдерді ескеру және басқару қажет. Олардың қатарында Каспий теңізі шельфінде көмірсутектерді барлау кезінде жобаның сәттілігіне әсер ететін әртүрлі геологиялық және техногендік тәуекелдер бар.

Каспий теңізі геологиялық құрылымның біркелкі еместігімен, яғни, құмтас, әктас, саз және қиыршық тас сияқты әртүрлі түзілімдердің болуымен күрделі геологиялық құрылыммен сипатталады. Бұл көмірсутек кенорындарының нақты орналасуы мен сипаттамаларын анықтауда қиындықтар туғызуы мүмкін. Әлемдегі ең үлкен жабық көл-теңіз Каспийдің ауданы 376 мың км<sup>2</sup> және мұхит деңгейінен 27,9 м төмен орналасқан. Оның сулары бірнеше ірі геологиялық құрылымдармен қиылысатын жер қыртысының ұзын (1000 км.-ден астам) және кең меридиандық ойпаңын алып жатыр. Солтүстік таяздардың астында ежелгі Шығыс Еуропа платформасының Каспий ойпаты жатыр. Оңтүстігіне қарай батыстан герцин қатпарлы іргетасына негізделген Скиф тақтасының солтүстік бөлігінің Карпинский жотасы, Маныч ойысы, Прикумская көтерілу аймағы және Терск-Каспий маңы шеткі ойпаңы тәрізді геокұрылымдары жалғасады. Солтүстік Каспий теңізінің акваториясына шығыстан Бозашы күмбезі, Солтүстік Үстірт және Оңтүстік Маңғышлақ ойпаңдары тәрізді Тұран тақтасының эпигерциндік құрылымдары жалғасады. Олар қатпарлы триас тау жыныстарының шөгінділерімен және юра мен бордың әлсіз ығысқан шөгінділерімен көрінетін Маңғышлақ тауының киммерий құрылымдарымен бөлінген [1].

Әртүрлі жастағы ең ірі тектоникалық элементтердің қосылуы терең жарықтар бойында жүреді. Солтүстік Каспийдің орталық бөлігінде Аграхан - Гурьев терең жарығы көзге түседі, оның ығысу көлемі айтарлықтай мөлшерде болады. Бұл жарықшақ батыста Скиф тақтасы мен шығыста Тұран тақтасының құрылымдарымен кездеседі. Каспий теңізінің солтүстік бөлігінде ежелгі Шығыс Еуропа платформасы мен жас Скиф және Тұран тақталары арасындағы шекара терең жарықтар бойымен өтеді: батыста Донбасс-Астрахань және шығыста Оңтүстік Ембі [1].

Каспий теңізінің шельфтік аймақтары жер сілкінісі мен сейсмикалық белсенділікті қамтитын тектоникалық белсенділікке ұшырайды. Бұл аймақта тектоникалық ығысулар мен жер қыртысының қозғалғыштығы сияқты әртүрлі геологиялық құрылымдар мен үрдістердің болуымен байланысты. Жер сілкіністері мен сейсмикалық белсенділіктер Кавказ және Каспий маңы ойпаты сияқты тектоникалық плиталардың шекаралық аймақтарында ерекше қарқынды болуы мүмкін. Бұл табиғи құбылыстар теңіздегі инфрақұрылымға, оның ішінде мұнай-газ платформаларына, сондай-ақ аймақтағы көмірсутектерді өндірудің қауіпсіздігі мен тұрақтылығына қауіп төндіреді. Сондықтан Каспий теңізі шельфіндегі іс-шараларды жоспарлау және жүзеге асыру кезінде осы тәуекелдерді ескеру және басқару қажет.

Жер қыртысының көтерілуі мен шөгуі сияқты геодинамикалық үрдістер де теңіз ортасына және Каспий теңізі шельфінің геологиялық құрылымына әсер етуі мүмкін. Жоғары жиілікті, орташа жиілікті және төменгі жиілікті геодинамикалық үрдістерді ажырата білу қажет [2]. Жоғары жиілікті үрдістер әртүрлі қарқындылықтағы жер сілкіністері ретінде белгілі, олар жер қыртысының деформациясы кезінде ұзақ уақыт бойы жинақталған кернеудің қысқа мерзімді шығарындыларын білдіреді. Олар апатты зардаптармен сипатталғанмен, геологиялық ауқымдағы қысқа уақыттан кейін бұл зардаптар байқалмайды.

Орта жиілікті үрдістер — жер қыртысының ондаған және жүздеген жылдар ауқымындағы ұзақ уақыт бойы қозғалысы. Бұл қозғалыстар аспаптық өлшеулерге жарамды, олар жер қыртысындағы кернеудің себептері болып табылады және баяу, жылдам геодинамикалық үрдістердің дамуына: жер сілкінісі, балшық жанартауларының атқылауы;

көшкіндердің пайда болуына; жер үсті көздері мен қабаттардың гидрологиялық режимінің, ұңғымалардың дебитінің өзгеруі; және басқа да экономикалық қызмет үшін маңызды құбылыстарға әкелуі мүмкін. Мұндай үрдістер әдетте жарықтардың және жарылымды құрылымдардың пайда болуымен бірге жүреді [2].

Каспий теңізінің тарихын және оның деңгейінің ауытқуын зерттеу осы аймақтың қоршаған ортасына әсер ететін және шельфте экономикалық белсенділік басталған кезде өнеркәсіптік нысандарға әсер етуі мүмкін аймақтағы заманауи жаһандық геодинамикалық үрдістер туралы қорытынды жасауға мүмкіндік береді. Сейсмикалық белсенділігіне қарай Каспий теңізінің түбін Скиф-Тұран және Шығыс еуропалық платформаларға жататын сейсмикалық белсенді емес солтүстік бөлігі және қазіргі уақытта сейсмикалық белсенді оңтүстік бөлігі деп екі бөлікке бөлуге болады. Балшық жанартауларының атқылауынан туындаған жер сілкіністері көбінесе субмеридионалды және солтүстік-шығыс жарылыстарда байқалады. Жанартаулардың сейсмикалық белсенділігінің механизмі толық зерттелмеген. Жер сілкінісінің ошақтары шөгінді жыныстарда және жер қыртысында болуы мүмкін. Оның үстіне жер сілкінісі балшық жанартауларының атқылауынан бұрын болуы мүмкін және олардың атқылауынан кейін де болуы мүмкін.

Каспий теңізінің геодинамикасы туралы жалпы ақпараттың және тиісті нормативтік құжаттардың болмауына байланысты мұнай-газ кешендерінің, ұңғымалардың және коммуникациялардың жобаларын әзірлеу кезінде жерасты қабаттарының қазіргі геодинамикалық жағдайы ескерілмеді. Бұл жер сілкінісі мен басқа да геодинамикалық құбылыстардың салдарынан апатты жағдайларға және пайдалану ұңғымаларының бұзылуына әкелді. Жер сілкінісі, тіпті сейсмикалық белсенділігі төмен аймақтардың өзінде, әдетте, қабат қысымының төмендеуіне байланысты кен орындарын өндіру басталғаннан кейін 15–20 жылдан кейін болады [2].

Табиғи және техногендік геодинамикалық үрдістердің әсерінен техникалық жүйелердің зақымдануының негізгі түрлерінің ішінде ғимараттар мен нысандардың деформациясы мен бұзылуын, жарылу аймақтарында ұңғыма бүтіндігінің бұзылуын, тау жыныстарының жылжуын, сондай-ақ, қабаттардың деформациясы және коллектор тұтастығының бұзылуын т.б. атауға болады. Тіпті шамалы деформациялардың өзі жарықтарға әкелуі мүмкін. Газ және мұнай құбырлары, өнімді сақтауға және дайындауға арналған сыйымдылықтар да деформацияға және қысымсыздануға ұшырайды. Шельф аймағында деформация процестері қазірдің өзінде де байқалады. Мысалы, аспаптық өлшеулермен расталғандай, Теңіз кенорнының жарылым қозғалысы вертикаль бойынша жылына 5 см-ге дейін жетеді [3].

Жер қыртысының өзгеруі Каспий теңізі түбінің шөгінді жамылғысының режиміне айтарлықтай әсер етеді. Аймақта су деңгейінің қазіргі геодинамикалық үрдістердің бағытына тәуелділігі байқалады. Ұңғыма дебитінің өсуі жер қыртысының көлденең қысылуымен жүретін тектоникалық белсенділіктің шырдарына сәйкес келеді және Каспий теңізінің түбіндегі тектоникалық белсенділіктің тұрақтану кезеңдерінде дебит айтарлықтай төмендейді. Сейсмикалық белсенділік сонымен қатар лайлы жанартаулардың атқылауымен және терең беткейлердегі көшкіндерімен де байланысты.

Көрсетілген геодинамикалық үрдістерден туындайтын ықтимал қауіпті ескере отырып, Каспий теңізіндегі мұнай-газ өнеркәсібінің инфрақұрылымын қауіпсіз дамытуды қамтамасыз ету мақсатында жер сілкінісі; теңіз деңгейінің ауытқу себептерінің бірі болуы мүмкін аймақтық тектоникалық емес қозғалыстар; сейсмикалық жоғарылауды және көшкін құбылыстарының белсендіруін тудыратын табиғи және техногендік апаттар салдарын ескере отырып, инженерлік-геологиялық қорғау іс-шараларды әзірлеу қажет. Әрине, ол мемлекетаралық ынтымақтастық деңгейде болып, халықаралық жобалар негізінде жүзеге асырылуы мүмкін.

Мұнай мен газдың геологиялық қорларының әртүрлілігі мен болжауға болмайтындығы да Каспий теңізіндегі теңіз қызметі үшін әлеуетті қауіп төндіреді. Өйткені көмірсутек кенорындарының сипаттамалары мен таралуы әртүрлі аймақта айтарлықтай өзгеруі мүмкін. Кейбір аудандарда жоғары өнімділік және үлкен қор болуы мүмкін, ал басқалары азырақ

пайдаланылуы мүмкін немесе құрамында көмірсутектер мүлдем болмауы мүмкін. Геологиялық қорлардың біркелкі еместігі және болжауға болмайтындығы мұнай және газ өндірумен айналысатын компаниялардан өндірісті бастамас бұрын кенорындарын терең зерттеу мен бағалауды, сондай-ақ пайдалану кезінде тұрақты мониторинг пен талдау жүргізуді талап етеді. Бұл күтпеген мәселелердің туындау қаупін азайтуға және Каспий теңізінің қайраңындағы жобаларды тиімдірек басқаруға көмектеседі.

Каспий теңізінің түбіндегі барланған кеніштерде күкіртсутектің болуы жұмыстарды айтарлықтай қиындатады және мұнай мен газ өндіру тәуекелдерін арттырады. Улы және жүйке жүйесіне кері әсер ететін бұл газ арнайы технологиялар мен құрал-жабдықтарды қолдануды, сонымен қатар жұмыстың барлық кезеңдерінде қауіпсіздік шараларын күшейтуді талап етеді. Ұңғыма сұйықтықтарында күкіртсутекті мүмкіндігінше ерте анықтау өте маңызды. Каспий теңізіндегі кенорындарына тән қалыптан тыс жоғары қабат қысымы жағдайында бұл тәуекелдер одан әрі артады. Теңіз шельфі мен жағалауындағы аймақта құрамында күкіртсутек жоғары Астрахань, Теңіз, Королев және Қашаған сияқты кенорындар игерілуде. Аталған кенорындар Солтүстік Каспий теңізінің барлық дерлік акваториясын қамтиды. Тек Теңіз кенорнынан атмосфераға шығарындылар 1993 жылдан бері 136,37 мың тонна күкірт тотығын құрады. №37 (Теңіз) және №2 (Прорва) ұңғымаларындағы апаттық жағдайлар туралы мәліметтерді талдау негізінде Каспий теңізінің мұнай-газ кешенінің нысандары мен іргелес аумақтары үшін ең қауіптісі - бұл ретте Қашаған кенорнында бақылаусыз шығарылу болып табылады деген қорытынды жасауға болады. Газ және мұнай шығарындылары кезінде жоғары қабат қысымындағы мұнай ағынының жылдамдығы тәулігіне 1000-нан 10000 тоннаға дейін жетуі мүмкін. Шығарынды салдары күкіртсутек және меркаптандардың үлкен көлеміне байланысты күрделене түседі. Қашаған кенорнындағы ұңғыманың ашық атқылау кезіндегі тәуекел деңгейін бағалау үшін Теңіз кенорнындағы ілеспе мұнай газының ұқсас құрамын пайдалана отырып, атмосфераның ластануын модельдеу жүргізілді [2].

Каспий теңізі көмірсутектерді өндіру бойынша әлемдік маңызы бар перспективалы аймақ болып табылады. Геологиялық барлау деректеріне сүйенсек, Орта және Солтүстік Каспийде мұнай көмірсутектерінің мол қоры ашылды, ал Оңтүстік Каспийде газ және газ конденсат кен орындары басым.

Каспий теңізінің терең теңіз бөліктерінің түбінде барлау жұмыстарын жүргізу және көмірсутегі қорларын игеруді жоспарлау белгілі бір тәуекел кешенімен қатар жүреді:

- 200-ден 1000–1100 метрге дейінгі теңіз тереңдігінде жұмыс істеуге арналған терең теңіз бұрғылау платформаларын пайдалану;
- кенорындарын игерудің күрделене түсуі;
- газ шығарындыларының жоғары ықтималдығы;
- теңіз табанындағы шөгінді қозғалғыштығының жоғарылауы;
- жаңа мұнай кенорындарын ашу ықтималдығы азаюы және игеруі қиынырақ және төтенше жағдай қаупі жоғары газ және конденсат кенорындарын ашу ықтималдығын артуы.

## ӘДЕБИЕТТЕР

1. Л.Г.Кирюхин, М.Ю. Хакимов. Нефтегазосносный потенциал акватории Северного Каспия. Вестник РУДН. Серия Инженерные исследования. – 2009, №1. - с.53-57.
2. Покусаев Михаил Николаевич, Панасенко Николай Никитович, Синельщиков Алексей Владимирович, Яковлев Павел Викторович. Техногенные риски освоения шельфа Каспийского моря. Вестник Астраханского Государственного технического университета. Серия: Морская техника и технология. - 2020, № 4, - с.36-52.
3. И.В.Быстрова, Т. С. Смирнова, Д. А. Бычкова, М. С. Мелихов. Тектоника и нефтегазосносность северо-западного Прикаспия. Вестник ВГУ. Серия: Геология.- 2017, № 3.- с. 93–100.

## КӨТЕРІШ-ТАСЫМАЛДАУ МАШИНАЛАРЫНЫҢ ПАЙДАЛАНУ СЕНІМДІЛІГІНІҢ КӨРСЕТКІШТЕРІН ТАЛДАУ

**ЖАБАҒИЕВ АСЛАН МҰХАМЕДИЯРҰЛЫ**

Қорқыт Ата атындағы Қызылорда университетінің аға оқытушысы,  
техника ғылымдарының кандидаты, Қазақстан, Қызылорда қ.

***Резюме:** В данной статье рассматривается анализ показателей надежности подъемно-транспортных машин.*

***Summary:** This article discusses the analysis of reliability indicators of lifting and transport machines*

***Түйінді сөздер:** Көтеріш-тасымалдау машиналары, крандар, ресурс, сенімділік көрсеткіштері.*

***Ключевые слова:** Подъемно-транспортные машины, краны, ресурс, показатели надежности.*

***Key words:** Lifting and transport machines, cranes, service life, reliability indicators.*

Жауапкершілігі жоғары объектілерді пайдалану қауіпсіздігін қамтамасыз ету үшін ресурстық сипаттамаларды анықтау және белгілеу өте күрделі міндет болып табылады, оны қолдану мәселесін шешетін кейбір қарапайым формулалардың болуы туралы аңғал идеялардан асып түседі. Ресурстардың әртүрлі сипаттамаларының тізімі айтарлықтай кең болып табылады. Бұл ресурс, жұмыс уақытының қатаң шектеуі ретінде, сонымен қатар жабдықтың қауіпсіз жұмысын қамтамасыз ететін әртүрлі іс-шаралар (ауыстырулар, жөндеулер, тексерулер) арасындағы интервалдар болып табылады. Бұл шекті күй туралы түсінік және зақымданудың анықталмаған максималды мөлшері сияқты маңызды (сөзсіз ресурстық) сипаттама.

Ресурсты әртүрлі бірліктермен өлшеуге болады және соған байланысты ол әртүрлі болады, дегенмен, әрине, жабдықтың қасиеттерінің өзі өзгеріссіз қалады. Ресурстардың нақты сипаттамаларын қамтамасыз ету және сенімді анықтау қазіргі заманғы жүйелік тәсілмен ғана мүмкін болады [1].

Крандар жөндеуге жіберіледі, егер олар нормативтік-техникалық құжаттамада белгіленген ресурстарды игерген болса және келесілердің ішінен кем дегенде үш негізгі компонент бір уақытта тиісті шекті күйге жеткен болса: қозғалтқыш, жүк көтергіш, жүріс және бұрылыс редукторлары, айналмалы үстел, жетек осьтері (пневматикалық доңғалақты крандар үшін).

Ресурс 01.01.79 жылдан кейін жасалған крандарды бірінші жөндеуге дейін – МЕМСТ 22827-85 "Жалпы мақсаттағы өздігінен жүретін жебелі крандар. Техникалық шарттар", ал 01.01.79 жылға дейін жасалған крандар көрсетілген стандартта белгіленген ресурстардың 85% құрайды [2].

Крандардың құрамдас бөліктері, егер олардың шекті күйінің белгілері пайдалану құжаттамасында белгіленген максималды мәнге жеткен болса, жөндеуге жіберіледі.

Есептеулері ОСТ 24.190.03-83 және ОСТ 24.190.04-83 стандарттарында қарастырылған сенімділік көрсеткіштерінің тізімі 1-кестеде келтірілген.

Көрсеткіш  $t_{R_{кп}}$  тұтынушының жылдық пайдалану шығыстарына кіретін күрделі жөндеуге амортизациялық аударымдарды анықтайтын, бірінші күрделі жөндеуге дейін немесе есептен шығарылғанға дейін өнімнің белгіленген ресурсын реттеу кезінде негіздеме ретінде қызмет етеді.

Белгіленген ресурс есептен шығарылғанға дейін немесе оған пропорционалды ресурс базалық саннан бірінші күрделі жөндеуге дейін ұлғайтылған кезде  $T_0$  жаңа мәнге дейін  $T_n$ ,

негізгі өнім үшін белгіленген амортизациялық аударымдардың нормасы –  $a_{бк}$ , мәніне дейін азаяды

$$a_{кк} = a_{бк} * T_{б} / T_{н}$$

Көрсеткіш  $t_{iiб}$  немесе  $K_{ж}$  көтеріп-тасымалдау машиналарының (КТМ) негізгі және жаңа нұсқаларына сәйкес коэффициент анықталады ( $\square_6$ ) олардың өнімділігін сенімділіктің жоғарылауынан арттыру, сондай-ақ үздіксіз технологиялық процестерде жұмыс істейтін арнайы КТМ үшін КТМ-нің кенеттен істен шығуына байланысты өндірістің тоқтап қалуынан болатын шығын мөлшері [3].

Ағымдағы жөндеу және техникалық қызмет көрсету шығындарының нақты көрсеткіштері, сондай-ақ мәні негізінде есептеу кезінде  $T_{б}$  және  $T_{н}$  шамалар негізінде  $t_{R_{кп}}$ , КТМ-нің жұмыс істеуі қолданыстағы техникалық шарттарға және КТМ-нің жұмыс режимін реттеуге сәйкес жылына пайдаланылады.

Автокөліктердің жұмысының сенімділігі мен қауіпсіздігін қамтамасыз ету құрылымдық бөлімшелердің қауіпті аймақтарында өндірілген ресурстарды бағалауды және пайдалану кезінде осы аймақтардағы зақымданулардың жинақталу жылдамдығын талдауды қажет етеді.

Автокөліктердің белгіленген қызмет ету мерзімін және қызмет ету мерзімін ұзарту мәселесі өзекті бола түсуде, өйткені тұтастай алғанда автомобильдің қауіпсіздігі мен сенімділігін анықтайтын қондырғылардың мерзімінен бұрын істен шығуы айтарлықтай материалдық және моральдық шығындарға әкелуі мүмкін. Белгіленген ресурсын формальды түрде таусылған, бірақ нақты қызмет ету мерзімін аяқтамаған көліктерді пайдаланудан шығару негізсіз қосымша шығындарға әкеліп соқтырады.

Кесте 1

| Атауы  | Белгіленуі                 |
|--|----------------------------|
| Істен шығуға істелген жұмыс, сағ   | $t$                        |
| Кенеттен істен шығуға арналған жұмыс уақыты, сағ   | $t_{шкк}$                  |
| Ағымдағы жөндеулердің үлестік жиынтық операциялық ұзақтығы, сағ / мың сағ.   | $t_{yp}$                   |
| Кенеттен істен шығуды жоюдың үлестік жиынтық жедел ұзақтығы, сағ / мың сағ   | $t_{iiб}$                  |
| Меншікті жиынтық жедел еңбек сыйымдылығы:  |                            |
| ағымдағы жөндеулер, адам с / мың с   | $T_{yp}$                   |
| күрделі жөндеулер, адам / мың с  | $T_{ои.кп}$                |
| техникалық қызмет көрсету, адам.с / мың. с   | $T_{бб}$                   |
| Үлестік жиынтық құны:  |                            |
| ағымдағы жөндеулер, руб. / мың с   | $C_{yp}$                   |
| техникалық қызмет көрсету, руб. / мың сағ.   | $C_{бб}$                   |
| Бірінші күрделі жөндеуге дейінгі орташа ресурс (есептен шығарылғанға дейін), г.  | $t_{R_{кп}}, (t_{R_{бк}})$ |
| Бұйымның дайындық коэффициенті (көрсеткіштің орнына қолданылуы мүмкін)   | $K_{ж}$                    |
| Базалық нұсқамен салыстырғанда машинаның өнімділігін арттыру коэффициенті  | $\square_6$                |
| Ескіруді ескере отырып, есептен шығарылғанға дейін машинаның негізгі және жаңа нұсқаларының белгіленген қызмет ету мерзімі | $T_{б}, T_{н}$             |

Әдетте, автомобиль тораптарының жұмыс істеу жағдайлары көп параметрлі стационарлық емес жылу күшінің әсерлерімен, сыртқы ортамен өзара әрекеттесуімен, әртүрлі табиғаттағы сыртқы өрістердің әсерлерімен сипатталады, бұл құрылымдық элементтердің бастапқы беріктік қасиеттерінің деградациясының әртүрлі механизмдерінің дамуына және, сайып келгенде, сарқылуына әкеледі. объектінің тірек элементтерінің

ресурсы. Ресурстардың сарқылу процестері көп сатылы, жоғары сызықты емес, өзара байланысты және көп жағдайда жеке объектіні өндіру мен пайдаланудың нақты жағдайларына байланысты. Сондай-ақ, барлық өндірілген бөлшектер мен жинақтарда белгілі бір бастапқы ақаулар бар екенін есте ұстаған жөн.

Автомобиль жылжымалы құрамының пайдалану сенімділігінің негізгі көрсеткіштері 2-кестеде келтірілген.

Кесте 2

| Көрсеткіш  | Бірлік өлшемдер    |
|--|--------------------|
| Орташа атқарымдар немесе орташа ресурс                                     | мың. км            |
| Жөндеулер арасындағы орташа атқарым (ресурс)                               | мың. км            |
| Есептен шығарылғанға дейінгі орташа жиынтық атқарым (ресурс)               | мың. Км            |
| Істен шығуға істелген жұмыс  | мың. км            |
| Техникалық қызмет көрсету мен ағымдағы жөндеудің үлестік еңбек сыйымдылығы | адам.сағ / мың. км |
| Техникалық қызмет көрсетудің, ағымдағы және күрделі жөндеудің үлестік құны | теңге. / мың. км   |

#### ӘДЕБИЕТТЕР

1. Решетов Д.Н. и др. Надежность машин. М., Высш.шк., 1988.–238 с.
2. ГОСТ 22827-85 “Краны стреловые самоходные общего назначения. Технические условия”
3. Когаев В.П., Махутов Н.А., Гусеньков А.П. Расчеты деталей машин и конструкций на прочность и долговечность. М., Машиностроение, 1985.–224 с.

## ГАЗ ЖӘНЕ ГАЗКОНДЕНСАТТЫ КЕН ОРНЫНДА ГАЗ ҚҰРАМЫНДАҒЫ КОНДЕНСАТ МӨЛШЕРІНІҢ ТӨМЕНДЕУ СЕБЕПТЕРІН АНЫҚТАУ

**Т.Ж. Жұмағұлов<sup>\*</sup>, Р.Е. Аширбеков<sup>\*\*</sup>, Ш.Б. Абдижами<sup>\*\*\*</sup>**

<sup>\*</sup>Қорқыт Ата атындағы Қызылорда университеті, т.ғ.к. (Қызылорда қаласы);

<sup>\*\*</sup>«СНПС-Ақтөбе мұнайгаз» АҚ мұнайгаз кен орындарын игеру департаменті директорының орынбасары (Ақтөбе қаласы);

<sup>\*\*\*</sup>«СНПС-Ақтөбе мұнайгаз» АҚ Октябрь мұнайгаз өндіру басқармасының өндіріс жөніндегі бастығының орынбасары (Ақтөбе қаласы).

### **Андатпа**

Жаңажол мұнайгаз кен орны бойынша игеру жүйесін бағалау мақсатында, кен орнында жүргізілген барлық зерттеулер нәтижелері, игерудің қазіргі жағдайын талдау сипаттамасы және игеру процессін реттеу және бақылау бойынша жүргізілген іс-шаралар жөніндегі өндірістік мәліметтер жинақталып, арнайы мамандардың қатысуымен талданды. Игеру жобаларына талдау жүргізу нәтижесінде жобаланған іс-шаралар қарастырылып, қабаттағы қысымның мөлшері шекті нүктедегі қысымнан төмендеген жағдайда, яғни қабаттық жағдайда газдың құрамындағы конденсат мөлшерінің азайып кететіні анықталды.

Өнімді қабаттар карбонатты тау жыныстарында орналасқандықтан, коллектордың сұйық өткізгіштік қасиеті төмен және табиғи жарықшақты болып келеді. Бұл өз кезегінде қабатқа су айдаудың тиімсіз екендігін көрсетеді. Бұндай жағдайда  $A_{юг}$  қабатына барьерлік су айдауды қолдану нәтижесінде қабатқа айдалған су тікелей өндіру ұңғымасының жылдам сулануына алып келеді де, ұңғыма түбі аумағында конденсаттың жоғарылауын күшейтіп, сәйкесінше өндірілетін өнімнің (газ) құрамындағы конденсаттың мөлшерін төмендетеді. Сонымен қатар қабат жағдайында конденсат құрамына әсер ететін көптеген факторларды ескере отырып, ұңғымалар арқылы өнімді қабатқа кешенді түрде зерттеу жұмыстарын жүргізбей конденсат құрамының төмендеу себептерін нақты анықтау қиындық туғызады.

**Түйінді сөздер:** газ, конденсат, газ шапкасы, қысым.

### **Аннотация**

В целях оценки системы разработки по Жанажольскому нефтегазовому месторождению были обобщены и проанализированы с участием специалистов результаты всех исследований, проведенных на месторождении, характеристика анализа современного состояния разработки и производственные данные по проведенным мероприятиям по регулированию и контролю процесса разработки. В результате проведения анализа проектов разработки были рассмотрены проектируемые мероприятия и установлено, что при снижении давления в пласте ниже давления в предельной точке, т. е. в пластовых условиях уменьшается содержание конденсата в газе.

Так как продуктивные пласты расположены в карбонатных породах, то коллектор обладает низкой текучестью и естественным трещиноватостью. Это, в свою очередь, говорит о неэффективности закачки воды в пласт. В этом случае в результате применения барьерного заводнения в пласт  $A_{юг}$  вода, закачиваемая в пласт, приводит к быстрому обводнению непосредственно добывающей скважины, что усиливает рост конденсата в области призабойной зоны скважины и, соответственно, снижает содержание конденсата в добываемой продукции (газ). Вместе с тем, учитывая множество факторов, влияющих на содержание конденсата в пластовых условиях, трудно точно определить причины снижения содержания конденсата без проведения комплексных исследований продуктивного пласта по скважинам.

**Ключевые слова:** конденсат, газовая шапка, давление.

## Annotation

In order to evaluate the development system for the Zhanazhol oil and gas field, the results of all studies conducted at the field, the characteristics of the analysis of the current state of development and production data on the measures taken to regulate and control the development process were summarized and analyzed with the participation of specialists. As a result of the analysis of development projects, the planned measures were considered and it was found that when the pressure in the reservoir decreases below the pressure at the limit point, that is, the condensate content in the gas decreases in reservoir conditions.

Since the productive layers are located in carbonate rocks, the reservoir has low fluidity and natural fracturing. This, in turn, indicates the inefficiency of pumping water into the reservoir. In this case, as a result of the use of barrier flooding in the  $A_{\text{south}}$  formation, the water injected into the formation leads to rapid flooding of the producing well itself, which increases the growth of condensate in the area of the bottom-hole zone of the well and, accordingly, reduces the condensate content in the produced products (gas). At the same time, given the many factors affecting the condensate content in reservoir conditions, it is difficult to accurately determine the reasons for the decrease in the condensate content without conducting comprehensive studies of the productive formation by wells.

**Keywords:** *gas, condensate, gas cap, pressure.*

Табиғи газ бен конденсатты өндіруде, қабаттардың өнім бергіштігін ұлғайту мен өндірілген өнімді кәсіпшілікте дайындау процестерінің тиімділігін жоғарылату үшін, газ және газ конденсатты кен орындарын игеру мен пайдаланудың жаңа әдістері мен технологияларын қолдану арқылы, өндірілген газ және конденсатты кәсіпшілікте және зауыттық дайындауда осы процестердің жетілдірілген ғылыми негіздерін құру жолымен қол жеткізуге мүмкіндік болады.

Газ өндіру өнеркәсібінің тәжірибесі көрсетіп отырғандай, ең негізгі мәселелердің бірі, ол өнімді қабаттардан газ бен конденсатты алу дәрежесін арттыру мәселесі болып табылады. Көптеген кен орындарының игеру деректерін талдау барысында, кейбір жағдайларда газ беру коэффициенті белгілі мөлшерден төмен (кейбір кен орындарында ол 0,3-0,5-тен аспайды), ал конденсаттың қабаттық жағдайдағы шығыны қабаттағы мұнай шығынымен шамалас болады.

Газ және газ конденсатты кен орны - бұл бір-бірімен және сыртқы ортамен әртүрлі деңгейлерде өзара әрекеттесетін, көптеген элементтерден (ұңғымалар, газды кешенді дайындау қондырғылары, құбырлар және т.б.) тұратын күрделі жүйе және көбінесе өзара әрекеттесуі белгісіз сипатқа ие. Бұл элементтер (объектілер) әдетте көп функциялы болып келеді, яғни:

- байланыстары көп режимді жұмыс істеуді қамтамасыз ететін айнымалылар болып табылады;
- объектілерді басқару иерархиялық сипатта болады;
- бұл орталықтандырылған басқарудың немесе бақылаудың автономды үйлесуін қамтамасыз етеді.

Бұл қасиеттер күрделі немесе үлкен жүйелердің ерекшелігі болып табылады, ал оларды жобалау, талдау, зерттеу және басқару тек жүйелік тәсілдер негізінде мүмкін болады [1, б.11].

Жаңажол кен орнындағы  $A_{\text{юг}}$  игеру қабатында орналасқан газ шапкасындағы газ құрамындағы конденсат мөлшерінің төмендеу себептерін анықтау болып табылады.

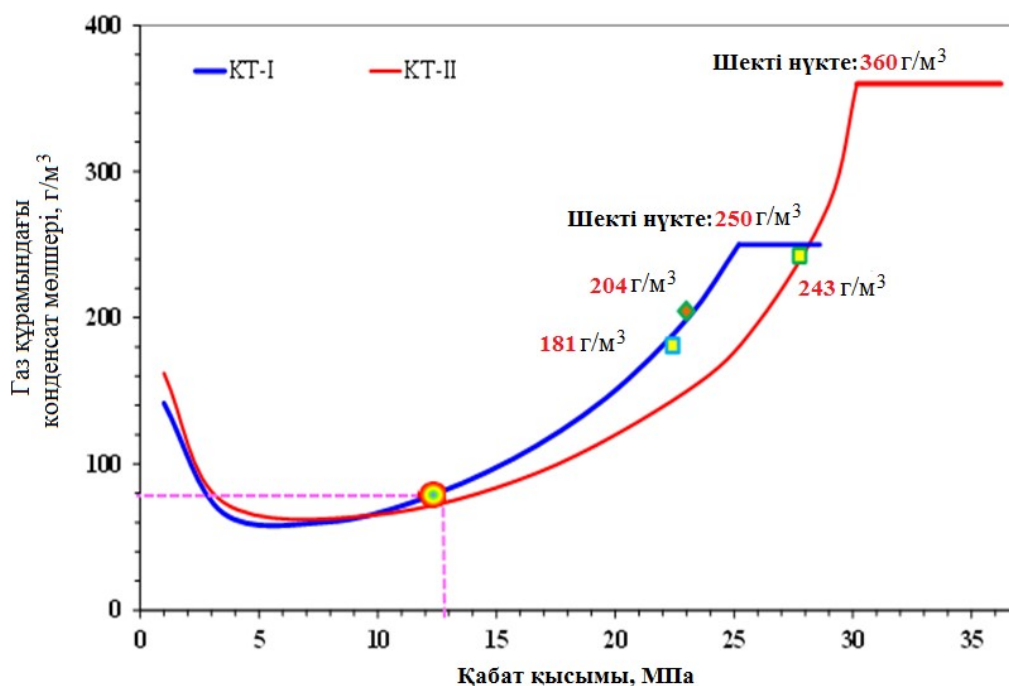
Газ өндіруді есепке алу кезінде, кәдеге жаратылатын газды өндіруді, ұңғымаларды зерттеу барысында, сонымен қатар апаттық атқуы кезінде газды жоғалтуды көрсетеді. Осындай және басқа ықтимал шығындар жер қойнауын пайдаланушылар жүргізген қорлар балансында көрсетіледі. Егер кенішті пайдалану басталғанға дейін газдың едәуір шығыны орын алған болса, онда оларды бағалау үшін барлық қол жетімді ұңғымалардағы ауданның қабаттық қысымын өлшеуіміз қажет. Бағалаудың нәтижелері шығындардың себебін

түсіндіре отырып, қор балансына қосылуы тиіс. Негізінен «Жер қойнауын ұтымды және кешенді пайдалану жөніндегі бірыңғай қағидаларды бекіту туралы» бұйрық (әрі қарай – қағида) бойынша жылына екі рет, әр ұңғыманың жұмыс шарттары бойынша конденсаттың құрамын анықтауға, соның ішінде төмен температуралық бөліну кезінде шикі және тұрақты конденсаттардың құрамын анықтау үшін зерттеулер жүргізіледі. Осы зерттеулердің негізінде алынған тәуелділік графикалық түрде жасалады: қабаттың қысымы - конденсаттың құрамы (Сурет 1). Сонымен бірге тұрақты конденсаттың негізгі физикалық-химиялық қасиеттері, яғни қабаттың қысымы және конденсаттың молекулярлық салмағы графикалық байланыстарды алу мақсатында бірдей мерзімділікпен анықталады [2, п.362].

Қазіргі таңда Жаңажол кен орны «Жаңажол кен орнын игеру жобасы» негізінде игерілуде. Игеру жүйесін бағалау мақсатында, жыл бойына кен орнында жүргізілген барлық зерттеулердің нәтижелері мен игерудің қазіргі жағдайын талдау сипаттамасы және игеру процессін реттеу мен бақылау бойынша жүргізілген іс-шаралар жөніндегі өндірістік мәліметтер жинақталып, талданып отырады [3, б.70].

Жаңажол кен орнында 2019 жылы  $A_{юг}$  игеру қабатының газ шапқасы бөлігінде барлығы 19 ұңғымада қабат қысымын өлшеу бойынша зерттеулер жүргізіліп, орташа қабаттық қысымы 144,4Атм., ал 2020 жылы орташа қабаттық қысымы 136,5Атм құраған. Талдау нәтижелері бойынша 2019 жылмен салыстырғанда 2020 жылы орташа қабаттық қысымның 7,9 Атм-ға төмендегені байқалады.

Газконденсат кен орнын игеруге тән ерекшелік, ол қабаттағы қысым шекті нүктедегі қысымнан төмендеген жағдайда, газдың құрамындағы конденсат мөлшерінің азайып кетуі болып табылады (1 сурет).



Сурет 1. Жаңажол кен орнындағы газ шапқасында газ құрамындағы конденсат мөлшерінің қабат қысымының төмендеуіне тәуелділік қисығы.

Газ құрамындағы конденсат мөлшерінің қабат қысымының төмендеуіне тәуелділік қисығында көрсетілгендей  $A_{юг}$  игеру қабаты бойынша бастапқы қабат қысымы 291Атм болғанда, сәйкесінше шекті нүктедегі қысым 252 Атм шамасында болған. Жобалық құжаттар бойынша кеніштің мұнайлы бөлігін игеру алғашқыда газ шапқасының ( $\Gamma_{ш}$ ) ұлғаю энергиясының есебінен сарқылу режимі бойынша жүргізілген.

Ал 2014 жылдан бастап  $A_{юг}$  игеру қабатының мұнай және газ бөліктері бірігіп игеріле бастаған.  $A_{юг}$  қабатындағы газ шапқасын игеруге енгізгеннен кейін, мұнай бөлігіндегі қабат

қысымының төмендеуі әсерінен, газ шапкасының ұлғаюы басталған. Нәтижесінде мұнай мен газдың шекарасы ұлғайып, шекара аумағында орналасқан газконденсат шапкасындағы газдың бір бөлігі мұнай өндіру ұңғымаларына қарай жылжып, сұйықпен бірге өндіріле бастаған. Бұл пайдалану ұңғымасындағы газ факторының жылдам өсуіне алып келеді. Осыған байланысты газконденсат шапкасындағы қабат қысымының төмендеуі әсерінен конденсат бөлінуі пайда болады да, ол қабат жағдайында мұнайлы бөліктегі мұнай құрамынан бөлінген конденсатпен араласады, нәтижесінде конденсат мөлшерінің төмендеуіне алып келген.

Сонымен қатар,  $A_{юг}$  қабатындағы қабат қысымының төмендеуі,  $A_{юг}$  қабаты коллекторының біртектілігіне негізделген. Жаңажол кен орнының энергетикалық жағдайын талдау барысында, қабаттың карбонатты жыныстарда орналасқандығы, коллектордың сұйық өткізгіштік қасиеттері төмен және табиғи жарықшақтары бар екені анықталды. Қабаттардың коллекторлық қасиеттерінің төмен болуына және жарықшақтардың бар болуына байланысты, тектоникалық жарықшақтарға жақын аймақтарда қабат қысымы қарқынды түрде төмендейді де, өз кезегінде қабаттағы сұйықты игеруде қиындықтар туғызады. Бұл қабатқа су айдаудың тиімсіз екенін көрсетеді.

Мұндай жағдайда  $A_{юг}$  қабатына барьерлік су айдауды қолдану нәтижесінде қабатқа айдалған су тікелей өндіру ұңғымасының жылдам сулануына алып келеді, нәтижесінде ұңғыма түбі аумағында конденсаттың жоғарылауын күшейтіп, сәйкесінше өндірілетін өнімнің (газ) құрамындағы конденсаттың мөлшерін төмендетеді.

Талдау жұмыстарының нәтижесінде 2019 жылы өндірілген газ құрамындағы конденсат мөлшерінің жобалық мәні  $106 \text{ г/м}^3$  болғанда, нақты  $94 \text{ г/м}^3$  құраған, ал 2020 жылы бұл көрсеткіштің жобалық мәні  $105 \text{ г/м}^3$  болғанда, нақты  $95 \text{ г/м}^3$  құрап, газ құрамындағы конденсат мөлшерінің нақты мәні 10%-ға төмендегені анықталды.

Сонымен қатар Жаңажол кен орнындағы  $A_{юг}$  игеру қабатының газ шапкасындағы газдың құрамындағы конденсат мөлшерінің төмендеуіне әсер ететін көптеген факторларды ескере отырып, нақты дәлелді себептерді анықтау мақсатында ұңғымаларға кешенді түрде зерттеу жұмыстарын жүргізу қажет. Себебі қабатқа кешенді зерттеу жұмыстарын жүргізбейінше, қабаттық жағдайдағы газ құрамындағы конденсат мөлшерінің нақты төмендеу себептерін анықтауда қиындық туғызады.

Кен орнын игеру жобасы негізінде жүргізілген зерттеу жұмыстарының нәтижесіне сүйене отырып, алдағы уақытта Жаңажол кен орнын игерудің қазіргі жағдайын оңтайландыру мақсатында,  $A_{юг}$  қабатындағы газды тиімді өндіру үшін, төменгі  $B_{юг}$  қабатының пайдалану қорындағы өндіру ұңғымаларын  $A_{юг}$  қабатына ауыстыру жұмыстарын жобалық құжаттарға сәйкес жоспарлап жүргізу қажет.

#### ӘДЕБИЕТТЕР

1. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. -М.: Недра, 2003, 881 стр.
2. «Жер қойнауын ұтымды және кешенді пайдалану жөніндегі бірыңғай қағидаларды бекіту туралы» Қазақстан Республикасы Энергетика министрінің 2018 жылғы 15 маусымдағы № 239 бұйрығы.
3. «Жаңажол кен орнын игеру жобасы» Атырау, 2019ж.

## ШТАНГІЛІ ТЕРЕҢ СОРАПТЫ ҚОНДЫРҒЫНЫҢ ЖҰМЫС ТИІМДІЛІГІН АРТТЫРУ

**Қожагелдин Хафиз**, магистрант,  
**Таңжарықов Панабек Абсадықұлы**, «Инжинирингтік технологиялар» кафедрасының  
профессоры, техника ғылымдарының кандидаты.  
Коммерциялық емес акционерлік қоғам «Қорқыт Ата атындағы Қызылорда университеті»,  
Қазақстан Республикасы, 120000, Қызылорда қаласы, Әйтеке би көшесі, 29 а.

**Аңдатпа.** Қазіргі уақытта Қазақстан Республикасындағы кен орындарының көпшілігі игерудің соңғы сатысында. Қайта ашылған кен орындары есебінен мұнай қорының өсімі азаюда, қорлардың құрылымы нашарлауда.

Мұнай өндіру қарқынының төмендеуі штангалық ұңғымалық сорап қондырғыларымен (ШҰСҚ) пайдаланылатын ұңғымалар санының ұлғаюына себеп болады, олардың жекелеген мұнай кәсіпшіліктерінде үлесі ұңғымалардың жалпы қорының 80% - ына жетеді. Осы мақалада өзекті міндеттерді шешу бағыттары штангалық сораптардың жаңа жұмыс режимдерін әзірлеу, ШҰСҚ жетегін жедел басқару, қабатқа сұйықтықтың белгісіздік қозғалысымен әсер етуді ұйымдастыру болып табылады.

**Түйін сөздер:** штангалық ұңғыма сорап қондырғысы, өндірістік шығын, мұнай қоры, ұңғымалық сұйықтық, автоматика құралдары.

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ШТАНГОВОЙ ГЛУБИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ .

**Аннотация.** В настоящее время большинство месторождений Республики Казахстан находятся на завершающей стадии разработки. Из-за вновь открытых месторождений прирост запасов нефти снижается, структура запасов ухудшается.

Снижение темпов добычи нефти приводит к увеличению количества скважин, эксплуатируемых со штанговыми насосными установками (ШНУ), их доля на некоторых месторождениях достигает 80% от общего фонда скважин. В данной статье направлениями решения актуальных задач являются разработка новых режимов работы штанговых насосов, оперативное управление приводом ШНУ, организация воздействия на пласт с неопределенным движением жидкости.

**Ключевые слова:** штанговая насосная установка, производственный расход, запасы нефти, скважинный флюид, инструменты автоматизации.

## INCREASING THE EFFICIENCY OF OPERATION OF A DEEP ROD PUMPING INSTALLATION.

**Annotation.** Currently, most of the fields in the Republic of Kazakhstan are at the final stage of development. Due to newly discovered fields, the growth of oil reserves is reduced, and the structure of reserves is deteriorating.

A decrease in the rate of oil production leads to an increase in the number of wells operated with rod pumping units (RPU), their share in some fields reaches 80% of the total well stock. In this article, the directions for solving current problems are the development of new operating modes for sucker rod pumps, operational control of the sucker rod pump drive, and organization of impact on a formation with uncertain fluid movement.

**Key words:** rod pumping unit, production flow, oil reserves, well fluid, automation tools.

Мұнай өндіру ұңғымаларын пайдалану кезінде штангалық ұңғымалық сорап қондырғылары, электр бұрандалы және электр орталықтан тепкіш сораптар кең таралған. Мұндай жабдықпен пайдаланылатын ұңғымалардың жалпы саны мұнай ұңғымалары

қорының 95% - дан астамын құрайды, онда өндіру сорап тәсілімен жүргізіледі. Сорап қондырғыларының аталған түрлері әртүрлі қолдану салалары, артықшылықтары мен кемшіліктері бар және бір-бірімен бәсекелеспейді.

Мұнай өндіруге арналған ең танымал жабдық – штангалы ұңғыма сорап қондырғысы. Штангалық ұңғымалық сорап қондырғылары аз және орташа дебитті ұңғымаларды пайдалану кезінде қолданылады. Мұндай қондырғыларды теңгергіш станок - тербелу жетегі ретінде пайдалана отырып беру диапазоны 0,2 - ден 60 м<sup>3</sup>/тәу - ге дейін, сорғыны түсірудің ең жоғары тереңдігі - 2500 м, сорылатын сұйықтықтың ең жоғары рұқсат етілген тұтқырлығы - 0,3 Па-с, механикалық қоспалардың рұқсат етілген құрамы - 1,3 г/л-ге дейін құрайды. Ұңғымалық штангалық сорап қондырғылары қазіргі уақытта кең таралған, өйткені пайдаланылатын ұңғымалардың көпшілігі осындай қондырғыларды қолдану саласында жатқан сипаттамаларға ие. Сондай-ақ, мұнай өндірудің әлемдік тәжірибесінде жабдықтардың жаңа түрлерін іздестіруге және әзірлеуге қарамастан, бүгінгі таңда ең көп таралған кен өндіру тәсілі болып қала береді. 1990 жылдардан бері бар және бүгінгі күнге дейін шамалы өзгерген ШҰСҚ ұңғымаларының санының таралу заңы олардың негізгі параметрлері бойынша 1 – ші кестеде «беріліс Q – суспензия тереңдігі H» келтірілген.

1 – кесте. ШҰСҚ -мен жабдықталған ұңғымаларды сорап суспензиясының тереңдігі және дебит бойынша бөлу (%)

| Тереңдік<br>H, м | Сұйықтық дебиті Q, м <sup>3</sup> /тәулік |       |       |       |       |       |      |        |
|------------------|---|-------|-------|-------|-------|-------|------|--------|
|                  | <5  | 5-10  | 10-20 | 20-30 | 30-50 | 50-75 | >75  | E      |
| 250              | 5.05                                      | 1.12  | 1.11  | 0.66  | 0.77  | 0.41  | 0.43 | 9.55   |
| 500              | 6.30                                      | 1.23  | 1.17  | 0.80  | 0.80  | 0.48  | 0.64 | 11.42  |
| 750              | 7.02                                      | 1.59  | 1.30  | 0.72  | 0.76  | 0.52  | 0.38 | 12.29  |
| 1000             | 10.69                                     | 3.72  | 4.50  | 3.03  | 2.29  | 0.90  | 0.33 | 25.40  |
| 1250             | 15.34                                     | 6.02  | 5.77  | 2.19  | 0.89  | 0.23  | 0.12 | 30.56  |
| 1500             | 3.65                                      | 1.10  | 1.10  | 0.42  | 0.23  | 0.10  | 0.14 | 6.74   |
| 2000             | 1.92                                      | 0.69  | 0.41  | 0.17  | 0.08  | 0.03  | 0.03 | 3.33   |
| 2500             | 0.33                                      | 0.10  | 0.04  | 0.01  | 0.01  | 0.01  | 0.02 | 0.52   |
| 2750             | 0.13                                      | 0.03  | 0.03  | 0.03  | -     | -     | -    | 0.22   |
| E                | 50.43                                     | 15.60 | 15.43 | 8.03  | 5.83  | 2.68  | 2.09 | 100.09 |

Әртүрлі типтегі қондырғыларды қолданудың мүмкін аймақтары түспен белгіленген:  
сары – 60 кН күші бар қондырғы, жасыл – 80 кН, қызыл – 100 кН

Мұнай өнімдерін игеру өндірісінде ШҰСҚ ның механикалық жетектері кең өріс алған, әсіресе олардың ішінде негізінен жеке механикалық жетектер кең қолданылады. Басқа кәсіптік механизмдер үшін ШҰСҚ жетегін пайдалану тиімді емес, өйткені жетектің конструкциясы күрделене түседі және қосымша механизмдердің өнімділігін реттеу мүмкіндігі жоқ, өйткені жетектің өнімділігі бірінші кезекте ШҰСҚ жұмыс параметрлеріне "байланған" болып есептеледі.

Штангалық ұңғыма сорап қондырғысының жетектері төмендегі көрсетілген категориялар бойынша жіктеледі. Қолданылатын энергия түрі бойынша: механикалық, гидравликалық және пневматикалық жетектер ажыратылады. ШҰСҚ жетегінің кез келген түрі электр немесе жылу қозғалтқыштары (негізінен іштен жану қозғалтқыштары) қолданылатын бастапқы қозғалтқышқа ие. Сонымен қатар жетектер қызмет көрсетілетін ұңғымалардың санына байланысты жіктеледі 1 – сурет (жеке, топтық).



1 – сурет. Штангалық сораптар жетектерінің жалпы жіктелуі

Негізінен барлық жеке механикалық жетектер механизмдердің екі түрінен тұрады: қозғалтқыш білігінің айналу жылдамдығын штангаларды ілу нүктесінің жүріс санына дейін төмендету үшін (трансмиссия); қозғалтқыш білігінің айналмалы қозғалысын штангалар бағанасының қайтарымды - үдемелі қозғалысына түрлендіру үшін (түрлендіргіш тетік). Түрлендіргіш тетіктердің түрлері бойынша механикалық жетектер теңгермелі және теңгерімсіз болып бөлінеді. Бірінші топ механизмдерінің бірінші тобында штангаларды ілу нүктесінің тік қайтарымды - үдемелі қозғалысы тербелмелі теңгерімші (коромысл) есебінен, механизмдердің екінші тобында - басқа түрлендіргіш құрылғылардың есебінен жүзеге асырылады.

Мұнай кәсіпшілігі практикасында теңгермелі жеке жетектер - тербелмелі станоктың (ТС) атауын алды. ТС теңгерімдері екі текті және бір текті тетіктер ретінде кездеседі, осылайша, барлық теңгерімдік ТС бір және екі жақты теңгерімдегіштермен ТС - қа бөлінуі мүмкін. Көп жағдайда штангалық сораптардың механикалық жетектері ретінде теңдестіргіш типті станоктар - тербелмелер және баяу жүретін және ұзын жүрісті жұмыс режимі және сорапты түсірудің үлкен тереңдігі кезінде тізбекті жетектер пайдаланылады.

Қазіргі уақытта басым көпшілігі ШҰСҚ – ның жабдықталған реттелмейтін электр жетегі негізінде асинхронды қозғалтқыштар қысқа тұйықталған роторлары бар жүйелер болып келеді 1.1 - сурет. Реттелмейтін электржетектерді пайдаланған кезде қондырғының өнімділігі тербелу жиілігін немесе сағалық шток жүрісінің ұзындығын өзгерту арқылы реттеледі. Соңғы қисықшип білігінің ортасынан оған шатунның қосылу орнына дейінгі қашықтықты қисықшиптегі саусақты басқа ұяға ауыстыру арқылы өзгерту жолымен реттеледі. Тербеліс жиілігі диаметрі бойынша үлкен немесе кіші жетек электр қозғалтқышының білігіне шкивтерді ауыстыру арқылы клинореммен беріліс санының өзгеруімен реттеледі. Екі жағдайда да ШҰСҚ осы параметрлерін реттеу сатылы жүзеге асырылады және өнімді қабаттың энергетикалық жағдайына байланысты ұңғыма сұйықтығын іріктеудің ең тиімді режимін қамтамасыз етуге әрдайым мүмкіндік бермейді.

Реттелмейтін электр жетегінің негізгі кемшіліктері:

- берілген забой қысымы кезінде ұңғыманың әлеуетті дебитімен алынатын сұйықтықтың мөлшерін келісу үшін ШҰСҚ өнімділігін бірқалыпты реттеу мүмкіндігінің болмауы;

- электр қозғалтқыштарын жүктеу коэффициентінің төмен болуы салдарынан төмен энергетикалық көрсеткіштер;

- пайда болуы елеулі динамикалық жүктемелер сәттерді іске қосу және тоқтату ШҰСҚ әкелетін төмендеуіне қызмет мерзімі жабдықтың болмауы;

Сонымен қатар электр жетегінің негізгі артықшылықтарына:

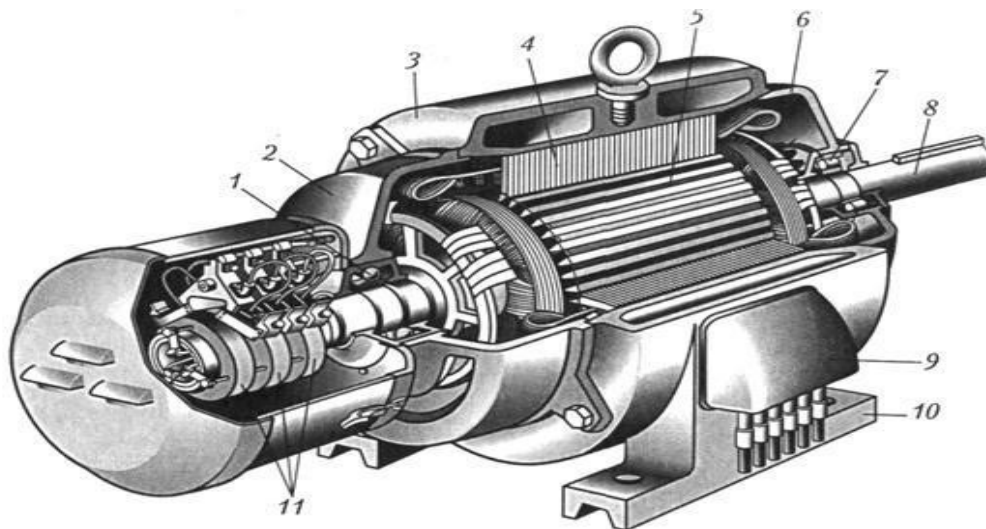
- электр қозғалтқыштары әртүрлі жүктемелерде тұрақты дерлік жылдамдыққа ие;

- қысқа мерзімді механикалық шамадан тыс жүктемелер мүмкіндігі бар;

- электр қозғалтқыштары конструкциясы бойынша қарапайым;

- электр қозғалтқышын іске қосудың қарапайымдылығы, оны автоматтандырудың қарапайымдылығы.

Әрине, ШҰСҚ жұмысының неғұрлым тиімді режимін қамтамасыз етуге, сондай-ақ жоғарыда аталған кемшіліктердің бір бөлігін ТС реттелетін жетек қондырғыларында қолдану есебінен жоюға болады. Қазіргі уақытта тиристорлы кернеу түрлендіргіштері (ТКТ) бар асинхронды қозғалтқыштармен жабдықталған электр жетектері, ТКТ бар екі жылдамдықты асинхронды қозғалтқышы бар электр жетектері және жиілік-реттелетін электр жетектері кең таралған.



1.1 – сурет. Асинхронды қозғалтқыш конструкциясы

1, 7 - подшипниктер; 2, 6 – мойынтіректердің қалқандары; 3 - дене; 4 – орамасы бар статор өзегі; 5 – ротордың өзегі; 8 - білік; 9 – терминалдық қорап; 10 - табан; 11 – сырғанау сақиналары.

ТКТ бар асинхронды қозғалтқыштармен жабдықталған электр жетектер, әдетте, сорғының өнімділігі ұнғыманың әлеуетті дебитінен асып кететін кезде, қондырғы жұмысының кезеңдік режимінде қолданылады. Ұнғымадағы сұйықтық деңгейі берілген мәнге жеткенде және сұйықтық деңгейі ең төменгі мәнге жеткенде (тереңдік сорғыны орнату деңгейіне жақын) өшірілген кезде ШҰСҚ жұмысқа қосылады. Мұндай қондырғыларда тиристорлы түрлендіргіштің көмегімен электр қозғалтқышты бірқалыпты іске қосу және тоқтату жүзеге асырылады, соның салдарынан ШҰСҚ элементтеріне динамикалық жүктемелер айтарлықтай төмендейді және сәйкесінше жабдықтың қызмет ету мерзімі артады.

Берілген жүйенің жетектерінің негізгі кемшілігі төмен энерготиімділік болып табылады. ТКТ бар екі жылдамдықты асинхронды қозғалтқышы бар электр жетектерде қозғалтқыш білігінің айналу жылдамдығының жоғарыдан төменге және керісінше бірқалыпты өзгеруі жүзеге асырылады. Нәтижесінде қондырғы элементтеріне динамикалық жүктемелер де төмендейді. Мұндай электр жетектерінің кемшіліктері төмен энергетикалық көрсеткіштер мен жылдамдықты реттеудің шағын диапазоны болып табылады, бұл да ШҰСҚ - ның тиімді жұмыс режимінің мүмкіндігін шектейді. ШҰСҚ жиіліктік-реттелетін жетектер қозғалтқыш білігінің айналу жиілігін қалыпты реттеу мүмкіндігіне ие, бұл ретте жұмыстың неғұрлым тиімді режимін қамтамасыз етеді. Сонымен қатар, мұндай жетектер ең жақсы энергетикалық көрсеткіштерге, сондай-ақ қондырғының ресурс үнемдеуін қамтамасыз ету бойынша ең жақсы мүмкіндіктерге ие. А. М. Зюзев ШҰСҚ жиіліктік-реттелетін жетекті басқару тәсілін ұсынды, бұл кезде қозғалтқыш білігінің айналу жылдамдығы тербеліс - станок қисықпасының білігінде теріс сәттердің пайда болу кезеңінде ұлғаяды, бұл қондырғы жұмысының тежеу режимін жоюға мүмкіндік береді.

Электр қозғалтқышы білігінің айналу жылдамдығының өзгеру заңын гармоникалық заң бойынша тербелу кезеңі ішінде штангаларды ілу нүктесіндегі күштерге байланысты қою

ұсынылды, бұл қондырғы элементтеріндегі динамикалық күштің максималды мәндерін төмендетуге әкеледі және сорап штангаларының деформациясы есебінен плунжердің жүрісін жоғалтудың ең аз мәнін қамтамасыз етеді. Бұл жағдайда, ток трансформаторларын таңдау және оны таңдау келесі шарттар бойынша жүргізіледі - ток трансформаторларын таңдау. Мұндай тәсіл жүктемелерге қарамастан кез келген жылдамдық кезінде қозғалтқыштың тұрақты жұмысын алуға, қозғалтқыштың номиналдық қуаты кезінде ең аздан ең жоғары жылдамдықты реттеуге, шағын жылдамдық кезінде ПӘК ұлғайтуға мүмкіндік береді. Сонымен қатар, ШҰСҚ басқару станцияларында штангаларды ілу нүктесіндегі жүктемелердің төмендеу мүмкіндігі де жүзеге асырылды, ол жоғарғы және төменгі өлі нүктелерді ілу нүктесінен өту кезінде электр қозғалтқышы білігінің орташа айналу жылдамдығын өзгерту жолымен жүзеге асырылады.

**Қорытынды.** Осыған уақытқа дейін пайдаланылған техникалық құралдар ұңғымаларының параметрлерін өлшеуді жылжымалы жабдық жиынтығының көмегімен кезең-кезеңімен жүргізуге мүмкіндік берсе, қазіргі жағдайда кен орындарында тұрақты орнатылған микропроцессорлық контроллерлер параметрлерді үздіксіз автоматты бақылауды қамтамасыз етеді. Мұндай контроллерлер динамометрлеу нәтижелерін алуға мүмкіндік береді, динамикалық деңгейді, тұтынылатын қуаттың штангалардың (ваттмегаграмма) іліну нүктесінің орын ауыстыруынан тәуелділігін, ұңғымадағы қысымды, тәуліктік өнімділікті және т. б. анықтауға мүмкіндік береді. Бұл ретте, жетекті басқару функциялары жетекті электрқозғалтқыштың қосылуы мен ажыратылуын, қондырғының авариялық ажыратылуын, пайдаланудың мерзімдік режимін, жиілік түрлендіргішінің көмегімен айналу жиілігін біркелкі реттеуді қамтамасыз етеді.

#### ӘДЕБИЕТТЕР

1. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Издание 2-ое исправленное и дополненное. М.: Альянс, 2010. 588 с
2. Клусов А. Линейный привод для УШГН: механизированной добыче //Вестник механизированной добычи. Приложение к журналу «Новатор», 2013.
3. Захаров, Б. С. Современное состояние со скважинными штанговыми насосами в России / Б. С. Захаров, Э. С. Гинзбург // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2010.
4. Испытание систем автоматизации скважин, эксплуатируемых скважинными штанговыми насосами на месторождениях ООО «РН- Краснодарнефтегаз» / В. В. Горбунов // Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть», 2010.
5. Кязимов, Ш. П. Скважинная штанговая насосная установка с преобразующим механизмом в штанговой колонне / Ш. П. Кязимов, С. Б. Байрамов, Ш. И. Мустафаев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2010.
6. Гольдштейн, Е. И. К выбору метода уравнивания установок скважинных штанговых насосов / Е. И. Гольдштейн, И. В. Цапко, С. Г. Цапко // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 2010.

## МҰНАЙ-ГАЗ САЛАСЫ КӘСПОРЫНДАРЫН ЭНЕРГИЯМЕН ЖАБДЫҚТАУ ТИІМДІЛІГІН ЖЕТІЛДІРУ ӘДІСТЕРІ

**Мухтаров Сабит Рустамович**, магистрант.

**Танжарықов Панабек Әбсәтұлы**, «Инжинирингтік технологиялар» кафедрасының профессоры, техника ғылымдарының кандидаты.

**Ахметов Нұрлыбек Хамзаұлы**, техника ғылымдарының кандидаты  
Коммерциялық емес акционерлік қоғам «Қорқыт Ата атындағы Қызылорда университеті»,  
Қазақстан Республикасы, 120000, Қызылорда қаласы, Әйтеке би көшесі, 29 а.

**Андатпа.** Мұнай-газ саласындағы техникалық жүйелерді пайдаланудың сенімділік деңгейі өндірістің тиімді жұмыс жасауына зор әсерін тигізеді. Мұнай-газ өндіру тек ғылыми-техникалық мәселе емес, сондай-ақ техника-экономикалық көрсеткіш болып табылады. Сондықтан мұнай-газ өндірісін жобалауда және пайдалану барысында әрдайым жаңа өзгерістер енгізу қажет.

Мақалада мұнай және газ саласындағы өндірістік энергия тұтыну жабдықтарының тиімділігі және экономикалық мүмкіндіктері қарастырылған. Сонымен қатар, зерттеу негізінде газ турбиналы және газ поршенді электр станцияларының салыстырмалы сенімділік сипаттамалары және техникалық күйі бойынша мәліметтерге талдау жүргізілді.

**Түйін сөздер:** энергетикалық шығындар, шағын электр станция, газ турбиналық электр станция, газ поршенді электр станция.

## МЕТОДЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

**Аннотация.** Уровень надежности эксплуатации технических систем в нефтегазовой отрасли оказывает большое влияние на эффективное функционирование промышленности. Добыча нефти и газа является не только научно-техническим вопросом, но и технико-экономическим показателем. Поэтому всегда необходимо вносить новые изменения в проектирование и эксплуатацию нефтегазодобычи.

В статье рассмотрены эффективность и экономические возможности производственного энергопотребляющего оборудования в нефтегазовой отрасли. Кроме того, на основе исследования был проведен анализ данных по характеристикам относительной надежности и техническому состоянию газотурбинных и газопоршневых электростанций.

**Ключевые слова:** энергозатраты, малая электростанция, газотурбинная электростанция, газопоршневая электростанция.

## METHODS OF IMPROVING THE EFFICIENCY OF ENERGY SUPPLY TO OIL AND GAS ENTERPRISES

**Annotation.** The level of reliability of operation of technical systems in the oil and gas industry has a great impact on the effective functioning of the industry. Oil and gas production is not only a scientific and technical issue, but also a technical and economic indicator. Therefore, it is always necessary to make new changes in the design and operation of oil and gas production.

This article has discussed the efficiency and economic feasibility of production energy-consuming equipment in oil and gas industry. In addition, data on the relative reliability characteristics and technical condition of gas turbine and gas piston power plants have been analysed on the basis of the study.

**Key words:** energy costs, small power plant, gas turbine power plant, gas piston power plant.

Мұнай-газ саласының тиімділігі өндіріс шығындарымен анықталады, олар энергия ресурстары, жөндеу жұмыстары, материалдар, жалақы және т.б. көптеген факторларға байланысты. Сондай-ақ мұнай өндірісіндегі бұл факторлар кен орнының сипаттамасына, оны игеру сатысы мен әдістеріне, өндіруші жабдықтың техникалық жай-күйіне және т.б. қатысты өзгеріп отырады. Кейбір факторлар табиғи жағдайлармен анықталады және климаттық белдеуге, кен орнының қасиеттеріне байланысты объективті және өзгертуге жатпайтын болып табылады. Басқа факторлар қолданылатын технологияларға тәуелді және өндірістің неғұрлым жетілдірілген әдістеріне көшу кезінде төмен бағытқа өзгеруі мүмкін.

Бірқатар факторлар елдің экономикасымен, әлеуметтік құрылымының ерекшеліктерімен, саяси факторлармен, әлемдік нарықтағы мұнай және газ бағасымен, белгілі бір аймақтағы энергия ресурстарының құнымен анықталады. Өнім бірлігін өндіруге жұмсалатын шығындардың (қаржылық немесе энергетикалық) кейбір түрі бойынша шамасын білдіретін үлестік шығындар – өндіріс тиімділігінің сандық сипаттамасы болып табылады. Бағаның төмендеуі салдарынан мұнай компаниялары рентабельді емес ұңғымаларды жабуға немесе консервациялауға, жабдықты техникалық жаңартуға және өндірудің жақсы әдістерін табуға мәжбүр, бұл меншікті шығындардың төмендеуіне әкеледі. Қазақстанда өндіру шығындарын төмендету әдістеріне жеткілікті көңіл бөлінбейді. Тәуліктік дебиті  $0,3-0,5\text{ м}^3$  өнімділіктегі ұңғымалар пайдалануда қалады, олардың рентабельділігі күмәнді, бірақ оларды консервациялау немесе жою айтарлықтай қаражатты талап етеді. Қазақстанға қатысты мұнай өндірудің рентабельді мәселелері экономикаға нарықтық қатынастар элементтері енгізілгеннен кейін, салыстырмалы түрде өзектілікке қол жеткізді.

Қазақстанда мұнай өндіру кен орындарының сипаттамалары табиғи-климаттық жағдайларына, қолданылатын жабдықтар және оның сенімділік көрсеткіштеріне, сондай-ақ салық саясаты бойынша бірқатар ерекшеліктерге ие. Сондықтан Қазақстан кәсіпорындарына әзірленген әдістерге жай ғана көшу орынды емес.

Қазақстан экономикасының өзекті мәселелерінің бірі энергия тұтынудың төмен сапасы болып қала береді. Қазақстан экономикасында Батыстың индустриалды дамыған елдеріне қарағанда өнім бірлігіне 2-3 есе көп энергия жұмсау жалғасуда [9].

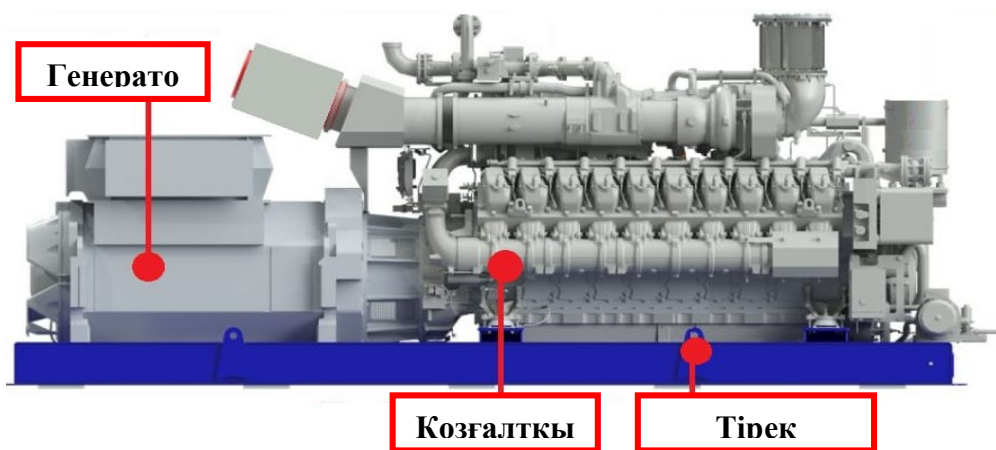
Осындай жағдай өнеркәсіптің мұнай-газ салаларында да байқалады. Мәселен, егер батыс елдерінде электр энергиясына жұмсалатын шығындар шикізат өндіруге жұмсалатын жалпы шығындардың шамамен 10%-ын құраса, онда Қазақстандық компаниялар үшін олардың үлесі 25-30%-ды құрайды, бұл сайып келгенде мұнайдың өзіндік құнына және тиісінше кәсіпорынның пайдасына тікелей әсер етеді. Қазіргі жағдайда мұнай-газ кешенінің тиімділігін арттырудың маңызды шарты өндірістің энергияны пайдалануын төмендету болып табылады. Қазіргі уақытта елдің отын-энергетикалық кешені дағдарыс жағдайында тұр. Бұл ел экономикасының барлық салаларын қамтыған жалпы дағдарысқа байланысты. Энергетикадағы дағдарыстың негізгі көрінісі жекелеген аймақтар мен тұтынушыларды отынмен, электр және жылу энергиясымен қамтамасыз етуді бұзу болып табылады. Елдің отын-энергетикалық балансының шиеленісуінің басты себебі 1990 жылдан бастап мұнай мен көмір өндіру көлемінің, сондай-ақ табиғи газ өндіру көлемінің төмендеуі үрдісі болып табылады.

Қазақстан экономикасы мен отын-энергетикалық балансын дамытудың барлық бағдарламаларында энергия ресурстарына деген қажеттілік тапшылығын тек табиғи ресурстар есебінен жабу қарастырылған. Статистикалық мәліметтерден электр және жылу энергиясын өндіруде мұнай мен газды пайдалану тиімділігін арттыру өте өзекті болып табылады.

Жылу энергетикасында жағдай 1991 жылмен салыстырғанда өнеркәсіптік өндіріс көлемінің 50 - 60% - ға қысқаруы электр және жылу энергиясын тұтыну көлемінің барабар төмендеуімен қатар жүрмегендігімен күрделене түседі. Өңірлік энергия жүйелерінде электр қуатының үлкен резерві болған жағдайда өнеркәсіптік тұтынушылардың технологиялық буды тұтынуының төмендеуіне байланысты оны пайдалану мүмкін болмайтын жағдай қалыптасты. Сонымен қатар, әлеуметтік-бағдарланған нарықтық қатынастарға көшудің жаңа

экономикалық жағдайында инфляцияның жоғары деңгейі, жұмыс істеген ресурстарын толтыру үшін орталықтандырылған қаражатты пайдалану мүмкін еместігі және өндіруші қуаттарды ауыстыруды талап ететіндігі, ірі көздерден дәстүрлі орталықтандырылған энергиясымен жабдықтауға бағдарлану проблемалы болып отыр. Дәстүрлі орталықтандырылған энергия жүйелері жанармай үнемдеуді және жалпы тиімділікті қамтамасыз етпейді. Бұл негізінен екі себепке байланысты. Энергиямен жабдықтауды орталықтандырудан жүйелі үнемдеудің әсері өнеркәсіптік және жылыту қазандықтарының тиімділігі энергетикалық қазандықтардың тиімділік деңгейіне дейін жоғарылауына байланысты іс жүзінде нөлге дейін азаяды. Электр және жылу энергиясын аралас өндірудің отын әсерінің екінші құрамдас бөлігі ыстық суды ұзақ қашықтыққа тасымалдау кезінде жылу шығыны мен ағып кетудің салдарынан есептелгеннен төмен болды. Бұл шығындар 20-25% жетеді. Мұнай-газ саласының энергетикалық қауіпсіздігінің маңызы зор. Саладағы жаңа технологиялардың мүмкіндіктері өте үлкен. Мәселенің тағы бір аспектісі – энергиямен жабдықтаудың сенімділігі. Кен орындарының электрмен жабдықтау көздерінен алшақтығы өндірістік объектілерді энергиямен қамтамасыз ету сенімділігінің төмендеуіне және жабдықтардың авариялық тоқтауына, нәтижесінде елеулі шығындарға әкеліп соқтырады. Мысалы, республиканың оңтүстігінде орналасқан Қазақстанның негізгі мұнай өндіру ауданы ұзындығы 500км-ден асатын ЭБЖ (электр беру желісі) бойынша электр энергиясын алады, онда жыл сайын 4-6 авариялық ақаулар себебінен ажырату жүргізіледі.

Мұндай жағдайда елімізде электрмен және жылумен жабдықтаудың орталықтандырылмаған аралас көздерін салу үрдісі байқалды. Мұндай электр қондырғыларын құрудың бірқатар артықшылықтары бар. Олардың ішінде құрылыстың қысқа мерзімдері, тұтынушыларды жылумен жабдықтау сенімділігін арттыру, жылу реттеудің инерциялылығын және жылу желілеріндегі шығындарды азайту негізгі болып табылады. Алайда, оларды орналастырудың қиындығымен, экологиялық мәселелерді шешу қажеттілігімен және артық электр энергиясын ортақ желіге жіберу мәселелерімен байланысты бірқатар кемшіліктер бар.



1-сурет. Газ поршенді электр станция.

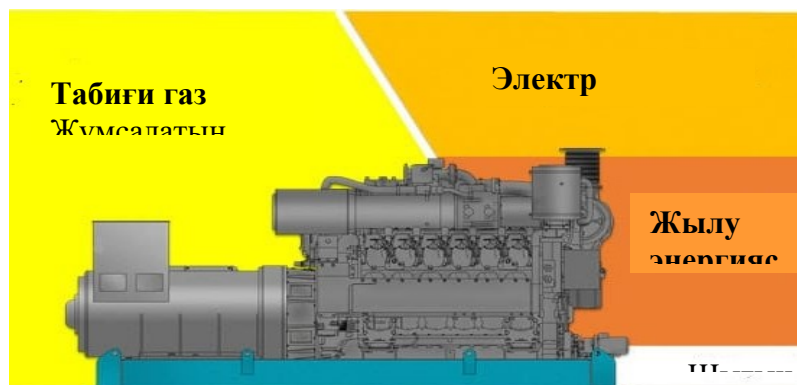
Жеке электр станциясын салу қажеттілігі, әдетте, келесі себептердің біріне байланысты:

- электр энергиясы мен жылуды жеткізу шығындары жеке электр станциясын салу шығындарымен (жаңа құрылыс) салыстырылады;
- өңірлік энергия желілерімен немесе қосымша электр энергиясының құнымен (қуаттылықты кеңейту) проблемалар бар;
- электр энергиясының болуы мен сапасы Технологиялық процестің үздіксіздігі немесе технологияның бұзылуы тұрғысынан өте маңызды;

- ілеспе газдың, өзге де өнімдердің атмосфераға шығарындылары үшін айыппұлдар электр станциясы (мұнай өндіруші компаниялар)жабдықтарының құнымен салыстырылады;
- арзан немесе "тегін" газды электр станциясы үшін отын ретінде пайдалану мүмкіндігі (өндіруші және көлік отын компаниялары);
- электр энергиясына тарифтердің өсуін күту

Осы себептерге байланысты мұнай-газ компаниялары электр энергиясын өз бетінше өндіруге тырысады.Тікелей кен орындарында электр энергиясын өндіру және ілеспе газды кәдеге жарату есебінен шығындарды айтарлықтай қысқартудан басқа, электр және жылу энергиясының газ турбиналық көздерін монтаждау электр берудің әуе желілерін, электр қосалқы станцияларын, жоғары қысымды газ құбырларын және компрессорлық станцияларды салуды болдырмауға мүмкіндік береді. Бүгінгі таңда орталықтандырылмаған шағын ЖЭО үшін генераторлардың мүмкін жетектері газ поршенді және турбиналы қозғалтқыштар болып табылады.

Ресейлік фирмалардың ішінде ең танымалысы қуаты 2,5-тен 110 МВт-қа дейінгі газ турбиналы жетегі бар шағын ЭС өндіретін «Авиадвигатель» ААҚ (Пермь қ.) және «Рыбинские моторы» ААҚ (Ярославль қ.) кәсіпорындары саналады.Газ турбиналы электр станциясының (ГТЭС) бюджеттік құны (ҚҚС-сыз) ең аз жиынтықта (тек электр энергиясын өндіру үшін) 1 200 000 АҚШ долларын құрайды. Өндірушінің деректері бойынша өндірілетін электр энергиясының өзіндік құны 0,20...0,25 рубль/кВтс, ал өндірілетін жылудың өзіндік құны 40...50 рубль/Гкал құрайды. Соңғы жылдары газтурбиналық шағын ЭС-мен елеулі бәсекелестікте газ поршенді жетегі бар автономды электр станциялары орын алуда. Олардың артықшылықтарына үлкен жұмыс ресурсы, жоғары тиімділік және отын газының параметрлеріне қойылатын төмен талаптар жатады. Газ поршенді шағын-ЭС-тің негізгі кемшілігі – шағын бірлік қуаты (1-2 МВт-қа дейін) - қазіргі уақытта жалпы компьютерлік басқарумен секциялауды (бірнеше ондаған) енгізу арқылы қолданылуда. Сонымен қатар, шағын-ЭС-тің шығыс қуаты бойынша икемділігі бірнеше есе артып, динамикалық көрсеткіштері айтарлықтай жақсарды(1,2-сурет).



2-сурет. Газ-поршенді электр станцияларының электр және  
Ең көп таралғаны импорттық газ поршенді автономды электр

Ресейлік өндірушілермен салыстырғанда құнының жоғары болуына қарамастан, сенімділік пен ұзақ мерзімділіктің (300000... 500000 мотосағат) арқасында импорттық газ-поршенді автономды электр станцияларын пайдалану мұнай өндіруші кәсіпорындары үшін тиімді болып табылады. 1-кестеде ең танымал өндіруші компаниялардың кейбір газ поршенді шағын-ЭС-ның бағалары ұсынылған.

1-кесте. Жаңа импорттық газ электр станцияларының бағасы (ҚҚС-сыз)

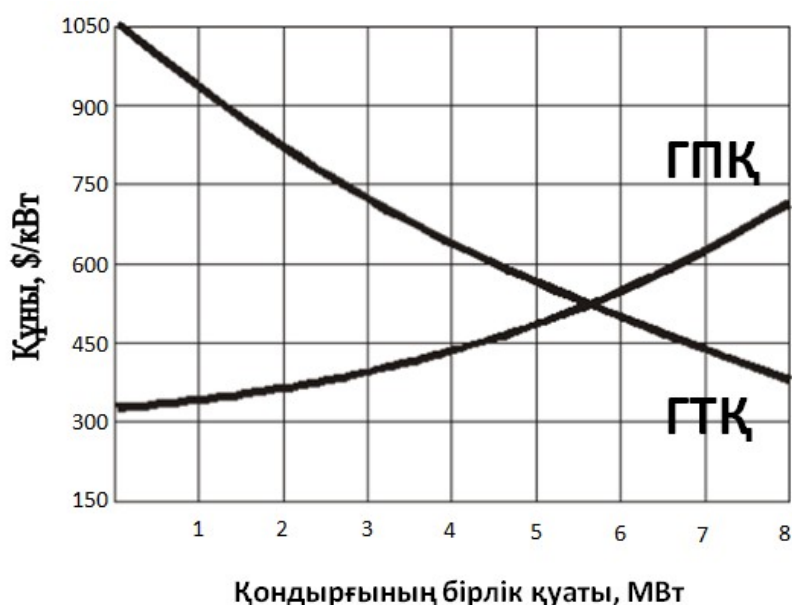
| Қозғалтқыш            | Генератор        | Қуат Standby | Қуат Prime | Бағасы мың.USD | Ескертпелер           |
|-----------------------|------------------|--------------|------------|----------------|-----------------------|
| Waukesha 24V-ATX37GLK | Waukesha 6500 B  | 2850(кВт)    | 2450(кВт)  | 2035,450       | Жақтаудағы генераторы |
| Waukesha12V-ATZ25GLX  | Waukesha 6000 B  | 1750(кВт)    | 1500(кВт)  | 1050,000       | Жақтаудағы генераторы |
| Waukesha5 P24GLY      | Stamford10       | 750          | 650        | 500,100        | Жақтаудағы генераторы |
| Cummins GTA36         | MarathonX        | 480          | 450        | 210,480        | Жақтауы жоқ           |
| Cummins GTA36         | MarathonX        | 450          | 405        | 195,430        | Жақтаудағы генераторы |
| Cummins GTA15         | NewageS-Stamford | 350          | 225        | 175,640        | Жақтаудағы генераторы |
| Cummins GTA15         | NewageS-Stamford | 300          | 210        | 128,560        | Жақтауы жоқ           |
| Cummins GTA10         | Marathon8 LimaS  | 250          | 175        | 115,160        | Жақтаудағы генераторы |
| Cummins GTA10         | Marathon8 LimaS  | 225          | 150        | 90,200         | Жақтауы жоқ           |
| Cummins GTA9          | NewageS-Stamford | 190          | 143        | 80,590         | Жақтаудағы генераторы |
| Cummins GX750         | Marathon8 LimaS  | 175          | 115        | 65,120         | Жақтауы жоқ           |
| Ford S350             | NewageS-Stamford | 85           | 45         | 42,580         | Жақтаудағы генераторы |
| Ford S250             | MarathonX        | 50           | 30         | 35,160         | Жақтаудағы генераторы |

2-кестеден "өтелу мерзімі" және "қосымша жалпы пайда" критерийлері бойынша электр станцияларының әртүрлі түрлері ұсынылады. Бірінші критерийлер бойынша ең қолайлысы-қуатты электр станциясы, бірақ өтелу мерзімі 6-10 жылға тең (2-кестенің №1 жолы). Екінші критерийлер бойынша төмен қуатты газ поршенді электр станциясы оңтайлы болып табылады 0,1...1,1 МВт (2-кестенің №5 жолы). Екі критерий бойынша сенімді (ресурстар 250,000...350000 сағат) орташа қуаттылықтағы 2МВт газ поршенді импорттық электр станциясы қолайлы болып табылады (2-кестенің №4 жолы).

Кесте. 2 Кейбір өндірістік шағын электр станцияларының салыстырмалы сипаттамасы

| № | Электр-станция  | Дайындаушы фирма | Түрі | S    | Ресурс тарсағ | l – күрд жөнд | N, қуат Вт | W, өнім млн.т | T, жылдар |
|---|-----------------|------------------|------|------|---------------|---------------|------------|---------------|-----------|
| 1 | ГТУ-6П          | Пермь            | ГТ   | 0,30 | 120000        | 40000         | 6500       | 165,1         | 9,1       |
| 2 | Урал-6000       | Пермь            | ГТ   | 0,28 | 140000        | 35000         | 2750       | 71,1          | 6,4       |
| 3 | TCG 2020 V16K   | Санкт-Петербург  | ГП   | 0,22 | 50000         | 25000         | 250        | 3,9           | 4,2       |
| 4 | Waukesha LX7500 | Stamford         | ГП   | 0,20 | 180000        | 33000         | 1250       | 71,3          | 4,3       |
| 5 | 290GSP          | Детройт          | ГП   | 0,19 | 45000         | 25000         | 250        | 4,6           | 2,9       |

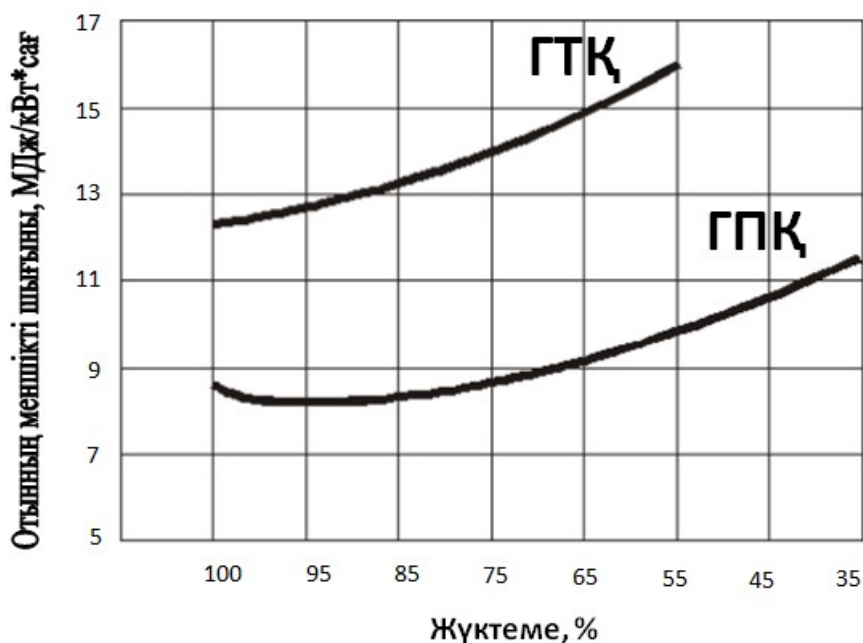
2-кестеден "өтелу мерзімі" және "қосымша жалпы пайда" критерийлері бойынша электр станцияларының әртүрлі түрлері ұсынылады. Бірінші критерийлер бойынша ең қолайлысы-қуатты электр станциясы, бірақ өтелу мерзімі 6-10 жылға тең (2-кестенің №1 жолы). Екінші критерийлер бойынша төмен қуатты газ поршенді электр станциясы оңтайлы болып табылады 0,1...1,1 МВт (2-кестенің №5 жолы). Екі критерий бойынша сенімді (ресурстар 250,000...350000 сағат) орташа қуаттылықтағы 2МВт газ поршенді импорттық электр станциясы қолайлы болып табылады (2-кестенің №4 жолы). Осыған байланысты қазіргі уақытта шағын электр станцияларының нарығы кең дамып келеді және қайта құру жұмыстарының міндеттері кәсіпорындарды сенімді энергиямен қамтамасыз ету және олардың аумақтық орналасуы тұрғысынан энергетикалық қондырғылардың оңтайлы түрлері мен қуатын таңдауға байланысты, "Бұл қанша тұрады?"- "өз электр станциясын салу немесе салмау" туралы шешім қабылдаған кезде қойылатын бірінші сұрақ.



Сурет 3. Поршеньдік және турбиналық қондырғылардың меншікті құны

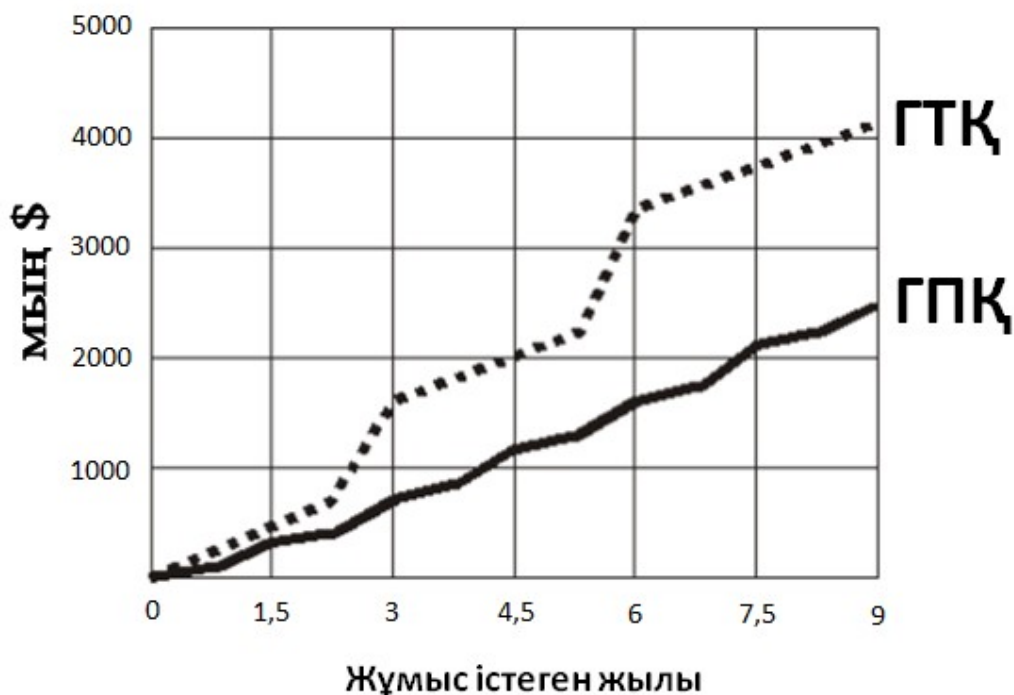
Суреттен көріп отырғанымыздай, бірлік қуаты 3,5 МВт-тан аз болса, поршеньдік машиналардағы жабдықтың ең төменгі құны. Мұнда айта кету керек, жабдықтың құны мен станцияның құны бірдей емес, әсіресе жоғары қысымды газбен жабдықтау кезінде (газ турбиналары үшін қажет)( Сурет 3).

Болашақ станция иелері үшін келесі өте маңызды мәселелер-бұл жанармай шығыны және пайдалану шығындары, олар иесі алатын пайдаға және станция жабдықтарының өтелу мерзіміне тікелей байланысты.



Сурет 4. Поршеньдік және турбиналық қондырғылардың отынның меншікті шығыны

Өндірілген кВт•сағ үшін отынның меншікті шығыны газ поршенді қондырғыда және кез келген жүктеме режимінде аз болады) ( Сурет 4). Бұл поршеньдік машиналардың тиімділігі 36,4...45%, ал газ турбиналарының тиімділігі 25,3... 34% құрайды. Поршеньді электр станциясының пайдалану шығындары газ турбиналы электр станциясына қарағанда төмен. ГТҚ кестесіндегі күрт секірулер-қозғалтқышты күрделі жөндеудегі жағдайды көрсетеді. ГПҚ-нің пайдалану шығындарында мұндай секірулер жоқ, күрделі жөндеу қаржылық және адами ресурстарды едәуір аз талап етеді. Газ поршенді және газ турбиналы қозғалтқыштарды орнату мен пайдаланудың басқа да маңызды мәселелері бойынша салыстыру 1-кестеде келтірілген. Қолдануға арналған турбиналық және поршенді қозғалтқыштарды салыстыру газ турбиналарын орнату электр жүктемелері жоғары (8...10 МВт жоғары ) , жеке өндірістік базасы, қондырғыны пайдалану үшін жоғары білікті персоналы, жоғары қысымды газды енгізуі бар ірі өнеркәсіптік кәсіпорындарда тиімді екенін көрсетеді. Шағын газ поршенді қозғалтқыштар базасындағы қызметтің ең кең ауқымындағы кәсіпорындарда, атап айтқанда: қызмет көрсету саласында және т. б. электр энергиясы мен жылудың негізгі көзі ретінде перспективалы шаруашылық кешендерінде қолданылады.



Сурет 5. Қуаты 5 МВт электр станциясының пайдалану шығындары

Бүгінгі таңда поршеньді шағын энергетикалық қондырғылардың жетекші жеткізушісі "Әлемдік техника" компаниясы болып табылады - Caterpillar корпорациясының ресми дилері (Caterpillar, АҚШ). Катерпиллер жабдығының жоғары сенімділігі бүкіл әлемге белгілі және осындай қондырғыларды өндірудің үлкен тәжірибесіне және барлық компоненттердің (қозғалтқыш, генератор, жанар май беру, басқару жүйелері және т.б.) бірыңғай өндірушісіне негізделген, бұл барлық жүйелердің бірегей жұмыс дәйектілігін қамтамасыз етуге және жеткізілетін жабдықтың барлық түйіндеріне бірыңғай кепілдік беруге мүмкіндік береді.

Кесте 1 Газ поршенді және газ турбиналы қозғалтқыштарды пайдалану көрсеткіштері

| Көрсеткіштер        | Газ поршенді жетек (ГПЖ)   | Газ турбиналы жетек (ГТЖ)  |
|---------------------|--|--|
| Жұмыс жасау мерзімі | Пайдалану және қызмет көрсету ережелері сақталған кезде шектеусіз                                    | Пайдалану және қызмет көрсету ережелері сақталған кезде шектеусіз  |
| Жөндеуге жарамдылық | *жөндеу жұмыс орнында жүргізіледі<br>* жөндеу аз уақытты қажет етеді                                 | • жөндеу арнайы зауыттарда жүзеге асырылады<br>• тасымалдауға, орталықтандыруға және т. б. уақыт пен ақша шығындары. |
| Сақталуы            | • дұрыс сақталған кезде қасиеттерін жоғалтпайды<br>• көліктің кез келген түрімен тасымалдануы мүмкін | * дұрыс сақталған кезде қасиеттерін жоғалтпайды<br>* теміржол көлігімен тасымалдау қажет емес                        |

|   |  |   |
|---|--|---|
| Тиімділік   | 100% - дан 50% - ға дейінгі жүктеме кезінде ПӘК аз өзгереді  | ПӘК ішінара жүктемелерде күрт төмендейді  |
| 100% және 50% жүктеме кезінде отынның меншікті шығыны   | 9,3...11,6 МДж/кВт·сағ<br>0,264...0,329 м <sup>3</sup> /кВт·сағ  | 13,2...17,7 МДж/кВт·сағ<br>0,375...0,503 м <sup>3</sup> /кВт·сағ  |
| Кернеудің төмендеуі және жүктемені 50% түсіргеннен кейін қалпына келтіру уақыты   | 22%<br>8 с   | 40%<br>38 с   |
| Айнымалы жүктеме әсері  | * 50% - дан аз жүктемелерде ұзақ жұмыс қажет емес (қызмет көрсету аралықтарына қатты әсер етеді)<br>* қондырғының бірлік қуаты аз болған кезде, жалпы электр станциясының икемді жұмысы және энергиямен жабдықтау сенімділігі жоғары | • ішінара жүктемелердегі жұмыс (50% - дан аз) турбинаның күйіне әсер етпейді<br>* қондырғының бірлік қуаты жоғары болған кезде, өшіру электр станциясының қуатының 30...50% жоғалтуына әкеледі  |
| Ғимаратқа орналастыру<br>* кіріс газының минималды жұмыс қысымы-12 бар, жоғары қысымды газды немесе сығымдау компрессорын, сондай-ақ турбинаны іске қосу жабдығын қажет етеді | * көбірек орын қажет, өйткені оның қуат бірлігіне көп салмағы бар<br>* газды сығу үшін компрессорды қажет етпейді, кіріс газының жұмыс қысымы-0,1...0,35 бар   | * 5 МВт электр станциясының қуаты кезінде кішігірім бөлменің пайдасы маңызды емес<br>* кіріс газының минималды жұмыс қысымы-12 бар, жоғары қысымды газды немесе сығымдау компрессорын, сондай-ақ турбинаны іске қосу жабдығын қажет етеді |
| Қызмет көрсету<br>Обслуживание  | * әрбір 1000 сағат жұмыс істегеннен кейін тоқтатып, майды ауыстыру қажет<br>*әрбір 72000 сағаттан кейін жөндеу, орнату орнында орындалады  | әрбір 2000 сағаттан кейін тоқтату қажет (Solar деректері бойынша)<br>*әрбір 60000 сағаттан кейін күрделі жөндеу, арнайы зауытта орындалады  |

"Әлемдік Техника" 10 кВт-тан 6,1 МВт-қа дейінгі қуаттылық диапазонында поршеньді газ мотор-генераторларын жеткізеді, жеткізілетін энергия қондырғыларын монтаждауды, іске қосуды және сервистік қызмет көрсетуді жүргізеді.

Бұл мұнай өнімдері мен газдарды өндіруге жұмсалатын энергетикалық шығындарды азайту тұрғысынан да солай. Мұнай-газ кәсіпшілігін энергиямен жабдықтаудың оңтайлы жүйелерін сайлау міндеттері тұтынушыларға да жүктеледі, сондай-ақ электр энергиясы мәселелері тұтынушының аумақтық орналасуы мен қуатын ескере отырып шешілуі керек. Оңтайландыру міндеттерін қоюда әрбір кен орны үшін жеке тәртіппен жүргізіледі. Есептеуді жүргізу үшін бастапқы ақпарат барлық энергия тұтынатын объект (ұңғымалар, су айдауға арналған сорап және т.б.) олардың белгіленген қуаттары көрсетілген кен орындарының масштабты карталары болып табылады. Энергияны көп қажет ететін объектінің орналасу тығыздығы туралы ақпаратты ұсынудың көрнекілігі үшін біз кеңістіктік беттерді және олардың деңгейлеріне (изоклин) тең сызықтар бойынша кесінділерін салуға мүмкіндік беретін компьютерлік бағдарламаны қолдандық. Қойылған міндеттердің шешімдері шеңберінде көлденең координаттар жергілікті жерлерге энергия тұтынудың (өндіру және айдау ұңғымаларының) координаты болып табылады, тік – электр энергиясын тұтыну. Есептеуді жүргізу үшін бастапқы ақпаратпен Құмкөл кен орындарының бірінің ұңғыма шоғырының координаты және шоғырдағы трансформатордың ағымдағы жүктемелері туралы мұнай өнеркәсібінің мәліметтері пайдаланылды. Шағын электр станцияларын осындай орналастыру кезінде электр беру желілеріне арналған жиынтық шығындар ағымдағы электр станцияларымен салыстырғанда 1,9 есеге қысқарады. Сондықтан, бұл жағдайларда ұтымды шешімдер бір емес, бірнеше шағын электр станцияларын пайдалану болатыны анық.

**Қорытынды.** Мұнай газ саласы нысандарының сенімділігі мен тиімділігін арттыру мәселесінің қазіргі жай күйіне жүргізілген талдау негізінде келесідей тұжырымдар жасауға болады:

1. Технологиялық жабдықтардың апатқа дейінгі жағдайларын бағалау критерийлерінің кейбірі меншікті энергетикалық шығындарды ұлғайту арқылы жұмыс істей алатындығы анықталды. Сол кен орындарының шегінде мұнай өнімдерін өндіру кезіндегі энергетикалық шығындар көлеміндегі айырмашылықтар 3... 5 есе болуы мүмкін екендігі анықталды.

2. Шоғырларды өндіру ұңғымасының нақты өнімділігінің өзгеруін ескере отырып, мұнай-газ кәсіпшілігінің трансформаторлық қосалқы станциясының жүктемелерін бөлуді оңтайландыруға мүмкіндік беретін алгоритмдер әзірленді. Ұсынылған алгоритмдер трансформаторлық қосалқы станция мен сорап қуаты жабдықтары жұмысының беріктігін олардың жүктелу дәрежесінің номиналды деңгейге жақындауына байланысты арттыруға мүмкіндік береді.

3. Мұнай-газ өндіру өнеркәсібін пайдалану кезінде энергетикалық қауіпсіздікті арттыру үшін электр энергиясының дербес көздерін пайдалану ұсынылады. "Беріктік-энергияның өзіндік құны-сенімділік" критерийі бойынша қуаты 2 газ поршенді автономды энергетикалық блок қолдану кезінде басым болып табылатыны анықталды.

4. Мақалада мұнай-газ саласының энергетикалық тиімділігін арттыру мәселелері қаралды. Пайдаланудың энергетикалық қауіпсіздігін арттыру үшін кәсіпорындар жеке дербес электр қуат көздерін пайдалануы қажеттілігі көрсетілген. Алайда қазіргі уақытта «электр энергиясының құны - күрделі шығындар - өзін-өзі ақтау мерзімі - ұзақ мерзімді» критерийлері бойынша шағын электр станциясының түрін таңдаудың техникалық-экономикалық негіздемесі келтірілген.

## ӘДЕБИЕТТЕР

1. Жумагулов Б.Т. Новые информационные технологии в нефтегазовом комплексе // Научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса: Доклады Первых международных научных Надировских Чтений / под ред. Т.П. Серикова, С.М. Ахметова. – Атырау. – 2003. – 401 с.

2. Николай Давыдов. Большая нефть южного Тургая: Проблемы и перспективы // Интерфакс-Казахстан. – 2003. – 221с.
3. Бишімбаева Г.Қ., Букерова А.Е. Мұнай және газ химиясы мен технологиясы // Оқу құралы. – Алматы: «Бастау». – 2007. – 242 б.
4. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Применение методов теории самоорганизации в диагностике технического состояния механизмов // Изв. ВУЗов. Проблемы энергетики. – 2000. – №1-2. – С. 96-100.
5. Байков И.Р., Смородов Е.А., Смородова О.В. Моделирование отказов газоперекачивающих агрегатов методом Монте-Карло // Газовая промышленность. – 2000. – №2. – С. 20-22.
6. Смородов Е.А., Деев В.Г. Оценка качества фонда нефтедобывающих скважин // Проблемы нефтегазовой отрасли. Материалы межрегион. Науч.- метод. конф. – Уфа. – 2000. – С. 95-97.
7. Шайтор Н.М. Энергосберегающие режимы и технологии. // Интеллектуальная электроэнергетика. – 2010. – 152с
8. Скрипилев А.А., Иванов С.Н. Надежность электроснабжения // Учебное пособие – 2012. – 102с.
9. Об основных положениях Энергетической стратегии России на период до 2020г. – Энергетик, 2000, №9, с.2-6.
10. Батенин В.М. О некоторых нетрадиционных подходах к разработке стратегии развития энергетики России. – Теплоэнергетика, 2000, №10. – С.5-13.
11. Дьяков А.Ф. Энергетика России и мира в 21-м веке. – Энергетик, 2000, № 11, – С. 2 – 9.
12. Танжариков П.А., Тілеуберген А.Ж Сүлейменов Н.С. Төмен өнімді ұңғымаларды пайдалану әдістемелерін жетілдіру // НЕФТЬ И ГАЗ, №2 (128), 2021, Алматы - 2022 С 114-126
13. Improving the reliability of technical systems for the production of sulfuric acid / Panabek Tanzharikov, Zhangyl Abilbek, Makhsut Doszhanov, Bolat Koptileuov, Lena Yusupova // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, VOL. 17, NO. 9, MAY 2022. – p.1004-1009. – Процентиль-31.
14. Танжариков П.А., Тілеуберген А.Ж Сүлейменов Н.С. Мұнай және газ кен орындарын пайдаланудағы терең сорапты қондырғылардың штангалық жабдықтарын жетілдіру // НЕФТЬ И ГАЗ, №4 (130). – Алматы. – 2022. – С. 74-85.
15. Таңжарықов П.А Қызылорда өңіріндегі техногенді қалдықтарды қайта өңдеу арқылы таза өнім алу жолдары // Вестник Алматинского университета Энергетики и связи. – №1. – 2010. – Алматы. – Б.50-55.
16. Альтернативные источники энергии и энергосбережение: практические конструкции по использованию энергии ветра, солнца, воды, земли, биомассы / В. Германович, А. Турилин - Санкт-Петербург: Наука и Техника, 2014- 316с.
17. Вихревые технологии для энергетики / под общей редакцией А.И. Леонтьева - Москва: Издательский дом МЭИ, 2017-346с.
18. Возобновляемая энергетика и энергоэффективность / В.И. Русан, Ю.С. Почанин, В.П. Нистюк - Минск: Энергопресс, 2015-377с
19. Композиционные электросетевые конструкции для энергоснабжения / В.П. Горелов; Новосибирск: СГУВТ, 2016-440с.
20. Техника высококачественных и энергоэффективных пневмотранспортных систем / П.С. Ейвин - Москва: Дели плюс, 2015- 157

ГТАХР 622.2

## ТӨМЕН ДЕБИТТІ ҰНҒЫМАЛАРДЫ ПАЙДАЛАНУ ӘДІСТЕМЕСІН ЖЕТІЛДІРУ

Таңжарықов Панабек Абсатович, Әбілдаев Нұрлан Әлімханұлы,  
Таштемиров Алишержон

Қорқыт ата атындағы Қызылорда университеті.

**Резюме:** В данной статье рассмотрены мероприятия по повышению эксплуатации скважин с низким дебитом требующии от недропользователя больших объемов подготовительных исследовательских работ, затрат, значительных капитальных затрат при длительном сроке окупаемости. Важным аспектом, влияющим на работу низкосортных скважин, является мнение, что оптимальных и эффективных методов добычи не существует. Это определяет актуальность данной работы.

**Summary:** This article discusses measures to improve the operation of wells with low flow rates that require large amounts of preparatory research work from the subsurface user, costs, significant capital expenditures with a long payback period. An important aspect affecting the operation of low-grade wells is the opinion that there are no optimal and effective production methods. This determines the relevance of this work.

**Түйінді сөздер:** Мұнай өндіру коэффициенті, өнімнің сулануы, төмен дебитті ұнғымалар, электр ортадан тепкіш сорап, техникалық қызмет көрсету, жөндеу жұмыстары.

**Ключевые слова:** Коэффициент добычи нефти, обводнение продукции, скважины с низким дебитом, электрический центробежный насос, техническое обслуживание, ремонтные работы.

**Keywords:** Oil production coefficient, product watering, low-flow wells, electric centrifugal pump, maintenance, repair work.

Мұнай алу коэффициенті-жер қойнауының мұнай қорларын пайдалану тиімділігінің негізгі көрсеткіші соңғы екі онжылдықта 51-ден 35% - ға дейін төмендеді. Бұл көрсеткіштің төмендеуі, оның ішінде "жаңа" жер қойнауын пайдаланушылар ұнғымалардан мұнай өндіруді күшейтуге, гидравликалық жарылыстар жүргізу арқылы мақсатты түрде жүгініп, орасан зор пайда табумен (әсіресе ірі кен орындарында) байланысты. Ұнғымалардан мұнай өндірудің уақытша өсуімен бірге өнімнің сулануының тез және қайтымсыз өсуі байқалды. Осы әрекеттердің нәтижесінде кен орындарынан алынатын қорлары ыдырап, нәтижесінде кен орындарын игерудің соңғы сатысында пайдалану шығындары едәуір өсті.

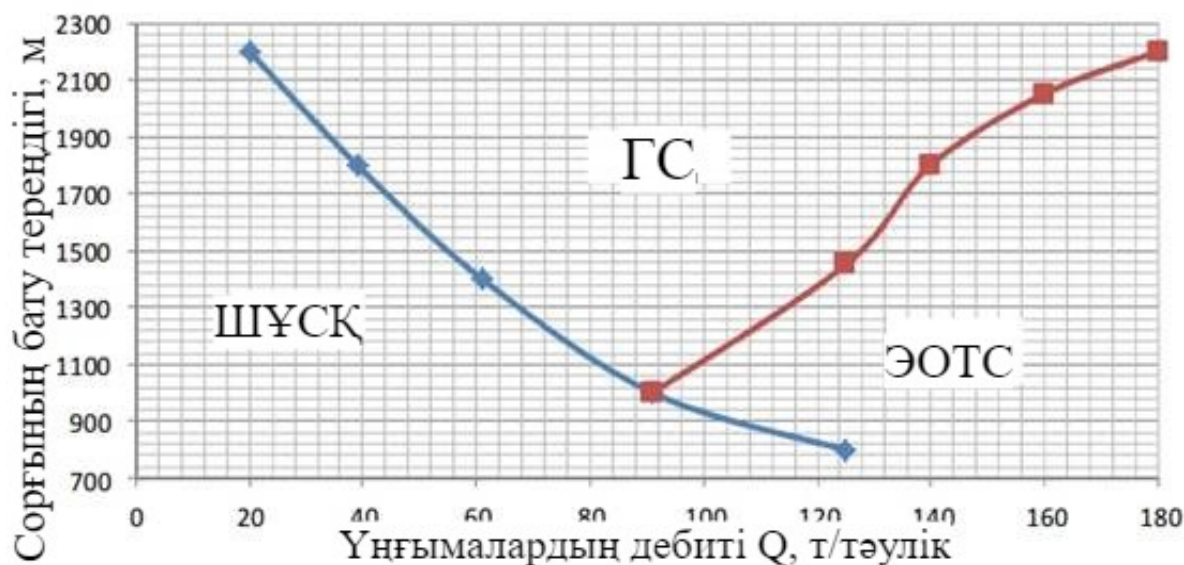
Ұнғыма өнімінің сулануының жоғары пайызы кезінде, рентабельділік шегі пайда болады, яғни, мұнай өндіруге, тауарлық суды дайындауға және кәдеге жаратуға жұмсалатын пайдалану шығындары, оның тауарлық құнынан асып кетуі мүмкін.

Жоғары сулануға және рентабельділікке байланысты механикаландырылған мұнай өндіру ұнғымаларының бұл санаты тоқтатылып, жұмыс істемейтін немесе консервациялық қорға ауыстырылады. Жер қойнауын пайдаланушылар үшін бұл тәсіл ең қарапайым және экономикалық тиімді болып табылады. Ал төмен дебитті ұнғымаларды пайдалану, жер қойнауын пайдаланушыдан дайындық зерттеу жұмыстарының үлкен көлемін, шығындарын, ұзақ өтелу мерзімі кезінде елеулі күрделі шығындарды талап етеді. Төмен дәрежелі ұнғымалардың жұмысына әсер ететін маңызды аспект-өндірудің оңтайлы және тиімді әдістері жоқ деген пікір. Бұл осы жұмыстың өзектілігін анықтайды.

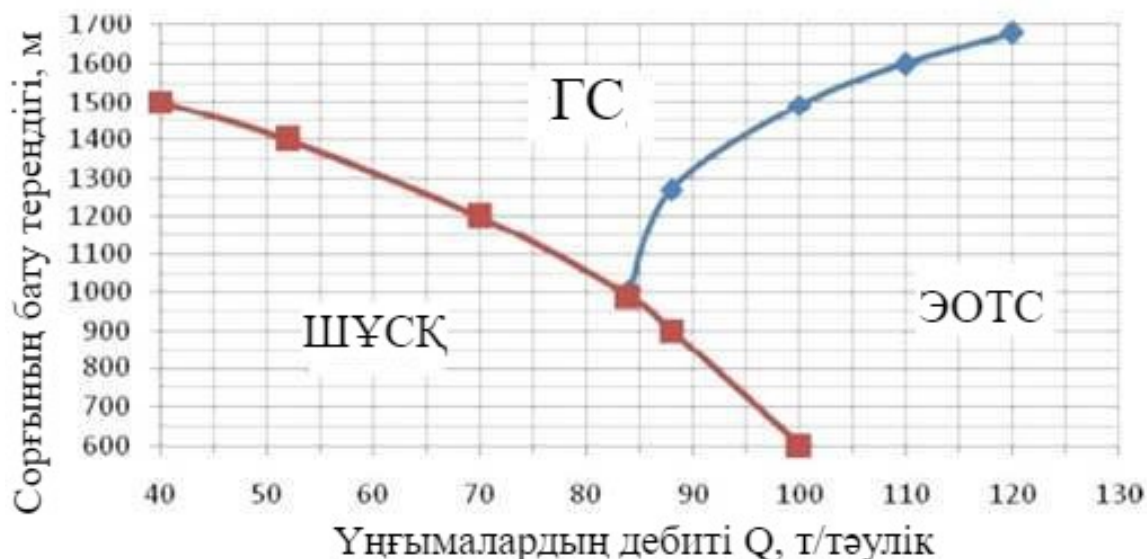
Жұмыстың мақсаты- төмен дәрежелі ұнғымаларды тиімді пайдаланудың қолданыстағы тәсілдерін талдау. Жұмыста төмен дәрежелі ұнғымаларды жіктеу мәселелері қарастырылады, қолданыстағы пайдалану әдістері талданады, олардың артықшылықтары мен кемшіліктері анықталады, Қазақстан кен орындарында пайдалану тәжірибесіне шолу жасалады, төмен

дәрежелі ұңғымалар қорын пайдалануды оңтайландыру жолдары ұсынылады. Ұңғыманың белгілі бір өнімділігін (дебитін) қамтамасыз ететін мұнай қабатының ең маңызды сипаттамасы- ұңғыманың (көтергіштің) және қабаттың жұмысының жиынтығы мен дәрежесін білдіретін өнімділік коэффициенті. Осы параметрге байланысты әртүрлі пайдалану әдістері қолданылады. Бұл жағдайда ұңғыманы пайдаланудың ең ұзақ кезеңі, әдетте, салыстырмалы түрде аз шығынмен сипатталатын сорап кезеңі болып табылады (алдыңғы фонтандымен салыстырғанда; және компрессорлық кезеңдер). Дегенмен, сорап ұңғымаларының шығыны айтарлықтай кең ауқымда өзгеруі мүмкін [1]. Мұнай өндіру тиімділігінің маңызды экономикалық көрсеткіші - оның құны жер асты және жер үсті жабдықтарын таңдауды анықтайтын ұңғымаларды пайдалану жағдайларына, пайдалану режимін белгілеуге және ұңғымалардан сұйықтықты айдау режиміне байланысты. Сонымен қатар, ұңғымаларды жерасты жөндеудің жиілігі мен сипаты мұнай өндірудің өзіндік құнына айтарлықтай әсер етеді. Пайдалану шарттары, пайдалану режимі және айдау режиміне байланысты ұғымдарды нақты ажырату керек: . Пайдалану шарттары ұңғыманың геологиялық-физикалық сипаттамасын білдіреді. Пайдалану объектісінің тереңдігі, сұйықтықтың көтерілу биіктігі, айдалатын мұнайдың, судың, газдың құрамы, сұйықтықта құмның болуы және т.б. – мұның бәрі ұңғыманы пайдалану шарттарын құрайды. Ұңғыманы пайдалану режимі, қабаттан ұңғымаға сұйықтық ағынының көлемдік жылдамдығының шамасымен анықталады. Тұрақты және айнымалы режимдерді ажыратылады. Уақыт бойынша өзгермейтін ағын жылдамдығымен режим - тұрақты, әйтпесе, айнымалы деп аталады. Әдетте ұңғымаларды пайдалану режимі уақыт өте келе бірқатар себептерге байланысты өзгереді: қабаттан ұңғымаға сұйықтық ағыны жағдайларының өзгеруі, сорап тозған сайын оның өнімділігінің төмендеуі, жабдықты жөндеуді тоқтату және т. б. Сорап режимі- сорап қондырғысының жұмыс режимін білдіреді, ол сорап қондырғысы келесі үш параметрінің үйлесімімен анықталады: сораптың диаметрі, оның жүру ұзындығы және теңгергіштің тербеліс саны. Жоғарыда келтірілген анықтамалардан ұңғыманы пайдалану және айдау режимдері мүлдем басқа ұғымдар екенін көруге болады, олардың арасында бір-біріне тәуелділік жоқ: бірдей жұмыс режимін, жалпы жағдайда әртүрлі айдау режимдері арқылы жүзеге асыруға болады. Ерекшелік- сорап қондырғысы өз мүмкіндіктерінің шегіне жақын режимде жұмыс істейтін жағдайлар. Қазақстан кен орындарында ұңғымалар қорын пайдалануды жақсарту жолдары сияқты өндіру әдісін таңдау мәселелеріне көптеген ғылыми-практикалық жұмыстар арналған. АҚШ-та төмен дәрежелі Ұңғымаларды пайдаланудың үлкен тәжірибесі жинақталған. Осылайша, 90-шы жылдары АҚШ-тағы мұнай ұңғымаларының қоры 580 мыңнан астам болды, ал мұнай өндіру 428 миллион тоннаны құрады. Ресейде осындай жылдары мұнай ұңғымаларының қоры 5 есе аз болды (120 мың), ал мұнай өндіру 520 миллион тоннаны құрады, яғни 20% ға көп. АҚШ — тағы мұнай ұңғымаларының 90% - дан астамы механикаландырылған тәсілмен пайдаланылады: ұңғымалық штангалық сораптар (ШҰСҚ) - 85 %; электр орталықтан тепкіш сораптар қондырғыларымен (ЭОТС) - 3 %; газлифт тәсілімен (ГС)- 10%; гидро поршенді сораптармен (ГПС)-2% (сурет.1). Сонымен қатар, мұнай ұңғымаларының 73% - ы тәулігіне 0,39 т орташа мұнай дебиті бар төмен дебитті қордың ұңғымаларына жатады. АҚШ-тың мұнай өндіру саласындағы мамандары АҚШ-тың мұнай ұңғымаларын пайдалану ең қарапайым және үнемді деп санайды. Бұл ретте олар Ұңғымаларды әртүрлі типтегі сораптармен жабдықтауға арналған ең төменгі күрделі шығындардың аймақтарын анықтады (сурет. 1) және Ұңғымаларды әртүрлі типтегі сораптармен жабдықтау кезіндегі минималды пайдалану шығындарының аймақтары (сурет. 2) Ұсынылған суреттерден көріп

отырғаныңыздай, төмен дебитті ұңғымалар үшін ШСН –ды күрделі шығындар бойынша пайдалану, ең оңтайлы болып табылады.



1-сурет-Ұңғымаларды әртүрлі типтегі сорсораптармен жабдықтауға арналған ең төменгі күрделі шығындар аймағы: ШҰСҚ, ГС, ЭОТС



2-Сурет-Ұңғымаларды әртүрлі типтегі сораптармен жабдықтау кезіндегі минималды пайдалану шығындарының аймақтары

Пайдаланудың дұрыс механикаландырылған әдісін таңдау-төмен дебитті ұңғымалар қорын пайдалануды оңтайландырудың алғашқы қадамы. Екінші қадам-инновациялық әзірлемелерді енгізу және қолда бар сорап конструкцияларын жетілдіру. Алайда, пайдаланудың дұрыс механикаландырылған әдісін таңдап қана қоймай, мүмкін болатын инновациялық әзірлемелерді енгізіп қана қоймай, оңтайландырудың басқа әдістерін қолдануды қарастыру қажет. Мысалы, ұсынылады:

- \* ұңғымалар өнімінің сулануын айтарлықтай төмендетуге бағытталған геологиялық-техникалық іс-шараларды жүргізу;
- \* қабаттарды селективті окшаулауды жүргізу;
- \* Сұйықтық пен газдың бағаналы ағындарын жою;
- \* қабатқа су айдау кезінде өтемақы коэффициентін шектеу;

\* кенжар қысымының мәнін оңтайлы деңгейге дейін және қабаттың депрессиясын шектеу;

\* орташа және жоғары коллекторлық қасиеттері бар қабаттардағы жұмыс көлемін шектеу.

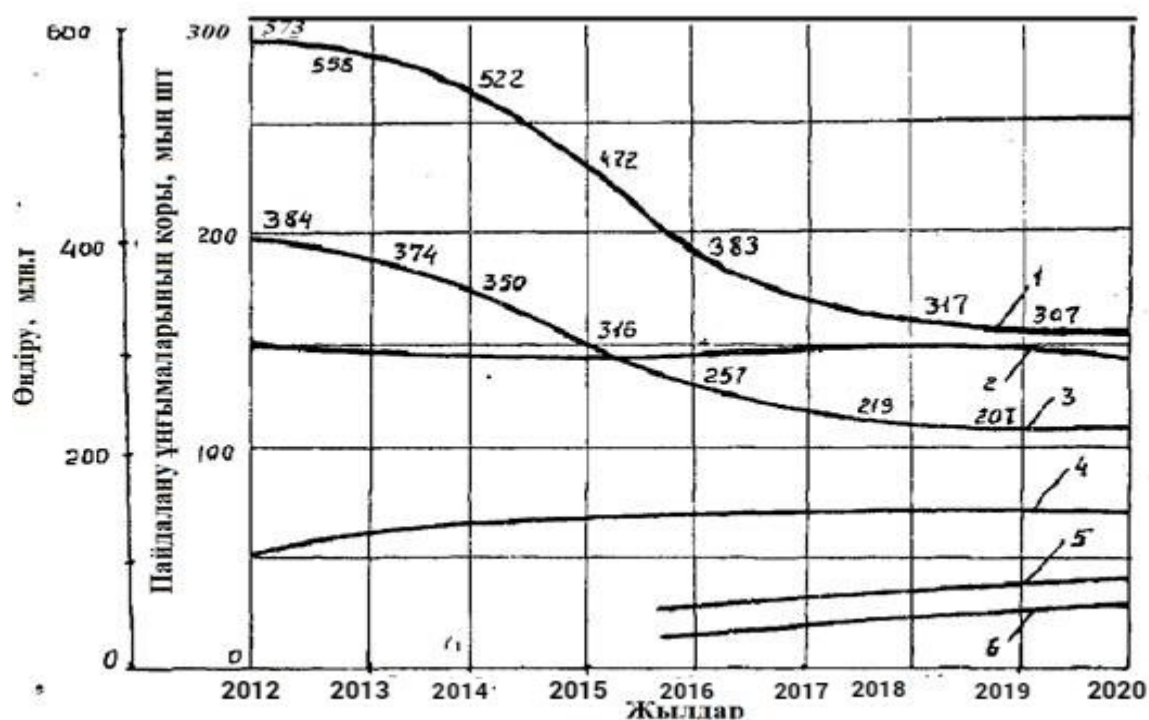
Сондай-ақ, зерттеушілер ұңғымаларды бұрғылау және ұңғыманы жетілдірілген ұңғымалар арқылы пайдалану, белсенді емес ұңғымалар қорын реанимациялау бойынша жұмыстарды кеңейтуді ұсынады [2]. Төмен дебитті ұңғымаларды пайдалануды оңтайландырудың озық әдістерінің бірі, мерзімді және қысқа мерзімді пайдалану әдістері болып табылады. Алайда, бұл әдістер үшін жетілдірілген тәсілдер бар. Төмен дәрежелі ұңғымаларды пайдалануды оңтайландырудың ең тиімді әдістерін қарастырылды. Мұнай өндіруші елдерде ШҰСҚ дамуы сорап штангалары мен сорап - компрессорлық құбырлардың (СКҚ) беріктік сипаттамаларын үнемі жақсарту, сорап поршені мен цилиндр беттерінің дәлдігі мен тозуға төзімділігін арттыру, оның клапан қондырғыларын жаңарту, жүк көтергіштігі мен беттік жетектің (тербелетін станоктың) қуатын арттыру, кинематиканы жетілдіру жолымен жүрді. ШҰСҚ қондырғыларын газдың жоғары мөлшері, өндірілетін өнімдегі құм қоспалары, парафин шөгінділері және коррозиялық-белсенді компоненттердің болуы кезінде сораптың сенімді жұмыс істеуін қамтамасыз ететін арнайы жинақтаушы бұйымдармен құру және жарактандыру жұмыстары қарқынды жүргізілді. Қазіргі уақытта мұнай өндіру жабдықтарын өндірушілер тереңдік сорап жабдықтарының негізгі түрлерін сериялық өндіру міндетін толығымен шешіп, оларды өндіру сапасын едәуір арттырды. Алайда, мұнай компанияларына ШҰСҚ-ны төмен дебитті ұңғымаларды пайдалануға мүмкіндік бермейтін мәселелер мен проблемалар кешені қалады. Бұл жоғарыда айтылды. Осы мәселелерді шешудің нұсқаларын қарастырыңыз. ШҰСҚ-дың жер үсті жабдықтарының "инерциясы" мәселесін ұңғыманың жұмысын оңтайландыру арқылы шешуге болады. Ол үшін ұңғымаларды кешенді зерттеу қажет, атап айтқанда, жылжымалы автономды тербеліс көмегімен, ол әртүрлі айдау режимдерімен ұңғыманы сынақтан өткізуді қамтамасыз етеді. Тағы бір нұсқа - қуатты іргетастарды қажет етпейтін (ұңғыманың баған басына тіреу) және массасы аз жаңа гидрленген тербелмелі станоктарды пайдаланған дұрыс [4]. ШҰСҚ-дың төмен тиімділігі мәселесін жан-жақты шешу керек. Біріншіден, жұмыс жүктемелерін ұлғайтуға және өз ресурсын пайдаланған тербелмелі станоктарды, сорап штангаларын және штангалық сораптарды пайдалануға жол бермеу; екіншіден, техникалық қызмет көрсетуді бірінші кезекте – тербелетін станок үшін іргетасқа немесе қадалар негізіне орнату. Штангалық сорап қондырғыларымен жабдықталған көптеген ұңғымаларды зерттеу көрсеткендей, іргетастар мен қадалардың негіздері апатты жағдайда, тербелетін станоктардың жақтаулары қисайған, жетектердің өздері жарықтар түрінде көптеген зақымдарға ие. Бұл ретте тербелмелі станоктардың негізгі тораптарына жүктемелер ретсіз түрде қайта бөлінеді, бұл көбінесе қалыпты пайдалану кезінде аз жүктелетін тораптар бойынша авариялық істен шығуларға әкеледі (байланыстырушы шыбықтар, теңгергіштер, теңгергіш тіректер, жақтау және т.б.) [3]. Үшіншіден, өндірушілер жабдықтың әртүрлі бөліктерін өндірушілер апатқа немесе апатқа кінәлі жағдайларды болдырмау үшін толық қондырғыларды шығаруды реттеуі керек. Мұндай тәжірибе ЭОТС-пен жұмыс істеген кезде, жабдықты толық сатып алу туралы шешім қабылданған кезде өтті. Өндірушілер жабдықтың бір түрін емес, кешенді жеткізуге дайындай бастады. Толық (кешенді) қондырғыларды шығаруға іс жүзінде барлық жетекші ЭОТС өндіруші компаниялар көшті. Мұндай жиынтық қондырғыға кіреді: су өткізбейтін суасты электр қозғалтқышы, электр жетекті орталықтан тепкіш сорап, газ сепараторы немесе газ сепараторы-диспергатор, клапан жинағы, ыстыққа төзімді ұзартқышы бар кабельдік желі, станция басқару элементтері, қосымша жабдықтар. Сонымен қатар, жабдықтарды жеткізуді, қызмет көрсетуді, жөндеуді және көбінесе ұңғымалық сорап қондырғыларын енгізу және шығару жұмыстарын жүргізуді қамтамасыз ететін қызмет көрсету орталықтары мен қызметтерінің желісін құру қажет. Дәл осы жолмен, ұңғымалық штангалық сорап қондырғыларын өндірушілер де жүруі керек. Бұл [4,5] еңбектерінде келтірілген нақты деректерден және 2010-2020 жылдар аралығындағы

өзгерістің болжамды бағаларынан, ұңғымалардың өнімділігі әртүрлі қорлардың үлесінен көрінеді (кесте 1). Қор құрылымының нашарлауының әсерінен мұнай өндірудің капитал сыйымдылығы мен еңбек сыйымдылығының өсуі байқалады (Сурет 3.). Кен орындарын игерудің дәстүрлі технологиясымен қиын алынатын қорлар мұнай алукоэффициентінің өте төмен мәндерімен сипатталады.

Әр жылдардағы ұңғымалар өнімділігі

Кесте. 1

| Мұнай өндіру(орташа мән)     | %     |
|------------------------------|-------|
| Дәстүрлі                     | 39-41 |
| Күрделі кен қабаттары        | 17-20 |
| Терең орналасқан горизонттар | 9-25  |
| Қалған кен қорлары           | 0-15  |
| Жоғары тұтқырлы мұнайлар     | 10-40 |
| Газ аймағындағы аудандар     | 15-35 |



Сурет 3.Жылдар бойынша мұнай өндірудің төмендеу графигі

## ҚОРЫТЫНДЫ

Соңғы онжылдықта тіркелген мұнай қорлары құрылымының нашарлауы объективті түрде өндіруші мұнай ұңғымаларын пайдалану жағдайларының күрделенуіне әкеледі. Нәтижесінде стандартты мұнай өндіру жабдығының жөндеу аралық кезеңі қысқарады, арнайы орындалған жабдықты дайындауға жұмсалатын шығындар ұлғаяды.

Қиыншылықтармен күресудің қазіргі әдістері көп және әртүрлі. Алайда, олардың ешқайсысы күрделі жағдайларда мұнай ұңғымаларын пайдалану кезінде туындайтын барлық мәселелерді шеше алмайды. Күрделі жағдайларда өндіруші мұнай ұңғымаларын үнемді пайдалану ең жағымсыз асқыну факторларының әсерін барынша азайтуға мүмкіндік беретін әдістерді іске асырмай мүмкін емес. Сонымен қатар, бүгінгі күнге дейін олардың ең маңыздыларына жан-жақты әсер етуге мүмкіндік беретін әмбебап құрал жоқ. Барлық белгілі әдістер тек бір күрделі фактордың теріс әсерін бейтараптандыруға бағытталған. Сонымен қатар, көптеген жағдайларда бір асқынудың жағымсыз салдарын бейтараптандыру екіншісінің әсерін күшейтеді.

Төмен деңгейлі ұңғымалар қоры газ факторының жоғарылауы немесе АШПШ түзілуі сияқты асқыну болып табылады. Атқарылған жұмыс барысында кен орындарында төмен дебитті ұңғымаларды пайдалануды оңтайландыру әдістері ұсынылды. Ең оңтайлы әдіс-дұрыс таңдалған ЭОТС және өндіруші мұнай ұңғымаларын қысқа мерзімді пайдалану (Ұңғымаларды қысқа мерзімді пайдалану-ҚМП).

Қорытындылай келе, мұнай өндіру ұңғымаларын қысқа мерзімді пайдалану әдісі оларды пайдалану кезінде туындайтын күрделі факторлармен күресте қажет екенін атап өткен жөн. Бірақ ол мұнайшы-практиктерге қуатты құрал береді, оның көмегімен белгілі бір дәрежеде барлық негізгі күрделі факторлардың жағымсыз көріністерін әлсіретуге болады, кейбір жағдайларда оларды толығымен бейтараптандыруға болады.

### ӘДЕБИЕТТЕР

1. Адонин А.Н. Выбор способа добычи нефти /А.Н. Адонин. — М.: «Недра», 1971.-360 с.
2. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. М.: «Недра», 1983. -362 с.
3. Дроздов Л.И. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: учебное пособие. – М: Макс Пресс, 2008. - 312 с.
4. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.
5. Подкорытов А.А. Повышение эффективности добычи нефти на малodeбитном фонде скважин путем внедрения винтовых насосных установок// Научный форум. Сибирь, 2017. –Т. 3. – № 2. – С. 42.
6. Сундетов М. Е. Определение эффективности периодической эксплуатации малodeбитного фонда скважин на примере Шингинского месторождения / М. Е. Сундетов ; науч. рук. И. В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4- 8 апреля 2016 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2016. – Т. 2. –стр. 1096-1099.
7. Томскнефть тестирует новую технологию для разработки малodeбитных скважин / Портал «Томский Обзор». – Электронный ресурс. – Режим доступа <https://obzor.city/article/571570---tomskneft-testiruet-novuju-tehnologiju-razrabotki-malodebitnyh-skvazhin>

## АНАЛИЗ И СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ РАБОТ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ, ВСКРЫВШЕЙ НЕПОЛНОСТЬЮ ФРАГМЕНТ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В ВИДЕ СЕКТОРА

СЕЙТЖАНОВ САКЕН СЕРИКБАЕВИЧ

Старший преподаватель Кызылординского университета  
имени Коркыт Ата, PhD, Казахстан, г. Кызылорда

### Түйіндеме

Ұсынылып отырған жұмыста мұнай кеніштегі қабаттарды әртүрлі қашықтықпен ашу үшін көлденең ұңғымасының құрлысын дұрыс орналастырып және оның өнімділігін арттыру әдістерін анықтау қарастырылған. Бұл қиыншылықтарды шешу үшін геолого-математикалық жолмен модель жасау арқылы шешім тапты.

### Resume

A uniform fan arrangement on a circular formation with different distances from its center to the entrance to the formation of the initial section of horizontal trunks is considered. This problem was solved by creating a geological and mathematical model of a circular reservoir drained by horizontal wells of various lengths.

*Ключевые слова: гидродинамика, профиль приемистости, течение в пористой среде, мощность, субкапиллярный канал, заводнение, добыча нефти и газа, пористая среда.*

Зона дренирования горизонтальной скважиной в форме сектора имеет место при освоении шельфовых месторождений с использованием платформ и на материковых залежах, когда бурения осуществляется из бурового станка без изменения его местонахождения при бурении скважин с разными направлениями горизонтальных стволов. Так, например, при создании ПХГ на истощенном газоконденсатном месторождении Кушевское с буровой установки с постоянным месторасположением пробурены, шесть горизонтальных стволов в различных направлениях. При этом углы секторов и длина горизонтальных стволов выбраны неидентичными.

В настоящее время имеется весьма приближенная методика определения производительности горизонтальных скважин, вскрывших полностью фрагмент нефтяной залежи в форме сектора при одинаковых углах этих секторов, конструкциях горизонтальных стволов и депрессиях на пласт. Простые расчетные методы, с приемлемой точностью, для определения дебита нефти горизонтальной скважин неполностью вскрывшей фрагмент в виде сектора даже при их идентичных конструкциях и режимах эксплуатации не разработаны.

Однако определения производительности горизонтальных скважин, с веерным расположением в особенности при освоении шельфовых месторождений становится необходимостью.

Определению производительности горизонтальных нефтяных и газовых скважин, дренирующих фрагмент залежи секторной формы посвящено ограниченное число научно-исследовательских работ. Приближенный метод оценки производительности горизонтальных газовых скважин, вскрывшей фрагмент залежи в секторной форме, приведенный в работе [5, с. 20] базируется на методике разработанной в работе [2, с. 191] для нефтяных горизонтальных скважин равномерно расположенных на одном ярусе и полностью вскрывающих однородную круговую залежь с одинаковыми депрессиями на пласт и конструкциями горизонтальных стволов. Практически все работы посвященные производительности горизонтальных нефтяных и газовых скважин допускают, что зона дренируемые этими скважинами имеет круговую форму и углы секторов приходящие на каждую скважину идентичны. При этом они полностью вскрывают сектор. Для фрагмента

залежи круговой формы дренируемой горизонтальными скважинами, с веерным их расположением, приближенные методы определения их производительности рекомендованы в работах [2, с. 191], [3, с. 167], [4, 205], [5, с. 20] и др. Позднее в работе [1, с. 204] эти методы были использованы для горизонтальных газовых скважин с веерным расположением на одном ярусе, путем замены давления в формулах полученных для несжимаемой жидкости, потенциальной функцией. Согласно [2, с. 191] дебит один из « $n$ » горизонтальных скважин с равномерным веерным расположением в центре круговой залежи можно определить по формуле:

$$Q_H = 2\pi h k_r (P_{пл} - P_3) \left[ \ln \ln \frac{4R_c}{L_c} + \frac{h}{nL_c} \ln \ln \frac{h}{2\pi R_c} \right]$$

(1)

где  $h$  – толщина пласта;  $k$  – проницаемость;  $P_{пл}$ ,  $P_3$  – пластовое и забойное давления;  $R_c$  – радиус сектора, дренируемого горизонтальной скважиной;  $L_c$  – длина горизонтального участка ствола;  $n$  – числа горизонтальных скважин дренирующих фрагмент залежа круговой формы;  $R_c$  – радиус горизонтального ствола.

Отсутствие простых и сравнительно точных методов определения производительности горизонтальных скважин, вскрывших частично фрагмент секторной формы, обуславливает необходимость решения этой задачи численным методом, путем создания геолого-математической модели фрагмента нефтяной залежи секторной формы с различными емкостными и фильтрационными свойствами и вскрытой частично и полностью горизонтальной скважиной. Такая работа была выполнена на моделях фрагментов нефтяной залежи секторной формы при углах сектора  $\alpha=45^0$ ,  $30^0$  и  $22,5^0$  (см. рис. 1), его радиусах  $R_{к.сек}=3000$  м и  $R_{к.сек}=6000$  м; проницаемостях фрагмента  $k=10$ ,  $50$ , и  $250$  мД и длинах горизонтального ствола  $L_c$  равных  $L_c=R_{к.сек}$  (полное вскрытие сектора);  $\underline{L} = L_c/R_{к.сек}=0,734$ ;  $\underline{L} = L_c/R_{к.сек}=0,467$ ;  $\underline{L} = L_c/R_{к.сек}=0,267$ . По полученному, при этом дебиту для постоянной величины депрессии на пласт, в зависимости от относительного вскрытия сектора горизонтальным стволом  $\underline{L} = L_{гг}/R_{к.сек}$ , определяется относительный дебит скважины  $\underline{Q}_H = Q_H(L_{гг.непол})/Q_H(L_{пол} = R_c)$  и строится графическую зависимость  $\underline{Q}_H$  от  $\underline{L}$ .

Производительность скважины любой конструкции зависит от геологических и технологических факторов; в частности, от:

- проницаемости вскрываемого пласта;
  - формы зоны дренируемой рассматриваемой скважиной;
  - параметра анизотропии;
  - степени загрязнения и последующего в процессах продувки и эксплуатации скважины очищения призабойной зоны от промывочной жидкости;
  - наличия конденсата в газе, его выпадения и частичного выноса из призабойной зоны;
  - дегазации нефти в призабойной зоне, если в результате создания депрессии на пласт забойное давление будет меньше давления насыщения нефти газом и от других факторов.
- При вскрытии пласта круговой формы горизонтальными скважинами на одном ярусе к перечисленным выше факторам добавляется еще несколько специфических факторов, к которым прежде всего относятся:
- радиус сектора дренируемого горизонтальной скважиной;
  - угол сектора  $\alpha$ , т.е. число скважин равномерно расположенные в центре залежи или её фрагментов круговой формы;
  - конструкции скважин по диаметру и длине вскрывающих сектор круговой залежи;
  - создаваемые в этих скважинах депрессии на пласт, т.е. режима эксплуатации этих скважин;
  - удаленность начального участка горизонтального ствола от центра круговой залежи (в рассматриваемом случае вход в продуктивный пласт начального участка горизонтального ствола каждой скважины от центра круга составлял  $R_{вход}=100$  м. Это означает, что расстояния между двумя начальными участками горизонтальных стволов по диаметру составляет  $2R_{вход}=200$  метров. Ранее в работах Алиев З.С, Сомов Б.Е. и др. [6÷8, с. 54-57, 70-

73] было показано, что при различных емкостных и фильтрационных свойствах продуктивного газоносного пласта взаимодействие происходит при  $2R_{\text{вход}} < 500$  м. Для нефтеносных пластов такие исследования при веерном размещении «*n*» горизонтальных скважин на одном ярусе в точной постановке не проведены.

Следует подчеркнуть, что, как было отмечено выше, расстояние между двумя начальными участками горизонтальных стволов при проведении математических экспериментов было принято 200 м. Однако взаимодействие стволов, при эксплуатации горизонтальных стволов с веерным размещением в круговом пласте, связано не только с расстоянием между начальными участками стволов, но и с радиусом сектора (см. рис. 1). Аналогичное расстояние между горизонтальными стволами будет иметь место при радиусе  $R_{\text{вход}}$ , т.е. между начальными участками горизонтальных стволов и зависеть от числа скважин «*n*» с веерным расположением.

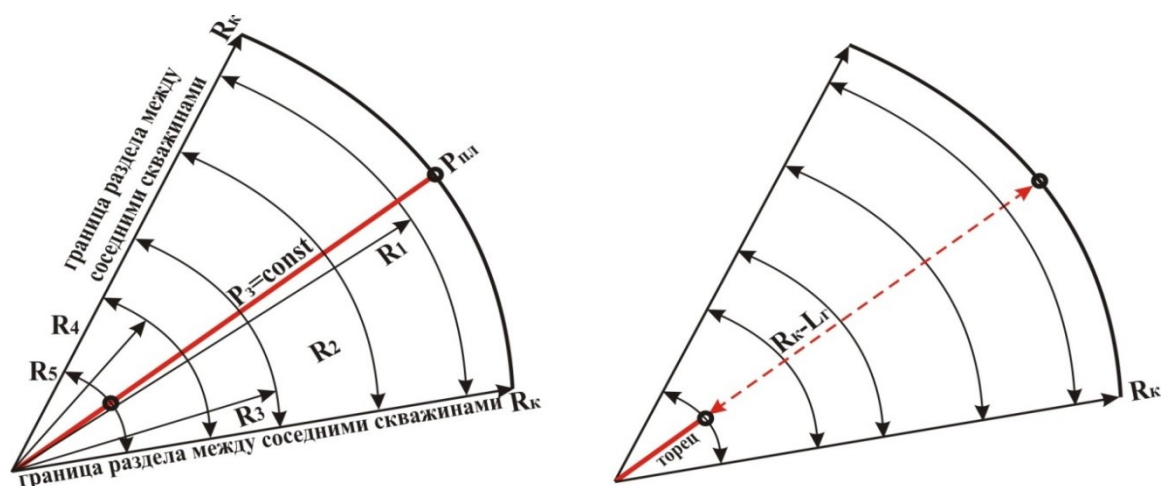


Рис.1. Схема расположения горизонтального ствола:

*a* – полностью, *б* – частично вскрывшего сектор пласта круговой формы при числе скважин  $n=8$

При  $R_{\text{вход}}=100$  метров и числе скважин  $n=4$  это расстояние составляет по периметру круга  $2\pi R_{\text{вход}}/4=6,283*100/4=157,1/4=157,1$  м. Однако при одновременной работе соседних скважин идентичных конструкций, вскрывших однородной пласт и эксплуатируемых с одинаковыми депрессиями на пласт, это минимальное расстояние между начальными участками горизонтальных стволов будет разделено на 2, т.е. каждый ствол будет дренировать половину расстояния между стволами. Это означает, что минимальное расстояние до границы зоны, дренируемой каждой скважиной, будет у входа горизонтального ствола в продуктивный пласт и составлять  $2\pi R_{\text{вход}}/4*2=78,5$  м. По мере увеличения числа скважин «*n*» это расстояние окажется меньше. Приведенный выше результат длиной (по кругу) 78,5 м был получен при  $n=4$  скважины. Если число скважин составит  $n=8$ , что равносильно углу сектора  $\alpha=22,5^\circ$ , то минимальное расстояние до границы зоны дренирования, у начала горизонтального участка, будет составлять  $78,5/2=39,2$  м. При проектировании разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения число горизонтальных скважина на одном ярусе было принято  $n=16$  и 8 единиц, что создает расстояние от начального участка до начального участка соседнего горизонтального ствола равное  $2\pi R_{\text{вход}}/16=628,3/16=39,3$  м. До границы зоны дренирования, на расстоянии  $R_{\text{вход}}=100$  м каждого ствола, длина составляет  $39,3/2=19,6$ . На таком расстоянии взаимодействие горизонтальных стволов оказывается более существенным, чем на расстоянии входа в продуктивный пласт горизонтального ствола по диагонали.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Алиев З.С., Шермет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. - М.: Изд. Нефть и газ, 1995, с 204.
2. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Чекушин В.Ф. Обоснования конструкции горизонтальных и многостольно-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений. - М.: Изд. Техника, 2001, с 191.
3. Алиев З.С., Бондаренко В.В., Сомов Б.Е. Методы определения производительности горизонтальных нефтяных скважин и параметров вскрытых ими пластов. - М.: Изд. Нефть и газ, 2001, с 167.
4. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. Изд. Печорское время, Печора, 2002, с 205.
5. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Ребриков А.А. и др. Возможности оценки дебита горизонтальной газовой скважины при неполном вскрытии фрагмента залежи, имеющий форму сектора. – М.: ВНИИГаз, 2009, с 20-30.
6. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Бондаренко В.В., Сейтжанов С.С. Определение производительности горизонтальной скважины, вскрывшей фрагмент нефтяной залежи, имеющей форму сектора. Методическое пособие. - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009.
7. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Сейтжанов С.С. Определение дебитов горизонтальных скважин, работающих на различных депрессиях. Журнал, Нефть, газ и бизнес, №10, Ч. I, 2009, с. 54-57.
8. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Сейтжанов С.С. Определение дебитов горизонтальных скважин, работающих на различных депрессиях. Журнал, Нефть, газ и бизнес, №11, Ч II, 2009, с. 70-73.

Форма заявки

|                                   |   |
|-----------------------------------|---|
| Ф.И.О (полностью)                 | Сейтжанов Сакен Серикбаевич   |
| Учебное заведение/Место работы    | Кызылординского университета имени Коркыт Ата   |
| Ученая степень, звание            | PhD   |
| Тема доклада                      | Анализ и состояние изученности работ по определению производительности горизонтальной скважины, вскрывшей неполностью фрагмент нефтяной залежи в виде сектора |
| Секция                            | 2   |
| Адрес, телефон, электронная почта | пр. Абая 66, 8-777-692-33-27, Seitzhanov_Saken@mail.ru  |

УДК 622.276.3

## ДОСТОВЕРНОСТЬ ПРЕДЛАГАЕМЫХ БЕЗРАЗМЕРНЫХ КРИВЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ДЕБИТОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

СЕЙТЖАНОВ САКЕН СЕРИКБАЕВИЧ

Старший преподаватель Кызылординского университета  
имени Коркыт Ата, PhD, Казахстан, г. Кызылорда

### Түйіндеме

Іс жүзінде бұл мәселені сектор түріндегі дөңгелек кен орнының фрагментін модельдеу және ұңғымалардың салыстырмалы дебиттері мен көлденең окпанның секторды салыстырмалы түрде ашуы арасындағы өлшемсіз бірліктерде тәуелділіктер құру арқылы сандық түрде шешуге болады. Бұл мәселені шешкен кезде алынған нәтижелердің дұрыстығына айтарлықтай әсер ететін екі параметр бөлінеді.

### Resume

In practice, a numerical solution to this problem is possible by modeling a fragment of a circular deposit in the form of a sector and constructing in dimensionless units the dependencies between the relative debits of wells and the relative opening of the sector by a horizontal trunk. When solving this problem, two parameters are distinguished that significantly affect the reliability of the results obtained.

Ключевые слова: гидродинамика, профиль приемистости, течение в пористой среде, мощность, субкапиллярный канал, заводнение, добыча нефти и газа, пористая среда.

Ранее было отмечено, что к настоящему времени не разработаны методы аналитического определения дебита горизонтальных нефтяных скважин при секторной форме зоны дренирования, с веерным равномерным расположением, при нелинейном законе сопротивления. В работе [2, с. 192, 3, с. 167] и др. для определения производительности горизонтальных нефтяных скважин с числом «*n*», полностью вскрывших круговую залежь, получена формула для определения дебита нефти при линейной связи между градиентом давления и скоростью фильтрации и длине горизонтального ствола  $L_c=R_k$ . Однако на практике, как правило, размеры зоны, имеющей форму сектора, превышают длину горизонтального ствола, т.е.  $L_c < R_k$ . Методика расчета дебита горизонтальной нефтяной скважины, не полностью вскрывшей сектор с любым углом, не разработана. Получение сравнительно простых аналитических методов определения производительности горизонтальных нефтяных скважин, дренирующих зону в форме сектора, связано с математическими трудностями из-за переменного расстояния от ствола скважин до контура зоны. В реальных условиях большинство горизонтальных скважин, в особенности при освоении шельфовых месторождений, дренируют зону, имеющую форму сектора, поэтому производительность таких скважин определяется с неприемлемо низкой достоверностью. На практике возможно численное решение этой задачи путем моделирования фрагмента круговой залежи в форме сектора и построения в безразмерных единицах зависимостей между относительными дебитами скважин и относительным вскрытием сектора горизонтальным стволом. При решении данной задачи выделяются два параметра, существенно влияющие на достоверность полученных результатов:

1. **Угол сектора**, дренируемого горизонтальным стволом, величина которого зависит от числа скважин, дренирующих участок залежи круговой формы. Угол сектора определяется числом скважин с равномерным веерным размещением. На число скважин при их веерном расположении влияют: запасы нефти на участке залежи; фильтрационные свойства пласта; длина горизонтального ствола; депрессия, создаваемая на пласт; параметр анизотропии и т.д. Как видно из рис. 2 а, б, вблизи границы участка залежи, условно принятого в виде круга, расстояние между стволами измеряется метрами, а у внешней границы определяется

формулой  $R=2\pi R_k/n$ , где  $R_k$  – радиус сектора,  $n$  – число скважин, дренирующих залежь. Близость стволов в центре залежи в зависимости от числа скважин приводит к сильному взаимодействию между ними. Изменчивость расстояния от ствола скважины до границы сектора по его радиусу не позволяет получить простую расчетную формулу для определения производительности таких скважин. Естественно, что чем меньше угол сектора, тем больше число скважин, дренирующих данный участок залежи, условно принятый в виде круга, и тем больше их взаимодействие. При допущении, что горизонтальные стволы размещены по кругу равномерно, пласт однородный и депрессии, создаваемые на пласт, во всех скважинах одинаковы, граница зоны, дренируемой каждой скважиной, будет находиться на середине расстояния между ними. Если депрессии, создаваемые в скважинах, будут различны, то границы зоны, дренируемой скважинами по радиусу сектора, будут проходить не по середине расстояний между стволами, а по более удаленной от скважины с большей депрессией границе [3÷8].

2. **Депрессии** на пласт, создаваемые в скважинах с различной полнотой вскрытия сектора круга. Как правило, под понятием депрессия на пласт понимается разность давлений на контуре зоны, дренируемой скважиной, и на забое, т.е. на стенке ствола. При предположении, что скважина дренирует зону круговой формы депрессия на пласт определяется разностью давлений на контуре с радиусом  $R_k$  и на стенке скважины  $R_c$ , т.е.  $\Delta P=P_{пл.к}-P_z$ . Аналогичное условие может быть, без существенного искажения влияния депрессии на пласт, использовано при полном вскрытии полосообразного пласта горизонтальным стволом. В отличие от границ зоны дренирования, образующихся при вскрытии пласта вертикальным стволом и полном вскрытии полосообразного пласта горизонтальной скважиной с соответствующими значениями давлений на этих границах, при вскрытии сектора горизонтальным стволом расстояние от ствола до границы становится переменной величиной с соответствующим переменным давлением по периметру этой границы. Поэтому понятие о постоянстве депрессии на пласт от начала горизонтального ствола до его торца становится неприемлемым. Кроме близости границы зоны дренирования и изменчивости расстояния до нее на величину депрессии на пласт влияют потери давления по длине ствола при движении нефти от торца к началу горизонтального участка. Величина этих потерь связана с длиной и диаметром ствола, дебитом нефти, увеличивающегося от торца ствола до начала горизонтального участка.

Из изложенного выше следует, что из-за формы зоны дренирования и отсутствия постоянного пластового давления по периметру зоны дренирования, создать постоянную депрессию на пласт при любых соотношениях длины горизонтального ствола радиусу сектора  $R_k$  не представляется возможным. Так, например, при полном вскрытии сектора горизонтальным стволом, т.е. при  $L_z=R_k$ , максимальная депрессия у торца горизонтального ствола будет определяться как разница между давлением в точке А и у торца ствола, т.е.  $\Delta P=P_{точ.А}-P_{з.тор}$ . Если для любой длины горизонтального ствола за величину пластового давления принимать  $P_{пл.точ.А}$ , то это будет теоретически неприемлемо, т.к. при малых длинах ствола, например при  $L_z=0,1R_k$ , депрессия на пласт не будет идентична депрессии, полученной для  $L_z=R_k$ . Кроме того, для длин горизонтального ствола  $L_z=R_k$  разница  $\Delta P=P_{точ.А}-P_{з.тор}$  будет справедлива только для этой точки, а по всему остальному периметру границы пластовое давление будет меньше, чем  $P_{пл.точ.А}$ . Из изложенного следует, что найти некоторую теоретически условную точку на периметре зоны, дренируемой горизонтальной скважиной, вскрывающей сектор, практически невозможно. Поэтому в настоящей работе для любых длин горизонтального ствола, расположенного в секторе, была принята одинаковая разность давлений у торца, определяемая как  $\Delta P=P_{гр.яч}-P_{з.тор.скв}$ . Эта величина принята постоянной для любых соотношений  $\underline{L} = L_z/R_k$ . Это означает, что относительные дебиты горизонтальной скважины, вскрывающей сектор, при любой длине ствола определяются как соотношение дебитов  $\underline{Q} = Q(L_z)/Q(R_k)$  при одинаковых депрессиях на пласт у торца скважины независимо от его длины. Создать одинаковую депрессию на пласт при различных длинах ствола возможно, если за  $P_{пл}$  принимать некоторую условную точку на периметре

границы зоны дренирования. Такой подход неоправданно снижает производительность горизонтальной скважины, вскрывшей пласт в форме сектора. Следует подчеркнуть, что авторы работы стремились создавать одинаковые депрессии на всех скважинах, расположенных в пределах рассматриваемой четверти круговой залежи. Определенные условия в величинах депрессий на пласт в скважинах, принятых в настоящей работе, имеются. Однако условия изменчивости расстояния от ствола скважин до границы зоны дренирования, где, как правило, принимаются значения контурного давления и его изменчивости по периметру границы зоны дренирования, обуславливали необходимость выбирать некоторую точку отсчета. В данном случае за точку отсчета принята разность давлений на границе ячейки и у стенки торца ствола, находящегося в этой ячейке. Величина принятого  $\Delta P$  незначительно увеличивается по мере приближения к началу горизонтального участка ствола из-за потерь давления при движении нефти по данному участку ствола [8, с. 141].

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Алиев З.С., Шермет В.В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. - М.: Изд. Нефть и газ, 1995, с 204.
2. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Чекушин В.Ф. Обоснование конструкции горизонтальных и многоствольно-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений. М.: Издательство «Техника». ООО «ТУМА ГРУПП», 2001, с. 192.
3. Алиев З.С., Бондаренко В.В., Сомов Б.Е. Методы определения производительности горизонтальных нефтяных скважин и параметров вскрытых ими пластов. - М.: Изд. Нефть и газ, 2001, с 167.
4. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. Изд. Печорское время, Печора, 2002, с 205.
5. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Ребриков А.А. и др. Возможности оценки дебита горизонтальной газовой скважины при неполном вскрытии фрагмента залежи, имеющий форму сектора. – М.: ВНИИГаз, 2009, с 20-30.
6. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Бондаренко В.В., Сейтжанов С.С. Определение производительности горизонтальной скважины, вскрывшей фрагмент нефтяной залежи, имеющей форму сектора. Методическое пособие. - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009, с. 53.
7. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. “Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозбойными скважинами”. М.: Недра, 1964.-154 с.
8. Сейтжанов С.С. Диссертация «Разработка методов обоснования производительности горизонтальных нефтяных скважин при различных формах зоны дренирования». – РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2011. - 144 с.

ӘОЖ 622.24:622.276622.24:622.276

## ПАЙДАЛАНУ ҰНҒЫМАЛАРЫН ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ ТҮРҒЫДА ТИІМДІ АЯҚТАУ ӘДІСІ

Жасуланов Арман Жасуланович, Бегимғалиев Дамир Нурхожаевич  
Қорқыт Ата атындағы ҚУ НД-21-1 оқу тобының студенттері  
Сүлейменов Нұржан Сұлтанұлы  
ғылыми жетекші, техника ғылымдарының кандидаты,  
«Инжинирингтік технологиялар» БББ жетекшісі

**Андатпа:** Мақалада ұнғыманың түпкі қабат аймағының ластану себептері талқыланады, өйткені ұнғыманы аяқтау бұрғылау кезінде технологиялық сұйықтықтардың өнімді қабаттың ұнғыма түбіндегі аймағына сүзілуін шектеуге бағытталған, бірақ игеру кезінде өнімді қабаттың бастапқы өткізгіштігін максималды қалпына келтіру.

Осыған байланысты ұнғыма құрылысы кезінде ұнғыманың түпкі құрылымын жобалау және ұнғы түп аймағын қалыптастыру процесі шешуші мәнге ие. «Ашық» түпті құрылымды ұнғыма түп аймағының гидродинамикалық жетілгендігі негізінен фильтрациялық қабықша және кольматациялық материалдардың ену аймағымен анықталады, өйткені олар жасаған фильтрациялық кедергіні жеңу үшін қабат энергиясының едәуір бөлігі жұмсалады.

**Аннотация:** В статье рассматривается причины загрязнения призабойной зоны пласта, так как заканчивание скважины ставит цель ограничить фильтрацию технологических жидкостей в призабойную зону продуктивного пласта (ПЗП) при вскрытии бурением, но при освоении обеспечить максимальное восстановление исходной проницаемости коллектора.

В этой связи при строительстве скважин определяющее значение имеют конструкция забоя и процесс формирования ПЗП. В конструкциях забоя с «открытым» стволом гидродинамическое совершенство ПЗС в значительной степени определяется фильтрационной коркой и зоной проникновения кольматирующего материала, т.к. на преодоление фильтрационных сопротивлений, создаваемых ими, затрачивается значительная часть пластовой энергии.

**Abstract:** The article discusses the reasons for the pollution of the bottom-hole formation zone, since the well completion aims to limit the filtration of process fluids into the bottom-hole zone of the productive formation during drilling, but during development to ensure the maximum restoration of the initial reservoir permeability.

In this regard, during the construction of wells, the design of the bottomhole and the process of formation of the bottomhole zone are of decisive importance. In bottomhole designs with an "open" borehole, the hydrodynamic perfection of the bottomhole zone is largely determined by the filter cake and the penetration zone of the bridging material, since to overcome the filtration resistance created by them, a significant part of the formation energy is expended.

**Кілт сөздер:** ұнғымаларды аяқтау, қабат түп аймағы, ұнғыманың түп аймағы, ұнғы түбі, ашық түп, фильтрациялық қабықша, кольматациялық экран, фильтраттың енуі.

**Ключевые слова:** заканчивания скважин, призабойная зона пласта, призабойная зона скважины, забой скважины, открытый ствол, фильтрационная корка, кольматационный экран, проникновения фильтрата.

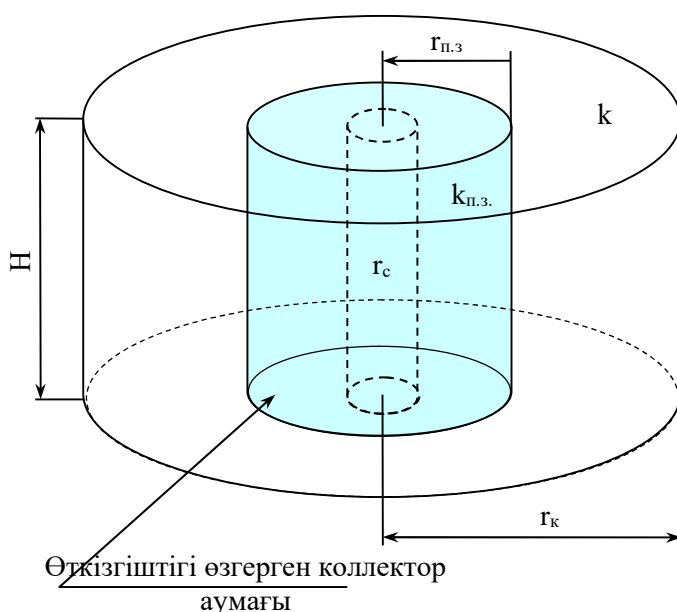
**Key words:** well completions, bottomhole formation zone, bottomhole zone of a well, bottomhole, open hole, filter cake, clogging screen, filtrate penetration.

Ұнғыманың гидродинамикалық жетілгендігін жоғарылату жайында айтар болсақ, бұл тақырып бойынша көптеген авторлар ұнғыма түп аймағының гидродинамикалық жетілгендігінің максималды төмендеу жолдарын қарастырады. Расында, қабатқа қандайда бір техногенді әсер ету оның айналасындағы белгілі бір аумаққа қабаттық қасиеттерін өзгертуге сөзсіз алып келеді. Ұнғыманы сапалы құру тапсырмасы – ұнғыма түп аймағында

қабат қасиеттерін минимальді өзгерту мен мұндай әсер жүретін аумақты максималды азайту болып табылады.

Ұңғыманы бұрғылау, аяқтау, күрделі жөндеу жұмыстарын жүргізу кезінде түп аймағының өткізгіштігін төмендететін бұрғылау ерітіндісінің майда бөлшектерінің, цементті ерітіндісінің, сондайақ фильтрациялық қабыршақтың әсері – қандай да бір ерекше құбылыс емес.

Бұл кері әсер ұңғыманың түп аймағының ластануына және «скин-аймақ» деп аталатын өткізгіштігі өзгерген аумақтың туындауына алып келеді. Бұл аймақтың ұзақтығы бірнеше мм-ден бірнеше см-ге дейін шамалануы мүмкін. Көптеген ұңғылар түп аймағының өткізгіштігін арттыру мақсатында қышқылдық өңдеу мен қабатты гидравликалық жару салдарына ұшырайды [1-5]. Демек, ұңғыманың түп аймағының өткізгіштігі әрқашанда бұрғылау мен аяқтау немесе ағынды қарқындалу процестерінде (тұз қышқылымен өңдеу, гидрожару және т.с.с) түртілмей қалған, қашық аймақтың өткізгіштігінен ерекшеленеді сурет -1.

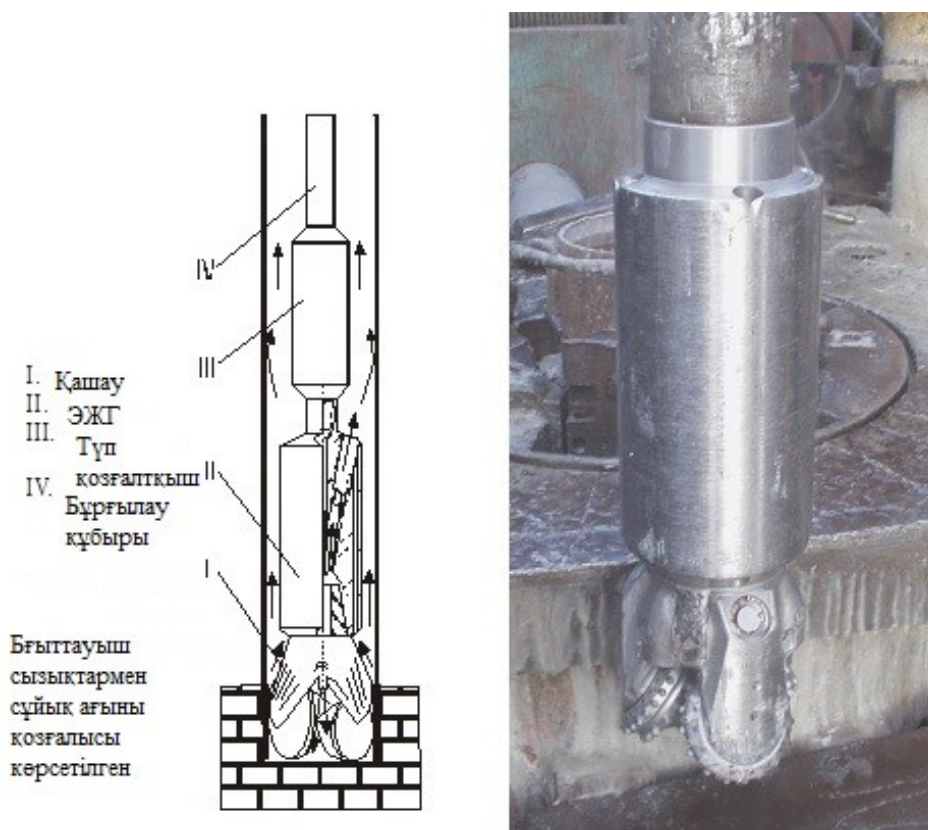


Сурет 1 - скин-аймақтың схемалық түрде құралуы көрсетілген ( $H$  - өнімді қабат биіктігі,  $r_k$  - қоректі аймақ радиусы,  $r_c$  - ұңғыма радиусы,  $r_{п.з.}$  - ұңғыма түп аумағы радиусы,  $k_{п.з.}$  - түп аумағы өткізгіштігі,  $k$  - түртілмеген аумақ өткізгіштігі)

**Қабатты тиімді ашу стратегиясы.** Жұмыс нәтижелері көрсеткендей, бұрғылау жылдамдығы мен қашау өткізуінің өсуі ЭЖГ-ға (эжекторлы гидросорап) қысымдар құлауына тәуелді, минималды қысым құлауы 3 МПа-дан кем болуы керек. Бұрғылау жылдамдығын жоғарылату 25-30%-ті құраса, қашаудың өткізуін өсіру 35-40%-ті құрайды. Қысымдар құлауын одан әрі жоғарылатса, көрсеткіштер де өседі: ЭЖГ-ға қысымдар құлауы 6,0 МПа кезінде жылдамдықтың өсуі 80-100%, өтімділігі 100-120% құрады сурет -2.

ЭЖГ қолданылып бұрғыланған ұңғымаларды сараптау көрсеткендей, ЭЖГ қолданудың барлық интервалдарында ұңғыма түбінің диаметрі номиналдыққа жақындаған, яғни ұңғыма қабырғасында ұңғыма түбінің беріксіздігі туындауына кедергі болатын жұқа мықты фильтрациялық қабыршақ қалыптасқан, ол кезде ұңғыманы меңгеру уақыты 25...30%-ға қысқарған.

Фильтрациялық қабыршақ пен кольматация аймағының ұңғыма өнімділігіне әсер ету дәрежесі түп конструкциясының типіне байланысты болады.



Сурет 2 – ЭЖГ-ның ұңғымада жұмыс істеу сызбасы.

Түбі хвостовикпен немесе цементтелген пайдалану бағанасымен шегенделіп, қабатқа жол перфорациялық арналар арқылы тесілетін вариантында ұңғыма түп аймағының (ҰТА) гидродинамикалық жетілгендігіне бұрғылау ерітінділерінің қатты және сұйық фазаларының ену аймағының әсері перфорациялық арналардың тереңдігі ену аймағының тереңдігінен аз болған жағдайда ғана сезіледі. Түп конструкциясының мұндай вариантында фильтрациялық қабыршақтың гидродинамикалық жетілгендікке әсері мардымсыз.

Жұтылу қысым индексі төмен және айналымдағы бұрғылау ерітіндісінің тығыздығының шамасын шектеуде ұңғыманы қысым градиентін басқару технологиясымен бұрғылауға болады сурет -3.

Бұл жүйеде жуу сұйықтығына арналған үш кеңістік бар (бұрғылау ерітіндісі):

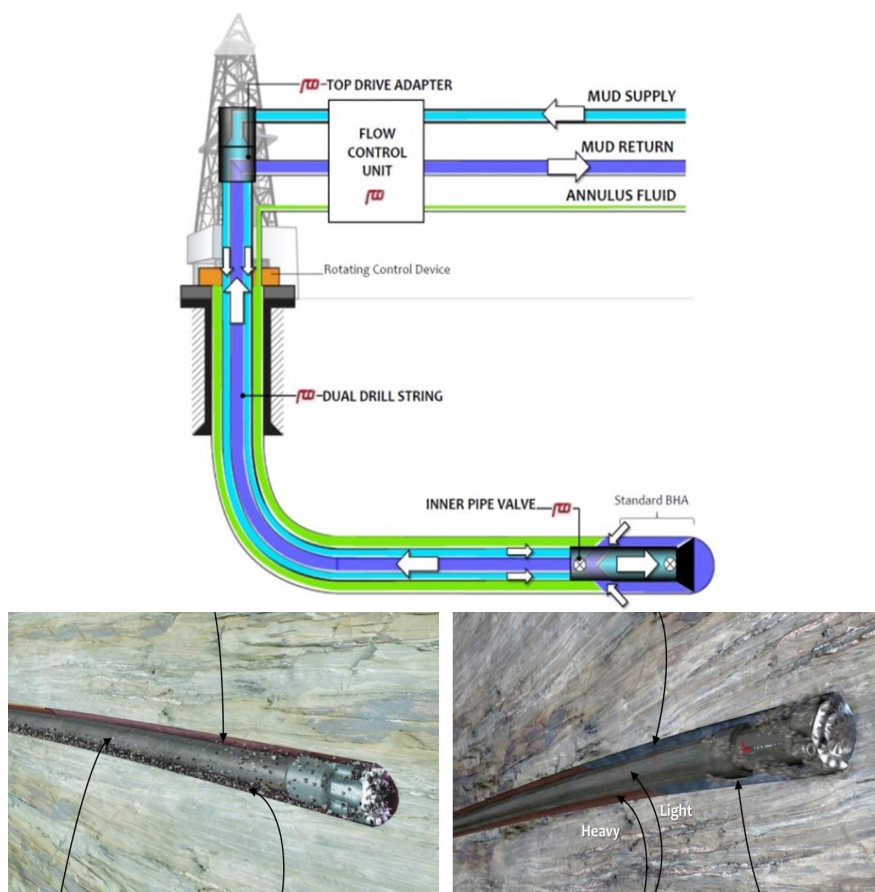
- Бағаналы кеңістік (annulus) - бұл тау-кен геологиялық жағдайларына, біріктірілген қысым графигіне және т. б. байланысты бірдей бұрғылау ерітіндісі немесе басқа тығыздықтағы бұрғылау ерітіндісі болуы мүмкін.
- Ұңғыманың ішіне бұрғылау ерітіндісін айналдыру үшін бұрғылау құбырының ішіндегі сыртқы контур
- Бұрғылау ерітіндісін айналдыруға және шламды бетіне шығаруға/шаюға арналған бұрғылау құбырының ішіндегі ішкі контур

Бұрғылау құбырының ішінде екі тізбектің болуына мүмкіндік беретін екі негізгі элемент:

1. Top Drive Adtapter (TDA) – жоғарғы жетектегі қосымша адаптер
2. Dual Float Valve (DFV) - бұрғылау құбырының бірінші, екінші немесе бағаналы кеңістігінде бұрғылау ерітіндісінің айналымын аударуға арналған түп клапаны

«Ашық» түппен аяқталатын конструкцияларда ҰТА-ның гидродинамикалық жетілгендігіне фильтрациялық қабыршақ пен кольматацияланатын материалдардың ену аймағы үлкен дәрежеде әсер етеді, себебі олар туындататын фильтрациялық кедергілерден өту үшін қабат энергиясының айтарлық бөлігі жұмсалады. Қабат түп аймағына (ҚТА) түскен бұрғылау ерітіндісінің фильтратының әсері оның коллекторға ену тереңдігі үлкен болған

жағдайда ғана сезіледі. Түп аймағы «Ашық» түпті типі бойынша жабдықталған ұңғыма қабырғаларының өткізгіштігін қалпына келтіру үшін фильтрациялық қабыршақты жою қажет [6].



Сурет 3 - Басқарылатын қысым градиентінде ұңғымаларды бұрғылау технологиясы  
Фильтрациялық қабыршақты жоюдың ең қарапайым әдісі – қышқыл ваннасын орнату.

Қабыршақта және кольматациялық аймақта қышқылға ерігіш компоненттер болған жағдайда мұндай өндеудің тиімділігі анағұрлым жоғарылайды. Ұсақталған бор, эктас, сидерит, целестин т.б қышқылмен өзара әрекеттескенде фильтрациялық қабыршақтың құрылымын тиімді бұзып, оның коллектор беткейінен жұлынуын жеңілдетеді [1-6].

#### ӘДЕБИЕТТЕР

1. Подгорнов В.М., Сулейменов Н.С., Ширдавлетов Н.Т. Фильтрационные барьеры вокруг горизонтальных стволов в гранулярных коллекторах Арыскупского месторождения. НТЖ//Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2012, №2. – с. 45-48.
2. Сулейменов Н.С., Подгорнов В.М. Удаление фильтрационных корок буровых растворов в процессе кислотной обработки с учётом фракционного состава карбонатного наполнителя НТЖ//Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019, №4. – с. 8–11.
3. Сулейменов Н.С. Влияния фракционного состава карбонатного наполнителя в фильтрационной корке бурового раствора на эффективность кислотной обработки. Международная конференция Рассохинские чтения. Россия, Ухта, 2020. – с. 218–223.
4. Сулейменов Н.С. Удаление фильтрационных корок буровых растворов в процессе кислотной обработки, статья. IV Международная научно-практическая конференция «Булатовские чтения» Россия, Краснодар, 2020. - с. 352-357.

5. Сулейменов Н.С. Кандидатская диссертация «Разработка технологических и методических решений по формированию фильтрационных корок буровых растворов для последующего эффективного разрушения при освоении скважины». - РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2020.

6. Евстифеев С.В., Панкратов Д.А., Подгорнов В.М., Сулейменов Н.С. Формирование и восстановление эксплуатационных качеств призабойной зоны скважин. Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи: Труды VII Международного технологического симпозиума. – М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2008. – С. 258–263.

## ҚАБАТ ҚЫСЫМЫН ҰСТАП ТҰРУ ЖҮЙЕСІН ЖЕТІЛДІРУ

ТАҢЖАРЫҚОВ П.А.ЕРЖАНОВА А.Т., АБУ Ж.О.

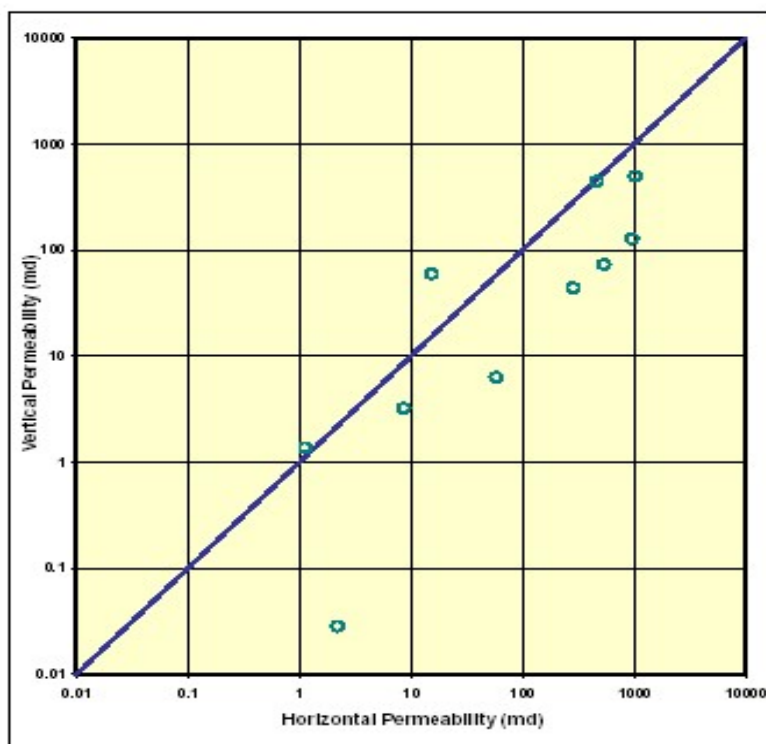
Ұңғымаларды дайындау кезінде қысымды ұстап тұру үшін өндірілген суды ұңғымаға айдау технологиясы қолданылады. Кәсіптік геология тұрғысынан мұнай және газ кен орындарындағы барлық сулар әртүрлі категорияға бөлінеді [1].

Меншікті сулар немесе басқаша қалдық сулар-бұл мұнай-газ қабатында пайда болатын қысымды сулар. Қабат суларының бұл түрі жер асты суларының негізгі түрі болып табылады. Мұнай және газ қабатындағы қысымды ұстап тұру үшін табиғи (тұщы немесе әлсіз минералданған) және ағынды (дренажды) суларды, негізінен қабаттағы (85%), тұщы (10%) және нөсерлі (5%) суларды айдауға болады. Қабатқа 1 млрд м<sup>3</sup> астам су, оның ішінде 700-750 млн м<sup>3</sup> тұщы су құйылады. Су айдау арқылы бүгінде барлық мұнайдың 86% - дан астамы өндіріледі. Бұл ретте 700 млн тоннаға жуық қабат суы мұнаймен бірге коллекторлардан айдалады. Әдетте, аудандық су айдау кезінде 1 тонна мұнайды өндіру үшін 10-15 м<sup>3</sup> су қажет (кейде 25-30 м<sup>3</sup>). Контурлық және контурішілік су айдау кезінде су шығыны едәуір аз және 1 тонна мұнайға орта есеппен 1,5-тен 2 м<sup>3</sup>-ке дейін. Ашық су көздерінің тұщы сулары мұнай қабаттарын су айдау үшін оңай қол жетімді және оларды мұнай кен орындарына айдағанға дейін күрделі арнайы дайындықты қажет етпейді.

Табиғи және ағынды суларда органикалық және бейорганикалық қоспалар болуы мүмкін. Табиғи суларда әр түрлі газдар, механикалық қоспалар, Fe(OH)<sub>2</sub> және Fe(OH)<sub>3</sub> темір гидроксиді болуы мүмкін, сондай-ақ белгілі бір дәрежеде су айдау процесіне микроорганизмдер әсер етеді. Сонымен қатар, ағынды суларда мұнай тамшылары, сондай-ақ 300 г/л дейін жететін тұздардың көп мөлшері болуы мүмкін. Айдау суындағы балдырлар, тұнба және темір қосылыстарының бөлшектері өнімді қабаттың кеуекті арналарын бітеп, айдау ұңғымаларының қабылдау қабілетін төмендетеді.

Айдалатын суда болатын микроорганизмдер қажетсіз қосылыстар түзе бастайды. Сонымен, сульфатты қалпына келтіретін бактериялар тіршілік әрекеті кезінде 100 мг/л дейін күкіртсутек шығарады. Кейіннен бұл коррозиялық белсенді газ мұнаймен бірге бетіне шығарылады және құбырларды, аппараттар мен жабдықтарды бұзады. Қабаттық қысымды ұстап тұру мақсатында су айдау кезінде сумен жабдықтау жүйесінің негізгі мәні, сапалы судың қажетті мөлшерін іздеуге және өндіруге, оны айдау ұңғымалары жүйесі арқылы қабатқа таратуға және айдауға арналған. Сумен жабдықтау жүйесін таңдау көбінесе кен орнын игеру сатысына байланысты. Соңғы уақытта су басу кен орнын игерудің басынан бастап жүзеге асырыла бастады. Кен орнын игерудің бастапқы кезеңінде мұнай сусыз өндірілетінін ескерсек, қазіргі уақытта тұщы судың көп мөлшерін қажет етеді. 1,4,5-сурет пен 1-кестеде Құмкөл кенішіндегі су айдау технологиясының көрсеткіштері келтірілген.

Кен орындарын орналастыру жобаларында кейіннен мұнай өндіру ұңғымаларындағы мұнай өнімінің өсуімен қатар суланудың өсуі жүретіндігі ескерілуі тиіс, сондықтан сумен жабдықтау жүйесі мұнай дайындаудың кәсіпшілік қондырғыларынан барлық кәсіптік сарқынды суларды қабат қысымын ұстап тұру (ҚҚҰТ) жүйесінде 100% кәдеге жаратуды ескере отырып жобалануы және салынуы тиіс. Өндірудің соңғы сатысында бір тонна мұнай алу үшін, 12 м<sup>3</sup> немесе одан да көп қабат суы қажет. Бұл сумен жабдықтау жүйесін қиындатады және қымбаттатады, өйткені қабат суларын өндіру көлемінің ұлғаюымен бұл суды механикалық қоспалардан, пленкалы мұнайдан дайындау және тазарту шығындары артады, сонымен қатар технологиялық жабдықтардың, су құбырларының, бекіту арматурасының коррозиясымен күресу жұмыстары артады. Сонымен қатар, ағынды суларда мұнайды сусыздандыру және тұзсыздандыру қондырғыларынан кейін беттік-белсенді заттар бар, олар жақсы жуу және мұнайды ығыстыру қабілеттеріне ие, бұл соңғы экстракцияның жоғарылауына әкеледі [2]. Отандық және шетелдік кен орындарын игеру тәжірибесі көрсеткендей, су басу қабат қысымын ұстап тұрудың тиімді әдісі болып табылады, бірақ оны жүзеге асыру технологиясына қажетті талаптарды қатаң сақтай отырып жұмыс жасау қажет.



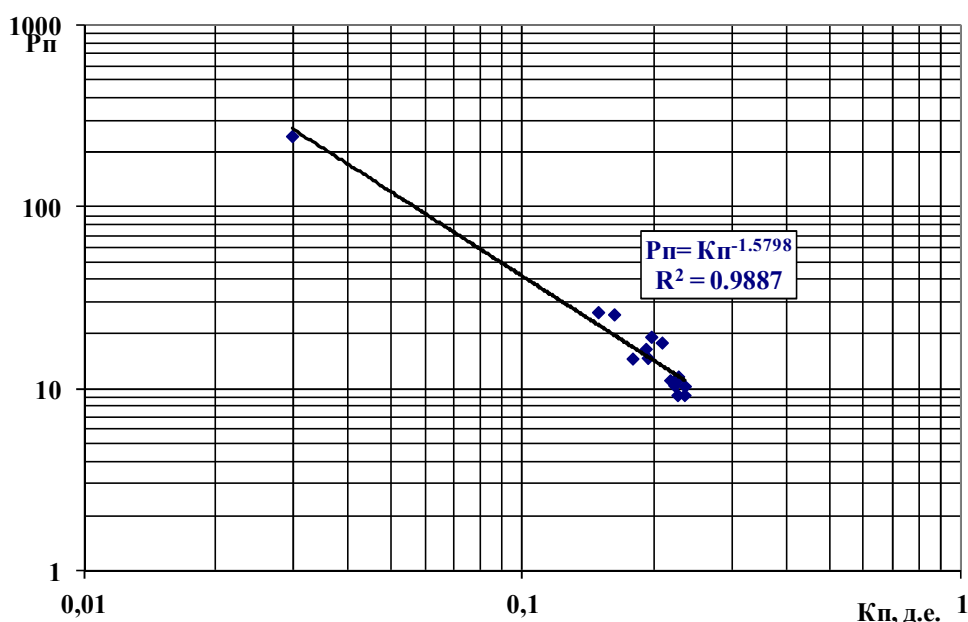
2-сурет .Өткізгіштік коэффициентін анықтау

ҚҚҰТ жүйесі үшін пайдаланылатын суларды дайындаудың қажетті дәрежесін белгілеу кезінде мұнай қабатының геологиялық - физикалық қасиеттері (кеуектілігі, өткізгіштігі), тау жыныстарының құрамы, қабат құрайтын коллекторлардың негізгі қасиеттерінің өзгеру диапазоны, тау жыныстарындағы саздардың сапалық құрамы мен саны, қабат пен айдалатын судың физика-химиялық қасиеттері ескерілуі тиіс.

Қабатқа айдалатын суларға қойылатын негізгі талап, мұнайды ығыстыратын жоғары қасиеттермен қатар, сүзудің жоғары дәрежесін қамтамасыз ету болып табылады. Бір кен орнында да айдау ұңғымаларының қабылдау қабілеттілігінің өткізгіштігінің төмендеу сипаты өте алуан түрлі және қолданылатын сулардың сапасына байланысты(сурет2).«Мұнайгазгеолсервис» ЖШС Арысқұм кен орнының 130 ұңғымасында зерттеулері нәтижесінде кеуектілік коэффициенті мен сумен қанықтыру коэффициенттерінің параметрін анықтау  $R_p=f(K_p)$  и  $R_n=f(K_v)$  теңдеулерімен анықталды:  $R_p=K_p^{-1,5687}$  аппроксимациясы  $R^2=0,9776$  дәлдікпен жасалған (сурет 3).

Ұңғымаға іргелес аймақтың өткізу қасиеттерінің нашарлауы төменднгідей үдерістердің нәтижесінде пайда болады:

- дисперсті фазалардың(жуу сұйықтығы немесе ластанған айдалатын су) қатты бөлшектерінің енуіне байланысты кеуекті арналардың тарылуы және олардың бір бөлігінің толық бітелуі;
- сораппен байланыста болған кезде қабаттың сазды минералдарының сумен ісінуі;
- өзара әрекеттесу кезінде қабатпен айдалатын сулармен қатар ерімейтін жауын-шашынның пайда болуы;
- жанасу аймағында қабат сұйықтығының қозғалғыштығын төмендететін тұрақты су-мұнай эмульсияларының түзілуі;
- капиллярлық және беттік құбылыстардың теріс әсері.



Сурет 3. Өткізу параметрлерінің өткізгішті коэффициенттеріне тәуелділік графигі

Қазіргі уақытта кен орындарын пайдалану кезіндегі су жүйесі үшін, дайындау кезінде өлшенген бөлшектердің саны және маңызды нормаланатын параметрлер болып табылатын қалдық мұнай өнімдерінің құрамы қолданыстағы "Мұнай қабаттарына су айдауға арналған" ОСТ 39-225-88 салалық стандартының талаптарына сәйкес келтірілуіне тиіс (2-кесте).

2-кесте. Өнімді коллектордың өткізгіштігіне байланысты айдалатын судағы механикалық қоспалар мен мұнайдың рұқсат етілген мөлшері.

| Коллектордағы кеуекті ортаның өткізгіштігі, мкм | Коллектордың салыстырмалы жарықшақтылығы | Судағы рұқсат етілген шектік мән, мг/л |         |
|---|--|--|---------|
|   |  | Механикалық қоспалар                   | Мұнай   |
| 0,1 ден жоғары                                  | -<br>-                                   | 3 - 5                                  | 5 - 10  |
| 0,35 тен жоғары                                 | 6,5 тен 2 ден төмен                      | 15 - 30                                | 15 - 30 |
| 0,6 дан жоғары                                  | 35 тен 3,6 дан төмен                     | 40 - 50                                | 40 - 50 |

Ұңғыма өніміндегі сулану пайызының ұлғаюына (кен орны бойынша орташа сулану 88% - % құрайды), демек, көптеген кен орындарында тауарлық су төгінділерінің ұлғаюына байланысты блокты шоғырлы сорап станцияларының (БШСС) қуатын арттыру, сондай-ақ ҚҚҰТ жүйесін оңтайландыру туралы мәселе туындайды. Су ағызудың ұлғаю үрдісін, сондай-ақ ҚҚҰТ жүйесінің жоғары энергия шығынын ескере отырып, осы жүйенің қуатын ұтымды ету және ұлғайту мәселесі өте өзекті болып табылады.

Осы жоба шеңберінде кеніштердің БШСС – 1, БШСС-2 объектілері арасында суды бөлу мәселесі қаралды. Қазіргі уақытта жабдықтың энергиясы мен ресурсын үнемдеу, мұнайды дайындау қондырғысынан (МДҚ) БШСС – 1, БШСС-2-ге су ағызу тұрғысынан тиімсіз жүзеге асырылуда. Тауарлық судың негізгі үлесі БШСС-2 объектісіне тасталады. Бұл объектіге тағы да алдын ала суды тастау қондырғысынан (АСТҚ) да су түседі. Бұл мән – жайлар БШСС-2-ге түсетін су көлемінің айдау ұңғымаларына айдаудың қажетті мандерінен асып кетуіне әкеп соғады, осыған байланысты артық мөлшері сіңіргіш

ұңғымалар арқылы кәдеге жаратылады. Бұл кезде МДҚ нан БШСС – 1 ге судың мөлшері шектелген, себебі МДҚ – БШСС – 1 төмен қысымды су құбырының өткізгіштік қабілеті жеткіліксіз, ал оның қабылдау мүмкіндігі әлдеқайда жоғары. Мұнан басқа БШСС – 1 дің орналасқан жері алыста болса, ал БШСС-2 жақын жерге орналасқан.

Мәселені шешудің екі жолы бар:

1. БШСС – 2-де неғұрлым қуатты сораптарды орнату, айдау және сіңіру үшін жоғары қысымды бөлек су құбырларын салу, қосымша сіңіргіш ұңғымаларды іздеу. Артықшылықтары: мәселені ішінара шешу, БШСС-2 қуатын арттыру.

Кемшіліктері: болашақта жоғары энергия шығындары, судың МДҚ, БШСС – 1, БШСС – 2 арасында ұтымды бөлінуі мәселесі толық шешілмеген. Сондай-ақ, қосымша жоғары қысымды су құбырларын салу, технологиялық процесті өзгерту қажет.

2. Қарастырылып отырған қажетті өткізу қабілетін қамтамасыз ететін МДҚ –нан БШСС – 1 ге дейінгі төмен қысымды су құбырының құрылысын жүргізу.

Артықшылықтары: объектілер арасында суды ұтымсыз бөлу мәселесін шешу, елеулі экономикалық әсер, осы объектілерде су алу және сіңіру қорын пайдаланудан шығару, энергия үнемдеу.

Кемшіліктері: төмен қысымды су құбырын қайта құру шығындары.

Мәселені шешу үшін екінші нұсқаны пайдалану ұтымды екені анық. Жоғарыда айтылғандай, МДҚ-БШСС-1 құбырының өткізу қабілетінің жеткіліксіздігі мәселесі осы құбырды қайта құру арқылы шешіледі. Қайта құру, өз кезегінде, қажетті диаметрі бар жаңа құбырды қолданыстағы құбырдың жанына төсеу, содан кейін жаңа су құбырын технологиялық желіге қосу болып табылады. Бұл ретте пайдаланылатын су құбырын пайдаланудан шығару жоспарлануда. Сонымен қатар, қайта жаңартылатын су құбыры тәулігіне 5000 м<sup>3</sup> өткізу қабілеттілігіне есептелетін болады (ағызудың ықтимал өсуін ескере отырып). Жобаны іске асырғаннан кейін объектілерде жабдықты келесідей пайдалану жоспарлануда:

БШСС-1: Айдау көлемі тәулігіне 4500 м<sup>3</sup>-ден тәулігіне 4800 м<sup>3</sup>-ге дейін болады деп болжануда. БШСС-2-ге айдау көлемі БКНС – 1-дің диапазон шегінде болады, яғни 4500 м<sup>3</sup>/тәулік-4800 м<sup>3</sup>/тәулік.

Бұл жағдайда гидравликалық есептеудің міндеті- жұмыс агенті көлемін айдау жағдайындағы құбырдың қажетті диаметрін, құбырдың ұзындығы және құбырдың соңы мен басындағы қысымның (қысымның) белгілі мәндерін анықтау. Біз сораптың қажетті көлемін кішкене артығымен аламыз. Бұл көлем тәулігіне 5000 м<sup>3</sup> құрайды.

Есептеу теориялық гидравлика заңдарына сәйкес жүзеге асырылады. Есептеулерде негізінен белгілі әдістемелік нұсқаулар қолданылды [3,4]. Есептеу міндеті берілген ағын үшін құбырдың диаметрін анықтау қажет. Құбырлардың гидравликалық есептеулерінің негізі ретінде Бернулли теңдеуі алынады, Нақты тұтқырлықты сұйықтар үшін Бернулли теңдеуінде гидравликалық кедергілерге байланысты энергия шығыны ескеріледі.

$$Z_1 + P_1/\rho g + \alpha_1 v_1^2/2g = Z_2 + P_2/\rho g + \alpha_2 v_2^2/2g + h_{\text{шығ.}} \quad (1)$$

Мұнда:

$P_1, P_2$ - 1,2 қималарындағы қысым, Па;

$\rho$ - тығыздығы, кг / м<sup>3</sup>;

$v_1, v_2$ - 1,2 қималардағы сызықтық жылдамдықтар, м / с;

$g$  - ауырлық күшінің үдеуі;

$Z_1, Z_2$ -салыстыру жазықтығынан жоғары ток сызықтары нүктелерінің геометриялық орналасу биіктігі.

$\alpha$  –ағын қимасына қарай жылдамдықтардың таралуы біркелкі еместігін көрсететін коэффициент (Кориолис коэффициенті).

Үйкеліс кедергісін және жергілікті қарсылықтарды жеңуге кететін тегеуірін шығыны төмендегідей анықталады

$$h_{ж} = h_{жерг.} + h_{үз.} \quad (2)$$

Мұнда:

$h_{ж}$ -жалпы тегеуірін шығындары.

$h_{жерг.}$ -жергілікті кедергілерден өтуге кететін тегеуірін шығындары.

$h_{үз.}$  –ұзына бойына кедергілерден өтуге кететін тегеуірін шығындары.

Жергілікті кедергілерден өтуге кететін тегеуірін шығындарын анықтау үшін Вейсбах формуласы қолданылады:

$$h_{ж} = \xi v^2 / 2g \quad (3)$$

Жергілікті кедергілерге байланысты қысымның азаюы

$$P_{жерг.} = \xi \rho v^2 / 2 \quad (4)$$

мұнда  $\xi$ -кедергі коэффициенті.

Бұл коэффициент гидравликалық кедергіні жою үшін қанша жылдамдық тегеуірінің қажет екенін көрсетеді. Бұл жерде төмендегідей ерекшеліктерді атап өтуге болады:

1)  $\xi$  коэффициенті жергілікті кедергілердің конструкциялық ерекшелігіне тәуелді.

2)  $\xi$  коэффициенті Рейнольдс санына  $Re$  тәуелді.

3)  $\xi$

коэффициенті көршілес жергілікті кедергілердің арақашықтығына тәуелді.

Ұзына бойына кедергілерден өтуге кететін тегеуірін шығындарын анықтау үшін Дарси-Вейсбах өрнегі қолданылады.

Қимасы дөңгелек құбырлар үшін

$$h_{үз.} = \lambda l / d (v^2 / 2g) \quad (5)$$

Қимасы әртүрлі құбырлар үшін

$$h_{үз.} = \lambda l / 4R (v^2 / 2g) = \lambda l / d_э (v^2 / 2g) \quad (6)$$

Кейбір жағдайларда

$$h_{үз.} = v^2 l / C^2 R \quad (7).$$

Бұл өрнектердегі

$\lambda$  - ұзындығы бойынша үйкеліске арналған шығындар коэффициенті (Дарси коэффициенті)

$l$ -құбыр немесе канал ұзындығы,

$d$ -құбыр диаметрі

$v$ -ағынның орташа жылдамдығы,

$R$ -гидравликанық радиус,

$d_э$ -эквивалентті диаметр,

$C$ -гидравликалық үйкеліс коэффициенті  $\lambda$  байланысты Шези коэффициенті

$$C = \sqrt{8g / \lambda}; \quad \lambda = 8g / C^2$$

Есептеудің мақсаты-берілген ағын үшін оңтайлы диаметрді табу. Ол үшін есептеу бірнеше диаметрлер үшін кезең-кезеңмен жүргізіледі, содан кейін берілген шығын жүзеге асырылатын оңтайлы диаметр және УПН-де орнатылған сорап қондырғыларын пайдалануға мүмкіндік беретін қысымның жоғалуы анықталады. Бастапқы деректер 2-кестеде келтірілген.

Кесте 2– Есептеу үшін қажетті мәліметтер

| Параметрлер      | Ршығ, | l    | $k_э$  | $\rho$           | Q                   | v                   | $d_1$ | $d_2$ | $d_3$ |
|------------------|-------|------|--------|------------------|---------------------|---------------------|-------|-------|-------|
| Өлшем бірліктері | МПа   | м    | м      | г/м <sup>3</sup> | м <sup>3</sup> /сек | м <sup>2</sup> /сек | м     | м     | м     |
| Мәндері          | 0,21  | 3500 | 0,0001 | 1000             | 0,0581              | 0,0000018           | 0,195 | 0,22  | 0,245 |

Мұнда:

$R_{шығ}$  - құбырдан шығардағы қажетті қысым, МПа;

$l$  - құбырдың ұзындығы, м;

$K_3$  - абсолютті экв. кедір-бұдыр коэффициенті, м;

$Q$  - жобаланған құбырдың қажетті өткізу қабілеті, м<sup>3</sup>;

$\rho$  - айдалатын судың тығыздығы, кг /м<sup>3</sup>;

$v$  - судың кинематикалық тұтқырлығы, м<sup>2</sup>/ сек.

Сонымен, бұл жағдайдағы міндет таңдалған диаметрлер сериясы үшін қысымның жоғалуын анықтау және құбырдың кіреберісіндегі ең төменгі қажетті қысымды анықтау болып табылады. Вейсбах формуласы (3) бойынша жергілікті қарсылық шығындары, ал үйкеліс шығындары Дарси – Вейсбах формуласымен анықталады. Әрі қарай, құбыр қабырғасының қалыңдығы есептеледі. Қабырға қалыңдығын есептеу МЕМСТ 32388-2013, СП 36.13330.2012 және МЕМСТ 32678-2014 сәйкес орындалды [9, 10]. Төмен қысымды су өткізгішке арналған болат маркасы 09Гс2 [7,8]. Есептеулерге арналған бастапқы деректер 3-кестеде келтірілген.

Кесте 3 – Есептеу үшін бастапқы деректер

| Параметрлер       | d    | P   | $K_1$ | $K_n$ | R   | m   | n   |
|-------------------|------|-----|-------|-------|-----|-----|-----|
| Өлшем бірліктері. | м    | Мпа | -     | -     | Мпа | -   | -   |
| Мәндері           | 0,21 | 2,6 | 1,5   | 1,1   | 260 | 1,0 | 1,3 |

Мұнда:

$d$  - құбырдың номиналды диаметрі, м;

$P$  - ішкі қысым, Мпа;

$K_1$  - материалдың сенімділік коэффициенті;

$K_2$  - жұмыс мақсаты бойынша сенімділік коэффициенті;

$R$  - металдың созылуына (сығылуына) нормативтік қарсылық, Мпа;

$m$  - құбырдың жұмыс жасауы шарттарына байланысты коэффициент;

$n$  - жүктеме бойынша сенімділік коэффициенті.

Сонымен есептеулер негізінде сипаттамалары 4- кестеде көлтірілген трубоқұбыр жобаланды

Кесте 4 – Жобаланған құбыр сипаттамалары

| Параметрлер | Сыртқы диаметр, мм | Қабырға қалыңдығы, мм | Ұзындығы, м | Болат маркасы | Ішкі қысым, Мпа | Масса 1м, кг |
|-------------|--------------------|-----------------------|-------------|---------------|-----------------|--------------|
| Мәндер      | 220                | 5                     | 3500        | 9ГС2          | 2,5             | 31,5         |

Қорытынды:

Қарастырылған жұмыста айдалатын судың сапасы мен талаптары, оның көздері мен критерийлері, сондай-ақ Құмкөл кен орындарында осы суларды ҚҚҰТ үшін дайындау қарастырылды.

Сумен жабдықтау жүйесін таңдау көбінесе кен орнын игеру сатысына байланысты. Құмкөл кен орындарын игерудің алғашқы кезеңінде мұнай сусыз өндіріледі, бұл кезде тұщы судың көп мөлшері қажет. Дамудың соңғы кезеңінде 1 тонна мұнай алу үшін 12 немесе одан да көп м<sup>3</sup> қабат суын алу керек.

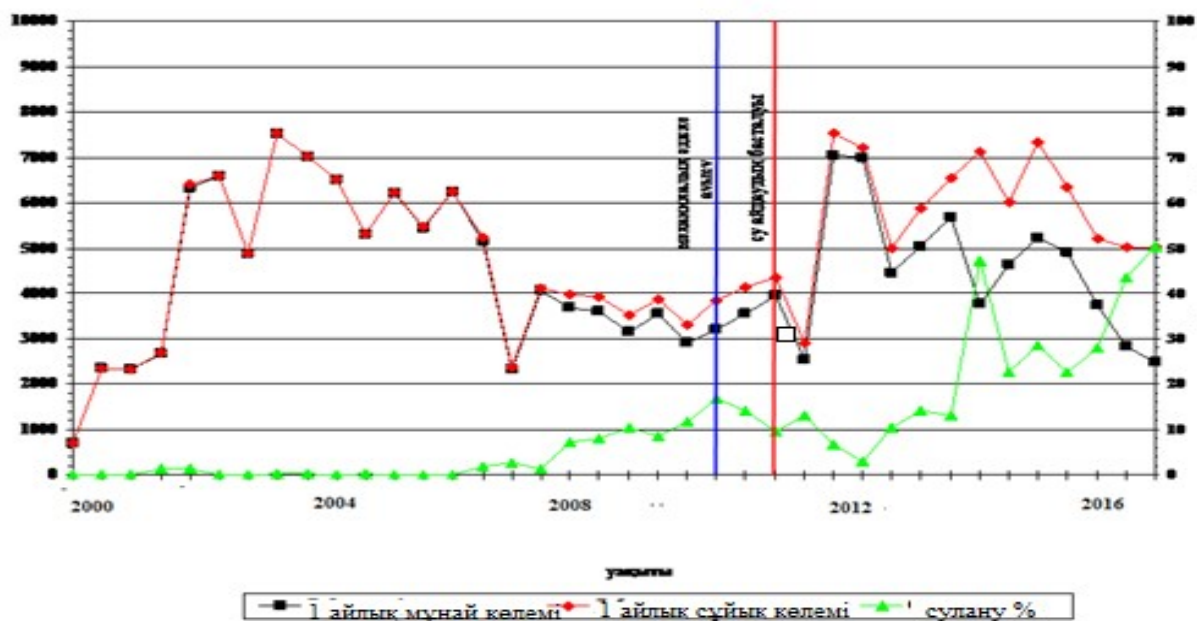
Айдалатын су қабатпен үйлесімді болуы керек. Механикалық қоспалардың болуы кейде судың тұрақтылығының бұзылуымен байланысты. Бұл қаныққан ерітінділерден қатты

тұздардың түсуімен бірге жүретін қайтымсыз химиялық реакциялардың салдары болуы мүмкін.

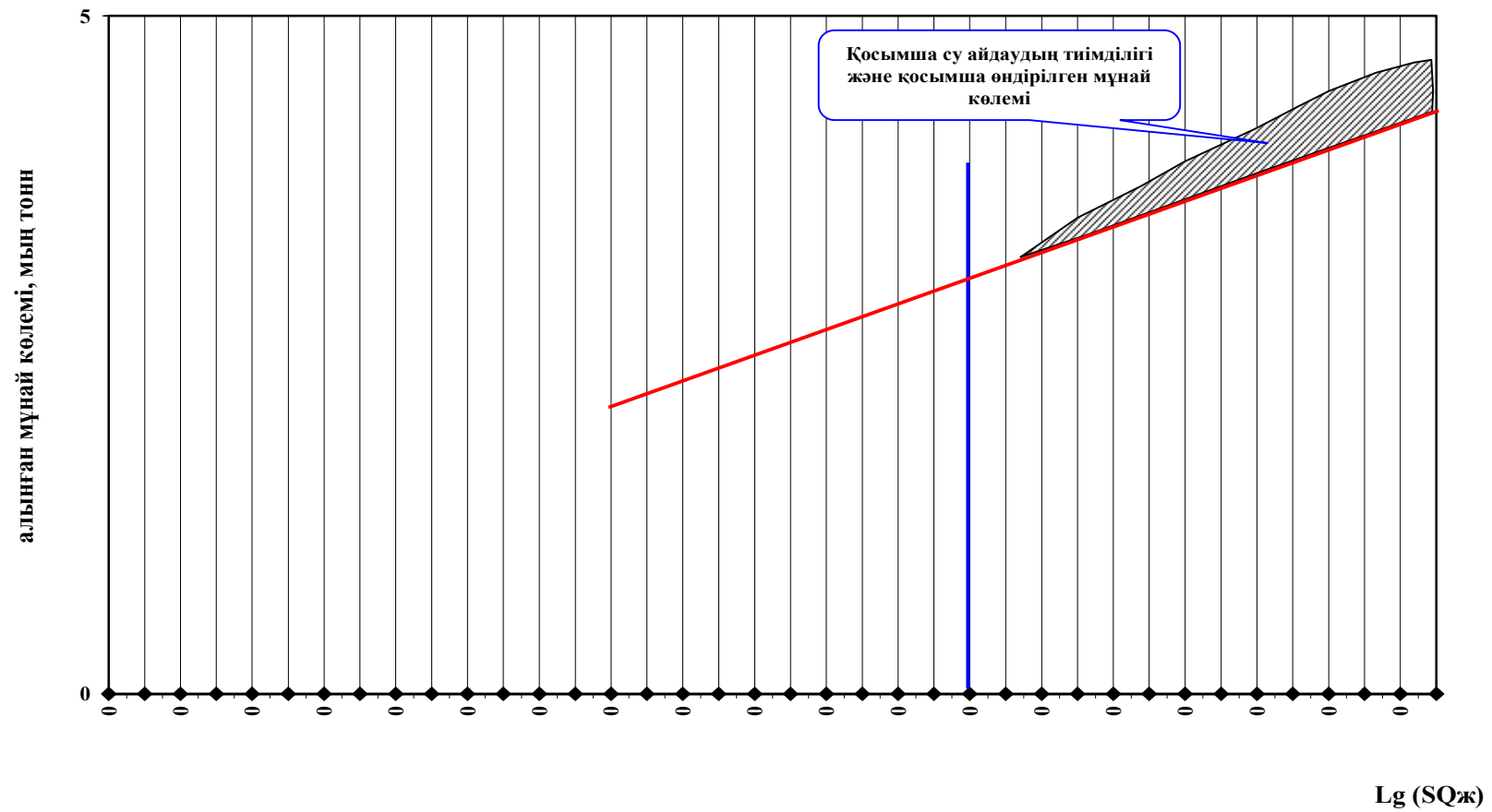
Отандық және шетелдік кен орындарын игеру тәжірибесі көрсеткендей, су айдау қабат қысымын ұстап тұрудың тиімді әдісі болып табылады, бірақ оны жүзеге асыру технологиясына қажетті талаптарды қатаң сақтау қажет.

ҚҚҰТ жүйесі үшін пайдаланылатын суларды дайындаудың қажетті дәрежесін белгілеу кезінде мұнай қабатының геологиялық - физикалық қасиеттері (кеуектілігі, өткізгіштігі), тау жыныстарының құрамы, қабат құрайтын коллекторлардың негізгі қасиеттерінің өзгеру диапазоны, тау жыныстарындағы саздардың сапалық құрамы мен саны, қабат пен айдалатын судың физика-химиялық қасиеттері маңызды болып саналады.

Ұңғыма өніміндегі сулану пайызының ұлғаюына, демек, көптеген кен орындарында тауарлық су төгінділерінің ұлғаюына байланысты блокты шоғырлы сорап станцияларының (БКНС) қуатын арттыру, сондай-ақ ҚҚҰТ жүйесін оңтайландыру туралы мәселесі қарастырылды. Су ағызудың ұлғаю үрдісін, сондай-ақ ҚҚҰТ жүйесінің жоғары энергия шығынын ескере отырып, осы жүйенің қуатын ұтымды ету және ұлғайту мәселесі көрсетілді. Есептеу барысында берілген ағын үшін құбырдың қажетті диаметрі анықталды.



Сурет 4. №110 ұңғыма бойынша айлық мұнай мен сұйық өндірудің су айдаған мен айдаған соң өзгеру графигі.



Сурет 5. №110 ұңғыма бойынша айлық мұнай мен сұйық өндірудің су айдаған мен айдаған соң өзгеру графигі

## ӘДЕБИЕТТЕР

- 1.Кирюхин Л.Г.Геологическое строение и нефтегазоносность Калмыкии /Л.Г.Кирюхин, И.Н. Эльвартынов. – Элиста: Калмыцкое книжное изд- во, 1986.–154 с.
- 2.Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела.–Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2005.–720 с.
- 3.Чухарева Н.В. Расчет простых и сложных промысловых трубопроводов. - Томск: Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2010.-123с.
- 4.Н.С. Галдин, И.А. Семенова Методические указания для курсового проектирования по дисциплине «Основы гидромеханики». Омск: Омск СибАДИ, 2012.-125с.
- 5.Водоснабжение систем ППД //https://studopedia.ru/ URL: https://studopedia.ru/2\_36047\_vodosnabzhenie-sistem-ppd.html (датаобращения: 16.02.2021).
- 6.Источники закачиваемой воды в пласт//<http://oilloom.ru>/URL: <http://oilloom.ru/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/549-istochniki-zakachivaemoj-vody-v-plast> (датаобращения: 16.02.2021).
- 7.Характеристика закачиваемых в пласт вод //https://infopedia.su/ URL: https://infopedia.su/10xbfe7.html (дата обращения: 16.02.2021).
- 8.Подготовка воды для закачки в пласт //https://helpiks.org/URL:https://helpiks.org/6-80628.html (дата обращения: 16.02.2021).
- 9.ГОСТ 32678-2014.Межгосударственный стандарт.Трубы стальные бесшовные и сварные холоднодеформированные общего назначения.Дата введения2016-01-01.
- 10.Стандарт компании ПАО «НК» «Роснефть». Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ОАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ. № П1-01.05 С-0038 версия 1.00.
- 11.Жұмағұлов ТЖ Мұнай және газ өндірудің техникасы мен технологиясы. Астана.Фолиант, 2013. -312 б.
- 12.Танжариков П.А.,Тілеуберген А.Ж Сүлейменов Н.С.Төмен өнімді ұңғымаларды пайдалану әдістемелерін жетілдіру./НЕФТЬ И ГАЗ ,№2 (128), 2021, Алматы -2022.- С .114-126.
- 13.Насраддин А.Ж.,Танжариков П.А.,Сүлейменов Н.С.Кен орындарында мұнайды сусыздандыруды зерттеу және жетілдіру/НЕФТЬ И ГАЗ ,№5 (131).-Алматы .-2022.- С. 87-95.
- 14.Ахметжанов Т.Қ. Мұнай және газ өндірудің техникасы мен технологиясы.- Алматы, Дәуір .-2011.-464 б.
- 15.Мұнай өндіру жүйесі Т1 / М.Ж .Экономидес ,Д.Хилл, Дин ЖУ /Ағылшын тілінен аударылған.- Алматы .-2016.-288 б
- 16.Абайылданов Н.Н. Ұңғымаларды пайдаланып мұнай мен газ өндіру.- Алматы,Қаз ҰТУ.-2012.-129 б.
- 17.Алдамжаров К.К., Қалжанова А.Б. Мұнай өндірудің техникасы мен технологиясы.- Ақтөбе , С. Бәйішев атындағы Ақтөбе унив. -2013.-186 б .
- 18.Мұнай газ өндірудің техникасы мен технологиясы/А.Т. Қартабай ,Т.Т. Ақашев,Г.Т. Қалдыбай .-Алматы, ҚазҰТУ.-2011.-164 б.
- 19.Қабаттың мұнай бергіштігін арттырудың техникасы мен технологиясы/Танжариков П.А., Абильдаев Н.А.,Ахметов Н.К., Абдраимова Н.О.-Қызылорда,Elzhan Disain.-2021.-260 б.

## Секция №5

### Геологиялық салада геоақпараттық технологиялар мен кеңістіктік деректерді пайдалану Использование геоинформационных технологий и пространственных данных в геологической отрасли The use of geoinformation technologies and spatial data in the geological industry

УДК 550.34.06

#### 4D-ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ГРАНИЦ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ПЛИТ С ПОМОЩЬЮ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

МЫРЗАХМЕТ БОЛАТ КҮМІСБЕКҰЛЫ

Ведущий научный сотрудник проекта Алматы менеджмент университета, к.ф.-м.н,  
Казахстан, г. Алматы

МЫРЗАХМЕТ МАРАТ КҮМІСБЕКҰЛЫ

Исследователь Алматы менеджмент университета, к.ф.-м.н, Казахстан, г. Алматы

Бұл мақалада біз сейсмикалық деректер мен машиналық оқытуды пайдалана отырып, тектоникалық плиталар шекараларын 4D визуализациялаудың жаңа әдісін ұсынамыз. Бұл әдіс жер сілкінісін болжауда, пайдалы қазбалар мен жер асты суларының картасын жасауда пайдалы болуы мүмкін.

In this paper, we present a new method for 4D visualization of tectonic plate boundaries using seismic data and machine learning. This method can be useful in predicting earthquakes, mapping minerals and groundwater.

*Түйін сөздер: сейсмикалық деректер, машиналық оқыту, 4D визуализация, тектоникалық плиталар.*

*Keywords: seismic data, machine learning, 4D visualization, tectonic plates*

*Ключевые слова: сейсмические данные, машинное обучение, 4D-визуализация, тектонические плиты.*

В этой работе представлен метод 4D-визуализации границ тектонических плит с использованием сейсмических данных и машинного обучения. Описываемый метод может быть полезным при прогнозировании землетрясений, картировании полезных ископаемых и подземных вод. Метод 4D-визуализации позволяет создавать более точные и детальные изображения границ тектонических плит, чем это было возможно ранее. Этот метод также позволяет визуализировать границы плит в динамике, то есть видеть, как они меняются с течением времени. Метод 4D-визуализации имеет ряд потенциальных применений, в том числе:

- Более точная визуализация границ тектонических плит может помочь лучше понять, где и когда могут произойти землетрясения.
- Границы тектонических плит часто связаны с месторождениями полезных ископаемых. 4D-визуализация может помочь более эффективно находить и добывать полезные ископаемые.
- Границы тектонических плит могут влиять на распределение подземных вод. 4D-визуализация может помочь найти новые источники подземных вод.

Для метода 4D-визуализации мы используем данные сейсмической томографии. Сейсмические данные - это данные о сейсмических волнах, которые проходят через Землю. Сейсмические волны могут быть вызваны землетрясениями, взрывами или другими

источниками. Сейсмические данные регистрируются сейсмографами, которые измеряют движение земли. Сейсмическая томография позволяет создавать изображения внутреннего строения Земли на основе сейсмических данных. Сейсмическая томография работает аналогично компьютерной томографии (КТ), но вместо рентгеновских лучей использует сейсмические волны.

В ряде работ использованы методы искусственного интеллекта для изучения сейсмических данных. В [1] использовано машинное обучение для автоматической идентификации оползней из трехмерных сейсмических данных на сходящихся плитных границах. Машинное обучение - раздел искусственного интеллекта, который позволяет компьютерам учиться на данных без явного программирования. В этой работе исследуется использование искусственного интеллекта для анализа сейсмических данных в зонах погружения плит, проливая свет на формирование оползней и их связь с землетрясениями и накоплениями углеводородов.

В [2] также использовано машинное обучение без учителя для временных сейсмических исследований и мониторинга месторождений. Авторы исследуют использование 4D сейсмических данных для оптимизации управления месторождениями и моделей симуляции, сосредотачиваясь на месторождении Мауи в Новой Зеландии. Путем использования спектральных мгновенных атрибутов и самоорганизующихся карт мы можем идентифицировать изменения, связанные с производством, и отслеживать насыщенность водой в тонких пластах.

В [3] изучается автоматическая интерпретация сети разломов и трещин с использованием машинного обучения без учителя и мульти-сейсмических атрибутов в месторождении Керри, бассейне Таранаки, Новая Зеландия. Этот инновационный подход объединяет передовые технологии с традиционными методами для улучшения обнаружения разломов, моделирования структуры и экономии времени и затрат.

В [4] сообщается о прогнозировании нефтяных месторождений методом машинного обучения на основе генерации виртуальных образцов. Этот инновационный метод направлен на улучшение точности прогнозов путем создания виртуальных образцов в пространстве высокой размерности гиперсферы. С помощью отбора виртуальных образцов и оптимизации модели этот подход обеспечивает обоснованность прогнозов.

В обзоре [5] обсуждается использование методов машинного обучения для улучшения обработки сейсмических данных и предлагаются идеи о прогрессе и вызовах в этой области.

В отличие от этих работ мы используем нейронные сети. Нейронные сети - тип алгоритма машинного обучения, который вдохновлен структурой и функцией человеческого мозга. Нейронные сети состоят из слоев взаимосвязанных узлов, которые обрабатывают информацию. Нейронные сети могут быть обучены на наборах данных для выполнения различных задач, таких как классификация, регрессия и прогнозирование. Мы используем нейронные сети для изучения тектоники плит. Тектоника плит - фундаментальная теория, объясняющая строение и движение земной коры, состоящей из крупных и мелких плит, постоянно перемещающихся друг относительно друга. Это движение приводит к различным геологическим явлениям, таким как землетрясения, извержения вулканов и образование гор. Понимание тектоники плит имеет решающее значение для прогнозирования стихийных бедствий, поиска полезных ископаемых и подземных вод, а также для понимания эволюции нашей планеты.

Визуализация границ между смежными плитами является ключевым аспектом изучения тектоники плит. Эти границы представляют собой зоны взаимодействия плит, которые делятся на три основных типа: дивергентные (расходящиеся), конвергентные (сходящиеся) и трансформные (скользящие). Визуализация этих границ помогает понять тектонические процессы и прогнозировать геологические явления.

Важно отметить, что тектоника плит тесно связана с мантийными плюмами - восходящими потоками горячего материала из глубин мантии. Эти плюмы могут влиять на движение плит и вызывать вулканическую активность, формируя обширные области

вулканических пород, известные как LIP (Large Igneous Provinces) [6].

Примеры влияния мантийных плюмов:

- Мантийные плюмы могут быть связаны с крупномасштабными областями в нижней мантии с аномально низкими скоростями сейсмических волн (LLSVP). Эти области могут быть источниками плюмов или местами их скопления.
- Мантийные плюмы, поднимаясь к поверхности, могут вызывать разломы на континентах, способствуя их распаду и образованию новых океанских бассейнов.
- Мантийные плюмы могут вызывать обширный вулканизм, приводящий к серьезным изменениям окружающей среды и химии океана, что может влиять на климат и даже вызывать массовые вымирания.

Несмотря на значительный прогресс в понимании мантийных плюмов, остаются вопросы о их динамике, происхождении и связи с тектоникой плит. Будущие исследования с использованием сейсмической томографии, геодинамического моделирования и геохимических методов помогут прояснить эти вопросы и улучшить наше понимание взаимосвязанной системы Земли.

Метод 4D-визуализации границ тектонических плит состоит из следующих этапов:

- собираем сейсмические данные с сейсмографов, расположенных по всему миру;
- проводим предварительную обработку сейсмических данных, чтобы удалить шум и артефакты;
- обучаем нейронную сеть на наборе сейсмических данных, которые были помечены экспертами-геофизиками. Нейронная сеть учится выявлять границы тектонических плит на основе сейсмических данных;
- используем обученную нейронную сеть для анализа новых сейсмических данных и выявления границ тектонических плит;
- визуализируем границы плит в 3D, а также добавляем временное измерение, чтобы показать, как границы плит меняются с течением времени.

Метод 4D-визуализации границ тектонических плит имеет ряд преимуществ:

- позволяет создавать более точные и детальные изображения границ тектонических плит, чем это было возможно ранее;
- позволяет визуализировать границы плит в динамике, то есть видеть, как они меняются с течением времени;
- метод автоматизирован, что позволяет быстро и легко создавать 4D-визуализации границ тектонических плит.

У метода есть следующие ограничения:

- Точность метода зависит от качества используемых сейсмических данных. В некоторых районах мира сейсмические данные могут быть ограничены или ненадежны.
- Обучение нейронной сети и создание 4D-визуализаций может быть ресурсоемким процессом.

Метод основан на анализе сейсмических данных с использованием машинного обучения и позволяет создавать более точные и детальные изображения границ тектонических плит, чем это было возможно ранее. Кроме того, он позволяет визуализировать границы плит в динамике, то есть видеть, как они меняются с течением времени.

Это открывает новые возможности для понимания тектонических процессов и их влияния на различные аспекты земной системы. Например, более точная визуализация границ плит может помочь нам:

- Идентифицировать зоны, где наиболее вероятно возникновение землетрясений, и понять, как напряжение накапливается на границах плит, что может помочь в прогнозировании времени и силы будущих землетрясений.
- Границы тектонических плит часто связаны с месторождениями полезных ископаемых. 4D-визуализация может помочь нам более эффективно находить и добывать полезные ископаемые, улучшая понимание геологических процессов, формирующих

месторождения.

- Границы тектонических плит могут влиять на распределение подземных вод. 4D-визуализация может помочь нам найти новые источники подземных вод, улучшая понимание гидрогеологических систем.

Важно отметить, что тектоника плит и мантийные плюмы тесно взаимосвязаны. Мантийные плюмы, поднимающиеся из глубин мантии, могут влиять на движение тектонических плит и вызывать вулканическую активность, формируя LIP (Large Igneous Provinces) на поверхности Земли [6].

Метод 4D-визуализации может быть использован для изучения взаимосвязи между тектоникой плит и мантийными плюмами, что позволит лучше понять:

- Изучение LIP и их связи с границами плит может помочь нам понять, как формируются и эволюционируют мантийные плюмы, а также их роль в глобальной тектонике плит.

- LIP могут оказывать значительное влияние на климат, биосферу и геохимические циклы Земли. 4D-визуализация может помочь нам лучше понять эти воздействия и их последствия для жизни на Земле.

Мы планируем продолжить разработку и совершенствование метода 4D-визуализации, планируем исследовать взаимосвязь между тектоникой плит, мантийными плюмами и другими геологическими процессами, чтобы получить более полное представление о динамике Земли и ее эволюции.

*Данная работа выполнялась в рамках проекта, финансируемого Комитетом по науке Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант № AP19675093).*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ahmad A.B., Tsuji T. Machine learning for automatic slump identification from 3D seismic data at convergent plate margins//Marine and Petroleum Geology. – 2021, Vol. 133. - p. 105290. - <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105290>.

2. Hussein M., Stewart R.R., Sacrey D., Johnston D.H., and Wu J. Unsupervised machine learning for time-lapse seismic studies and reservoir monitoring//Interpretation. – 2021, N. 9. – p. T791-T807. - <https://doi.org/10.1190/INT-2020-0176.1>

3. Ismail A., Radwan A.A., Leila M. et al. Unsupervised machine learning and multi-seismic attributes for fault and fracture network interpretation in the Kerry Field, Taranaki Basin, New Zealand//Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour. – 2023, Vol. 122, N. 9. - <https://doi.org/10.1007/s40948-023-00646-9>

4. Sang K-H., Yin X-Y., Zhang F-C. Machine learning seismic reservoir prediction method based on virtual sample generation//Petroleum Science. – 2021, Vol. 18, N. 6. – p. 1662-1674. - <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.09.034>.

5. Mousavi S. M. & Beroza, G. Machine Learning in Earthquake Seismology//Annual Review of Earth and Planetary Sciences. – 2022, Vol. 51. - 10.1146/annurev-earth-071822-100323.

6. Koppers, A.A.P., Becker, T.W., Jackson, M.G. et al. Mantle plumes and their role in Earth processes. Nat Rev Earth Environ 2, 382–401 (2021). <https://doi.org/10.1038/s43017-02>