

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

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ИНСТИТУТЫ

КАФЕДРА «ГЕОЛОГИЯ»

ЖИЕНБАЕВА Г.І.

ҚАБАТ ФИЗИКАСЫ

**ЗЕРТХАНАЛЫҚ ЖҰМЫСТАРҒА АРНАЛҒАН ӘДІСТЕМЕЛІК НҰСҚАУ
(050706 «ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ПАЙДАЛЫ ҚАЗБАЛАР КЕНОРЫНДАРЫН
БАРЛАУ») МАМАНДЫҒЫНА АРНАЛҒАН**

Ақтау, 2010

УДК 622.276.131:53 (075.8)

Құрастырған: Жиенбаева Г.І. Қабат физикасы.

Зертханалық жұмыстарға әдістемелік нұсқау – Ақтау:КМТЖИУ, 2010, 19 бет.

ПІКІР БЕРУШІ: Г-М.Ғ.К, доцент Қожахмет Қ.А.

«Қабат физикасы» пәні геология саласының бакалаврларын дайындау бағдарламасындағы профильдік пәндердің бірі болып табылады. Қабат параметрлерін анықтауда фильтрациялық, сиымдылық қасиеттері мұнай мен газ коллекторларының негізгі қасиеттері. Әдістемелік нұсқауда кеуектілік пен өткізгіштік туралы негізгі теория келтіріледі. Арнайы құралдарда осы параметрлерді анықтау әдістемесі жазылған. Осы әдістемелік нұсқау мұнай және газ институтының студенттері мен оқытушылары және магистранттары үшін де пайдалы.

Ш. Есенов атындағы КМТЖИУ оқу-әдістемелік кеңесі шешімімен басылымға ұсынылған.

© Ш. Есенов атындағы КМТЖИУ, 2010

КІРІСПЕ

Қабат физикасы пәні тау жыныстарының коллекторлық және сүзбелену қасиеттерін мұнай мен қабат сұйықтары және газының физика-химиялық қасиеттерінің меңгеру үшін маңызды пән болып саналады. студенттерді

Курстың мақсаты мен міндеттері – студенттерді мұнай мен газ кен орындарын игеру мамандығының тау-кен инженеріне қажетті мұнай мен газ коллекторларының өнім бергіштігін арттырудағы физикалық негізін зерттеумен таныстыру.

Пәнінің негізгі ғылыми-техникалық міндеттеріне мына төмендегідей жұмыстар жатады:

- тау жыныстарының механикалық құрамын анықтау;
- тау жыныстарының кеуектілігін анықтау;
- тау жыныстарының өткізгіштігін анықтау;
- тау жыныстарының меншікті бет ауданын анықтау;
- тау жыныстарының тұтқырлығын, тығыздығын, серпімділігін және басқа механикалық және жылулық қасиеттерін анықтау үшін қажет.

Курсты оқуда студент келесі мәліметтерді білуі қажет:

- мұнай мен газ тау жыныстары коллекторларының физикалық қасиеттері;
- тау жыныстарын физика-механикалық және жылулық қасиеттері;
- табиғи газ бен мұнайдың құрамы мен физикалық қасиеттері;
- көмірсутек жүйесінің фазалық күйі;
- қабат суларының физикалық қасиеті;
- қабаттың мұнай және газ бергіштігін арттыру әдістері.

Курсты толық бітірген студент мұнай мен және газ орындарын игеру және пайдалану кезіндегі ұңғыма өнімін арттырудің физикалық негіздерінің теориялық және тәжірибелік әдістерінің білуі қажет.

Зертханалық жұмыс №1.

Тау жыныстарының кеуектілігін анықтау.

Жұмыстың мақсаты: Тау жыныстарының кеуектілігін анықтау тәсілдерін үйрену. Тау жынысының толық кеуектілік коэффициентін мұның абсолютті қорын бағалау кезінде, сонымен қатар қабаттардың немесе сол қабаттың бөлімдерін салыстыру үшін қолданады.

Теориялық бөлім: Сұйық пен газды өзінен өткізе алатын және олар үшін қойма бола алатын кеуекті және жарықшақты тау жыныстарын *коллекторлар* деп атаймыз.

Мұнай-газ кеніштерінің басым көпшілігі үш түрлі коллекторға шоғырланған:

- ✓ түйіршікті;
- ✓ жарықшақты;
- ✓ аралас құрылысты.

Бірінші түріне құмды-алевролитті жыныстардан тұратын коллекторлар жатады. Ондағы кеуекті орта түйіраралық кеуектерден тұрады. Жарықшақты коллекторларда кеуекті орта жарықтар жүйесінен тұрады. әдетте олардың басым бөлігі карбонатты жыныстардан тұрады. Табиғатта көбінесе аралас құрылысты коллекторлар кездеседі, ондағы кеуекті орта жарықтар жүйесімен қатар кеуекті кеңістік блогынан,

карстардан тұрады. Аралас құрылысты жарықшақты коллекторлар құрамындағы қуыстардың әр түрлілігіне қарай бірнеше түрге бөлінеді:

- ✓ жарықшақты-қуысты;
- ✓ жарықшақты-кавернді;
- ✓ жарықшақты-карсты.

Зерттеулер көрсеткішіне қарай дүние жүзінде мұнай қорының 60% құмды қабаттар мен құмтастарда, 39 – карбонатты жыныстарда және 1 бұзылған метаморфты жыныстарда, тақтатастарда орналасқан.

Мұнай мен газ шөгінді тау жыныстарының арасында жаратылып, көшіп-қону арқылы олардың қуыстарында (жарықтарында) ғана орналасады. Сондықтан, мұнай-газ барлау жұмыстары да таусыз шөгінді тау жыныстары орналасқан ойпаттардағы құрылымдарда ғана жүргізіледі. Сонымен, шөгінді тау жыныстары мұнай мен газдың басты коллекторы болып саналады.

Шөгінді жыныстардың әр түрлі жағдайларда түзілуіне байланысты әр кен орнында қабаттардың коллекторлық қасиеттері түрлі мәндерде өзгеруі мүмкін. Көпшілік коллекторлардың басты сипаты – олардың құрылысының қат-қабатты болуы, тау жыныстары қасиеттерінің барлық бағытта өзгеруі және қабаттың қалыңдығы.

Мұнай және газ қабатындағы жыныстардың сүзбелену және коллекторлық қасиеттері келесі көрсеткіштерімен сипатталады:

- ✓ түйірөлшемдік құрылысымен;
- ✓ кеуектілігімен;
- ✓ өткізгіштігімен;
- ✓ капиллярлық қасиеттерімен;
- ✓ меншікті бет ауданымен;
- ✓ механикалық қасиеттерімен (серпімділік, иілгіштік, бұзылуға кедергілік және деформацияның басқа түрлері);
- ✓ сумен, мұнаймен, газбен қанығуымен.

Тау жыныстарының қасиеттері олардың химиялық құрамымен, бітімділік-құрылымдық ерекшеліктермен тығыз байланысты болады.

❖ Тау жыныстарының құрылымы түйірлердің пішіні және мөлшерімен анықталады. Құрылымды мөлшеріне қарай: *псефит*ті (тау жынысы мөлшері 2 мм-ден жоғары түйір-сынықтардан тұрады), *псаммит*ті (0,1 – 2 мм), *алеврит*ті (0,01 – 0,1 мм), *пелит*ті (0,01 мм-ден төмен).

❖ Тау жыныстарының бітімділік ерекшелігіне *қабаттылық, жыныстардың орналасу сипаттамасы және цемент пен түйір жыныстарының мөлшерлік ара қатынасы* жатады. Цементтің орнында көбіне сазды және хемогенді тау жыныстары кездеседі.

❖ Шөгінді тау жыныстары арасындағы мұнай, газ және су орналасатын қуыстарды жыныс *кеуектілігі* деп атайды. Кеуектілік ұсақ, ірі, өте ірі қуыс түрлерінде кездеседі.

Кеуекті ортаның қасиеттеріен алдымен қуыс каналдарының көлемімен байланысты. Мұнай қабатының қуыс каналдары мөлшеріне қарай 3 топқа бөлінеді:

- ✓ жоғары капиллярлы – 0,5 мм-ден жоғары;
- ✓ капиллярлы – 0,5 - 0,0002 мм аралығында;
- ✓ субкапиллярлы – 0,0002 мм-ден төмен.

Мұнайдың, судың және газдың ірі каналдар мен қуыстар арқылы жылжуы еркін болады. Капиллярлықта – капиллярлық күштердің қатысуы арқылы болады. Майда кеуектерге сұйықтың енуі үшін күшті қысым қажет болғандықтан, сұйықтың кеуектік каналдармен жылжуы қиынға түседі.

Тау жыныстардың арасындағы барлық қуыстардың аумағын **ақиқатты** немесе **теориялық кеуектілік** деп атайды.

Жыныс арасындағы қуыстарды қосқандағы қосынды көлемінің алынған жыныстың сыртқы көлеміне қатынасы **кеуектілік коэффициенті** k_n деп аталады.

$$k_n = \frac{V_n}{V} [1.1]$$

Мұндағы: V_n - тау жынысы үлгісінің қуыс көлемі;

V - тау жынысы үлгісінің көлемі.

Кеуектіліктің пайыздық мәнін табу үшін [1.1] формуласы арқылы табылған мәнді 100-ге көбейту қажет.

$$k_n = \frac{V_n}{V} \cdot 100\% [1.2]$$

Тау жынысының толық кеуектілік коэффициентін мұның абсолютті қорын бағалау кезінде, сонымен қатар қабаттардың немесе сол қабаттың бөлімдерін салыстыру үшін қолданады.

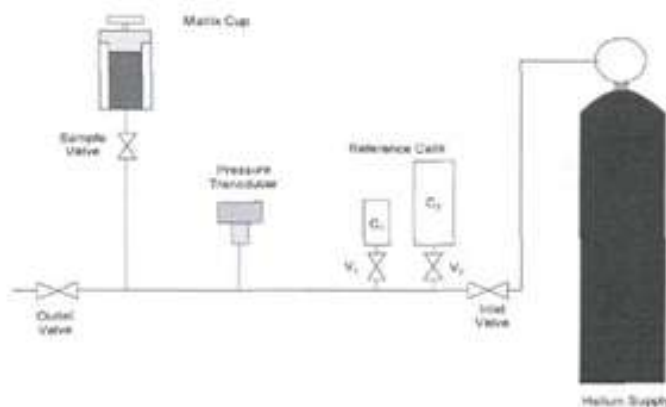
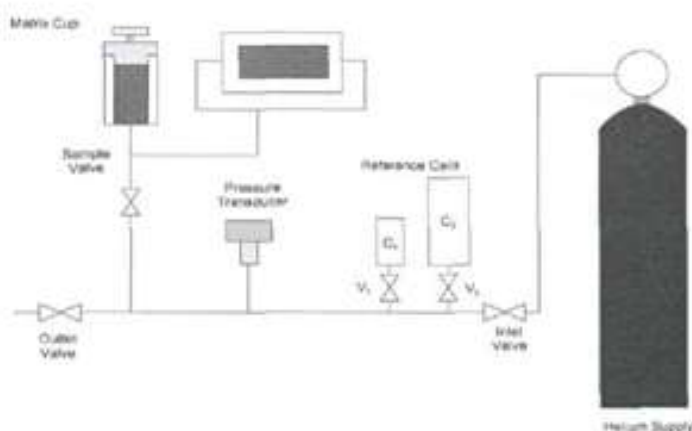


Рис 1: Схема UltraPore™ 300 для измерения объема зерен



сурет 2.1.1. Құралдың жалпы кескіні

Жұмыстың жүрісі: Тау жыныстарының кеуектілігін анықтауға газдық порозиметр Ultra-Pore-300 құралы қолданылады.

Ultra-Pore-300 құралы мен оған жалғанған компьютер жұмыс алдында 30 мин бұрын іске қосылады. Ауа беретін кранды ашып, редукторға газ береді. Жүйедегі ауа қысымын 7 кг/см^2 етіп қалыптастырамыз. Баллоннан гелий жіберетін кранды ашамыз, қысым 15 кг/см^2 нен төмен болмауы керек.

1. «Win Pore» программасына кіріп, жаңа файл ашу керек, немесе бұрын ашылған файлды шақыру. Жаңа файл ашу үшін кенорынды, қабат тереңдігін, үлгі диаметрін енгізу керек. Өлшем бірліктерін атау керек.

1.1. Құралдың жұмыс жасайтындығын тексеру.

1. Кернұстағышқа калибровкалық дискілер салынған матрицалық стаканды орнату
2. Клапандардың бастапқы жағдайы: «Supply Valve», «Sample Valve», «Vent Valve» клапандары жабық. Клапандарды кезек ашып жауып тексеру.
3. Жүйедегі қысымды түсіріп «Sample Valve» клапанын жауып, «Vent Valve» клапанын ашу.
4. «Calibrate»- «Zero Transducer» көмегімен жүйедегі қысымды нольге келтіру.
5. Кішкене стабилизациялық резервуар клапанынан басқа барлық клапандарды жабу.

Стабилизациялық резервуарлар өлшеулер кезінде гелийге қосымша көлем береді. P_1 және P_2 қысымдары қатынасы 2-ге жақын болуы үшін резервуарлар ашық болуы керек.

1.2. Жүйенің тұтастығын тексеру

Жүйенің тұтастығын графикте бақылаған дұрыс, ол үшін панельден «View» - «Graph» тауып, графикті шақыру қажет, онда қысым ауытқуы көрініп тұрады.

1. «Supply Valve» клапанын ашып қысымды 200 Psi дейін көтеру. Клапанды жауып, «Sample Valve» клапанын ашу. Жүйе клапаннан кернұстағышқа дейін тұтас болса, қысым төмендеп, тұрақтанады. 10 минут бақылау қажет.
2. Жүйе тұтас болған жағдайда «Vent Valve» клапанын ашып, қысымды төмендетіп, кішкене стабилизациялық ыдыстан басқасының бәрінің клапандарын және графикті жабу керек.
3. Газ шығып тұрған жер болса оны көбіктенетін сұйықпен тексеріп, газ шығуды жою керек.
4. Газ шығу жойылғаннан кейін жүйенің тұтастығы қайта тексеріледі.

2. Тау жынысы үлгісінің түйірлері тығыздығын және көлемін анықтау.

2.1. Металдан жасалған эталондармен құралды дәлдеу (калибровка).

2.1.1. «Calibrate»-«Sistem GV» (GrainVolume) кіру.

2.1.2. «Stability Test Criteria» кестесінде қысым тұрақтылығын анықтау жағдайын көрсету.

2.1.3. «Select disks» кестесінде салынған дискілер комбинациясын атап көрсету. Калибровканы жасау. Барлық комбинациялар қарастырылғанша калибровканы қайталау. Комбинация саны бесеу.

2.1.4. Калибровка біткен соң калибровка нәтижесін көрсететін кесте көрінеді: егер мәні $=1,000$ болса калибровканы қабылдаймыз, ал $<1,000$ болса калибровка қайталанады.

Дәлдеу (калибровка)

перация №	диск шығару	дискілерді белгілеу
1	-	1,2,3,4,5
2	2	1,3,4,5
3	1,2,3.	4,5
4	1,2,3,4.	5
5	1,3,5.	2,4.

2.2. Жыныс үлгісінің көлемін (түйірлері тығыздығын) анықтау

- 2.2.1. Жұмыс кестесіне үлгі номерін, құрғақ үлгі массасын, өлшемдерін енгіземіз.
- 2.2.2. Үлгіні матрицалы стаканға орнатып, қажетті жағдайда металл эталондармен толықтырып, стакандағы бос көлемді азайтамыз. Дискілер стаканды барынша толтырып, одан асып тұрмауы керек.
- 2.2.3. Стаканды кернұстағышқа орнатамыз.
- 2.2.4. «Measure» - «Grain Volume» кіреміз.
- 2.2.5. «Stability Test Criteria» кестесіне уақыт пен қысым мәнін енгіземіз.
- 2.2.6. «Select disks» кестесінде салынған дискілер номерлерін көрсетеміз. Өлшеуді жүргізіміз.
- 2.2.7. Өлшеу біткеннен кейін жұмыс кестесінде түйіршіктер көлемі мен құралда есептелген тығыздығы пайда болады, $P_1|P_2$ мәнін тексеру керек.
- 2.2.8. «Calibrate»-«Pore Volume»- «Caliper Bulk Volume» - кіріп, кеуек көлемін есептеу.
- 2.2.9. «Calibrate»-«Porosity; GV; PV; GD» - «Grain Volume+ Pore Volume» кіреміз, компьютер автоматты түрде кеуектілікті есептеп шығарады.
- 2.2.10. Өлшеу мәндерін қортынды кестеге – «Send Data Into Grid» енгіземіз.
- 2.2.11. «Clear» жұмыс кестесіндегі алынған мәндерді өшіру
- 2.2.12. Анықтаулар аяқталғаннан кейін мәндерді «Close» файлымен сақтау.

3. Мәліметтерді Excel-ге көшіру.

- 3.1. Қортынды кестеден алынған нәтижелерді Веб параққа «Web Report» көшіру. Пайда болған кестеде қажетті мәндерді атап көрсету.
- 3.2. Алынған мәліметтерді Excel –де өңдеу үшін қажетті файлды мына жолмен табамыз: C:\ Program Files\Winpor\Data

Зертханалық жұмыс №2.

Тау жыныстарының өткізгіштігін анықтау.

Жұмыстың мақсаты: Тау жыныстарының өткізгіштігін анықтау тәсілдерін үйрену. Тау жыныстарының фильтрациялық қасиеттері заңдылықтары байланыстарын меңгеру.

Теориялық бөлім. Қысымның кемуінен тау жынысының өзінен сұйық пен газды өткізу қабілетін оның *өткізгіштігі* деп атайды. Жыныстар жақсы да, шамалы да өткізгіш, бірақ абсолютті өткізбейтін жыныстар болмайды.

Өткізгіштік – тау жыныстарының коллекторлық сипаттамаларының негізгі көрсеткіштерінің бірі. Өткізгіштік жыныс ішіндегі сұйықтың көлемін сипаттамайды, ол тек сұйық пен газдың кеуектік саңылауды бойлап жылжу қабілетін көрсетеді.

Тау жыныстарын сипаттау және бағалау кезінде түрлі екі ұғым - өткізгіштік пен кеуектілікті шатастырса, оларды бірдей қылып шартты түрде теңестіреді.

Өткізгіштік коэффициенті k арқылы мұнай-газ орналасқан қабаттардың өзінен сұйық пен газды өткізу қабілетін білуге болады:

$$k = \frac{Q\mu L}{F(P_1 - P_2)} \quad [1.3]$$

Мұндағы: - Q - үлгіден өтетін сұйықтың шығымы, см³/сек;

μ - сұйықтың тұтқырлығы, сПз;

L - үлгітастың ұзындығы, см;

F - үлгітастың кесін ауданы, см²;

$(P_1 - P_2)$ - үлгінің басы мен аяғының қысым айырмашылығы, атм.

Шөгінді тау жыныстарының өткізгіштігін өлшеу үшін Дарси (д) немесе оның мыңнан бір бөлігі миллидарси (мд) өлшем бірлігі қолданылады.

Дарси ауданы 1 см², қалыңдығы 1 см үлгітас арқылы сүзілу кезінде қысым 1 кг/см², 1 см³ сұйықтың шығымы 1 см³/сек болатын кеуектіжыныстың өткізгіштігін көрсететін шама (1 Дарси = $1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$). Жыныс аралығындағы сұйықты (газды) өткізу мүмкіндігі жалпы (абсолюттік), тиімді (фазалық) және салыстырмалы өткізгіштерді өзара салыстыру арқылы анықтауға болады.

Жұмыстың жүрісі:

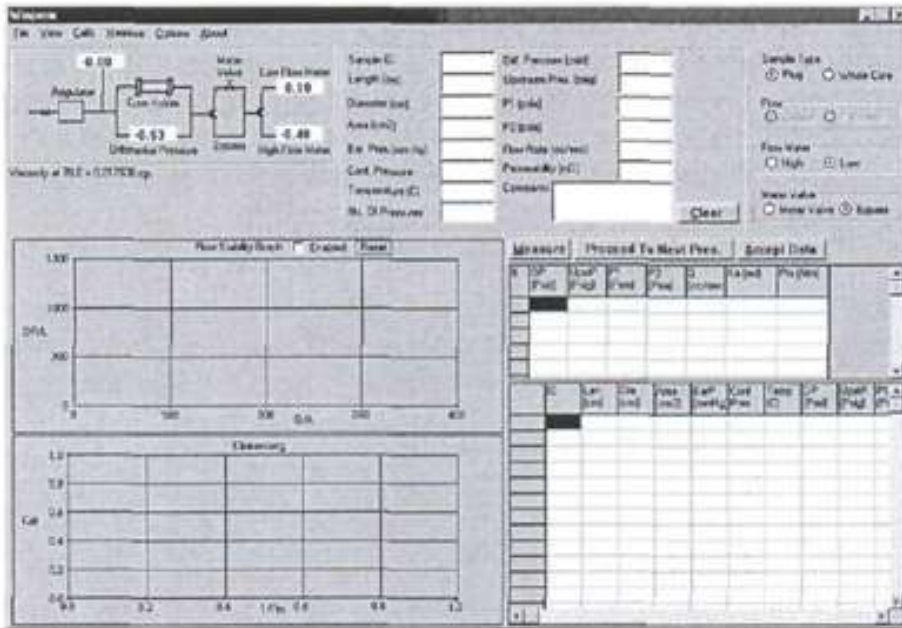
1. Құрал туралы мәлімет

ULTRA-PERM™ 600 құралы жаңа шығым мөлшерлегіштері мен қысым өлшегіштерін пайдаланып, газ ағынын өлшеудің қалыпты үрдісін жаңа жетілген деңгейге шығарады. Мәліметтерді жедел түрде жинақтау және ағын массасын уақыттық дисплежде анықтау алынатын мәліметтер дәлдігін және сенімділігін көрсетеді.

Құрал кернұстағышпен бірге, далалық және қабат жағдайларындағы тапсырмаларды орындай алады. Программалық қамтамасыз етілуі басқа тәсілдермен алынған мәліметтерді қоса корреляциялауға мүмкіндік береді.

Win perm программалық қамтамасыз етілуі

Ultra-Perm™ 600 құралына арналған оперативтік программа жұмыс столында жұмысқа қосылады. "START"(жіберу); "RUN"(Қосу) және файл C:\WINPERM\WINPERM.EXE атауын теріп, келесі терезеден Winperm бас экранды көреміз.



Сурет 2.1.1. Winperm басты экраны

Өлшеулер жүйесінің технологиялық кескіні экранның сол жақ жоғары бөлігінде орналасады. Қысым датчиктері мен шығымөлшегіштер жұмысы келесі өлшем бірліктермен қажетті орындарды графикалық түрде көрінеді: кірістегі қысым – артық қысым фунт/дюйм²; дифференциальдық қысым, фунт/дюйм²; және ағынның жоғарғы және төменгі мәндері см³/мин. беріледі. Егер датчиктер мен шығымөлшегіштерге берілетін өлшенетін параметрлер белгіленген диапазоннан асып тұрса, олар қызыл түспен көрсетіледі.

Төменде оң жақтағы кестеде ағымдық мәндер файлы келтіріледі, жоғарырақ ағымдық үлгінің өлшенген мәндері көрсетіледі. Оң жақта жоғарыда бірнеше текстік терезелер орналасқан, олар жұмысты жүргізушіге сыналатын үлгіге қатысты мәліметтерді енгізуге мүмкіндік береді. яғни: үлгінің есептік номері (Sample ID), Ұзындығы (Length), диаметрі (Diameter) (осының нәтижесінде автоматты түрде үлгі ауданы табылады), атмосфералық қысым, бөлме температурасы, сонымен бірге өлшеулер жасалатын кездегі кеуектік қысым мәні көрсетіледі. "MEASURE" (Измерение) кнопкасын басқан бойда осы текстік терезелер қарайып, кездейсоқ өлшемдер болмауын қадағалайды. Сектордың оң жағында текстік терезелер тізбегі бар, онда сыналатын үлгінің есептелген және өлшенген мәліметтері енгізіледі.

Ең шеткі оң жақ бұрышта жалау белгілері орналасқан, олар жұмысты жүргізушіге үлгі түрін таңдау, шығымөлшегішті және ағынның қандай жолын таңдауға мүмкіндік береді.

Ескерту: «Ноқаттардың» бағыты Ultra-Perm™ 600 құралы алдыңғы панеліндегі клапандар таңдауына дәл сәйкес келуі өте маңызды.

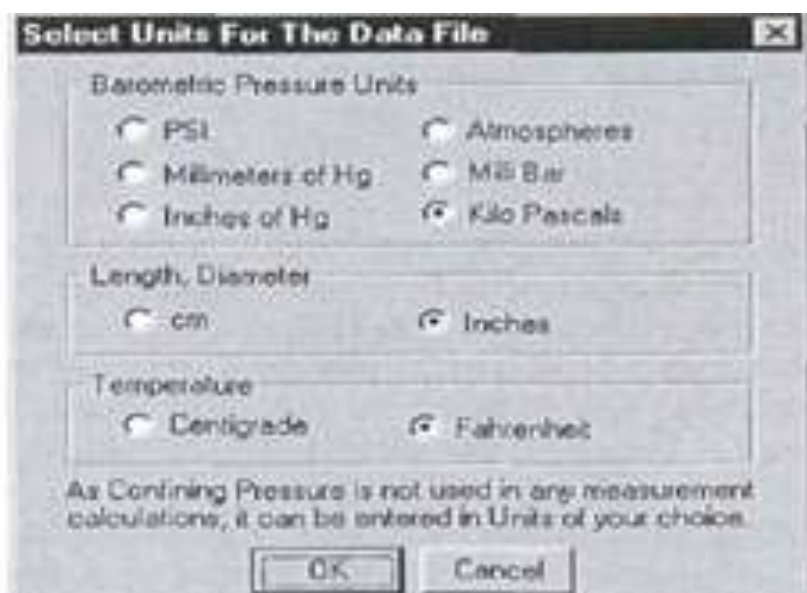
2. Жаңа файл ашу

Жаңа файл ашу үшін бас менюдегі Fail(файл)ден пункт "FAIL"(создать) ашамыз. Пайда болған диалогтық терезеге файлдың атауын енгіземіз. Жаңа файл пайда болған диалогтық терезеде c:\winperm\data файлдың атауын енгіземіз.

2.1. Өлшем бірліктерді таңдау

Жаңа файл үшін өлшем бірліктер таңдаймыз. Баромерлік қысым (Barometric Pressure), ұзындық (Length), диаметр(Diameter) және температура өлшем бірліктерін

таңдап, ОК басу керек. Сақ болыңыз, файлды ашқаннан кейін өлшем бірлігі өзгертілмейді! Осыдан кейін File Header(Рубрикатор файла) пайда болады, оған сынақ номерін(Number) енгіземіз, студент фамилиясы және басқа мәліметтер(Operator and Details) енгізіледі. Қажетті информацияны енгізген соң, ОК басыңыз. Кейіннен File Header ден ақпаратты өзгертуге болады, ол үшін File Header-ды бас менюдің View(Вид) пунктінен аламыз



Сурет 2.1.2: Диалогтық терезе – Барометлік қысым бірлігін таңдау.

Сақталған файлдарға кіру:

Бас менюдегі Fail(Файл) пунктінен сақталған файлдарды ашу үшін Open(Открыть) басыңыз. Ұсынылған диалогтық терезеден керекті файлды таңдаңыз. Осы файлдағы мәліметтер бас экрандағы кестеге шығарылады.

3. Керн үлгілері өткізгіштігін анықтау

Керн үлгілерінің өткізгіштігін анықтау процессін бастау үшін үлгінің есептік номерін (Sample ID), ұзындығын (Length), диаметрін(Diameter), барометрлік қысымын (Barometric Pressure), темпер атурасын(Temperature), шектеу қысымын (Confining Pressure) және Number of Pressures(қысымды өлшеу саны) енгізу керек. Барлық ақпарат таңдап алынған бірліктермен енгізіледі. Шектеу қысымы (Confining Pressure) кез келген бірлікпен енгізіледі, өйткені ол есептеулерде пайдаланылмайды. Sample Type (тип образца) таңдаңыз, Flow(Ориентацию потока), Flow Meter (тип расходомера) и Meter Valve(Регулировочный клапан) таңдаңыз.

Ескерту: «Ноқаттардың» бағыты Ultra-Perm™ 600 құралы алдыңғы панеліндегі клапандар таңдауына дәл сәйкес келуі өте маңызды.

Үлгіні орналастырыңыз, қажетті қысым мен шектеу қысымын беріңіз. Measure(Измерить) ноқатын басыңыз, немесе Permeability (Проницаемость) пунктін бас меню Measure тарауынан таңдаңыз. Тестің орындалуына қарай оның нәтижесі үздіксіз Test Progress(Ход испытаний) кестесінде көрсетіліп тұрады, ағынның мәніне сәйкес қысым төмендеуі жоғарғы сызбада көрсетіледі. Ескерту: бұл сызбаны (кнопка

Reset) нольдеп және (кнопка Enable) арқылы әрбір үлгіні сынау алдында қайталап ашып отыру керек. Ағын мәні дисплейде см³/сек-пен көрсетілуіне назар аударыңыз. Егер сынамалар талапқа сай жасалса Proceed To Next Pressure (перейти к следующему значению давления) ноқатын басып, келесі қысым мәніне көше беріңіз. Егер сынама бір ғана қысым мәнімен жасалса, онда сынақ аяқталған болып есептеледі. Зерттеу нәтижелері Test Progress(Ход испытаний) кестесі жолында көрсетіледі.

Зертханалық жұмыс №3.

Тау жыныстарының механикалық құрамын анықтау.

Жұмыстың мақсаты: Тау жыныстарының механикалық құрамын анықтай білу. Оған қабат параметрлерінің тәуелділігін дәлелдеу.

Теориялық бөлім:

Жыныстың ұсақталған (механикалық) құрамы.

Құмнан құралған қабат әр түрлі пішінді, әр түрлі көлемді түйірлерден тұрады. Жыныстың түрлі көлемдегі бөлшекті ұсақталған-түйіршікті құрамы деп аталады. Зерттеулер көрсеткендей ұсақталған-түйіршіктелген құрамы маңызды сипаттамасы болып келеді. Оған қабаттың көптеген қасиеттері тәуелді:

- ✓ өткізгіштік
- ✓ кеуектілік
- ✓ меншікті бет ауданы
- ✓ капиллярлық қасиеттері және т.б.

Механикалық құрамы бойынша шоғыр жынысының орналасының геологиялық және палеогеографиялық шарттарын білуге болады. Сондықтан зерттеудің бастапқы кезеңінде тау жыныстарының құрамын білу үшін оның ұсақталған түйірлеріне сараптама жасау керек.

Тау жыныстарының ұсақталған құрамын мұнай практикасында білу маңызды. Мысалы, мұнай кеніштерін игеру процесінде механикалық сараптама негізінде ұңғыма түбіне құмның түсуін болдырмайтын фильтрлер таңдап алынады.

Тау жыныстарының бөлшектерінің көлемі коллоидтық бөлшектерден дөңбектас, малтатасқа дейін өзгереді. Бірақ зерттеулер бойынша көптеген мұнайлы жыныстардың түйіршіктелген құрамының көлемі 0,01-ден 1 мм-ге дейін болады. Бұлармен қатар табиғатта сазды және коллоидты дисперсиялы минералдар кең тараған, олардың көлемі 0,1 мкм-ден (0,001 мм) кіші. Олардың көбі сазды және басқа жыныстарда кездеседі.

Жыныстың механикалық құрамы сүзу және седиментациялық сараптама арқылы анықталады. Үгінді тау жыныстарын сүзгімен сараптау 0,05 мм-ден жоғары көлемдегі құм фракцияларын елеу арқылы жүзеге асады. Көлемі кіші бөлшектерді седиментация әдісімен анықтайды.

Жұмыс әдістемесі:

Зертханада сүзгімен сараптау үшін сым және жібек сүзгілер жиынтығы қолданылады. Квадратты саңылаудың қабырғасының өлшемдері:

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Қабырғаның өлшемі	0,053	0,074	0,105	0,149	0,21	0,227	0,42	0,59	0,84	1,69	3,36

Сүзгілер жүйесінің көптеген түрлері болады. Сүзгілерді ең ірі саңылаулардан бастап, жоғарыдан төменге кезектесіп орналастырады. Оған 50 г. жыныс үлгісін салып, 15 минуттай сүзеді. Содан кейін әр сүзгідегі қалған жынысты өлшеп, сараптама нәтижесін кестеге жазады. Бөлшектерді фракцияларға седиментациялық бөлу әдісі түйіршіктердің қоюланған сұйықтықта тұну жылдамдығына негізделген. Стокс формуласы бойынша сфера пішінді бөлшектердің сұйықта шөгу жылдамдығы v мынаған тең:

$$v = \frac{gd^2}{18g} \cdot \left(\frac{\rho_n}{\rho_{жс}} - 1 \right) \quad [1.1]$$

Мұндағы: - g – бөлшек диаметрі, м;

d – еркін түсу үдеуі, м/сек²;

g – кинематикалық тұтқырлық, м²/сек;

ρ_n – бөлшектің тығыздығы, кг/м³;

$\rho_{жс}$ – сұйықтың тығыздығы, кг/м³.

Мұнай кенішін құрайтын жыныс түйіршіктерінің әртектілік коэффициенті 1,1 – 20 аралығында болады. Өте кішкентай бөлшектерден тұратын коллоидты дисперсиялы минералдар басқа минералдармен тығыз байланыста болады. Оларды бөліп-алу айыру үшін арнайы тәсілдер керек. Бірінші карбонаттардан айыру үшін жынысты тұзды қышқылмен өңдейді, содан кейін коллоидты-дисперсиялы минералдарды бөлу үшін центрифугалар қолданылады. Олардың көмегімен 0,01 мкм-ге (микрон) дейін бөлуге болады. 1 мкм (микромметр) = 1 мк (микрон) = $1 \cdot 10^{-6}$ м.

Сүзгінің ең ұсақ саңылауларынан өткен құм фракцияларынан 10 г алып, оны ыдыста орналасқан сыйымдылығы 1 л цилиндрде сумен араластырады. (сурет 3.1) Цилиндрге пипетка 2 қойылады, оның түсу тереңдігі h шамамен 30 см. Құмдағы диаметрі d_1 -ден кіші бөлшектердің мөлшерін табу керек деп алайық. Ол үшін жоғарыдағы формула көмегімен пипетканың түсу тереңдігіне h дейінгі d_1 өлшемді бөлшектің түсу уақытын t_1 есептейміз. h тереңдіктен t_1 уақыт аралығында диаметрі d_1 –ден кіші бөлшектер ғана пипеткадан өтеді, өйткені бұл уақытта шөгу басталғаннан кейін ірі түйірлер пипетканың ұшына орналасады. Пипеткадағы түйірлер құрамын құрғатып, d_1 диаметрлі бөлшектерден үлкен және кіші бөлшектерінің санын анықтаймыз.

Зертханалық жұмыс №4.

Қабат мұнайының қасиеттерін анықтау

Жұмыс мақсаты: Қабат жағдайындағы мұнайдың физикалық химиялық қасиеттерін зерттеу

Теориялық бөлім.

Мұнайда көмірсутектердің кең тараған негізгі үш класы қарастырылған:

- ✓ метан қатары (парафинді) - C_nH_{2n+2} құрамды алкандар;
- ✓ полиметиленді немесе нафтенді көмірсутектер (циклоалканды) C_nH_{2n} ;
- ✓ ароматты.

Кәсіптік тәжірибеде органикалық қосылыстардың басқа кластарына үлкен қызығушылық бар. Олар мұнайдағы оттегі, азот, күкірт және басқа қоспаларының

қосындысымен сипатталады. Бұл қосылыстардың мөлшері (нафтенді қышқылдар, асфальтендер, шайырлар, т.б.) табиғи мұнай құрамында аз ғана болады.

Оттегі шайырлы және қышқылды қоспа ретінде мұнай құрамында кездеседі. Нафтенді және майлы қышқыл құрамы 0,01-ден 2%-ға дейін өзгереді. Сілтілермен олар суда жақсы еритін тұздар түзеді, және олар беттік әрекеттік заттар (ПАВ) болып табылады.

Күкірттің мұнайдағы құрамы 6%-ға дейін болады. Олар еркін жағдайда және күкіртсутегі түрінде кездеседі. Бірақ көбіне күкіртті қосылыстар мен шайырлы заттар құрамында болады (меркаптандар, сульфидтер, дисульфидтер, т.б.).

Асфальтенді-шайырлы заттардың мұнайдағы құрамы 40%-ға дейін болады. Олар жоғары молекулярлы органикалық қосылыстармен сипатталады. Олардың құрамына көміртегі, сутегі, оттегі, күкірт және азот кіреді.

Мұнайдың асфальтенді-шайырлы заттарының көп бөлігі бейтарап шайырлармен сипатталған. Олар таза күнде тығыздығы 1000-1020 кг/м³, күңгірт-сары, қоңыр түсті сұйық немесе жартылай сұйық болып келеді. Бейтарап шайырлардың ерекшелігі – олардың асфальтенге айналу қабілеті. Бұл процесс жарықта өздігінен немесе қарқынды қыздыру мен бірге ауамен желдету кезінде жүреді.

Асфальтендер еріген кезде (мысалы, бензолда) бейтарап шайырдан ерекшелігі, көлемі артып, коллоидты ерітінді құрайды.

Жеңіл, ауыр және қатты көмірсутектер құрамына және түрлі қоспаларына байланысты мұнайлар класстарға және подкласстарға бөлінеді.

Күкірт мөлшеріне қарай 3 класқа бөлінеді:

- ✓ аз күкіртті (күкірт құрамы 0,5%-ға дейін);
- ✓ күкіртті (0,5 – 2% аралығында);
- ✓ жоғары күкіртті (2%-дан жоғары).

Шайырлы құрамына мұнай келесі кластарға бөлінеді:

- ✓ аз шайырлы (шайыр құрамы 18%-ға дейін);
- ✓ шайырлы (18 – 35% аралығында);
- ✓ жоғары шайырлы (35%-дан жоғары).

Парафинді құрамына қарай:

- ✓ аз парафинді (1,5%-ға дейін);
- ✓ парафинді (1,5 – 6% аралығында);
- ✓ жоғары парафинді (6%-дан жоғары).

Парафин мұнай құрамында 1,5 - 2% аралығында болған кезде ұңғымада және кәсіпшілік мұнай жинау құбырларында түзіледі. Ұңғымада парафиннің мұнайдан бөлінуінің себептері:

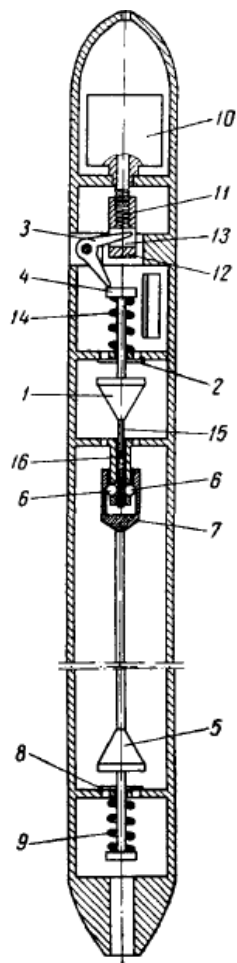
- ✓ мұнайдың жоғарыға көтерілгенде температурасының түсуі;
- ✓ мұнайдан газдың бөлінуі және мұнайдың еріту қабілетінің азаюы, т.б..

Кейбір жағдайларда мұнайдың парафинді құрамы 35%-ға жетеді, мысалы, Өзен кен орнында.

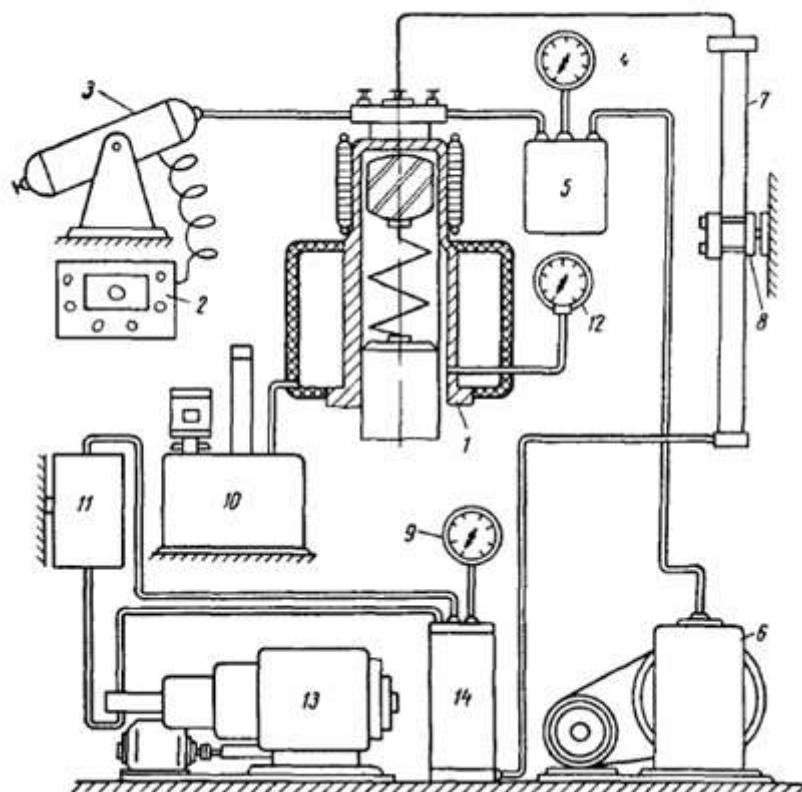
Тазартылған парафин түссіз кристалды массамен сипатталады, суда ерімейді. Парафин эфирде, хлороформда, бензолда және минералды майда жақсы ериді. Таза парафин 15⁰С кезінде тығыздығы 905 – 915кг/м³ аралығында болады. Парафин-көмірсутектің құрамы C₁₇ – C₃₅, балқу температурасы 27 – 71⁰С. Мұнай церезинінің молекулалық массасы әлдеқайда жоғары (құрамы C₃₆ – C₅₅), ал балқу температурасы 65 – 88⁰С. Парафинмен бірдей балқу температурасында церезин тығыздығы мен

тұтқырлығы онымен салыстырғанда жоғары болады. Церезин мен парафиннің химиялық қасиеттері әр түрлі.

Жұмыс әдістемесі: Қабат мұнайының тереңдегі сынамаларын арнайы сынама алу құралдарымен мұнай ұңғымалары түбінен алынады. 4.1 суретте сынама алу құралдарының бір түрі көрсетілген (ашық клапанды). Түсіруге дайындаған кезде құралдың төменгі саңылауынан енгізілетін ағаш штокпен төменгі клапан ашылады, ал жоғарғы клапан құрал корпусындағы арнайы саңылау арқылы төменгі деңгейде ұстап тұрады. Бұл кезде жоғарғы клапанның 1 инесі 15 шарларды 6 бөледі, муфта 7 шарларға ішкі шығыңқы жақтарымен беттесіп тұрады да төменгі клапан ашық тұрады.



Сурет 4.1. Сынама алу құралының схемасы.: 1-жоғарғы клапан; 2- жоғарғы клапан ері; 3-түсіру рычагтары; 4- жоғарғы клапан штогы; 5-төменгі клапан; 6-замок шарлары; 7-замок муфтасы; 8-төменгі клапан ері; 9-пружина; 10-сағаттық механизм; 11- білікше; 12-жүру гайкасы; 13- штифт; 14-пружина; 15-жоғарғы клапан инесі; 16-замок втулкасы.



Сурет 4.2. Қабат мұнайын зерттеуге арналған АСМ-300М қондырғысының схемасы. 1-өлшеу пресі; 2-күшейткіш; 3-вискозиметр; 4-вакуумметр; 5-вакуумды ұстағыш; 6-вакуумды насос; 7-сынама алу құралы; 8-сынама алу құралын шайқаушы; 9-манометр; 10-термостат; 11-арын бағы; 12-манометр; 13-сұйық насосы; 14-аралық резервуар.

Жоғарғы клапан штогына 4 тіреліп тұратын рычагпен 3 жоғары клапан ашық күйде ұсталады. Ұңғымаға түсірерде сынама алу құралының сағасы мұнаймен

шайылады. Сағаттық механизм 10 рычагқа 3 жалғанған білікшені 11 айналдырады, ол ось бойынша айналып, штоктан 4 тайып шығады да, жоғарғы клапан пружина 14 әсерінен жабылады. Сол кезде ине 15 шар замогынан шығады да, муфта 7 босап, төменгі клапан 5 жабылады. Қажетті уақытты ұстау үшін гайканың 12 білік приводын уақыт шкаласы және стрелкасы бойынша бұру бұрышын есепке алып айналдырады.

Ұңғыма түбінде құрал ішіндегі мұнай толықтай қабаттыққа сәйкес болуы үшін 10 – 20 мин бойы клапандары ашық күйде ұсталады. Тереңдік сынамаларын кен орнын игерудің ең алғашқы кезеңдерінде алған жөн.

Сынама алу әдістемесі шоғырды пайдалану шартына байланысты. Егер қабат қысымы қанығу қысымынан едәуір жоғары болса, онда сынаманы сапалы түрде алу қиын болмайды. Түптік қысым қанығу қысымынан төмен болған кезде мұнайдан газ ұңғыманың түп маңы аймағында бөлінеді. Сынама алудың алдында ұңғыма режимін түптік қысым қанығу қысымынан жоғары болатындай өзгертеді. Сынама алу құралынан алынған мұнайды арнайы контейнерлермен зертханаларға тасымалдайды. Егер мұнай қабатының қысымы қанығу қысымынан төмен болса, қабат мұнайының сынамасын шоғырдың бастапқы жағдайына сәйкес етіп, қажетті пропорцияда мұнай мен газды араластырып жасанды түрде дайындайды.

Қабат мұнайын зерттеуге арналған АСМ-300М қондырғысы

АСМ-300М аспаптарының кешені (сурет 4.2) мұнайдың гассыздануы бойынша, түрлі температура кезіндегі газмұнай қоспасының қысым p – көлем V тәуелділігін анықтау бойынша, қабат мұнайының тұтқырлығын анықтау және парафиннің кристалдануының бастапқы температурасын зерттеу бойынша тәжірибе жасау үшін қолданады. Бұл тәжірибелердің мәліметтері бойынша қанығу қысымын және сығылу коэффициентін есептеуге, мұнайдың газды құрамын, тығыздығын, көлемдік коэффициентін және азаюын, газдың мұнайда еру коэффициентін анықтауға мүмкіндік береді.

Мұнайдың және мұнайгаз қоспаларының көлемінің өзгеруіне байланысты тәжірибелер пресс 1 көмегімен жүргізеді. Ол – ішінде жылжымалы поршені бар қалың қабырғалы цилиндр. Мұнай сынамасы сынама алу құралынан 7 немесе арнайы контейнерден сынаманы ауыстыру блогы аспаптарының көмегімен пресске көшіріледі. Сынаманы ауыстыру блогы сұйықтық насосынан 13, аралық резервуарынан 14 және бактан 11 тұрады. Насос бактағы 11 майды тұзды суға толы аралық резервуардың 14 жоғарғы бөлігіне айдайды. Ол төменгі ауыстыру бөлігінен вентиль арқылы сынама алу құралына түседі. Мұнай сынамасы жоғарғы ауыстыру бөлігінен құбырға, одан манифольд арқылы пресске түседі. Бұл кезде сынама алу құралының жоғарғы клапаны арнайы шток көмегімен ашық тұрады. Пресстің плунжері насостың сыныма алу құралынан мұнайды ығыстыру жылдамығымен бірдей қозғалады. Плунжер винтті редуктор арқылы электрқозғалтқышпен немесе қол күшімен қозғалады. Осыған ұқсас мұнай сынамасын вискозиметрмен 3 ығыстыруға болады. Пресстің тиімді сыйымдылығы 200 см^3 , максималды қысым 30 МПа.

№ 5. Қабат мұнайының газбен қанығу қысымын, сығылуын, көлемдік коэффициентін есептеу

Жұмыстың мақсаты. Қабат жағдайында сұйықтардың физикалық қасиеттерін зерттеу.

Теориялық бөлім. Көмірсутектер құрамы, қысымы және температурасы бойынша шоғырда әр түрлі жағдайда болуы мүмкін – газ, сұйық немесе газсұйық қоспасы түрінде. Сондықтан орналасу шарттары мен сандық қатынасына байданысты шоғырлар келесі түрлерге бөлінеді:

1. таза газ
2. газконденсат
3. газмұнай (үлкен газ төбешігі мен мұнай жұрыны)
4. мұнай (әр түрлі мұнайлы газ құрамды)

Мұнай және газ табиғи шоғырларының көмірсутек құрамына, температураға, қысымына және олардың түрлі қатынастарына байланысты кеніштерді түрлі топтарға бөлетін нақты шарттары жоқ. 1 м^3 мұнайда 1000 м^3 -тан көп еріген газ болуы мүмкін. Соған орай мұнайгаз және газконденсат кен орындарының нақты бөліну шекарасы белгісіз. Сондықтан қабат жағдайында сұйық күйде болатын көмірсутектерді мұнай деп атау қалыптасқан. АҚШ-тың мұнайгазкәсіпшілік әдебиеттерінде көмірсутектердің газконденсатты фактор мәніне, тығыздығына және түсіне байланысты газды, газконденсатты және газмұнайлы көмірсутек шоғырына бөледі.

Газ факторы – алынған 1 м^3 сұйықтағы газ (м^3) көлемі. Газконденсатты кен орнына тығыздығы $740\text{-}780\text{ кг/м}^3$, газ факторы $900\text{-}1100\text{ м}^3/\text{м}^3$ болатын түссіз көмірсутектер жатады.

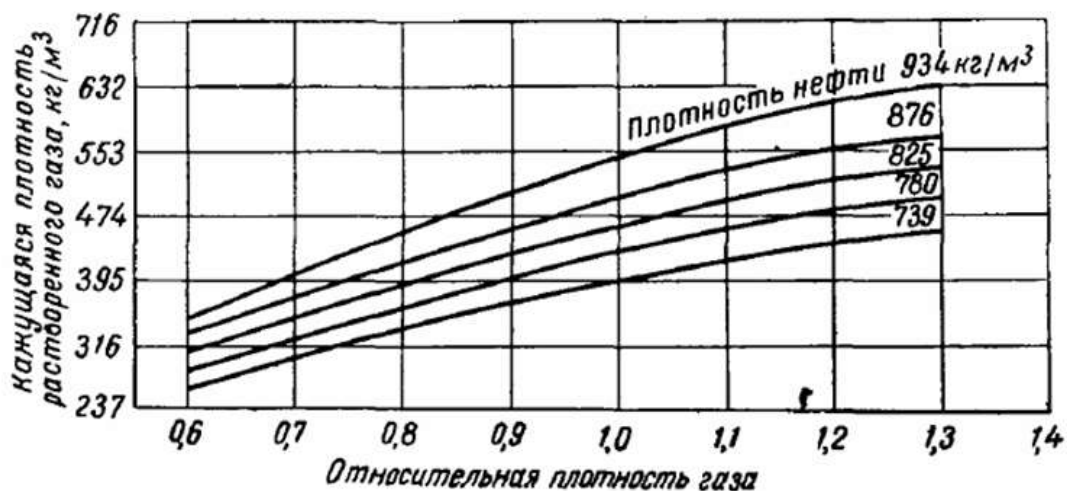
Кен орнын игеру барысында көмірсутектердің физикалық қасиеттері өзгереді. Бұл қабат қысымы мен температураның тұрақсыздығына байланысты. Кенішті пайдаланудың технологиялық режимін дұрыс қалыптастыру үшін және мұнай мен газды жинап өңдеу жүйесін құру үшін қысым мен температура өзгеруінің көмірсутек қасиетіне әсерін білу қажет.

Жұмыстың әдістемесі: Мұнайдың газбен қанығу қысымын М.Стендинг номограммасы бойынша анықтауға болады:

Ол үшін номограмманың сол жақ бөлігіндегі газ факторы сызығынан оңға қарай газдың салыстырмалы меншікті салмағы сызығына дейін көлденең сызық жүргіземіз. Бұл нүктеден төмен қарай мұнайдың меншікті салмағы сызығына дейін тік сызық жүргіземіз, одан ары қарай қабат температурасы сызығына дейін көлденең сызық жүргіземіз де, қиылысу нүктесінен төмен қанығу қысымына дейін тік сызық жүргіземіз.

Қабат жағдайындағы мұнайдың көлемдік коэффициентін Стендингтің келесі номограммасымен анықтауға болады:

Ол үшін номограмманың сол жақ бөлігіндегі газ факторының мәнін тауып, одан оңға қарай көлденең сызық жүргіземіз.



Сурет 5.1. Түрлі тығыздықты мұнайлар үшін сұйық фазадағы газдың болжамды тығыздығы.

Есептеу. Егер мұнайдың тығыздығы 20 °С температурада 825 кг/м³; газдың (ауа бойынша) салыстырмалы тығыздығы 0,8 кг/м³; газ факторы 100 м³/м³; қабат қысымы 14 МПа, қабат температурасы 50 °С болғанда қабаттық жағдайдағы мұнайдың көлемдік коэффициентін табу керек.

Шешуі. Газдың салыстырмалы молекулалық массасы

$$29 \cdot 0,8 = 23,2$$

1 м³ мұнайдағы еріген газдың киломоль саны

$$\frac{100}{22,4} = 4,46$$

5.1 суреттегі графикте көрсетілген тығыздығы 825 кг/м³ мұнайдағы газдың салыстырмалы тығыздығы бойынша газдың болжамды тығыздығын табамыз. Ол 395 кг/м³. Осыған сәйкес, газдың еруінен болған 1 м³ мұнай көлемінің артуы келесідей болады:

$$\frac{23,2 \cdot 4,46}{395} = 0,260 \text{ м}^3$$

Немесе 1 м³ мұнай қабат жағдайында 1,27 м³ көлем алып жатады.

Мұнайдың сығылуы гассыздану кезінде келесідей болады

$$\frac{1,27 - 1}{1,27} 100 = 21,2\%$$

Қолданылған әдебиет:

1. Гиматудинов Ш.К. Физика пласта. М., Недра 1988.
2. Қабат физикасы пәнінен оқу әдістемелік кешен.
3. Ultra-Pore-300 құралын пайдалануға нұсқама
4. ULTRA-PERM™ 600 құралына пайдалануға нұсқама

Пішімі 60x84 1/12
Көлемі 19 бет 1,6 шартты баспа табағы
Таралымы 20 дана.
Ш.Есенов атындағы КМТЖИУ
Редакциялық - баспа бөлімінде басылды.
Ақтау қаласы, 27 ш/а.