

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Институт ГМЖТКІ

ӘОЖ 665.622.43.046.6-52 (043)

Қолжазба құқығында

Жумаш Дархан Кайратұлы

Магистр академиялық дәрежесін алу үшін дайындалған

МАГИСТРЛІК ДИССЕРТАЦИЯ

Диссертация атауы

*Құмкөл кен орнын игеру процестерін дамытудың
технологиялық аспектілері*

Дайындау бағыты

7М07202 – Мұнай инженериясы

Ғылыми жетекші,

Ахымбаева Б.С.

PhD докторы


Қолы

Пікір беруші,

Нуранбаева Б.М.

К.х.н.

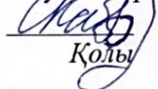

Қолы

Норма бақылаушы,

аға оқытушы

Ахымбаева Б.С..

PhD докторы


Қолы

ҚОРҒАУҒА ЖІБЕРІЛДІ

Кафедра меңгерушісі

«Мұнай инженериясы»

Дайров Ж.К.

Қолы

“ _____ ” _____ 20__ ж.

Алматы 2021

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ

Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

ГМЖТКІ Институты
Мұнай инженериясы Кафедрасы

7М07202 – Мұнай инженериясы

БЕКІТЕМІН

Кафедра меңгерушісі
Мұнай инженериясы
М.т.н.

Қолы Дайров Ж.К.
“ ” 20__ ж.

**Магистрлік диссертация орындауға
ТАПСЫРМА**

Магистрант Жумаш Дархан Кайратұлы

Тақырыбы : Құмкөл кен орнын игеру процестерін дамытудың технологиялық аспектілері
Университет Ректорының 2019 жылғы “ 11 ” қараша № 330 -М бұйрығымен
бекітілген

Аяқталған жұмысты тапсыру мерзімі жылғы “ ”

Магистрлік диссертацияның бастапқы берілістері: Құмкөл кенорнының игеру
процестерінің технологиялық аспектілеріне анализ, Құмкөл кенорнындағы тұз
шөгінділерінің шөгуінің негізгі себептері, Құмкөл кенорнының қазіргі таңдағы жағдайы.
Магистрлік диссертацияда қарастырылатын мәселелер тізімі

1. Құмкөл кенорнының қазіргі таңдағы жағдайына толық анализ
2. Құмкөл кенорнының қондырғыларындағы тұз шөгінділерінің пайда болуының негізгі себептері
3. Тұз шөгінділерін болжау әдісі.
4. Толқынды резонансты комплекс.

Сызба материалдар тізімі (міндетті сызбалар дәл көрсетілуі тиіс)

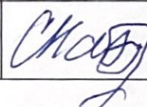
Ұсынылатын негізгі әдебиет:

1. Проект разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2019/АО «НИПИнефтегаз». – Актау, 2019.
2. Первый опыт применения резонансно-волнового комплекса для борьбы с солеотложениями в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами / С.Р. Алимбекова, Р.И. Алимбеков, С.Н. Греков, В.Н. Гусаков, А.И. Волошин, Р.Н. Бахтизин, В.А. Докичев. / Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. – Уфа, 2016. – С.89-91.

Магистрлік диссертация дайындау
КЕСТЕСІ

Бөлімдер атауы, қарастырылатын мәселелер тізімі	Ғылыми жетекші мен кеңесшілерге көрсету мерзімдері	Ескерту
Құмкөл кенорнының қазіргі таңдағы жағдайына толық анализ	25.11.2019-14.03.2020	
Құмкөл кенорнының қондырғыларындағы тұз шөгінділерінің пайда болуының негізгі себептері	23.03.2020-11.12.2020	
Тұз шөгінділерін болжау әдісі.	10.01.2021-17.03.2021	
Толқынды резонансты комплекс.	19.03.2021- 25.05.2021	

Аяқталған магистрлік диссертация бөлімдеріне кеңесшілер мен
норма бақылаушының қойған **қолтаңбалары**

Бөлімдер атауы	Кеңесшілер, аты, әкесінің аты, тегі (ғылыми дәрежесі, атағы)	Қол қойылған күні	Қолы
Норма бақылаушы	Ахымбаева Б.С. PhD докторы	15.06.2021	

Ғылыми жетекші

 Ахымбаева Б.С.

Тапсырманы орындауға алған білім алушы

 Жумаш Д.К.

Күні

"15" маусым 2021 ж.

Ғылыми жетекшінің магистрлік диссертацияға пікірі

Магистрант: Жумаш Д

Мамандығы: 7М07202 – «Мұнай инженериясы»

Магистрлік диссертация тақырыбы: «Құмкөл кен орнын игеру процестерін дамытудың технологиялық аспектілері»

Жұмыстың негізгі мәселесі, Құмкөл кен орнын игеру процестерін дамыту болып табылады, игеру процессінде кездесетін басты проблеманың бірі тұз шөгінділерімен күресу және оның алдын алу болып табылады. Автордың жұмысының негізгі мақсаты, Құмкөл кенорнындағы тұз шөгінділерінің шөгуін, тұз шөгінділерінің шөгуін болжау әдісімен болжап, алдын алу және электрлі ортадан тепкіш сораппен жұмыс жасайтын ұңғымаларда, тұз шөгінділерімен, толқынды резонансты комплексті пайдалану арқылы оның көзін жою. Осы әдістердің экономикалық және де технологиялық тұрғыда тиімділігін қарастыру болып табылады.

Жұмысты дұрыс, ұқыпты және тыңғылықты деңгейге орындағанын ескере отырып, оның авторы Жумаш Дарханды 7М07202 - «Мұнай инженериясы» мамандығы бойынша магистр атағын беруге лайық деп есептеймін. Диссертацияны жазу барысындағы Дархан өзін жоғарғы деңгейін көрсете білді.

Ғылыми жетекші:  Ахымбаева Бибинур Сериковна /
(қолы) Т.А.Ә.)

Атқаратын қызметі:
PhD докторы

«15» 06 2021ж.

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Жумаш Дархан

Название: Құмкөл кен орнын игеру процестерін дамытудың технологиялық аспектілері

Координатор: Бибинур Ахымбаева

Коэффициент подобия 1: 2.8

Коэффициент подобия 2: 0

Замена букв: 4

Интервалы: 0

Микропробелы: 3

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

14.06.2021
.....
Дата

С.Н.Садыр
.....
Подпись Научного руководителя

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Жумаш Дархан

Название: Құмкөл кен орнын игеру процестерін дамытудың технологиялық аспектілері

Координатор: Бибинур Ахымбаева

Коэффициент подобия 1:2.8

Коэффициент подобия 2:0

Замена букв:4

Интервалы:0

Микропробелы:3

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....

.....
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ
Қ.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті

Магистрлік диссертацияға

РЕЦЕНЗИЯ

Жумаш Дархан Кайратұлы

7M07202 «Мұнай инженериясы» мамандығы бойынша

7M02202 - «Мұнай инженериясы» мамандығы бойынша білім алатын Жумаш Дархан Кайратұлының «Құмкөл кен орнын игеру процестерін дамытудың технологиялық аспектілері» тақырыбына жазылған магистрлік диссертациясына рецензия.

Рецензияланатын жұмыс 45 беттен тұратын түсіндірме жазбада ұсынылған.

Рецензияланатын жұмыс Құмкөл кенорнының игеру процестерін дамытудың негізгі технологиялық аспектілеріне негізделген, бұл оның қазіргі таңдағы өзектілігін көрсетеді.

Құмкөл кенорнының игеру процессіндегі басты проблеманың бірі тұз шөгінділері болғандықтан, дамыту керек негізгі аспектілердің бірі осы тұз шөгінділермен күресу болып табылады. Осы мақсатта келесі техникалық шешімдер қабылданды.

- тұз шөгінділерін болжау әдісін пайлану

- Құмкөл кенорнындағы электрлі ортадан тепкіш сораппен пайдаланылатын ұңғымаларда, толқынды резонансты комплексті пайдалану.

Ұсынылған шешімдерді негіздеу үшін, арнайы математикалық модельдерді пайдалану арқылы тұз шөгінділерінің шөгуінің ықтималдылығы есептелген. Және сол шөгінділермен күресу үшін, толқынды резонансты комплекстің тиімділігі мен күресу әдісі жазылған.

Автор, осы әдістерді пайдаланудың, тек игеру процесстерін дамытып қана қоймай, оның экономикалық тұрғыда өте тиімді шешімдер екенін ескерді, себебі тұз шөгінділерін болдырмау арқылы, ұңғыманың күрделі жөндеу жұмыстарға кететін шығындары азаяды

Зерттеу нәтижелері бойынша Сәтбаев Университетінде өткен "Сатпаевские чтения – 2020" ғылыми конференциясында "Инновационные технологии в процессах бурения, добычи, сбора и транспортировки нефти и газа" секторында "Солевые отложение. Методы предотвращения солевых отложений в месторождении Кумколь" тақырыбында ғылыми мақала жарияланды және баяндалды»

Ескерту ретінде, шешімдерді негіздеуге қатысты экономикалық зерттеулерінің, терең еместігін айтуға болады.

Жалпы жұмыс жеткілікті деңгейде орындалған және толық аяқталған, сондықтан жақсы бағаға лайық, ал оның авторы Жумаш Д.К. 7M07202– Мұнай инженериясы мамандығы бойынша магистр тағайындауға лайық

Рецензент



Нуранбаева Булбул Молдашевна

Атқаратын лауазымы: химия ғылымдарының кандидаты, ассоц. профессор

АНДАТПА

Тақырыбы: Құмкөл кен орнын игеру процестерін дамытудың технологиялық аспектілері.

Түйінді сөздер: тұз шөгінділері, болжау, электрлі ортадан тепкіш сорап, толқынды резонансты комплекс.

Мақсаты: Құмкөл кен орнын игеру процесстерінің технологиялық аспектісін дамыту. Игеру процессіндегі басты проблемалардың бірі, тұз шөгінділерімен күресуді дамыту.

Алынған нәтижелер. Диссертациялық жұмыста модельдік тәжірибелер кезінде алынған нәтижелер сипатталған. Зерттеулер көрсеткендей, тұз шөгінділерін болжау әдісі арқылы, тұз шөгінділерінің шөгу көлемін білуге болады. Толқынды резонансты комплексті электрлі ортадан тепкішті сорапта пайдалану арқылы, тұз шөгінділерінің шөгуін болдырмауға болатындығы анықталды. Ұңғыманың тоқтаусыз жұмыс істеу күндері 30 күннен 120 күнге дейін арту ықтималдығы анықталды

Диссертация 45 беттік цифрлық форматтағы көлемде. Диссертациялық жұмыстың құрылымына кіріспе бөлім (1 бет), негізгі бөлім (18 бет), арнайы бөлім(11 бет) қорытынды және шешім (1 бет) кіреді. Жұмыста 9 сурет пен 8 кесте ұсынылған. Әдебиеттер тізімі 44 деректерден тұрады.

АННОТАЦИЯ

Тема: Технологические аспекты развития процессов разработки Кумкольского месторождения.

Ключевые слова: солевые отложения, прогноз, электрический центробежный насос, резонансно волновой комплекс.

Цель: Развитие технологических аспектов процессов разработки Кумкольского месторождения. Одной из главных проблем в процессе освоения является развитие борьбы с солевыми отложениями.

Полученные результаты. В диссертационной работе описаны результаты, полученные в ходе модельных экспериментов. Исследования показали, что с помощью метода прогнозирования солевых отложений можно узнать величину осадка солевых отложений. Установлено, что, используя волновой резонансный комплекс в электрическом центробежном насосе, можно избежать усадки солевых отложений. Определена вероятность увеличения сроков безотказной работы скважины с 30 до 120 дней

Диссертация в объеме 45 страниц в цифровом формате. В структуру диссертационной работы входят вводная часть (1 стр.), основная часть(18 стр), специальная часть (11 стр.) заключение и решение (1 стр.). В работе представлено 9 рисунков и 8 таблиц. Список литературы состоит из 44 источников..

ABSTRACT

Title: Technological aspects of the development of the Kumkol field development processes.

Keywords: salt deposits, forecast, electric centrifugal pump, resonant wave complex.

The purpose of the study: To develop the technological aspects of the Kumkol field development processes. One of the main problems in the development process is the development of the control of salt deposits.

Results. The results obtained in the course of model experiments are described in the dissertation work. Studies have shown that using the method of predicting salt deposits, you can find out the amount of salt sediment sediment. It is established that by using a wave resonance complex in an electric centrifugal pump, it is possible to avoid shrinkage of salt deposits. The probability of increasing the uptime of the well from 30 to 120 days is determined7.

The dissertation is 45 pages in digital format. The structure of the dissertation work includes the introductory part (p. 1), the main part(p. 18), the special part (p.11), the conclusion and the solution (p. 1). The work contains 9 figures and 8 tables. The list of references consists of 44 sources.

Мазмұны

Кіріспе.....	8
1 Негізгі бөлім	
1.1. Кенорын туралы жалпы мәлімет	9
1.2. Құмкөл кенорнының литологиялық және стратиграфиялық сипаттамасы.....	10
1.3.Құмкөл кенорынының мұнайының қасиеті.....	13
1.4 Құмкөл кенорнының мұнай және газ қорлары.....	14
1.5 Құмкөл кенорнының ұңғымалар қоры.....	15
1.5.1 «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» аумағындағы ұңғымалар.....	17
1.5.2 «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» АҚ аумағы.....	19
1.6 Ұңғымаларға техника және технологиялық анализ.....	23
1.6.1 Фонтанды тәсілмен игерілетін ұңғымалар.....	23
1.6.2 Штангалы тереңдік насосты қондырғымен игерілетін ұңғымалар.....	24
1.6.3 Бұрандалы штангалы сорапты қондырғымен игерілетін ұңғымалар.....	25
1.6.4 Электрлі ортадан тепкіш сораппен игерілетін ұңғымалар.....	26
1.7 Қабаттағы мұнай қорларын өндіруді талдау.....	27
2 Арнайы бөлім	
2.1 Құмкөл кенорнындағы тұз шөгінділерінің пайда болу себептері.....	29
2.2 Тұз шөгінділерін болжау әдісі.....	31
2.3 Толқынды резонансты комплекс.....	35
2.4 Толқынды резонансты комплекстің тиімділігі.....	36
Қорытынды.....	40
Пайдаланылған әдебитеттер тізімі.....	41

Кіріспе

Мұнай және газ саласы мемлекетіміздің, қай тұрғыдан қарасақта, басты саласы болып табылады, экономикалық тұрғыдан, және даму тұрғысынан алып қарағанда, бұл саланың алатын орны ерекше. Қазақстан Республикасы әлемде мұнай расталған қоры бойынша әлемде алдыңғы 15 мемлекетке кіреді, нақтырақ айтсақ 11 орында тұр. Мұнай қорларын дұрыс игеру, біздің мемлекетіміз үшін, экономикалық жағынан және болашағымыз үшін өте маңызды. Қазақ жерінде, 200ге жуық мұнай және газ кенорындары бар, оларды дұрыс әрі экономикалық тұрғыдан дұрыс игеру, еліміздің басты мақсаты.

Қазақстан Республикасында көптеген кенорындар бар, мұнай кенорындары, газ кенорындары, мұнай-газ кенорындары, тақтатаас мұнайлы кенорындары. Қазақ жерінің мұнайы әр кенорында физикалық тұрғыдан әр түрлі болып келеді. Кейбірі ауыр мұнай қатарынан болса, кейбірі жеңіл мұнай болып табылады. Қазақстанда жаңадан ашылып жатқан кенорындар аз емес, бірақ игеру жағынан 4 стадияға өтіп бара жатқан кенорындарда аз емес. Соның бірі Құмкөл кенорыны болып табылады.

Құмкөл мұнай-газ кен орны Қазақстан Республикасы Қарағанды облысы Ұлытау ауданының аумағында Торғай ойпатының оңтүстік бөлігінде орналасқан. Кенорын Қарағанды облысында орналасқанымен, Қызылорда қаласына географиялық тұрғыдан жақын орналасқан. Құмкөл кен орны 1984 жылы ақпанда Қазақстан Республикасының Геология министрлігі "Оңтүстікқазгеология" ПГО Оңтүстік Қазақстан мұнай барлау экспедициясымен ашылды. Сол уақыттан бері қазіргі уақыттада игерілуде.

Кенорын мұнайы жеңіл, шайырлы, жоғары парафинді және аз күкіртті ретінде сипатталады. Құмкөл кенорынын игеру кезеңін 4 кезеңінде, яғни соңғы игеру кезеңінде.

Диссертациялық жұмыстың негізгі мақсаты Құмкөл кен орнынның игеру процестерін технологиялық аспектілерін дамыту, зерттеу. Диссертациялық жұмыста, Құмкөл кенорынының игеру процесстеріне толық анализ жасалған.

Құмкөл мұнай-газ кенорынын, қазіргі таңда екі мұнай компаниялары игереді: «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» және «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Кенорынның негізгі өндіруші ұңғымаларының бөлігін электрлі ортадан тепкіш сорап қондырғылар құрайды. Ұңғымалар көп бөлігі сулану дәрежесі 90% асқан.

Диссертациялық жұмыстың басты мақсаты, Құмкөл кенорынына толық анализ жасау нәтижесінде, игеру сатысының соңғы кезеңінде тұрған кенорынның, игеру процессінің технологиялық аспектісіне үлес қосу.

Құмкөл кенорынында кездесетін басты проблемалар, барлық Қазақстан кенорынындағыдай, тұз, парафин шөгінділері болып табылады. Диссертациялық жұмыста, Құмкөлде тұз шөгінділерінің пайла болуының басты себептері мен химиялық құрамы көрсетілген.

Негізгі бөлім

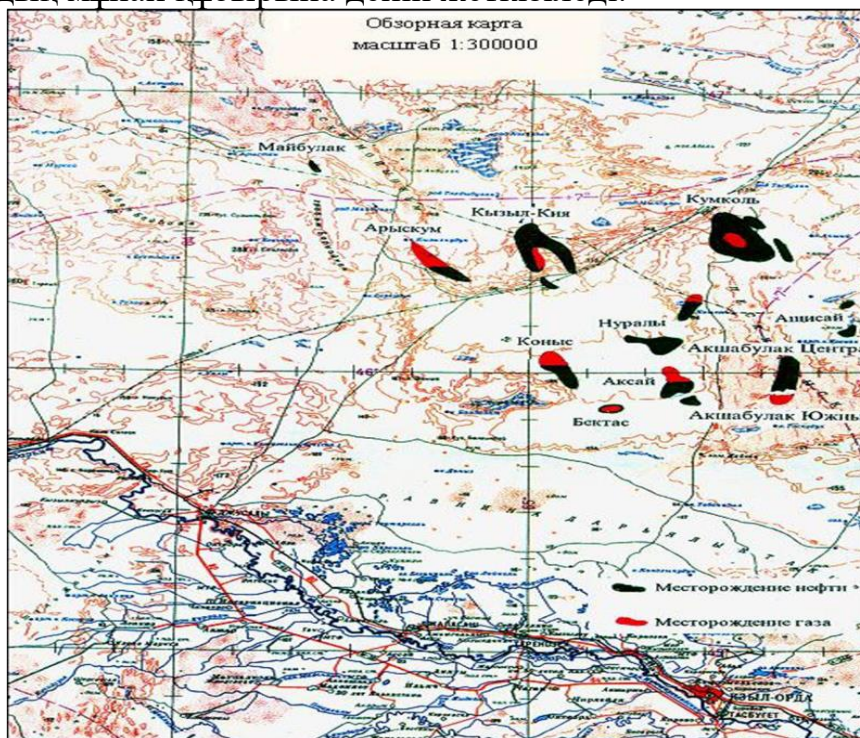
1.1 Кенорын туралы жалпы мәлімет

Құмкөл мұнай-газ кен орны Қазақстан Республикасы Қарағанды облысы Ұлытау ауданының аумағында Торғай ойпатының оңтүстік бөлігінде орналасқан.

Ең жақын елді мекендер теміржол станциялары: Жалағаш (150 км), Жосалы (210 км), Қарсақпай (180 км). Жезқазған қаласы мен облыс орталығы Қызылорда қаласына дейінгі қашықтық тиісінше 280 км және 180 км құрайды. Кен орнынан шығысқа қарай 230 км қашықтықта Омбы-Павлодар-Шымкент мұнай құбыры, солтүстік-шығысқа қарай 20 км жерде Жезқазған – Байқоңыр электр желісі өтеді.

Ауданның климаты шұғыл континенталды, ауа температурасының үлкен маусымдық және тәуліктік ауытқулары, оның ылғалдылығының тапшылығы және жауын-шашынның аз мөлшері бар. Жазда максималды температура плюс 30-35 °С, қыста минималды-минус 38-40 °С. жауын-шашынның жылдық мөлшері 150 мм-ге дейін, негізінен қыс-көктем мезгілінде түседі. Оңтүстік-шығыс бағыттағы тұрақты желдер, қыс мезгілінде – бұрқасын және боран тән.

Тұщы су көздері жоқ. Бұрғылау техникалық және тұрмыстық сумен қамтамасыз ету тереңдігі 50-70 метр болатын сенон–Турон шөгінділерінен 0,6–0,9 г/л минералдандырумен судың жоғары дебитін беретін арнайы гидрогеологиялық ұңғымалардан жүргізіледі. Фтор құрамының жоғары болуына байланысты, су ауыз су ретінде пайдалануға сәйкес келмейді. Мұнай Құмкөл-Қарақойын мұнай құбыры арқылы Павлодар-Шымкент магистральдық мұнай құбырына дейін жеткізіледі.



Сурет №1. Құмкөл кенорнының орналасу картасы

Құмкөл кенорнының литологиялық және стратиграфиялық сипаттамасы

Құмкөл кен орнының қимасы палеозой-протерозой жасындағы іргетастың метаморфталған түзілімдерімен ұсынылған, оларда мезозой мен кайнозойдың шөгінді шөгінділерінің кешені аймақтық стратиграфиялық сәйкессіздікпен жатыр. Мезо-кайнозой шөгінділері тектоникалық қалыптасу режимімен ерекшеленетін Юра рифтогендік, бор - палеоген және плиоцен-төрттік кешендермен ұсынылған. Кескіннің максималды тереңдігі 1761 м (№ 2000 ұңғыма).

Төменгі палеозой-протерозой PZ + PR

Іргетастың жыныстары сұр-жасыл массивті гидрослюда - каолинитті саздардан (ауа-райының қабығы) тұрады, олар біртіндеп кварц-биотит-плагиоклазды құрамның ауа-райының гнейстеріне айналады, қатты метаморфталған (жасыл тақтатастас тақтатастарына дейін) кварц-мусковит-хлорит тақтатастарымен, серицит-кварцит тақтатастарымен және кварцитпен өзгертілген вулканогендік материалдың қосындысынан тұрады, мүмкін бастапқы шөгінділер пелиттер немесе граувакки болды төмен кеуекті, жақсы шоғырланған метаморфталған тау жыныстары сұр-жасыл түсті.

Іргетастың беті-тірек шағылысатын Горизонт PZ. Іргетастың максималды ашық қалыңдығы 267 М (ұңғ. 2305, "ПетроҚазақстан Құмкөл Ресорсиз" АҚ).

Мезозой эратемасы MZ

Мезозой дәуірінің шөгінділері бұрыштық және стратиграфиялық сәйкессіздігі бар бүктелген іргетастың пайда болуында жатыр. Қимада барлық дерлік палеозойлық және мезозойлық (триас және Юра жүйесінің төменгі бөлігі) эратемаларының шөгінді және шөгінді-метаморфтық түзілімдері жоқ. Аймақтық стратиграфиялық келіспеушілік кен орнындағы шөгінділерді Юра және бор-палеоген құрылымдық қабаттарына бөледі.

Юра жүйесі J

Кен орны қимасында төменгі юра шөгінділері жоқ. Орта жоғарғыюралық шөгінділер дощан, құмкөл, карағансай, ақшабұлақ свиталары болып бөлінген.

J2 орта бөлімі

Орта юра шөгінділері сұр құмтас, алевролит және қара сұр аргиллиттердің қабаттасуынан тұратын **J2d**, дощан свитасына бөлінген. Қима бойынша ашық-қоңыр, полимиктті, орташа тығыздықтағы құмтастар және саздармен кезектесетін және кен орнының оңтүстік бөлігінде өнімді болып табылатын (Ю-V-1 -1, 2, 3) алевролиттердің бумалары бөлінеді. Шөгінділердің генезисі уақыт ағындарының арналық таяздарымен және төгілу фацияларымен байланысты.

Шөгінділердің қалыңдығы 232 м-ден іргетастың шығыңқы жеріне дейін өзгереді.

J2-3 ортаңғы және жоғарғы бөлімдері

Юраның орта және жоғарғы бөлімдерінің бөлінбеген шөгінділері **J2-3ks** Карағансай свитасына біріктірілген, оның жоғарғы бөлігі Ю-III және Ю-IV

өнімді горизонттар арасындағы флюидоупора болып табылады. Ол дошан жотасының шөгінділерінде, ал олар болмаған жерлерде - іргетас жыныстарында трансгрессивті түрде жатыр. Литологиялық тұрғыдан алғанда, свита жиналған: сұр сазды алевролиттердің кішкентай қабаттары бар қара аргиллиттер мен гидрослюда-каолинитті құрамындағы аргиллит тәрізді саздар. Свитаның кескінінен төмен мұнайлы-газды (Ю-IV, Ю-IV-1 - 0, Ю-IV-1-1 өнімді горизонттары) болып табылатын құмтастар мен аргиллиттердің жиі қабаттасуының бумалары орналасқан.

Кейбір ұңғымаларда Қарағансай шөгінділері шайылу салдарынан жоқ, ал олардың ең жоғарғы қалыңдығы 169,8 метрге жетеді (ұңғ.5017).

Ж3 жоғарғы бөлімі

Жоғарғы юра шөгінділері Қарағансай сілемінің шөгінділерінде жатыр және екі қатпармен ұсынылған: Құмкөл (құмды-сазды түзілімдер) және Ақшабұлақ (негізінен сазды жыныстар).

Құмкөл свитасы орта, жоғарғы және төменгі свиталармен ұсынылған, бірақ Құмкөл кен орны аумағында төменгіқұмкөл свитасы жоқ.

Ж3km₂ орта құмкөл свитасы қалыңдығы 87 м-ге дейін сазды айырмашылықтары бар құмды-алевролитті жыныстармен ұсынылған.Свитаның шатыр бөлігінде өнімді (Ю-III горизонт) болып табылатын құмтас пен алевролиттер шығарылады.

Ж3km₃ жоғарғы Құмкөл свитасы негізінен алевролитті - құмды жыныстармен ұсынылған және субвита шегінде Ю-I және Ю-II өнімді горизонттары бөлінген. Ю-II өнімді горизонты барлық аудан бойынша саз қабаттары мен сазды алевролиттерден жоғары жатқан қабаттардан бөлінген. Свитаның қалыңдығы 19 м-ден 54 м-ге дейін өзгереді.

Құмкөл свитасының шатыр бөлігінде шағылысатын III₁ көкжиегі стратификацияланады.

Ақшабұлақ свитасы **Ж3** сәйкес Құмкөлде жатыр және свиттер арасындағы шекарамен бөлінген. Шекара Юра өнімді горизонттары үшін сұйықтық түзетін сазды жыныстардың күрт өзгеруі түрінде айқын бөліммен ұсынылған.

Ақшабұлақ үйіндісінің төменгі бөлігі сұр, жасылдан қою сұр саздарға дейін, сазды жұқа қабатты алевролиттермен, битуминозды және жартылай карбонатты жыныстармен, сұр құмтас қабаттарымен, сирек марл мен әктастармен ұсынылған. Жоғарғы бөлігі каолинитті-гидрослюдті саздардан және құмды жыныстардың қабаттары мен линзалары бар сазды алевролиттерден тұрады.

Свитаның қалыңдығы 10 (оның шатырының шайылуына байланысты) - 136 м.

Бор жүйесі К

Бор шөгінділері екі бөлімге бөлінеді: жоғарғы және төменгі. Төменгі бөлігі дауль (неоком ярус үсті), қарашетау (апт–төменгі-орта альб) және қызылкийн (жоғарғы альб - сеноман) свиттерімен ұсынылған. Жоғарғы бөлім төменгі туронның балапандық үйіндісінен және жоғарғы Турон-сенонның бөлінбеген шөгінділерінен тұрады.

Дауль свитасы **K₁nc₁dl** Ақшабұлақ свитасының жыныстарында аймақтық эрозиямен және бұрыштық сәйкессіздікпен жатыр және литологиялық құрамы бойынша Төменгі, Арысқұм горизонты мен жоғарғы свитаға бөлінеді.

Арысқұм **K₁nc₁dl_{1ar}** горизонт үш литологиялық бөлікке бөлінеді. Төменгі және жоғарғы бөліктер құмды-алевролитті жыныстардан тұрады, олар қоңыр сазды карбонатты алевролиттер мен саздардың қабаттарынан, ал ортаңғы бөлік (саздан) тұрады. Шөгінділердің генезисі аллювиалды және делювиалды. Жоғарғы құмды қорап пен төменгі бөлігінің төбесі өнімді (М-I және М-II өнімді горизонттары). Горизонт төбесіне тірек шағылысатын Көкжиек Парға орайластырылған. Арысқұм көкжиегінің қалыңдығы 75-тен 128 м-ге дейін.

Төменгідауль свитасының жоғарғы бөлігі **K₁nc₁dl₁** сазды және карбонатты алевролиттермен және саздармен ұсынылған, бұл М-I өнімді горизонтының үстіндегі сұйықтық болып табылады, нижедауль свитасының қалыңдығы 101-ден 181 м-ге дейін өзгереді.

Төменгі және ортаңғы бөліктердегі **K₁nc₁dl₂** жоғарғы дауль свитасы құмды және сазды қызыл түсті жыныстардың қабаттарынан тұрады, олар таяз жерлерде, ал жоғарғы бөлігінде саздардан тұрады. N-5 және N-6 өнімді горизонттары бөлінген. Шөгінділердің қалыңдығы 189-дан 260 м-ге дейін өзгереді.

Апт-альба шөгінділері дауль свитасын шайып, **K_{1a+a}l₂** қарашетау свитасына біріктірілген. Свита төменгі бөлігінде гравелит қабаттары, ал жоғарғы бөлігінде саз қабаты бар сұр түсті сәл цементтелген құм қабатынан тұрады. Тау жыныстары көмірмен байытылған өсімдік қалдықтарымен қаныққан.

Қалыңдығы 250-ден 355 м-ге дейін өзгереді.

Альб-сеноман шөгінділерін біріктіретін **K₁ - 2al_{3+s}** Қызылқия сілемінің шөгінділері қарашетау сілеміне сәйкес жатыр және қалыңдығы 90-191 м құм мен құмтас қабаттары бар түрлі-түсті сазды алевролиттермен және саздармен ұсынылған.

Жоғарғы бор шөгінділерінің қалыңдығы 223-326 м аралығында өзгереді.

K_{2t+sn} жоғарғы бор шөгінділері Турон қабаты мен сенон надярымен ұсынылған. Турон деңгейінің төменгі бөлігінде, Балапан свитасы Қызылқия свитасында трансгрессивті түрде жатыр және жұқа көлденең қабаты бар жасыл-сұр құмдар мен саздардан тұрады. Турон-сенон шөгінділері қиманың жоғарғы жағына қарай шайылып, Балапан құмының жыныстарында жатыр және сұр саздар мен ақ құмдардың қалыңдығына, әктас қабаттарымен алмастырылған түрлі-түсті құмдар мен саздардың қабаттасуымен ұсынылған.

Кайнозой эратемасы KZ

Кайнозой тобы палеоген және неоген-төрттік жүйелерінің теңіз және континентальды шөгінділерімен ұсынылған. Кайнозойдың ашылған шөгінділерінің қалыңдығы 20-дан 73 м-ге дейін өзгереді.

Палеоген жүйесі

Палеоцен-төменгі эоцен ұсынған бөлінбеген палеоген шөгінділері жоғарғы бор шөгінділерінің бұлыңғыр бетінде жатыр. Шөгінділер өсімдік детриті бар қара сұр саздармен және теңіз генезисінің кварц-глауконит құмдарының қабаттарымен ұсынылған.

Неоген-төрттік шөгінділер N + Q

Плиоцен-төрттік шөгінділер шайылып, палеоген жүйесінің шөгінділерінде жатыр және қалыңдығы он метрден аспайтын құмдардан, саздақтардан және құмдақтардан тұрады.

1.3 Құмкөл кенорнының қабат мұнайының қасиеттері

I игеру объектісі екі өнімді горизонттармен ұсынылған: М-I және М-I I. I игеру объектісі бойынша қанығы қысымының орташа мәні 4,53 МПа құрады, газ құрамы – 10,56 м³/т, көлемдік коэффициенті-1,042 д. бірл., тығыздығы мен тұтқырлығы қабат жағдайында - 0,787 г/см³ және 2,71 мПа*с.

II игеру объектісі екі өнімді горизонттармен ұсынылған: Ю-I және Ю-II. Қанығу қысымы II игеру объектісінде 3,52 МПа құрады, ал газ құрамы – 73,58 м³/т, көлемдік коэффициент – 1,218 д. бірл. тең, қабат жағдайындағы тығыздық және тұтқырлық – 0,731 г/см³ және 1,05 мПа * с сәйкес болды.

III игеру объектісі Ю-III өнімді горизонтымен ұсынылған. III игеру объектісінің мұнайының қасиетіне келіп тоқталатын болсақ, қанығу қысымы 8,96 МПа тең, мұнайдың газ құрамы, 131,85 м³/т тең, көлемдік коэффициент – 1,344 тең, қабаттағы флюид тығыздығы 0,696 г/см³, ал тұтқырлық 1,00 мПа * с тең.

IV игеру объектісі Ю-IV, Ю-IV-1-1, Ю- V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и PZ1-PR өнімді горизонттарымен ұсынылған. Қанығу қысымының орташа мәні – 10,59 МПа, газ құрамы – 155,46 м³/т, көлемдік коэффициент-1,405 д. бірлік, қабат жағдайындағы тығыздық және тұтқырлық – 0,681 г/см³ және 1,15 мПа*с тең.

№1 кесте. Қабат мұнайының, барлау кезеңіндегі және қазіргі таңдағы қасиеттері

Атауы	Барлау кезеңінде		Қазіргі таңда	
	Өзгеру диапазоны	Орташа мәні	Өзгеру диапазоны	Орташа мәні
1	2	3	4	5
I игеру объектісі (М-I, М-II)				
Қанығу қысымы, МПа	2,53-6,80	4,45	-	3,10
Газ құрамы, м ³ /т	8,77-15,30	11,07	-	9,30
Көлемдік коэффициент	1,013-1,060	1,043	-	1,029
Қабат мұнайының тығыздығы, г/см ³	0,791-0,815	0,803	-	0,763
Қабат мұнайының тұтқырлығы, мПа*с	1,73-3,15	2,50	-	2,88
II игеру объектісі (Ю-I, Ю-II)				
Қанығу қысымы, МПа	6,50-11,30	9,13	1,45-6,00	3,52
Газ құрамы, м ³ /т	101,00-182,20	140,66	32,27-109,68	73,58

Көлемдік коэффициент	1,232-1,490	1,362	1,130-1,354	1,218
Қабат мұнайының тығыздығы, г/см ³	0,684-0,778	0,723	0,688-0,754	0,731
Қабат мұнайының тұтқырлығы, мПа*с	0,73-1,67	1,06	0,55-1,98	1,05
III игеру объектісі (Ю-III)				
Қанығу қысымы, МПа	6,45-12,90	9,01	7,20-10,30	8,50
Газ құрамы, м ³ /т	100,57-164,30	135,25	91,70-134,50	108,67
Көлемдік коэффициент	1,262-1,398	1,331	1,233-1,360	1,282
Қабат мұнайының тығыздығы, г/см ³	0,683-0,753	0,721	0,682-0,708	0,696
Қабат мұнайының тұтқырлығы, мПа*с	0,81-1,42	1,04	0,67-0,83	0,74
IV игеру объектісі (Ю-IV, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3, PZ₁-PR)				
Қанығу қысымы, МПа	7,18-13,68	10,65	7,18-13,34	10,19
Газ құрамы, м ³ /т	81,00-228,00	156,13	81,00-180,37	134,49
Көлемдік коэффициент	1,236-1,610	1,413	1,236-1,473	1,372
Қабат мұнайының тығыздығы, г/см ³	0,628-0,729	0,680	0,659-0,729	0,688
Қабат мұнайының тұтқырлығы, мПа*с	0,40-2,29	1,25	0,75-2,29	1,43

1.4 Құмкөл кенорнының мұнай және газ қорлары

Құмкөл кен орнының мұнай және газ қоры алғаш рет 1987 жылы есептелді. КСРО Пайдалы қазбалар қорлары жөніндегі мемлекеттік комиссиясымен бекітілген "Қазақ КСР Жезқазған облысының Құмкөл кен орнында 15.05.1987 жылғы жағдай бойынша Мұнай және газ қорларын есептеу" бойынша есеп жасалды (1987 жылғы 4 қарашадағы № 102834 хаттама). Бор (М-I, М-II) және Юра шөгінділерінің (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV) өнімді горизонттары есептеу объектілеріне айналды.

01.01.2001 ж.жағдай бойынша кен орнының бұрғылануының ұлғаюына сәйкес мұнай қорларын С1 санатынан в санатына ауыстыру жүргізілді, 2002 жылы бұл жұмысты ҚР ҚМК бекітті (2002 жылғы 10 сәуірдегі №133-02-II ҚР ҚМК ХАТТАМАСЫ). [2]

2008 жылы 01.01.2007 ж.жағдай бойынша ҚР ҚМК-да бекітілген (2008 жылғы 12 желтоқсандағы №777-08-У ҚР ҚМК ХАТТАМАСЫ) "Құмкөл кен орнының мұнай, конденсат және ілеспе компоненттерінің қорларын қайта есептеу" орындалды.

Келісімшарттық аумақтың солтүстік-батыс бөлігінде Ю-I өнімді горизонттын бұрғылау арқылы зерделеу нәтижесінде алынған геологиялық-кәсіпшілік материалдар "01.09.2012 ж. зерделену жағдайы бойынша Құмкөл кен орнының Солтүстік учаскесінде 2393, 2395 және 2396 ұңғымалар

ауданында С2 санатынан Ю-I горизонтының С1 санатына Мұнай және еріген газ қорларын аудару жөніндегі есепті" жасау кезінде пайдаланылды.

2012 жылы "02.01.2012 ж. палеозой-протерозой шөгінділерінің Мұнай және газ қорларын жедел есептеу" бойынша есеп орындалды [4]. 2012 жылғы 25 қаңтардағы ҚР ҚМК № 1151-12-П хаттамасымен көмірсутек қорлары қабылданып, ҚР Мемлекеттік балансына қойылды.

2017 жылы "Құмкөл кен орнының оңтүстік - шығыс бөлігіндегі мұнай және ерітілген газ қорларының 02.01.2016 ж. зерттелу жағдайы бойынша өсімі" бойынша есеп орындалды [6]. 2017 жылғы 6 наурыздағы ҚР ҚМК № 1794-17-У хаттамасымен Мұнай және ерітілген газ қорлары қабылданып, ҚР Мемлекеттік балансына қойылды.

2017 жылы бұрғылау нәтижелерінде 13 ұңғыма (ҰНҒ. 100, 136, 140, 243, 244, 280, 329, 331, 336, 400, 2070, 3033, 3034) "Қазақстан Республикасы Қарағанды облысының Құмкөл кен орнының жоғарғы неоком шөгінділеріндегі бос газ қорларының өсімі (02.01.2017 ж. жағдай бойынша)" бойынша есеп орындалды және ҚР ҚМК - да 2017 жылғы 5 желтоқсандағы №1877-17-У хаттамасымен бекітілді.

Қорларды Соңғы қайта есептеуді "НИПИнефтегаз" АҚ 2019 жылы орындады. "02.01.2018 ж. зерделену жағдайы бойынша Құмкөл кен орнының мұнай, газ қорларын және ілеспе компоненттерін қайта есептеу" бойынша есепті ҚР ҚМК бекітті (16.07.19 ж. №2069-19-9 хаттама).

Жалпы Құмкөл кен орны бойынша көмірсутектердің геологиялық / алынатын қорлары:

Мұнай

А санаты бойынша-163948/92007 мың т.;

С1 санаты бойынша – 2519/410 мың т.;

С2 – 31/17 мың т санаты бойынша

Ерітілген газ

А санаты бойынша-15719/8650 млн. м³;

С1 санаты бойынша – 375/57 млн. м³;

С2 санаты бойынша-4/2 млн. м³.

Газ қақпақтарындағы газ

С1 – 2092/2092 млн. м³ санаты бойынша;

Бос газ

С1 санаты бойынша-104,1/93,7 мың т.

Конденсат

С1 санаты бойынша-41,0/33,0 мың т.

Жалпы Құмкөл кенорнының мұнай қорының көп бөлігі, жақсы деңгейде зерттелген, яғни А категориясына жататындығын көріп отырмыз, ал ерітілген газ, газ қақпақтарындағы газ, бос газ, конденсат қорлары, перспективті деңгейде, зерттеліп жатқан деңгейде.

1.5 Құмкөл кенорнының ұңғымалар қоры

Құмкөл кен орнының қорында барлығы 1057 ұңғыма бар, оның ішінде 472 өндіруші, 293 айдау, 229 бақылау, 33 су жинау және 28 жойылған.

Жұмыс істеп тұрған өндіру қорында екі ұңғыма фонтандық тәсілмен пайдаланылады, қалғандары механикаландырылған тәсілмен пайдаланылады, оның ішінде: 9 – бұрандалы сорғы қондырғыларымен (БСҚ), 370 – электр орталықтан тепкіш сорғылармен (ЭОТС), 45-штангалы тереңдік – сорғы қондырғыларымен (ШТСҚ) жабдықталған.

Мұнай бойынша орташа дебит тәулігіне 4,1 т, орташа суландыру 98,5 %, орташа қабылдау тәулігіне 488 м3 құрады.

Кесте №2. Құмкөл кенорнының ұңғымалар қоры

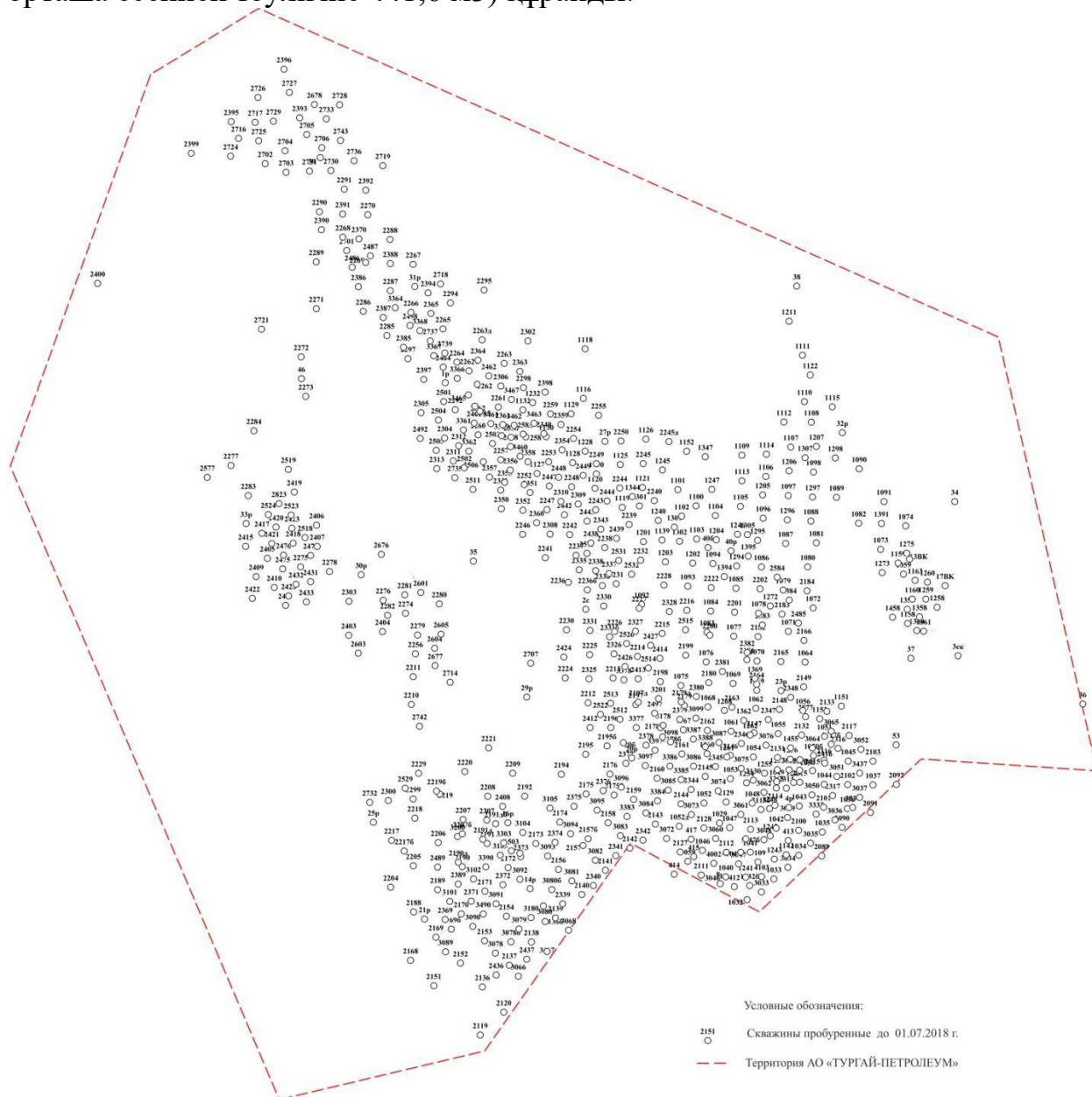
Атауы	Ұңғымалар қорының сипаттамасы	Игеру объектілері				
		I	II	III	IV	Барлығы
Өндіруші ұңғымалар қоры	Барлығы	177	235	48	12	472
	Пайдалану қоры	177	235	48	12	472
	Істеп тұрғаны	167	204	42	8	421
	Фонтанды	0	1	0	1	2
	БШСҚ	2	7	0	0	9
	ЭОТС	149	176	41	4	370
	ШТСҚ	18	22	2	3	45
	Әрекетсіз	10	31	6	4	51
	Игеруде	0	0	0	0	0
	Консервацияда	2	0	0	0	2
Айдау ұңғымаларының қоры	Барлығы	131	125	37	0	293
	Байқау	120	113	35	0	268
	Әрекетсіз	11	12	2	0	25
	Игеруде	0	0	0	0	0
Бақылау ұңғымаларының қоры	Байқау	46	157	18	8	229
Су тарту	Барлығы					
	Су тарту					
	Бақылау					
Жойылған	Барлығы	6	19	1	2	28
Ұңғымалардың жалпы қоры		362	536	104	22	1057

Құмкөл мұнай-газ кенорнының, қазіргі таңда екі мұнай компаниялары игереді: «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» және «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

1.5.1 «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» аумағындағы ұңғымалар

Қолданыстағы өндіру қорында барлық ұңғымалар механикаландырылған тәсілмен пайдаланылады, оның ішінде: ЭОТС – 249 және ҰШСҚ – 32 жабдықталған. Орташа дебит тәулігіне 3,7 т, орташа суландыру 98,7 %, айдамалау ұңғымаларының орташа қабылдағыштығы тәулігіне 464,1 м3 құрады. «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» АҚ аумағында 7 айдау ұңғымасында бір мезгілде бөлек айдау технологиясы қолданылады.

Ұңғымалардың орташа қабылдау қабілеті тәулігіне 883,2 м3 (бір объектіге орташа есеппен тәулігіне 441,6 м3) құрайды.



Сурет №2. «ТОРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» АҚ аумағында бұрғыланған ұңғымалардың орналасу схемасы»

Кесте №3. «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» АҚ аумағындағы ұңғымалар қоры

Атауы	Ұңғымалар қорының сипаттамасы	Игеру объектілері				
		I	II	III	IV	Барлығы
Өндіруші ұңғымалар қоры	Барлығы	124	157	39	2	322
	Пайдалану қоры	124	157	39	2	322
	Істеп тұрғаны	115	130	35	1	281
	Фонтанды	0	0	0	0	0
	БШСҚ	0	0	0	0	0
	ЭОТС	100	114	34	1	249
	ШТСҚ	15	16	1	0	32

	Әрекетсіз	9	27	4	1	41
	Игеруде	0	0	0	0	0
	Консервацияда	0	0	0	0	0
	Барлығы	84	81	32	0	197
Айдау ұңғымаларының қоры	Байқау	73	69	30	0	172
	Әрекетсіз	11	12	2	0	25
	Игеруде	0	0	0	0	0
	Барлығы	84	81	32	0	197
Бақылау ұңғымаларының қоры	Байқау	27	81	4	0	112
	Әрекетсіз	0	0	0	0	0
	Игеруде	0	0	0	0	0
	Барлығы	27	81	4	0	112
Су тарту	Барлығы					18
	Су тарту					6
	Бақылау					12
Жойылған	Барлығы	4	16	1	0	21
Ұңғымалардың жалпы қоры		239	335	76	2	670

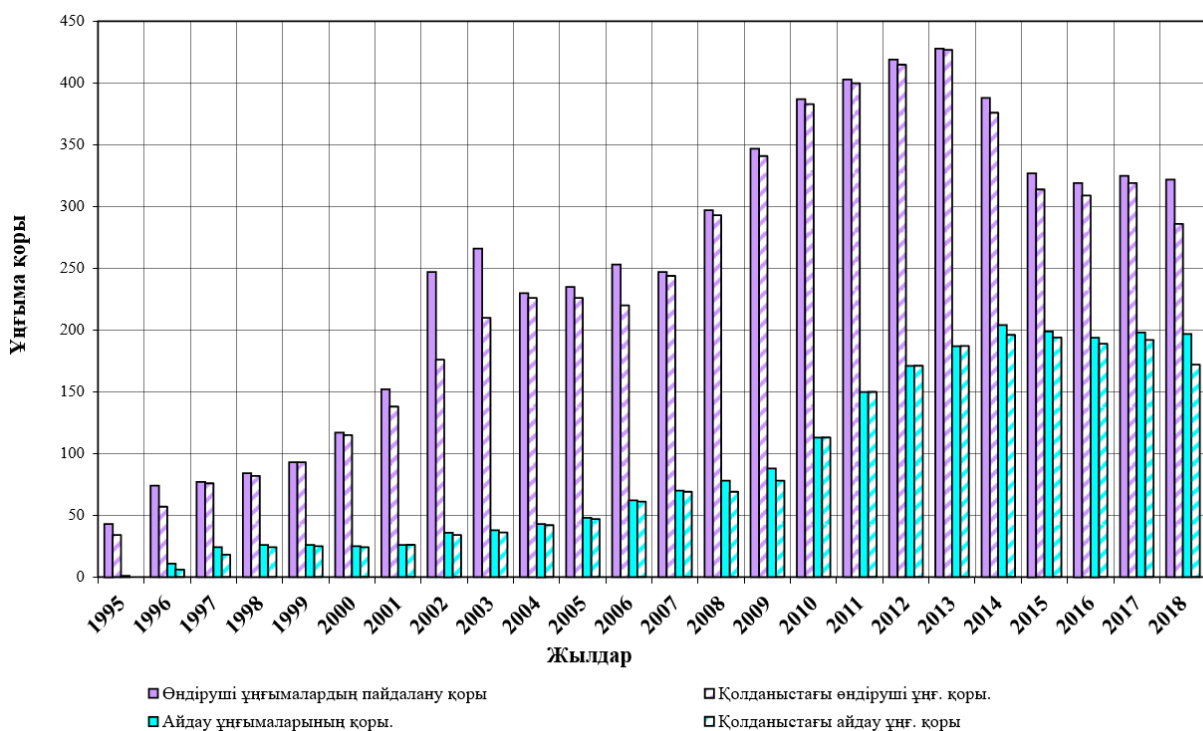


График №1. «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» АҚ аумағындағы игеру басынан бастап, ұңғыма қорларының өзгерісі.

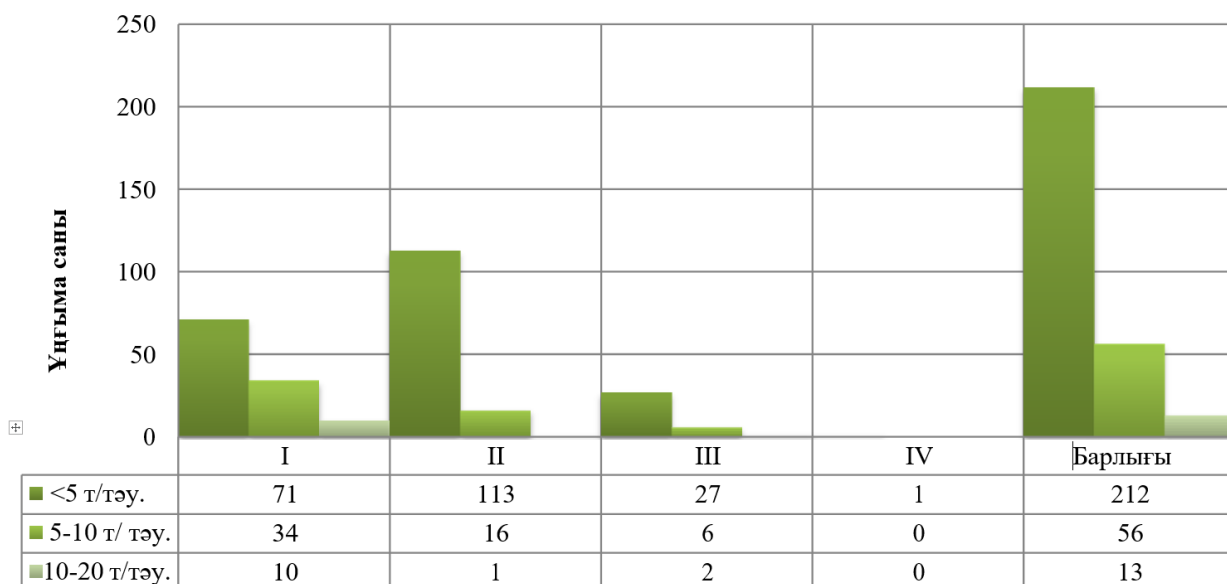


График №2. «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» АҚ аумағындағы өндіруші ұңғымалардың мұнай дебиті бойынша жіктеу

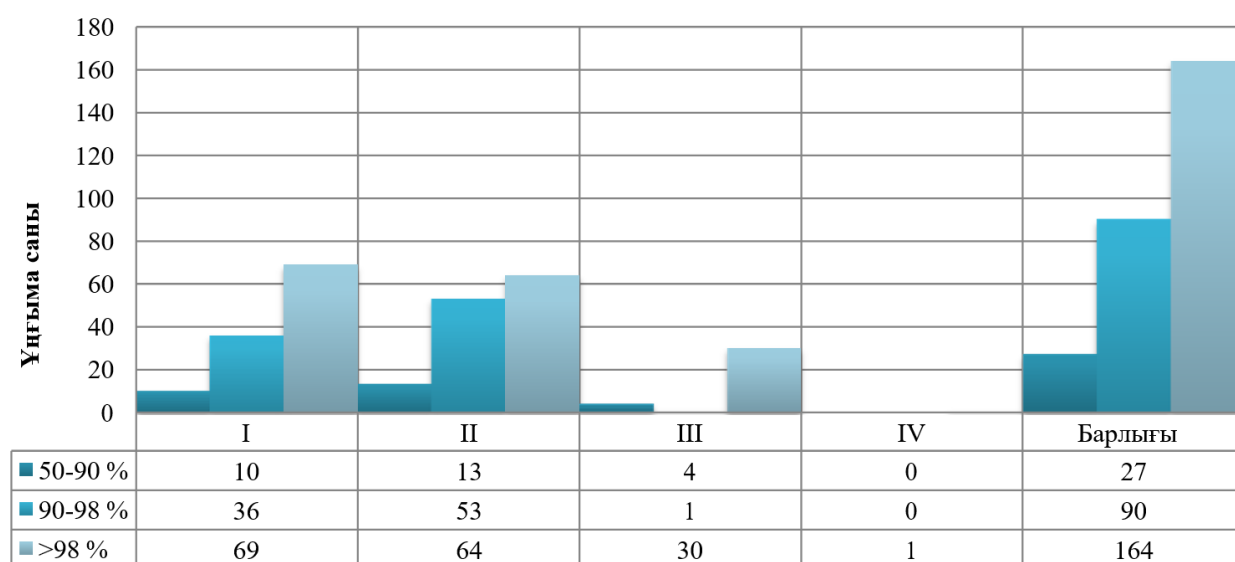


График №3. «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» АҚ аумағындағы өндіруші ұңғымаларның сулану бойынша жіктеу.

«ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» АҚ аумағындағы ұңғымалардың негізгі бөлігі, Құмкөл кенорнының жалпы аумағындағыдай, көп бөлігі суланған және бір тәуліктегі дебиті 5 мың тоннаға тең. Нақтырақ айтқанда 88% ұңғымалар сулануы 90% жоғары, оның 65% сулану дәрежесі 98% көп.

1.5.2 «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» АҚ аумағы

Жұмыс істеп тұрған өндіру қорында екі фонтандық ұңғыманы қоспағанда, барлық ұңғымалар механикаландырылған тәсілмен пайдаланылады, оның ішінде: БШСҚ - 9, ЭОТС – 116, ҰШСҚ – 13 жабдықталған. Орташа дебит тәулігіне 5,2 т, орташа суландыру 98,2 %,

Условные обозначения:

— Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз»

○ Скважины пробуренные до 01.07.2018 г.

Кесте №4. «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» АҚ аумағындағы
ұңғымалар қоры

17

Айдау ұңғымаларының қоры	ы					
	Байқау	47	44	5	0	96
	Әрекетсіз	0	0	0	0	0
	Игеруде	0	0	0	0	0
Бақылау ұңғымаларының қоры	Байқау	19	76	14	8	117
Су тарту	Барлығы					15
	Су тарту					4
	Бақылау					11
Жойылған	Барлығы	2	3	0	2	7
Ұңғымалардың жалпы қоры		239	123	201	28	387

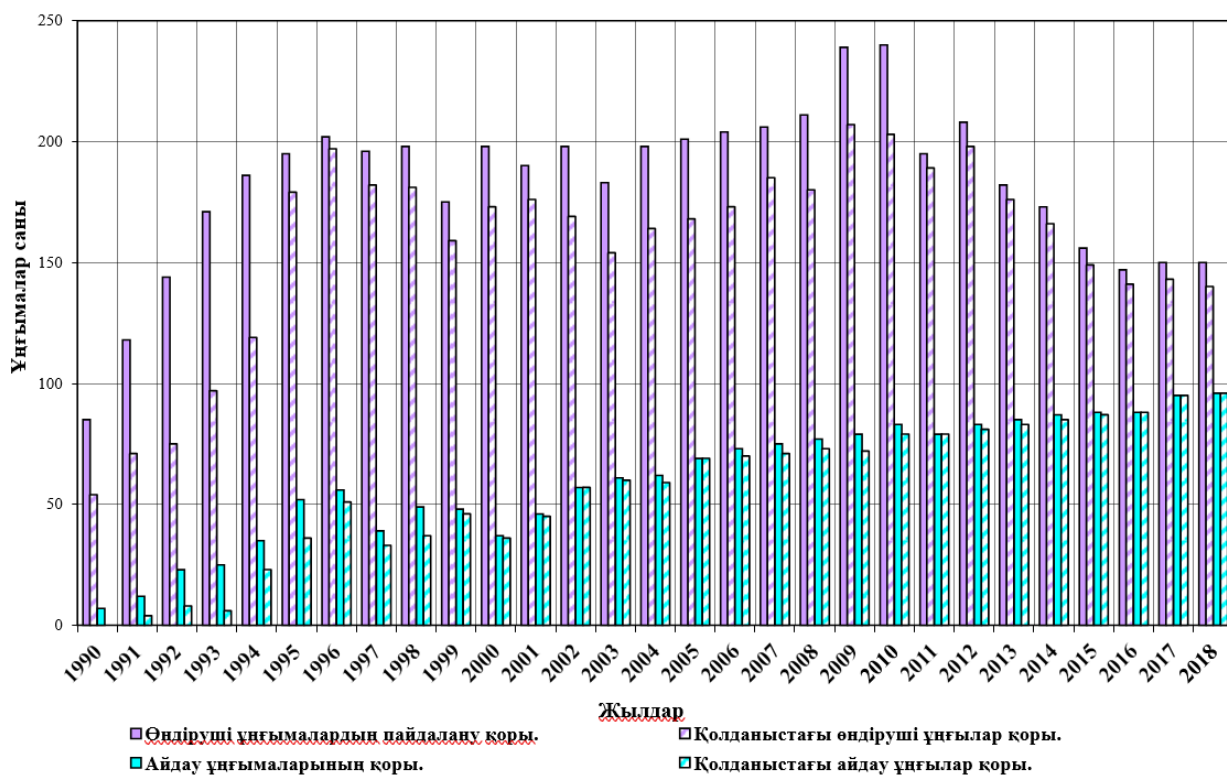


График №4. «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» АҚ аумағындағы игеру басынан бастап, ұңғыма қорларының өзгерісі

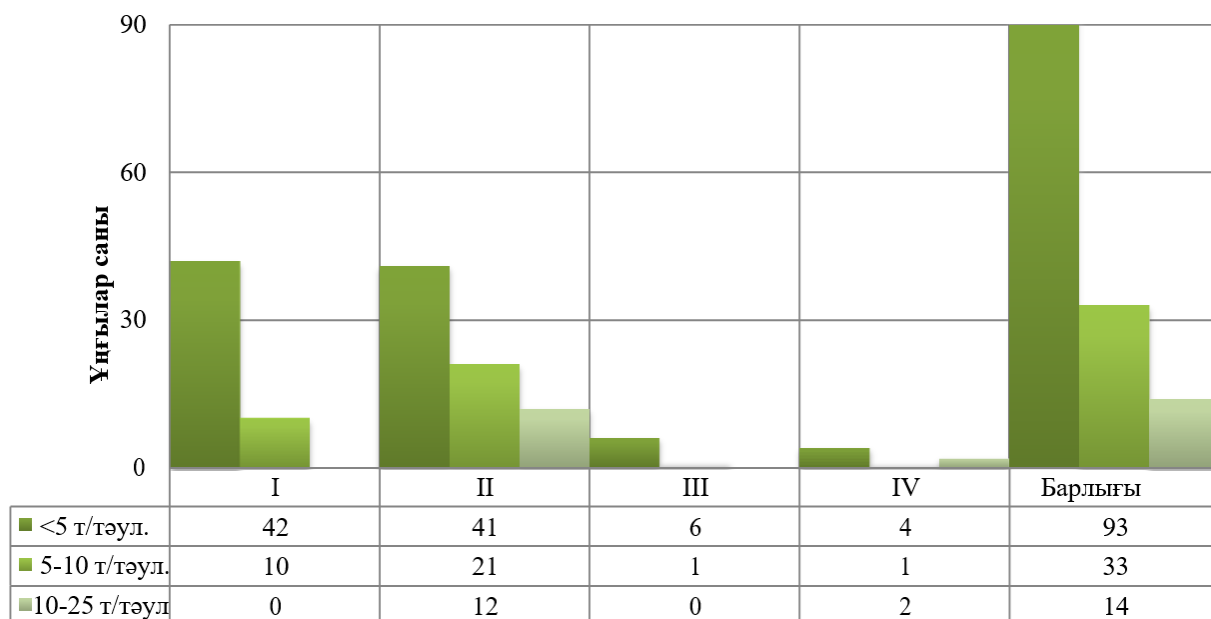


График №5. «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз» АҚ аумағындағы өндіруші ұңғымалардың мұнай дебиті бойынша жіктеу

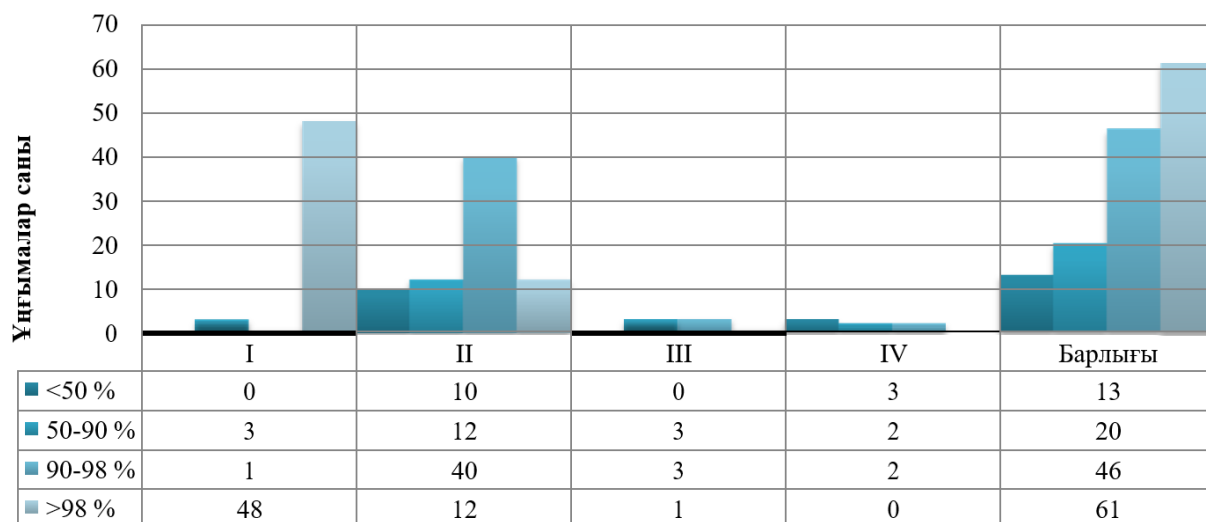


График №6. «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз» АҚ аумағындағы өндіруші ұңғымаларның сулану бойынша жіктеу.

«ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» АҚ аумағындағы ұңғымалардың негізгі бөлігі, Құмкөл кенорнының жалпы аумағындағыдай, көп бөлігі суланған және бір тәуліктегі дебиті 5 мың тоннаға тең. Нақтырақ айтқанда 88% ұңғымалар сулануы 90% жоғары, оның 65% сулану дәрежесі 98% көп.

1.6 Ұңғымаларға техника және технологиялық анализ

1.6.1 Фонтанды тәсілмен игерілетін ұңғымалар

Фонтандық тәсілмен "ПҚҚР" АҚ аумағында орналасқан 2085 және 4003 ұңғымалары пайдаланылды. Ұңғымалардың аз жұмыс жасауына байланысты ұңғымалардың жұмысын бағалау мүмкін емес.

"ПҚҚР" АҚ аумағында жұмыс істеп тұрған 2085 және 4003 бұрқақты ұңғымалар Сағада фонтанды арматурамен және 3000 PSI (21 МПа) жұмыс

қысымына есептелген 9-5/8" х 6-5/8" типті мөлшерлі бағанды баспен жабдықталған. Қолданылатын реттелетін штуцерлер өту қимасын өзгерту (реттеу) мүмкіндігін көздейді. Ұңғыма ішіндегі жабдық диаметрі 73 мм бір секциялы СКҚ-мен ұсынылған.

1.6.2 Штангалы тереңдік насосты қондырғымен игерілетін ұңғымалар

тереңдік штангалық сорғылармен 43 ұңғыма пайдаланылады (32 ұңғыма - "ТП" АҚ аумағында, 11 ұңғыма - "ПКҚР" АҚ аумағында. Оның 30 – ы I объектіде, 24 – і II объектіде, 3 – і III объектіде және 4-і IV объектіде.

ҰШСҚ жабдықталған ұңғымаларды пайдалану режимдеріне талдау жүргізу үшін олар сұйықтық дебиттері бойынша топтарға бөлінген.

Тәулігіне 5 м3 дейін сұйықтық дебиті бар ұңғымалар тобына 6 ұңғыма кірді ("ТП" ақ ұңғымалары" - 2258, 2449, 3467, 2714, "ПКҚР" АҚ ұңғымалары - 4030, 4041). Осы топтың ұңғымалары тәулігіне 4 м3 сұйықтықтың орташа дебитімен (2258 ұңғымада тәулігіне 2 м3 бастап 2449, 3467 ұңғымаларда тәулігіне 5 м3 дейін ("ТП" АҚ)), суланудың орташа мәні 55,6 % (4041 ұңғымада 1% бастап ("ПКҚР" АҚ) 2449 ұңғымада 84,5% дейін ("ТП"ақ)) жұмыс істеді. Қабаттық және ұңғыма түптік қысымның орташа мәндері тиісінше 7,3 және 4,9 МПа, сағалық және құбыраралық – 0,6 және 0,04 МПа құрады.

Тәулігіне 5,1 ден 50 м3 дейін сұйықтық дебиті бар ұңғымалар тобына 37 ұңғыма (ҰҢҒ) кірді. 27р, 1050, 1059, 1101, 1128, 1272, 2240, 2309, 2359, 2532, 3461, 3463, 3461, 3463, 1093, 2196, 2278, 2391, 2393, 2423, 2486, 2518, 2603, 2704, 2729, 2736, 3465, 2355 - "ТП" АҚ және 12 ұңғыма 242, 332, 2049, 3026, 4013, 5000, 5019, 5016, 5017 - "ПКҚР" АҚ).

Осы топтағы ұңғымалар сұйықтықтың орташа дебитімен тәулігіне 13 м3 (6 м3/тәуліктен 30 м3/тәулікке дейін), суланудың орташа мәні 76,9 % (ұңғымадағы 33,8% - дан 2393 ("ТП" АҚ) ұңғымадағы 100% - ға дейін 1059 ("ТП"ақ)) жұмыс істеді. Қабаттық және ұңғыма түптік қысымның орташа мәндері тиісінше 5,9 және 3,7 МПа, сағалық және құбыраралық - 0,8 және 0,3 МПа құрады.

Талдау күніне ПӘК 0,5 д. бірлікке дейін төмен сорғылар 17 ұңғымада жұмыс істеді, оның ішінде 11 ұңғыма – I объект , 5 ұңғыма – II объект және 1 ұңғыма – III объект. 6 ұңғымада сорғылар 0,5 – тен 0,8 Д – ға дейінгі аралықта Пәк-пен қалыпты жұмыспен сипатталды, оның ішінде 3 ұңғыма-I объект, 3 ұңғыма-II объект. Сұйықтықтың нақты дебитінің теориялық дебиттен артуымен (қондырғының пәк 0,8 д. бірліктен астам) 9 ұңғыма жұмыс істеді: 3461-I объект пен ұңғыма 2391, 2423, 2486, 2704, 2729, 2730, 2736, 3465 – II объект "ТП"ақ аумағындағы барлық ұңғымалар.

ҰШСҚ сағалық жабдығы жүк көтергіштігі 8 т пішін8 - 3-5500 және СКД8-3-4000 тербелме-станоктарымен және ұңғымалардың сағаларын герметикалайтын СУСГ типті өздігінен тығыздалатын тығыздағыштармен ұсынылған. Ұңғымалардың негізгі бөлігіндегі ұңғыма ішіндегі жабдық диаметрі 73 мм НКТ бір секциялы бағаналарында, ал 2049 ұңғымаларында диаметрі 89 мм НКТ түсірілген плунжерлік сорғылармен және диаметрі 22 мм

штангалардың бір сатылы бағаналарында және ұңғымалардағы 19x22x25 мм көп сатылы бағаналарда түсірілген плунжерлермен ұсынылған 332, 2049, 3026, 4030, 4041, 5000 (АҚ аумағында). Кен орнында диаметрі 38,1; 44,5; 57,2 және 69,9 ММ қосылатын сорғылар қолданылады.

"ПҚҚР" АҚ аумағында 244 ұңғымада ҰШСҚ орнату 6 м ұзақ жүру режимінде және 4 терб/мин тербеліс санымен пайдаланылды. Rotaflex "тербелме станогы»

5019 ұңғымаларынан басқа барлық ұңғымаларда сорғыны қабылдау Перфорацияның жоғарғы саңылауларынан орта есеппен 48,9 М (өзгеру диапазоны 1,2-ден 305 м-ге дейін) жоғары тереңдікке түсірілген. 5019 ұңғымасында сорғыны қабылдау 31,5 М перфорация аралығына түсірілді.

1.6.3 Бұрандалы штангалы сорапты қондырғымен игерілетін ұңғымалар

Құмкөл кен орнында бұрандалы штангалы сорғылармен "ПҚҚР" АҚ аумағында 7 ұңғыма пайдаланылады, оның ішінде 2 ұңғыма I объектіде, 5 ұңғыма II объектіде орналасқан. БШНҚ жабдықталған ұңғымаларды пайдалану режимдеріне талдау жүргізу үшін олар сұйықтық дебиттері бойынша топтарға бөлінген. Тәулігіне 50-ден 100 м³-ге дейін сұйықтық дебиті бар ұңғымалар тобына 5 ұңғыма кірді. 2014, 2036, 2042, 3002, 4025) "ПҚҚР" АҚ.

Осы топтағы ұңғымалар сұйықтықтың орташа дебитімен тәулігіне 69 м³ жұмыс істеді, суландырудың орташа мәні 93 % (83% - дан (ұңғ. 2042) 98% - ға дейін (ұңғ. 2036)). Бұрандалы сорғылар ротордың айналымымен орташа есеппен 190 айн/мин жұмыс істеді (2014 жылғы ұңғымада 170 айн/мин-ден 4025 жылғы ұңғымада 220 айн/мин-ге дейін). Қабаттық және ұңғыма түптік қысымның орташа мәндері тиісінше 5,6 және 2,9 МПа, сағалық және құбыраралық – 0,38 және 0,21 МПа құрады.

Тәулігіне 100 м³ астам сұйықтық дебиті бар ұңғымалар тобына тәулігіне 170 м³ сұйықтықтың орташа дебитімен жұмыс істеген 2058, 4016 ұңғымалар кірді, су басудың орташа мәні 97%. Бұрандалы сорғы орташа есеппен 241 айн/мин жұмыс істеді. резервуар мен кенжар қысымының орташа мәні сәйкесінше 5,8 және 4,5 МПа, сағалық – 0,5 МПа болды.

Сағалық жабдық өндіруші KUDU Industries Inc компаниясының vh100 hp11.6T (электр қозғалтқышы, жетек және жетек шкафы, сағалық тығыздағыш) моделінің сағалық жетегінен, басқару шкафынан және трансформатордан тұрады.

Ұңғыма ішіндегі жабдық диаметрі 89 мм (2014, 2042, 3002, 4025 ұңғымаларында) және 114 мм (2036, 2058, 4016 ұңғымаларында) GLB және WFT PCP типті бұрандалы сорғылармен ұсынылған. Бұрандалы сорғылардың статорлары диаметрі 89 мм НКТ колонналарында түсірілді, сорғылардың роторлары диаметрі 19x25 ММ аралас штангаларда түсірілді, сорғылар орта есеппен 1153,5 м тереңдікке түсірілді (өзгеру диапазоны 1000,46-дан 1222,57 м-ге дейін).

1.6.4 Электрлі ортадан тепкіш сораппен игерілетін ұңғымалар

Электрлі ортадан тепкіш сорғылармен 361 ұңғыма пайдаланылады (249 ұңғыма - "ТП" АҚ, 112 ұңғыма - "ПҚҚР" ақ), оның ішінде 144 – I объектіде, 168 ұңғыма – II объектіде, 38 ұңғыма – III объектіде және 5 ұңғыма-IV объектіде.

ЭОТС-пен жабдықталған ұңғымаларды пайдалану режимдерін оңтайландыру бойынша талдау және ұсынымдар жүргізу үшін олар сұйықтық дебиттері бойынша топтарға бөлінген.

Тәулігіне 5-тен 50 м³-ге дейін сұйықтық дебиті бар дебиті аз ұңғымалар тобына 39 ұңғыма ("ТП" АҚ аумағында 31 ұңғыма және "ПҚҚР" АҚ аумағында 8 ұңғыма) кірді. Осы топтың ұңғымалары тәулігіне 29 м³ (тәулігіне 6 м³ бастап 2506 ("ТП" АҚ) ұңғымасында тәулігіне 50 м³ дейін 3004 ("ПҚҚР" АҚ)) сұйықтықтың орташа дебитімен жұмыс істеді, суландырудың орташа мәні 86% (4002 ұңғымасында 43,5% бастап ("ТП" АҚ) 2282 ұңғымасында 98,5% дейін ("ТП" АҚ) "ТП").

Электр ортадан тепкіш сорғылардың орташа айналу жиілігі 49 Гц (43-тен (ҰНҒ. 2372) 60 Гц-ке дейін (ҰНҒ.2522) "ТП" АҚ аумағында). Қабаттық және ұңғыма түптік қысымның орташа мәндері тиісінше 7 және 4,2 МПа, сағалық және құбыраралық – 0,9 және 0,4 МПа құрады. Тәулігіне 50-ден 100 м³-ге дейін сұйықтық дебиті бар ұңғымалар тобына 76 ұңғыма ("ТП" АҚ-ның 43 ұңғымасы және "ПҚҚР" АҚ-ның 19 ұңғымасы) кірді. Осы топтағы ұңғымалар тәулігіне 76 м³ сұйықтықтың орташа дебитімен жұмыс істеді (53-тен (1119 ұңғымада ("ТП" ақ) тәулігіне 100 м³ дейін (2725 ұңғымада ("ТП" АҚ)), суландырудың орташа мәні 95,3% (2258д ұңғымасындағы 81% - дан ("ТП" АҚ)) 1121 ұңғымасында 99,7% - ға дейін ("ТП" АҚ)). Электр ортадан тепкіш сорғылардың орташа айналу жиілігі 49 Гц (40-тан (ҰНҒ. 2315) 58 Гц-ке дейін (ҰНҒ.4014) "ТП" АҚ аумағы). Қабаттық және ұңғыма түптік қысымның орташа мәндері тиісінше 6,7 және 4,1 МПа, сағалық және құбыраралық – 1 және 0,5 МПа құрады.

Тәулігіне 100 м³ және одан да көп сұйықтық дебиті бар ұңғымалар тобына 257 ұңғыма ("ТП" АҚ аумағында 174 ұңғыма және "ПҚҚР" АҚ 83 ұңғыма) кірді. Осы топтың ұңғымалары тәулігіне 426 м³ (тәулігіне 101 м³ бастап 2247, 2448 ("ТП" АҚ) ұңғымаларында тәулігіне 1099 м³ дейін 1033 ұңғымасында ("ПҚҚР" АҚ)) сұйықтықтың орташа дебитімен жұмыс істеді, суландырудың орташа мәні 97,5 % (1121 ұңғымасында 87% бастап ("ТП" АҚ) 2461 ұңғымасында 99,7% дейін ("ТП" АҚ)). Электр ортадан тепкіш сорғылардың айналуының орташа тазалығы 50 Гц (40 (326, 1025 ПҚҚР, 2316 ТП) 64 (2158, 1248 ТП) құрады. Қабаттық және ұңғыма түптік қысымның орташа мәндері тиісінше 6,8 және 5,1 МПа, сағалық және құбыраралық – 1,2 және 0,4 МПа құрады.

Талдау күніне 34 ұңғымада сорғылар қалыпты жұмыспен сипатталды – 0,6 – дан 0,8 Д – ға дейінгі аралықтағы Пәк-пен, оның ішінде 21 ұңғыма-I объект, 7 ұңғыма-II объект және III объектідегі 6 ұңғыма. Сұйықтықтың нақты дебитінің теориялық (қондырғының пәк 0,8 д. бірліктен астам) артуымен 140 ұңғыма жұмыс істеді, оның ішінде 54 ұңғыма – I объектіде, 61 ұңғыма – II

объектіде, 24 ұңғыма – III объект пен IV объектінде 1241 ұңғыма. "ТП"ақ аумағындағы барлық ұңғымалар.

Талдау күніне ЭОТС-мен жабдықталған барлық жоғары дебитті ұңғымалардың өнімнің жоғары сулануы болды (70%-дан астам), оның ішінде 137 (60%) Юра объектісі ұңғымалары, 72 (32%) бор объектісі ұңғымалары және 18 (8%) бірлескен юра-бор ұңғымалары. Сулылығы жоғары 227 ұңғыманың 219-ы (96%) суландырумен 90% - дан жоғары немесе тең жұмыс істеді. 20 ұңғымада (9%) газ факторы орташадан 106,1-ден 1000 м3/т-ға дейін, қалған 207 ұңғымада (91%) газ факторы 6,3-тен 98,4 м3/т-ға дейін диапозонда.

Тиімділігі 50% - ға дейін және төмен динамикалық деңгеймен (сорғыны қабылдау кезінде 50 метрден аз) 669-3 (бор көкжиегі) және 624 (бірлескен горизонт 624) ұңғымалары жұмыс істеді.

Тиімділігі 50% - ға дейін және жоғары динамикалық деңгеймен (сорғыны қабылдауда 100 метрден астам) 9 ұңғыма жұмыс істеді: юра көкжиегінде – 3 ұңғыма (22-1Н, 687-3, 14026), бор көкжиегінде – 5 ұңғыма (314, 397-1Н, 638, 1004К, 1017-1Н) және бірлескен көкжиекте-1095 ұңғыма.

Тиімділігі 50% - дан жоғары және динамикалық деңгейі төмен 161 жоғары дебитті ұңғыма жұмыс істеді, оның ішінде юралық 96 ұңғыма (60%), Борлы 56 ұңғыма (35%) және бірлескен юралық-Борлы 9 ұңғыма (6%).

Талдау күніне 0-ден 40% - ға дейін беру коэффициентімен ЭОТС жабдықталған 21,5% немесе 164 ұңғыма жұмыс істеді), оның ішінде 85 ұңғыма (немесе 52%) дебиті аз, орташа дебиті 72 ұңғыма (немесе 44%), дебиті жоғары 7 ұңғыма (немесе 4%). Қордың 47,8% - ы (365 ұңғыма) 40-тан 80% - ға дейін беру коэффициентімен жұмыс істеді, оның ішінде 1 (немесе 0,3%) дебиті аз ұңғыма 1035, дебиті орташа 250 ұңғыма (немесе 68,5%), дебиті жоғары 114 ұңғыма (немесе 31,2%).

Беру коэффициенті 80% - дан жоғары 28,7% немесе 219 ұңғыма жұмыс істеді, оның ішінде 116 ұңғыма (немесе 53%) орташа дебитті және 103 жоғары дебитті ұңғымалар (немесе 47%).

Берудің жоқтығы 16 ұңғымада байқалды (14-3, 39-2, 63-3, 63-4S, 245-3, 257-3, 404-1, 632, 711-2, 717, 766, 911-1, 1013k, 1050, 1087-3, 6218) негізінен төмен дебитті ұңғымаларда.

Ұңғымалардың сағалық жабдығы 21 МПа жұмыс қысымына фонтандық арматурадан, "Электрон-05" және "Электрон-04" басқарудың сағалық станциясынан және ATV 68 трансформаторынан тұрады.

Ұңғыма ішіндегі жабдық диаметрі 73 және 89 мм НКТ бағанасынан тұрады (ұңғымаларда 133, 142, 432, 1019, 5005, 4031 "ПҚҚР" АҚ аумағында), онда батырылатын электр орталықтан тепкіш сорғы, газ сепараторы, гидроқорғау, батырылатын электр қозғалтқышы түсірілген. "ПҚҚР" АҚ аумағында қолданылатын вн5, ВН5А, ЭЦН5А қатарындағы электр орталықтан тепкіш сорғылар және "ТП" АҚ аумағында Centrlift400, Centurion400, TD6000, ВНН4, ВНН5А, ЭОТС-900, ЭОТС5А қатарындағы электр орталықтан тепкіш сорғылар электр қозғалтқышының айналу жиілігі 50 Гц кезінде тәулігіне 30-

дан 1000 м3 дейін номиналды берумен жұмыс істейді сорғылардың диаметрлері 92, 101,6, 102, 103, 117 ММ.

1.7 Қабаттағы мұнай қорларын өндіруді талдау

Құмкөл кен орны төртінші (соңғы) игеру сатысында тұр, ол мұнай өндірудің төмендеуімен және жоғары суланумен сипатталады. Игеру басталғаннан бері 81,9 млн. т мұнай алынды. Мұнайдың бекітілген алынатын қорларынан, өндірілгені 88,6% - ды құрады, өнімнің сулануы 98,5% - ға жетті. Мұнай алудың ағымдағы коэффициенті 0,492 тең.

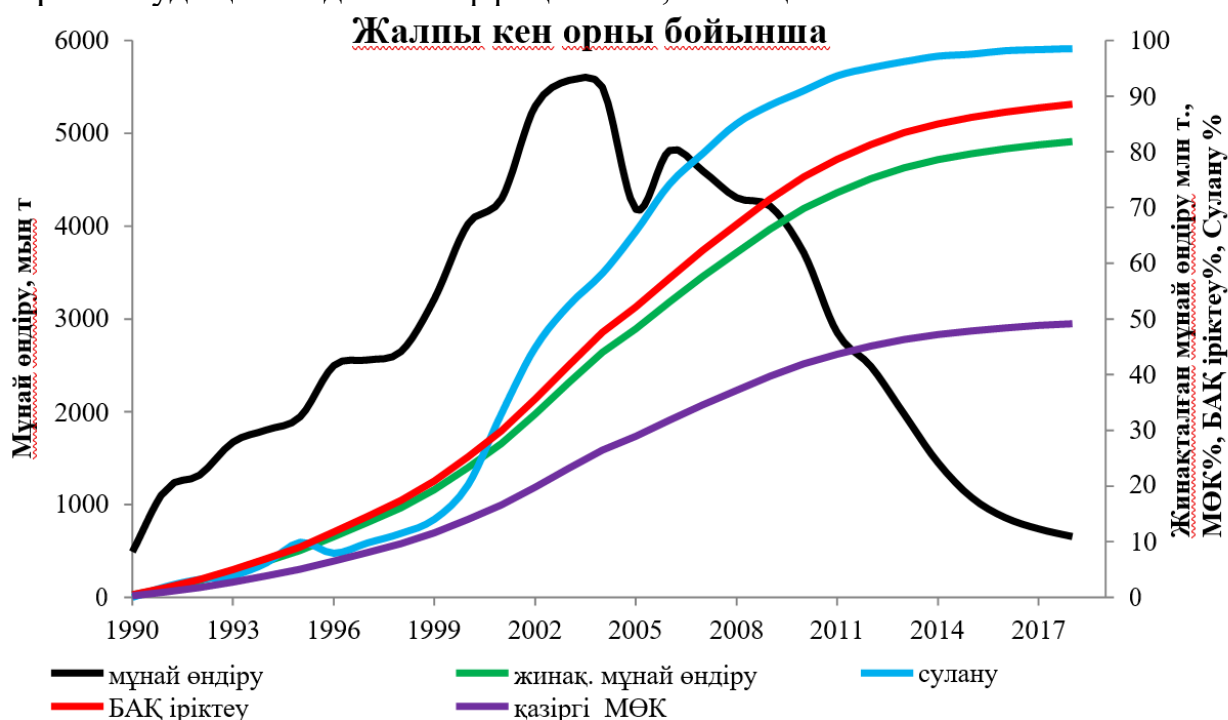


График №7. Құмкөл кенорнының игеру кестесі

Кестеден көріп отырғанымыздай, мұнайдың ең көп мөлшері ІІ игеру объектісінен (37,2 млн.т.) іріктеп алынды, онда ұңғымалардың өндіру Қорының 50% - дан астамы шоғырланған.

Бастапқы алынатын қорлардан (БАҚ) ең жоғары іріктеуге І және ІІІ объектілер бойынша қол жеткізілді және суландырудың ағымдағы деңгейі тиісінше 98,9% және 98,5% болған кезде 90% – ды, ІІ объект бойынша – 87% - ды және ІV объект бойынша-81% - ды құрайды.

Мұнайдың қалдық алынатын қорлары 10,5 млн. т мөлшерінде бағаланады (басым бөлігі ІІ объектіге келеді – 5,6 млн.т). Орташа алғанда, бір ұңғымаға нақты жинақталған мұнай алу 59,6 мың тоннаны құрайды.

Кесте №4. Құмкөл кенорнының мұнай қорларын өндірудің негізгі көрсеткіштері

Көрсеткіштер	Өлш.бірл.	Игеру объектілері				
		I	II	III	IV	Барлығы
Бастапқы баланстық қорлар	мың.т	56910	76107	29255	4195	166467
Бастапқы алынатын қорлар	мың.т	33159	42801	15407	1050	92417
Бекітілген МӨК	бірл.	0,583	0,562	0,527	0,250	0,555

Қазіргі таңдағы МӨК	бірл.	0,527	0,488	0,475	0,203	0,492
Жинақталған мұнай өндіру	мың.т	29965,3	37165,0	13884,4	850,5	81865,2
Бекітілген БАҚтан іріктеу	%	90	87	90	81	89
Қалдық алынатын қорлар	мың.т	3193,7	5636,0	1522,6	199,5	10551,8
Мұнай дебиті	т/тәул	5,0	4,8	4,5	4,8	4,9
Суландыру	%	98,9	97,4	98,5	92,1	98,5
Пайдалануға берілген өндіруші ұңғымалардың саны	бірл.	329	709	281	54	1373
1 өндіруші ұңғымаға жинақталған мұнай өндіру	мың.т	91,1	52,4	49,4	15,7	59,6
Іріктеу қарқыны ҚӨҚ	%	7,8	5,2	3,8	8,9	5,9

АРНАЙЫ БӨЛІМ

2.1 Құмкөл кенорнындағы тұз шөгінділерінің пайда болу себептері

Тұз шөгінділері-бұл перфорациялық каналдарды, трубалардың корпусын және пайдалану бағаналарын, клапандарды, сорғыларды, сондай-ақ ұңғыма жабдықтарының ішкі бетін бітейтін шөгінділер, осылайша ұңғыманы бітеп, сұйықтықтың ағып кетуіне жол бермейді. Тұз тұндыру су ағынының барлық жерлерінде-сорғы жабдықтарынан бастап бетіндегі жабдыққа дейін пайда болады. Мұнай кен орындарында кездесетін тұз шөгінділерінің көпшілігі, әдетте, тау жыныстарының қуыстарында орналасқан Судан тікелей тұндыру арқылы немесе ұңғымалардың түбіндегі екі үйлеспейтін судың түйісуі кезінде пайда болатын су ағындарын тұз компоненттерімен қанықтыру нәтижесінде пайда болады. Мұнай-газ ұңғымаларының қойнауқаттық суы пайдаланылатынына немесе айдалатын айдалатын су пайдаланылатынына карамастан, тұз шөгінділерінің пайда болу ықтималдығы бар.

Кез - келген заттың тұнбаға түсуі, егер ерітіндідегі осы заттың немесе ионның концентрациясы тепе - теңдік (немесе шекті) концентрациядан асып кетсе, яғни теңсіздік сақталса $SF > C_p$ мұндағы SF-бұл тұндыруға қабілетті қосылыстың немесе ионның концентрациясы, C_p -бұл жағдайда қосылыстың немесе ионның тепе-теңдік концентрациясы (шектеу ерігіштігі). Бұл теңсіздік сол жақтың ұлғаюына (нақты концентрацияның жоғарылауына) немесе оң жақтың ұлғаюына (шектеу ерігіштіктің төмендеуіне) байланысты тұнбаға ауысады.бұл жағдайлардың біріншісі, әдетте , химиялық жағынан бір-біріне сәйкес келмейтін әртүрлі құрамдағы суларды араластыру кезінде пайда болады. Тұз шөгінділерінің пайда болуының екінші шарты-бастапқы ерітіндіде тепе-теңдік концентрациясы төмендеген кезде температураның, газ шығару қысымының өзгеруі нәтижесінде судың толып кетуі

Құмкөл мұнай кен орнын су айдауды қолдана отырып игеру кезінде мұнаймен қатар өндірілетін судың түзілуіне әсер ететін гидрохимиялық өзгерістер орын алады. Мұнай қабатындағы суды айдаумен күрделі көп компонентті жүйе қалыптасады: айдалатын су – қойнауқаттық су – көмілген су – ерітілген газы бар мұнай – қойнауқаттық жыныстар. Бұл жүйеде күрделі ішкі процестер нәтижесінде тұщы және ағынды сулардың құйылуына байланысты сульфат пен ион гидрокарбонаты концентрациясының жоғарылауы, сондай-ақ сұйықтықтың ұңғыманың түбінен бетіне көтерілуімен өзгертін термодинамикалық жағдайларға байланысты шөгінді түзетін қосылыстардың ерігіштігін зерттеу жүреді.

Барий сульфаты сияқты тұзды шөгінділердің пайда болуы, егер осы жағдайда ерітіндідегі осы шөгіндінің концентрациясы тепе-теңдіктен асып кетсе, пайда болады. Мұндай жағдай Құмкөл кен орнының мұнай суларына тән қабат бойынша жылжу процесінде сульфаттармен қаныққан тұщы немесе қатты тұщыландырылған сумен қат-қабат хлоркальций суын араластыру кезінде туындайды. Бұл ретте Ұңғымаларды суландыру кенжарға судың әртүрлі қатпарлар мен қабаттардан (перфорацияларды бірлесіп ашқан жағдайда) келіп түсуіне байланысты деп болжанады. Сонымен қатар, әртүрлі қабаттардан келетін сулар тұз құрамында айтарлықтай ерекшеленеді. Олардың

кейбіреулері сульфаттармен қаныққан, басқалары, атап айтқанда, резервуарлар кальций иондарымен қаныққан, олардың артық мөлшері жабдыққа қатты шөгінді түрінде түседі.

Бейорганикалық тұздар шөгінділерінің пайда болу себептерін талдау кезінде өзара байланысты екі мәселені қарастырған жөн: қабат жүйесіндегі физикалық-химиялық жағдайлар-тұздардың пайда болу мүмкіндігіне әкелетін ұңғыма және олардың перфорация аралығынан қозғалу процесінде және одан әрі сұйықтықтың бетіне көтерілуінің бүкіл технологиялық желісі бойынша ілеспе сулардан тұздардың кристалдану себептері, мұнайды жинау және дайындау.

Судың пайда болу себептерін екі топқа бөлуге болады:

1. Өнімді горизонттардың гидрогеохимиялық жағдайлары - тау жыныстарының материалдық құрамы мен физикалық қасиеттері, қабаттық қысым мен температура, қабаттық сулардың химиялық құрамы мен минералдануы.

2. Қабат қысымын ұстап тұру мақсатында қабатқа айдалатын сулардың құрамы және оларды игерудің геологиялық - кәсіпшілік жағдайлары. Құмкөл кен орнының өнімді горизонттарынан қаттық флюидпен бірге тұздардың кристалдану орталығы болып табылатын ұсақ дисперсті құмның (SiO_2) едәуір мөлшері шығарылатынын атап өту қажет. Мұнай жинау жүйесінде тұрақсыз сулардың пайда болуы Юра және Бор горизонттарының су қабаттарының араласуынан басталады. Бұл әсіресе Бейорганикалық тұздардың қарқынды тұнбасы бар құбырлардағы ағынды сулардың бөлінуінен көрінеді.

Бүкіл химиялық құрамы бойынша мұнай горизонттарының суларынан ерекшеленетін АЛБСЕНОМАН суын БК-ға араластыру тұз шөгінділерінің проблемасын одан әрі ушықтыруға және тұздардың шөгінділерінде барий сульфатының үлесінің артуына әкеледі

Су басу үшін суды олардың қабатпен және көмілгендермен үйлесімділігі тұрғысынан таңдау қажеттілігі, сондай-ақ сілтілеу өнімдерінің химиялық құрамын және осы процестің тұздардың тұндырылуына ықтимал әсерін ескеру қажеттілігі жалпыға бірдей танылған болып саналады. Су басу үшін суды таңдаудағы қателіктер үлкен қателіктерге әкелуі мүмкін. Мәселен, Оңтүстік Торғай иірімінің кен орындарындағы қойнауқаттық қысымды ұстап тұру үшін құрамында тұз тұзуші иондардың едәуір мөлшері бар тұщы су пайдаланылады. Өзен және Жетібай кен орындарында суландыру үшін суды дұрыс таңдамаудың жағымсыз көріністері одан да көп болды. Каспий теңізінің суларын пайдалану ұңғымаларда гипс, барит, кальцит, яғни күрделі құрамдағы тұздардың қарқынды түзілуіне әкелді. Сонымен қатар, су басу үшін үлкен минералданудың үйлесімді суларын пайдалану мұнай өндіру кезінде тұздардың тұндыру процесін едәуір азайтуға, ал кейде толығымен жоюға мүмкіндік береді.

Кесте №5. Құмкөл кен орнының тұз шөгінділерінің химиялық құрамы

Сынама орны алу	Құрамы, %						
	CaCO ₃	MgCO ₃	CaCO ₃	BaSO ₄	SiO ₂	NaCl	Мұнай өнімі
Сүзгі тұндырғыш	19,8	1,6	2,6	Отс.	73,4	0,2	0,8
Суды есепке алу торабы	9,3	3,2	Отс.	Отс.	82,3	0,2	0,7
МСҚ құбыры-1	79,8	Отс.	Отс.	12,2	3,2	2,3	0,6
МДОП	45,1	Отс.	0,6	42,7	1,9	5,3	-
БТСС -1	1,1	0,5	8,4	82,3	1,0	1,4	2,6
4БТСС -1	3,6	2,9	12,?	78,2	0,8	0,9	-



Сурет №4 және №5. Құмкөл кен орнының тұз шөгінділерінің ұңғымадағы бейнесі

Су өндірісінің күрт өсуі көбінесе тұздың ықтимал проблемасының белгісі болып табылады, әсіресе бұл мұнай өндірудің бір уақытта төмендеуімен сәйкес келсе. Әдетте операторлар Судың химиялық құрамын, атап айтқанда резервуардағы еріген иондардың құрамын бақылайды. Мұнай өндірісінің төмендеуіне және судың ұлғаюына сәйкес келетін Ba^{2+} немесе сульфат $[SO_4^{2-}]$ сияқты шөгінді түзетін иондардың концентрациясындағы күрт өзгерістер айдалатын судың жарылып, тұздану процесі басталғанын көрсетуі мүмкін. Қышқылмен өңдеу сияқты алдыңғы химиялық әсерге реакцияны тексеру мұндай болжамдарға себеп болуы мүмкін.

2.2 Тұз шөгінділерін болжау әдісі

Тұз шөгінділерінің түзілуін болжап, алдын алу үшін тұз шөгінділерінің болжау әдісі пайдалануға болады.

Кесте №6. Сульфат түзуші тұздар болжамының теңдеулері

Тұзды қосылыстар	Қанықтыру индексі бойынша теңдеулер (SI)
Барит (BaSO ₄)	$Sl = \log[Ba^{2+}] \times [SO_4^{2-}] - 4,063\mu^{0,5} + 2,787\mu - 3,33 \times 10^{-3} T \mu^{0,5} - 7,561 \times 10^{-3} T + 10^{-3} T + 3,775 \times 10^{-5} T^2 - 7,709 \times 10^{-3} P + 10$
Целестин (SrSO ₄)	$Sl = \log[Sr^{2+}] \times [SO_4^{2-}] - 2,142\mu^{0,5} + 0,944\mu - 8,65 \times 10^{-2} \mu^{1,5} - 3,371 \times 10^{-3} T \mu^{0,5} + 4,688 \times 10^{-3} T + 1,859 \times 10^{-5} T^2 - 6,087 \times 10^{-3} P + 6,168$
Ангидрит (CaSO ₄)	$Sl = \log[Ca^{2+}] \times [SO_4^{2-}] - 2,096\mu^{0,5} + 1,267\mu - 0,19\mu^{1,5} - 5,751 \times 10^{-3} T \mu^{0,5} + 1,681 \times 10^{-2} T + 0,61 \times 10^{-6} T^2 - 4,931 \times 10^{-3} P + 3,182$
Бассанит (CaSO ₄ ×0,5H ₂ O)	$Sl = \log[Ca^{2+}] \times [SO_4^{2-}] - 1,755\mu^{0,5} + 0,562\mu - 2,17 \times 10^{-2} \mu^{1,5} - 1,158 \times 10^{-3} T \mu^{0,5} - 1,913 \times 10^{-3} T + 3,694 \times 10^{-5} T^2 - 1,025 \times 10^{-2} P + 4,008$
Гипс (CaSO ₄ ×0,2H ₂ O)	$Sl = \log[Ca^{2+}] \times [SO_4^{2-}] - 0,914\mu^{0,5} + 5,24 \times 10^{-2} \mu + 8,52 \times 10^{-2} \mu^{1,5} - 3,762 \times 10^{-3} T \mu^{0,5} - 0,561 \times 10^{-3} T + 2,925 \times 10^{-5} T^2 - 0,81 \times 10^{-2} P + 3,6$
Магний сульфаты (MgSO ₄)	$Sl = \log[Mg^{2+}] \times [SO_4^{2-}] - 3,988\mu^{0,5} + 2,28\mu - 0,459\mu^{1,5} - 1,087 \times 10^{-3} T \mu^{0,5} + 3,657 \times 10^{-3} T + 1,475 \times 10^{-5} T^2 - 1,131 \times 10^{-3} P + 2,361$

Кесте №7. Құмкөл кен орнын игеру объектісі-II қабат жағдайларына қатысты тұздардың шөгуі болжамының теңдеулері

Құмкөл кен орны, Ю-I өнімді горизонты Ю-I, II игеру объектісі Қабат жағдайы: T = 53°C, P=10,3 МПа	
Барит	$SI = \log[Ba^{2+}] \times [SO_4^{2-}] - 4,063\mu^{0,5} + 2,787\mu - 0,183\mu^{0,5} + 9,613$
Целестин	$SI = \log[Sr^{2+}] \times [SO_4^{2-}] - 2,142\mu^{0,5} + 0,944\mu - 8,65 \times 10^{-2} \mu^{1,5} - 0,185\mu^{0,5} + 6,415$
Ангидрит	$SI = \log[Ca^{2+}] \times [SO_4^{2-}] - 2,096\mu^{0,5} + 1,267\mu - 0,19\mu^{1,5} - 0,316\mu^{0,5} + 4,054$
Бассанит	$SI = \log[Ca^{2+}] \times [SO_4^{2-}] - 1,755\mu^{0,5} + 0,562\mu - 2,17 \times 10^{-2} \mu^{1,5} - 0,064\mu^{0,5} + 3,901$
Гипс	$SI = \log[Ca^{2+}] \times [SO_4^{2-}] - 0,914\mu^{0,5} + 5,24 \times 10^{-2} \mu + 8,52 \times 10^{-2} \mu^{1,5} - 0,207\mu^{0,5} + 3,568$
Магний сульфаты	$SI = \log[Mg^{2+}] \times [SO_4^{2-}] - 3,988\mu^{0,5} + 2,28\mu - 0,459\mu^{1,5} - 0,06\mu^{0,5} + 2,594$
Кальцит	$SI = \log[Ca^{2+}] \times [HCO_3^-] + pH - 1,43\mu^{0,5} + 0,316\mu + 5,37 \times 10^{-2} \mu + 0,128\mu^{0,5} - 1,4$

Бұл теңдеу арқылы тұздардың шөгу ықтималдығын анықтауға болады яғни қанықтыру индексі 0 ден көп болса, $SI > 0$, тұз мұнай қондырғыларында шөгуі ықтималдылығы бар, ал 0ден кем болса, шөкпейді.

Тұз шөгінділерін болжау әдісінің мәні әрбір кен шоғыры үшін олардың құрылымдық жағдайын ескере отырып, суландырылған ұңғымалардан алынған ілеспе су сынамаларының сенімді химиялық талдаулары бойынша компоненттік құрам мен минералдану арасында статистикалық байланыс орнатылатындығында. Тәуелділіктер ең тұрақты компонент ретінде ион-хлорға қатысты белгіленуі тиіс. Хлоридтер жоғары минералданған суларда басым анион болып табылады. Олар байланысты иондық жұптардың пайда болуына бейім емес, ең жоғары көші-қон қабілетіне ие, бұл олардың жақсы ерігіштігімен, суспензиядағы сорбцияның әлсіз білінуімен түсіндіріледі, оларды су ағзалары тұтынбайды.

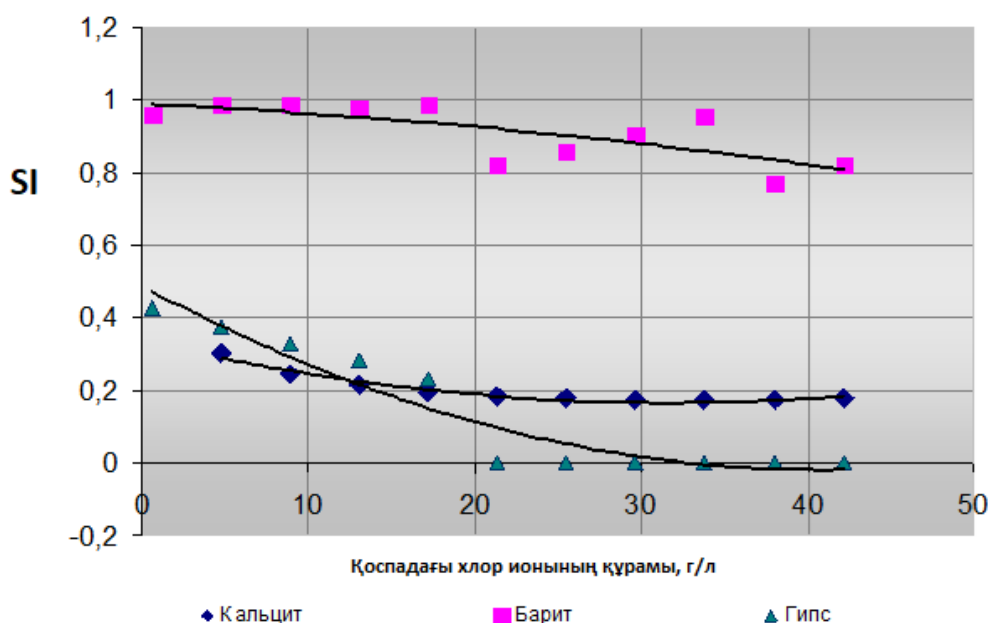
Кесте №7. Құмкөл кен орнының айдалатын, қабаттық және мұнаймен қосылған ілеспе суларын химиялық талдау

Сынама алу орны	Іріктеу күні	ρ г/см ³	Алты компонентті иондық құрам, г/л						Σ г/л
			Cl^{-}	SO_4^{2-}	HCO_3^{-}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$Na^{+} + K^{+}$	
Айдалатын Тұщы су (Альб-сеномандық)									
Құмкөл ұңғ.№4	04.04.	1,00 3	0,663	0,104	0,356	0,17	0,09	0,596	2,5
Өнімді горизонттардың қабаттық сулары									
Құмкөл М-I, М-II	-	1,03 7	25,40 8	0,58	0,14	1,95	0,371	13,902	45,8

Құмкөл Ю-I, Ю-II	-	1,04 1	45,33	0,7	0,098	3,307	0,53	24,76	74,29
Ілеспе сулар									
Құмкөл, Ю-II, ҰНҒ.2076	11.05.0 4	1,02	19,24	0,004	0,558	1,28	0,486	10,3	31,87

Кесте №8. Суды араластыру кезінде тұздардың түсуін болжау нәтижелері

Құмкөл кен орны, өнімді горизонттар Ю-I, Ю-II Қабат жағдайлары : T = 55°C, P = 11,2 МПа							
Қоспадағы құрам		Ерігіштіктің тепе-теңдік өнімі (K), моль/л*моль/л			Қанықтыру индексі (IS)		
Қабатқа айналатын су, %	Хлор-ион (Cl), г/л	Кальцит (CaCO ₃)	Гипс (CaSO ₄ *2H ₂ O)	Барит (BaSO ₄)	Кальцит (CaCO ₃)	Гипс (CaSO ₄ *2H ₂ O)	Барит (BaSO ₄)
0	42,133	1,177E-7	0,00138	3,195E-8	0,177	0,4238	0,823
10	7,98	1,082E-7	0,00127	3,029E-8	0,175	0,3756	0,769
20	33,82	9,79E-8	0,0011	2,826E-8	0,174	0,328	0,955
30	29,67	8,674E-8	0,00102	2,582E-8	0,1748	0,280	0,90
40	25,512	7,491E-8	0,0009	2,293E-8	0,178	0,233	0,855
50	1,36	6,262E-8	0	1,961E-8	0,184	0	0,82
60	17,21	5,011E-8	0	1,589E-8	0,195	0	0,991
70	13,058	3,771E-8	0	1,189E-8	0,214	0	0,980
80	,90	2,578E-8	0	7,811E-9	0,245	0	0,989
90	4,75	1,471E-8	0	3,969E-9	0,304	0	0,990
100	0,59	5,047E-9	0	9,388E-10	0,567	0	0,959



Ұңғыманың сағасында іріктеп алынған ілеспе өндірілетін суда 33,7 г/л ион-хлор тіркелген, бұл жоғарыда келтірілген қоспалылық формуласы бойынша су ерітіндісіндегі шоғырға айналатын судың 80,7% құрамына сәйкес келеді. Ұңғыма өнімділігі 40% суландырылған сұйықтық бойынша тәулігіне 60 т, яғни су шығымы тәулігіне 24 т жұмыс істеді. Суреттегі қисық

сызықтар бойынша. 3 (немесе көпмүшелік өрнектегі тендеулерге сәйкес) берілген су қоспасының көлем бірлігінен пайда болатын тұзды тұнбаны анықтаймыз.

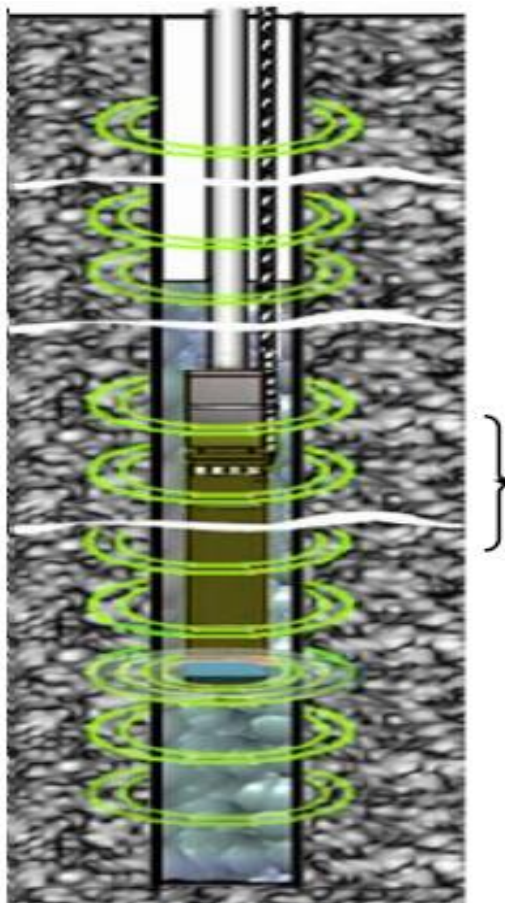
Сонымен, ұңғыманың сағасындағы жағдайда ерітіндіден (қисық 1, сурет. 2.6) көлем бірлігінен мынадай мөлшерде тұнба түседі: $y = 9e-0,5 \times (65,7)^2 + 0,0049 \times x(80,7) + 0,2399 = 1,0015$ г/л немесе өлшемділіктен масса/көлем (г/л) өлшемділікке қайта есептегенде масса/масса (г/кг) $1,0015 \times 0,9615 = 0,962$ г/кг ұңғыманың су басуы мен тәулігіне су бойынша дебитін ескере отырып шамамен 23 кг тұз тұнбасын жинаңыз. Оның ішінде осы қоспаның көлем бірлігінен ұңғыманың түбіндегі қабат жағдайында (2-қисық, сурет). 3) тұз тұнбасы $y = 4e-05x(80,7)^2 + 0,0073 \times x(80,7) + 0,2256 = 1,075$ г/л (0,934 г/кг) мөлшерінде немесе шамамен 21 кг Г/л-ден г/кг-ға қайта есептегенде тәулігіне түсу ықтималдылығы бар.

2.3 Толқынды резонансты комплекс

Мұнай және газ ұңғымаларында, жер үсті жабдықтарында, құбырларда қажетсіз қатты шөгінділердің пайда болу проблемасы мұнай-газ өнеркәсібінде өткір тұр. Тұзды тұндырумен күресудің бір әдісі-тұзды тұндыру ингибиторларын қолдану. Мұнай өндіруде қолданылатын реагенттердің көлемін азайтуға мүмкіндік беретін бағыттардың бірі физикалық өрістерді пайдалануды қамтиды. Физикалық өрістердің (магниттік, электромагниттік, акустикалық) Бейорганикалық тұздардың кристалдануына және су-мұнай орталарындағы фазалардың түзілу процестеріне әсері саласындағы көптеген зерттеулер тұз шөгінділерімен күресте жаңа әдістер мен технологияларды дамыту үшін осы бағыттың айқын перспективасын көрсетеді.

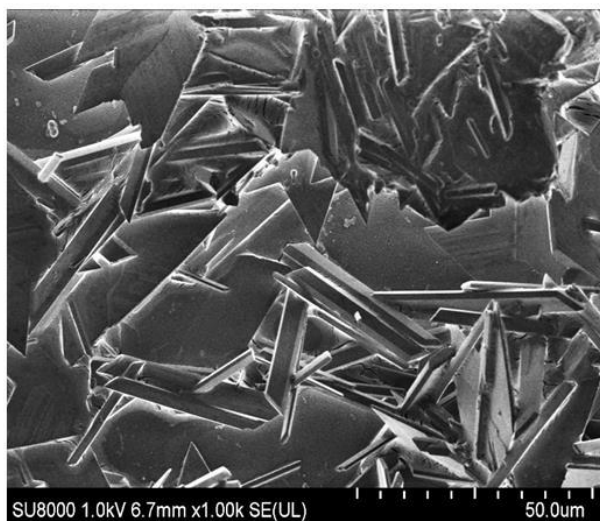
Мұнай-газ саласындағы түрлі техникалық жүйелерді басқару және қорғау жүйелерін әзірлеу саласындағы көп жылдық жұмыс тәжірибесінің негізінде "Пилот" КО ҒЗИ ЖШҚ (Мәскеу қ.) ұжымы реттелетін параметрлері бар электромагниттік өрісті пайдалана отырып, тұз шөгінділерімен күресудің бірегей технологиясын әзірледі.

РВК-1 Бекіту фланецін пайдалану арқылы электр орталықтан тепкіш сорғы қондырғысының жерасты электр қозғалтқышының төменгі бөлігіне қосылады және стандартты жоғары вольтты үш түйіспелі коннектормен қосылады. РВК-1 қолдану батырылатын жабдықты, қосымша жер үсті жабдығын пайдаланудың қалыптасқан әдістеріндегі өзгерістерді талап етпейді және ұңғымалық сұйықтық үшін елеулі гидродинамикалық кедергі жасамайды. Артықшылығы, сонымен қатар, тұздың тұндыруына кедергі келтірместен өндірудің негізгі процесімен бір уақытта әсер ету болып табылады.



Сурет №6. Толқынды-резонансты комплекс

Толқынды-резонансты комплекс арқылы электромагнитты толқындар арқылы, біз мұнай құбыры немесе қондырғысындағы, тұз шөгінділерінің морфологияларын өзгерту арқылы, тұз шөгінділерімен күресеміз.



а



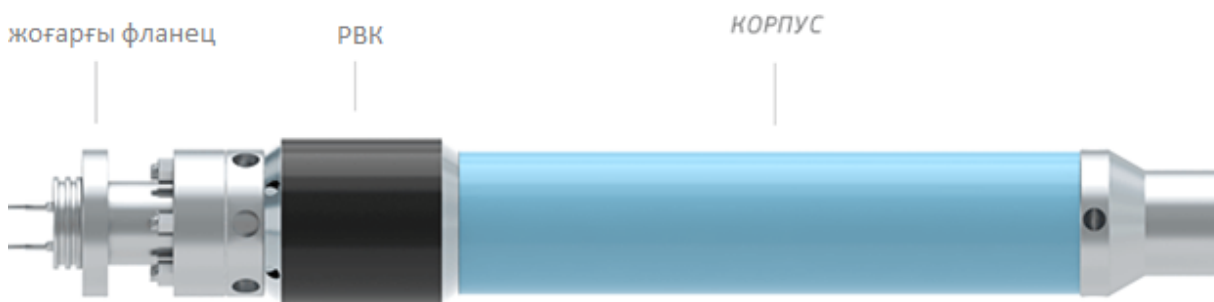
б

Сурет №7. Тұз кристалдарының морфологиясы: а-РВК қолданбай; б-РВК әсерінің нәтижесінде

2.4 Толқынды резонансты комплекстің тиімділігі

Толқынды резонансты комплексті Құмкөл кенорнында пайдалану өте тиімде екендігін дәлелдейтін бірнеше фактор бар. Ең алғашқы және басты фактор, Құмкөл кенорнының өндіруші ұңғымаларының басым көпшілігі, дәлірек айтқанда, істеп тұрған 421 өндіруші ұңғымаларының 370-сі, яғни 88% пайызы, Электрлік орталықтан тепкіш сорап қондырғысымен жұмыс жасайды. РВК яғни толқынды резонансты комплекс осы ЭОТСҚмен жұмыс жасайды. Бұл осы қондырғыны Құмкөл кенорнында пайдаланудың тиімділігі десекте болады.

Келесі фактор, оның ЭОТСҚмен жұмыс істегендегі, қарапайымдылығы, және ыңғайлылығы, бұл дегеніміз РВК ортадан тепкіш сораптың корпусына жалғанып, ұңғымадағы жұмысына еш кедергі келтірмей жұмыс істеуі.



Толқынды резонансты комплексті пайдалану, ұңғымадағы тұз шөгінділерінің шөгуін болдырмайды, соның арқасында, ұңғыма қондырғысының тоқтаусыз жұмыс істеуін қамтамасыз етеді. Толқынды комплексті пайдалану арқылы, жөндеу кезеңдері орташа есеппен 2-6 есеге дейін артады, яғни орташа есеппен алғанда 30 күннен 180 күнге дейін артуы мүмкін.



Сурет №8. РВК қолданбаған жағдайдағы мұнай қондырғысы



Сурет №9. РВК қолданған жағдайдағы мұнай қондырғысы

Толқынды резонансты комплексті пайдалану, жоғары көрсетілген 9 суретке қарап, тұз шөгінділеріне қарсы өте эффективті екенін байқаймыз, РВК тек тұз шөгінділерімен күресіп қана қоймай, оның дебитіне де әсер етуі мүмкін. Себебі толқынды резонансты комплекс қабаттың тек тұз шөгінділерінің морфологиясын өзгертіп қана қоймай, ұңғымадағы флюидтің қасиеттеріне әсер етуі мүмкін, толқындар арқылы, ұңғымадағы флюидтің тұтқырлығы азайып, мұнай дебитінің өсу ықтималдылығы бар.

Толқынды резонансты комплексті пайдаланудың тиімділігі, бұлар оның қолданыстағы қарапайымдылығы, тұз шөгінділерінің шөгуін болдырмау, осының арқасында, апатсыз жұмыс істеу периодын арттыру, ұңғыма қондырғыларының жөндеуіне кететін шығынды азайту, мұнай дебитін көбейту.

Экономикалық тиімділігіне келетін болсақ, ең басты экономикалық тиімділік бұл, жөндеу жұмыстарына жұмсалатын шығындарды азайтуы болып табылады. Толқынды комплекс арқасында жөндеу аралық период артады, сондықтан бір жылда жөндеуге жұмсалатын шығын кемиді.

Құмкөл кенорнының тәуліктік орташа дебиті 4,1 тонна болып табылады, оның орташа есеппен 88% ЭОТСҚ тиесілі, яғни шамамен 3,7 тонна мұнай ЭОТСҚ табылады. ЭОТСҚ игерілетін ұңғымалар шамамен, күніне 820 мың теңге көлемінде пайда әкеледі. Біз толқынды резонансты комплексті пайдалану арқылы, ұңғыманың жұмыс істеуінің тоқтауын азайтамыз. Тоқтаусыз жұмыс істеу шамамен алғанда 30 күннен 180 күнге артуы мүмкін. Яғни біз тек жөндеу жұмыстарына кететін шығындарды азайтып қана қоймай, ұңғыманың тоқтауын азайтып, жылдық дебитті арттырамыз. Бейресми деректерге сәйкес ПИЛОТ Толқынды резонансты комплексі, шамамен бір данасы 7 миллионнан – 9 миллион теңге көлемінде

бағаланады. Яғни біз Толқынды резонансты комплекске кеткен шығымды, бір жылда ақтап алу ықтималдылығы бар.

Қорытынды

Құмкөл кенорыны, еліміздің көптеген кенорындары тәріздес игерудің 4 кезеңінде. Сондықтанда кенорындарды дұрыс әлі нәтижелі игеру, олардың өмір сүру ұзақтығын, рентабельділігін ұзартады. Құмкөл кенорыны игеруінің процесстерінің ішінде, басты көңіл болу керегі тұз парафин шөгінділерімен күресу болып табылады

Тұзды шөгінділерінің шөгуі – мұнай өндірудегі проблемалардың ең көп таралған түрлерінің бірі. Бейорганикалық тұздардың шөгінділері мұнай-газ өнімдерін суландыру процесінде өндіруші ұңғымаларды пайдаланудың барлық әдістерімен фонтанды, сорғымен, газ лифтілі әдістермен игеру кезінде кездеседі. Бұл жөндеу жұмыстарына айтарлықтай шығындар мен мұнай өндірудегі шығындарға әкеледі. Тұзды шөгінділер және олармен байланысты салдарлар нәтижесінде бір мұнай ұңғымасының күрделі жөндеуіне 3,0 миллион теңгеден астам қаражат жұмсалады, ал бұрғыланған ұңғымалар жағдайында құны артуы мүмкін. Айта кету керек, тұзды шөгінділер тек ұңғымаларда және терең сорғы жабдықтарында ғана емес, сонымен қатар өнеркәсіптік жинау және мұнайды алғашқы дайындау жүйелерінде де кездеседі, бұл үлкен залалға байланысты.

Игерудің соңғы сатысына өтіп бара жатқан кен орындарының үлесі олардың сулануының жоғары деңгейімен өндіруші ұңғымалардың өсіп келе жатқан қорымен өсіп келе жатқанын және барлау арқылы ресурстық базаны толтыру мұнай өндіруді өтемейтінін ескермеуге болмайды. Бұл тұз салу проблемасы әлі де өткір тұрған Маңғышлақ (Өзен, Қаламқас, Жетібай) кен орындарына қатысты.

Тұз шөгінділерінің болжау әдісі бұл проблеманың шешуі болып табылады. Әлі игеруге көшпеген, яғни зерттелу үстіндегі ұңғымаларда бұл әдісті пайдалану, өте дұрыс шешім болып табылады. Себебі бұл әдіс арқылы, лабораториялық зерттеу нәтижесінде, қандай көлемде, қандай тұз шөгіндісі шөгуі мүмкін екендігін анықтап, қандай әдіс тәсіл пайдалану керектігін түсінуге болады.

Тұз шөгінділерін болжау әдісі, игеру үстіндегі ұңғымаларда пайдалану тиімсіз болып табылады.

Диссертацияның басты мақсаты, Құмкөл кенорынын игеру процесстерін дамыту болғандықтан, біз игерудегі басты проблемалар тұз шөгінділерімен күресуді негізге алдық. Құмкөл кенорынының 88 пайыз игеру ұңғымалары, электрлі ортадан тепкіш сорап болғандықтан біз толқынды резонансты комплекс әдісін, кенорында пайдалануға ұсындық. Себебі Толқынды резонансты комплекс, электрлі ортадан тепкіш сораппен игерілетін ұңғымаларда пайдаланылады.

Толқынды резонансты комплексті Құмкөл кенорынында пайдалану, тиімді әрі рентабельді шешім болып табылады. Себебі, РВК құрылғысы, ЭОТСҚ жұмыс режиміне ешқандай өзгеріс енгізілмей пайдаланылады. Жәнеде РВК пайдалану арқылы, біз тұз шөгінділерінің шөгуін болдырмаймыз.

РВК пайдалану арқылы тұз шөгінділерінің болдырмауының арқасында, біз бірнеше проблеманы шешеміз. Ол ұңғыманы күрделі жөндеуге әкелетін шығындарды азайтамыз, және жөндеу аралық период 30 күннен 180 күнге дейін артуы мүмкін. Толқынды резонансты комплекс арқасында, ұңғыманың тоқтаусыз жұмыс істеу күндері артады, және дебит тоқтамайды. РВК пайлану арқылы мұнайдың дебиті артуы мүмкіндігі пайда болады.

Пайдаланылган әдебиеттер тізімі

1. Проект разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2019/АО «НИПИнефтегаз». – Актау, 2019
2. Первый опыт применения резонансно-волнового комплекса для борьбы с солеотложениями в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами / С.Р. Алимбекова, Р.И. Алимбеков, С.Н. Греков, В.Н. Гусаков, А.И. Волошин, Р.Н. Бахтизин, В.А. Докичев. / Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. – Уфа, 2016. – С.89-91
3. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004.
4. Докичев В.А., Ишмуратов Ф.Г., Коптяева Е.И. и др. Влияние электромагнитного поля на процесс кристаллизации карбоната кальция, сульфатов бария и стронция // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 6.
5. Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефтей // Известия Томского политехнического университета. - 2006. - Т. 309. - № 4.
6. Шубин С.С. Методическое и экспериментальное обеспечение определения технического состояния установок электроцентробежных насосов в процессе эксплуатации: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Шубин Станислав Сергеевич. - Уфа, 2014.
7. Ушаков А.В. Перспективы применения магнитной обработки пластового флюида с целью управления эффективностью работы погружных электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложненных условиях // Территория «НЕФТЕГАЗ». - 2015. - № 8.
8. Ибрагимов, Н.Г. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков, Ф.Р. Хайдаров, А.В. Емельянов, М.В. Голубев, Л.Е. Каштанова, К.В. Чернова, Д.Е. Бугай, А.Б. Лаптев – Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография»», 2003.
9. Алиев Ш. Н., Султанов Б. И. О причинах и механизме отложения солей в скважинах // Нефтяное хозяйство, №7, 1981, 53-54с.
- 10.Аметов И. М., Шерстнев Н. М. Применение композитных систем в технологических операциях эксплуатации скважин. М.: Недра, 1989, 213 с.
- 11.Антипин Ю. В., Валеев М. Д, Сыртланов А. Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти. Уфа: Башк. кн. изд-во, 1987, 168 с.

12. Антипин Ю. В., Виноградова Н. Л. Влияние давления на предельную растворимость сульфата кальция в пластовых водах // Физико – химическая гидродинамика: Межвуз. научн. сб./ Башк. гос. ун-т. – Уфа, 1987, 9-12 с.
13. Апельцин И.Э. Подготовка воды для заводнения нефтяных пластов. М.: Гостоптехиздат, 1960.
14. Аширов К. Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. М.: Недра, 1965, 172 с.
15. Аширов К. Б., Данилова Н. И. О природе солей, содержащихся в нефтях в безводный период эксплуатации // Геология и разраб. нефт. месторождений: Сб. научн. тр./Гипровостокнефть, вып.1, 1967, 17-32 с.
16. Батлер Д. Н. Ионные равновесия. Л.: Химия, 1973, 446 с.
17. Бикчантаева Н. В, Алешкина И. В, Колтышева Т. Н, Монахова Н. В. Защита нефтепромыслового оборудования от солеотложений сложного состава. Нефтепромысловое дело № 2, 1995, 27 с.
18. Быков А. А. Методы борьбы с отложением неорганических солей в оборудовании подготовки нефти. М.: ВНИИОЭНГ, сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений, 1988, 51 с.
19. Бочко Р. А., Ибрагимов Л. Х. О механизме образования солеотложений. М.: ВНИИОЭНГ, сер. Нефтепромысловое дело № 1, 1981, 22 с.
20. Вещезоров В. И. Причины отложения неорганических солей при добыче нефти. М.: ВНИИОЭНГ, сер. Нефтепромысловое дело №11, 1978, 17-19 с.
21. Газизов А. Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. М.: Недра, 1999, 285 с.
22. Гарифуллин Ф. С. Предупреждение образования комплексных сульфидсодержащих осадков в добыче обводненной нефти. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002, 267 с.
23. Гаттенбергер Ю. В., Дьяконов В. П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1979, 207 с.
24. Гиббс Дж. Термодинамические работы. М.: Гостехиздат, 1950, 492 с.
25. Гиматулинов Ш. К. и др. Солеотложения при разработке нефтяных месторождений, прогнозирование и борьба с ними. Учеб. пособие для вузов. Грозный, ГНИ им. акад. М. Д. Миллионщикова, 1985, 87 с.

26. Глембоцкий В. А. Основы физикохимии флотационных процессов. М.: Недра, 1980, 465 с.
27. Горбунов А. Т., Бученков Л. Н. Щелочное заводнение. М.: Недра, 1989, 160 с.
28. Дытюк Л. Т., Самакаев Р. Х. Ингибиторы отложения гипса при добыче и подготовке нефти. М.: ВНИИОЭНГ, 1980, 42 с.
29. Дунин-Барковский И. В., Смирнов Н. В. Теория вероятности и математическая статистика в технике. М.: Гостехтеоретиздат, 1955.
30. Дятлова И. М., Дытюк Л. Т., Самакаев Р. Х и др. Применение комплексонов в нефтедобывающей промышленности. М.: НИИТЭМХИМ, 1983, 47 с.
31. Емков А. А. Методы борьбы с отложениями неорганических солей в оборудовании подготовки нефти // Техника и технология добычи нефти и обустройство нефт. месторождений: Обзор. инф./ВНИИОЭНГ, №4, 1988, 52 с.
32. Заварыкин В. М., Житомирский В. Г., Лапчик М. П. Численные методы. М.: Просвещение, 1990, 176 с.
33. Заводнов С. Г. Карбонатное и сульфидное равновесие в минеральных водах. Л.: Гидрометеиздат, 120 с.
34. Зверев В. П. Гидрогеохимические исследования системы гипс-подземные воды. М.: Наука, 1967, 118 с.
35. Ибрагимов Г. З., Сорокин В. А., Хисамутдинов Н. И. Химические реагенты для добычи нефти. М.: Недра, 1986, 240 с.
36. Ибрагимов Л. Х., Мищенко И. Т., Челоянц Д. К.
37. Интенсификация добычи нефти. М.: Наука, 2000, 414 с.
38. Ибрагимов Н. Г., Хафизов А. Р., Шайдаков В. В. Осложнения в нефтедобыче. - Уфа: ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003, 302 с.
39. Формирование рекомендаций по совершенствованию системы разработки объектов Ю1-2 и Ю3 месторождения Кумколь: отчет о НИР / ЗАО «КОНКОРД». - Москва, 2010. - Т. 1. - 242 с
40. Пересчет запасов нефти и газа и попутных компонентов месторождения Кумколь (Кзылординская область Республики Казахстан) по состоянию на 01.01.2008 г. / Корнева Т. В., Белько Л. Р. [и др.], АО «НИПИнефтегаз». - Актау, 2008. - 263 с.

41. Компонентный состав и свойства газа отобранного на объектах УКПГ и УППН месторождения Кумколь: Отчет об испытании №18 / АО «Тургай - Петролеум», АО «НИПИнефтегаз», 2011.
42. Анализ разработки нефтегазового месторождения Кумколь. (контрактная территория Тургай-Петролеум) по состоянию на 01.01.04
43. Результаты лабораторных исследований керна из скважины 1067 месторождения Кумколь, части I, II, III. Отчет по договору № 13/06, ЗАО «НИПИнефтегаз», Актау, 2003 г
44. Базовый проект модернизации месторождения Кумколь контрактной территории АО «Petro Kazakhstan», 2009.