

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ БІЛІМ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМ МИНИСТРЛІГІ  
Ш. ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ МЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНОЛОГИЯЛАР  
ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ

**Мұнай және газ институты  
«Мұнай газ ісі» кафедрасы**

**Сабырбаева Г.С., Жолбасарова А.Т.**

**«Қабат пен ұңғыны зерттеу»  
пәні бойынша тәжірибелік сабақтарға әдістемелік нұсқау**

(050708 – Мұнай-газ ісі)

**Ақтау-2010**

ӨӘЖ 622. 274. 031 (07)

Құрастырушылар : Г.С. Сабырбаева, А.Т. Жолбасарова «Қабат пен ұңғыны зерттеу» пәні бойынша тәжірибелік сабақтарға әдістемелік нұсқау Ш. Есенов атындағы КМТЖИУ, 2010ж, 42 бет

Рецензент: Маңғыстау политехникалық колледжінің директоры,  
т.ғ.к. Д.Ж. Ешманов

«Қабат пен ұңғыны зерттеу» пәні 050708 мамандығы бойынша оқытылатын негізгі пән. Ұсынылған тәжірибелік сабақтарға әдістемелік нұсқау пәннің негізгі бөлімдерін, типтік бағдарламаға сәйкес, толық қамтиды. Техникалық терминдер қазақ тілінде берілген. Әр түрлі зерттеу тәсілдері мысал есептерімен нақтыланады.

Нұсқау жоғарғы оқу орындары мен арнаулы кәсіби оқу орындарының «Мұнай газ ісі» мамандығы бойынша пайдалануға ұсынылады.

Баспаға Ш.Есенов атындағы КМТЖИУ оқу әдістемелік кеңесінің шешімімен ұсынылған.

© Ш.Есенов атындағы КМТЖИУ,2010

## Мазмұны

1 Қабатты және ұңғыны зерттеу мәліметі.....	4
2 Қабаттарды және ұңғыларды зерттеудің мақсаты.....	5
3 Ұңғыларды зерттеу режимдері.....	6
3.1 Орнатылған режимде ұңғыны зерттеу.....	6
3.1.1 Орнатылған режим кезіндегі мәліметтерді өңдеу.....	7
3.2 Ұңғыларды орнатылмаған режим әдісімен зерттеу.....	8
3.2.1 Орнатылмаған режим кезінде зерттеу нәтижелерін өңдеу.....	10
4 Айдау ұңғыларын зерттеу.....	13
5 Зерттелмеген режиміндегі ұңғыларды зерттеу.....	13
6 Фонтанды ұңғыларды зерттеу.....	15
7 Газлифтті ұңғыларды зерттеу.....	17
7.1 Газ ұңғыларын зерттеу .....	20
8 Штангалы сораппен пайдаланылатын ұңғыларды зерттеу.....	22
9 Батырылатын ортадан тепкіш электрсораптарымен пайдаланылатын ұңғыларды зерттеу .....	24
10 Қатарынан бірнеше өтпелі қабаттарды пайдаланылатын ұңғыны зерттеу.....	26
11 Мұнай ұңғысына ағынды зерттеу. Өнімділік коэффициентін есептеу.....	28
12 Қысымды қалпына келтіру әдісімен ұңғыны зерттеу.....	29
13 Газды ұңғыға ағылысты зерттеу.....	31
14 Сұйықтықтың сұрыптау нормасының есептеулері. Сұрыптау шек қоюларының критерийлері.....	36
15 Қалыптаспаған режим кезіндегі зерттеулер нәтижелерін талдау.....	37
16 Зерттеу кезінде қолданылатын құрал жабдықтар.....	40
16.1 Зерттеу кезіндегі техника қауіпсіздігі.....	40

### Пайдаланылған әдебиеттер

## 1 Қабатты және ұңғыны зерттеу мәліметі

Игеру объектісін, мұнайдың кему тиімділігін, су және газ ұңғыларын, игеру кезіндегі қабаттағы процесстердің өзгеру көрсеткіштерін анықтауда ұңғыны зерттеудің бірнеше әдістері бар. Ұңғыны зерттеу қабат фильтрация параметрлерін анықтау үшін жүргізіледі және одан әрі жүйелі түрде барлық кен орынды пайдалану ұзақтылығында жүргізіліп отырады.

Зерттеудің негізгі түрі гидродинамикалық және термодинамикалық болып табылады. Сонымен бірге арнайы зерттеулер бар-олар гидрохимиялық және геофизикалық.

Геофизикалық зерттеу әдісі – физикалық әсер етуге негізделген. Геофизикалық әдіспен ұңғыны зерттеу және геологиялық қима тау – жыныстарының жағдайы жөнінде, олардың параметрлерін, игеру кезіндегі өзгерістері жөнінде информация беріп отырады. Сонымен бірге бұл зерттеу геологиядан басқа, яғни технологиялық шараларда да қатысып отырады. Геофизикалық зерттеулер каротаж көмегімен іске асады. Оның арнайы құрылғылары электрокабель арқылы ұңғыға түсіріліп, таңдалып алынған ұңғы интервалы зерттеледі. Каротаждың бір-екі түрі бар:

1. Электр каротаж. Бұл каротаж ұңғыдағы сұйықпен жыныстың әсерлесуінен болған, пайда болған электр өрісінің өзгеруін зерттеуге негізделген. Сонымен бірге тау жынысының электірлік кедергісі, потенциалдары, потенциалдар өзгерістері, т. б. Зерттеледі. Ұңғы қапталдарындағы каротаж зондтарымен өлшейді. Электрокаротаж және оның түрлері тау жыныстарындағы қималарды дифференциалдап, өткігішті және кеуекті жыныстардың табанымен кровлясынтауып, мұнайлы қабатшаларды анықтайды.

2. Радиоактивті каротаж. Ол табиғи гамма – сәле жыныс тарату өзгерісі, сонымен бірге олармен бірге нейтрондар немесе гамма-сәулелермен әсерлесуі арқылы зерттеуге негізделген. мұнайлы, сулы, газды жыныстарды анықтау үшін радиоактивті каротаждың бірнеше түрлері бар, олар кеуектілікті мұнайға қанығушылықты, тау-жынысының тығыздығын т.б. анықтайды. Сонымен бірге ұңғының техникалық жағдайын анықтау үшін де қолданылады.

3. Нейтронды каротаж. Нейтрон ағымы мен тау жынысының элементтер ядросы әерлесуіне негізделген. Ұңғыға түсірілген құрылғы жылдам нейтралдар көзіне ие және осы кезден алысырақ белгілі бір шамада орналастырылған, изоляцияланған экранды индикатормен жабдықталған.

Нейтронды каротаждың бірнеше түрі бар, олар коллектор және қабат сұйығы жайлы қосымша информация береді.

4. Акустикалық каротаж тау жыныстарының серпімді қасиетін анықтауға негізделген. Бұл үшін ұңғыда серпімді теңселу, тербеулер болады, олар қоршаған ортаға таралып, орнатылған бір немесе бірнеше қабылдағыш арқылы қабылданып отырады. Осы қабылдағыштардың ара-қашықтығындағы теңселулер тарауының жылдамдығы, амплитудасы анықталады. Акустикалық каротаждың үш модификациясы бар: олар серпімді толықтырудың басылуы және цементті сақина және ұңғының техникалық жағдайына өткізілетін акустикалық каротаж.

5. Термокаротаж-температураның таралуын зерттеу. Термокаротаж жынысты температуралы градиенті бойынша дифференциалдауға көмектеседі

6. Кавернометрия-отырғызылмаған ұңғының фактты диаметрін өлшеу және оны бағанасы бойынша өзгерту.

Гидравликалық зерттеу – олар орнатылған немесе орнатылмаған режимдер кезіндегі сұйық немесе газ ұңғысының ағу параметрін зерттеу үшін негізделген. Ағу параметрі дебит болып табылады, қысым немесе оның өзгерістері. Орнатылған режимдағы ұңғыны зерттеу ұңғы жұмысы үшін маңызды мінездемелер алуға мүмкіндік береді. Бұлсыз ұңғының дебитін және сұйықты көтеру үшін техникалық талаптарды білу мүмкін емес. Бұл әдіс қабаттың

гидроөткізгіштігін анықтауға мүмкіндік береді.  $\varepsilon = \frac{\kappa h}{\mu}$ ;

Ұңғыны дебитометрмен зерттеу. Олар ұңғыдағы сұйық ағымын (өндіру ұңғымаларында) және айдау ұңғымаларының жұту санын, арнайы құрылғылар қолдану арқылы іске асады. Құралдар олар: дебитометрлер және шығын өлшегіштер. Ұңғыға түсіріліп, перфорацияланған интервалда орнатылады.

Дебитометрлік зерттеулер ұңғыда маңызды информациялар береді. Олар: жұмыс жасаушы қабат қалыңдығы, бөлек қабатшалар дебиті т.б.

## 2 Қабаттарды және ұңғыларды зерттеудің мақсаты

Ұңғыларды зерттеу жұмыстарының мақсаты қабаттың коллекторлық қасиеттерін анықтау болып табылады. Ол игеру процессін бақылауға, жобалауға, ұңғылардың режимін орнатуға, сонымен қатар бүкіл кенорынның режимін орнату үшін қажет.

Ұңғыларды зерттеу әдістері екіге бөлінеді:

- 1) орнатылған режим әдісі.
- 2) орнатылмаған режим әдісі.

Орнатылған режим әдісі кезінде ұңғылардың режимін бірнеше рет өзгертеді. Әр режимнен кейін ұңғының өнімін және түп қысымын өлшеп алады, немесе  $H_{дин}$  (динамикалық деңгейін).

### Бұл әдістің артықшылығы:

- 1) қарапайым,
- 2) зерттеу кезінде алынған мәліметтер скважинаның режимін орнатуға мүмкіндік береді,
- 3) зерттеу қортындысы жеңіл өңделеді.

### кемшілігі:

қабаттың коллекторлық қасиеттері анықталғанда шарттылық пайда болады. (келтірілген радиусқа байланысты)

$$r_{кел} = r_c \cdot \ell^{-c}. C = C_1 + C_2$$

Орнатылмаған режим әдісінің артықшылығы мен кемшіліктері бірінші әдісіне қарама-қарсы болып келеді. Сол себептен ұңғыларды екі әдісімен бірге зерттеген жөн.

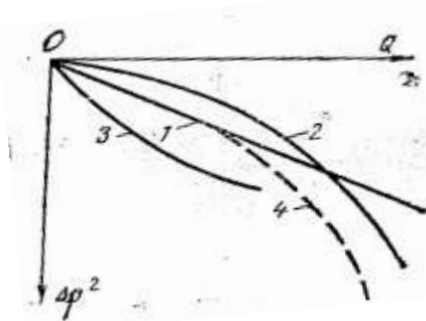
Ұңғыларды орнатылған режим әдісімен зерттеу.

Әдістің мақсаты: Бір неше уақытқа дейін ұңғының өнімін өзгертіп пайдаланады. Осы кезде ұңғы өнімін және түп қысымын өлшеп отырады. Қабат қысымын алдын ала өлшеп алады, өткені қабат қысымы көп уақытқа дейін өзгермейді.

Бірінші режимді орнатып алғаннан кейін, сол режим кезіндегі өнімді және  $P_{түп}$  өлшеп алады. Содан кейін ұңғы режимін өзгертіп жоғарыда аталған параметрлерді қайта өлшеп алады. Орнатылған режим кезінде 4-5 рет алынған мәліметтер жеткілікті. Алынған мәліметтер бойынша график салынады.

Графикте өнім мен қысым айырмасы арасындағы байланысты көрсетеді.

№ Режим	Q	$P_{каб}$	$P_{түп}$
1	*	✓	•
2	*		•
3	*		•
4	*		•



Сурет 1: Индикаторлық қисық.

Пайда болған қисықты индикаторлық диаграмма деп атайды. Графикті  $(Q, \Delta P)$  координатында құрады.  $Q$  және  $\Delta P$  қыйылысқан нүктеде  $P_{\text{каб}} = P_{\text{түп}}$ ;  $P_{\text{каб}} - P_{\text{түп}} = 0$ ;  $Q = 0$ . Индикаторлық қисық түрлері  $Q$  координатына байланысты.

- түзу сызық
- ойыс сызық
- дөңес сызық болып келеді.

Қабатта бір текті сұйық орнатылса және режимі арынды болса сызық түзу болып шығады (сызық: 1)

Арынды режимнің бір қатар жағдайында, өнім мен  $\Delta P$  төменгі мәндерінде қисық түзу бола келіп қысым айырмасы жоғарлаған сайын өнімнің өсіне дөңес болып келеді. (сызық: 2)

Ойыс сызық (сызық: 3) - зерттеу нәтижесінде мәліметтер дұрыс алынбаған болса, немесе режим асығыс орнатылған болса пайда болады.

### 3 Ұңғыларды зерттеу режимдері

#### 3.1 Орнатылған режимде ұңғыны зерттеу

Орнатылған ағымдағы зерттеуді кейде ұңғыны пайдалануға байланысты орнатылған алымдағы зерттеу немесе орнатылған айдаудағы зерттеу (айдау ұңғыларына байланысты) айтады.

Әдістің негізгі жұмыс бабы келесіде қорытылады.

Пайдалану ұңғыларында жұмыс режимі бірнеше рет өзгереді, сонымен бірге дебиті де өзгереді. Одан кейін режим орнатылғасын дебит өлшеніп, түп қысымы өлшенеді. Айдау ұңғылары, фонтанды ұңғыларда осы процесс жүреді, дұрыс зерттеу жүргізу үшін, ұңғының әрбір депрессиясында орныққан режим шығу керек.

Сұйық ұңғыға радиалды ағым формуласы:

$$q = \frac{2\pi\varepsilon(P_k - P_c)}{\ln(R_k / r_c)} \quad (1)$$

Ұңғыда радиалды ағым жағдайында  $\varepsilon = \varepsilon(r)$  болса:

$$q = \frac{2\pi(P_k - P_c)}{\int_{r_c}^{R_k} \frac{1}{r\varepsilon(r)} dr} \quad (2)$$

(1) (2) формулалар орнатылған ұңғылар үшін арналған, бірақ олар орнатылған ұңғылар үшінде қолданылады, егер оның  $r_c$  ұңғы радиусы орнына келтірілген радиус  $r_{np}$  қойса

$$A = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln(R_k / r_{np})} \quad (3)$$

немесе

$$A = \frac{2\pi}{\int_{r_{np}}^{R_k} \frac{dr}{r\varepsilon(r)}} \quad (4)$$

(1) және (2) формулалар орнына

$$q = A(P_k - P_c) \quad (5)$$

(5) формула сұйық дебитін қабат жағдайларында анықтайды. Практикада дебит стандартты жағдайларда өлшенеді, оның өлшем бірлігі т/тәулік.  $b_H$  көлем коэффициентін және мұнай тығыздығын стандартты жағдайда  $\rho_H$  енгізсек, сонымен бірге секундтан тәулікке ауыса отырып (5) формуланы аламыз.

$$Q = q \frac{86400}{b_H} \rho_H = \frac{A86400\rho_H}{b_H} (P_k - P_c) \quad (6)$$

$$K = \frac{86400 \rho_H A}{b_H} \quad (7)$$

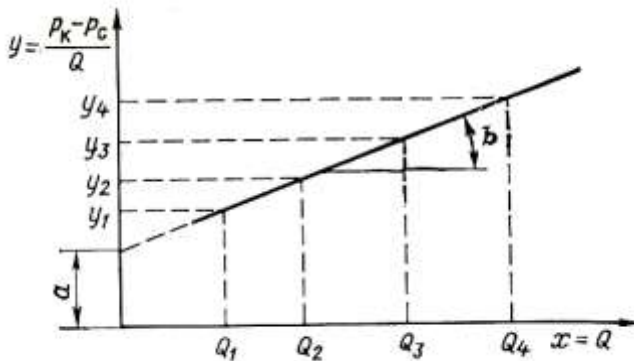
енгізе отырып

$$Q = k(P_k - P_c) \quad (8) \text{ аламыз}$$

Мұндағы  $k$  - өнімділік коэффициенті т/(сут. Па).

$$(8) \text{ ден} \quad K = \frac{Q}{P_k - P_c} \quad (9)$$

Орнатылған ұңғы дебиті және қабатқа депрессия  $Q = f(P_k - P_c)$  арасы немесе ұңғы түбіндегі қысыммен дебит арасындағы  $Q = f(P_c)$  гидравликалық кескін индекаторлық сызық деп аталады (сурет 2).



Сурет 2 Индекаторлық сызықты қисаюды теңдеу арқылы аппроксимациялауға болады.

$$Q = K(P_k - P_c) \quad (10)$$

Бұл ағымның ортақ теңдеуі деп те аталады.  $n = 1$  болғанда (11) теңдеуі тік сызықты индекатор сызығына ие болады.  $0.5 < n < 1$  кезде индекатор сызығы  $p$  өсі жаққа қарай майысады, ал  $n > 1$  болғанда индекатор сызығы  $Q$  өсіне қарай майысады.

Тік сызықты индикаторда өнімділік коэффициенті кезкелген екі фактты нүктеден табыла алады.

$$k = \frac{dQ}{dp} = \frac{Q_1 - Q_2}{P_c - P_{c_2}} \quad (11)$$

(3) пен (7) ала отырып, табылған  $k$  арқылы (13) формула былай болады

$$\varepsilon = \frac{KR}{\mu} = \frac{Kb_H \ln(R_k / r_{np})}{2\pi\rho_H 86400} \quad (12)$$

(13) алынған формуладан  $R$  - өткізгіштікті,  $h$  - қабат қалыңдығын,  $\mu$  - динамикалық кеуектілікті, анықтауға болады. әдетте өнімді контур көзі  $R_k$  - орнына, көршілес ұңғылар арақашықтығының ортасы алынады. Бір өзі жұмыс жасап тұрған ұңғыларда  $R_k$  250-400метр аралығында алынады.

### 3.1.1 Орнатылған режим кезіндегі мәліметтерді өңдеу

Индикаторлық сызықтардың теңдеуі (1) теңдеуімен анықталады.

$$Q = K(P_{\text{каб}} - P_{\text{түп}})^n \quad (1)$$

мұнда:  $K$  – қабаттың өнімділік коэффициенті

$n$  – кеуектілік ортадан сұйықтың сүзілу коэффициенті.

Сұйық Дарси заңына бағынатын болса, қисық түзу болады және  $n = 1$ ;  $n < 1$  болса сызық өнімі өсіне дөңес болып түседі, ал  $n > 1$  болса ойыс болып түседі.

Дарси заңы орындалған кезде.

$$Q = K(P_{\text{каб}} - P_{\text{түп}}); \quad (2)$$

$$K = \frac{Q}{P - P} = \frac{Q}{\Delta P}; \quad (3)$$

Ұңғының зерттеу мәліметтерінен өткізгіштік коэффициентін табу үшін индикаторлық сызықтың түзеу бөлігінен қабаттың өнімділік коэффициентін табады, содан кейін түзу ағынның теңдеуінен өткізгіштік коэффициентін табады. (k) (35) теңдеуді мына түрде жазуға болады:

$$Q = \frac{0,236k \cdot \rho \cdot h \cdot \varphi (P - P)}{\mu \cdot \nu \cdot \lg \frac{\lg}{r_c}}; \quad (4)$$

мұнда:  $\varphi$  - аяқталмаған скважинаны сипаттайтын коэффициент.

(4) –ші теңдеуден k – табамыз.

$$k = \frac{Q_{\text{салмақ}} \mu \cdot \nu \cdot \lg \frac{R}{r_c}}{0,236 \cdot \rho \cdot h \cdot \varphi (P - P)} = \frac{4,24K \cdot \mu \cdot \nu \cdot \lg \frac{R}{r_c}}{\rho \cdot h \cdot \varphi}; \quad (5)$$

мұнда:  $K = \frac{Q}{\Delta P};$

$$\text{Қабат өткізгіштігі } \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{4,24K \cdot \nu \cdot \lg \frac{R}{r_c}}{\rho \cdot \varphi}; \quad (6)$$

$$\text{Қабаттың пьезоөткізгіштігі: } ae = \frac{k}{\mu(m\beta_c + \beta_{\text{каб}})}; \quad (7)$$

Қабаттың сұйық өткізгіш қасиеті коэффициентпен сипатталады, ал оның өзі бір неше көрсеткішпен анықталады: k, h,  $\mu$ . Бұл коэффициент қабаттың сапалық қасиетін сипаттайды. Қабаттың гидравликалық өткізгіштігі, қабаттың өткізгіштігіне, сұйықтың тұтқырлығына, қабаттың биіктігіен байланысты өзгереді.

Сұйық өткізгіштік қабаттың өткізгіштігіне және биіктігіне тікелей, ал тұтқырлығына кері байланысты. Ол  $\left[ \frac{m^3}{Па \cdot c} \right]$  – пен өлшенеді, немесе  $\left[ \frac{Д \cdot см}{СП} \right]$ :

$$1 \frac{m^3}{Па \cdot c} = 10^{11} \frac{Д \cdot см}{СП};$$

$\mu \uparrow \rightarrow k$  және h- өзгермесе  $\rightarrow$  сұйық өткізгіштік, ал  $\mu \downarrow$  – сұйық өткізгіштік болады.

Қабаттың пьезоөткізгіштігі коэффициентпен анықталып, қабаттың серпінді қасиетін сипаттайды.

Қабаттың өнімділігі қабаттың гидродинамикалық қасиетін анықтайды.

### 3.2 Ұңғыларды орнатылмаған режим әдісімен зерттеу

Ұңғыларды орнатылмаған режим және қысымды қалпына келтіру (құлау) әдісімен зерттеу, ұңғыны тоқтатқан немесе жіберген кезде қабаттағы сүзілу процессінің тұрақсыздығына негізделген. Бұл әдісімен қабаттағы  $P_{\text{кан}} < P_{\text{түб}}$ , болған кезде яғни қабатта бір фазалық сұйық болған кезде ұңғыларды зерттеуге болады (сурет 3,4).

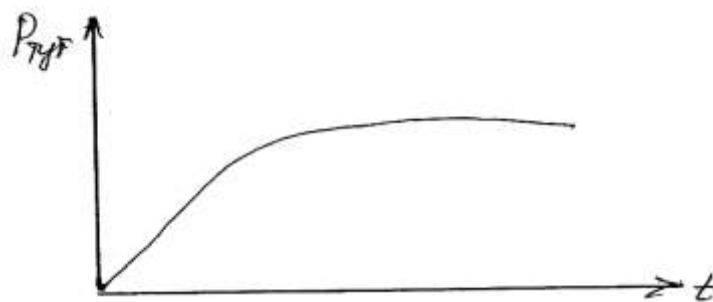


Бұл әдістің мақсаты: ұңғыны тоқтатқаннан кейін түп қысымның қалпына келтіру жылдамдығын және ұңғыны іске қосқаннан кейін түп қысымның төмендеу жылдамдығы бақылауда тұрады.

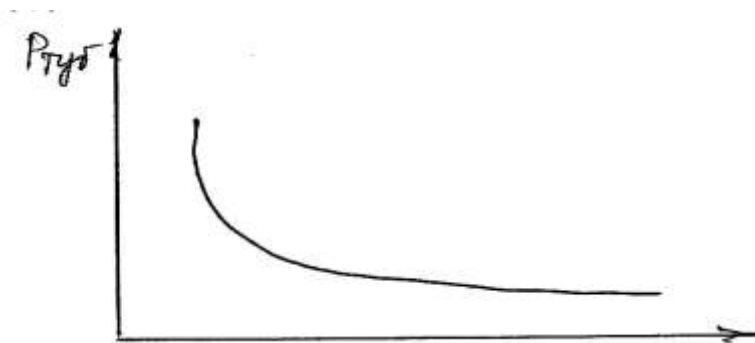
Ұңғыны тоқтатқаннан кейін, алғашқы уақытта мұнай скважина түбіне ағып ішіне енеді, ұңғыдағы сұйық бағанасы көтеріледі, ал түп қысымы жоғарлайды. Кейін мұнай ағыны төмендейді және түп қысымның жоғарлауы азаяды. Қабаттағы ұңғы түп қысымы қабат қысымына жақындайды.

Қысымды құлау әдісімен ұңғыны зерттегенде, ұңғыны іске қосқаннан кейін түп қысымы өзінің ең кіші мәніне дейін төмендейді.

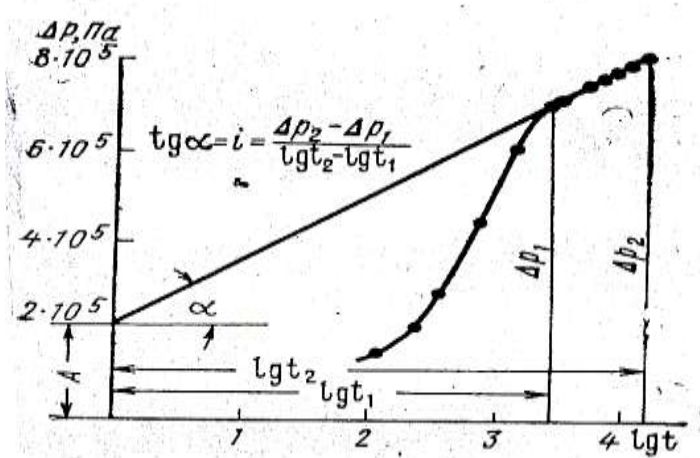
Зерттеу процессінде бірдей уақыт аралығындағы түп қысымының өзгеру мәліметтерін жазып отырады. Сол мәліметтермен  $\Delta P$  және  $lgt$  координтында қысымының қалпына келу қисығының графигін құрады (сурет 5).



Сурет 3 ұңғы түбіндегі қысымның көтерілу қисығы



Сурет 4 ұңғы түбіндегі қысымның құлау қисығы.



Сурет 5  $\Delta P - lgt$  байланыс қисығы.

### 3.2.1 Орнатылмаған режим кезіндегі зерттеу нәтижелерін өңдеу

Тоқтар алдында тұрақты өніммен пайдаланған ұңғының, тоқтатқаннан кейінгі түбіндегі қысымды қалпына келтіру (48) теңдеумен табылады.

$$P_{каб} - P_{туб} = \Delta P = \frac{Q \cdot \mu \cdot v}{4\pi k \cdot h} \cdot \ln \frac{2.25}{r_{rik}^2} t; \quad (8)$$

Мұнда: Q - тоқтар алдындағы скважина өнімі, м<sup>3</sup>/с.

$\Delta P$  - қысымның жоғарлауы, Па.

$\mu$  - қабат сұйығының тұтқырлығы, Па•с.

v - көлемді коэффициент.

k - өткізгіштік, м<sup>2</sup>.

h - қабат қалыңдығы, м.

$\alpha$  - қабаттың пьезоөткізгіштігі, м<sup>2</sup>/с.

Бұл теңдеу, өнімі күрт өзгергенде біртекті үздіксіз қабатқа пайдаланады.

Табиғи жағдайда ондай қабаттар болмайды, ал өнімнің күрт өзгеруі техникалық қиындық әкеледі, сол себептен (8) теңдеуін шартты түрде қолданады.

1. Қабаттың созылуы - үздіксіз деп есептеледі.

2. Зерттеу жүріп жатқан скважинаның түп аймағында қабат бір текті деп есепке алынады.

3. ұңғы өнімінің өзгеруі- күрт өзгеруі болып есептеледі (ұңғы тоқтатылғанда және іске қосылғанда).

Осы шарттарға байланысты (8) теңдеумен есептелген мәліметтер шартты мәндерді береді.

Зерттеу мәліметтері өңделу кезінде (8) теңдеуді әр түрлі өзгерістермен алады,  $\ln \rightarrow \lg$  ауыстырады. Сонда (9) теңдеу пайда болады.

$$\Delta P = \frac{2.3Q \cdot \mu \cdot v}{2\pi k} \lg \frac{2.25\chi}{r_{кел}^2} + \frac{2.3Q \cdot \mu \cdot v}{4\pi k} \lg t \quad (9)$$

немесе 
$$\Delta P = A + i \cdot \lg t; \quad (10)$$

мұнда i - бұрыштық коэффициент.

A - ординат өсінде бөлектенетін кесінді. (сурет:  $\Delta P - \lg t$  байланыс қисығы).

(10) теңдеу – бұл  $\Delta P - \lg t$  координаттарында құрылатын түзеу сызықтың теңдеуі.

$$A = \frac{2.3\mu \cdot v}{4\pi k \cdot h} \cdot \lg \frac{2.25}{r_{кел}^2}; \quad (11)$$

$$i = \frac{2.3Q \cdot \mu \cdot v}{4\pi k \cdot h} = \frac{0.183Q \cdot \mu \cdot v}{k \cdot h}; \quad (12)$$

$$A = i \cdot \lg \frac{2.25hh}{r_{кел}^2}; \quad (13)$$

Қысымды қайта құру қисығының бастапқы кезде түзеу сызығынан ауытқуы t- кіші мәндерінде нақты нәтижесін бермейтінін айтады.

Қысымды қалпына келтіру әдісімен скважинаны зерттеу кезінде мәліметтері төмендегі тәртіппен өңделеді.

1.  $\Delta P - \lg t$  байланыс графигі құрылады.

2. График бойынша i және A анықталады.

а) Қысықтың тік сызық бөлшегінің ылдиы.

$$i = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1};$$

б) Ординат өсінде бөлектенетін А кесіндісі, Содан кейін қабаттың гидроөткізгіштігі  $\frac{kh}{\mu}$ ; пьезоөткізгіштігі  $\alpha$ , келтірілген радиусы  $r_{\text{кел}}$ , өнімді коэффициенті  $K$  – анықталады.

**Мысал есептері.**

Қысымды қалпына келтіру қисығы атқылау ұңғысын тоқтатқаннан кейінгі кезде түсірілген. Тоқтатқанға дейінгі өнім 120 т/сут. Зерттеу кезіндегі мәліметтер кестеде берілген. Кесте 3. Қысымды қалпына келтіру қисығының өңдеу нәтижесі.

t, скважина тоқтатылғаннан кейінгі уақыт, с	lg t	$\Delta P_{\text{түп-түп}}$ қысымның өсуі	t	lg t	$\Delta P_{\text{түп}}$
120	2,08	1,50	4200	3,62	7,40
300	2,48	2,06	4800	3,68	7,48
600	2,78	3,55	5400	3,78	7,55
1200	3,08	5,10	6000	3,78	7,65
1800	3,26	6,70	7800	3,89	7,70
2400	3,38	7,0	9600	3,98	7,85
3000	3,48	7,15	10800	4,03	7,94
3500	3,56	7,30	14400	4,16	8,10

Мұнай мен қабаттың сипаты:  $\rho_m = 0,85 \text{ т/м}^3$

$$\mu_m = 4 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с} (4 \text{ сн})$$

$$v_m = 1,2$$

$$h_{\text{ТМ}} = 10 \text{ м}$$

$$m = 0,2$$

$$\beta_{\text{жыи}} = 1 \cdot 10^{-10} / \text{Па}$$

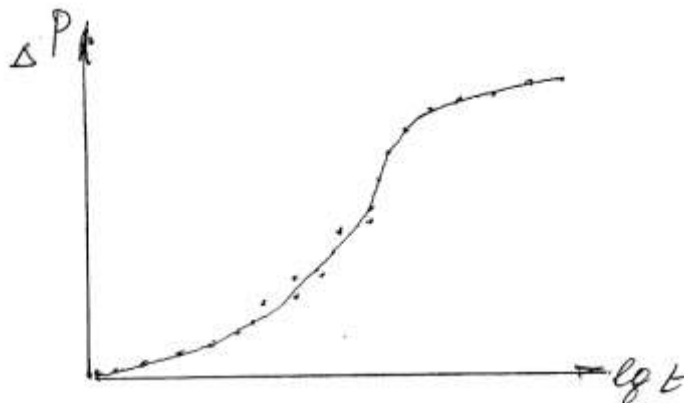
$$\beta_m = 10 \cdot 10^{-10} / \text{Па}$$

$$R_k = 200 \text{ м}$$

$$r_c = 12,5 \text{ см}$$

Қабаттың өткізгіштігін  $R$ , жыныстардың өткізгіштігін, пьезоөткізгіштігін  $\alpha, r_{\text{кел}}, K$  - өнімділігін,  $\varphi$  - анықтау керек.

1. Берілген кестедегі мәліметтер арқылы  $\Delta P - \lg t$  координатында қысымды қалпына келтіру қисығын құрамыз.



Сурет 6

2. Шеткі нүктелер арқылы қисықтың тік сызық бөлшегінің ылдиын анықтаймыз.

$$\lg \alpha = i = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1} = \frac{(8 \cdot 10 - 7.00) \cdot 10^5}{4.158 - 3.380} = 1.42 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

3. Қысымды сипаттайтын ординат өсіндегі А кесіндісін анықтаймыз.

$$A = 2,15 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

4. Мұнай өнімі:

$$Q = \frac{120}{0.85 \cdot 86400} = 1.63 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с};$$

5. Өткізгіштік.

$$k = \frac{0.183 \cdot Q \cdot \mu \cdot e}{h_i} = \frac{0.183 \cdot 1.63 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 10^{-3} \cdot 1.2}{10 \cdot 1.42 \cdot 10^5} = 1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ Д};$$

6. Қабаттың өткізгіштігі:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{1 \cdot 10^{-12} \cdot 10}{4 \cdot 10^{-3}} = 250 \cdot 10^{11} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}} = 250 \frac{\text{Д} \cdot \text{см}}{\text{сП}};$$

7. æ- пьезоөткізгіштік.

$$\alpha = \frac{k}{\mu(m\beta_m + \beta_{жыл})} = \frac{1 \cdot 10^{-12}}{4 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 10 \cdot 10^{-10} + 1 \cdot 10 - 10)} = 0,83 \text{ м}^2 / \text{с} = 8300 \text{ см}^2 / \text{с};$$

8.  $r_{кел}$ - келтірілген радиус.

$$r_{тик} = \sqrt{\frac{2.25}{10 \frac{A}{i}}} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot 0,83}{10 \frac{2,15}{1,42}}} = 0,228 \text{ м} = 22,8 \text{ см};$$

9. Өнімділік коэффициенті.

$$K = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{0,236k \cdot \rho \cdot h}{v \cdot \mu \cdot \lg \frac{R}{r_c}} = \frac{0,236 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 10}{1,24 \cdot 10^{-3} \cdot 3,204} = 122 \frac{T}{\text{сут, мПа}};$$

10.  $\varphi$  - аяқталмаған ұңғының коэффициенті.

$$\varphi = \frac{Qa}{Qa} = \frac{\lg \frac{R}{r_c}}{\lg \frac{R}{r_{кел}}} = \frac{\lg \frac{200}{0,125}}{\lg \frac{200}{0,228}} \cong 1;$$

#### 4 Айдау ұңғыларын зерттеу

Айдау ұңғыларды олардың қабылдау қабілетін анықтау және технологиялық режимін орнату мақсатымен зерттейді.

Айдау ұңғыларды жоғарыда қарастырған екі әдіспен зерттейді.

Орнатылған режим әдісімен айдау ұңғыны зерттеу кезінде, айдалып жатқан судың көлемін және әр режимдегі сәйкес ұңғы түбіндегі қысымды өлшейді. Ұңғы режимін бір неше рет өзгертіп мәліметтерін алады. Содан кейін индикаторлық қисығын құрады да айдау ұңғысының қабылдау коэффициентін анықтайды.

Ұңғы түбіндегі қысымның құлау қисығы айдау ұңғыны тоқтатқаннан кейін тереңдік манометрмен өлшенеді, немесе скважина сағасында орнатылған үлгілі манометр арқылы алынады.

Ұңғыны тоқтатар алдында, ол орнатылған айдау режимінде жұмыс істеу керек.

Айдау ұңғысының түбіндегі қысым (54) теңдеуімен анықталады.

$$P_{\text{түб}} = P_c + \frac{P_c \cdot H_{\text{каб}}}{10}; \quad (1)$$

#### 5 Зерттелмеген режиміндегі ұңғыларды зерттеу

Зерттелген режимде ұңғыларды гидравликалық әдіспен зерттеген кезде серпімді режим залына сүйенеді. Қабаттың серпімді қасиеттері және сұйыққа қаныққан және тәуелсіз газ өлшемі қабат жүйесінен байқалады. Мұндай өзгерістер ауытқулар деп аталады, ал жұмыс режимі кезінде жылдам өзгертін ұңғыларды, ауытқу ұңғыларында немесе ағынды ауытқуда.

Бір ұңғыдағы ауытқуын қарастырайық, ол үлкен тығыз қабатта үздіксіз жұмыс жасайды.

Ұңғы айналасындағы воронка депрессиясын қоректендіру нұсқасы деп аталады, ал воронка радиусы  $R_r$  - қоректендіру нұсқасының радиусы. Нұсқаға қысым  $P_k$  - әсер етеді, ал ұңғы түбіне орнатылған жұмыс кезінде – қысым  $P_c$ .

Егер ұңғыны бірден тоқтатсақ және жұмыс жасау режимін өзгертсек онда оның айналасында қысымды қайта бөлу процесі басталады. Нақты түсіндіріп айтатын болсақ ол кезде жүретін құбылыс ұңғы айналасындағы сұйық тығыздығының өзгеруін ескеру қажет. Қысым тығыздығының функциясы болып табылады  $P = \rho gh$

Мұнай тығыздығының нұсқасы үлкен мәнге ие болады. Ұңғыдағы өндіріліп жатқан мұнайды тоқтату кезінде контурдан мұнайдың саны түсе береді, ұңғыны тоқтатудың алдында ұңғы дебитінде тексеріледі.

Ұңғыны түсіру кезінде көп сондай құбылыстар пайда болады, тоқтату кезіндегідей, қысым түседі, воронка депрессиясы  $R_k$  биіктігіне жеткенше өседі, айдау ұңғының жібергіштігі пайдаланумен сай келеді, ал айдау ұңғысының тоқтатылуы пайдалану жіберуіне сай.

Қисықтарды қалпына келтіруді барлық ұңғыларда кездестіруге болады, ол пайдалану мен белгілеуіне тәуелді емес. Қисықтарды қалпына келтіруді алу ұңғыны тоқтатқаннан кейін пайда болады. Оны режимнің жұмыс кезінде дебит төмендеген кезде алуға болады, керісінше дебит жоғарылаған кезде қысымның құлау қисығын аламыз. Осылайша қысымды қалпына келтіру үшін ұңғыны тоқтату міндетті емес. Ол үшін келесі формуланы қолданады, ұңғыдағы сұйық тығыздығының ағынын гидродинамикалық жер асты есептеулеріне пада болған онда қисықты қалпына келтіру қысымы алынады (сурет 7).

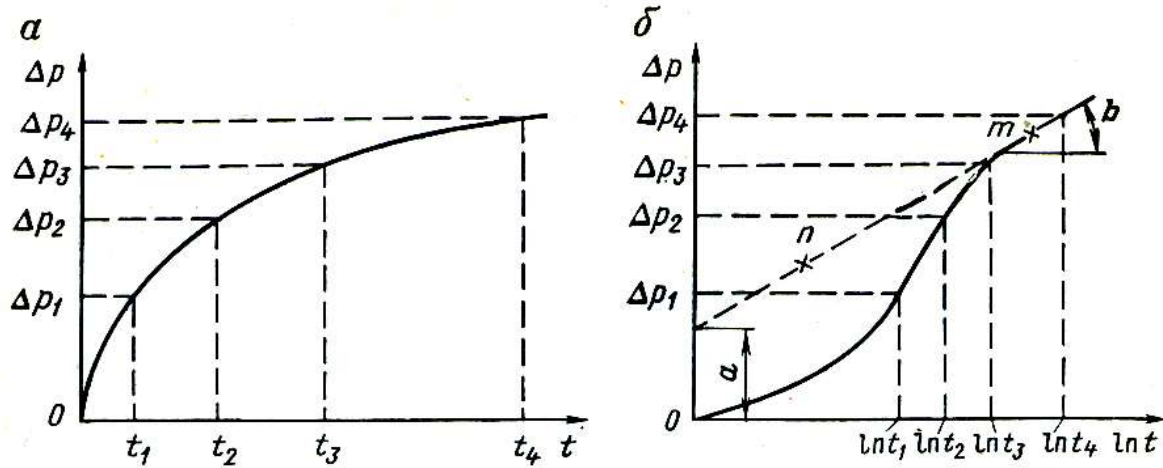
$$\Delta P(T) = \frac{Q\mu b_H}{4Pk} \ln \frac{2,25\chi}{r_c^2} + \frac{Q\mu b_H}{4Pk} \ln T \quad (1)$$

мұндағы  $Q$  - ұңғы дебиті,  $\mu$  - тұтқырлық,  $k$  - өтімділік,  $h$  - қабат қалыңдығы,  $\chi = k\mu\beta$  - өткізгіштік, мұндағы  $\beta$  - орташа коэффициент тығыздығының көлемі,  $t$  - ұңғыны тоқтатқанда немесе жіберген кездегі уақыт.

$$y = \Delta\rho(t), \quad a = \frac{Q\mu b_h}{4\pi kh} \quad \ln \frac{2.25\chi}{r_c^2} \quad (2)$$

$$x = \ln t, \quad b = \frac{Q\mu b_h}{4\pi kh} \quad (3)$$

1-ші теңдікті қайтадан былай жазамыз яғни  $y = a + ex$  бұл түзу теңдігі болып табылады.



Сурет 7 Қысымның қалыптасу қисығы

Сондықтан, ұңғы түбіндегі қисық қысымды қалпына келтіреді  $\Delta\rho(t)$ ,  $y = \Delta\rho$  жартылай графикалық координат:  $x = \ln t$ ,  $y$  және  $\alpha$  осіндегі ісінетін түзу түрінде болады; мағынасын 2-ші формула бойынша анықтаймыз,  $b$  бұрыштық коэффициент, 3-ші формула бойынша анықталады.

RBD ұңғы түбіне ұңғыны белгілейтін монOMETP орналастырады. Мұндай монOMETP ұңғы түбіне түсіріледі ол өзгеру  $\rho_c$  көрсеткіші  $t$  уақыт функциясында байқалады. Сондықтан шынында  $\Delta\rho(t)$  қисығын  $\Delta\rho(\ln t)$  -ны координатасына қайтадан өзгертеміз де  $a$  және  $b$  күнделікті коэффициент табамыз. Бастапқы KBD аймағы түзуге тиісті болмайды ол соңғы ағынға байланысты болады және сұйық маскасының инерциясы ол 1-ші формулада мүлде қарастырылмайды.

Қайтадан салынған  $\Delta\rho(\ln t)$  қисығында түзу сызқықты аймақ қарастырылады ол екі нүктелі коэффициент арқылы анықталады.

$$b = \frac{\Delta\rho - \Delta\rho_2}{\ln t_1 - \ln t_2} \quad (4)$$

$b$ -анықтап, 3-ші формуладан сұйық өткізгіштікті  $E = kh/\mu$  -ды анықтауға болады.

$$E = \frac{Qb_h}{4\pi b} \quad (5)$$

Енді белгілі болған  $E$ -нан  $k$  – өткізгіштік анықталады.

$$k = \frac{E\mu}{h} = \frac{Qb_{h\mu}}{4\pi bh} \quad (6)$$

1-ші формуладан ұңғыдағы анықталмаған радиусын анықталған.

$$\frac{r_c^2}{\chi} = \frac{2.25t_i}{\exp(\Delta\rho, b)} \quad (7)$$

Арықталмаған режимде ұқсас әдіспен айдау ұңғыларын зерттеген. KBD-дан айдау ұңғыларын алу үшін дебитпен  $Q$  ұзақ уақыт жұмыс жасаған ол үшін саға басында ысырманы

жауып айдауды және қисық құлауды  $\Delta\rho = f(t)$  тоқтату керек. Ұзындық  $\Delta\rho$  қысыммен сағадағы орнатылған айдау режимін және т.б айдау қысымы, сағадағы ағынды қысым.

Аналитикалық аппарат айдау ұңғыларымен анықталмаған режим үшін арналған, ол  $\Delta Q$  ұзындық дебитіндегі сатылы өзгерісін өңдеу үшін тиімді. Дебиттің сатылы өзгерісі штуцермен ысырманы өзгерткен кезде жүзеге асуы мүмкін. Бұл жағдайда ұңғы манометрінде КВД  $\Delta\rho(t)$  байқалады сонда бастапқы дебит  $Q_1$  жаңа дебитке  $Q_2$  ұзындық өзгерісі  $Q=Q_1-Q_2$  тәуелді. Берілген формуладағы  $Q$  –ға  $\Delta Q$ -ды қою керек. Нәтижесі өзгеріссіз қалады.

Анықталмаған режимдегі қабат айналасындағы өткізбейтін немесе өткізетін қасиетінің қаншалықты тиімді екені анықталады. Бұрышты коэффициент  $b$  аяғында өткізгіштік төменде, онда  $b$  өткізгіштігі жоғарылайды

## 6 Фонтанды ұңғыларды зерттеу

Фонтанды ұңғылар зерттеу апсырмалары мен мақсатына байланысты не сорып алу сынағы әдісімен, не түптік қысымның қисық қалпына келуін алынуымен өткізіледі. Тәжірибе кезінде анықтауға жататын параметрлердің негізгілерінің біреуі – ұңғының өнімділік коэффициенті (ұңғының индикаторлық сызығын тұрғызу).

Динамикалық деңгейдің берілген өлшеуде сақталатын мұнай кәсіпшілігінде ұңғыларды зерттеу әдісі кең таралған. Динамикалық деңгей не эхолот көмегімен (құбырдан тыс кеңістікте ұңғының дыбыстық импульстың құрылуы, өткізуден бұрын ұңғының эхометрлеуі разрядталған болуы керек, және құбырдан тыс кеңістіктен газды бөлу үшін қолдану), импульсатор көмегімен (ұңғының құбырдан тыс кеңістігінен газды бөлмей құбырдан тыс кеңістікте серпімді импульстың құрылуы) анықталады. Нақты нәтиже беретіндіктен соңғы әдіс көп қолданылады.

Зерттеу негізі дебит өлшеуге, әр ұңғының стационарлық жұмыс режимі үшін құбырдан тыс қысым және динамикалық деңгейде өткізіледі.

Бұл зерттеу әдісіндегі негізгі сұрақ – берілген ұңғы жұмыс режиміне сәйкес түптік қысым есептеу.

Анықталған динамикалық деңгей мен құбырдан тыс қысымда түптік қысым:

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{затр}} + \Delta p_{\text{г}} + \Delta p_{\text{сз}} + \Delta p_{\text{СС}} = p_{\text{б}} + \Delta p_{\text{СС}}$$

Мұндағы  $\Delta p_{\text{г}}$  – динамикалық деңгейден сағаға дейінгі арақашықтықта газ бағанының салмағын анықтайтын қысым өзгерісі, Па;  $\Delta p_{\text{сз}}$  – динам/к деңгейден лифт кебісіне дейінгі арақашықтықта газ сұйықтық қоспасының бағанын қалыптастыратын қысым өзгерісі, Па;  $\Delta p_{\text{СС}}$  – лифт кебісінен ұңғының түпке дейінгі арақашықтықта сумунайлы мұндай қоспа бағанын қалыптастыратын қысым өзгерісі, Па; Бұл интервальда үйкеліске шығын ескерілмейді.

Лифт кебісіндегі қысым мына формуламен есептеледі:

$$p_{\text{б}} = p_{\text{затр}} e^{0,000114 p_{\text{г}} H_{\text{дин}}} + p_{\text{сз}} g h_{\text{п}} \quad (1)$$

Мұндағы  $p_{\text{затр}}$  – құбырдан тыс қысым, Па.  $p_{\text{г}}$  – құбырдан тыс кеңістіктегі газдың салыстырмалы тығыздығы.  $H_{\text{дин}}$  – динамикалық деңгей, м.  $p_{\text{сз}}$  – ұңғының құбырдан тыс кеңістігіндегі газсұйықтық қоспаның тығыздығы кг/м<sup>3</sup>,  $h_{\text{п}}$  – лифт кебісінің динамикалық деңгей астына түсу тереңдігі, м;

Бұл өлшем былай есептеледі:

$$h_{\text{п}} = H_{\text{б}} - H_{\text{дин}} \quad (2)$$

$H_{\text{б}}$  – СКҚ құбырдың түсу теңдігі (кебістегі), м.

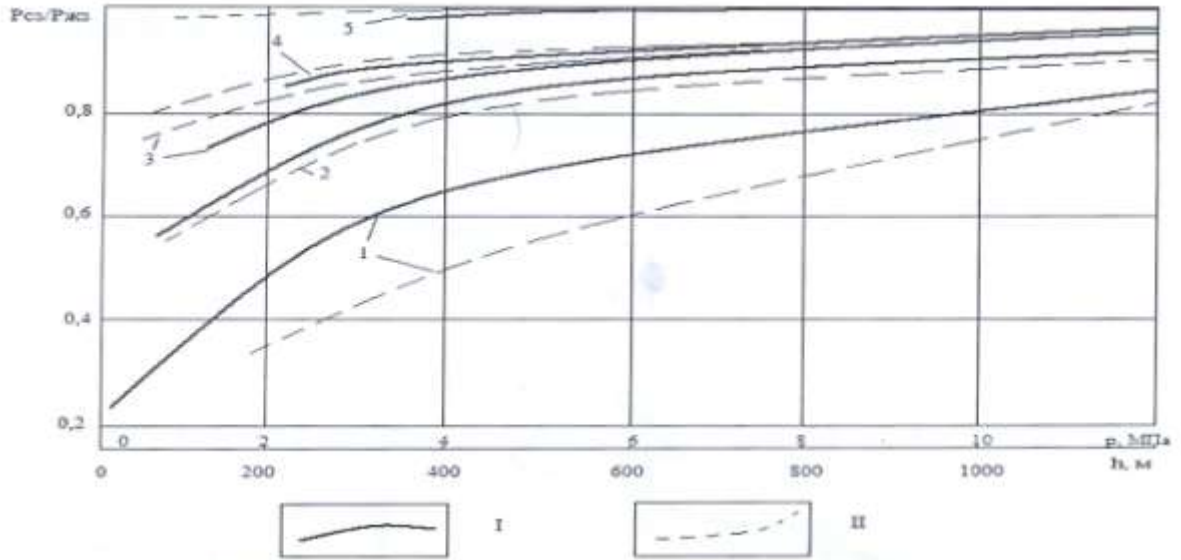
Құбырға дейінгі кеңістіктегі газ сұйықтықты қоспаның тығыздығын номограмма бойынша анықтауға болады. (сурет 8). Бұл номограмма кебістегі қысым  $p_{\text{б}} \leq p_{\text{нас}}$  болған кезде қолданылады. Егер  $p_{\text{б}} > p_{\text{нас}}$  болса, онда  $p_{\text{сз}} = p_{\text{н}}$  (мұндағы  $p_{\text{н}}$  – құбырға дейінгі кеңістіктегі мұнайдың орташа тығыздығы, бойынша есептеледі.

$\Delta p_{cc}$  қысым айырмасы мына формуламен есептеледі:

$$\Delta p_{cc} = \rho_{вн}(\rho_{вн})g(L_c - H_6), \quad (3)$$

Мұндағы  $\rho_{вн}(\rho_{вн})$  – толық емес (толық) сумен шығару кезіндегі  $(L_c - H_6)$ , интервалындағы мұнайлы-сулы қоспаның тығыздығы,  $кг/м^3$ .

$\rho_{вн}(\rho_{вн})$  өлшемі теориялық бөлімде көрсетілген әдіспен шығарылады.



1, 2, 3, 4, 5 сызықтары 0; 0,5; 1; 1,5 және 3 МПа сәйкес

Сурет 8 Құбыраралықтағы қоспаның тығыздығының қысымға (1) және тереңдікке (2) тәуелділігі

**Мысал есебі.** Тереңдігі  $L_c = 1800$  м фонтанды ұңғының және пайдаланылатын құбырдың ішкі диаметріндегі  $D_{ЭК} = 0,1503$  м түптік қысымды есептеу. Ұңғының өнімі суландырылған, сулану  $B = 0,3$ . дегаздалған мұнайдың тығыздығы  $\rho_{нд}=864$   $кг/м^3$ , қабаттағы мұнайдың тығыздығы  $\rho_{нп}=805$   $кг/м^3$ , су тығыздығы  $\rho_в=1160$   $кг/м^3$ , газдың салыстырмалы тығыздығы  $\rho_г=1,05$ , мұнайдың көлемдік коэффициенті  $b_n=1,16$ , қабат шартындағы мұнайдың кинематикалық тұтқырлығы  $\nu_{нп}=2 \cdot 10^{-6}$   $м^2/с$ .

Ұңғы  $H_6=1050$  м тереңдікке түсірілген, ішкі диаметрі  $d_{вн}=0,0403$  м болатын СКҚ құбырдан фонтандалады.

Ұңғыны зерттеу нәтижелері төмендегі кестеде көрсетілгендей:

Ұңғы жұмысының режимі... ..1	2	3	4
Дебит, $м^3/сут$ ..... 120	86	72	25
Құбырлы кеңістік, МПа.....0,5	0,75	1	1,5
Динамикалық саты, м.....350	227	100	25

Динамикалық деңгейдің ұңғылануы импульстармен жүргізілген (ұңғының разрядталуынсыз)

1 режим үшін бойынша тұрақтылық төмендегідей есептеледі.

$$Re_H = \frac{1,274 \cdot 120(1-0,3)1,16}{86400 \cdot 0,1503 \cdot 2 \cdot 10^{-6}} = 4780.$$

Ұсынылған шарт орындалады, яғни «түп-лифт кебісі» ұңғы аралығында судың толық шығарылуы болады.

Сәйкес формуласымен есептейміз.

$$\rho_n = (864 + 806) / 2 = 835 \text{ кг/м}^3, \quad (2.19) \text{ формуласы бойынша}$$

$$\rho_{вн} = 835 + (1160 - 835) \cdot 0,3 = 932,5 \text{ кг/м}^3, \quad (3) \text{ формуласы бойынша}$$



$\Delta p_{cc}=932,5 \cdot 9,81(1800 - 1050) = 6860868,7 \text{ Па} = 6,86 \text{ МПа}$ , (4) формуласы бойынша.

$h_{п}=1050 - 350 = 700 \text{ м}$ .

Сурет бойынша  $h_{п} = 700 \text{ м}$  және  $p_{затр}=0,5 \text{ МПа}$  үшін  $\rho_{сз}/ \rho_{жз}=0,86$  табамыз.

Мұндағы  $\rho_{жз}$  – құбырға дейінгі кеңістіктегі сұйық фазасының тығыздығы, ол мына формуламен есептеледі ( $V > 0$  болған кезде):

$$\rho_{жз}=1,07 \rho_{нд}. \quad (5)$$

Біздің жағдайымызда  $\rho_{жз}=1,07 \cdot 864 = 924,48 \text{ кг/м}^3$ , сондықтан  $\rho_{сз}/ \rho_{жз}= 0,86$ , онда  $\rho_{сз} = 0,86 \cdot 924,48 = 795,05 \text{ кг/м}^3$  болады.

Кебістегі қысымды (1) бойынша есептейміз.

$$p_{б} = 0,5e^{0,000114 \cdot 1,05 \cdot 350} + 795,05 \cdot 9,81 \cdot 700 = 0,52 + 5,46 = 5,98 \text{ МПа}.$$

1 режим үшін (2)  $p_{заб}$  есептейміз:  $p_{заб}=5,98+6,86=12,84 \text{ МПа}$ . 4 режим үшін  $p_{заб}$  есептеуін жүргіземіз:

сәйкесінше:

$$Re_H = \frac{1,274 \cdot 25(1 - 0,3)1,16}{86400 \cdot 0,1503 \cdot 2 \cdot 10^{-6}} = 995,8.$$

$Re_H < 1600$  болғандықтан, шарт орындалмайды. Ұсынылған шартының шығарылуын тексереміз:

$$H_{б(сп)} = \frac{1800(0,1503)^2}{(0,11503)^2 + (0,0403)^2} = 1679,3 \text{ м}.$$

Сайып келгенде:

$$\begin{cases} Re_H = 995,8 < Re_{нпр} = 1600, \\ H_{б(сп)} = 1050 < H_{б(сп)} = 1679,3, \end{cases} \text{ Место для формулы.}$$

Яғни ұсынылған шарт орындалмаған жағдайда, бірақ «түп лифт кебісі» аралығындағы судың толық емес шығарылуын көрсететін шарт орындалады.

Бұл жағдайда сулы-мұнайлы қоспаның тығыздығын есептейміз:

$$\rho_{BH} = 1160 - \frac{0,7 \cdot 1050 \cdot \left(\frac{0,0403}{0,1503}\right)^2 \cdot (1160 - 932,5)}{750} = 1160 - 16,03 = 1143,97 \text{ кг/м}^3.$$

Есептейміз:

$\Delta p_{cc} = 1143,97 \cdot 9,81 \cdot 750 = 8416758,7 \text{ Па} = 8,42 \text{ МПа}$ ;

$h_{п}=1050 - 25 = 1025 \text{ м}$ .

Сурет бойынша  $h_{п}=1025 \text{ м}$  және  $p_{затр}=1,5 \text{ МПа}$  үшін  $\rho_{сз}/ \rho_{жз} = 0,975$  немесе  $\rho_{сз}=0,975 \cdot 924,48 = 901,37 \text{ кг/м}^3$ .

Есептейміз:

$$p_{б} = 0,5e^{0,000114 \cdot 1,05 \cdot 2,5} + 901,37 \cdot 9,81 \cdot 1025 = 1,505 + 9,06 = 10,565 \text{ МПа}.$$

Сайып келгенде 4 режим үшін түптік қысым  $p_{заб4}=10,565+8,42 = 18,985 \text{ МПа}$ .

2 және 3 режимдері үшін түптік қысымды анықтаймыз (сәйкесінше  $p_{заб2}=14,53 \text{ МПа}$  және  $p_{заб3}=16,14 \text{ МПа}$ ).

## 7 Газлифтті ұңғыларды зерттеу

Газлифтті ұңғылырды зерттеу әдістерінің ішінде ең көп тарағаны – АзНИИ әдісі; ол айдалатын газ шығынын өзгерту мен газдың жұмысшы қысымын көтергіштің берілісінің  $Q_1$  және айдалатын газдың шығынының  $p_p$  сәйкес мәндерін тіркеуге негізделген

Жұмысшы қысымның мәні бойынша көтергіштің түп қысымы мен қабатта ұңғы маңы қысымы есептеледі

Жұмысшы қысым  $p_p$  мен айдалатын газ  $V_r$  шығыны белгілі болғанда көтергіш түбіндегі қысым:

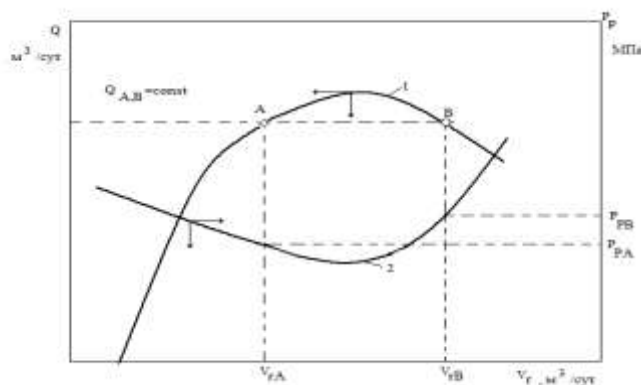
$$p_{б} = \sqrt{p_p^2 - mV_r^2} + p_r \quad (1)$$

Мұнда  $m$  – газдың сағадан кебіске дейін қозғалысы кезіндегі қысымның шығынын сипаттайтын өлшемдік коэффициент;  $p_p$  – ұңғы сағасындағы жұмысшы қысым, МПа;  $V_r$  – қалыпты жағдайға келтірілген газ шығыны, м<sup>3</sup>/тәулік;  $p_r$  – газ бағанымен анықталатын қысым, МПа:

$$\rho_r = \rho_p (e^{0,000114 p_r \cdot H_6} - 1), \quad (2)$$

мұнда,  $H_6$  – көтергіштің түсу тереңдігі (түптің немесе клапанның), м.

$m$  коэффициентін келесі жолмен есептеуге болады (9 сурет):  $Q = f(V_r)$  қисығында тұрақты берілістің екі нүктесі А және В.



Сурет 9 Көтергіш өнімділігімен (1) мен жұмыстық қысымның (2) газ шығынына тәуелділігі

$Q = \text{const}$  болғандықтан, ұңғы маңы түп қысымы тұрақты; сондықтан түптегі қысымы да тұрақты деп алуға болады. Бұл жағдай үшін  $p_{pA}$  және  $p_{pB}$  қысымында газдың салмағы есебінен қысымның өзгерісін ескермей мынаны аламыз:

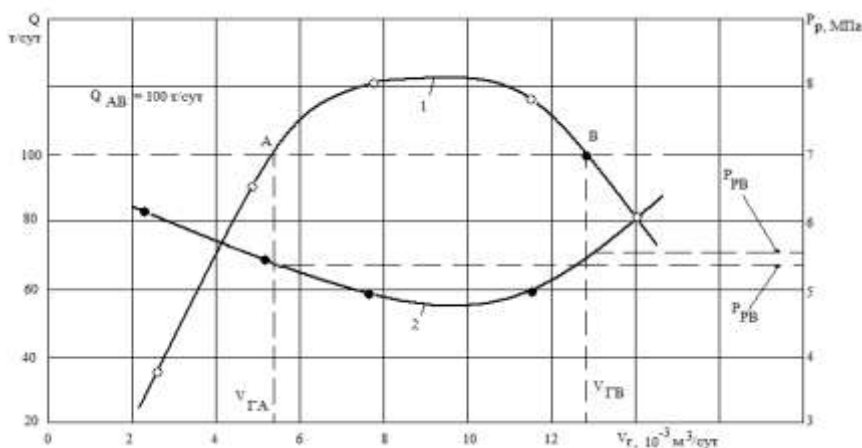
$$m = \frac{p_{pB}^2 - p_{pA}^2}{V_{rB}^2 - V_{rA}^2}. \quad (3)$$

мұнда  $p_{pB}$ ,  $p_{pA}$  – сәйкесінше  $Q = \text{const}$  шартындағы В және А нүктелеріндегі жұмысшы қысымдар;  $V_{rB}$ ,  $V_{rA}$  – сәйкесінше В және А нүктелеріндегі айдалатын газ шығыны х м<sup>3</sup>/тәулік

**Мысал есебі.** Газлифтті ұңғының зерттеу мәліметтерін өңдеу және көтергіш бұрғылап тесу аралығына дейін  $H_6 = 1260$  м тереңдікке түсірілген болса, индикаторлық тұзу тұрғызу. Жұмысшы агенттің салыстырмалы тығыздығы  $\rho_r = 1,12$ . Зерттеу мәліметтері төменде кестеде көрсетілген.

Ұңғының жұмыс режимі.....1	2	3	4	5
Жұмысшы қысым, м <sup>3</sup> /тәулік.....6,18	5,55	4,9	5,05	6,1
Ұңғы дебиті, т/тәулік.....36	90	124	117	82
Газ шығыны, м <sup>3</sup> /тәулік .....2600	4400	7600	11600	14000

Зерттеу нәтижелері бойынша 10 суретте көрсетілген  $Q=f(V_r)$  және  $p_p=f(V_r)$  графикалық тәуелділіктерін тұрғызамыз, сәйкесінше 1 және 2 қисықтар. Тіркелген дебит мәні үшін, мысалы,  $Q = 100$  т/тәулік (көтергіш сипаттамасындағы А және В нүктелері), газ шығынын есептейміз  $V_{rA} = 4900$  м<sup>3</sup>/тәулік және  $V_{rB} = 13000$  м<sup>3</sup>/тәулік, және соларға сәйкес жұмыс қысымдарын  $p_{pA} = 5,45$  и  $p_{pB} = 5,56$  МПа.



Сурет 10 Есепке арналған тәуелділік

(3) формуласы бойынша коэффициентті есептейміз

$$m = \frac{(5,65)^2 - (5,45)^2}{13000^2 - 4900^2} = \frac{2,22}{1,4499 \cdot 10^8} = 1,531 \cdot 10^{-8} \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут}^2 / \text{м}^6.$$

Сәйкес формулалар бойынша әр режим үшін түп қысымын есептейміз.

1 режим үшін:

$$p_{б1} = \sqrt{(6,18)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (2600)^2} + 6,18(e^{0,000114 \cdot 1,12 \cdot 1260} - 1) = 6,171 + 6,18 \cdot 0,17454$$

$$= 7,249 \text{ МПа.}$$

2 режим үшін:

$$p_{б2} = \sqrt{(5,55)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (4400)^2} + 5,5 \cdot 0,17454 = 5,523 + 0,968 = 6,491 \text{ МПа.}$$

3 режим үшін:

$$p_{б3} = \sqrt{(4,90)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (7600)^2} + 4,9 \cdot 0,17454 = 4,809 + 0,855 = 5,664 \text{ МПа.}$$

4 режим үшін:

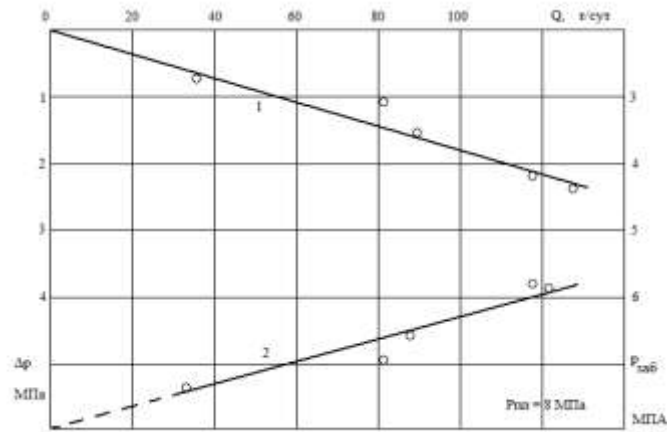
$$p_{б4} = \sqrt{(5,05)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (11600)^2} + 5,05 \cdot 0,17454 = 4,842 + 0,881 = 5,723 \text{ МПа.}$$

5 режим үшін:

$$p_{б5} = \sqrt{(6,10)^2 - 1,531 \cdot 10^{-8} (1400)^2} + 6,10 \cdot 0,17454 = 5,848 + 1,065 = 6,913 \text{ МПа.}$$

Есептеу нәтижелері бойынша көтергіш ( $p_б = p_{заб}$ ) бұрғылап тесу аралығына дейін түсірілгенін ескеріп, 11 суретте көрсетілген  $Q = f(p_{заб})$  тәуелділігін тұрғызамыз. Бұл тәуелділікті экстраплирлеу арқылы қабат қысымын табамыз ( $p_{пл} = 8 \text{ МПа}$ ).

Бізге белгілі мәліметтер бойынша депрессияны есептеп индикаторлы түзуді тұрғызамыз  $Q = f(\Delta p)$ .



Сурет 11  $Q = f(\Delta p)$  (түзу 1) және  $Q = f(p_{\text{ср}})$  (түзу 2) тәуелділіктері

### 7.1 Газ ұңғыларын зерттеу

Газ ұңғыларының зерттеу мәліметтерін зерттеу мен өңдеу принциптері теориялық бөлімдерде келтірілген. Қалыптаспаған жұмыс режимі кезіндегі нәтижелерді интерпретациялау ерекшеліктерін қарастырайық.

Зерттеу процессінде ұңғы тоқтатылғаннан кейін қабат қысымын қалпына келтіру қисығы тіркеледі. ҚҚҚ-н өңдеу келесі теңдіктерді пайдалану арқылы жүргізіледі.

Ұңғының стационарлы режимде жұмыс жасау уақыты стационарлы емес режимде жұмыс жасау уақытынан көп болған жағдайда келесі тәуелділік қолданылады:

$$p_2^2(t) - p_{\text{зс}}^2 = \frac{V_{\text{гст}} \pi r^2 z_{\text{ср}} p_0 T_{\text{пл}}}{2\pi k h T_{\text{ст}} 10^6} \ln \frac{2,25 K t}{r_{\text{пр}}^2}, \quad (1)$$

Мұнда  $p_3(t)$  – тоқтатылған соң  $t$  уақыт өткеннен кейінгі ұңғы түбіндегі қысым, МПа;  $p_{\text{зс}}$  – тоқтатылғанға дейін стационарлы режимде жасаған ұңғы түбіндегі қысым, МПа;  $V_{\text{гст}}$  – тоқтатылғанға дейінгі ұңғы дебиті, м<sup>3</sup>/с;  $\mu_r$  – газдың тұтқырлығы, Па·с;  $z_{\text{ср}}$  – газдың асқын сығылуының орташа коэффициенті;  $T_{\text{пл}}$  – қабат температурасы, К;  $T_{\text{ст}}$  – қалыпты температура, К.

(1) теңдеуін келесі түрде жазуға болады

$$p_3^2(t) = A + B \ln t. \quad (2)$$

Мұнда

$$A = p_{\text{зс}}^2 + \frac{V_{\text{гст}} \pi r^2 z_{\text{ср}} p_0 T_{\text{пл}}}{2\pi k h T_{\text{ст}} 10^6} \ln \frac{2,25 K t}{r_{\text{пр}}^2}, \quad (3)$$

$$B = \frac{V_{\text{гст}} \pi r^2 z_{\text{ср}} p_0 T_{\text{пл}}}{2\pi k h T_{\text{ст}} 10^6}. \quad (4)$$

Зерттеу нәтижелерін  $p_3^2(t) - \ln t$  координаталарында өндеп,  $A$  және  $B$  анықтайды.

Сосын есептейді

$$\frac{k h}{\mu_r} = \frac{V_{\text{гст}} \pi r^2 z_{\text{ср}} p_0 T_{\text{пл}}}{2\pi k h T_{\text{ст}} 10^6} \quad (5)$$

Және өткізгіштік коэффициенті  $k$ .

Егер ұңғының келтірілген радиусы белгілі болса  $r_{\text{пр}}$  онда (4) формуласынан (5) ескере отырып пьезоөткізгіштік коэффициентін есептейді

$$k = 0,444 r_{\text{пр}}^2 e^{\frac{A - p_{\text{зс}}^2}{B}}. \quad (6)$$

Егер ұңғының келтірілген радиусы белгілі болса, онда пьезоөткізгіштік коэффициентін есептейді

$$K = \frac{k}{\mu_r(m\beta_r + \beta_n)}, \quad (7)$$

Мұнда газдың сығылу коэффициенті  $\beta_r = (2 - 100)10^{-8}$  1/Па, ал формула бойынша – ұңғының келтірілген радиусы.

Егер өлшемдері шектелген қабатқа тән, ұңғының стационарлы режимде жасау уақыты  $T < 20t$  тең болса, онда нәтижелерді өңдеу келесі тәуелділікті пайдалану арқылы жүргізіледі:

$$p_3^2(t) = p_{пл}^2 - B \ln \frac{T+t}{t}, \quad (8)$$

Мұнда  $p_{пл}$  – қабат қысымы, Па.

**Мысал есебі.** ұңғы стационарлы режимде  $T = 218$  тәулік бойы  $V_{гст} = 756\,000$  м<sup>3</sup>/тәулік дебитпен жұмыс жасады. Қабаттың тиімді қалыңдығы  $h = 152$  м, кеуектілік  $m = 0,2$ . салыстырмалы температура  $T_{пл} = 338$  К. Орташа қысым  $p_{ср} = 18$  МПа, орташа температура  $T_{ср} = 303$  К. Төменде зерттеу нәтижелері көрсетілген.

Уақыт, с.	60	120	180	600
Түптік қысым, 15,4	17,3	18,3	19,3	19,9
Уақыт, с	1200	172800	259200	346000
Түптік қысым	20,2	21	21,06	21,07

Бізге белгілі газдың салыстырмалы тығыздығы  $\rho_r = 0,65$  және жоғарыдағы сурет бойынша псевдокритикалық температура мен қысымды анықтаймыз:  $T_{пкр} = 208$  К и  $p_{пкр} = 4,68$  МПа.

Сәйкес формулалары бойынша келтірілген температура мен қысымды есептейміз:  $T_{пр} = T_{ср} / T_{пкр} = 303/208 = 1,457$ ;  $p_{пр} = p_{ср} / p_{пкр} = 18/4,68 = 3,85$ .

Брауна мен Катц графигі бойынша [4]  $z_{ср} = 0,77$  анықтаймыз.

$T = 218$  тәулік  $> 20t = 80$  тәулік болғандаықтан, өңдеуді формуланы пайдаланып жүргіземіз.  $p_3^2(t)$  және  $\ln t$  есептейміз де алынған мәліметтер бойынша  $p_3^2(t) - \ln t$  тәуелділігін тұрғызамыз (13 сурет). Анықтаймыз  $A = 380$ ,  $B = 5$ .

$kh/\mu_r$  параметрін есептейміз:

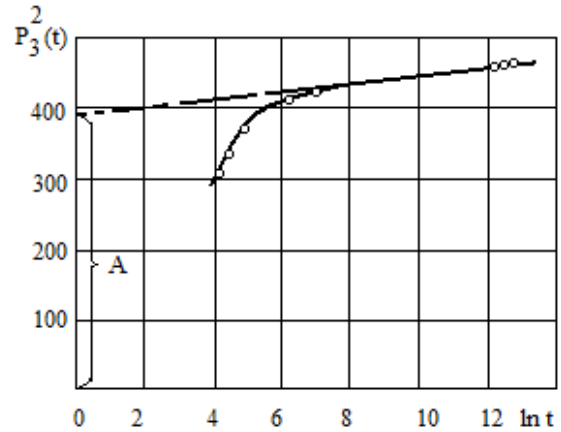
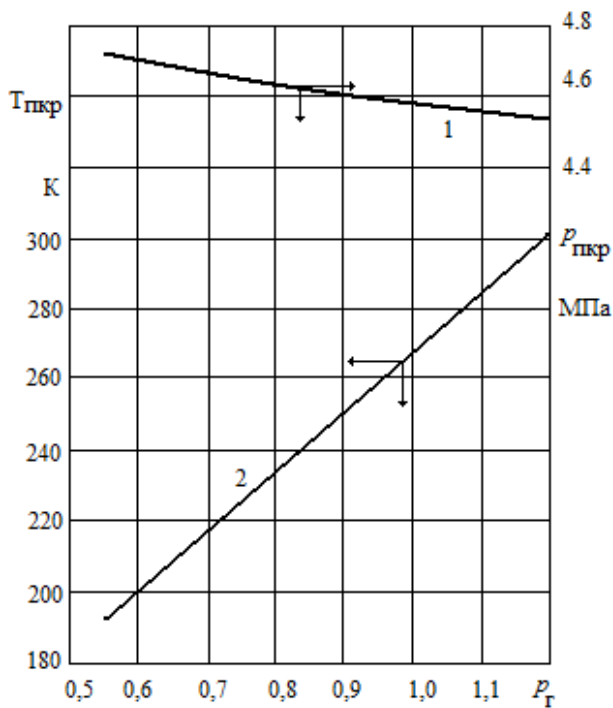
$$\frac{kh}{\mu_r} = \frac{756000 \cdot 0,77 \cdot 0,1 \cdot 338}{86400 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 293 \cdot 5 \cdot 10^6} = 2,475 \cdot \frac{10^{-8} \text{ м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}.$$

өткізгіштікті есептейміз:

$$k = \frac{kh\mu_r}{\mu_r h} = \frac{2,475 \cdot 10^{-8} \cdot 1,4 \cdot 10^{-5}}{152} = 2,279 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2.$$

Сәйкес формуласымен бойынша пьезоөткізгіштік коэффициентін есептейміз:

$$K = \frac{2,279 \cdot 10^{-15}}{1,4 \cdot 10^{-15} (0,2 \cdot 1 \cdot 10^{-6} + 1,5 \cdot 10^{-10})} = 813,32 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$



Сурет 12 псеводкритикалық қысым (1 сызық) мен псеводкритикалық температураның (2 сызық) салыстырмалы газ тығыздығына тәуелділігі

Сурет 13 Газды ұңғының  $p_3^2(t)$  -  $\ln t$  тәуелділігі

Формула бойынша ұңғының келтірілген радиусын табамыз

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{813,32 \cdot 10^{-6}}{0,444e^{(380-237,16)/5}}} = \sqrt{0,718 \cdot 10^{-15}} = 10^{-8} \text{ м.}$$

## 8 Штангалы сораппен пайдаланылатын ұңғыларды зерттеу

Сорап қабылдауында қысымды қондырғының қалыпты жұмысының динамограммасын қолданып есептеуге болады (сурет 14). Қондырғы тік ұңғыға түсірілген.

Төменгі жансыз нүктедегі теңгергіш басы тоқтаған кезде сораптар бағанасына әсер ететін күш сұйықтықтағы (қоспадағы) сораптардың салмағымен анықталады  $P_{шт}$ :

$$P_{НМТ} = P'_{шт} = P_{шт} \frac{(P_{шт} - P_{см})}{P_{шт}} \quad (1)$$

Мұнда  $P_{шт}$  – ауадағы штангалар тіктеуішінің күші, Н;  $p_{шт}$ ;  $p_{см}$  – сәйкесінше сорап материалының тығыздығы ( $p_{шт} = 7800 \text{ кг/м}^3$ ) және НКТ-ғы қоспаның тығыздығы,  $\text{кг/м}^3$ .

Жоғарғы жансыз нүктедегі теңгергіш басы тоқтаған кезде штангаларға әсер ететін күш:

$$P_{ВМТ} = P'_{шт} + p_{вн}F_{пл} - p_{пн}F_{пл}' \quad \text{откуда } p_{пн} = p_{вн} - (P_{ВМТ} - P_{НМТ}/F_{пл}), \quad (2)$$

Мұнда  $p_{вн}$ ,  $p_{пн}$  – сәйкесінше сораптың шығарғышы мен қабылдауышындағы қысым, Па;  $F_{пл}$  – плунжердің көлденең қимасының ауданы,  $\text{м}^2$ .

Сорап шығарғышындағы қысым:

$$P_{вн} = P_{см}gH_m + p_y' \quad (3)$$

Мұнда  $H_m$  – сорапты түсіру тереңдігі, м;  $p_y$  – ұңғы сағасындағы қысым, Па.

$p_{см}$  (1)-тен шығарып (3)-ге қойғанда, мынаны аламыз



Сурет 14 штангілі сорапты ұңғының қалыпты жұмыс динамограммасы

$$p_{BH} = \rho_{ш} g H_H \left(1 - \frac{P_{HMT}}{P_{ш}}\right) + p_y \quad (4)$$

(4)-ті (2)-ге қойғанда, мынаны аламыз

$$p_{пн} = \rho_{ш} g H_H \left(1 - \frac{P_{HMT}}{P_{ш}}\right) + p_y - \frac{P_{BMT} - P_{HMT}}{F_{пл}} \quad (5)$$

Міне осылай (5) формуласын тік ұңғыда жұмыс жасап тұрған сорап қабылдағышындағы қысымды есептеу үшін қолдануға.

Ұңғының штангалы сорабы қисық бағытталған ұңғыдағы (тік бағыттан  $0 \leq \alpha \leq 22^\circ$  градусқа ауытқығанда) жұмысы кезінде НМТ-да күш сызығы мынаған сәйкес болады:

$$P_{HMT} = P_{ш} \left(1 - \frac{\rho_{сш}}{\rho_{ш}}\right) (1 - 0,0165\alpha), \quad (6)$$

Мұнда  $\alpha$  – ұңғының тік бағыттан ауытқу бұрышы, градус.

Сорап шығарғышындағы қысым:

$$p_{пн} = \rho_{ш} g H_H \cos \alpha + p_y - \frac{P_{BMT}}{F_{пл}} + \frac{P_{HMT}}{(1-0,0165\alpha) F_{пл}} \left(\frac{1}{F_{пл}} - \frac{\rho_{ш} g H_H}{P_{ш}}\right). \quad (7)$$

**Мысал есебі.** Тік ұңғы  $H_H=1200$  м тереңдікке түсірілген штангалы сорап қондырғысымен пайдаланылады. Сорап плунжерінің диаметрі  $D_{пл} = 43$  мм. Ұңғы сағасындағы қысым  $p_y = 0,42$  МПа. Динамограмманы айырып оқудан алынады:  $P_{HMT} = 26777$  Н,  $P_{BMT} = 35667$  Н. ауадағы сорап салмағының күші  $P_{ш} = 29430$  Н,  $\rho_{ш} = 7800$  кг/м<sup>3</sup>. шығарғыш пен қабылдағыштағы қысымдарды анықтау.

(4) бойынша сорап шығарғышындағы қысымды есептейміз:

$$p_{BH} = 7800 \cdot 9,81 \cdot 1200 \left(1 - \frac{26777}{29430}\right) 10^{-6} + 0,42 = 8,277 + 0,42 = 8,7 \text{ МПа.}$$

(5) бойынша қабылдағыштағы қысымды есептейміз:

$$p_{пн} = 8,7 - \frac{35667 - 26777}{14,51 \cdot 10^{-4}} = 8,7 - 612,68 \cdot 10^4 = 2,57 \text{ МПа.}$$

Осылайша, ұңғының штангалы сорабының қабылдағышындағы қысым 2,57 МПа тең.

**Мысал есебі** Тік сызықтан ауытқу бұрышы  $\alpha = 15,5^\circ$  тең қисық бағытталған ұңғыға диаметрі  $D_{пл} = 32$  мм штангалы сорап  $H_H = 828$  м тереңдікке түсірілген. Сораптардың

бағанасының салмағы 2105 кг. Сағадағы қысым  $p_y = 1,2$  МПа. Динаморамма бойынша  $P_{\text{HMT}}=13800$  Н,  $P_{\text{BMT}} = 22100$  Н. Сорапты шығарғыш пен қабылдағыштағы қысымды анықтау. Ауадағы ұңғылардың бағанасының салмағының күшін есептеу:

$$P_{\text{ш}}=2105 \cdot 9,81 = 20650 \text{ Н.}$$

(6) бойынша шығарғыштағы қысымды есептейміз:

$$p_{\text{вн}} = 7800 \cdot 9,81 \cdot 828 \cos 15,5 \left[ 1 - \frac{13800}{20650(1-0,0165 \cdot 15,5)} \right] 10^{-6} + 1,2 = 6,23 + 1,2 = 7,43 \text{ МПа.}$$

(7) бойынша қабылдағыштағы қысым:

$$p_{\text{пн}} = 7800 \cdot 9,81 \cdot 828 \cos 15,5 + 1,2 - \frac{22100}{8,04 \cdot 10^{-4}} + \frac{13800}{1-0,0165 \cdot 15,5} \left( \frac{1}{8,04 \cdot 10^{-4}} - \frac{7800 \cdot 9,81 \cdot 828 \cos 15,5}{20650} \right) = 61,05 \cdot 10^6 + 1,2 \cdot 10^6 - 27,487 \cdot 10^6 - 31,758 \cdot 10^6 = 62,25 \cdot 10^6 - 59,245 \cdot 10^6 = 3,005 \cdot 10^6 \cong 3 \text{ МПа.}$$

Осылайша, шығарғыш пен қабылдағыштағы қысымдар сәйкесінше 7,43 және 3 МПа тең.

## 9 Батырылатын ортадан тепкіш электрсораптарымен пайдаланылатын ұңғыларды зерттеу

Атырылатын ортадан тепкіш электрсораптар қондырғылармен пайдаланылатын ұңғыларды зерттеуді кейінгі түптік қысымды есептеуі бар динамикалық деңгейлерді импульсатормен өлшеу әдісін қолданып жүргізуге болады.

$$p_{\text{пн}} = p_{\text{вн}} - p_{\text{н}} \quad (1)$$

мұндағы  $p_{\text{вн}}$  – сорапты шығарғыштағы қысым, Па;  $p_{\text{н}}$  – сораппен жасалатын қысым, Па.

Ортадан тепкіш сораптың келксі қасиеттері бар: айнарудың тұрақты жиілігінде нольдік беріліс режиміндегі ( $Q = 0$ )  $H_0$  арын қоспаның тығыздығына да, оның тұтқырлығына да, сораптың тозу деңгейіне де тәуелді емес, яғни  $H_0 = \text{const}$ .  $H_0$  өлшемі насостың әр типтік мөлшері үшін сипаттамадан белгілі.

Зерттеуді келесі реттілікпен жүргізеді: БОЭС шығарғышына бүкіл зерттеу кезінде шығарғыштағы қысым өзгерісінің қисығын тіркейтін ұңғылық манометр түсіреді. Ұңғыға белгілі бір жұмыс режимін белгілейді де (сағадағы ысырма көмегімен) ол орнағаннан кейін ұңғы дебитін өлшейді  $Q_1$ . Ұңғылық манометр шығарғыштағы қысымды тіркейді  $p_{\text{вн1}}$  ал сағадағы манометр – сағадағы қысымды  $p_{y1}$ . Сонан соң, сағалық ысырманы жабады ( $Q=0$ ); ұңғылық манометр шығарғыштағы қысымды тіркейді  $p_{\text{вн}}'$ , сағадағы манометр - сағадағы қысымды тіркейді  $p_y'$ .

Сағадағы ысырманы ашып ұңғыны жаңа жұмыс режиміне ауыстырады да ол орнағаннан кейін дебитін өлшейді  $Q_2$ . Скважиналық манометр шығарғыштағы қысымды тіркейді  $p_{\text{вн2}}$ , ал сағадағы манометр – саға қысымын  $p_{y2}$ . Сосын ысырманы жабады; скважиналық манометр шығарғыштағы қысымды тіркейді  $p_{\text{вн}}''$ , ал сағадағы манометр саға қысымын –  $p_y''$ .

Осыған ұқсас зерттеулерді 3 – 4 режимдерде жүргізеді.

Нәтижелерді өңдеу мынаған апарарды. әр режим үшін лифтітегі қоспа тығыздығы есептеледі:

$$p_{\text{сл}} = \frac{p_{\text{вн}} - p_y}{gH_{\text{н}}}, \quad (2)$$

Мұндағы  $p_{\text{вн}}$  - сағада сырма жабылғандағы сорапты шығарғыштағы қысым, Па;  $p_y$  – ысырма жабық болғандағы ұңғы сағасындағы қысым, Па;  $H_{\text{н}}$  – сорапты түсіру тереңдігі, м.

Сорап нольдік беріліс режимінде жасайтын болғандықтан ( $Q = 0$ ),



$$p_{сл} = p_{сн} \quad (3)$$

мұна  $p_{сн}$  – сораптағы қоспа тығыздығы, кг/м<sup>3</sup>.

Бұл режим үшін сораппен жасалатын қысым ( $Q = 0$ ),

$$p_{н'} = p_{сн} g H_0'$$

мұнда  $H_0$  – нольдік беріліс режиміндегі сорап арыны, м (сорап сипаттамасындағы арынның мәні).

(1) және (2) ескере отырып (3) формуласын келесі түрде жазамыз:

$$P_{н} = \rho_{сн} g H_0' \quad (4)$$

мұнда  $H_0$  – нольдік беріліс режиміндегі сорап арыны, м (сорап сипаттамасындағы арынның мәні).

(1) және (2) ескере отырып (3) формуласын келесі түрде жазамыз:

$$P_{н} = \frac{H_0}{H_{н}} (P'_{вн} - P'_y). \quad (5)$$

Мәндерді орындарына қойып, мынаны аламыз ( $p_{н} = p'_{вн}$ )

$$P_{пн} = P'_{вн} - \frac{H_0}{H_{н}} (P'_{вн} - P'_y). \quad (6)$$

Насосты қабылдағыштағы қысымды біле отырып  $p_{пн}'$  сәйкесінше түптік қысымды есептейміз. Егер индикаторлық түзу тұзусызықты болса, онда ұңғының өнімділік коэффициентін  $K_{пр}$  келесі формуламен есептеуге болады:

$$K_{пр} = \frac{Q_1 - Q_2}{P_{пн2} - P_{пн1}}, \quad (7)$$

Мұна  $Q_1, Q_2$  – сәйкесінше бірінші және екінші режимдегі қондырғы берілісі, м<sup>3</sup>/тәулік (т/тәулік);  $p_{пн1}, p_{пн2}$  – сәйкесінше бірінші және екінші режимдердегі сорапты қабылдағыштағы қысым, МПа.

**Мысал есебі.** ЭОС 5 – 130 – 600 қондырғысымен пайдаланылатын ұңғының индикаторлық түзуін келесі жағдайларда тұрғызу: ұңғы тереңдігі  $L_c = 1300$  м; қабат қысымы  $p_{пл} = 9,7$  МПа; падаланылатын бағананың ішкі диаметрі  $D_{эк} = 0,13$  м; қондырғыны түсіру тереңдігі  $H_{н} = 1150$  м; қабат мұнайының тығыздығы  $\rho_{пл} = 898$  кг/м<sup>3</sup>; су тығыздығы  $\rho_{в} = 1100$  кг/м<sup>3</sup>; мұнайдың көлемдік коэффициенті  $b_{н} = 1,1$ ; мұнайдың тұтқырлығы  $\nu_{н} = 1,85 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с; өнімнің сулануы  $B = 0,5$ ; дебит  $Q = 134$  м<sup>3</sup>/сут.

Үш режимде ұңғыны зерттеу нәтижелері төменде көрсетілген.

Жұмыс режимі .....	1	2	3
$Q, \text{ м}^3/\text{сут.}$ .....	134	75	36
$p'_{вн}, \text{ МПа.}$ .....	10,53	12,73	13,88
$P_y, \text{ МПа.}$ .....	1,53	3,05	3,96

Нольдік беріліс режиміндегі сорап арыны  $H_0 = 800$  м.

Ысырманың жабық кезіндегі ұңғыны зерттеу мәліметтері бойынша сәйкес формуласымен сорапты қабылдағыштағы қысымды табамыз:

1 режим үшін:

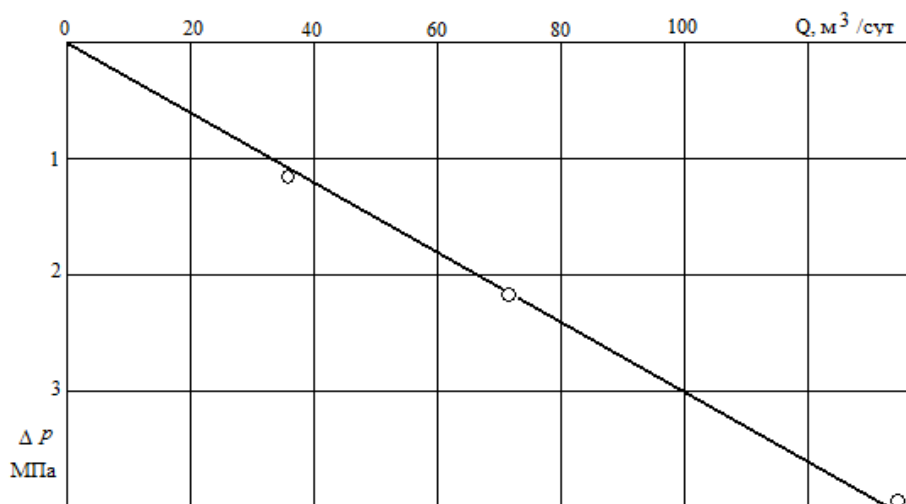
$$P_{пн1} = 10,53 - \frac{800}{1150} (10,53 - 1,53) = 10,53 - 6,26 = 4,27 \text{ МПа};$$

2 режим үшін:

$$P_{пн2} = 12,73 - \frac{800}{1150} (12,73 - 3,05) = 12,73 - 6,73 = 6,00 \text{ МПа};$$

3 режим үшін:

$$P_{пн3} = 13,88 - \frac{800}{1150} (13,88 - 3,96) = 13,88 - 6,90 = 6,98 \text{ МПа}.$$



Сурет 15 Ұңғының индикаторлық сызығы

Түптік қысымды есептеу мақсатымен «түп – қабылдау қабаты» аралығынан минималды өнімді  $Q = 36 \text{ м}^3/\text{сут}$  режим үшін су шығару шартын тексереміз. Тәуелділік бойынша алдын-ала есептеп:

$$Re_H = \frac{1,274 \cdot 36(1 - 0,5)1,1}{86400 \cdot 0,13 \cdot 1,85 \cdot 10^{-6}} = 1699,5.$$

Берілген шарт орындалғандықтан, «түп – қабылдағыш» аралығында судың жиналуы болмайды және сумұнайлы қоспаның тығыздығын формуласы бойынша есептеуге болады:

$$\rho_{\text{вн}} = 898 \cdot 0,5 + 1100 \cdot 0,5 = 999 \text{ кг/м}^3.$$

«түп – қабылдағыш» аймағында қысым өзгерісін есептейміз:

$$\Delta p = \rho_{\text{вн}} g(L_c - H_n) = 999 \cdot 9,81(1300 - 1150) = 14047 \text{ МПа}.$$

Түптік қысымды табамыз:

$$1 \text{ режим үшін: } p_{\text{заб1}} = 4,27 + 1,47 = 5,74 \text{ МПа};$$

$$2 \text{ режим үшін: } p_{\text{заб2}} = 6 + 1,47 = 7,57 \text{ МПа};$$

$$3 \text{ режим үшін: } p_{\text{заб3}} = 6,98 + 1,47 = 8,45 \text{ МПа}.$$

әр режим үшін депрессияларды анықтаймыз:

$$\Delta p_1 = p_{\text{пл}} - p_{\text{заб1}} = 9,7 - 5,74 = 3,96 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_2 = 9,7 - 7,47 = 2,23 \text{ МПа};$$

$$\Delta p_3 = 9,7 - 8,45 = 1,25 \text{ МПа}.$$

Есептеу нәтижелері бойынша индикаторлық түзуді тұрғызамыз. Индикаторлық түзу тұзусыздықты болғандықтан, өнімділік коэффициентін есептейміз  $K_{\text{пр}} = 120/3,96 = 30,3 \text{ м}^3/(\text{тәу} \cdot \text{МПа})$ .

### 10 Қатарынан бірнеше өтпелі қабаттарды пайдаланылатын ұңғыны зерттеу

Бір ұңғы арқылы бірнеше қабатшаларды пайдаланғанда ондағы қабаттық қысым әрқашан бірдей болмайды. Бұл жағдайда белгілі бір шарттарға сүйеніп қабатшалардың бір бірінен өнім ағуы мүмкін. Орнатылған тәртіптегі зерттеулердің нәтижелеріне қарап белгіленген ұңғыдағы орташа қабаттық қысымды есептеп табуға болады. Зерттеулердің нәтижелерін қорытындылау әрбір қабатшаға ғұрыпты тәсілмен жүргізіледі.

Мысал есебі. Қатарынан 3 қабатша пайдаланатын сусыз фонтанды ұңғыны зерттеу нәтижелерін қорытындылау. Дебиометриялық зерттеулердің нәтижелері 1 кестеде көрсетілген.

Ұңғыдағы түп қысымы қанығу қысымынан жоғары.

$p_{зоб} - Q$  (линии 1, 2 и 3) координатасында әрбір қабатшаның индикаторлық сызығын, сонымен бірге жиынтық индикаторлық сызық 4 (16 сурет) құрастырамыз. Барлық индикаторлық сызықтар түзу, сол үшін әрбір қабатшадағы қабаттық қысым мен орташа қабаттық қысымды  $P_{пл}$  анықтауға болады. Индикаторлық сызықты ординаталық оске шейін экстраполирлап келесі тәуелділіктерді аламыз:  
 $p_{пл1} = 16 \text{ МПа}$ ,  $p_{пл2} = 17 \text{ МПа}$ ,  $p_{пл3} = 16,1 \text{ МПа}$ ,  $p_{пл} = 16,27 \text{ МПа}$ . Анықтау теңдеуін пайдаланып, әрбір қабатшаның өнімділік коэффициентін есептейміз:

$$K_{пр1} = 40/(16-14,2) = 22,2 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа})$$

$$K_{пр2} = 54/(17-14,2) = 19,3 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа});$$

$$K_{пр3} = 95/(16,1-14,2) = 50 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}).$$

Ұңғының жиынтық өнімділік коэффициентін есептейміз:

$$K_{пр4} = 189/(16,27-14,2) = 91,3 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа}).$$

Ұңғыдағы орташа қабаттық қысымы –  $p_{пл} = 16,27 \text{ МПа}$ , ал 2-ші қабатшадағы қабаттық қысым  $p_{пл2} = 17 \text{ МПа}$ , болғандықтан белгіленген ұңғыдағы қабатша келесі өнімділікпен жасайтын болады:  $Q_2 = K_{пр2}(p_{пл2} - p_{пл}) = 19,3(17-16,27) = 14,10 \text{ м}^3 / \text{сут}$ .

Кесте 1

Режим работы скважины	$p_{зоб}, \text{МПа}$	Дебит пропластка, $\text{м}^3 / \text{сут}$			Суммарный дебит $Q$ , $\text{м}^3 / \text{сут}$
		$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	
1	15,77	6,5	24	18	48,5
2	15,25	18	35	43	96
3	14,73	27	43	67	137
4	14,2	40	54	95	189

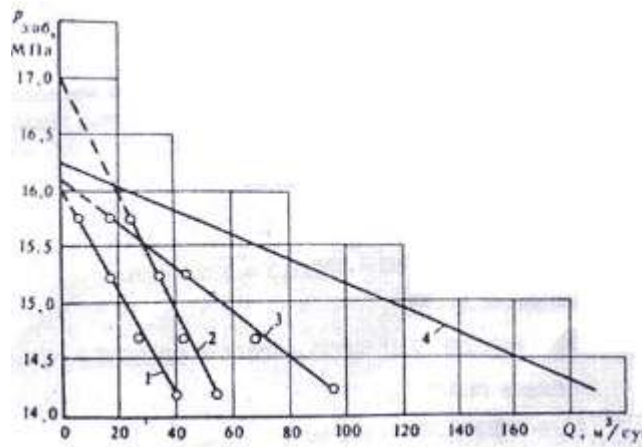
2-ші қабатшадағы мұнай бірінші және екінші қабатшаларға бағытталады. Екінші қабатшадан біріншіге мұнай ағуын есептейік:

$Q_1 = K_{пр1} (p_{пл} - p_{пл1}) = 22,2 (16,27 - 16) = 6 \text{ м}^3 / \text{сут}$ . Сонымен бірге 2-шіден 1-шіге мұнай ағуын есептейік:  $Q_3 = K_{пр3}(p_{пл} - p_{пл3}) = 50(16,27 - 16,1) = 8,5 \text{ м}^3 / \text{сут}$

Бұдан мұнайдың 2-ші қабатшадан 1-ші және 3-ші қабатшаларға жиынтық ағуы:  $14,1 \text{ м}^3 / \text{сут}$ . Сонымен бірге 1-ші және 2-ші қабатшалардың мұнайды жиынтық жұтуы:  $Q_1 + Q_3 = 6 + 8,5 = 14,5 \text{ м}^3 / \text{сут}$ .

$14,1 \text{ м}^3 / \text{сут}$  и  $14,5 \text{ м}^3 / \text{сут}$  цифрларын салыстыру  $2,8 \%$  айырмашылықты көрсетеді. Бұл айырмашылық қабатшалардағы қабаттық және орташа қысым мәндерін экстраполяциялау қателіктерінен туындайды.

$p_{пл}$ -ға түзету енгізейік. Оның дәлдеу мәні:  $p_{пл} = 16,265$ . Бұл берілген мән  $p_{пл}$  үшін суммарлық өнімділік коэффициенті:  $K_{пр4} = 189/(16,265-14,2) = 91,5 \text{ м}^3 / (\text{сут} \cdot \text{МПа})$



Сурет 16 өнімді қабатшалы ұңғының индикаторлық сызықтары

Әрбір қабатшаның өнімділік коэффициентін біле отырып жиынтық өнімділік коэффициентін есептеп шығарайық:

$$K_{np4} = K_{np1} + K_{np2} + K_{np3} = 22,2 + 19,3 + 50 = 91,5 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$$

Сол себептен ұғыдағы орташа қабаттық қысым беріп тұр:  $p_{пл} = 16,265 \text{ МПа}$ . Қайтадан есептейік:

$$Q_2 = 19,3(17 - 16,265) = 14,18 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_1 = 22,2(16,265 - 16) = 5,9 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Q_3 = 50(16,265 - 16,1) = 8,25 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Бұдан жиынтық ағыс  $14,15 \text{ м}^3/\text{сут}$ , ал  $(Q_1 + Q_3)$  пен  $Q_2$  арасындағы айырмашылық – тек 0,2%-ке толық рұқсат етіледі.

### 11 Мұнай ұңғысына ағынды зерттеу. Өнімділік коэффициентін есептеу

Ағынды зерттеу күнделекті өткізіледі ұңғының стационарлық жұмысына бірнеше режимдер. Мына әдісте кәсіпорын тәжірибелерінде әдіс сыналатын көшіру атын алды.

**Мысал есебі.** Сусыз фонтанды ұңғының өнімділік коэффициенті есептеп табу осыларға оның дәлелдеп зерттелетін әдіспен сыналатындарың шайқау. Қорытынды ұңғы зерттеулері төменгі жағында көрсетілген.

Ұңғының жұмыс тәртібі	1	2	3	4	5
Дебит мұнайдың, т/сут	33	60	95	140	0
Түп қысымы, МПа	18	16,4	14,2	12	20
Күйзеліс, МПа	2	3,6	5,8	8	0

Түп қысымдардың өлшеуі манометрмен ұңғы мен өткізілген.

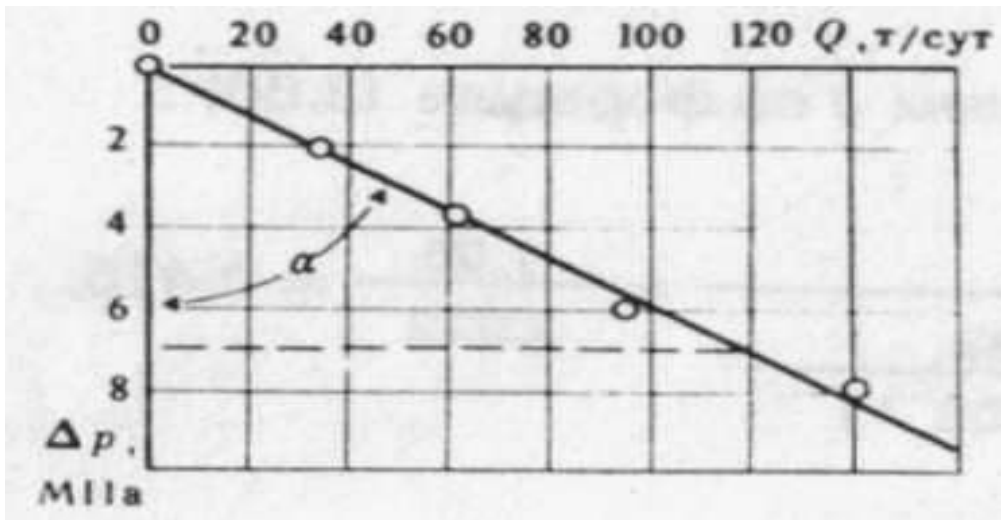
Зерттеулердің нәтижелерімен ұңғының индикаторлық сызығын саламыз(сурет 17).

Жұмыстың әрбір тәртібінде күйзелісті алдын ала есептейміз:

$$\Delta p = p_{пл} - p_{заб} \quad (1)$$

Мұндағы,  $p_{пл}$  – қабат қысымы, МПа;

$p_{заб}$  – түп қысымы, МПа



Сурет 17 Ұңғының индикаторлық сызығы

Зерттеулердің қортындысынан  $p_{пл} = 20$  МПа.

Көрініп тұрғандай индикаторлық сызық түзу сызықты. Тап осы кезде дәлелдеп алынған өнімділік коэффициенті

$$K_{i\partial} = \operatorname{tg} \alpha = \frac{Q}{\Delta p} \quad (2)$$

мұндағы,  $K_{i\partial}$  – коэффициент өнімділігі, т/ (сут·МПа);

$\alpha$  - индикаторлық сызықтың еңкею бұрышы;

$Q$  - ұңғы дебиті, т/сут;

$\Delta p$  - депрессия, МПа;

Мұндай сипатпен,  $K_{i\partial} = 120/8,2 = 14,634$  т/(сут·МПа).

**Ескерту.** Алу кезінде сызықтық емес индикаторлық сызықтар есептеу ұңғының өнімділік коэффициенті мүмкін емес. Осыған орай қарап шығамыз, қашан индикаторлық сызық ұзындық емес. Осыған орай ұңғының сұйықтық құйылу теңдеуі осы түрде болады

$$\frac{\Delta P}{Q} = A + BQ^2 \quad (3)$$

мұндағы,  $A$  - коэффициенті, сипаттайтын шығындар қажалып және бір қалыпты болады, кейін қарай бір қалыпты коэффициент өнімділігі, (сут·МПа)/т;  $B$  - коэффициенті, инерциялық шығындар сипаттайтын және бір қалыпты болады (МПа·сут<sup>2</sup>)/т<sup>2</sup>

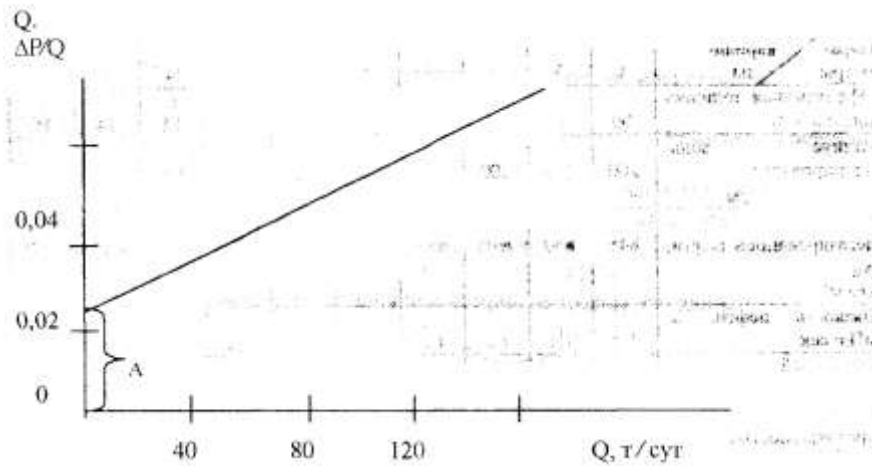
Теңестіріп бөлеміз (3) өнімге  $Q$ :

$$\frac{\Delta P}{Q} = A + BQ \quad (4)$$

Теңестіріп алынған (4) координаталарда түзу теңдеумен келеді  $\Delta p/Q - Q$ . Нұсқамен келген, өңдеу нәтижесін зерттелуі (4) коэффициенттерді табуға мүмкіндік етеді  $A$  и  $B$ .

## 12 Қысымды қалпына келтіру әдісімен ұңғыны зерттеу

Қалыптаспаған сүзілу режимі кезіндегі ұңғыны зерттеу – бұл өзгерісі тек қабаттың серпімді күштері мен оны қанықтырушы сұйықтықтардың әсерінен болатын режимде зерттеу.



Сурет 18 Координаталар жүйесінде көрсетілген ұңғының зерттеу мәліметтері  $\frac{\Delta P}{Q}$  және  $Q$

Негізінде ұңғыны қалыптаспаған сүзілу режимі кезінде зерттеудің екі әдісі бар.

Ұңғы жұмысының режимін бір қайтара өзгерту әдісі – бұл тұрақты өнімі бар тыныш тұрған ұңғының іске қосылуы немесе қалыптасқан режимде жұмыс жасаған ұңғы жұмысының тоқтатылуы, қысым қисығының өзгерісін алу және оны координатаға салу  $P-lg t$ .

Режимді екі қайтара өзгерту әдісі – бұл тұрақты өнімі бар ұзақ уақыт тұрған немесе бұрғыланған ұңғыны іске қосу, ұңғының дренаждау зонасының шекарасының қабат қисымы воронкасы арқылы жетуге керек уақыттан аз уақыт ішінде ұңғыны өңдеу және оның кейінгі тоқтатылуы. Көбіне қысым өзгерісінің екінші қисығы жазылып, өңделіп координаталар жүйесіне салынады.  $P(t)$  немесе  $P-lg\left[\frac{(T+t)}{t}\right]$ .

мұнда,  $T$  – ұңғы жұмысының уақыты;

$t$  – қысымның қалпына келуінің ағымдағы уақыты.

Ұңғы жұмысы режимінің екі қайтара өзгерісін қарастырайық. Зерттеу мәліметтерін координаталар жүйесінде Хорнер әдісі арқылы өңдейді  $P_{заб}(t)$  және  $lg\left[\frac{(T+t)}{t}\right]$ .

$$P_{заб} = P_{nl} - \left[ \frac{2,3Q\mu b_n}{4\pi kh} \right] lg\left[\frac{(T+t)}{t}\right] \quad (1)$$

Тұрақты өнімі бар ұңғының есептелу уақытын анықтаймыз:

$$T = \frac{\sum Q}{Q} \quad (2)$$

1 кестесін пайдалана отырып, координатада қысымның қалпына келу қисығын тұрғызамыз  $P_{заб}$  және  $lg\left[\frac{(T+t)}{t}\right]$ .

Түзудің бұрыштық коэффициентін мына теңдеумен анықтаймыз:

$$i = \frac{\left( P_{заб}'' - P_{заб}' \right)}{lg\left[\frac{(T+t)}{t}\right]' - lg\left[\frac{(T+t)}{t}\right]''} \quad (3)$$

Түзуді ордината осімен қиылысқанша жүргізіп, біз қабат қисымының мәнін аламыз.  $P_{nl} = 28,35 \text{ МПа}$ .

Газсыздалған мұнай  $1м^3$  қанығу қысымында  $1,8м^3$  көлемді қамтиды. Қысымның көбеюі кезінде бұл көлем мұнайдың серпімділігі нәтижесінде  $\Delta V$  -ға азаяды. Ол мына формуламен анықталады:

$$\Delta V = V\beta_n \Delta P \quad (4)$$

Қабат қысымындағы мұнайдың көлемдік коэффициенті:

$$\beta_n = (b_n P_{нас}) - \Delta V \quad (5)$$

1 кесте Ұңғы зерттеулерінің мәліметтері

$P_{заб},$ МПа	$t,$ сек	$\left[\frac{(T+t)}{t}\right]$	$\lg\left[\frac{(T+t)}{t}\right]'$	$P_{заб},$ МПа	$t,$ сек	$\left[\frac{(T+t)}{t}\right]$	$\lg\left[\frac{(T+t)}{t}\right]''$
28,04	300	45,20	1,655	28,26	5400	3,46	0,539
28,11	600	23,10	1,364	28,28	7200	2,84	0,454
28,15	900	15,73	1,197	28,29	9000	2,47	0,393
28,19	1500	9,84	0,993	28,30	10800	2,23	0,348
28,22	2400	6,52	0,815	28,31	12600	2,05	0,312
28,24	3600	4,68	0,671	28,32	14400	1,92	0,283

Гидроөткізгіштік коэффициентін анықтайтын формула:

$$\frac{Kh}{\mu} = 2,3Qb_H / (4\pi i) \quad (6)$$

Пьезоөткізгіштік коэффициентін есептеу:

$$\chi = \frac{k}{[\mu(m\beta_n + \beta)]} \quad (7)$$

Скин-эффект көрсеткіші немесе түп маңы зонасының қосымша шығынының сомалық коэффициентін мына формуламен анықтайыыз:

(8)

мұндағы,  $P_{заб}(60)$  - 60 сек. кейінгі түп қысымы

$P_{заб}(0)$  - қалыптасқан режимдегі түп қысымы.

Түп маңы зонасындағы қосымша кедергілерден өту үшін кеткен қысым шығыны:

$$P_{дон} = \frac{iS}{1,15} \quad (9)$$

Салыстырмалы қосымша шығындар:

$$P_{дон} = \frac{100P_{дон}}{(P_{пл} - P_{заб.0})} \quad (10)$$

### 13 Газды ұңғыға ағылысты зерттеу

Қалыптасқан режимдерде жасайтын газды ұңғыны зерттеу мұнай ұңғыларын зерттеумен ұқсас жүргізіледі.

Қалыптасқан режим кезіндегі зерттеу нәтижелерін өңдеу негізінде келесі теңдеу жатыр:

$$p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = AV + BV^2, \quad (1)$$

мұнда,  $A$  – өлшемі  $сут \cdot \frac{МПа^2}{м^3}$  болатын кеуекті ортадағы газдың фильтрациясы кезіндегі қысымның үйкеліске кеткен шығынын сипаттайтын коэффициент;

$B$  – өлшемі  $сут^2 \cdot \frac{МПа^2}{м^6}$  болатын қысымның инерциялық шығынын сипаттайтын коэффициент;

$V$  – газ дебиті,  $\frac{м^3}{сут}$ .

Теңдеудің (4.8) сызықтығын оны газ дебитіне  $V$  бөлу арқылы келтіреді:

$$\frac{(p_{нл}^2 - p_{заб}^2)}{V} = A + BV. \quad (2)$$

Қалыптасқан режимдердегі газды ұңғының зерттеу мәліметтері  $\frac{(p_{нл}^2 - p_{заб}^2)}{(V - V)}$  координаталарында өңделеді. Бұл координаталарда зерттеу мәліметтері экстраполяциясы  $\frac{(p_{нл}^2 - p_{заб}^2)}{V}$  осіне дейін онда  $A$  тілігін кесіп өтетін түзу болып табылады. Бұл түзудің  $B$  бұрыштық коэффициентін былай есептейді:

$$B = tg\beta = \frac{\left(\frac{p_{нл}^2 - p_{заб}^2}{V}\right)_2 - \left(\frac{p_{нл}^2 - p_{заб}^2}{V}\right)_1}{V_2 - V_1}. \quad (3)$$

**Мысал есебі.** Қалыптасқан режимдегі зерттеу мәліметтері төменде келтірілген, ұңғы үшін газ ағынының  $A$  және  $B$  коэффициенттерін есептеу.

Ұңғының қабат қысымы  $p_{нл}=22МПа$ .

Ұңғының жұмыс режимі –	1	2	3	4
Ұңғы өнімі	2	1,85	1,2	0,55
$10^6 м^3/сут$				
Түп қысымы, МПа	7,5	10,6	18	21
$(p_{нл}^2 - p_{заб}^2)$ , МПа <sup>2</sup>		427,75	371,64	160
$(p_{нл}^2 - p_{заб}^2)/V$ ,		213,875	200,886	133,333
$10^6 сут МПа^2/м^3$ .				78,182

$(p_{нл}^2 - p_{заб}^2)$  және  $\frac{(p_{нл}^2 - p_{заб}^2)}{V}$  есептеулерінің нәтижелері осында көрсетілген. 15-ші

суретте  $\frac{(p_{нл}^2 - p_{заб}^2)}{V} = f(V)$  тәуелділігі көрсетілген. Ордината осімен қиылысуына дейін

түзуді экстраполярлау арқылы  $A = 25 \cdot 10^{-6} МПа^2 \cdot \frac{сут}{м^3}$  аламыз.

1 и 2 нүктелері үшін  $B$  коэффициентін (3) бойынша табамыз.

Газдың берілген ұңғыға ағуының теңдеуі мынадай болады:

$$p_{нл}^2 - p_{заб}^2 = 25 \cdot 10^{-6} V + 92,5 \cdot 10^{-12} V^2 \quad (4)$$

Егер ұңғы дебиті  $0,75 \cdot 10^6 м^3/сут$  тең болса, түп қысымын (4) формуласымен есептейміз.

**Мысал есебі.** Сынақ жүзінде анықталған өнімділік коэффициенті  $K_{пр} = 14,634 м/(сут \cdot МПа)$  болатын ұңғының түп маңы зонасының параметрлерін есептеу. Өнімді қабат қалыңдығы  $h = 5 м$ ; қабат температурасындағы мұнайдың көлемдік коэффициенті



$b_H=1,22$ ; қабат жағдайындағы мұнайдың тығыздығы  $\rho_{HII}=802 \text{ кг/м}^3$ ; қабат мұнайының тұтқырлығы  $\mu_n = 2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ; қуат көзі нұсқасының радиусы  $R_K=200\text{м}$ ; ұңғының келтірілген радиусы  $r_{np}=9\cdot 10^{-6}\text{м}$ .

Келесі формуламен өнімділік коэффициентін анықтаймыз:

$$K'_{IP} = 1,15741 \cdot 10^{-8} \frac{14,634}{802} = 2,1119 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па}).$$

гидроөткізгіштік коэффициентін есептейміз

$$\frac{kh}{\mu_H} = \frac{2,1119 \cdot 10^{-10} \cdot 1,22 \ln \frac{200}{9 \cdot 10^{-6}}}{2 \cdot 3,14} = 6,94 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па}).$$

Мұнайдың құбылмалылық (қозғалмалылық) коэффициентін есептейміз:

$$\frac{k}{\mu_H} = \frac{kh}{\mu_H h} = \frac{6,94 \cdot 10^{-10}}{5} = 1,388 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па}).$$

Ұңғының түп маңы зонасының өткізгіштігін анықтаймыз:

$$k = \frac{k}{\mu_H} \mu_H = 1,388 \cdot 10^{-10} \cdot 2 \cdot 10^{-3} \approx 0,278 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

**Мысал есебі.** Келтірілген шарттар үшін газ ұңғысының түп маңы зонасының параметрлерін есептеу (Дарси заңы сақталады):  $A=25 \cdot 10^{-6} \text{ МПа}\cdot\text{тәулік/м}^3$ ; қабат температурасы  $T_{\text{шт}}=315\text{К}$ ; қуат көзі нұсқасының радиусы  $R_K=400\text{м}$ ; ұңғының келтірілген радиусы  $r_{np} = 5 \cdot 10^{-5}\text{м}$ ; қабат қалыңдығы  $h=11,3\text{м}$ ; қабат жағдайындағы газдың тұтқырлығы  $\mu_r = 1,3 \cdot 10^{-5} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ; асыра сығылу коэффициенті  $r=0,791$ .

Сәйкес формула бойынша сандық коэффициентті есептейміз

$$a = 8,64 \cdot 10^{16} \cdot 25 \cdot 10^{-6} = 2,16 \cdot 10^{12} \text{ с}\cdot\text{Н}^2 / \text{м}^7.$$

Гидроөткізгіштік (газөткізгіштік) коэффициентін анықтаймыз:

$$\frac{kh}{\mu_r} = \frac{0,791 \cdot 0,98 \cdot 10^5 \cdot 315}{2,16 \cdot 10^{12} \cdot 3,14 \cdot 293} \ln \frac{400}{5 \cdot 10^{-5}} = 1,9531 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3/(\text{с}\cdot\text{Па}).$$

Газдың құбылмалылық коэффициенті:

$$\frac{k}{\mu_r} = \frac{kh}{\mu_r h} = \frac{1,9531 \cdot 10^{-7}}{11,3} \approx 0,173 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/(\text{с}\cdot\text{Па}).$$

Түп маңы зонасының өткізгіштігі:

$$k = \frac{k}{\mu_r} \mu_r = 0,173 \cdot 10^{-7} \cdot 1,3 \cdot 10^{-5} \approx 0,225 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

**Мысал есебі.** Газдың орташа температура және орташа сығылу коэффициенті әдісімен фонтандаушы газды ұңғының түптік қысымын анықтау.

Есептеу формулалары келесі жорамалдардан қорытылған:

- 1) қозғалыс режимі қалыптасқан;
- 2) газ ағымы бір фазалы;
- 3) кинетикалық энергия өзгерісінің аздығы сонша, оны ескермеуге де болады;
- 4) газдың сығылу коэффициенті оның орташа мәнінде тұрақты;
- 5) үйкеліс коэффициенті бүкіл бағана ұзындығы бойынша тұрақты.

Ұңғының берілгендері: газдың салыстырмалы меншікті салмағы  $\gamma = 0,75$ ; ұңғы тереңдігі  $H = 3050\text{м}$ ; түптегі температура  $T_1 = 391,5 \text{ }^\circ\text{К}$ ; саға температурасы  $T_2 = 316,5 \text{ }^\circ\text{К}$ ; шектік

температура  $T_{кр}=226,5^{\circ}K$ ; ұңғы сағасындағы қысым  $p_y=140,6\text{ ат}$ ; шектік қысым  $p_y=46,8\text{ ат}$ ; ұңғының өнімділігі  $Q=139\text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ ; көтергіш құбырдың диаметрі  $d=6,2\text{ см}$ .

Түптік қысым мына формуламен анықталады:

$$p_{заб}^2 = p_y^2 e^s + \frac{3,85\gamma \bar{T} \bar{z} f H (e^s - 1) Q^2}{d^5 s}$$

Мұнда,

$$s + \frac{2H\gamma}{29,27\bar{T}\bar{z}} = \frac{2 \cdot 0,03415H\gamma}{\bar{T}\bar{z}}$$

Орташа температура  $T_{cp} = \frac{T_1 + T_2}{2}, ^{\circ}K$ .

Келтірілген орташа температура:

$$\bar{T}_{np} = \frac{\bar{T}}{T_{кр}}, ^{\circ}K$$

Түптік қысымды анықтау үшін дәйекті жобалау әдісін қолданамыз.

1) Бірінші жобалауға  $p_{заб}=140,6\text{ ат}$ . аламыз

Келтірілген орташа қысым:

$$\bar{p}_{np} = \frac{\bar{p}}{p_{кр}}$$

Табылған  $\bar{T}_{np}$  және  $\bar{p}_{np}$  мәндерінде газдың орташа сығылу коэффициенті  $\bar{z} = 0,808$ . Сонда,

$$s = \frac{2 \cdot 0,03415H\gamma}{\bar{T}\bar{z}}$$

$\bar{T} = 354^{\circ}K$  және  $\bar{p} = 140,6\text{ ат}$  кезінде газдың динамикалық тұтқырлығы  $\mu = 0,0118 \cdot 1,44 = 0,017\text{ снз}$ .

Рейнольдстің орташа параметрі:

$$\bar{Re} = \frac{1800Q\gamma}{\mu d}$$

Құбырдың салыстырмалы кедір-бұдырлығы:

$$\frac{E}{d} = \frac{0,001524}{6,2} = 0,246 \cdot 10^{-3} \quad (E \text{ — абсолют кедір-бұдырлық, см}).$$

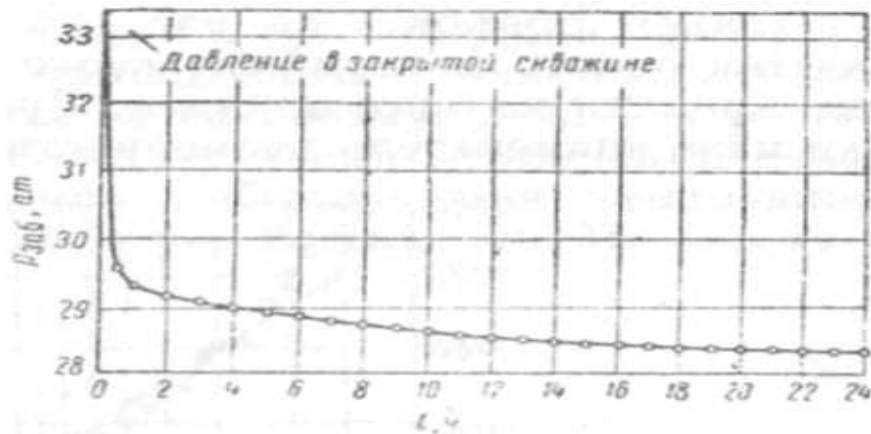
Табылған  $\bar{Re}$  және  $\frac{E}{d}$  мәндерінде орташа үйкеліс коэффициенті  $f = 3,75 \cdot 10^{-3}$ .

2) Екінші жобалауға  $p_1=191,8\text{ ат}$  аламыз, сонда:

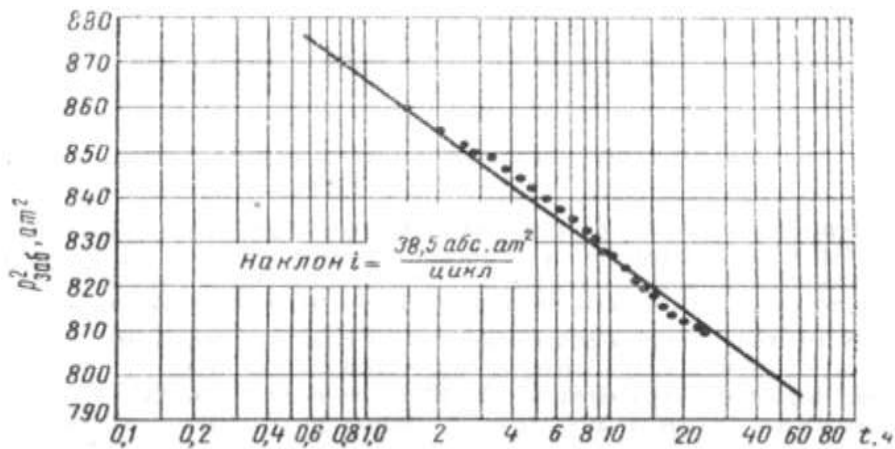
$$p_{cp} = \frac{p_1 + p_y}{2}$$

**Мысал есебі.** Қысымның көтерілу және түсу қисықтары арқылы газ қабатының тиімді өткізгіштігін анықтау.

Түптік қысымның өзгеруі бойынша  $p_{заб}$  ат-ғы және  $t$  уақыттың  $сғ-та$  (19 сурет) координаталарында және қысым төмендеуінің түзуі  $p_{заб}^2$  ат-ма<sup>2</sup> және  $lgt$  координаталарында (20 сурет).



Сурет 19 Газды жібергеннен кейінгі газ ұңғысындағы түп қысымының төмендеу түзуі.



Сурет 20-  $p_{заб}^2$  және  $t$  координаталарындағы түп қысымының төмендеу сызығы.

Соңғы графиктен түзудің қисаюын табамыз  $i = 38,5 \text{ абс} \cdot \text{ат}^2 / \text{цикл}$ .

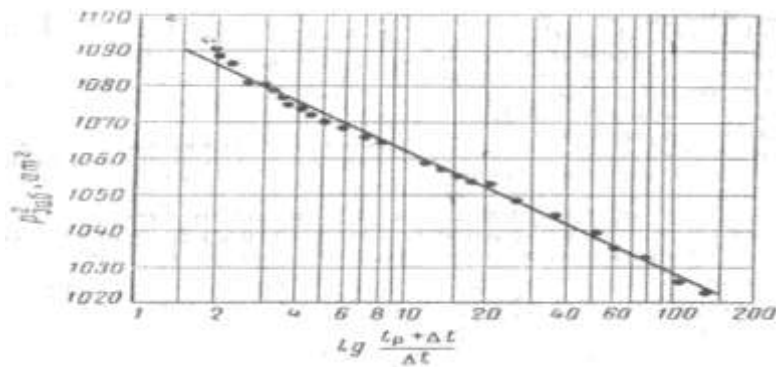
Қысымның төмендеу қисығы бойынша қабаттың тиімді өткізгіштігі мына формуладан табылуы мүмкін:

$$k = \frac{0,1365 \mu z T Q}{2 h i}, \text{ мд.}$$

Мұнда  $\mu = 0,0113 \text{ смз}$  – газ тұтқырлығы;  $z = 0,92$  - қабат жағдайындағы газдың сығылу коэффициенті;  $T = 302^\circ K$  – қабат қысымы;  $Q = 41400 \text{ м}^3 / \text{сутки}$  – ұңғының орташа дебиті;  $h = 5,18 \text{ м}$  — қабаттың тиімді қуаты.

2 суреттегі  $i$  түзуінің қисаюы, уақыттың бір тәртіппен өзгеруіне сәйкес келетін бір логарифмдік циклдің учаскесіндегі  $p_{заб}^2$  өзгеруімен сипатталады. Ондық логарифмге өту кезінде өлшемділік мөлшерлігінің бөлімін  $i \text{ абс} \cdot \text{ат}^2 / \text{цикл}$  2,3-ке көбейту керек.

Қысымның қалпына келу қисығы бойынша қабаттың тиімді өткізгіштігін анықтау үшін график  $p_{заб}^2 \text{ ат}^2$  –та және  $\lg \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$   $\text{саг-та}$  координаталарында тұрғызылады (21 суретте), мұнда  $t_p$  - жабылуына дейінгі тұрақты дебиті бар ұңғы жұмысының ұзақтығы  $\text{саг}$ , ал  $\Delta t$  - ұңғы жабылғаннан кейінгі уақыт,  $\text{саг}$ .



Сурет 21 Ұңғы жұмысы тоқтатылғаннан кейінгі қысымның қалпына келу түзуі.  
Түзудің қисаюын табамыз  $i = 33,3 \text{ абс} \cdot \text{ат}^2 / \text{цикл}$ .  
Тиімді өткізгіштік те сол формуламен анықталады:

$$k = \frac{0,1365 \mu z T Q}{2hi}$$

#### 14 Сұйықтың сұрыптау нормасының есептеулері. Сұрыптау шек қоюларының критерийлері

Ұңғыдан сұйықты сұрыптау нормасы деп ұңғының ұзақ уақыт бойы апатсыз жұмысындағы қабат энергиясын ұтымды пайдалану кезінде қабаттың өнімділік сипаттамасын қамтамасыз ететін дебитті түсінеді. Сұйықты сұрыптау нормасы бойынша ұңғылар екі группаға бөлінеді: шектеулі және шексіз сұрыптау.

Шексіз сұрыптаулы ұңғы үшін сұрыптау нормасы потенциалды өніммен немесе шығарушы құрал-жабдықтың техникалық мүмкіндіктерімен шектеледі.

Сұрыптауға шек қоюларының негізгі шарттарына мыналар жатады:

- Ұңғымен игерілетін қабат көлемінің едәуір бөлігіне бос газдың түсуін алдын алу,
- $P_{заб} \geq 0,75 p_{нас}$ ;
- Кеніште су мен газ конустарының қалыптасуын болдрмау;
- Қысым айырмасын шектейтін коллектордың механикалық беріктігі;
- Отырғызылған колонналардың езілу жағдайын жою;
- Еңкейіп бағытталған ұңғы қисықтығының бұрышының үлкендігінен ұңғы жабдығының қажетті тереңдікке түсірілуінің мүмкін еместігі;
- Шығарушы жабдықты қолдану мүмкіндігінің шектеулілігі немесе болмауы;
- Ұңғы өнімін көтеру үшін пайдаланылатын энергетикалық жабдықтың шектеулі сипаттамалары (компрессор қысымының және оның компрессорлы пайдалану кезінде берілудің шекті мәндері);
- Жұмысшы агенттің шектеулі ресурстары (мысалы, компрессорлы пайдалануда газдың) және т.б.

**Мысал есебі.** Келесі жағдайлар үшін компрессорлы тәсілмен пайдаланылатын ұңғыдан мұнайды алу шегін есептеу: қабат қысымы  $p_{пл} = 16 \text{ МПа}$ , қанығу қысымы  $p_{нас} = 8 \text{ МПа}$ , өнімділік коэффициенті  $K_{пр} = 40 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$ . Коллектордың механикалық беріктігі, потенциалды өнімі ұңғының жұмысын қамтамасыз етеді. Жұмысшы агенттің (газдың) ең жоғарғы мүмкін шығыны  $V_r = 60\,000 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Ұңғы тереңдігі  $L_c = 2200 \text{ м}$ ; қабат мұнайының тығыздығы  $p_{нт} = 850 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; газсыздалған мұнай тығыздығы  $p_{нд} = 902 \text{ кг}/\text{м}^3$ ; газдық фактор  $G_v = 40 \text{ м}^3/\text{т}$ ; мұнайлы газдың орташа ерігіштік коэффициенті  $\alpha = 5 [1/\text{МПа}]$ ; еркін газдың жұмысшы қысымы  $p_p = 0,75 \cdot 8 = 6 \text{ МПа}$ . Сұрыптау нормасы  $Q = 40(16 - 6) = 400 \text{ т}/\text{сут}$ .

Әлбетте  $P_{заб} \geq p_p$  болғандықтан, көтеруші ұзындығын келесі формуламен есептейміз:

$$H = L_c - (P_{заб} - p_б) / (p_{см} g), \quad (1)$$

Мұндағы  $p_б$  – түптегі қысым, Па;  $p_{см}$  – лифтінің түп интервалындағы газмұнайлы қоспаның тығыздығы,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

$p_{cm}$  өлшемін  $800 \text{ кг/м}^3$  тең деп аламыз. Газды айдау кезіндегі қысым шығыны  $0,5 \text{ МПа}$  тең, түп маңындағы қысым  $p_6=(p_p-0,5) = 5 - 0,5 = 4,5 \text{ МПа}$ .

Формула бойынша көтергіш ұзындығын есептейміз

$$H = 2200 - (6 - 45) \cdot 10^6 / 800 \cdot 9,81 = 2009 \text{ м.}$$

Көтергіш жұмысын тиімді режимге болжап, оның диаметрін (мм) есептейміз

$$d = 400 \sqrt{\frac{p_H H}{p_6 - p_y}} \sqrt{\frac{QH}{p_H g H - p_6 + p_y}} \quad (2)$$

Көтергіштегі мұнайдың орташа тығыздығы  $p_H=(p_{нп} + p_{нд})/2 = (850+902)/2 = 876 \text{ кг/м}^3$ .

Көтергіштің диаметрі

$$d = 400 \sqrt{\frac{876 \cdot 2009}{10^6(4,5 - 0,8)}} \sqrt{\frac{400 \cdot 2009}{876 \cdot 9,81 \cdot 2009 - (4,5 - 0,8)10^6}} = 99,23 \text{ мм.}$$

СКК ең жақын стандартты диаметрін қабылдаймыз, шартты диаметрі  $114 \text{ мм}$ , ішкі диаметрі  $100,3 \text{ мм}$ .

Үйлесімді режимдегі газдың меншікті шығыны

$$R_{\text{опт}} = \frac{0,388(p_H g H + p_6 - p_y)}{d^{0,5}(p_6 - p_y) \ln \frac{p_6}{p_y}} \quad (3)$$

Біздің жағдайда

$$R_{\text{опт}} = \frac{0,388(876 \cdot 9,81 \cdot 2009 + 0,8 \cdot 10^6 - 4,5 \cdot 10^6)}{(100,3)^{0,5}(4,5 - 0,8)10^6 \lg \frac{4,5}{0,8}} = 380,4 \frac{\text{м}^3}{\text{т}}$$

Айдалатын газдың меншікті шығыны

$$R_{\text{наг}} = R_{\text{опт}} - [G_0 - \alpha \frac{(p_6 + p_y)}{2}] \quad (4)$$

Біздің жағдайда

$$R_{\text{наг}} = 380,4 - \left[ 40 - 5 \frac{(4,5 + 0,8)}{2} \right] = 353,65 \frac{\text{м}^3}{\text{т}}$$

Газдың барлық шығыны

$$V_{\Gamma} = Q R_{\text{наг}} = 400 \cdot 353,65 = 141460 \text{ м}^3 \quad (5)$$

Қолда бар газ қысымы  $V_{\Gamma}=60\ 000 \text{ м}^3$  болғандықтан, ұңғы өнімін  $400 \text{ т/тәулік}$  қамтамасыз ету мүмкін емес. Алынған айдалатын газдың меншікті шығынын  $R_{\text{наг}} = 353,65 \text{ м}^3/\text{т}$  деп қабылдап, ұңғының мүмкін өнімін есептейміз

$$Q_B = V_{\Gamma} / R_{\text{наг}} = \frac{60\ 000}{353,65} \simeq 170 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$$

Міне осылай, берілген нақты жағдайда сұрыптау нормасы шамамен  $170 \text{ т/тәулік}$  болады.

## 15 Қалыптаспаған режим кезіндегі зерттеулер нәтижелерін талдау

Ұңғының стационарлы емес жұмыс режиміндегі зерттеулердің нәтижелерін талдап берудің негізінде (түп қысымын қалпына келтіру қисықтарын өңдеу) келесі теңдеу жатыр:

$$\Delta p(t) = \frac{Q \mu_H b_H}{4 \pi k h} \ln \frac{2,25 k t}{r_{\text{пр}}^2} \quad (1)$$

Мұнда  $\Delta p(t)$  – түптік қысымдардың  $t$  уақытындағы функциясының айырымдарының өзгеруі, Па;  $Q$  – ұңғы жабылғанға дейін жұмыс жасаған бетте өлшенген ұңғының қалыптасқан дебиті, м<sup>3</sup>/с;  $\mu_n$  – қабат жағдайларындағы мұнайдың (сұйықтықтың) тұтқырлығы, Па·с;  $b_n$  – қабат температурасындағы мұнайдың көлемдік коэффициенті;  $k$  – қабаттың дренаждалатын аймағының өткізгіштігі, м<sup>2</sup>;  $h$  – қабаттың тиімді қалыңдығы, м;  $K$  – қабаттың әрекет ететін аймағының пьезоөткізгіштік коэффициенті, м<sup>2</sup>/с;  $r_{np}$  – ұңғының келтірілген радиусы, м. (1) теңдеуін келесі түрде жазамыз:

$$\Delta p(t) = \frac{Q\mu_n b_n}{4\pi k h} \ln \frac{2,25Kt}{r_{np}^2} + \frac{Q\mu_n b_n}{4\pi k h} \ln t. \quad (2)$$

Берілген теңдеу  $\Delta p - \ln t$  координаталарындағы түзудің теңдеуі болып табылады, сонымен қатар ордината осіндегі түзуден кесілетін кесінді:

$$A = \frac{Q\mu_n b_n}{4\pi k h} \ln \frac{2,25K}{r_{np}^2}, \quad (3)$$

ал түзудің бұрыштық коэффициенті:

$$B = \frac{Q\mu_n b_n}{4\pi k h}. \quad (4)$$

Қабылданған белгілеулерді ескере отырып (2) теңдеуін келесі түрде жазамыз:

$$\Delta p = A + B \ln t. \quad (5)$$

Сонымен түп қысымын қалпына келтіру қисығын талдау қажет:  $-t$  уақытының белгіленген мәндері үшін  $\ln t$  есептеу;

$-\Delta p = f(t)$  тәуелділігін  $\Delta p - \ln t$  координаталарында тұрғызу;

Берілген тәуелділіктің ордината осімен қиылысқанға дейінгі бөлігін экстраполирлеу және  $A$  шамасының сандық мәнін есептеу,  $B$  бұрыштық коэффициентін есептеу.

$B$  берілген мәнімен есептеу:

$$\frac{kh}{\mu_n} = \frac{Q b_n}{4\pi B}, \quad (6)$$

$h$  белгілі мәнінде қозғалғыштық коэффициентін есептеу  $k/\mu_n$ ;

$h$  және  $\mu_n$  белгілі мәндерінде өткізгіштік коэффициентін анықтау  $k$ ; пьезоөткізгіштік коэффициентін есептеу:

$$K = \frac{k}{[\mu_n (m\beta_{ж} + \beta_n)]}, \quad (7)$$

мұнда  $m$  – кеуектілік коэффициенті;  $\beta_{ж}$  и  $\beta_n$  – сәйкесінше сұйықтық пен тау жынысының сығылу коэффициенті ( $\beta_{ж} = 1,2 \cdot 10^{-9}$  1/Па,  $\beta_n = 1,5 \cdot 10^{-1}$  1/Па);

$A$  белгілі өлшемі бойынша ұңғының келтірілген радиусын есептеу:

$$r = \sqrt{\frac{2,25K}{e^{A/B}}}. \quad (8)$$

**Мысал есебі.** Қанығу қысымынан жоғары түп қысымымен жұмыс жасайтын және өнімі  $Q_m=112$  т/тәу сусыз фонтанды ұңғыда түп қысымын қалпына келтіру зерттеуі жүргізілді (1 кесте).

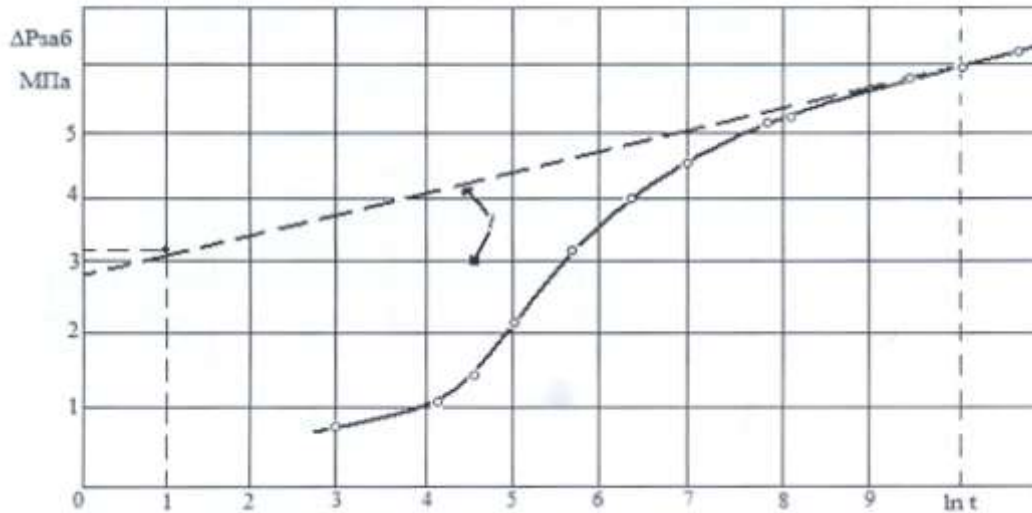
Қабаттың тиімді қалыңдығы 7,5 м; қалыпты жағдайлардағы газсыздалған мұнайдың тығыздығы  $\rho_{нд} = 865$  кг/м<sup>3</sup>; қабат температурасындағы мұнайдың көлемдік коэффициенті  $b_n=1,18$ ; қабат жағдайларындағы мұнайдың тұтқырлығы  $\mu_{np}=2,1$  мПа·с; кеуектілік коэффициенті  $m = 0,27$ .

1 кестедегі мәліметтер бойынша  $\Delta p_{заб} - \ln t$  координаталарында түп қысымын қалпына келтіру қисығын тұрғызамыз (сурет).

1 кесте -Түп қысымының қалпына келуі мәліметтері

t, с	$P_{түп}$ МПа	$\Delta p_{түп}$ МПа	$\ln t$	t, с	$P_{түп}$ МПа	$\Delta p_{түп}$ МПа	$\ln t$
0	13,8	0	-	1000	18,51	4,71	6,907

30	14,35	0,55	3,501	2000	18,94	5,14	7,6
60	14,85	1,05	4,094	3000	19,15	5,35	8,006
100	15,43	1,63	4,605	5000	19,35	5,55	8,517
150	16	2,2	5,01	10000	19,58	5,78	9,21
250	16,91	3,11	5,521	20000	19,75	5,95	9,903
500	17,8	4	6,215	40000	20	6,2	10,597



Сурет 22  $\Delta P_{\text{түп}} - \ln t$  координатында түп қысымының қалпына келу қисығы

Ұңғының көлемдік өнімін есептейміз:

$$Q = \frac{Q_{\text{н}} \cdot 10^3}{86\,400 \cdot P_{\text{нд}}} = \frac{112 \cdot 10^3}{86\,400 \cdot 865} = 1,4986 \cdot \frac{10^{-3} \text{ м}^3}{\text{с}}$$

22 суреттен, ордината осімен қиылысқанға дейінгі  $\Delta p_{\text{заб}} = f(\ln t)$  тәуелділігінің түзу сызықты бөлігін экстраполирлеу арқылы  $A=2,9$  МПа екенін анықтаймыз.

1 және 2 нүктелерді пайдаланып бұрыштық коэффициентті анықтаймыз:

$$B = tg i = \frac{\Delta P_{\text{заб}2} - \Delta P_{\text{заб}1}}{(\ln t)_2 - (\ln t)_1} = 0,311 \text{ МПа}$$

(6) пайдаланып гидроөткізгіштік коэффициентін есептейміз

$$\frac{kh}{\mu_{\text{нп}}} = \frac{1,4986 \cdot 10^{-3} \cdot 1,18}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,311 \cdot 10^6} = 4,527 \cdot \frac{10^{-3} \text{ м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

Мұнайдың қозғалғыштық коэффициентін есептейміз

$$\frac{kh}{\mu_{\text{нп}}} = \frac{k}{\mu_{\text{нп}} h} = \frac{4,527 \cdot 10^{-10}}{7,5} = 6,036 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{с})$$

Өткізгіштікті есептейміз

$$k = \frac{kh}{\mu_{\text{нп}}} \mu_{\text{нп}} = 6,036 \cdot 10^{-11} \cdot 2,1 \cdot 10^{-3} = 0,127 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

(7) бойынша пьезоөткізгіштік коэффициентін есептейміз:

$$k = \frac{0,127 \cdot 10^{-12}}{2,1 \cdot 10^{-3} (0,27 \cdot 1,2 \cdot 10^{-9} + 1,5 \cdot 10^{-10})} = 0,1273 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

(8) формула бойынша:

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot 0,1273}{e^{2,9 \cdot 10^6 / (0,311 \cdot 10^6)}}} = \sqrt{\frac{0,286425}{11212,2}} = 5,054 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Міне осылай, түп қысымының қалпына келу қисығын талдау нәтижесінде барлық мүмкін шамалар есептеледі.

## 16 Зерттеу кезінде қолданылатын құрал жабдықтар

Ұңғыға тереңдік аспаптарды жіберу үшін автомашинада орналасқан шығырларды пайдаланады. Шығырлар Азимаш 8А үстінде орналасады.

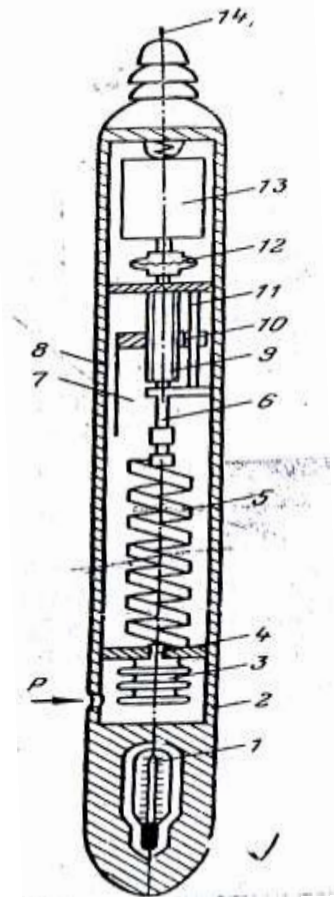
Тереңдік манометрлер ұңғы түбіндегі қысымды өлшеу үшін қолданылады.

Манометрлер ұңғыдағы артық қысымды өлшеу және дифференциалдық белгілі диапазондағы қысымды өлшеу үшін арналады.

Жұмыс принципіне байланысты манометрлер серіпінді (геликсті); серппе – поршеньді болып бөлінеді.

### 16.1 Зерттеу кезіндегі техника қауіпсіздігі

- Тереңдік зерттеу жұмыстарын жүргізу кезінде жұмыс алаңы дайын болу керек.
- Тереңдік аспапты скважинаға түсіру үшін сағасында лубрикатор орнату керек.
- Тереңдік аспапты жіберетін сымды қолымен ұстауға болмайды және оған жақындауға болмайды.
- 5-6 зерттеуден кейін лубрикатор тексеріліп тұруы қажет.
- Лубрикаторды орнатқаннан кейін оны саңылаусыздыққа қысымды көтеріп отырып тексеріп алу керек.
- Сым тұтас, қыртыстары жоқ және датқа қарсы өңделген болуы керек.
- ұңғыны зерттеуге арналған лубрикаторлық қондырғы техосмотрдан өтуі тиіс.
- Тереңдік аспаптардың сезімтал элементі ұңғыға түсіру кезінде қорғауыш күйде жасақталу керек.

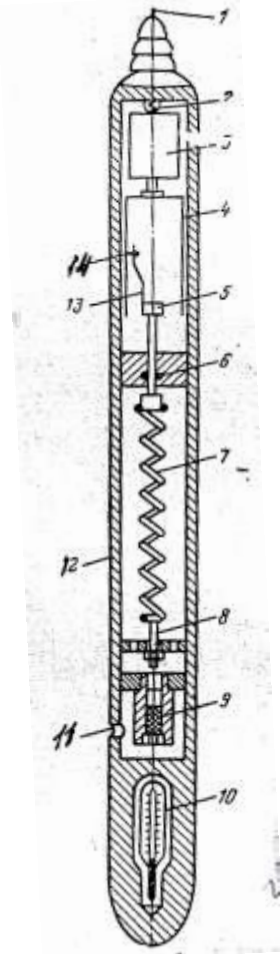


Сурет 23 Тереңдік геликсты манометр

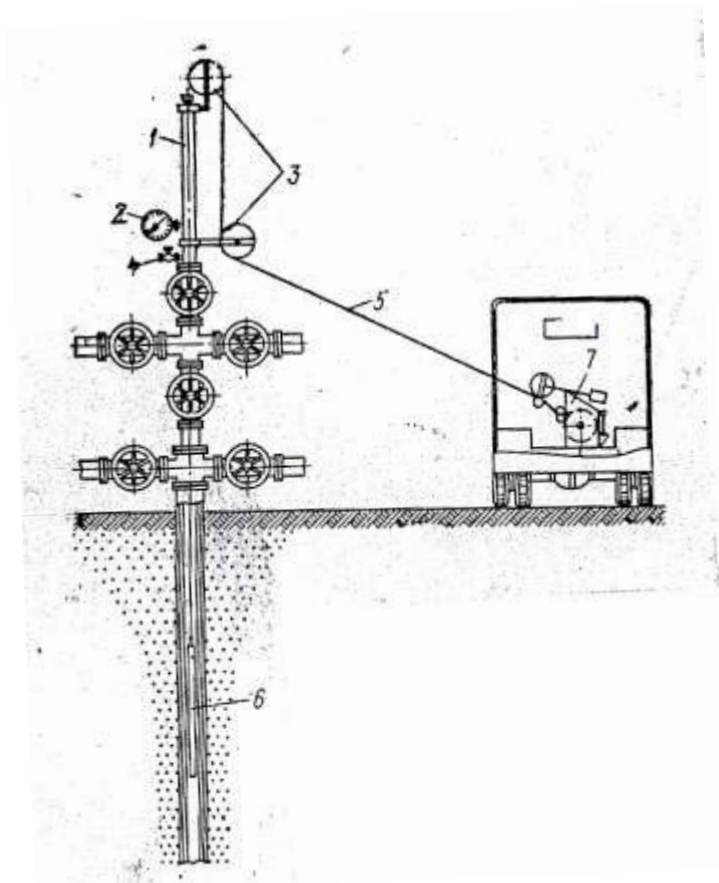
- 1-термометр, 2-корпус, 3-сильфон,  
4-копилляр, 5-геликсті серіппе, 6-жалғанатын өсі,  
7-перо, 8-каретка, 9-жүргізуші винт, 10-гайка,  
11-планка, 12-тісті муфта, 13-сағат механизмі, 14-сым.



Сурет 24 Тереңдік серіппе - поршенді манометр



1-Сым, 2-серіппе тірек, 3-сағат механизмі, 4-барбан, 5-поршень, 6-өзі нығыздаушы сақина, 7-цилиндр тәріздес серіппе, 8-зәкір, 9-фильтр, 10-термометр, 11-тесік(саңылау), 12-корпус, 13-ұстағыш, 14-перо.



Сурет 25 Тереңдік зерттеуге арналған атқылау ұңғының жабығы.

1-лубликатор, 2-манометр, 3-ролик, 4-кран, 5-кабель, 6-тереңдік аспап, 7-шығыр.

### **Пайдаланган әдебиеттер**

1. Ғ.М. Нұрсұлтанов, К.Н. Абайұлданов. Мұнай және газды өндіріп өңдеу. Алматы. 1999.ж
2. В.М. Муравьев. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Москва. Недра. 1987 г.
3. А.И. Акульшин, В.С. Бойко, Ю.А. Зарубин, В.М. Дорошенко. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Москва. Недра .1989 г.
4. А.М. Юрчук. Расчеты в добыче нефти. Москва. Недра. 1974 г.
5. В.М.Муравьев «Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Москва «Недра»-1978
6. Шуров В.И. “Техника и технология добычи нефти”, М.:Недра, 1983 год.
- 7.Оркин К.Г., Юризов А.И., «Расчеты по технологии и технике добычи нефти» Москва, Недра. 1979 г.

Пішімі 60x84  
Көлемі 42 бет 2,6 шартты баспа табағы  
Таралымы 30 дана  
Ш.Есенов атындағы КМТЖИУ  
Редакция баспа бөлімінде басылды.  
Ақтау қаласы, 27 ш/а.