Қазақстан Республикасы Білім және ғылым министрлігі
«Кәсіпқор» Холдингі коммерциялық емес акционерлік қоғамы

**С.Н. ҚОЙШЫБАЕВ, А.Д. МОЛДАКУЛОВА, А.Р. КЕМБАЕВ,
Б.Н. БУХАРБАЕВ**

СКВАЖИНАЛАРДЫ ИГЕРУ МЕН ПАЙДАЛАНУДЫҢ ТИІМДІ РЕЖИМДЕРІ

0809000 –«Мұнай және газ кен орындарын пайдалану (бейін бойынша) мамандығы бойынша техникалық және кәсіптік, орта білімнен кейінгі білім жүйесі үшін өзектендірілген үлгілік оқу жоспарлары мен бағдарламалары бойынша оқу құралы ретінде әзірленген

Астана, 2018

ӘОЖ 622.32 (075)
ББК 33. 36 я 73
С44

Скважиналарды игеру мен пайдаланудың тиімді режимдері: Оқу құралы /С.Н. Қойшыбаев, А.Д. Молдакулова, А.Р. Кембаев, Б.Н. Бухарбаев – Астана: «Кәсіпқор» Холдингі коммерциялық емес акционерлік қоғамы, 2018 ж.

ISBN 978-601-333-463-9

Оқу құралы өзектендірілген типтік оқу жоспарлары мен бағдарламаларына сәйкес 0809000 «Мұнай және газ кен орындарын пайдалану» мамандығының КМ11 «Скважиналарды игеру және пайдаланудың тиімді режимдерін бақылау» кәсіптік модулі бойынша әзірленген.

Оқу құралында мұнай және газ кен орындарын игеру жүйелері, режимдері, скважиналардың орналасуы, скважиналарды пайдалану кезінде туындайтын қиыншылықтарға талдау, мұнай кеніштерін игерудің технологиялық көрсеткіштері, игерудің негізгі кезеңдері жайлы түсініктер қарастырылған. Скважиналарда гидродинамикалық зерттеу жұмыстарын жүргізу, скважинасының технологиялық режимдерін таңдау, қабаттың мұнай бергіштігін жоғарлатудың гидродинамикалық тәсілдерінің тиімділігін анықтау бойынша жұмыстарды жүргізу, игеру барысында скважиналарды пайдаланудың технологиялық режимінің өзгеруін талдау бойынша мәліметтер берілген.

Оқу құралы мұнай және газ саласы мамандығы бойынша колледж студенттеріне арналған.

ӘОЖ 622.32 (075)
ББК 33. 36 я 73

Рецензенттер

Жамбыл политехникалық жоғары колледжінің арнайы пәндер оқытушысы, техника- технология магистрі Қ.А. Шерметов;
М. Х. Дулати атындағы ТарМУ «Мұнай газ ісі» кафедрасының меңгерушісі, техника ғылымдарының кандидаты, доцент Б.Ж. Манапбаев;
«Тараз» магистральды газ құбырлар басқармасының өндірістік-техникалық қызметінің бастығы О.Ш. Тоқтасынов.

«Кәсіпқор» Холдингі коммерциялық емес акционерлік қоғамының Ғылыми-әдістемелік кеңесімен мақұлданған 26. 09. 2018 ж. № 2 хаттама

©«Холдинг «Кәсіпқор» КАҚ, 2018 ж.

МАЗМҰНЫ

	Кіріспе	5
1.	**СКВАЖИНАЛАРДЫҢ ЖАЙ-КҮЙІНЕ ТАЛДАУ ЖАСАУ**	6
1.1	Нақты көрсеткіштерді скважиналардың технологиялық регламенттерімен салыстыру	6
1.1.1	Скважиналар қорының сипаттамасы	9
1.1.2	Игеру графигі мен карта тұрғызу тәсілдері мен құрамы	13
1.1.3	Қабаттың энергетикалық жағдайын бағалау	17
1.1.4	Мұнай кеніштерін игеру режимдері	19
1.1.5	Газ кеніштерін игеру режимдері	26
1.1 6	Мұнай кеніштерін игеру жүйелері	27
1.1.7	Мұнайлы кен орнының ауданы бойынша скважиналарды орналастыру	31
1.1.8	Табиғи газ кен орнының ауданы бойынша скважиналарды орналастыру	40
1.2	Скважиналарды пайдалану кезінде туындайтын қиыншылықтарды талдау	43
1.2.1	Атқылау тәсілімен скважинаның пайдалану кезінде пайда болатын қиыншылықтар	44
1.2.2	Сорапты қондырғылармен скважинаның пайдалану кезінде пайда болатын қиыншылықтар	45
1.2.3	Мұнай скважиналарында асфальтты-шайырлы-парафинді шөгінділерден болатын қиыншылықтар	47
1.2.4	Скважиналық құрал-жабдықтарда бейорганикалық тұздардың шөгуінен болатын қиыншылықтар	50
1.2.5	Скважинада құм шөгінділерінен болатын қиыншылықтар	56
1.2.6	Газды және газконденсатты скважиналарда гидраттардың түзілуі	59
1.3	Игерудің ағымдағы күйін талдау	61
1.3.1	Мұнай кеніштерін игерудің технологиялық көрсеткіштері	61
1.3.2	Мұнай және газ кен орындарын игерудің негізгі кезеңдері	66
1.4	Шығымы аз скважиналарды талдау	69
1.5	Скважиналардың жай күйіне талдау жасау бөлімі бойынша ситуациялық жағдайлар	72
1.6	Скважиналардың жай күйіне талдау жасау бөлімі бойынша тәжірибелік жұмыстарға әдістемелік нұсқау	73
1.7	Скважиналардың жай күйіне талдау жасау бөліміне арналған зертханалық жұмыстар	75
2.	**ПАЙДАЛАНУ СКВАЖИНАЛАРЫНЫҢ АҒЫМДАҒЫ ЖАҒДАЙЫН БАҒАЛАУ**	82
2.1	Мұнай өндіру әдістерін таңдау	82
2.2	Атқылау скважиналарының жабдықтары	85
2.2.1	Фонтанды көтергіш диаметрін және штуцер диаметрін есептеу	87
2.2.2	Атқылаудың минималды түптік қысымының есебі	88

2.3	Газлифтті скважинаның жабдықтары	89
2.3.1	Скважинаның оңтайлы және максималды дебиттерін есептеу	91
2.4	Скважинаны штангалық сораптық қондырғылармен пайдалану	92
2.5	Скважинаны батырмалы ортадан тепкіш сорапты қондырғылармен пайдалану	93
2.5.1	БОТЭС қабылдау жерінде қысымның тиімді, шектік мәндерін есептеу	94
2.6	Скважиналарда гидродинамикалық зерттеу жұмыстарын жүргізу	96
2.6.1	Скважиналарда гидродинамикалық зерттеу түрлері	96
2.6.2	Қалыптасқан режимде скважинаны зерттеу	98
2.6.3	Индикаторлық диаграмма түрлері	99
2.6.4	Қалыптасқан режимдегі скважинадағы зерттеу нәтижелерін өңдеу	100
2.6.5	Қалыптаспаған режимдегі скважинаны зерттеу	101
2.6.6	Қысымның қалпына келу қисығын өңдеудің технологиялық, теориялық негіздері	104
2.6.7	Өзіндік жұмыстарға арналған есептер	108
3.	**ПАЙДАЛАНУ ӘДІСІНЕ БАЙЛАНЫСТЫ СКВАЖИНАНЫҢ ЕҢ ТИІМДІ РЕЖИМДЕРІН ТАҢДАУ**	111
3.1	Скважинаны қолайландыру есебін орындау	111
3.1.1	Атқылау скважинасының технологиялық режимдерін таңдау	111
3.1.2	Газ скважинасының технологиялық режимдерін таңдау	114
3.2	Жүргізілетін іс-шаралар тиімділігінің бағасын анықтау	116
3.2.1	Қабаттың мұнай бергіштігін жоғарлатудың гидродинамикалық тәсілдерінің түрлері	116
3.2.2	Гидродинамикалық тәсілдерінің тиімділігін анықтау бойынша жұмыстарды жүргізу реті	118
3.2.3	Базалық нұсқаны игерудің технологиялық көрсеткіштерін есептеу тәсілдері	119
3.3	Жүргізілген іс-шаралардың техника - экономикалық тиімділігінің бағасын анықтау	123
4.	**Әртүрлі пайдалану әдістерінде скважинаның жұмыс істеу режимдерін қолайландыру бойынша іс-шараларды құру**	129
4.1	Мұнай бергіштіктің кеніштерді пайдалану режиміне тәуелділігі	129
4.2	Скважинаны пайдаланудың оңтайлы технологиялық режимін бекітудің негізгі принциптері	131
4.3	Игеру барысында скважиналарды пайдаланудың технологиялық режимінің өзгеруі	134
	Қорытынды	141
	Қолданылған әдебиеттер	142

КІРІСПЕ

Оқу құралы 0809000 «Мұнай және газ кен орындарын пайдалану» мамандығы, 0809223 «Техник-технолог» біліктілігі бойынша техникалық және кәсіптік, орта білімнен кейін білім беруге арналған өзектендірілген типтік оқу жоспарлары мен бағдарламалары негізінде «Скважиналарды игеру және пайдаланудың тиімді режимдерін бақылау» КМ 11 кәсіптік модуліне арналып, құрастырылған.

Мұнай-газ саласы едәуір ірі және қарқынды дамып жатқан өндіріс саласы болып табылады. Мұнай-газ өндірісінің қарқынды түрде дамуы елдің және оның жекелеген өңірлерінің әлеуметтік-экономикалық дамуына шешуші әсерін тигізеді, шын мәнінде мемлекеттің бүкіл экономикасы үшін алға тартушы күш болып табылады. Біздің республикамыз үшін мұнай мен газды игеру толығымен капитал сыйымдылығы мен жоғары пайдалы сала болып табылады.

Мұнай және газ кен орындарын игеру – кеніштен скважина түбіне мұнай мен газ ағынын қамтамасыз етуге бағытталған, осы мақсаттан алаң бойынша скважиналарды берілген тәртіппен орналастыру, оны бұрғылау реттілігімен пайдалануға енгізу, олардың жұмысын анықталған режимде орнату мен ұстауды қарастыратын іс-шаралар кешені. Мұнай және газ кен орындарын игеру мен пайдалану көмірсутектер мен онымен ілесіп шығатын пайдалы қазбаларды қойнаудан шығарудың өндірістік процесін, мұнай және газ кеніштерін игеру жүйесін жобалау процесін, бекітілген технологиялық құжаттамаларға сәйкес кен орнын бұрғылаудың, мұнай және газ қорларын өндірудің ғылыми негіздері кіреді. Қабаттан мұнайды алудың жаңа технологияларын қолданумен оның дамуы, сонымен бірге қабат ішіндегі үдерістердің өту сипатын анықтаудың жаңа әдістерін пайдаланумен қатар, өнеркәсіптегіұқсас салалардың мәліметтерін есепке алумен қатар кен орнын бақылау мен өндіруде заманауи әдістерді қолданумен байланысты болады.

Мұнай кен орындарын игеруді бақылау мен реттеу техникасының даму тенденциясы кәсіпшілік зерттеу өте маңызды практикалық мәнге ие. Жер қабатынан мұнай мен газ конденсатын шығару дәрежесін едәуір жоғарылату бойынша мұнай және газконденсаты кен орындарын игерудің жаңа, өте тиімді тәсілдердін табу бойынша жұмыстардың күшеюі өнімді қабаттардан шығару процесінің барысын қадағалауды және де мұнай мен газ өндіруді қарқындату бойынша шаралардың тиімділігін бағалау үшін тереңдік аспаптар кешенімен қамтамасыз ететін ақпараттық-өлшеу жүйесін жүзеге асыруды қажет етеді. Сондықтан бастапқы параметрлерді тереңдік өлшеу тәсілдеріне, тереңдік аспаптарды құрастырудың теориялық және физикалық принциптеріне, скважинадағы өлшемдерді жүргізу техникасына байланысты мәселелер үлкен мәнге ие.

1. СКВАЖИНАЛАРДЫҢ ЖАЙ-КҮЙІНЕ ТАЛДАУ ЖАСАУ

1.1 Нақты көрсеткіштерді скважиналардың технологиялық регламенттерімен салыстыру

Скважиналарды пайдаланудың оңтайлы режимін таңдауға қажетті параметрлер:

- скважиналардың жалпы шығымы және жеке флюидтердің - газ, мұнай, судың шығымы;
- өнімнің сулануы;
- әр флюид бойынша жұмыс істеу интервалы;
- ағындардың профилі немесе қабылдағыштығы;
- скважина оқпанындағы флюидтердің бөлім деңгейінің жағдайы;
- скважинаның жұмыс режимінің критерийлері: саға және түп қысымы мен температурасы болып табылады[1];

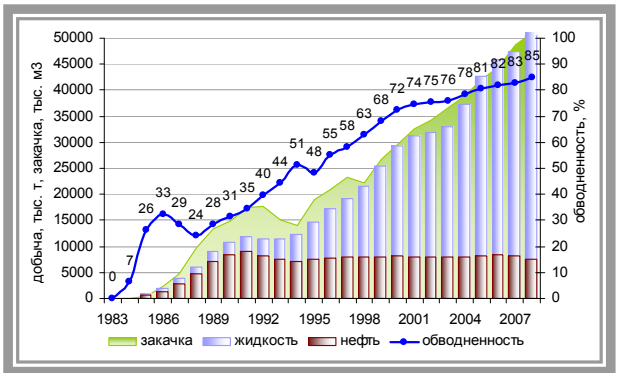
Игерудің нақты көрсеткіштері бойынша: пайдалану объектілері бойынша мұнай қорын бірқалыпсыз өндіру себептері талданады, кен орны тұтасымен және жеке объектілерін игерудің технологиялық тиімділігі бағаланады.

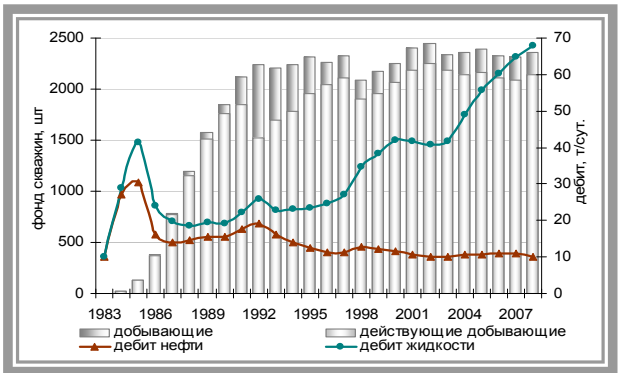
Бұл бөлімде жобалық құжатпен қабылданған схема бойынша кен орнын және оның пайдалану объектілері мен алаңдарын бұрғылаудың басталған және аяқталған күні көрсетіледі. Егер игеруді талдау күніне кен орны толық бұрғыланбаған болса, бұрғылаудың жобалық көлемінің орындалу дәрежесі, бұрғылауға және игеруге енгізуге жататын бұрғыланған скважиналар саны, жобадан ауытқу себептері көрсетіледі.

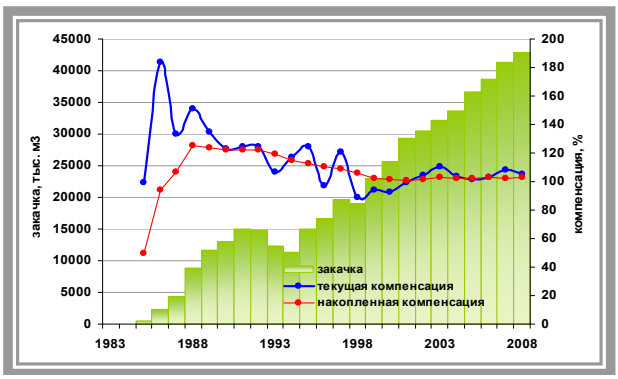
Орындалынатын талдау күні жүргізіледі:

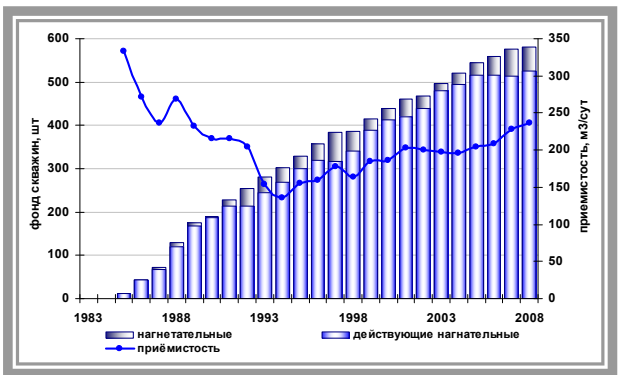
- игерудегі объектілер саны;
- өнімнің ағымдағы сулануы кезінде жинақталған мұнай өндіру көлемі, ағымдағы мұнайды шығару коэффициенті.
- жиналған сұйықтық өндіру, су айдау көлемі.

Бекітілген скважиналар қорын бұрғылау бойынша жобалық технологиялық құжаттардың хаттамаларына сәйкес жобалық шешімдердің орындалу дәрежесі бағаланады. Игерудің негізгі нақты және жобалық көрсеткіштерінің (мұнай, сұйықтық, газ өндіру, су айдау, мұнайдың, сұйықтықтың орташа дебиті, сулануы, өндіру скважиналар қорының шамасы) динамикасының графигі (1.1 сурет) құрылады [7].



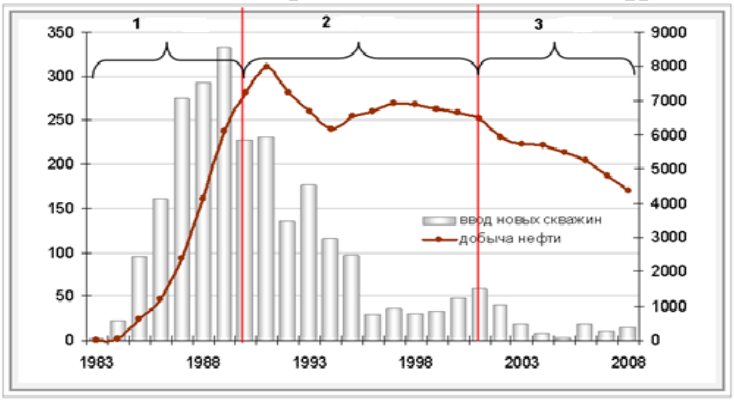






Сурет 1.1. Игерудің негізгі технологиялық көрсеткіштерінің динамикасы

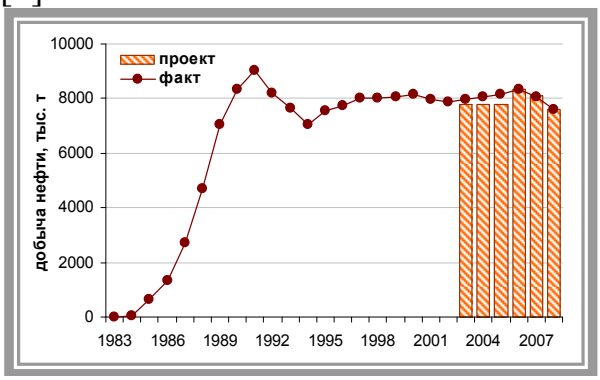
Кен орнын игеру сатылары көрсетіледі (1.2 сурет). Егер ол ұзақ уақыт әзірленсе, негізгі сатылардың сипаттамасы жүргізіледі.

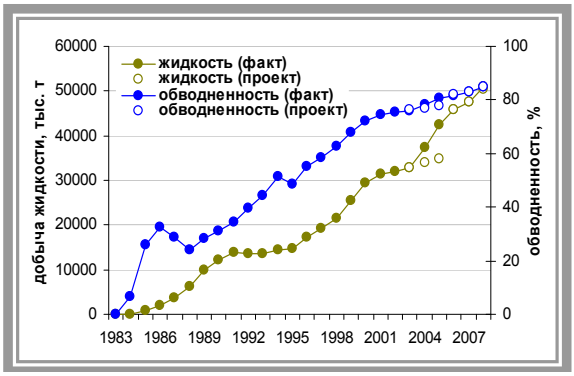


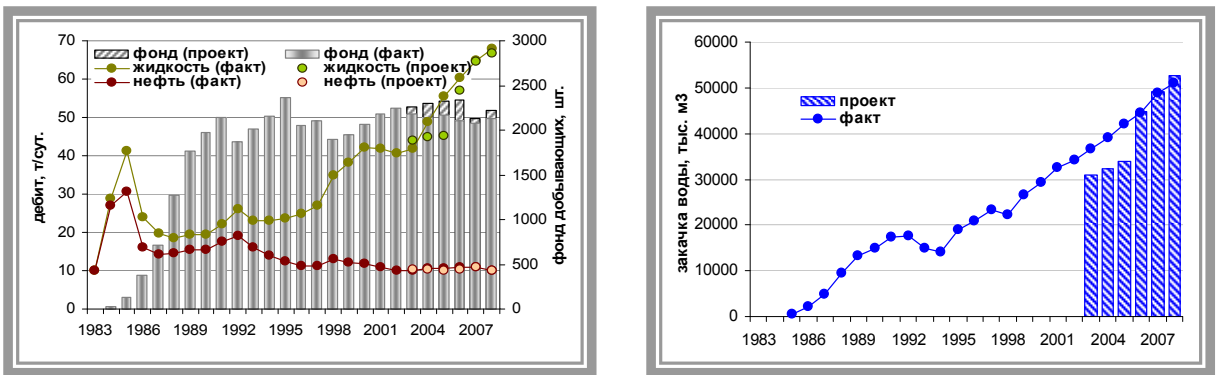
Сурет 1.2. Мұнай өндіру және жаңа скважиналарды енгізу серпіні

Жобалық және нақты көрсеткіштерді салыстыру (1.3 сурет) соңғы бес жылға жүргізіледі. Мұнай өндірудің жобалық және нақты деңгейлерінің айырмашылығының негізгі себептері анықталады.

Жобалық және нақты көрсеткіштерді салыстырудың негізгі мақсаты - игерудің нақты процесі жобалық шешімдерге сәйкес келетінін анықтау. Жобалық технологиялық құжаттың мәліметтерін пайдалана отырып, жобалық шешімдердің тиімділігі бойынша қорытындылар тұжырымдалады [6].





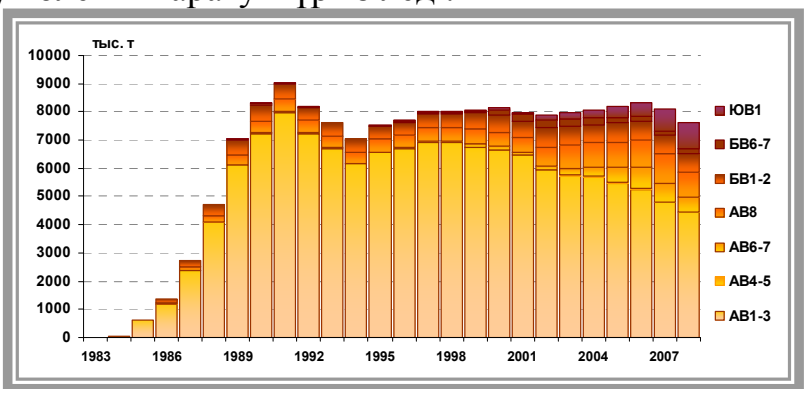


Сурет 1.3. Игерудің жобалық және нақты көрсеткіштерін салыстыру

Игерудің жобалық және нақты көрсеткіштерін салыстыру келесі параметрлер бойынша жүргізіледі:

- талданатын кезеңде жобалық шамалардан игерудің негізгі технологиялық көрсеткіштерінің нақты мәндерінің ауытқуын талдау;
- талдау күніне жобалық қордың іске асырылу дәрежесін бағалау – скважиналарды пайдалану қорының, бұрғылау үшін қалған қордың абсолюттік шамасы, қолданыстағы жобалық құжатпен бекітілген скважиналар қорын іске асырудың салыстырмалы үлесі;
- нақты деңгейлердің (әсіресе мұнай өндіру деңгейінің) жобалық мәндерден ауытқу себептерін талдау;

Көп қабатты кен орындары үшін объектілер (1.4 сурет) бойынша мұнай өндіру көлемін тарату жүргізіледі.



Сурет 1.4. Игеру объектілері бойынша мұнай өндіру динамикасы

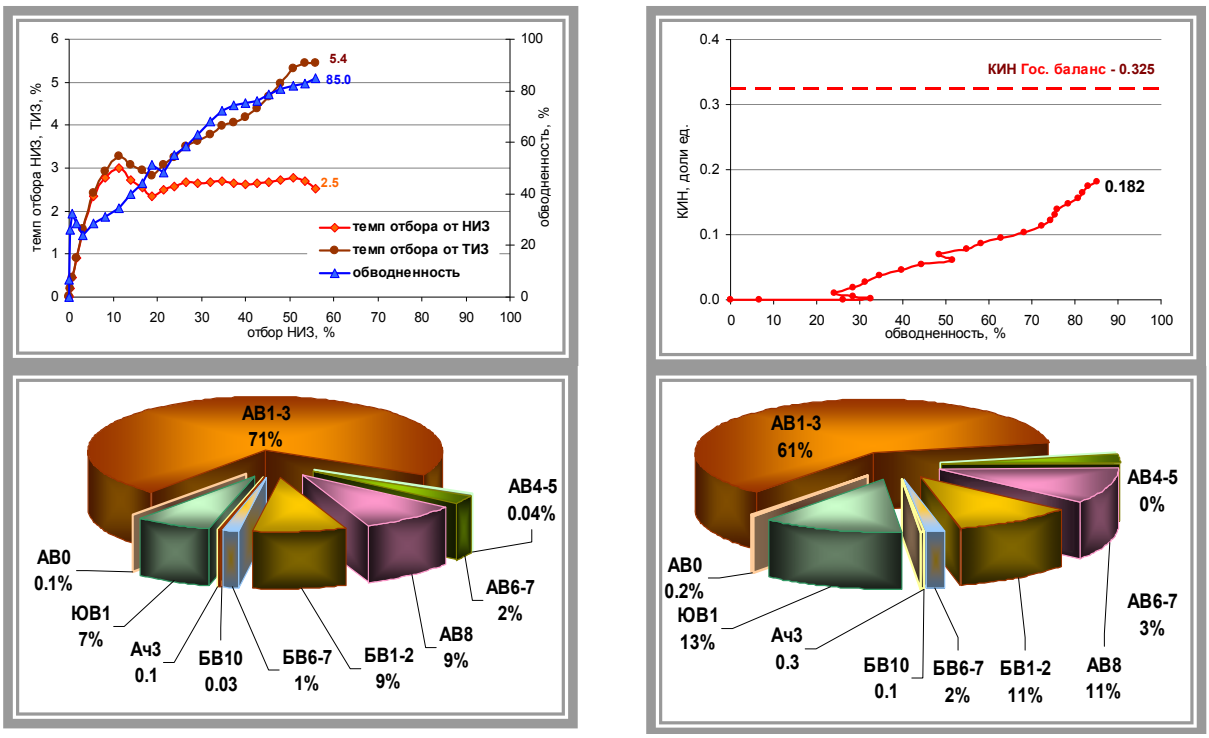
Скважиналардың жобалық қорын іске асырылу жағдайы сипаттамасы (бекітілген қор, нақты іске асырылған қор және қолданыстағы жобалық құжатқа сәйкес іске асыру үшін қалған қор) объектілер бойынша және жалпы кен орны бойынша жобалау күніне келтіріледі.

Кәсіпорынның балансында тұрған осы кен орнының скважиналарының жалпы саны есептеледі, скважиналар қорының жай-күйі сипатталады:

- қордың әрбір санатындағы скважиналар саны (өндіру, айдау, бақылау);
- өндіру және айдау скважиналар қорында саны көрсетіледі: жұмыс істеп тұрған (өндіру); айдауда тұрған (айдау); әрекетсіз; бұрғылаудан кейін

игерілгені; консервацияда; айдауға ауыстырылған (өндіру); мұнайға өңдеуде тұрған (айдау); бақылау-пьезометриялық; жоюды күтуде; жойылғаны.

Жалпы кен орны бойынша қорларды өндіру (1.5 сурет) жай-күйі бағаланады: бастапқы алынатын қорлардан іріктеу қарқыны, мұнай алудың ағымдағы коэффициенті, кен орны бойынша жинақталған өндіруге бастапқы және ағымдағы алынатын қорларға әрбір объектінің қатысу үлесі [7].



Сурет 1.5. Жалпы кен орны бойынша қорларды өндіру

Әрбір пайдалану объектісінің барлық игерілетін кендері бойынша қорларды өндіру көрсеткіштері қысқаша келтіріледі, игеруге тартылған және тартылмаған қорлардың құрылымы сипатталады.

Бақылау сұрақтары:

1. Скважиналарды пайдаланудың оңтайлы режимін таңдауға қажетті параметрлерге нелер жатады?
2. Кеніштi игерудің технологиялық тиімділігі қалай бағаланады?
3. Игерудің негізгі нақты және жобалық көрсеткіштерінің динамикасының графигі құру әдісі
4. Игерудің жобалық және нақты көрсеткіштерін салыстыру қандай параметрлермен жүзеге асады?
5. Жалпы кен орны бойынша қорларды өндірудің жай-күйі қалай бағаланады?

1.1.1 Скважиналар қорының сипаттамасы

Объектінің скважиналарының жалпы саны және қордың әрбір санаты бойынша скважиналардың санымен бағаланады. Скважина қорының

құрылымын және оларды пайдалану көрсеткіштерін талдау объектінің геологиялық құрылысын ескере отырып жүргізіледі [7].

Объектінің скважиналар қорының құрылымы бағаланады:

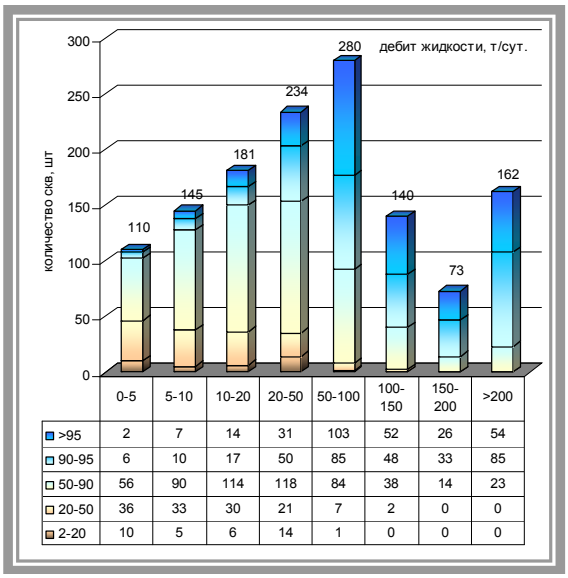
- әрекеттегі (өндіру және айдау);
- консервацияда немесе игерудегі жұмыс істемейтін;
- бақылау-пьезометриялық қорда;
- жойылған немесе жоюды күтуде.

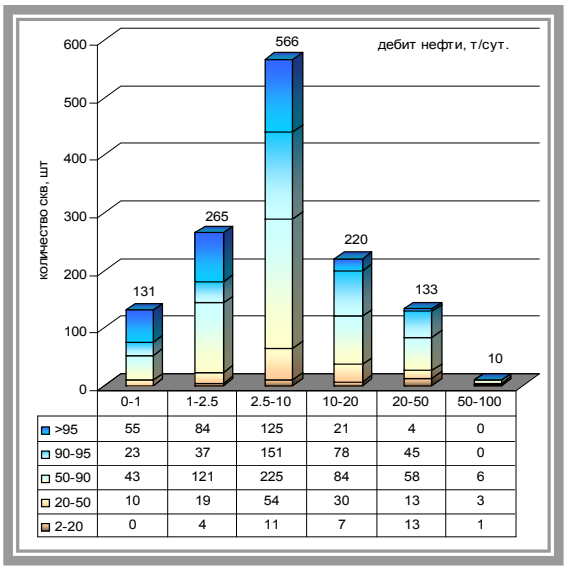
Объектінің әр қабатынан үйлесімдегі скважиналардың дербес және бірлескен қорының және бір пайдалану объектісінде қабаттарды бірігу дәрежесі бойынша скважиналардың таралуының жай – күйі сипатталады (мысалы, пайдаланушы бір қабат-120 скважина, екі қабатта 38 скважина және т. б.). Өндіру, айдау скважиналарының бірлескен және дербес қоры бойынша скважиналардың пайдалану қорын қолдану дәрежесі бойынша сипатталады.

Объект бойынша технологиялық көрсеткіштердің орташа мәндері бағаланады:

- мұнай, сұйықтық бойынша дебит, өндіру скважиналары үшін сулану және түп қысымы;
- айдау скважиналарына арналған қабылдағыштығы және саға қысымы;

Мұнай мен сұйықтың дебиті, сулануы, мұнай мен сұйықтың жинақталып өндіруі бойынша скважиналар қорын бөлу (1.6 сурет) жүргізіледі [6].

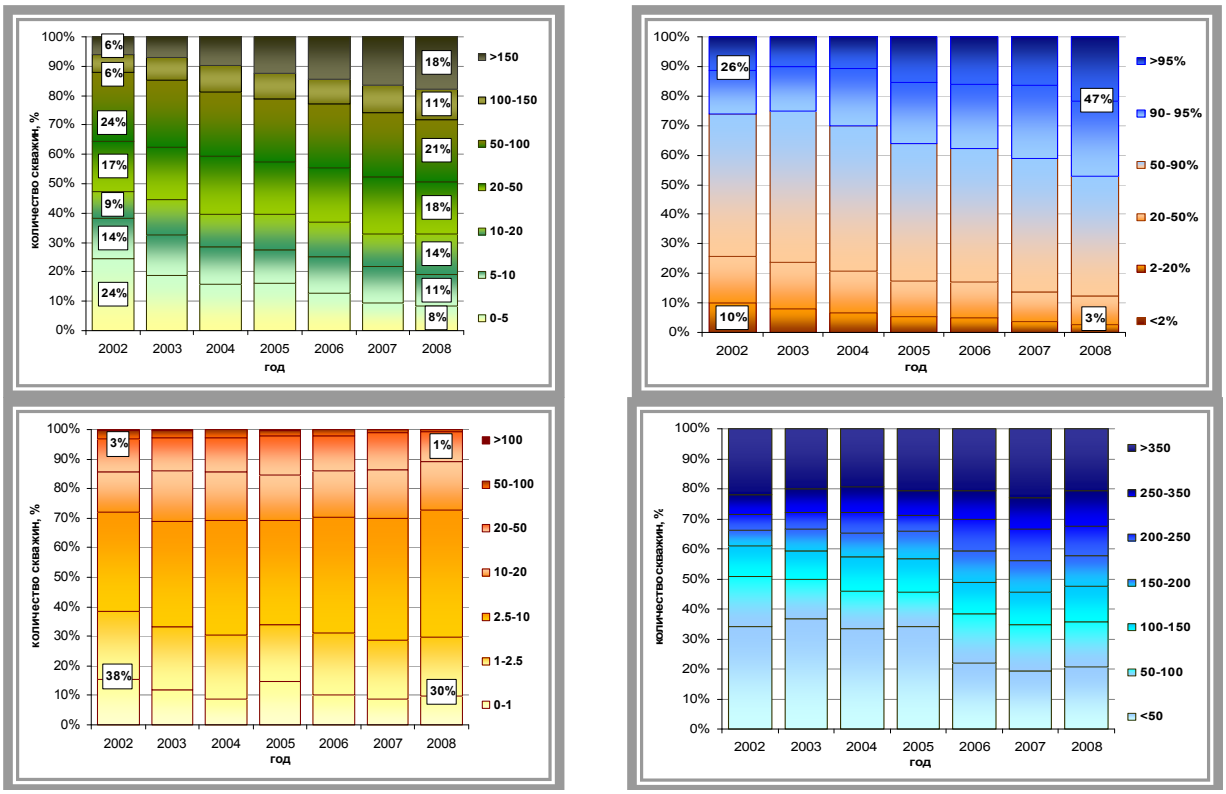




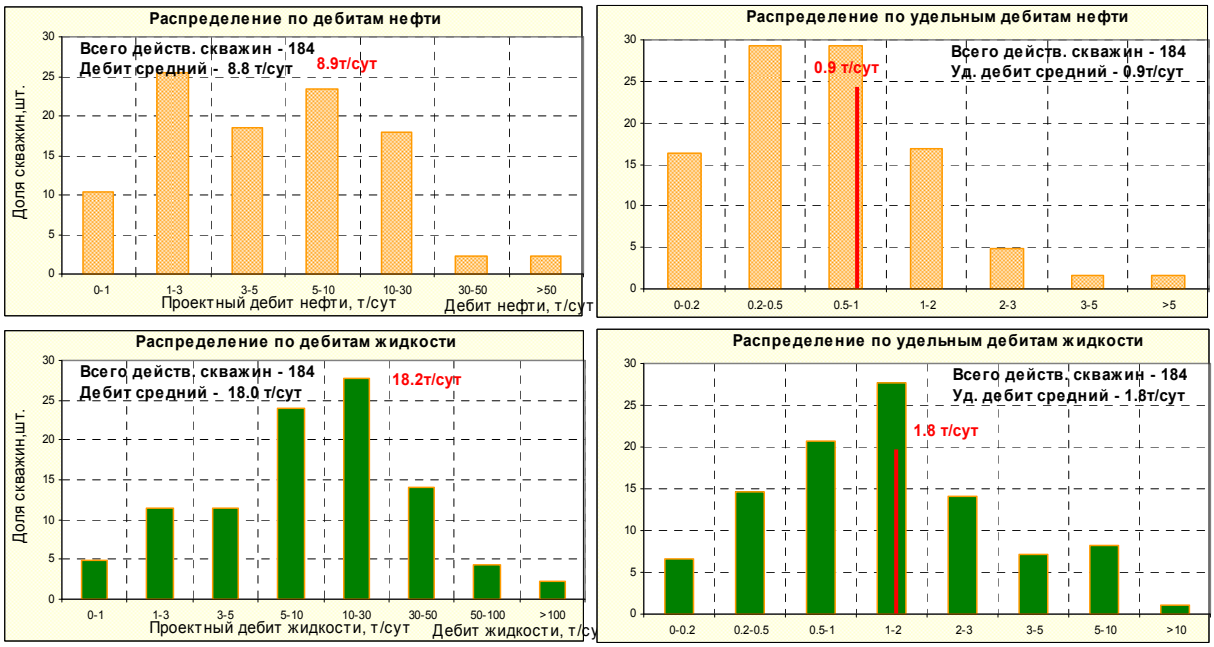
Сурет 1.6. Сұйықтық дебиті (сол жақ) және мұнай (оң жақ) дебиті мен сулануы бойынша әрекеттегі өндіру скважиналарын бөлу

Сұйықтың дебиті, сулануы, мұнай дебиті (өндіру скважиналар үшін) және қабылдағыштығы (айдау скважиналары үшін) бойынша скважиналардың жұмыс істеп тұрған қоры құрылымының динамикасын сипаттайтын графиктер мен кестелер келтіріледі [7]. Дебиттер, меншікті дебиттер бойынша бөлу гистограммалары жүргізіледі (қатарлы жүйелері үшін жеке қатар бойынша және жалпы объект бойынша).

Айдау скважиналарының қоры бойынша сағалық қысымның аралығы бойынша әрекеттегі айдау скважиналарының бөлінуі (1.7 сурет және 1.8 сурет) мен талдау күніне айдаудың саға қысымының орташа мәні келтіріледі.



Сурет 1.7. Әрекеттегі скважиналар қорының құрылымы



Сурет 1.8. Мұнай мен сұйықтың дебиттері мен меншікті дебиттері бойынша скважиналар қорын бөлу

Жұмыс істемейтін скважиналар қорының сипаттамасы. Бастапқыда игеру процесіне талдау жасалған күнгі жағдай бойынша қатыспайтын объектінің скважиналарының жалпы саны, объект бойынша

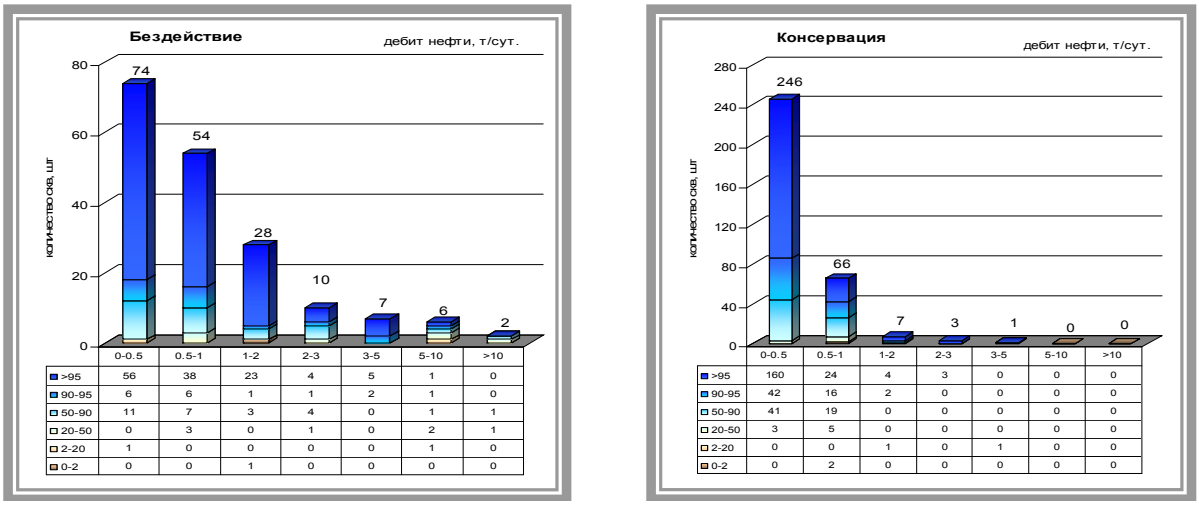
жалпы қордан жұмыс істемейтін скважиналардың үлесі және санаттар бойынша жұмыс істемейтін скважиналар қорының құрылымы (жұмыс істемейтін, консервациялаудағы, жойылған) бағаланады [13].

Жағдайлардың санын көрсете отырып, скважиналардың тоқтап тұру себептері көрсетіледі:

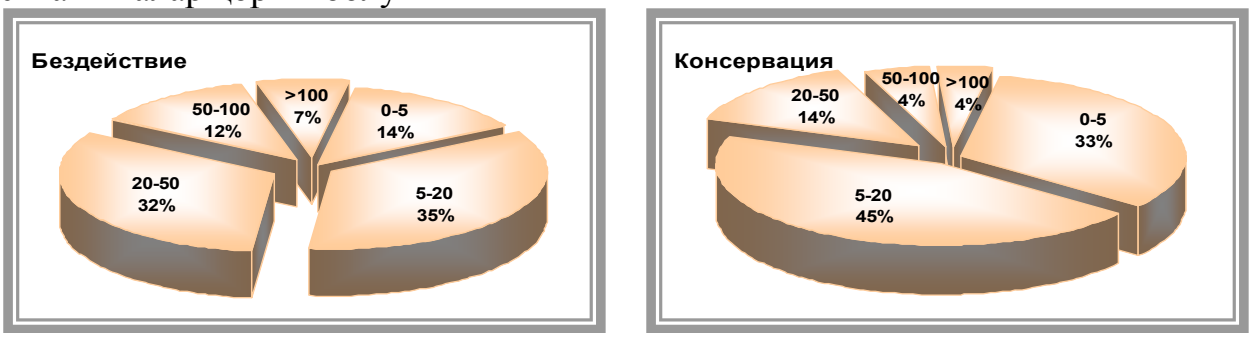
- өнімнің жоғары сулануы;
- төмен өнімділігі;
- техникалық жай-күйі;
- геология-техникалық іс-шараларды өткізу және т. б.

Тоқтау сәтінде мұнайдың орташа дебитінің және суланудың мәндері, сондай-ақ жиналған көрсеткіштер (мұнай, сұйықтық өндіру, су-мұнай факторы) барлық жұмыс істемейтін скважиналар (1.9 сурет) бойынша орташа келтіріледі.

Әрекетсіз және консервациядағы скважиналар бойынша жеке мұнай дебиті және сулануы бойынша және тоқтау сәтінде жинақталған мұнай өндіру бойынша бөлу (1.10 сурет) келтіріледі [13].



Сурет 1.9. Тоқтаған сәтте мұнай дебиті және сулануы бойынша скважиналар қорын бөлу



Сурет 1.10. Тоқтаған сәтте жинақталған мұнай өндіру бойынша скважиналар қорын бөлу

Скважиналар қорын нақты пайдаланудың жобалық мақсатына сәйкестігі тұрғысынан мынадай негізгі ережелер талданады [6]:

- скважиналарды басқа объектілерге ауыстыру негізділігі;

- бір скважинада объектілердің параметрлері бойынша әртүрлі бірлесіп пайдалану мүмкіндігі;

- басқа қорға скважиналарды ауыстырудың, уақытша консервациялаудың технологиялық негізділігі;

Тоқтап тұрған және бақылау-пьезометриялық қорларды жеке талданады: скважиналардың тоқтап қалу себептері және скважиналарды жұмыс істемейтін қордан шығаруға бағытталған іс-шаралар көрсетіледі.

Игеру көрсеткіштері жобалау кезеңіне анықталады [20]. Мұнай алудың жылдық нақты деңгейі кен орынды игерудің қолданылған нұсқасында жобаланған шамалардан басқаша болуы мүмкін. Жобалық технологиялық құжаттарда қарастырылатын кен орындардың мұнайды өндірудің нақты жылдық жобадан ауытқуы кесте 1.1-де көрсетілген.

Кесте 1.1

Мұнайды өндірудің нақты жылдық жобадан ауытқуы

Жылдық мұнай өндірудегі жобасы, млн. т.	Мұнайдың шығарудың нақты жылдық жобадан ауытқуы, %
0, 025 дейін	50, 0
0, 025-0, 05	40, 0
0, 05 - 0, 10	30, 0
0, 1 - 1, 0	27, 0
1, 0 - 5, 0	20, 0
5, 0 - 10, 0	15, 0
10, 0 - 15, 0	12, 0
15, 0 - 20, 0	10, 0
20, 0 - 25, 0	8, 5
25, 0 - 30, 0	7, 5

Бақылау сұрақтары:

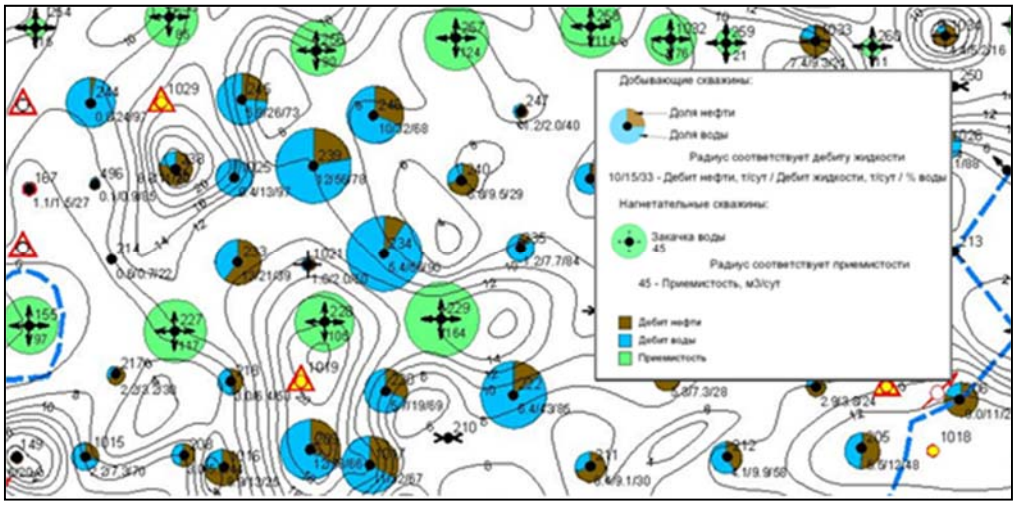
1. Скважиналар қорын қандай жағдайлармен талдайды?
2. Объектінің скважиналар қорының құрылымы қалай бағалайды?
3. Скважиналар қорын бөлу қалай жүргізіледі?
4. Жұмыс істемейтін скважиналар қорының сипаттамасы
5. Әрекетсіз және консервациядағы скважиналар бойынша скважиналарды бөлу қалай жүргізіледі?

1.1.2 Игеру графигі мен карта тұрғызу тәсілдері мен құрамы

Игерудің ағымдық күйінің карталары барлық мұнай және газ кен орындарының әрбір пайдалану объектілері бойынша қабатты пайдаланушылар құрастырады. Скважинаның негізгі қорын бұрғылау аяқталған кен орындар бойынша карталар жылына екі рет құрастырылады: күйі бойынша 1 қаңтар және 1 шілдеде; бұрғылау сатыларында тұрған кен орындар бойынша карта әр тоқсан бойынша құрастырылады [7].

Игерудің ағымдық күйінің карталары (1.11 сурет) бастапқы немесе ағымдағы мұнайға қаныққан қалыңдығының картасы немесе мұнайдың

бастапқы меншікті геологиялық қорының картасы негізінде жасалады. Масштабтың таңдалған авторларымен дөңгелек диаграмма түрінде әрбір пайдалану және айдау скважиналары бойынша тиісінше ағымдық орташа тәуліктік сұйықты өндіру және ағымдық сұйық айдау суреттеледі. Мәліметтер мұнайды өндіру және су айдау бойынша әр ай сайынғы есептерден алынады. Барлық мәліметтер беттік жағдайда: сұйық өндіру т/тәулік, су айдау м^3/тәулік. Диаграмма масштабы сызықты және сұйық өндіру мен су айдау үшін әртүрлі болуы мүмкін. Таңдалған масштаб міндетті түрде картаның шартты белгілерінде көрсетіледі.



Сурет 1.11. Игерудің ағымдық күйінің картасынан кесінді

1см радиус = т/тәулік; . . . . . м^3/тәулік.

Дебиті аз скважиналар бойынша мұнай дебиті (т/тәу) және су пайызы белгіленген масштабта дөңгелек диаграмма бойынша суреттеу мүмкін емес, ол скважина номерінің санымен белгіленеді, мысалы, $\frac{349}{1.0-73\%}$

Скважина өнімдерінің сулылығы өндіру скважинаның дөңгелек диаграммасында сектор түрінде көрсетіледі. Сектор бұрышын келесі қатынастан табады: $\alpha = 360\frac{Q_в}{Q_ж}$; мұндағы: $Q_в$, $Q_ж$ – сұйық, суды өндіру. Бұрыш сағат тілі бағыты бойынша тік остің оң бағытына жылжиды.

Пайдалану тәсілі дөңгелек диаграммада штрихпен немесе бояп суреттеледі. Карта штрихпен толып кетпес үшін, пайдалану тәсілінің кең тараған түрі штрихтамай көрсету болып табылады, қалған тәсілдер жоғарыда көрсетілген белгілермен суреттеледі. Картаны бояу кезінде мұнайды қоңыр түспен бояу қабылданған, ал өндірілген су жасыл, ал айдалатын су көгілдір бояумен боялады. Картада тиісті мәліметтер болған кезінде скважинаның сулану себептерін көрсетуге болады. Сонда қабаттық (табандық және контурдан тыс) су жасыл түспен боялса, айдалатын су – көгілдір, ал «басқа» (техникалық) – алқызыл түспен белгіленеді [7].

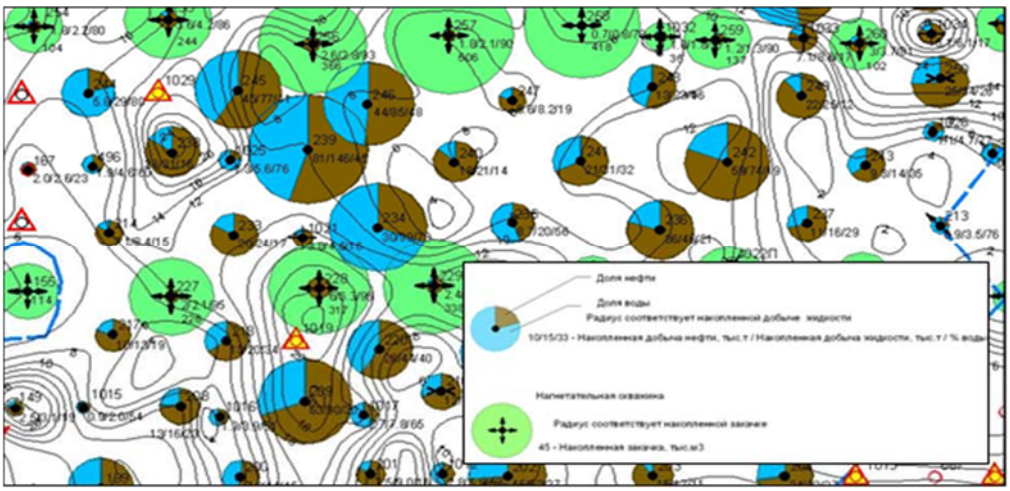
Пайдалану объектісінің скважина қоры негізгі санаттар бойынша бөлініп көрсетіледі. Жобалық скважиналарының ішінен ағымдағы жылдағы жобалық скважиналар (қызыл түспен боялады) және келесі жылы бұрғылауға

белгіленгендер (алқызыл түспен боялады) міндетті түрде белгіленеді. Барлау скважиналары бұрғыланған және бұрғылауда тұрған болып бөлінуі қажет. Картада пьезометриялық және бақылау скважиналары көрсетілуі қажет. Көлденең скважиналар сызық түрінде белгіленеді, бағыты картада азимут бойынша тиісті бағытымен сәйкес келу керек. Жоғарыда келтірілген скважинаның шартты белгілері жұмыс белгілерімен келісілуі қажет. Басқа категориядағы скважинаны көрсету қажет болса, оның суреті де келісіледі [6].

Игерудің ағымдық күйінің картасында мұнайлылық пен газдылық ағымдық контурының мүмкіндіктері мен жоспарлануы бойынша өнімді горизонттың сызығы және бастапқы жағдайы сызып көрсетіледі. Мұнайлылық пен газдылық ішкі және сыртқы контурлары кестеге сәйкес суреттеледі.

Бастапқы немесе ағымдағы мұнайға қаныққан қалыңдығының изосызығы жіңішке түзу сызық түрінде қара тушьпен сызылады. Карта толып кеткен жағдайда жоғарыда көрсетілгеннен басқа қандай да бір қосымша ақпарат сызып енгізу ұсынылмайды. Игеру талдау мақсаты үшін игерудің ағымдық картасымен бірге жинақталған сұйықты іріктеу және жинақталған суды айдау картасы (1.12 сурет) – игеру картасы болуы қажет. Игеру картасы 1 қаңтардағы күйі бойынша жылына бір рет құрастырылады [6].

Бұл карталар игерудің ағымдық күйінің картасы сияқты тұрғызылады, тек дөңгелек диаграммада игерудің басынан бастап сұйықты өндіру (өндіру скважинасы) және суды айдау (айдау скважинасы) жиынтығы суреттеледі. Өндірілген су мөлшері сектор түрінде көрсетіледі. Диаграмманың аудандық масштабы, мүмкіндігінше сұйықты өндіру мен суды айдау суреті үшін бір болуы керек.



Сурет 1.12. Жинақталған сұйықты іріктеу және жинақталған суды айдау картасынан кесінді

Игеру картасын жасау кезінде бір скважинада мұнайды өндіру және суды айдау да кездесетін жағдай болуы мүмкін. Ондай скважинада екі диаграмма көрсетіледі, айдау диаграммасы жоғары, өндіру диаграммасы

төменгі жоспарда суреттеледі. $\sum Q_{наг н} > \sum Q_{отб}$ болса, өндіру диаграммасы үзік сызықпен, ал $\sum Q_{наг н} < \sum Q_{отб}$ болса екі диаграмма түзу сызықпен сызылады, ал су өндіруді айқындайтын сектор – айдау диаграммасында үзікпен көрсетіледі. Тиісінше боялады, бірақ суды өндіру айдаудан айырмашылығы басқа бояумен көгілдір немесе жасыл түспен боялады [7].

Скважина санаттары мен мұнайлылық пен газдылық контурына қатысты барлық қалған шартты белгілер игерудің ағымдық күйінің картасымен бірдей болады. Көп қабатты объектілерден оны біріктіріп игеру кезінде мұнай қорын шығару процесін реттеу бойынша нақты есептерді шешу үшін, яғни жеке қабаттарда қосымша скважина бұрғылау бойынша ұсыныстар беру, суландырудың қосымша ошағын құру, ескі скважиналарда екінші оқпанды бұрғылау сияқты жұмыстар жүргізу үшін қорды шығару қарқыны картасын құрастыру қажет. Ол үшін әр скважина және әр қабат бойынша жылдық іріктеу мен қабатқа суды айдаудан басқа бастапқы шығарылатын қорлар анықталады [6].

Скважина және қабат бойынша қорлар бұрғыланатын скважиналық бөлімшелерінің сыйымдылық сипаттамасынан мұнай қорын шығарудың көлемдік тәсілінің формуласын пайдаланып есептеледі. Табиғи режимде объектіні игеру жағдайында бір нақты скважинаға келетін аудан қатардағы скважина арасындағы және қатар арасындағы қашықтық туындысына тең.

Контур ішінен суландыру жағдайында I-ші қатардағы өндіру скважиналары ауданды қатардағы скважина арасындағы қашықтыққа тең - ені бойынша және I және II қатар арасындағы қашықтық - ұзындығы бойынша бұрғылайды. Айдау скважинасы бойынша скважинаға суды айдаудың жылдық көлемінен айдау қарқыны анықталады, ол өндіру мен айдау скважиналарының қатынасы 1:1 болған кезде бір айдау скважинасына тең. Қатынас 1:2 кезінде бұл қорлар екі еселенеді. Қорды шығару қарқыны картасына скважина қорларын, мұнайлылық контуры немесе қабат шекаралары енгізіледі. Іріктеу немесе айдау қарқынының мәнін қорды шығару қарқыны картасына масштабпен енгізеді.

Игеру графигі игерудің негізгі технологиялық көрсеткіштерінің: ағымдық және игеру басынан бері жинақталған мұнайды, газды, суды өндіру, суды айдау, судың салмақтық пайызы, іріктеу зонасындағы қабаттық қысымның жылдар бойынша өзгеру динамикасын береді. Табиғи серпімді-суарынды режим кезінде игерілетін мұнай кеніштері үшін, газмұнай кеніштері үшін қосымша ағымдық газды фактордың өзгеруі келтіріледі. Абсцисса осіне игеру жылдары келтіріледі, ол уақыт интервалы ретінде қарастырылады. Жинақталған көрсеткіштер жылдың соңында енгізіледі. Ағымдық, оның ішінде су пайызы орташа жылдық ретінде қарастырылады және жыл ортасында нүктемен енгізіледі. Қабаттық қысым уақыт интервалы ортасында нүктемен енгізіледі [7].

Бақылау сұрақтары:

1. Игерудің ағымдық күйінің карталары құрастырудың мақсаты неде?

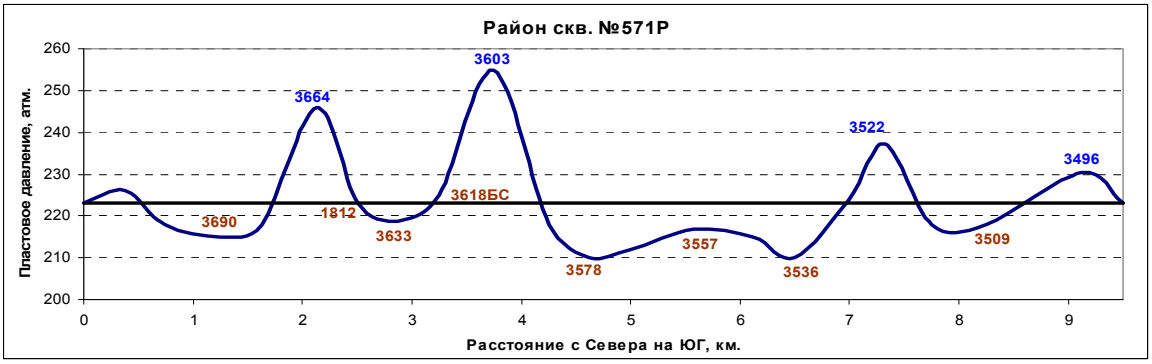
2. Игерудің ағымдық күйінің карталары құрастыру реттілігі
3. Игерудің ағымдық күйінің карталары ненің негізінде жасалынады?
4. Пайдалану тәсілдері картада қандай белгілермен суреттеледі?
5. Игерудің ағымдық күйінің картасында мұнайлылық пен газдылық ішкі және сыртқы контурлары неге сәйкес суреттеледі?

1.1.3 Қабаттың энергетикалық жағдайын бағалау

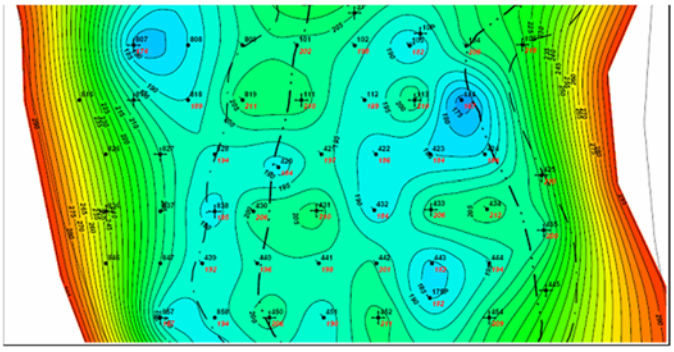
Игеру объектісінің энергетикалық жағдайы скважиналардағы қабат қысымның көрсеткіштері бойынша бақыланады. Қабат қысымның жай-күйі кеніштер, блоктар, бөлімшелер бойынша талданады. Қабат қысымның эпюралары (1.13 сурет) салынады.

Кеніш бойынша қабат қысымның таралуының көрнекі көрінісін изобар картасы (1.14 сурет) береді. Сонымен қатар, изобар картасы қабаттың орташа қысымы және гидроөткізгіштігін анықтау үшін қолданылады. Изобар картасын құрастырар алдында динамикалық қабат қысымын өлшеулерінің нақты мәліметтері келтірілген қабат қысымға қайта есептеледі, яғни қабаттың көлбеу бұрыштары және су мұнай байланысының деңгейінің белгісі ескеріледі [13].

Изобар карталары жүйелі түрде жасалады, әдетте тоқсан сайын. Игеруді талдау үшін осы карталар жеткілікті болады, бірақ кейбір жағдайларда кен орнында жүретін процестерді анықтау үшін игерудің талдауда көрсетілетін басқа мерзімдерге изобар картасын тұрғызады. Көп қабатты кен орындары үшін өлшеудің жеткілікті саны болған жағдайда әрбір пайдаланылатын қабат бойынша изобар карталарын салған жөн.

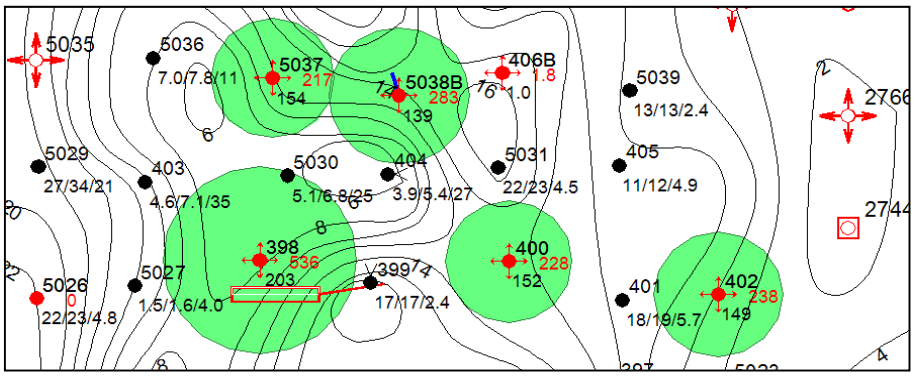


Сурет 1. 13. Скважина желісі бойынша қабаттық қысымның эпюрасы



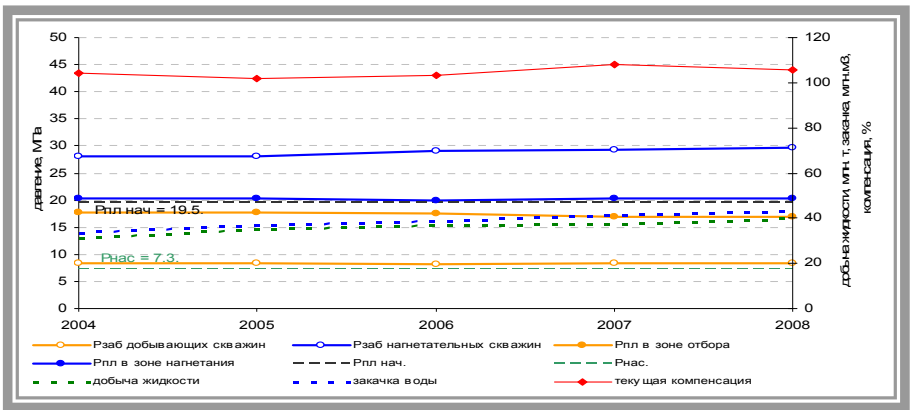
Сурет 1.14 .Изобар картасынан кесінді

Қажет болған жағдайда, неғұрлым егжей-тегжейлі талдау үшін игеру жүйесінің әрбір элементі бойынша қабатқа сумен айдалатын сұйықтықты іріктеудің өтемақысын бағалауға болатын ағымдағы және жинақталған өтемақылар картасын (1.15 сурет) салады. 115-120% деңгейінде іріктеу өтемі жеткілікті шамада болып саналады. Ағымдағы өтемақы картасынан барлық шоғырлар бойынша скважинаны айдау үшін суды айдау байқалады, бұл өндірілетін өнімді мерзімінен бұрын суландыруға әкелуі мүмкін [13].

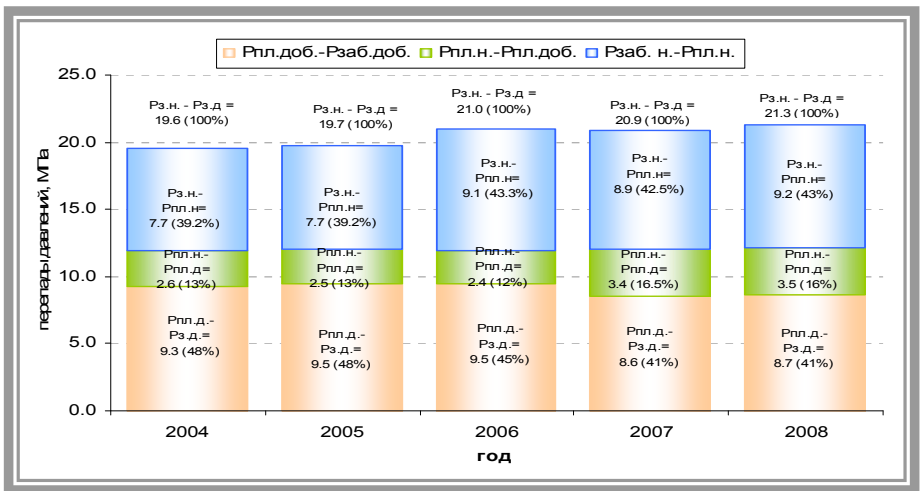


Сурет 1.15. Ағымдағы өтемақы картасынан кесінді

Талдау кезінде (ағымдағы қабат қысымды бастапқы қысымымен, мұнайды газбен қанығу қысымымен салыстыру, іріктеу және айдау аймағындағы қысымдарды салыстыру түрінде) және динамикада (кесте түрінде) игеру процесінің энергетикасының сипаттамасы (1.16 сурет) келтіріледі [13].



Сурет 1.16. Игеру процесінің энергетика динамикасы



Сурет 1.17. Айдау және өндіру скважиналарының кеніштері арасындағы қысымның өзгеру динамикасы

Айдау және өндіру скважиналарының арасындағы қабатта қысымның жоғалуы болады. Технологиялық тізбегінің бойындағы қысымның ең үлкен шығыныққабат бойынша "түп – түп" технологиялық тізбегінің бойындағы айдау скважиналарының түп маңы аймақтарына сәйкес келеді. Екінші орында қысымның шығыны өндіру скважиналарының түп маңы аймағында, үшінші орында – депрессия мен репрессияның жергілікті шұңқырларындағы қабатта кездеседі (1.17 сурет).

Алынған мәліметтер бойынша осы объектіде іске асырылатын қабатқа әсер ету жүйесінің қалыптасу кезеңі мен тиімділігі туралы қорытынды жасалады.

Бақылау сұрақтары:

1. Игеру объектісінің энергетикалық жағдайы қалай бақыланады?
2. Қабат қысымның эпюралары қалай салынады?
3. Кеніш бойынша қабат қысымның таралуының қандай картада көрсетеді?
4. Изобар карталары салу реттілігі
5. Айдау және өндіру скважиналарының кеніштері арасындағы қысымның өзгеру динамикасы

1.1.4 Мұнай кеніштерінің жұмыс режимдері

Мұнай және газ қабатының режимдері деп өндіру скважинасының түбіне мұнайдың қозғалысын тудыратын қабат энергиясының басым болуы түрінің пайда болуын айтамыз. Мұнай өндіру қолданысындағы жұмыс, қабаттағы мұнай қозғалысына және оны жер бетіне көтеру үшін қажетті энергияның немесе босаған энергияның айырмашылығы есебінде көрсетіледі. Бұл энергияны табиғи және сырттан жер бетінен енгізген жағдайында жасанды қабат энергиясы деп ерекшелейді. Олар орналасу жағдайы және серпімді деформациялану энергиясы сияқты потенциалды энергия түрінде көрсетіледі [14].

Қабат энергиясының негізгі көздері:

- қабатсуының арын энергиясы;
- мұнай арынының энергиясы;
- бос газдың ұлғаюындағы энергия;
- мұнайдағы еріген газдың көлемі ұлғаюындағы энергия;
- сұйық серпімділігінің энергиясы.

Бұл түрлердің энергиясы кеніште бірлесіп көрінуі мүмкін, ал мұнайдың, судың, жыныстың серпімділігі энергиясы барлық кезде байқалады. Мұнай газ кеніштеріндегі күмбезге жақын орналасқан бөліктерде газ аймақтарының энергиясы белсенді рөлде болса, нұсқа айналасындағы аймақтарда-қабат суының серпімділігімен арынының энергиясы болады.

Мұнайлылықтың сыртқы нұсқасына жақын орналасқан өндіру скважинасындағы мұнайды өндіріп алу қарқындылығына тәуелділікте кеніштің ортасында негізінен еріген газдың кеңеюі әрекет ететін, ал шет аймақтағы қабат суының серпімділігімен арын энергиясын экрандайтын нәтижелер жасалуы мүмкін [1].

Қабат энергиясының шығындалуы тиімділігі немесе алынатын мұнайдың энергия мәнінің азаюы бірлігіндегі көлемі, энергияның бастапқы қорынан және түрінен, мұнайды өндіріп алу қарқынына және әдістеріне тәуелді болады. Қабат энергиясының мәні қысымға, сұйықтың және жыныстың серпімділігіне, газдылыққа, мұнай кенішімен байланысқан су және газ көлеміне тәуелді болады. Жасанды энергия қабатқа айдау скважиналарымен суды, газды, буды және әртүрлі ерітінділерді айдау кезінде енгізіледі. Қабат энергиясындағы мұнай қозғалысы кезінде кедергі күштерінің әртүрлерін, гравитациялық, капиллярлық күштерді жеңіп өтуге шығындалады және қысым төмендеуі барысында қабат – коллекторға депрессия Δp жасауда көрінеді [14].

Мұнай кеніштерінің жұмысы келесі режимдерімен ерекшеленеді:

- серпімді;
- суарынды;
- еріген газ қысымында;
- газарынды;
- гравитациялық;
- араласқан.

Серпімді режим. Серпімді режимінің басты шарты қабат қысымының, яғни қабаттың барлық нүктелеріндегі қысымның мұнайдың газбен қанығу қысымынан $p_м$ артық болуы. Бұл кезде скважина түбіндегі қысым $p_з$ мұнай қысымынан $p_м$ төмен болмайды, ал мұнай бір фазалық жағдайда болады. Өндіру скважинада жасалынған қысымның төмендеуі уақыт өткен сайын қабаттың тереңіне таралады серпімді режимінің бірінші фазасы байқалады. Скважинаның айналасында ұлғаятын депрессиялық иірім пайда болады.

Мұнайдың ағып келуі сұйықтың серпімділігі энергиясы, байланысқан су және жыныстың - олардың серпімді ұлғаюы энергиясы есебінен өтеді. Қысым төмендеген кезде мұнайдың және қабат суының көлемі ұлғаяды және кеуек көлемі кішірейеді; осыған үйлесімдіктегі мұнай көлемі скважинаға

келіп түседі. Осыдан кейін жеке скважиналардың депрессиялық иірімдері кеңеюі арқасында бірігеді және мұнайды алу шамасы бойынша кеніштің жету шекарасына дейін таралатын жалпы депрессиялық иірім пайда болатындай кеңейіп бірігеді.

Егер кеніш литологиялық немесе тектоникалық шектелінсе, онда уақыт өткен сайын мұнайлылық нұсқасымен сәйкес келетін қабаттың шектелуі нұсқасында, уақыт өткен сайын қысым азаяды, серпімді режимінің екінші фазасы басталады, кеніштегі қысымда азаяды. Серпімді режим мұнайдың газбен толығымен қанықпаған кезінде ұзақ уақытқа созылуы мүмкін және бұл режим басқа түрге өтеді. Қабаттың барлық көлемінде мұнайдың серпімді қоры жалпы қорға қатынасы бойынша, аз үлесті құрайды (5-10%), бірақ ол массалық көлемде мұнайдың өте үлкен мөлшерін көрсетуі мүмкін. Кеніштің шектелінген жағдайында, екінші фазада серпімді режимінің басқа бір түрі пайда болады - тұйықталған - серпімді режим [20].

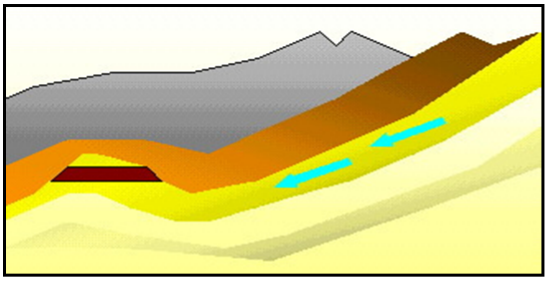
Егер кеніш шектелінбесе, онда жалпы депрессиялық иірім өлшемдері бойынша елеулі және кенішпен гидродинамикалық байланысқан нұсқаның сыртындағы сулы облысқа таралады. Серпімді режим екінші басқа түрге - серпімді суарынды режимге өтетін болады. Серпімді суарынымен байланысқан мұнайдың және сулы облыстағы, мұнай кенішіндегі және сулы аймақтардағы қабат жынысының және сулы облыс жиегіндегі сулардың қысымымен энергиясының серпімді ұлғаюы энергиясының пайда болуымен көрсетіледі.

Тұйықталған - серпімді және серпімді суарынды режимдері үшін өзіне тән сипаты, мұнайды тұрақты алып тұрудың бастапқы мерзімінде қысымның төмендеуі. Серпімді суарын режимінде қысымның одан әрі қарай төмендеуі қарқыны бәсеңдейді. Бұл тынышсыздану аймағының уақыт өткен сайын ұлғаятын сулы облыс көлемін қамтуымен және мұнайды өндіруді қамтамасыз ету үшін қысымның аз төмендеуінің қажет екендігімен байланысты. Егер сулы облыстың сыртқы шекарасы скважина түбіне қарағанда жоғары болса, онда серпімділік энергиясынан басқа нұсқа суы арынның потенциалды энергиясы әсер етеді [14].

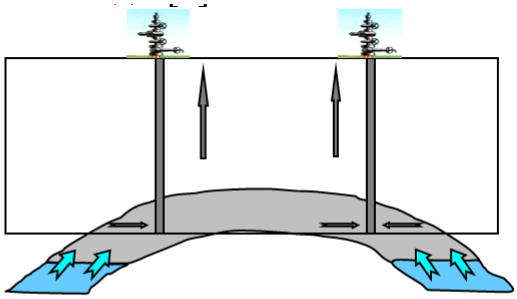
Суарынды режимі. Су-мұнай байланысы шамасының сыртында депрессиялық ойыстың таралуы басталған кезінен нұсқа сыртындағы сулы облыстан, су мұнайлы аймағы енгізіледі және ол мұнайды өндіру скважиналары кенішіне қарай ығыстырылып айдалады. Мұнай өндіру скважиналардың қабаттағы кенішіне жиектегі су арынымен қозғалады. Мұнайды шығарып алу, оны нұсқа сыртындағы сумен алмастырумен ілесе жүреді, бұл уақыттағы скважина шығымының жеткілікті түрде тұрақты болады (1.18 сурет).

Бұл кезде жер бетіндегі су көздерімен гидродинамикалық байланыстың арқасында, кеніш оны игеру барысында қабаттан алынған сұйық және газ мөлшеріне тең немесе одан шамалы аздау мөлшердегі сумен толтырылады. Қабат-коллектордың кеніштен жер бетіндегі суды жұту орнына дейінгі барлық қашықтығында жеткілікті түрде өткізгіштігі болуы керек. Бұл нұсқа

сыртындағы судың белсенділігімен байқалады. Суарынды режимі кезінде серпімді режим кезіндегі сияқты қабаттағы мұнай бір фазалық жағдайда болады, қабатта газдың бөлініп шығуы болмайды [1].



Сурет 1.18 Геологиялық жағдайдағы табиғи суарынды режимнің үлгісі



Сурет 1.19 Табан асты су энергиясы есебімен скважина түбіне мұнай қозғалысы

Бұл режимде мұнайдың сүзілуі жаңбыр және еріген сулар есебінен жоғарыдан тұрақты түрде қоректендіруге ие шеткі немесе нұсқа сыртындағы сулардың қысымы әсерінен жүреді (1.19 сурет). Сұйықтың қабаттан өндіріліп алуы және қабатқа жиектегі немесе табандағы судың тап болуы арасындағы тепе-теңдік басталғанда, өндіріліп алынған сұйық мөлшерінің және кенішке тап болған судың теңдігі салдарындағы қатты суарынды режимі деп аталатын суарынын көрсетеді. Бұл шартты орындау үшін, қоректену нұсқасынан қабатқа айдалынатын қажетті су көлемінің болуын байланыстырады. Бұл энергияның артық алатын түрі, қабатқа жер бетінен айдалынып ығыстыратын агент - су энергиясы табылатын табиғи режим [14].

Сұйықты өндіріп алу және судың тап болуы арасындағы теңдіктің бұзылуы, басқа түрдегі энергияның ролі ауысуына алып келеді: судың тап болуы ұлғайған кезде - серпімділік энергиясы; өнім алу ұлғайған кезде және қысымның қаныгу қысымынан төмендеуі кезінде - еріген газдың ұлғаюы кезіндегі энергиясы [14].

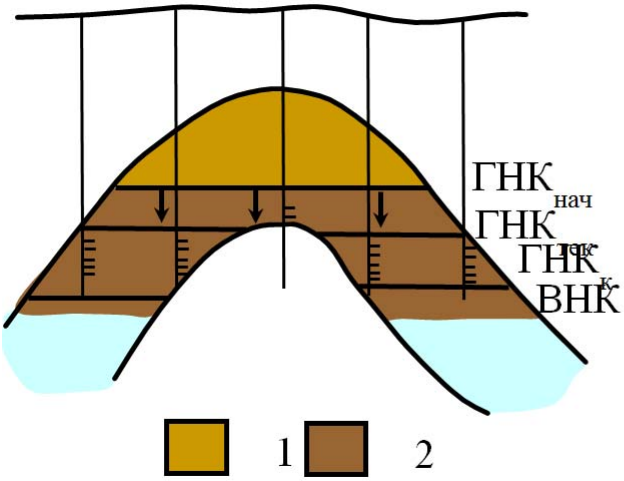
Еріген газ режимі. Еріген газ режимі, қысымның қаныгу қысымынан төмендеуі кезінде, мұнайдағы еріген газдың көлемінің ұлғаюы энергиясының пайда болуымен байқалады. Қысымның $p_н$ мәнінен төмен төмендеуі, мұнайдағы бұрын еріген газдың бөлініп шығуымен ілесе жүреді. Бұл газдың көпіршіктері өзінің ұлғаюымен мұнайды ығыстырады және өздеріде қабат бойымен скважина түбіне қарай қозғалады. Көпіршіктердің бір бөлігі құрылымның күмбезіне қалқып шығып, жиналып, газ бүркемесін түзеді [1].

Еріген газ режимі таза түрінде, газбен толық қаныққан мұнайы бар қабатта болуы мүмкін. Бұл режим екі фаза түрінде өтеді. Бірінші фазаның аралығында әр скважинаның депрессиялық иірімі, басқа скважиналардың иірімдерімен немесе қабаттың табиғаттық нұсқасына біріккенге дейін ұлғаяды. Екінші фазада кеніштегі және депрессиялық иірімдердің немесе қабат шекарасындағы бірігу сызықтарындағы, қысымның жалпы төмендеуі өтеді. Ол үшін қабаттағы қысым төмендеуінің жоғары қарқындылығы және газдық фактордың үздіксіз өзгеруіне тән [1].

Егер кеніш, бастапқы қысымның $p_{пл}$ мұнай қысымынан $p_н$ шамалы артық болуымен сипатталынса, онда бастапқы мерзімдегі қысымның мұнай қысымына $p_н$ дейін төмендеген кезінде, ол серпімділік энергиясы есебінен, немесе серпімділік энергиясы және су қысымы энергиясы есебінен жұмыс істейді. Егер $p_з<p_н$ болса, онда газдың кеңеюі энергиясы сол энергиялармен үйлесімдікте болады.

Газарынды режимі. Газарынды режимі көпшілігінде газ бүркемесіндегі сығылған бос газдың ұлғаюы энергиясының пайда болуымен байланысты. Газ бүркемесі деп мұнайлы кеніш үстінде бос газдың жиналуын, ол кезде кеніштi мұнайлы газды деп атайды.

Газ бүркемесіндегі қысымның жағдайына тәуелділікте газарынды режимін екі түрге ерекшелейді: серпімді және қатты. Серпімді газарынды режимі кезінде, мұнайды өндіріп алу салдарынан газмұнай байланысындағы қысымның төмендеуі нәтижесінде, газ бүркемесіндегі бос газ көлемінің ұлғаюы және оның мұнайды ығыстыруы басталады. Кеніштен мұнайды алу шамасы бойынша газ қысымы азаяды (1.20 сурет).

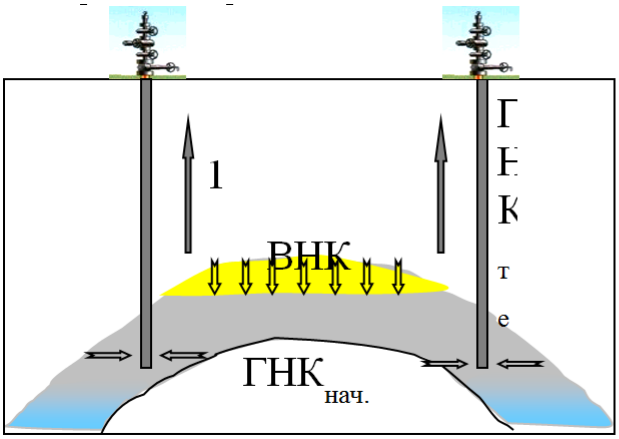


Сурет 1.20 Игеру процесінде кеніш көлемінің өзгеруі:
1 - газ; 2 - СМБ$_{баст}$ шекарасындағы қалыптасқан қабат;
ГМБ жағдайы: ГНК$_{нач}$ - ГМБ$_{бастапқы}$, ГНК$_{тек}$ - ГМБ$_{ағымды}$, ГНК$_{к}$ - ГМБ$_{соңғы}$

Қатты газарынды режимінің серпімділіден ерекшелігі, газ бүркемесіндегі қысым мұнайды өндіріп алу барысында тұрақты болып қалады. Мұндай режим таза түрде, тек қана газ бүркемесіне жеткілікті мөлшердегі газды үздіксіз айдауда немесе газ бүркемесіндегі қысым, мұнайды алу шамасы бойынша еленбейтіндей азаятын, газ қорының мұнай қорынан елеулі артық болған жағдайында болуы мүмкін.

Газарынды режимінің пайда болу жағдайында бастапқы қысым $p_{пл}$ мұнай қысымына $p_н$ тең. Сол себептен қысым депрессиясын жасау кезінде еріген газдың бөлініп шығуы болады және мұнай қабат бойымен оның ұлғаюы энергиясы есебінен қозғалады. Газдың бір бөлігі жоғарыдағы аймақтарға қалқып шығады және газ бүркемесін толтырады. Қабат қысымы төмендеуі қарқындылығының бәсеңдеуіне мүмкіндік жасайды, газ-мұнай байланысынан қашықта орналасқан скважиналар үшін газ факторының мәні аз болуына жағдай туғызады. Газ-мұнай байланысына жақын орналасқан

скважиналар, газдың жарып өтулері салдарынан болатын газ факторының өте жоғары мәндерімен сипатталынады [20].

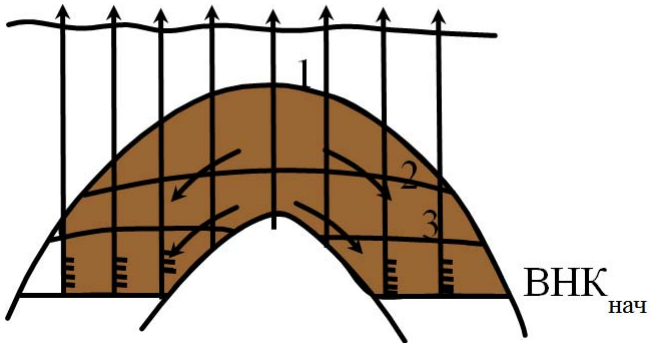


Сурет 1. 21 Газ бүркемесі энергиясы есебінен скважина түбіне мұнай қозғалысы

Кеніштi газарынды режимінде игеру тиімділігі газ бүркемесі өлшемдері қатынасына және кеніштің құрылымы сипатына тәуелді. Мұндай режимінің тиімді көрініс табуындағы қолайлы жағдайлар - коллекторлардың жоғары өткізгіштігі, қабат көлбеулігінің үлкен бұрыштары және мұнайдың онша үлкен емес тұтқырлығы. Қабаттан мұнайды шығарып алу және мұнайға қаныққан аймақта қабат қысымының төмендеуі шамасы бойынша газ бүркемесі кеңейеді және газ мұнайды скважина түбіне ығыстырады. Бұл кезде газ газ-мұнайлы байланысқа жақын орналасқан скважиналарға жарып өтеді (1. 21 сурет).

Газдың және газ бүркемесінің шығымы, сонымен бірге шығымдылығы жоғары скважиналарды пайдалануға рұқсат етілмейді, өйткені газды жарып өтулері мұнай ағып келуінің азаюымен бір уақытта газ энергиясының бақылаусыз шығындалуына алып келеді. Сол себептен газ бүркемесіне жақын орналасқан скважиналардың жұмысына тұрақты бақылау жүргізу қажет, ал мұнаймен бірге скважинадан шығатын газ мөлшерінің шұғыл ұлғаюы жағдайында олардың шығымдарын шектейді немесе скважинаны пайдалануды тоқтатады [20].

Гравитациялық режим. Гравитациялық режим мұнай арынының потенциалды энергиясына әрекет еткенде, ал қалған энергиялары таусылғанда әрекет ете бастайды (1.22 сурет).



Сурет 1.22 Геологиялық жағдайдағы гравитациялық режимнің үлгісі

Оның мынадай түрлерін ерекшелейді:

➢ мұнайлылықтың орын алмастыратын нұсқасы бар гравитациялық режим, бұл кезде мұнай қабаттың құлауы бойынша құламамен өзінің салмағы әсерінен қозғалады және төмен жатқан бөлімшелерді толтырады; скважина шығымдары онша үлкен емес және тұрақты;

➢ мұнайлылықтың қозғалмайтын нұсқасы бар гравитациялық режим, бұл кезде мұнай деңгейі көлденең жатқан қабат күмбезінен төмен болады. Скважина шығымдары арынды - гравитациялық режим кезіндегіден кем болады және уақыт өткен сайын біртіндеп азаяды.

Араласқан режимдер. Ерітілген газ және суарынды және серпімділік энергияларының бір уақытта пайда болуы мүмкіндігіндегі режимді, араласқан деп атайды. Оны көпшілігінде газдалған мұнайды кеніш қысымының $p_з$ мұнай қысымынан $p_м$ төмендеген кезінде сумен ығыстыруы деп қарастырады. Мұнайлылық нұсқасындағы қысым мұнай қысымына $p_м$ тең немесе одан жоғары болуы мүмкін [1].

Мұндай режим бірнеше фазада өтеді: бастапқыда мұнай және жыныстың серпімділігі энергиясы пайда болады, одан кейін еріген газдың кеңеюі энергиясы іске қосылады және одан әрі қарай серпімділік энергиясы мен суарынды энергиясымен жалғастырылады. Мұндай күрделі режимге, суарынды облыстарымен мұнайгазды кеніштерінде кейбір кезде байқалатын, газ және су арынды режимдері үйлесімдіктерін жатқызады. Бұл режимінің ерекшелігі - сұйықтың екі жақты ағуы: кенішке бір уақытта мұнай, су-мұнай байланысынан және газ-мұнай байланысынан келіп түседі, мұнай кеніші ағынды бөліп тұратын беттегі жазықтыққа шартты газарынды режимі кезінде игерілетін аймаққа және суарынды режимі кезінде игерілетін аймақтарға бөлінеді.

Мұнайлылықтың қозғалатын және қозғалмайтын нұсқалары бар режимдерін ерекшелейді. Біріншісіне суарынды, газарынды, арынды-гравитациялық және араласқан режимдерді, ал екіншісіне - серпімді, ерітілген газ және мұнайдың бос беті бар гравитациялық режимдерді жатқызады. Суарынды, газарынды және араласқан режимдерді ығыстыру режимдері, ал қалғандарын әлсіздену режимдері деп атайды.

Кеніштің табиғаттық жағдайы, тек қана жұмыстың белгілі бір режимін өркендетуге мүмкіндік жасайды. Нақты режимді орнатуға, ұстап тұруға немесе сұйықты өндіріп алудың жиынтығының қарқындылығын өзгертудің басқада жолдарымен алмастыруға, кенішке қосымша энергияны енгізумен және т. б. өзгертуге болады. Мысалы, судың келіп түсуі сұйықты өндіріп алудан қалып қояды, бұл кеніштегі қысымның одан әрі қарай төмендеуімен ілесе жүреді. Қосымша энергияны енгізу кезінде жасалынатын, кеніш жұмыстарының режимдерін жасанды деп атайды [14].

Игеру режимдері:

- серпімді, $\eta < 5\%$
- серпімді су арынды
- суарынды, η- 20-30%-дан 60-70% дейін

- газарынды, η=50-60%
- еріген газ, η =5-7%-нан20-25%-дейін
- гравитациялық, η< 5%

Бақылау сұрақтары:

1. Қабат энергиясының негізгі көздеріне не жатады?
2. Серпімді режимінің басты шарты неде?
3. Суарынды режимінің сипаттамасы
4. Еріген газ режимі қандай жағдайларда болады?
5. Қандай жағдайларға байланысты қабат режимін гравитациялық режим деп атайды?

1.1.5 Газ кеніштерін игеру режимдері

Газды кенішінің режимі деп қабатта газ қозғалысын шақыратын және кеніштi игеру процесінде скважиналарға газдың ағып келуін болдыратын, қабат энергиясының басымдылықтағы формасының пайда болуын түсінеміз. Газ кен орындарында негізінен газдыжәне суарынды режимдер көрінеді. Режимдер кеніштерді игеруге әсер етеді және басқа факторлармен қатар, пайдаланудың негізгі шарттарын анықтайды, мысалы: газ шығымының және қысымның төмендеу қарқындылығы, скважинаның сулануы және т. б.

Кеніш режимі кеніштің геологиялық құрылымына; гидрогеологиялық жағдайына, олардың өлшемдері және су қысымы жүйесінің созылуы ұзақтығына; газ коллекторларының біркелкі еместігіне және физикалық қасиетіне; кеніштен газды өндіріп алу қарқындылығына; қабат қысымын ұстап тұруда қолданылатын әдістерге байланысты.

Газды режимі (кеңейетін газ режимі). Газды режимі кезінде игеру процесінде кеуекті ортаның газға қаныққандығы өзгермейді, қабат - газқұбыры жүйесіндегі газдың қозғалысына әсер ететін энергияның негізгі көзі болып, ұлғаятын газбен жасалынатын қысым болып табылады. Тереңде жатқан газ кен орындарында газды коллекторлардың серпімділігі елеусіз әсер жасауы мүмкін. Бұл режим қабат суы болмаған жағдайда немесе егер олар игеру процесіндегі қысымның төмендеуі кезінде, газ кенішіне қарай іс жүзінде қозғалмайды [1].

Суарынды режимі. Газ кеніші жұмысының бұл режимі кезіндегі қабат энергиясының негізгі көзі - жиектегі суарыны. Суарынды режим серпімдікке және қаттыға бөлінеді. Серпімді режим судың және жыныстың серпімді күштерімен байланысқан. Газ кенішінің қатты режимі белсенді қабат суларының болуымен байланысты және газ кенішін пайдалану кезінде оған табандағы және жиектегі сулар тап болатындығымен сипатталынады, нәтижесінде газ қамтыған қабат көлемінің кішіреюінен басқа, қабат қысымы толығымен қалпына келеді [14].

Суарынды режимде қабатта газ өзінің ұлғаюы және су арыны әсерінен қозғалады, сонымен бірге газдың кеңеюі есебінен енгізілген су мөлшері, қысымды толығымен қалпына келтіру үшін қажетті мөлшерден едәуір кем

болады. Кеніштегі су қозғалысының басты шарты болып, оның газ бөлігінің су бөлігімен байланысы табылады. Судың қозғалысы скважинаның сулануына алып келуі мүмкін. Мұны алаң бойынша скважиналардың орналастырылуы және жаңа өндіру скважиналардың кеніштің тереңдігін жобалау кезінде есепке алу қажет [14].

Серпімді суарынды режимі кезінде су игеріліп жатқан газ кенішіне жүйедегі қысымның азаюы және осыған байланысты қабаттағы жыныстың, сонымен бірге судың өзінің ұлғаюы есебінен енгізіледі. Пайдалану кезінде қысым толығымен қалпына келетін, суарынды режимі бар газ кеніштері, өте сирек кездеседі. Әдетте, суарынды режимі кезінде қысым шамалап қалпына келеді, пайдалану кезінде қабат қысымы төмендейді, бірақ төмендеу қарқындылығы газды режим кезіне қарағанда жай болады. Көбінесе газ кен орындары бастапқы мерзімде газды режимі бойынша игеріледі. Суарынды режимінің пайда болуы әдетте бірден білінбейді, ол тек қана кеніштен газ қорының 20-50% алғаннан кейін байқалады.

Газды конденсатты кен орындарын пайдалану кезінде қабатқа құрғақ газды немесе суды айдау жолымен конденсаттың ең үлкен мөлшерін алу мақсатындажасанды газарынды немесе суарынды режимде жасайды. Көп қабатты кен орында кеніш жұмысының режимі жоғарыда немесе төменде жатқан қабаттарды игеру жағдайына әсер жасауы мүмкін. Режим сипаты кен орнын пайдалану кезінде алынған мәліметтер бойынша тағайындалынады [20].

Бақылау сұрақтары:

1. Газды кеніштің режимі
2. Кеніштерді игеруде режимдер анықтайтын негізгі шарттар
3. Кеніштің жұмыс істеу режимі неге байланысты.
4. Газды режимі қандай жағдайларда болады?
5. Қандай жағдайларға байланысты қабат режимін суарынды режимі деп аталады?

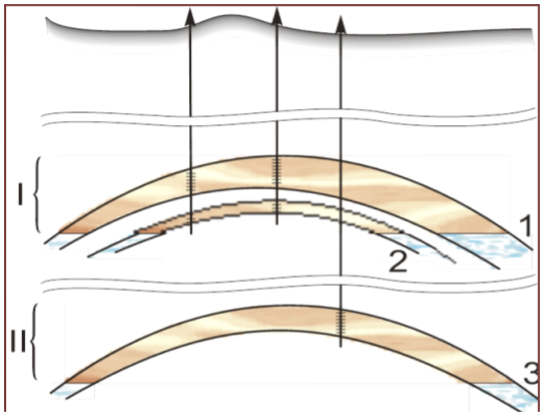
1.1.6 Мұнай кеніштерін игеру жүйелері

Кен орнын игеру жүйесі өндіру скважинасына бағытталған қабаттағы флюидтердің қозғалыс процестерін басқару бойынша өзара байланысқан инженерлік шешімдердің жиынтығы. Ол келесілерді анықтайды:

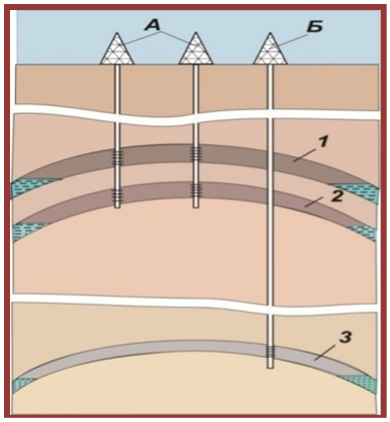
- ✓ игеру объектілерін;
- ✓ оларды бұрғылау кезектілігін, қарқындылығын және құрылысын;
- ✓ мұнай және газды шығару мақсатында қабатқа әсер етуін;
- ✓ кен орны алаңына өндіру және айдау скважиналардың орналасуын, санын, қатынасын;
- ✓ қордағы скважиналар санын;
- ✓ кен орнын игеруді басқаруды;

Мұнай және газ кен орындарын оңтайлы игеру ұтымды техника-экономикалық көрсеткіштер және қоршаған ортаны қорғау шарттарын сақтау

кезінде мұнай, газ және конденсатты берілген көлемде өндірумен анықталынады [14].



Сурет 1.23 Кеніштерді игеру сызбасы



Сурет 1.24 Көп қабатты мұнайлы кен орнының кескіні

Игеру объектісі – көмірсутектердің өндірістік қоры бар, қойнаудан шығарылуы анықталынған скважиналар тобынан немесе басқа тау-техникалық құрылыстар көмегімен жүзеге асырылатын, игерілетін кен орнының шекарасындағы жасанды бөлінген геологиялық түзілім (қабат, массив, құрылым, қабаттар жиынтығы). Игеру объектісіне кен орнының бір, бірнеше немесе барлық қабаттары қосылуы мүмкін (1.23 сурет). Игеру объектілерінің негізгі ерекшеліктері мұнайдың өндірістік қорларының болуы және берілген объектіде анықталған скважиналардың қатысуы.

1.24 суретте кен орнының кескіні көрсетілген. Осы кен орны қалыңдығы, қаныққан көмірсутектердің таралу аймағы, физикалық қасиеттері әртүрлі үш қабаттан тұрады. Қарастырылып отырған кен орнын игерудің екі объектісіне бөлуге болады, 1 және 2 қабаттарды игерудің бірінші объектісі (А объект), ал 3 қабат жеке объект (Б объект) ретінде игеріледі. 1 және 2 қабаттарды бір объектіге біріктірудің негізі, олардың өткізгіштік мен мұнайдың тұтқырлық мәндері жақын және бір-бірінен қашық емес аралықта орналасқан. Сондықтан 2 қабаттан алынатын мұнай қоры шамалы. 3 қабаттан алынатын мұнай қоры 1 қабатпен салыстырғанда төмен, бірақ өткізгіштігі жоғары және мұнайдың тұтқырлығы төмен. Осы қабатты ашатын скважиналар жоғары өнімділікті болып келеді [14].

Кесте 1. 2

№	Геология-физикалық қасиеттері	Қабаттар		
		1	2	3
1	Мұнайдың алынатын қорлары, млн. т	250, 0	150, 0	70, 0
2	Қалыңдығы, м	15, 0	10, 0	10, 0
3	Өткізгіштігі, 10^{-2}мкм^2	100, 0	120, 0	500, 0
4	Мұнайдың тұтқырлығы, 10^{-2}Па*с	50	60	3

Егер тұтқырлығы төмен мұнайды құрайтын 3 қабатты суландыруды қолдану арқылы өндірілсе, онда жоғары тұтқырлықты мұнаймен сипатталынатын 1 және 2 қабаттарды игеру кезінде қабат ішінде жану немесе полиакриламид ерітіндісімен, бумен мұнайды ығыстыру сияқты басқа

технологияларды қолдануға тура келеді. 1, 2, 3 қабаттардың анықталынған параметрлер айырмашылығына қарамастан игеру объектісін бөлу туралы соңғы шешімі игеру объектілеріндегі қабаттарды біріктірудің әртүрлі нұсқаларының технологиялық және техника-экономикалық көрсеткіштерін талдау негізінде қолданады.

Игеру объектілері кейде келесі түрлерге бөлінеді:

- өзіндік, осы уақытта өндірілетін;
- қайтымды, осы кезеңде басқа объектіні пайдаланатын скважиналармен өндірілетін.

Осындай жүйені құрудың маңызды құрамды бөлігі – игеру объектілерін бөлу. Қабаттардың үлкен санын бір объектіге біріктіру бір қарағанда әрқашан ұтымды болып көрінеді, мұндай біріктіру кен орынды тұтас игеру үшін аз скважинаны қажет етеді. Бірақ қабаттарды бір объектіге біріктіру мұнай бергіштіктің шығынына әкелуі мүмкін, нәтижесінде техника-экономикалық көрсеткіштер төмендейді.

Игеру объектілерін бөлуге келесі факторлар әсер етеді [5]:

➢ Мұнай және газдың жыныс-коллекторларының геология-физикалық қасиеттері. Көп жағдайда өткізгіштігі, жалпы және тиімді қалыңдықтары, біртексіздігі бойынша ерекшеленетін қабатты бір нысан ретінде игеру тиімсіз, себебі олар игеру процесінде өнімділігімен, қабат қысымымен ерекшеленеді.

➢ Қабаттардың біртексіз алаңы бойынша әртүрлілік үшін скважина торлары тиімді болуы мүмкін, яғни мұндай қабаттарды игерудің бір объектісінде біріктіру оңтайлы емес. Жоғары өткізгіштілікпен үйлеспейтін, жеке төмен өткізетін қабатшалары бар қабаттарда тік бойынша күшті біртексіздікте қабат әсер етуді қиын қамтамасыз етеді, себебі белсенді игеру тек жоғары өткізгішті қабатшаларда жүреді, ал төмен өткізгішті қабатшалар айдалынатын агенттердің әсеріне ұшырамайды. Мұндай қабаттарды игерудегі толық қамтуды жоғарылату мақсатында бірнеше объектіге бөлуге ұмтылады.

➢ Мұнай және газдың физикалық-химиялық қасиеттері. Нысандарды бөлу кезінде мұнайдың қасиеттері үлкен мәнге ие болады. Тұтқырлығы әртүрлі мұнай қабаттарын бір нысанға біріктіру тиімсіз, себебі оларды қойнаудан әртүрлі орналасу сызбалары мен скважина торының тығыздығы арқылы мұнай өндірудің әртүрлі технологияларымен игеру мүмкін болады. Парафиннің, күкіртсутектің, көмірсутектің бағалы компоненттерінің, т. б. пайдалы қазбалардың өндірістік құрамдардың кездесуі де қабаттарды біріктіріп игерудің мүмкін еместігінің себебі бола алады.

➢ Көмірсутектердің фазалық жағдайы және қабат режимдері. Геология-физикалық қасиеттері ұқсас және тік бойынша бір-біріне жақын орналасқан әртүрлі қабаттарды қабат көмірсутектерінің әртүрлі фазалық жағдайы мен қабат режимдерінде бір нысанға біріктіру орынсыз болатын жағдайлар кездеседі. Егер бір қабатта айтарлықтай газ бүркемесі кездессе, ал басқасы табиғи серпімді суарынды режимінде игеріліп жатса, оларды бір

нысанға біріктіруге болмайды, себебі оларды игеруге скважиналарының саны мен әртүрлі орналасу сұлбасы, сонымен қатар мұнай мен газды өндірудің әртүрлі технологиялары қажет болады.

➢ Мұнай кен орындарын игеру үдерісін басқару шарттары. Бір нысанға көп қабаттар мен қабатшалар біріккен сайын, соншалықты мұнай бөліністерінің жеке қабаттар мен қабатшаларда орын ауыстыруы мен оны ығыстыратын агенттерді бақылау техникалық және технологиялық жағынан күрделі болып келеді. Қабатшаларға жеке әсер мен олардан мұнай мен газды алу, қабаттар мен қабатшаларды игеру жылдамдығын өзгерту қиынға соғады. Кен орынды басқарудың қасиеттерінің нашарлауы мұнай бергіштіктің төмендеуіне әкеледі.

➢ Скважиналарды пайдалану техникасы мен технологиясы. Нысанды ерекшелеудің жеке нұсқаларын қолданылуының орнықтылығына немесе орнықсыздығына әкелетін техникалық және технологиялық себептер көп болуы мүмкін. Мысалы, егер игеру нысанында бөлінген қабатты немесе қабаттар тобын пайдаланатын скважинадан қазіргі қолданылатын құралдарға шекті болатын сұйықтың айтарлықтай мөлшердегі шығымын алу шамалы болған жағдайда. Нысандарды ірілендіру техникалық себептерге байланысты болмайды.

Скважиналар қоры деп кен орнын игеру процесін жүзеге асыруға арналған өндіру және айдау скважиналардың жалпы санын айтады. Олар негізгі және резервті болып бөлінеді. Негізгі қор деп игерудің жобаланған жүйесін іске асыруға қажетті скважиналар санын айтады. Резервтік қор коллектордың жеке линзаларын зерттеу кезінде анықталынған игеруде шығару мақсатында және қабатқа әсер ету жүйесінің тиімділігін жоғарылату үшін жобаланады. Осы қордағы скважиналар саны қабаттың біртексіз құрылымына, үзілмелілігіне, қойнаудан мұнайды шығаруда қолданылатын технологияның ерекшеліктеріне байланысты [5].

Мұнайлы кен орындарды игеру мен пайдалануды жобалауда келесі пайдалану скважиналары категорияларға бөлінеді: пайдаланудағы скважиналар; пайдаланудан кейінгі күрделі жөндеуде тұрған скважиналар; күрделі жөндеуді күтіп тұрған скважиналар; бұрғылаудан кейін игеруге дайындалып жатқан скважиналар;

Тағайындалуы бойынша пайдалану қоры келесі скважиналардан тұрады:

✓ өндіру скважиналары, атқылау, газлифті немесе сорапты құрал-жабдықтары бар және мұнай, ілеспе газдар және суды өндіруге арналған;

✓ айдау скважиналары, су, газ және басқа жұмысшы агенттерді ығыстыру жолымен өнімді қабатқа әсер етуге арналған;

✓ арнайы скважиналар, техникалық суларды өндіру, сіңіруші қабатқа кәсіпшілік суларды лақтыру, газды жерасты сақтау, қабат қысымы мен температурасын бақылауға арналған.

Қорыта келгенде, көрсетілген факторлардың әрқайсысының игеру нысандарына әсері алдымен техникалық және техника-экономикалық

талдауларды жасап, содан кейін оларды бөлу туралы шешім қабылдауға негіз болады.

Бақылау сұрақтары:

1. Кен орнын игеру жүйесі нені анықтайды?
2. Игеру объектілерінің негізгі ерекшеліктері
3. Қандай факторлар игеру объектілерін бөлуге әсер етеді?
4. Скважиналарды пайдалану қоры дегеніміз не?
5. Кен орындарды игеру мен пайдаланудағы скважиналардың санаттары

1.1.7 Мұнайлы кен орнының ауданы бойынша скважиналарды орналастыру

Мұнай кен орындарын игеру жүйелері өзіне тән белгілер бойынша ерекшеленеді: жер қойнауынан мұнайды шығарып алу мақсатында, қабатқа әсер етудің болуы және болмауы; кен орнында скважиналардың орналасуы. Осы белгілер бойынша мұнай кен орындарын игеру жүйелерін жіктейді [5].

Скважина торы тығыздығының параметрі S_c - бір скважинаға келетін игеру обьектісінің ауданы. Егер кен орнының мұнайлылық ауданы S тең, ал кен орнындағы өндіру және айдайтын скважиналардың саны n болса, онда

$$S_c = \frac{S}{n}, \text{ м}^2/\text{скв} \qquad (1.\ 1)$$

Бірқатар жағдайларда, бір өнім алатын скважинаға келетін, мұнайлылық ауданына тең S_c параметрін пайдаланады. S_c үлкен болған сайын, игеру жүйесі тиімдірек, себебі бір скважина қабаттың үлкен ауданына қызмет етеді.

Мұнайдың меншікті алынатын қоры немесе А. П. Крылов параметрі. $N_{кр}$ обьект бойынша мұнайдың алынатын қорының скважиналардың жалпы санына қатынасы.

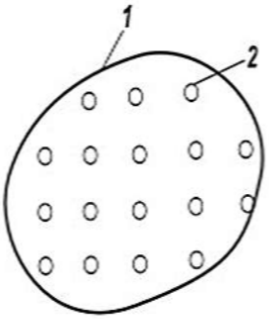
$$N_{кр} = \frac{N_{кр}}{n}, \text{ т/скв} \qquad (1.\ 2)$$

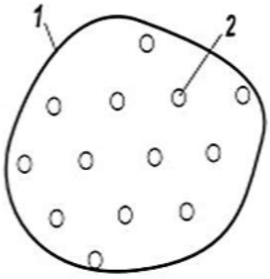
Параметр $\overline{\omega}$ - айдау скважиналары санының өндіру скважиналар санына қатынасы, яғни $\overline{\omega} = n_н/n_d$. Бұл параметр суландыру жүйесінің қарқындылығын сипаттайды. **Параметр** $\omega_р$ - резервтегі скважиналар санының негізгі қордағы өндіру скважиналар санына қатынасы, яғни $\omega_р = n_р/n_d$

Резервтегі скважиналардың қабатты пайдалану барысында оның басқа бөліктерін енгізуде, одан әрі қарай тереңдетіп бұрғылау нәтижесінде бұл қабаттың бұрын белгілі болмаған геологиялық құрылымының ерекшеліктерін, мұнайдың және жыныстың физикалық қасиеттерін анықтау мақсатында бұрғылайды[1].

Қабатқа әсер етпейтін игеру жүйелері. Егер мұнай кен орны негізгі уақыт аралығында су мұнай бөлінуінің елеусіз ығысуы үшін сипатталса, елеусіз газ режимі кезінде игеріледі деп болжамдалса немесе нұсқаның

сыртындағы судың әлсіз белсенділігінде болса, онда төрт нүктелі (1.25 сурет) немесе үш нүктелі (1.26 сурет) тор бойынша скважиналардың біркелкі, геометриялық дұрыс орналасуын қолданады.

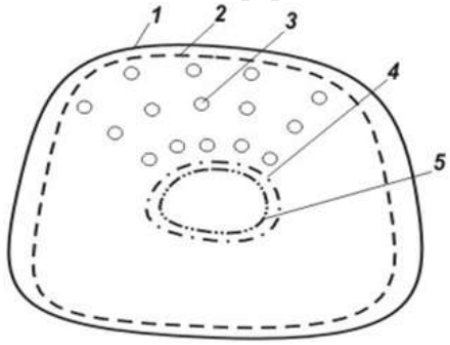




Сурет 1.25 Квадратты тор бойынша скважиналардың орналасуы: 1 - мұнайлылықтың шартты нұсқасы; 2 - өндіру скважиналар

Сурет 1.26 Үш бұрышты тор бойынша скважиналардың орналасуы

Су мұнай және газ мұнай бөліктерінің ығысу анықталған деп болжамдалған жағдайда, скважиналарды осы бөлінулердің жағдайын есепке алып орналастырады (1.27 сурет). Скважиналар торының тығыздығы S_c, жалпы айтқанда қабатқа әсер етпей игеру жүйесі үшін өте кең аралықта өзгеруі мүмкін. Мысалы, тұтқырлығы өте жоғары мұнай кен орындарын игеру кезінде, ол мынаны құрауы мүмкін (1-2)10^4м^2/скв. Өткізгіштігі төмен коллекторлары бар мұнай кен орындарын S_c=(10-20)10^4м^2/скв кезінде игереді. Тұтқырлығы жоғары, өткізгіштігі төмен коллекторлары бар кен орындарды көрсетілген мәндер кезінде игеру, қабаттың елеулі қалыңдығы кезінде экономикалық мақсатқа сәйкес келеді немесе А. П. Крылов параметрлерінің жоғары мәнінде, скважиналардың үлкен емес құны кезінде қол жеткізіледі [1].



Сурет 1. 27. Су мұнай және газ мұнай бөлінулерін есепке алып скважиналардың орналасуы
1-мұнайлылықтың сыртқы нұсқасы;
2-мұнайлылықтың ішкі нұсқасы;
3-өндіретін скважиналар;
4-газдылықтың сыртқы нұсқасы;
5-газдылықтың ішкі нұсқасы

Қарапайым коллекторларды игеру үшін S_c=(25-64)10^4м^2/скв мәні жеткілікті болады. Сызатталған жоғары өнімділіктегі коллекторлары бар кен орындарын игеру кезінде S_c мыналарға тең немесе одан жоғары болуы мүмкін (70-100)10^4м^2/скв.

Скважинаның біркелкі торы болу үшін скважиналар арасындағы қашықтықты келесідегідей формула бойынша есептейді:

$$l = aS_c^{1/2} (1.3)$$

Мұндағы: l - метрде; α – пропорциональды коэффициенті; S_c-м^2/скв.

Скважиналар арасындағы орташа шартты қашықтықтарын есептеу үшін олардың барлық түрдегі орналасу схемаларында пайдалануға болады. Қабатқа әсер етпей мұнай кен орындарын игеру жүйелері үшін $\overline{\omega}$ параметрі нольге тең, ал ω_p параметрі негізінде 0, 1- 0, 2 құрауы мүмкін, резервтегі скважиналарды негізінен мұнайлы қабаттарға әсер ететін жүйелер үшін қарастырады[1].

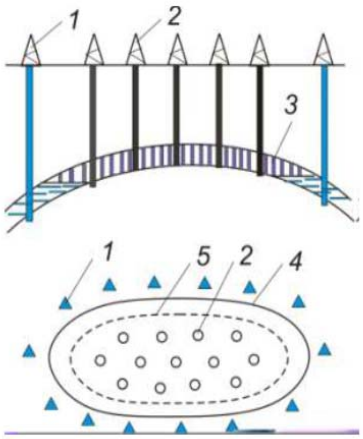
Қабаттарға әсер ететін игеру жүйелері. Нұсқа сыртынан суландырудың маңызы пайдалану скважиналарының кенішіне қарай мұнайды қозғауға шығындалатын табиғи энергетикалық ресурстарды тез толтырумен қорытындалады. Осы мақсатта қабат қысымын ұстап тұруға, суы бар өнімді мұнайлы бөлігінің сыртында орналасқан аймақтағы айдау скважиналары арқылы су айдау жүргізіледі. Бұл кезде айдау бағыты сызығын, мұнайлылықтың сыртқы нұсқасынан біршама қашықтықтан белгілейді.

Нұсқа сыртынан суландыру үшін ең басты қолайлы жағдайлардың бірі, кеніштің нұсқа сыртындағы облыстармен байланыстылығы болады. 1.28 сурет жоспарында және қимасында, нұсқа сыртынан суландыру қолданылатын кен орындарын игеру кезіндегі өндіру және айдау скважиналардың орналасу көрсетілген. Мұнда өндіру скважиналардың екі қатары мұнайлылықтың ішкі нұсқасының ұзына бойымен бұрғыланған, өндіру скважиналардың бір орталық қатары бар [14].

Нұсқа сыртынан суландыруы бар жүйелерді сипаттау үшін параметрлерден басқа мұнайлылық нұсқасы және өндіру скважиналардың бірінші қатары, өндіру скважиналардың бірінші және екінші қатары, өндіру скважиналар арасындағы 2σс қашықтықтар сияқты қосымша параметрлерді пайдалануға болады. Айдау скважиналары мұнайлылықтың сыртқы нұсқасының сыртында орналасқан.

1.28 суретте көрсетілген өндіру скважиналардың үш қатарының орналасуы, ені бойынша онша үлкен емес кен орындарына тән. Сонымен торлар арасындағы, бірге мұнайлылық нұсқасына жақын жатқан тор және мұнайлылық нұсқасының өзі арасындағы 500-600м-ге тең қашықтық кезінде, кен орнының ені 2-2, 5м-ді құрайды.

Кен орнының үлкен ені кезінде, оның мұнайлы ауданында өндіру скважиналардың бес қабатын орналастыруға болады. Бірақ, кен орындарын игерудің теориясы, скважина қатарының санын одан әрі қарай ұлғайту мақсатқа сәйкес келмейді. Өндіру скважиналардың саны бестен көп болған кезде, кен орнының орталық бөлігі, нұсқа сыртынан суландыру әсеріне әлсіз ұшырайды, қабат қысымы төмендейді және бұл бөлік еріген газ режимінде, ал одан кейін бұрын болмаған газ бүркемесінде газарынды режимінде игеріледі. Бұл жағдайда нұсқа сыртынан суландырудың тиімділігі аз болады.



Сурет 1.28. Нұсқа сыртынан суландыру кезіндегі скважиналардың орналасуы:
1- айдау скважиналары;
2- өндіру скважиналары;
3- мұнайлы қабат;
4- мұнайлылықтың сыртқы нұсқасы;
5- мұнайлылықтың ішкі нұсқасы.

Нұсқа сыртынан суландыру қолданылатын мұнай кен орындарын игеру жүйелері, қабатқа әсер етудің басқа жүйелері сияқты, қабатқа әсер етпеу жүйелерінен ерекшеленеді, ол кезде S_c және $N_{кр}$ параметрлері үлкен, яғнискважиналар торы сирек болады.

Қабатқа әсер ету кезіндегі бұл ерекшеліктер, біріншіден қабатқа әсер етпей игеру кезіне қарағанда скважиналардың үлкен шығымдарын алуымен байланысты, бұл тұтасымен алғанда кен орнынан скважиналардың аз санымен мұнай шығымының үлкен деңгейін алуды қамтамасыз етуге мүмкіндік береді. Екіншіден, ол қабатқа әсер ету кезінде үлкен мұнай бергіштікке жету мүмкіндігімен, демек бір скважинаға келетін мұнайдың шығарылып алатын қорының үлкен мәніне жету мүмкіндігімен түсіндіріледі.

Нұсқа сыртынан суландыруы бар жүйе үшін $\overline{\omega}$ параметрі 1 ден 1, 5 дейін және одан кем болатын кең шамада өзгереді. Қабатқа әсер етуі бар мұнай кен орындарының барлық жүйелері үшін ω_p параметрі 0, 1 - 0, 3 шамасында өзгереді.

Нұсқа ішінен суландырудың келесі түрлері қолданады.

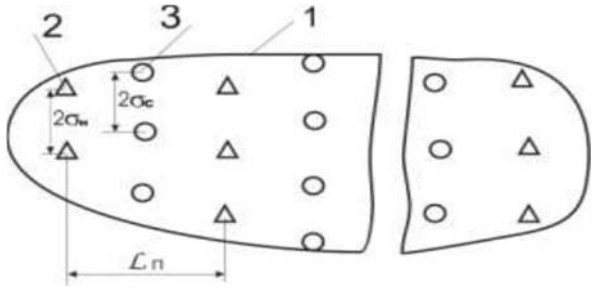
- мұнай кенішін айдау скважиналары қатарымен жеке алаңдарға және блоктарға кесу (блокты қатарлы игеру жүйесі);
- алаңдағы суландыру (төрт, бес, жеті, тоғыз нүктелі жүйелер);
- күмбездегі суландыру (осьтік, сақиналы, орталық);
- ошақтағы суландыру (суландырудың негізгі жүйесіне қосымша іс-шаралар)
- таңдап алынған суландыру;
- барьерлік суландыру.

Игерудің бір қатарлы жүйесі. Мұндай жүйеде скважиналардың орналасуы 1. 29 суретте көрсетілген. Игерудің қатарлы жүйесін кейбір басқаша параметрлермен сипаттау қажет. Мысалы: айдау скважиналары арасындағы қашықтықтың $2\sigma_н$ және өндіру скважиналар арасындағы қашықтықтан $2\sigma_c$ басқа, блоктың немесе жолақтың енін есепке алу қажет[20].

Бір қатарлы, үш қатарлы және бес қатарлы жүйелер үшін скважина торының тығыздығы параметрі S_c және $N_{кр}$ параметрі, нұсқа сыртынан суландыру жүйесі үшін сияқты үлкен мәні болады. Қатарлы жүйе үшін ω

параметрі, нұсқа сыртынан суландыру жүйесі үшін жүйеге қарағанда анығырақ көрсетілген. Бірақ ол кейбір аралықта өзгеруі мүмкін. Мысалы, қарастырылатын бір қатарлы жүйе үшін $\omega \approx 1$. Бұл айдау скважиналарының саны шамамен өндіру скважиналардың санына тең, бұл скважиналардың және $2\sigma_c$ және $2\sigma_н$ қашықтықтарының саны әртүрлі болуы мүмкін. Суландыруды қолданған кезде жолақтың ені 1-1,5 км-ді, ал мұнай бергіштікті жоғарылату әдісін қолдану кезінде аз мәнді құрауы мүмкін.

Бір қатарлы жүйеде өндіру скважиналардың саны айдау скважиналарының санына шамамен тең болғандықтан, бұл жүйе өте қарқынды. Қатты суарынды режимі кезінде өндіру скважинасының сұйық шығымы айдау скважинасымен айдалынатын агенттердің шығымына тең болады.



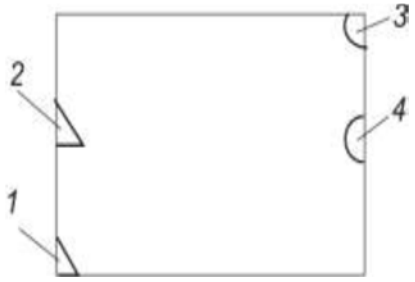
Сурет 1.29. Игерудің бір қатарлы жүйесі кезіндегі скважиналардың орналасуы
1-мұнайлылықтың шартты нұсқасы;
2-айдау скважиналары;
3-өндіру скважиналары.

Бұл жүйені, әсер етумен қабатты үлкен қамтуды қамтамасыз ету, қабаттардың мұнай бергіштігін жоғарылату әдістерін сынақтан өткізу бойынша тәжірибе жұмыстарын жүргізу кезінде, бір немесе басқа нәтижелерді тез алу мүмкіндігін қамтамасыз ету үшін өткізгіштігі төмен, біркелкі еместігі күшті қабаттарда қолданады. Бір қатарлы жүйе және барлық қатарлы жүйелер бойынша қатарлардағы айдау және өндіру скважиналарының әртүрлі саны болуы салдарынан, игерумен біркелкі емес қабатты қамтуды жоғарылату мақсатында, әртүрлі қабаттарға әсер ету үшін айдау скважиналарын пайдаланады [20].

Скважиналардың геометриялық режимімен орналасуы бар барлық жүйелерде элементтік бөлімді ерекшелеуге болады. Игеру жүйесінің элементі, нақты жүйені толығымен сипаттайтын айдау және өндіру скважиналарының минималды санынан тұрады. Кен орны игеруге алаң және уақыт бойынша енгізілетін болғандықтан, бір элемент үшін игерудің көрсеткіштерін есептеп және элементтерді қосып игерудегі ағымдағы, соңғы мұнай бергіштіктің қарқындылығын және кен орнында тұтасымен алғанда игерудің басқада көрсеткіштерін болжамдайды. Қатарлы жүйедегі, қатардағы айдау және өндіру скважиналарының саны әртүрлі болғандықтан, ондағы скважиналардың орналасуын шартты геометриялық тәртіптелген деп есептеуге болады. Сонымен бірге шартты болсада элементті бөліп көрсетуге болады [20].

Игерудің бір қатарлы жүйесінің элементі 1.30 суретте көрсетілген. Скважиналардың бұл шахматтық орналасуы кезінде айдау скважинасы 1 және өндіру скважинасы 3 сәйкес келеді. Скважиналардың «сызықтық»

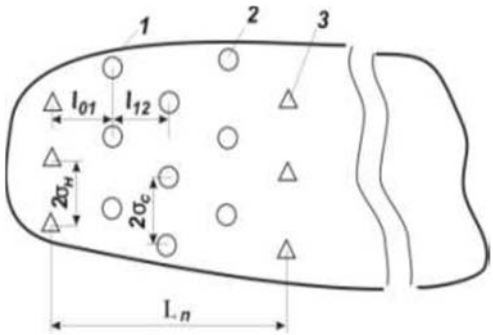
орналасуы үшін айдау скважинасы 2 және өндіру скважина 4. Тек қана бір қатарлы жүйелерде ғана емес, сонымен бірге көп қатарлы жүйелерде скважиналардың шахматтық, сондай ақ сызықтық орналасуы қолданылуы мүмкін. Кен орнының технологиялық көрсеткіштерін болжау кезінде бір элемент үшін мәліметтерді есептеу жеткілікті, ал одан кейін игеруге элементтерді енгізудің уақыты әртүрлілігін есепке алып, жүйенің барлық элементі бойынша оларды қосады.



Сурет 1.30. Игерудің бір қатарлы жүйесінің элементі: 1 - шахматтық орналасу кезіндегі айдау скважиналарының «ширегі»; 2 - скважиналардың сызықтық орналасу кезіндегі, айдау скважиналарының «жартысы»; 3, 4 - соған үйлесімдіктегі айдау скважиналарының «ширегі» және «жартысы»

Үш қатарлы және бес қатарлы жүйелері. Игерудің үш қатарлы және бес қатарлы жүйелері үшін, тек қана жолақтың ені L_n ғана емес, сонымен бірге айдау скважиналары және өндіру скважиналардың бірінші қатары l_{01} арасындағы, өндіру скважиналардың бірінші және екінші қатары l_{12} арасындағы, бес қатарлы жүйелер үшін өндіру скважиналардың екінші және үшінші қатары l_{23} арасындағы қашықтықтардың үлкен мәні бар. Жолақтың ені L_n өндіру скважиналардың қатарынан және олардың арасындағы қашықтықтан тәуелді болады (1. 31 сурет). Егер, мысалы, бес қатарлы жүйе үшін $l_{01}=l_{12}=l_{23}$=700м болса, онда жолақ ені L_n=4, 2 км болады [20].

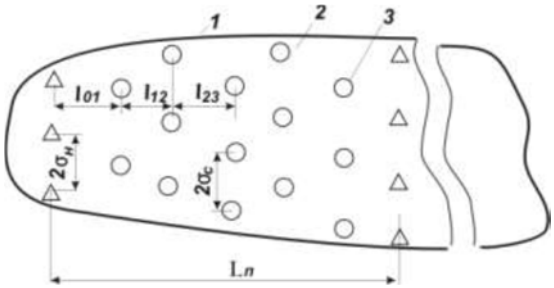
Үш қатарлы жүйе үшін, $\overline{\omega}$ параметрі шамамен 1/3-ке, ал бес қатарлы жүйе үшін шамамен 1/5ке тең болады. Үш қатарлы және бес қатарлы жүйелер бойынша айдау скважиналарының елеулі үйлесімділігі кезінде, олардың саны өндіру скважиналардағы сұйықтардың жоғары шығымын және тұтасымен алғанда кен орнын игерудің жоғары қарқындылығын толығымен қамтамасыз етеді.



Сурет 1.31. Игерудің үш қатарлы жүйесі кезіндегі скважиналардың орналасуы
1 - мұнайлылықтың шартты нұсқасы;
2 - өндіру скважиналары;
3 - айдау скважиналары

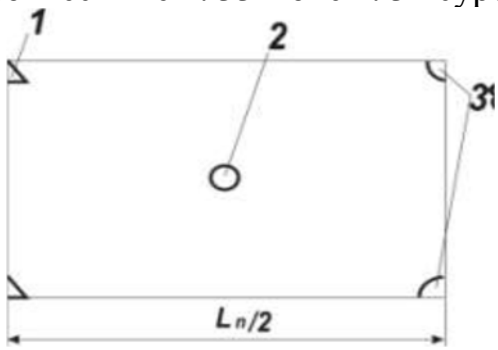
Бес қатарлы жүйеге қарағанда, үш қатарлы жүйенің жұмысы қарқынды болады және жеке қабатшаларға суды немесе басқа заттарды жекелеп айдау жолымен, айдау скважиналары арқылы қабатқа әсер етудегі жоғары қамтудың белгілі бір мүмкіндігін қамтамасыз етеді.

Сонымен бір уақытта бес қатарлы жүйе кезінде, үш қатарлымен салыстыру бойынша жеке өндіру скважиналардан сұйықты алуды қайтадан үлестіру жолымен қабатты игерупроцесін ретке келтіру үшін мүмкіндіктер болады (1.32 сурет).

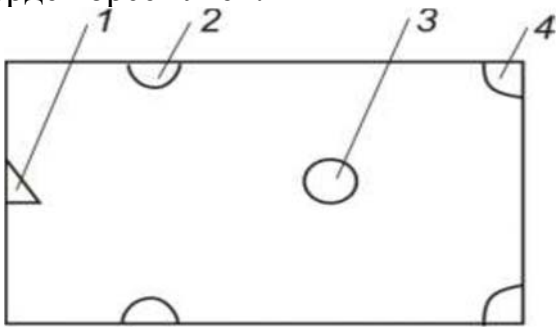


Сурет 1.32. Игерудің бес қатарлы жүйесі кезіндегі скважиналардың орналасуы

Үш қатарлы және бес қатарлы жүйелер элементтері, өздеріне сәйкестікте 1. 33 және 1. 34 суреттерде көрсетілген.



Сурет 1.33. Игерудің үш қатарлы жүйесінің элементі: 1 - айдау скважиналарының екі «ширегі»; 2 – өндіру скважина; 3 – өндіру скважиналардың екі «ширегі»



Сурет 1.34. Игерудің бес қатарлы жүйесінің элементі: 1 - айдау скважиналарының «жартысы»; 2 - бірінші қатардағы өндіру скважиналардың «жартысы»; 3 - екінші қатардағы өндіру скважинасы; 4 - үшінші қатардағы өндіру скважинаның «ширегі»

Скважиналардың аудандық орналасу жүйелері. Аудандық суландырулар - бұл тордың жалпы біркелкі орналасуы жағдайы кезіндегі айдау және өндіру скважиналарының қатаң заңдылықта кезектесіп нұсқа ішінен суландырудың бір түрі. Ол кеніштегі мұнайлылықтың барлық алаңы бойынша суды жинақтап айдаумен сипатталынады. Кеніштің әрбір элементінің скважина нүкте саны бойынша, оның ортасында орналасқан өндіру скважиналарды суландырудың аудандық жүйесі: төрт, бес, жеті, тоғыз нүктелі болуы мүмкін (1. 35 сурет).

Скважиналарды аудандық суландыру кезінде келесі тәртіппен орналастырылады:

Бес нүктелі жүйе. Жүйе элементі бұрыштарын өндіру скважиналары, ал ортасында айдау скважинасы бар квадрат түрінде болады. Бұл жүйе үшін айдау және өндіру скважиналарының қатынасы 1:1 құрайды, өйткені

элементтегі бір айдау скважинасына өндіру скважиналардың төрт ширегі келеді [20].

Сурет 1.35. Скважиналарды аудандық суландыру кезіндегі скважиналардың орналасуы

Жеті нүктелі жүйе. Жүйе элементі, бұрыштарында өндіру скважиналары және ортасында айдау скважиналары бар алты бұрышты түрінде болады. Параметр $\bar{\omega} = 1/2$, яғни бір айдау скважинасына екі өндірускважина келеді.

Тоғыз нүктелі жүйе. Айдау және өнім өндіру скважиналарының қатынасы 1:3-ті құрайды, өйткені параметр $\bar{\omega} = 1/3$тең.

Скважиналардың аудандық орналасуы бар жүйелердің ең қарқындысы бес нүктелі, қарқындылығы төмендеуі тоғыз нүктелісі. Барлық аудандық жүйелер «қатты» деп есептеледі, өйткені бұл кезде скважиналар орналасуының геометриялық режимдерінің бұзылмауына және қабатта қозғалатын заттар ағынына нақты элементке қатысы бар айдау скважинасын бір себептермен пайдалануға болмайды, осы элементтен мұнайды ығыстыру үшін басқа скважиналарды пайдалануға рұқсат етілмейді. Бірақ игерудің блоктық жүйесінде қандайда бір айдау скважинасы пайдаланылмаса, онда оны қатардағы басқалары алмастыруы мүмкін [14].

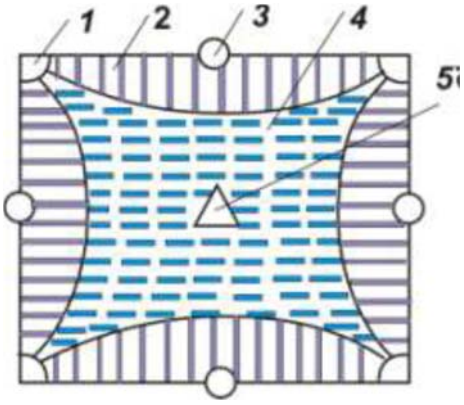
Егер скважиналардың аудандық орналасуы бар жүйе элементтерінің біреуіндегі айдау скважинасы жұмыс істемей қалса немесе айдалынатын агентті қабат қабылдамаса онда элементтің басқа бір нүктесінде басқа скважинаны бұрғылау немесе көршілес жатқан элементтердің айдау скважиналарына жұмысшы агентті қарқынды айдау есебінен, қабаттан мұнайды ығыстыру процесін іске асырады. Бұл жағдайда, элементтердегі ағынның режимділігі бұзылады.

Бір уақытта қатарлықпен салыстыру бойынша скважиналарды аудандық орналасуы бар жүйені пайдалану кезінде қабатқа әсер етуден тұратын маңызды артықшылықты алады. Біркелкі еместігі күшті қабаттарды игеру үшін қатарлық жүйені пайдалану кезінде суды немесе басқа агенттерді қабатқа айдау, жеке қатарларда топтастырылған [14].

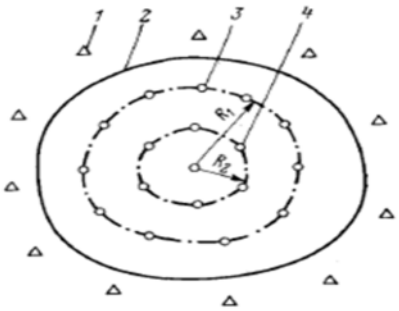
Скважиналардың аудандық орналасуы бар жүйе жағдайында, айдау скважиналары алаң бойынша таралып орналасқан, бұл қабаттың жеке бөлімшелеріне күшті әсер жасауға мүмкіндік береді. Сонымен бір уақытта, скважиналардың аудандық орналасуы бар жүйелермен салыстыру бойынша,

қатарлы жүйелер өздерінің үлкен икемділігі салдарынан тік бойынша әсер етуімен қабатты қамтуы жоғарылығымен артықшылығы бар. Осындай түрде, тік қимасы бойынша біркелкі еместігі жоғары қабаттарды игеру кезінде, қатарлы жүйеге артықшылық беріледі.

Игерудің соңғы сатыларында, қабат өзінің елеулі бөлігінде ығыстырылған мұнайдың орнын басқан заттармен толады. Бірақ су айдау скважиналарынан өндіру скважиналарына қозғалғанда қабатта, қабаттың бастапқы мұнайға қаныққандығына жақын жоғарғы мұнайға қаныққандығы бар кейбір аймақтарды қалдырады. 1.36 суретте игерудің бес нүктелі жүйесі элементіндегі тың мұнайлар көрсетілген. Оларда мұнайды шығарып алу үшін резервтер санындағы скважинаны бұрғылауға болады, нәтижесінде тоғыз нүктелі жүйені алады[1].



Сурет 1.36. Беснүктелі жүйе элементінің игерудің тоғыз нүктелі жүйесіне ауысуы:
1 - бес нүктелі элементтегі өндіру скважиналардың «ширектері»;
2 - мұнай тыңдары;
3 - қосымша бұрғыланған өндіру скважиналары; 4 - элементтің суланған облысы; 5 - айдау скважиналары



Сурет 1.37. Скважиналардың батареялық орналасуы схемасы
1 - айдау скважиналары;
2 -мұнайлылықтың шартты нұсқасы;
3, 4 - радиусы R_1бірінші батареяға және радиусы R_2 екінші батареяға үйлесімдіктегі өндіру скважиналар.

Қарастырылған жүйелерден басқа игерудің белгілі жүйелер:

- кеніштердің сирек жағдайларда, жоспардағы дөңгелек түрінде пайдалануға болатын, скважиналардың батареялық орналасуы бар жүйесі (1.37 сурет);
- кеніштің газға қаныққан бөлігін, мұнайлы бөліктен оқшаулау мақсатында қабат түріндегі мұнай газ кеніштерін игеру кезінде қолданылатын, барьерлік суландыруы бар жүйе;
- аралас жүйелер - кейбір кезде скважиналардың арнайы орналасу бар, игерудің баяндалған жүйелерінің бірігуі, оларды ірі мұнай кен орындарын және геологиялық физикалық қасиеттері күрделі кен орындарын игеру кезінде пайдаланады.

Одан басқа, бұрын қызмет еткен жүйенің бірқатар өзгеруі бар мұнай кен орындарын игеруді ретке келтіру үшін қолданылатын ошақты және таңдап алынған суландыруды пайдаланады.

Бақылау сұрақтары:

1. Мұнай кен орындарын игеру жүйелері қандай тән белгілер бойынша ерекшеленеді?
2. Скважина торы тығыздығының параметрі
3. Мұнайдың меншікті алынатын қоры немесе А. П. Крылов параметрі
4. Нұсқа ішінен суландырудың түрлері
5. Скважиналардың аудандық орналасу жүйелері

1.1.8 Табиғи газ кен орнының ауданы бойынша скважиналарды орналастыру

Газ кеніштерінің жоспардағы газдылығы алаңында әртүрлі пішіні болуы мүмкін: ұзына бойы және көлденең осьтерінің қатынасы 10-нан көбірек созылған сопақша, дөңгелек, тік бұрышты немесе әртүрлі пішінде болады. Кәсіпшіліктің аймағы жер бедерімен топырақпен және әртүрлі мақсаттағы құрылыстармен ерекшеленеді. Газды коллектор жалпы жағдайда және қима бойынша литологиялық құрамның және геологиялық физикалық параметрлердің өзгергіштерімен сипатталынады. Экономикалық талаптармен үйлестірілетін бұл себептер құрылымдағы және газдылық алаңындағы пайдалану, айдау және бақылау скважиналарын орналастырудың әртүрлі тәсілдері қарастырылады[1].

Газды және газконденсатты кен орындарын игеру кезінде, газдылық алаңы бойынша пайдалану скважиналарын орналастырудың келесі жүйелері қолданады:

- квадратты және үш бұрышты тор бойынша біркелкі;
- батареялық;
- «тізбек» бойынша сызықтық;
- кеніштің күмбездік бөлігінде;
- біркелкі емес.

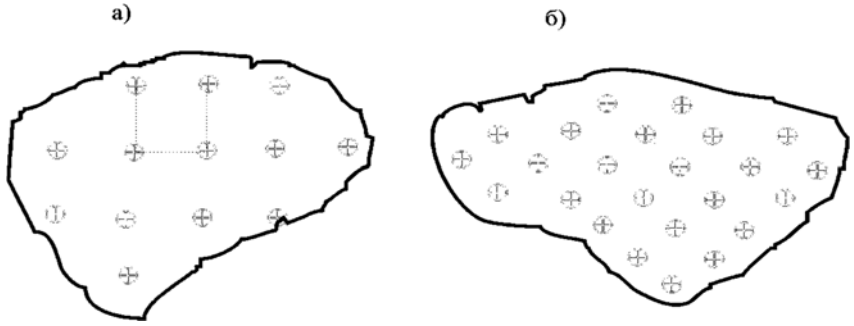
Кеніштi пайдалану уақытында, газға қаныққан коллекторлардың геологиялық физикалық параметрлері бойынша біркелкі скважиналардың сүзіліп өтетін үлесті алаңдары, скважиналардың шығымдары кезінде бірдей болады.

Скважиналардың біркелкі торы қабат қысымының біркелкі төмендеуін қамтамасыз етеді. Бұл жағдайда скважина шығымы тұтасымен алғанда кеніш бойынша ортаңғы қабат қысымымен сәйкестендіріледі. Көрсетілген шарттың орындалуы, қабат өзінің коллекторлық қасиеті бойынша жеткілікті түрде біркелкі болған жағдайда мақсатқа сәйкес келеді (1.38 сурет).

Скважиналардың орналасуының біркелкі жүйесінің жетіспеушілігі кәсіпшілік коммуникациясының және газ жинау желілерінің ұзындығы бойынша ұлғаюына байланысты болады. Сақиналы немесе сызықтық

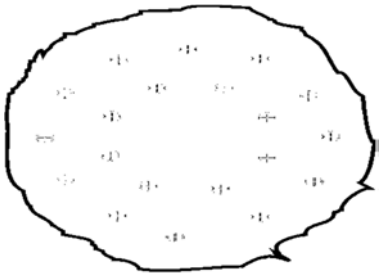
батареялық түрдегі газдылық алаңы бойынша скважиналарды орналастыру жүйесін, қабатқа су айдауды немесе сайклинг-процесті іске асыру жолымен қабат қысымын ұстап тұратын газды конденсатты кен орындарын игеру кезінде кеңінен қолданады [14].

Газдылықтың елеулі алаңы бар, табиғи газ кен орындарында, пайдалану скважиналарын батареялық орналастыру, қабат-скважина-кәсіпшілік газ жинау желілері жүйесіндегі берілген температуралық режимді қамтамасыз ету қажеттілігінен туындауы мүмкін.



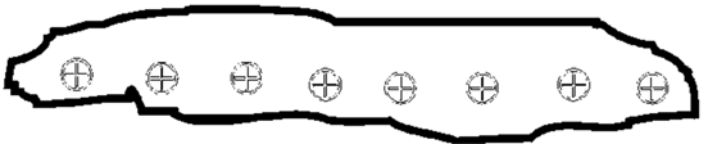
Сурет 1. 38. Скважина торының біркелкі орналасуы
а - квадратты;
б - үш бұрышты

Скважиналардың батареялық орналасу кезінде, депрессияның жергілікті шұңқыры пайда болады, бұл газдың төменгі температурада айыруы үшінкен орнын компрессорсыз пайдалану мерзімін және қабаттың табиғаттық энергиясын пайдалану уақытын елеулі қысқартады. Басқа жағынан бұл жағдайда газ жинау желілерінің және кәсіпшілік коммуникацияларының ұзындығы қысқарады (1.39 сурет).



Сурет 1. 39. Скважиналардың батареялы-сақиналы орналасуы

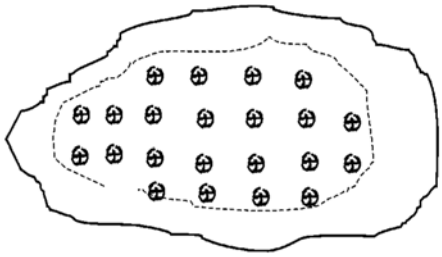
Газдылық алаңы бойынша скважиналардың сызықтық орналасуы ереже бойынша кеніш геометриясымен негізделеді (1.40 сурет). Ол батареялық сияқты артықшылықтарға және кемшіліктерге ие болады.

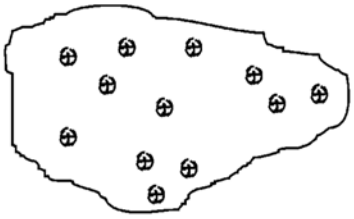


Сурет 1.40. Скважиналардың сызықтық орналасуы

Кеніштің күмбездік бөлігінде скважиналарды орналастыру газды (газконденсатты) кеніш суарынды режимге ие болса және қабаттың коллекторлық қасиеттері бойынша біркелкі болған жағдайда ұсынылуы мүмкін (1.41 сурет).

Іс жүзінде газды және газконденсатты кеніштер газдылық алаңы бойынша скважиналардың біркелкі емес орналасуы кезінде игеріледі (1.42 сурет). Бұл ұйымдастыру-техникалық және экономикалық себептерге негізделген.





Сурет 1. 41. Кеніштің күмбездік бөлігіндегі скважиналардың орналастырылуы
Сурет 1.42. Скважиналардың біркелкі емес орналасуы

Газдылық алаңына скважиналардың біркелкі емес орналасуы кезінде скважиналардың және барлық кеніштің тереңделуінің үлесті көлемдегі орташа өлшенген қысымның өзгеру қарқындылығы әртүрлі. Бұл жағдайда, кеніштің жеке көлемдерінде терең депрессиялық шұңқыр пайда болуы мүмкін [5].

Газдылық алаңы бойынша скважиналардың біркелкі орналасуы кен орнын геологиялық жақсы зерттеп білуге, скважиналар бірігіп жұмыс істеу кезінде аз интерферациялануға, скважиналар кенішінде газды алудың бірдей жағдайында кеніштен газды тез шығарып алуға алып келеді. Газдылық алаңы бойынша скважиналардың біркелкі емес орналасуының біркелкі орналасумен салыстырғаннан артықшылығы скважина құрылысына салынған күрделі қаржының, скважина құрылысына берілген уақыттың, кәсіпшілік жолдарының, газ және конденсат өткізгіш құбырлар, ингибитор өткізгіш құбырлары, су құбырлары, байланыс және электр беру желілерінің жалпы ұзындықтарының біркелкі азаюында [5].

Бақылау скважиналарын ереже бойынша тектоникалық бұзылулар орындары жанындағы кеніштің геологиялық ең аз зерттелінген аймақтарында; бастапқы газ мұнай қатынасы шамасындағы сулы аймақтарында; бір уақытта бірнеше қабаттарды пайдаланатын скважиналардың орналасу аудандарында бұрғылайды. Олар қабаттың нақты жағдайы, қысымның өзгеруі, газдың құрамы және температурасы, газ қатынасының ығысуы, қабаттың газдылығы, сулылығы, конденсатқа қанығушылығы, қабаттағы газ қозғалысының бағыты және жылдамдығы жөнінде мәліметтерді алуға мүмкіндік береді.

Қабат қысымын ұстап тұрумен газды конденсатты кеніштерді игеру кезінде құрылымда және газдылық алаңында айдау және пайдалану скважиналарын орналастыру қысымды ұстап тұру үшін қабатқа айдалынатын жұмысшы агенттен, жоспарға сәйкес газдылық алаңының геометриялық пішінінен және кеніштің коллекторлық қасиетінен тәуелді болады.

Қабат қағаз түріндегі жұмысшы агентті айдау кезінде айдау скважиналарын кеніштің көтерілген күмбезді бөлігінде батарея түрінде, ал пайдалану скважиналарында батарея түрінде, бірақ төменгі бөлігінде орналастырады. Қабатқа сұйық жұмысшы агентті айдау кезінде айдау скважиналарын кеніштің төменгі бөлігінде, ал пайдалану скважиналарын жоғарғы күмбездік бөлігінде орналастырады.

Скважиналардың осылай орналасу кезінде, құрылымда тұтқырлықтың айырмашылығы және қабат газының және айдалынатын жұмысшы агент тығыздықтары есебінен жұмысшы агент пен қабат газын ығыстыруды қамту коэффициенті ұлғаяды. Қысымды ұстап тұрумен кеніштi игерген кезде айдау және пайдалану скважиналары газдылық алаңында скважиналардың сақиналы немесе сызықтық тізбегі түрінде орналасады. Әдетте, айдау скважиналары арасындағы қашықтықты 800 – 1200 м, ал өндіру скважиналар арасындағы қашықтықты 400 – 800 м деп қабылдайды. Газды конденсатты кен орындарын игеруді, айдау және өндіру скважиналардың тұрақты саны кезінде жүргізу қажет [14].

Бақылау сұрақтары:

1. Газ кеніштерінің жоспардағы газдылығы алаңындағы пішіндері
2. Газдылық алаңы бойынша пайдалану скважиналарын орналастыру жүйелері
3. Айдау скважиналары арасындағы қашықтықты қалай есептейді?
4. Өндіру скважиналар арасындағы қашықтықты қалай есептейді?
5. Кеніштің күмбездік бөлігінде скважиналарды орналастыру тәртібі

1.2 Скважиналарды пайдалану кезінде туындайтын қиыншылықтарды талдау

Мұнайды өндірудің өзіндік құнына жалпы пайдалану шығындарының 25-40%-ын қиыншылық тудыратын факторлар құрайды және кейбір жағдайда одан асып кетеді. Мұнай және газды өндіру кезінде тау – геологиялық және өндірілетін флюидтердің қасиеттеріне байланысты көптеген қиыншылық тудыратын факторлар кездеседі [12].

Мұнай өндіру кезіндегі осындай негізгі қиыншылық тудыратын факторлар болып табылады:

1) сораптық құрал-жабдықтар мен құбырларда асфальтты-шайырлы-парафинді заттардың шөгуі;

2) бейорганикалық тұздардың шөгуі;

3) өндірілетін мұнайдың жоғары тұтқырлығы, жоғары тұтқырлы эмульсияның түзілуі;

4) скважиналық және мұнай кәсіпшілік құрал-жабдықтарының тоттануы;

5) сорапты құрал-жабдықтардың жұмысына механикалық қоспалардың әсері;

6) еңісті-бағытталған және қисайған скважиналардың құрал-жабдықтардың жұмысы;

7) жоғары газды факторлар;

8) мұнай және газды өндіру кезінде газ гидратты шөгінділердің түзілуі;

Қиындықтарды басқару деп мұнайды өндіру, жинау, дайындау және тасымалдау процесінде қиындықтарға теріс әсер етумен төмендету бойынша ұйымдастырушылық, ғылыми-зерттеу, техникалық, экономикалық іс-шараларын жүзеге асыруды айтады[12].

Мұнай өндіруші кәсіпорын қиындық тудыратын факторлармен күрес бойынша ұйымдастырушылық және техникалық іс-шаралар кешенін дайындайды және ол екі бағытта орындалады:

1) қиындық тудыратын факторларды алдын-алу және үздікті жою;

2) қиындық тудыратын факторларға әсер ету жағдайында жұмыс істегенде кәсіпшілік, скважиналық құрал-жабдықтарды және технологияны бейімдеу;

Қиындық тудыратын факторлардың тұрақты пайда болуымен күресу үшін тұрақты бөлімшені құру қажет. Егер қиындық тудыратын факторлар уақытша сипатта болса, онда қызмет көрсету ұйымдарына жүгінуге болады. Әрбір жағдайда қиындық тудыратын факторлар түзілу шартын нақты анықтау және оларды болдырмау бойынша жоғары тиімді ұйымдастыру-техникалық іс-шараларды дайындау қажет.

1.2.1 Атқылау тәсілімен скважинаның пайдалану кезінде пайда болатын қиыншылықтар

Әртүрлі кен орындарын және бір кен орнында жеке өнімді қабаттарды пайдалану жағдайы бір-бірінен ерекше болады. Осыған сәйкес атқылау скважиналарының жұмысындағы қиыншылықтар да әртүрлі болуы мүмкін.

Бірақ қиыншылықтардың салдары бойынша типтік, жиі немесе өте қауіпті деп бөледі, оларға келесілер жатады:

- сағалық арматураның саңылаусыздығының бұзылуы нәтижесінде ашық реттелінбейтін атқылау;
- СКҚ ішкі қабырғаларына және лақтыру желісіне асфальтты және парафинді шөгінділердің түзілуі;
- скважинаның мезгілінен бұрын тоқтауына әкелетін атқылау кезіндегі бүлкілдеу;
- құм шығаруға бейім тұрақсыз қабатттарды пайдалану кезінде СКҚ және скважина түбінде құм тығындарының пайда болуы;
- СКҚ ішінде және скважина түбіне тұздардың түзілуі.

Мұнай және газ скважиналарын өндіру және игеру кезінде ашық атқылаудың салдарынан атқылау скважиналарда өрт болу кездері болатыны белгілі. Бұл кен орнының уақытынан бұрын таусылуына алып келумен қатар, скважина сағасының айналасына бірнеше ондаған метрге дейін мұнай қалдықтары төгіліп қоршаған ортаны ластайды.

Мұндай атқылауды өшіру және жою үшін екінші көлбеу скважинасын бұрғылау және атом зарядын жару қолданылады. Мұндай ашық фонтанның ауырлық дәрежесі, осы апатты шақыру себебі әртүрлі. Қабатты ашу және скважинаны игеру процесіндегі қиыншылықтар және ойда болмаған бұзулармен қатар, сағалық қондырғыда, соның ішінде, атқылау арматурадағы бұзылыстар үлкен роль атқарады, жалғасулардың тығыз еместігі немесе арматураның дірілдеуі салдарынан болатын бұзылыстар, газсұйық қоспасы ағынындағы абразивті қоспаның жеу қасиетінің нәтижесінде болатын үзілулер ауыр апаттың себебі болуы мүмкін. Олардың алдын-алу үшін, арматураны әрқашан екі есе сынау қысымымен престеп, сынақтан өткізеді [12].

Ашық атқылаудың алдын-алу үшін әртүрлі айырғыштар қолданылады, олар скважинаның біршама тереңдігіне түсіріліп немесе атқылау құбыр бағанасының башмак астына түсіріледі. Шегендеу бағанасының шлипсасында орнатылатын айырғыштар болады, ол автоматты түрде СКҚ немесе шегендеу бағанасы қимасын, сұйық шығыны шекті мәнінен асып, күрт артқан жағдайда жабылады. Сонымен қатар атқылау құбырда орнатылатын айырғыштар қолданылады. Мұндай айырғыштарда газ сұйық қоспасының критикалық шығын кезінде, автоматты түрде ағынды жауып, ашық атқылаудың алдын алады. Атқылау құбыр қимасын мәжбүрлі жабатын айырғыштар белгілі. Олар шарлы кран түрінде жасалған, оны бұру гидравликалық жер бетінен іске асады.

Мұндай шарлы кранның тартпалы механизмі атқылау құбыр бағанасына жалғасқан кіші диаметрлі (12, 18 мм) құбырша көмегімен жер бетіне шығып, қысым көзіне әдетте, скважина желісіне қосылады. Құбырда қысым болғанда, шарлы кран ашық болады, ал кішкене құбыршада қысым түскен кезде, шарлы кран серіппелі механизм көмегімен бұрылып, атқылау құбырды жабады. Жай беттік механикалық істейтін айырғыштар болады, олар манифольд желісіне орнатылады және атқылау скважинаны тотығудан немесе механикалық зақымданудан шығару желілеріндегі үзілулер кезінде жабады [19].

1.2.2. Сорапты қондырғылармен скважинаның пайдалану кезінде пайда болатын қиыншылықтар

Сорапты қондырғылармен скважиналарды пайдалану кезінде жиі кездесетін қиыншылықтар:

- скважинаға мұнаймен бірге түсетін бос газдардың үлкен мөлшері;
- скважинаға мұнаймен бірге құмның шығарылуы;
- сорапта, сорапты-компрессорлық құбырларда, штангалардағы шөгінділер;
- скважина оқпаның қисаюы;

Штангалық қондырғының жұмысына қиыншылықтар сорапты толтыру коэффициентін төмендететін сорапта газды зиянды әсерінен жиі пайда болады. Сораптың қабылдауында зиянды кеңістіктің төмендеуі оны толтыру

коэффициентін жоғарылатады. Зиянды кеңістіктің төмендеуі плунжердің төменгі бөлігінде қосымша ығыстыру клапаны бар сорапты қолдануымен, сорап цилиндріне плунжерді дұрыс орнату есебімен жүзеге асырылады [19].

Плунжер жүріс ұзындығының жоғарылауы мен бірмезгілде тереңдік сораптың диаметрінің төмендеуі зиянды кеңістіктің көлем үлесін төмендетеді. Кәсіпшілік жағдайда динамикалық деңгей астында сорапты түсіру тереңдігі жиі жоғарылатады. Тереңдікке сорапты түсіру кезінде қысым қанығу қысымына тең болғанда газдың зиянды әсері тоқтайды. Тәжірибеде газды якорьды қолданады. Газды якорьдың жұмысы ағынның айналымы кезінде центрифугирлену принципін қолдануымен айдалынатын сұйық ағынында оның қалқу есебімен газ көпіршіктерінің бөлінуіне негізделінген.

Штангалық сораптың жұмысын қиындататын факторлардың бірі скважина түбіне мұнаймен бірге құмның шығуы. Сорапқа құм түскен кезде плунжердің жарамдылығы бұзылады, нәтижесінде клапан арқылы сұйықтың ағуы жоғарылайды, ал сорапта плунжер қатып қалады, штанганың үзіледі, скважинадан сұйықты беруі тоқтатылады және скважина жөндеуге шығарылады. Мұндай скважиналардың жөндеу аралық кезеңі қысқа болып келеді. Зиянды құмның шығуымен күресу штангалы сораптың қабылдау құбыршасының алдында қалыптасқан құралдар, әртүрлі сүзгілер көмегімен жүргізіледі, оларды құмды якорьлар деп атайды [19].

Құмды шығаруды жақсарту үшін бос штангалармен сорапты қондырғылар қолданылады. Бос штанга ретінде сорапты-компрессорлық құбырлар қолданылады. Құбырлық штангалар сорап плунжеріне тербелмелі станоктан қозғалысты жібереді және бірмезгілде скважинадан айдалынатын сұйық үшін құбырөткізгіш болып табылады.

Құбырлық штангаларды плунжерге арнайы аударма көмегімен жалғайды. Плунжерден сұйықтық сорап цилиндрінің ішкі бетіне және плунжердің сыртқы бетіне тимей бос штангаларға түседі. Осы кезде кәдімгі қондырғылармен салыстырғанда жоғарыға сұйықтың түсу жылдамдығының құмның шығуының жақсаруы есебінен жоғарылайды. Парафиннің шөгуінен штанганың үзілуі болады. Егер парафиннен сорапты-компрессорлық құбырлар мен штангаларды өз уақытында тазалау бойынша іс-шаралар қолданылмаса, онда скважинаны жерасты жөндеу кезінде құбырды көтеру уақытында қиындықтар пайда болады.

Скважинаны жабу мүмкін болмайды, штанганы көтеру кезінде плунжер құбыр қабырғасынан парафинді кеседі және тығыздайды және құбырдан барлық сұйықты ығыстыратын парафинді тығынды тудырады, нәтижесінде скважина айналысындағы аймақ ластанады. Мұндай жағдайда штанганы көтеру скважина сағасына жақындау шамасы бойынша мұнайдан газдың қарқынды бөлінуінен парафин және мұнайдың лақтырулары ере шығады [19].

Бақылау сұрақтары:

1. Мұнай өндіру кезіндегі негізгі қиыншылық тудыратын факторлар

2. Қиындықтарды басқару дегеніміз не?

3. Қиындық тудыратын факторлармен күресуге бағытталған іс-шаралар

4. Атқылау тәсілімен скважинаның пайдалану кезінде пайда болатын қиыншылықтар

5. Сорапты қондырғылармен скважиналарды пайдалану кезінде кездесетін қиыншылықтар

1.2.3 Мұнай скважиналарында асфальтты-шайырлы-парафинді шөгінділерден болатын қиыншылықтар

Қабат жағдайында мұнай термодинамикалық тепе-теңдікте болатын жеңіл және ауыр көмірсутектердің күрделі қосылысы екендігі белгілі. Мұнайды өндіру қабаттық жағдайдан беттік жағдайға ауысуымен және термодинамикалық шарттардың өзгеруімен байланысты. Бұл кезде қысым мен температура төмендейді, қоспадағы жеке көмірсутектердің фазалық тепе-теңдігі бұзылады және бір жағынан белгілі құрамды көміртегі газы түрінде бөлінеді, ал екінші жағынан парафин, шайыр және асфальтен түрінде ауыр қатты және майлы фракциялар бөлінеді. Скважинадан сұйықтық көтерілуі кезінде мұнайдың салқындауы мен қысымның төмендеуінде газтәрізді фракцияның бөлінуі, парафин, шайыр сияқты ауыр фракцияларға қатысы бойынша оның еру қабілеттілігі төмендейді, олар парафиннің түйіршіктері түрінде бөлініп, жаңа қатты фаза түзеді.

Мұнай өзінің көмірсутектік құрамы бойынша әртүрлі. Сондықтан кейбір кен орындарында мұнай өндіруде парафин бөлінбейді. Парафиннің майда бөлшектер еріген күйде қалып, сұйық ағынымен айдалынады. Анықталынған жағдайда олар бір мезгілде бөлінетін шайырлар және асфальтендермен жабысып, құбырдың ішкі қимасын төмендете отырып құбырдың кедір – бұдырлы қабырғасына жабысатын қатты көмірсутектердің жабысқақ түйіршіктерін түзеді. Мұнайдағы парафиннің қатты бөлшектері пайда болатын температураны парафиннің кристалдану температурасы деп атайды. Олар мұнайда әртүрлі құрамы мен сол парафинді фракцияның құрамы үшін әртүрлі болып келеді. Парафиндер 40°С жоғары температурада жақсы ериді.

Парафин шөгінділерімен күресу үшін скважинадағы газсұйықты ағынның негізгі термодинамикалық параметрлерін: скважина оқпаны бойынша қысым мен температураның өзгеруін, газбен қаныққан мұнайдың қысымын, скважинаның өнімділігі мен оның өнімінің сулануына байланысты парафиннің түзілу қарқындылығы мен тереңдігін анықтау қажет. Сонымен қатар парафинді шөгінділердің құрамы мен оның еру температурасы туралы мәліметтер қажет. Мұндай зерттеу нақты жағдайда парафин шөгінділерімен күресудің тиімді әдісін таңдауға мүмкіндік береді [19].

Парафин шөгінділерінің түзілуіне әсер ететін факторлар.

Скважина маңы аймағында асфальтты-шайырлы-парафинді шөгінділердің (АШПШ) түзілуінің негізгі себептерін талдау оны екі топқа

бөлуге мүмкіндік береді: біріншісіне өндірілетін мұнайдың компоненттік құрамы мен физика-химиялық қасиеттері және кен орнын игеру процесінде олардың өзгеруін сипаттайтын себептер, ал екіншісіне скважинаны пайдалану кезінде скважина маңы аймағының термобаралық күйін анықтайтын себептер жатады.

Өнімді қабаттардың орналасу тереңдігі скважинада АШПШ-ның түзілу интервалын және тереңдік құрал-жабдықтарда заттардың шөгу жылдамдығын анықтайды. Скважинаның үлкен тереңдігі кезінде құбырларды скребкалармен тазалау және ыстық мұнаймен скважина өңдеуді қолдану тиімді емес. Олар үшін химиялық әдістерді қолдану тиімді. Скважиналар тереңдігі АШПШ-ны болдырмау мен жоюдың технологиялық процесінің параметрлерін, әдістерін, химиялық реагентінің көлемі мен беруі орнын, ұзақтығын, жылдамдығын, айдау қысымын анықтайды.

Қабатқа суды айдауды тоқтатып мұнайды қарқынды өндіру кезінде ағымды қабат қысымы мұнайдың газбен қанығу қысымының шамасына дейін төмендеуі мүмкін, ол газды фактордың, күшейтілген газсызданған мұнайдың жоғарылауына және оның салқындауына әкеледі, нәтижесінде парафиннің түзілу процесі қарқындайды [19].

Скважина түбінде, лифтті құбырда, құбырсырты кеңістігінде қысымның өзгеруі, сонымен қатар қабаттан жоғарыға көтеру кезінде мұнай ағын жылдамдығының өзгеруі АШПШ-ның сипатына және онымен күресу технологиясына әсер етеді. АШПШ-ның түзілуінің бірінші сатысында кристаллдану орталығы пайда болады және кристаллдар өседі, ал екінші сатысында құрал-жабдықтардың бетінде ұсақ кристаллдардың тұнуы жүреді, үшіншісінде ірі кристаллдар парафинделген беттің сыртына тұнады. Асфальтендер шөгеді және тығыз, мықты тұнба түзеді, ал осы уақытта шайырлар тек асфальтендердің шөгуін күшейтеді.

Парафинмен мұнайдың қанығу температурасының шамасына дейін мұнайдың температурасының төмендеуі кезінде АШПШ-ның микрокристаллдарының қалыптасу процестері басталады. Егер парафинмен мұнайдың қанығу температурасы қабаттық температураға жақын болса, онда скважина оқпанының төменгі бөлігінде және қабаттың түп маңы аймағында АШПШ үшін жағдай жасалынады. Осылай парафинмен мұнайдың қанығу температурасы тұнба түзілу интервалын, скважинадағы АШПШ-ның кристалдануының басталу тереңдігі анықталынады [19].

Жұмыс істеп тұрған және тоқтап тұрған скважиналарда тереңдік құрал-жабдықтарының қабырғаларында АШПШ-ның шөгуі оның ішкі бетінің күйіне және тереңдік құрал-жабдықтардың материалына байланысты. Осы факторлар АШПШ-ның орналасу аймағын, тұнбаның түзілу жылдамдығын, оның қалыңдығын, конфигурациясын, пішінін, құрылымын, тығыздығын және т. б. анықтайды.

Парафин шөгінділердің түзілуі мен АШПШ-мен күресу әдістерін таңдау кезінде скважина шығымының шамасы мен оның сулану дәрежесі маңызды роль атқарады. Скважинаның төмен шығымы мен өнімнің аз

сулануы қарқынды парафин шөгуіне мүмкіндік тудырады. Жоғары шығым және мұнайдың біршама сулануы кезінде тереңдік құрал-жабдықтардың қабырғасына АШПШ-ның қалыптасу жылдамдығы төмендейді, яғни мұндай жағдайда оның бетінің гидрофилизациясы жүреді, сұйық пен газдың шығатын ағынымен ондағы кристаллдарға кедергі келтіріліп, скважинадан жерүсті коммуникациясына микрокристаллдар шығарылады. Осыған байланысты төмен шығымды скважина үшін АШПШ-мен күресудің химиялық әдістері, ал орташа шығымдыларға – механикалық және жылумен өңдеу, жоғары шығымдыларға – қорғану жабынымен әдістері тиімді.

Шөгінділермен күресу әдістері

Парафин шөгінділерімен күресу мен болдырмау әдістері өндірілетін мұнайдың қасиеттеріне, мұнайлы қабаттың сипатына байланысты таңдалынады: тиімді қалыңдығы, жыныс-коллекторлардың өткізгіштігі мен кеуектілігі, оның абсорциялы-десорбциялық қасиеттерін анықтайтын сазды материалдардың мөлшері мен құрамы. Қабаттың аз қалыңдығы, оның төмен өткізгіштігі, сазды материалдардың жоғары мөлшері химиялық реагенттердің жоғалуына әкеледі, нәтижесінде қабаттың скважина маңы аймағына ингибиторларды айдау тиімсіз. Қабаттың сипаттамасы парафин шөгінділерін жою мен болдырмау әдістерінің технологиялық көрсеткіштеріне байланысты. Оларға меншікті көлемі, химиялық өнімнің меншікті шығыны мен көлемі, ұзақтығы, айдау жылдамдығы мен қысымы, үрлеу сұйығының көлемі мен түрі, қабатқа реагентті ығыстыру тереңдігі, жыныстағы реагенттің сіңу дәрежесі, химиялық өңдеудің үздіктілігі, химиялық өнімнің реакциясы мен адсорбциясы үшін скважинаны ұстау ұзақтығы жатады [12].

АШПШ-мен күресу бойынша сұрақтарды шешу кезінде алдымен оны болдырмау әдістерін қолдану мүмкіндігін қарастыру қажет. Оларға: химиялық, қорғау жабынын қолдану, гидродинамикалық, модификаторлар таңдау жатады.

Парафин шөгінділерімен күресу әдістері:

- скважинаны және қабаттың түп маңы аймағын химиялық реагенттермен жуу, парафин шөгінділерінің ингибиторларын үздікті және үздіксіз айдау;
- жылулық әдістер;
- скребкалық құралдарды қолдану;
- ішкі бетіне түйіршікті шыны немесе эпоксидті шайыр жағу есебімен футерленген СКҚ қолдану;
- құбыр бетін ионды имплантациялаудың нанотехнологиясын қолдануымен қорғау жабынын жағу оның коррозиялық тұрақтылығын 1000 есе арттырады, ал АШПШ шөгу жағдайы минималды болып келеді;
- микробиологиялық әдістер;
- магниттік әдістерді қолдану;
- арнайы электрқыздырғыштарды қолдану;

Бақылау сұрақтары:

1. Парафиннің түзілуіне әсер ететін негізгі факторлар
2. Парафиннің қарқынды шөгетін орны қай жерде болады?
3. Асфальтты-шайырлы-парафинді шөгінділерді болдырмау әдістері
4. Парафин шөгінділерімен күресу әдістері
5. Парафиннің шөгу жылдамдығы қандай факторларға тәуелді болады?

1.2.4 Скважиналық құрал-жабдықтарда бейорганикалық тұздардың шөгуінен болатын қиыншылықтар

Кен орнын игерудің соңғы сатысында скважиналық құрал-жабдықтарда, мұнайды жинау мен дайындау жүйесінің құбыр өткізгіштерінде, ағынды суларды жою жүйелерінде бейорганикалық тұздар қиындық тудыратын факторлардың бірі болып табылады және келесі түрдегі бейорганикалық тұздар түзіледі:

- ✓ гипс $CaSO_4x2H_2O$ және ангидрит $CaSO_4$;
- ✓ кальций карбонаттары $CaCO_3$;
- ✓ галит NaCl;
- ✓ темір сульфидтері FeS;
- ✓ кешенді тұздар.

Бұл тұздар АШПШ, механикалық қоспалар, коррозия өнімдерімен бірге жинақталады. Кен орны өнімдерінің сулануы жоғарылануымен скважиналық құрал-жабдықтардағы шөгінділерге химиялық талдау кезінде АШПШ-мен, әртүрлі тұздармен механикалық қоспалармен көп мөлшерде темір сульфиді FeS анықталынады. Осы шөгінділерді сульфид құрайтын шөгінділер деп атайды: негізінен бұл гипссульфидкөміртекті ($CaSO_4$+FeS+АШПШ) және карбонатсульфидкөміртекті шөгінділер ($CaCO_3$+FeS+АШПШ) [12].

Суланған мұнайды өндіру процесінде тұз шөгінділерінің түзілуі. Күкірт қышқылды кальций 100^0С-тан төмен температурада гипс, ал 100^0С-тан жоғары температурада ангидрит түзеді. Осы температуралар мәні жақын, яғни олар судың қысымы мен химиялық құрамына тәуелді. Шөгінділерде барий мен күкірт қышқылды стронций бірге кездесіп, бірге минерал түзеді, оның құрамына $BaSO_4$, және $SrSO_4$ кіреді. Радиоактивті элементтер кристаллдар түрінде жинақталады, осы кезде төмен радиациялық фонға ие болады. Кальций карбонаты радиоактивті болып табылмайды. Көбінесе шөгінділер темір, парафин, асфальтен минералдары ретінде қоспалардан тұрады[12].

$CaCO_3$ кальцит шөгінділері келесі шарттардың нәтижесінде түзіледі:

а) қысымның төмендеуінен, ол кезде CO_2 босап шығады;

б) қысым мен температуралардың өзгеруінен, ол ерігіштіктің нашарлауына әкеп соғады. Температураның жоғарылауымен кальций карбонатының ерігіштігі нашарлайды да, тұнба түзеді;

в) химиялық құрамы бірікпейтін екі сұйықтықтың араласуынан;

г) қабат және ағынды суларда pH жоғарылауынан;

д) кальциттің кристаллдануына әкелетін БӘЗ, ингибиторлар және басқа химиялық элементтерді қолдануынан;

Сурет 1.43. Кен орнындағы тұз шөгінділері түзілген ағынды су құбырының кескіні

Қабатта шөгінділер түзілгенде, олар қуыстарды бітеп, өткізгіштігін төмендетеді (1.43 сурет). Қабатта шөгінділер скважинаға жақын жерде түзіледі, осы кезде скважинаның түп маңы аймағының өткізгіштігі төмендейді. Скважинаны пайдалану мүмкін болмай қалады. Шөгінділердің түзілуін болжау және шөгінді түзілу себебіне байланысты іс шараларды қарастыру үшін алдымен химиялық және термодинамикалық зерттеуді мұқият жүргізу қажет. Түзілген шөгінділерді жойғаннан гөрі, шөгінді түзілуін болдырмау жұмыстарын жүргізу қажет [19].

Пайдалану скважиналарында көбінесе кальций карбонатының $CaCO_3$ шөгінділерін кездеседі. Пайдалану кезінде скважинаның түп маңы аймағындағы қысым төмендейді және скважина түбінде мұнайдан газ бөлінеді. Қабат суында еріген CO_2 газ тәрізді күйге ауысады, ол $CaCO_3$ шөгіндісінің түзілуіне әкеледі, оны келтірілген формуладан көруге болады:

$$Ca^{++} + 2HCO_3 = CaCO_{3\text{қатты}} + CO_{2\text{газ}} + H_2O$$

Егер CO_2 бөлінбесе де, бір қысым ерігіштіктің нашарлауына әкеледі. Ерітінді жоғары қаныққан болып келеді, ал ол $CaCO_3$ шөгіндінің түзілуіне әкеледі. Сулардың сәйкессіздіктерінен – кальций бикарбонатымен хлорлы кальцийлі сулардың өзара әрекеттесуі:

$$CaCl_2 + 2NaHCO_3 \leftrightarrow CaCO_3\downarrow + 2NaCl + H_2O + CO_2\uparrow$$

Температураның жоғарылауы бойынша $CaCO_3$ шөгуі мүмкін. Температуралы фактордың әсері кальций карбонатымен қаныққан су айдалынатын терең ығыстыру скважиналарында карбонатты тұнбалардың түзілуімен түсіндіріледі.

Көміртегі екі оксидін құрайтын суда кальциттің еруі кезінде жақсы еритін кальций бикарбонат түзілуімен химиялық реакция жүреді:

$$CO_2 + H_2O + CaCO_3 \leftrightarrow Ca(HCO_3)_2$$

Кальций бикарбонатын түзілуі және ерітіндіден кальциттің түзілуін болдырмау үшін суда біршама мөлшерде бос көміртегінің екі оксиді болуы қажет.

Парциалды қысымның төмендеуіне әкелетін «газ-су» жүйесінде қысымның төмендеуі кальциттің ерігіштігін мен оның тұнба түзуін

төмендетудің бір себебі болуы мүмкін (сурет 1.44). Осы процесс газлифті скважиналарда СКҚ-да газдың ену нүктесінен жоғары немесе мұнайдың газсыздануының басталу тереңдігінен жоғары өндіру скважиналарында СКҚ қабырғаларында кальциттің жиі шөгуіне әкеледі. Өнімді шығару шамасы бойынша өндіру скважиналарында температураның төмендеуі және қысымның жоғарылауы жүреді. Сондықтан өндіру скважиналарында, мұнайды жинау мен дайындау жүйелерінде карбонатты шөгінділердің түзілу себептерін анықтау кезінде екі бір-біріне қарама-қарсы бағыттағы факторлардың бірге пайда болуын қарастыру қажет [12].

Сурет 1.44. СКҚ-да және ортадан тепкіш дөңгелекте кальциттің түзілуі

Кальций карбонатының ерігіштігіне ортаның pH әсері болады. Қышқыл ортада кальциттің ерігіштігі сілтілі ортаға қарағанда жоғары. pH жоғарылау шамасы және судың сілтілігі бойынша карбонатты шөгінділердің түзілуі мүмкіндігі жоғарылайды. Бұл CO_2 ерігіштігі сулы ерітінділердің pH-на байланысты: қышқыл орта жоғары болған сайын көміртегі екі оксидінің ондағы еруі жоғары болады.

Қаныгу индексі судан кальций карбонатының шөгуі немесе осы тұздарда еру мүмкіндігін сапалы бағалайды.

$$JS = pH - pHS \quad (1.11)$$

Мұндағы: JS – қаныгу индексі; pH – сутекті көрсеткіштің нақты мәні; pHS – кальций карбонатымен қаныгу кезінде ортадағы pH мәні;

Егер JS>0 болса, онда кальциттің шөгуі мүмкін. JS>0, 5-0, 7 кезінде кальцит қарқынды түзіледі, JS<0 – су кальций карбонатымен қанықпаған, JS=0–тепе-теңдік жағдайда болады деп есептелінеді.

Шөгінділердің түзілуін болдырмау:

- технологиялық әдістер – скважинада және қабатта тұздардың түзілуіне жол берілмейтін қабат қысым ұстау үшін сәйкес минералды суларды таңдау, температуралық режимдерді сақтау, сулардың араласуын болдырмау;
- тиімді ингибиторларды қолдану;
- ішкі тегіс жабында құбырларды қолдану;
- шыныпластикалық құбырларды қолдану;

Құбыр өткізгіштер, СКҚ-дан және басқа мұнай кәсіпшілік құрал-жабдықтарынан кальцитті жоюдың негізгі әдісі – тұзқышқылды өңдеу. Егер тауарлы қышқыл 24-27% концентрациялы болса, онда скважиналар мен құбырөткізгіштерді өңдеу үшін 7-12% тұз қышқылының ерітіндісі қолданылады:

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + CO_2\uparrow + H_2O$$

Кальций сульфатының шөгуі $CaSO_4x2H_2O$ химиялық құрамы бойынша сәйкеспейтін сулардың араласуынан пайда болады. Шөгу процесіне қысым, температура және судың химиялық құрамы әсер етеді. $CaSO_4$ бірнеше кристаллды пішіндері бар, оларды әртүрлі жағдайда әртүрлі ерігіштікке ие. Мысалы, төмен температура мен қысым гипстің ($CaSO_42H_2O$), жоғары температура мен қысым ангидриттің ($CaS0_4$) түзілуіне әсер етеді. Қысымның өзгеруі кальцийлі шөгінділердің ерігіштігі мен пішінінің өзгертуі мүмкін. $CaCO_3$ түп маңы аймағына жақын жерде түзіледі [19].

Кен орнын игеру кезінде мұнай кәсіпшілік жабдықтарында гипстің түзілуі мен қабат суларының сульфаттануының жоғарылауы келесі негізгі себептерге бөлуге мүмкіндік береді [12]:

1) айданылатын престі сумен қабат қанқасындағы гипс пен ангидриттің сілтіленуі;

2) қалдық сулар есебінен сульфатты иондармен ілеспе-өндірілетін сулардың байытылуы;

3) қабаттағы сульфидтердің тотығуы, мұнайдың күкіртті компоненттерінің айданылатын сумен баратын ауа оттегісімен сульфатқа дейін тотығуы;

4) жоғары сульфатты қабаттық престі немесе ағынды сулардың сәйкессіздігімен айдау жолымен қабат қысымын ұстауы;

5) шеген колоннасының сапасыз цементтелуі немесе саңылаулығынан бөтен сульфатты сулардың ағуы;

6) скважинадан сұйықты шығару кезінде және мұнайды дайындау қондырғысында газсумұнайлы қоспаның термодинамикалық жағдайының өзгеруі;

Скважиналарда гипстің түзілуі кеніштің геологиялық құрылымына, игеру жүйесіне, скважинаның пайдаланудың технологиялық ерекшеліктеріне байланысты. Көпшілік зерттеушілер ілеспе сулардың сульфатты иондар мөлшерінің жоғарылау себебі ығыстыру суларымен салыстырғанда коллекторлардан минералдардың еруі мен сілтіленуі деп есептейді. Престі сулар қабат ішілік сульфаттардың тотығуы, жыныс бетімен сульфат-иондарының десорбциясы, ангидрит пен гипстің еруі есебінен қанығады. Қабат және айдалынатын сулардың араласуы нәтижесінде шегенді колоннаның төменгі бөлігінде және СКҚ-да сульфатты шөгінділер түзіледі.

Өндірісте ПАФ-1, ПАФ-13, СНПХ-5301, СНПХ-5613 сияқты тұз шөгінділерінің ингибиторлары кеңінен қолданылады, олардың мөлшері анықталынады және қатаң бақыланады.

$$P = (P_o * Q_в):1000 \text{ кг}, \quad (1.\ 12)$$

Мұндағы: Р – ингибитор мөлшері, кг/тәу; P_o – мөлшерлеу нормасы, г/т;$Q_в$ – су бойынша скважина дебиттері, т/тәу. Мөлшерлеу нормасы 20-50г/т-ны құрайды.

Қолдану әдістері:

- ✓ мөлшерлегіш сораптармен құбыр сыртына мөлшерлеу;
- ✓ полиэтиленді құбырлар бойынша тереңдік сораптардың қабылдауымен мөлшерлеу;
- ✓ құбыр сыртына үздікті құю;
- ✓ скважинаны жерасты жөндеу кезінде қышқыл ерітінділерімен бірге қабатқа айдау.

Гипс шөгінділерін болдырмау үшін келесілер қолданылады:

- ✓ құбырдың ішкі бетінің тегіс жабыны;
- ✓ тұз түзілу жағдайын жоятын технологиялық әдістер:
- ✓ физикалық алаңмен – магнитті, ультрадыбысты өңдеу.

Гипс шөгінділері түзілген скважинаның құрал-жабдықтары көп жағдайда пайдаланудан шығарылады. Егер гипс түпте пайда болса, онда бұрғылайды және қайталама перфорация жүргізіледі, одан кейін қабатқа тұз шөгінділерінің ингибиторын айдайды. Егер гипс шөгіндісі борпылдақ құрылымды болса, онда оны еріту үшін натрий карбонатының 10-15% ерітіндісін қолданады [19].

Гипс конверсиясы келесі реакциялар бойынша жүреді:

$$CaSO_4*2H_2O + Na_2CO_3 = CaCO_3 + Na_2SO_4 + 3H_2O$$

Алынған кальций карбонатын тұз қышқылымен, ал натрий сульфаты суда жақсы ериді. Гипстің борпылдақ шөгінділерін жою үшін каустикалық содамен өңдеу орындалынады, ол кезде тұздар суда жақсы еритін болып алынады.

Бейорганикалық тұздармен күресу бойынша нақты іс шаралар әр кен орны үшін жеке зерттеу жұмыстарын кешенді жүргізгеннен кейін дайындалады және жүзеге асырылады. Қазіргі уақытта бейорганикалық тұз шөгінділерін жоюдың тиімді әдісі химиялық реагент – ингибиторларды қолдануы болып табылады.

Тұз шөгінділерін жоюдың негізгі әдістері сызбада көрсетілген.

Сурет 1.45. Бейорганикалық тұз шөгінділерін жою әдістерін топтастыру

Тұз шөгінді ингибиторларына қойылатын жалпы талаптар:

- қолдану жөнінде сертификаты болуы тиіс;
- олар еріген ортаның коррозиялық белсенділігін арттырмауы керек;
- сумұнайлы эмульсияның тұрақтылығын жоғарылатпауы тиіс;
- қоршаған орта үшін зиянсыз және қызмет етуші үшін қауіпсіз болуы тиіс;
- ерітіндінің құрамы бойынша әртүрлі ингибиторлардың қалдық мөлшері кәсіпшілік жағдайында аналитикалық анықталынуы тиіс;
- әр ингибитордың суда және ауада шекті жіберілетін концентрациясының, қолданылуының технологиялық сипаттамасы, сонымен қатар жұмысты қауіпсіз жүргізу бойынша ұсыныстары болуы тиіс;
- мұнайды өндіру, жинау, дайындау мен тасымалдаудың технологиялық процестеріне теріс әсер етпеуі керек;

Тұз шөгінді ингибиторларын қолдану әдістері:

1) Жеке мөлшерлегіш қондырғысымен УДЭ скважинаның құбыр сырты кеңістігіне ингибиторды мөлшерлеу. Бұл әдіс тұрақты режимде мөлшерлегіш сораптар көмегімен құбыр сырты кеңістігіне тұз шөгінді ингибиторын жіберу болып табылады. Осы кезде ингибитор таза түрінде, суға қосып немесе егер араласуы кезінде қиындықсыз болса, басқа химиялық реагенттермен араластырып жіберіледі. Мөлшерлегіш сорапты сағадан 3м қашықтықта орнатады, ығыстыру желісі сыртқы мүмкін әсерлерден қорғалуы керек. Сонымен қатар құбыр сыртына жіберу желісін қосу жеріне кері клапан орнату қажет. Қызмет етуші күн сайын ингибитор шығынын бақылайды.

2) Скважинаның құбыр сырты кеңістігіне ингибиторды үздікті жіберу. Бұл әдісті профилактикалық өңдеу ретінде тұз шөгінділерінің аз қарқындылығымен скважинаға немесе мөлшерлегіш сорап қондырғысына дейін қолданады. Нақты жағдайға байланысты әр скважина үшін өзінің кезеңділігі мен ингибиторды жіберу көлемі орнатылады. Егер құбыр сыртына

таза ингибитор берілсе, онда скважина сұйықтығының дебитіне байланысты құю кезеңділігі 2-7 күнге созылады.

3) Тұз шөгінді ингибиторлары үшін сорап асты контейнерлерін қолдану. Бұл контейнерлер тұз шөгінділерінің қатты ингибиторлары толтырылған үлкейтілген құбырлар немесе перфорирленген СКҚ-ды көрсетеді. Бұл ингибиторлар ілеспе қабат суларында біртіндеп ериді және тұз шөгінділерінен құрал-жабдықтарды сақтай отыра, жоғарыға сұйық ағынымен шығарылады. Жиналған контейнер батырмалы сорапты қондырғының төменгі бөлігіне бекітіледі. Контейнердегі қатты ингибитор көлемі қатты ингибитордың толық еру уақыты мен скважинаның сулы фазасының дебитіне байланысты. Бұл уақыт 9-12 айды құрайды.

4) Қабатқа тұз шөгінді ингиторларын айдау. Скважинаның түп маңы аймағына тұз шөгінді ингибиторларын айдау келесі талаптар болғанда жүргізіледі:

- скважинада қарқынды тұз шөккенде, СКҚ ғана емес скважина түбінде, сорапты жабдықтарда түзілгенде;
- скважинаны жиі жөндегенде;
- су және сұйықтық бойынша скважиналардың жоғары дебитінде;
- сорапты жабдықтардың төменгі жағында тұз шөгінділері түзілгенде, ингибиторды жіберудің басқа әдістерінің тиімділігі аз болғанда.
- скважина жақсы қабылдағыштыққа ие болғанда;

Скважинаның түп маңы аймағына ингибиторды екі әдіспен айдайды:

- скважинаны жерасты жөндеу кезінде;
- скважинаны ағымды жөндеу бригадасын қатыстырмай – бұл әдіс скважина жақсы қабылдағышты болғанда және сағаның қысымын 60атм асырмай ингибитордың қажетті көлемін қабатқа айдауға мүмкін болғанда[12].

Бақылау сұрақтары:

1. Бейорганикалық тұз шөгінділердің физика-химиялық құрамы
2. Жерасты қондырғылары мен скважина түп маңы аймағына тұздың шөгуі ненің әсерінен болады?
3. Қабатта тұз шөгінділерінің түзілуін болдырмау үшін қандай іс-шаралар қолданылады?
4. Бейорганикалық тұз шөгінділерін жою әдістері
5. Тұз шөгінді ингибиторларына қойылатын талаптар

1.2.5 Скважинада құм шөгінділерінен болатын қиыншылықтар

Әлсіз цементтелген құм тасты өнімді қабаттарды пайдалану кезінде қабаттың түп маңы аймағында құмның «қозғалысты» аймағы түзілуі мүмкін. Осы кезде скважиналарды пайдаланудың алғашқы айларында қарқынды бақыланбайтын құмның пайда болуы байқалады, ол біртексіз қабаттардың бұзылмаған қабатшаларында немесе қабат төбесінде каверналардың түзілуі мен құм шайылуына байланысты [12].

Құм тығындарының түзілуіне әсер ететін факторлар:

- ✓ жыныс-коллекторлардың литологиялық сипаттамасы;
- ✓ әлсіз цементтелген өнімді қабаттардың сулану қарқындылығы;
- ✓ флюидтерді алу режимі;
- ✓ гидраттүзілу процесінің белсенділігі;
- ✓ өнімді қабатты алғашқы ашу кезінде қолданылатын бұрғылау ерітінділері, сонымен қатар скважинаны күрделі жөндеу кезінде;

Скважинада құмның пайда болуын төмендетудің технологиялық әдістері. Скважинада құмның шығуын жоюға бағытталған қолданылатын әдістер 3 топқа бөлінеді:

- ✓ скважинаға құмның өтуін жоятын жасанды бөгет құрайтын механикалық әдістер;
- ✓ қабатқа құмды қаттылауға және цементтеуге әрекет ететін заттарды айдауға негізделген химиялық әдістер;
- ✓ механикалық сүзгілер мен құм түйіршіктерін химиялық бекітуді бірге қолданылатын аралас әдістер.

Скважинада құмның шығуымен күресу әдістерін таңдау кезінде факторлар қатарын ескеру қажет. Скважина түбінің құрылысы маңызды. Ашық түппен скважинаны аяқтау кезінде механикалық немесе аралас әдістерді қолданылады. Құмды бекітетін химиялық әдістер құмның шығуынан каверна түзілмеген жаңа скважиналарда қолданылады. Құмның шығуымен күресу әдістерін таңдау кезінде температуралық шектеулерді ескертеді. Химиялық әдістер үшін температураның жіберілетін шегі 16-175^{0}С болады, ал механикалық әдістер үшін ешқандай шексіздік жоқ, тек сүзгілерде тығындар түзілгенде мұнай немесе қоюландырылған ерітінділер қолданылады. Скважиналарда құмның пайда болуын жоятын технологиялық әдістерге алдымен скважинадан флюидтерді алуды реттеу жатады. Флюидтердің тұтқырлығы жоғары болған сайын қысымның төмен градиенті критикалық болып келеді, яғни құмның шығуы басталады[12].

Газ мұнай немесе суға қарағанда төмен тұтқырлыққа ие. Сондықтан әлсіз цементтелген құмтастардан тұратын газды қабат маңызды депрессиға ұшырайды. Газды кен орындарын игеру процесінде сулылық нұсқасының созылуы немесе табан асты суының көтерілуі жүреді, су пайдаланылатын газды скважинаға жақындайды және қабаттың түп маңы аймағына түседі. Егер құмтас сазды немесе әктасты материалдармен бекітілсе, онда су скважинадан алу шамасы бойынша алғашқысына қарағанда төмен депрессия кезінде қабаттың бұзылуына әкелетін осы материалдарды біртіндеп жуады.

Скважина оқпанында түп маңы аймағынан құмның шығуын мүлдем жою күрделі, яғни біршама уақыттан кейін оқпанда құмды тығын түзе отырып, құм жиналады. Егер көтеру құбырында флюидтер ағынының жылдамдығы критикалықтан жоғары болғанда, яғни құбырдағы флюидтердің шығатын ағын жылдамдығы ауырлық күшінің әсерінен сұйықта құмның түсу жылдамдығына тең болғанда тығын түзілмеуі де мүмкін. Флюид ағынының көтеру күші құм диаметрінің квадратына пропорционал, ал ауырлық күшінің

түсу жылдамдығы құм диаметрінің кубына тең. Құмтастардың критикалық өлшемдері 0,35-0,15 мм аралығында. Төмен өлшемдегі құмтастар тұнба түзбейді және скважина оқпанында тығын түзілмейді.

Егер қабаттың түп маңы аймағынан скважина оқпанына ірі құмтастар шығарылса, онда құмды тығын түзілмеуі үшін скважинадан жоғарыға құмды бірге алып шыға алатын флюидтердің көтерілу жылдамдығын қамтамасыз ету керек. Бірақ көтерілу жылдамдығы жоғары болған сайын, қабаттағы депрессия жоғары болады, ол қабаттың бұзылу қарқындылығына әкеледі. Осыны болдырмау үшін әртүрлі технологиялық іс-шаралар қолданылады: сорапты скважинаның құбыр сырты кеңістігінде сұйықтың құю, кішірейтілген диаметрлі көтергіш құбырлар, бос сорапты штангалар, ілмек, скребка, плунжермен тереңдік сораптар және т. б.

Қабаттың түп маңы аймағында әлсіз цементтелген жыныстарды бекіту үшін фенолформальдегидті, карбамидты шайырлар, фенолспирті қолданылады. Қабаттың түп маңы аймағын бекіту үшін цементті және цементті-құмтасты ерітінділер қолданылады. Тұрақсыз борпылдақ коллекторларда скважинаның пайдалану кезінде диаметрі төмен көп саңылаулар санымен сүзгілер қолданылады. Оның көмегімен бар перфораторлар төмен диаметрлі саңылаулар жасай алмайды. Сондықтан сүзгілер жоғарыда дайындалынады да, түпке түсіріледі. Құм тығындары пайда болған скважиналарды пайдалануды қалпына келтіру үшін барлық жиналған құмдарды жою керек. Терең емес скважиналарда құм тығындары негізінен желонкамен жойылады.

Құм тығындары үздікті сұйықпен жуылады немесе гидробұрғымен тазаланады. Жуу сұйығы ретінде мұнай, су, сазды ерітінді, көпіршікті сұйықтық, қабат қысымына сәйкес тығыздықта көпіршік қолданылады. Құм тығындарын жуу тығынға дейін скважинаға түсірілген жуу құбырлары мен құбыр сырты кеңістігі жүйесінде жуу сұйықтығының айналымын туғызудан тұрады. Жуу құбыры ретінде әртүрлі диаметрлі СКҚ қолданылады.

Жуу сұйықтығының төмен қарай бағытталған ағын күшінің әсерінен тығын жуылады да, сұйықтықтың жоғары қарай бағытталған ағынымен тығын жоғарғыға шығарылады. Жуу құм тығындарын бұзу және жоғарғыға құмдарды шығару үшін айдалынатын сұйық ағынының энергиясын қолдануға негізделген. Скважина оқпанын тығыннан тазалау кезінде жуу құбырының тізбегі өсіріліп, скважинаға тереңірек түсіріледі. Жуудың түрлері: тура, кері, аралас және үздіксіз болып келеді [12].

Бақылау сұрақтары:

1. Скважинада құмның пайда болу шарты
2. Құм тығындарының түзілуіне әсер ететін факторлар
3. Скважинада құмның пайда болуын төмендетудің технологиялық әдістері
4. Құм тығындарының түзілуін болдырмау үшін қолданылатын іс-шаралар
5. Құм тығындарын жуу процесі қалай орындалады?

1.2 6 Газды және газконденсатты скважиналарда гидраттардың түзілуі

Газгидраттарының түзілуіне әсер ететін негізгі факторлар – газдың құрамы, фазалық күйі және судың құрамы, температура мен қысым. Газ құрамы газ түзілу шартын анықтайды: жеке газдың немесе газдар қоспасының молекулярлық массасы жоғары болған сайын бір немесе сол температурада гидраттың түзілуі үшін қажетті қысымнан төмен болуын талап етеді. Гидрат түзілу процесі табиғи газдың сумен толығымен қаныққан кезде «газ-су» шекарасында жүреді. Қарқынды гидрат түзілу орнын анықтау үшін әртүрлі термодинамикалық жағдайда газдың қозғалыс жүйесінің әр бөліктерінде газдағы ылғал мөлшерін білу қажет [19].

Белгілі болғандай, ылғалдың біршама мөлшері газдың салқындауы мен скважинаны тоқтатқанан кейін газдан конденсацияланады. Құбыр қабырғаларында ылғалдың қабықты түрдегі мөлшері қалады. Осы ылғалдан түзілген гидраттар құбыр беті бойынша жұқа қабатпен таралады және ерекше қауіптілікті тудырмайды. Бірақ олар шекті ылғал болғанда кристалдардың өсу орталығы болуы мүмкін. Газдан ылғалдың гидратқа ауысуы кезінде гидраттағы бу концентрациясы төмендейді және бұл аймақ скважинаның төменгі бөлігінен диффузия мен конвенция есебінен ылғалдың жаңа бөлігі түседі. Бұл процесс өте жай өтеді, сондықтан қауіптілігі аз.

Тәжірибе кезінде, жабық скважинада атқылау арматурасының саңылаулығы нәтижесінде түптен сағаға газ ағынының үздіксіз енуі болады, ол табиғи конвенция процесін жылдамдатады, ал гидрат түзілуі мүмкін аймақта ылғалмен қайта қаныққан газдың жаңа бөлігі үздіксіз түседі. Осы кезде гидраттар жергілікті түзіледі, ол скважина оқпанының кішіреуіне немесе толық жабылуына әкеп соғады. Скважина оқпанының жоғарғы бөлігіндегі газгидраттары муфталық қосылыстардың тығыздалмауы арқылы оның қиылысуы кезінде газдың дросселдену орнында, сонымен қатар ұзақ тұрған скважина оқпанының қуысында пайда болады.

Жөндеуден кейін енгізілген газ скважиналарын пайдалану кезінде берілген термобаралық жағдайда гидраттар қуысты каналдардың орташа радиусын, тиімді кеуектілік пен өткізгіштікті төмендетіп, скважина маңы аймағында түзіледі. Осы кезде біртексіз таралған қуыстармен өнімді қабаттардың өткізу ортасында капиллярлардың үлкен радиусымен қуыстары бар жергілікті бөлімшелер болады. Осы бөлімшелер гидраттардың түзілу орталығы болуы мүмкін, осы аймақтан гидраттүзілу ары қарай таралады[19].

Гидраттардың түзілу басы оның қалыптасуында аймақтың электр кедергісінің жоғарылауымен және ондағы қысымның бірден төмендеуімен сипатталынады. Керісінше гидраттардың бөлінуі қысымның жоғарылауымен қоса жүреді, осы кезде гидраттың бір көлемінде газдың 70-тен 300-ге дейінгі көлемдер құрауы мүмкін. Гидратты жағдайға ауысу кезінде газдың меншікті көлемі бірнеше рет төмендейді (141,5 $м^3$ бос метан гидратты жағдайда 0,142 $м^3$ көлемді құрайды). Электр кедергісінің, қысым мен температураның өзгеруін скважинаның түп маңы аймағында гидрат түзілуін анықтауды

бақылау әдістері ретінде қолданылады. Қабаттың скважина маңы аймағында гидраттардың түзілуі мен ыдырау кезеңділігін сәйкес жағдай кезінде ескеру қажет. Қысымның осы кезеңдік өзгеруі қабат жынысының тығыздалуына және колонна сыртындағы тампонажды тастың бұзылуына әкеледі, ол механикалық қоспаның шығуының жоғарылауына және оқпан үстінде жатқан және перфорирленген бөлікте сазды-құмды тығындардың түзілуіне негіздейді.

Скважинаның түп маңы аймағында газгидраттарының ыдырауы кезінде қысымның бірден жоғарылауы қабат бойынша тордағы басқа скважиналарға беріледі. Өз кезегінде онда газ-су байланысының көтерілуі, гидрат түзілуі, табан асты суының конусы жарылуы мүмкін. Сәйкесінше қабаттың түп маңы аймағында олар өзара байланысқан процестер болып табылады, бір жүйе ретінде қарастыру керек. Гидрат түзілуді болдырмау, түзіліп қойған газгидратты тығынды жою, әсіресе СКҚ қимасын толық жапқан гидратты тығын болса немесе үлкен диаметрлі көтеру колоннасына қарағанда жеңіл.

Газгидраттарының түзілуін болдырмау бойынша әдістерді үш топқа бөлуге болады: ыдырау қысымынан төмен қысымды төмендету; ыдырау температурасынан аспайтын температураға дейін газды қыздыру; газ ағынына ингибиторларды енгізу;

Газгидраттарының түзілуін болдырмау бойынша қолданыстағы әдістерді өз кезегінде келесі топтарға жіктейді: газ ағынына ингибиторларды енгізу; су буымен газды кептіру; гидрат түзілу температурасынан жоғары газ температурасын ұстау; газқұбырында гидрат түзілу қысымынан төмен қысымда ұстау;

Газгидраттарын болдырмау және жою үшін газ ағынында гидраттың түзілуінің негізгі жағдайынан біреуін шектеу қажет: жоғары қысым, төмен температура немесе бос ылғал. Осыған байланысты газгидраттарының түзілуімен күресудің негізгі әдістері қысымды төмендету, температураны жоғарылату және гидрат түзілуіне қарсы ингибиторларды енгізу болып табылады. Қазіргі кезде кең таралған әрекетті әдіс ыстық тұзды ерітіндімен ($t=70\text{-}80^0C$) скважинаны жуу болып табылады.

Скважина қуысына қыздырылған сұйықтық – жылу тасығышты жіберу пайдалану және СКҚ колоннасы арасының сақиналы кеңістігіне үздіксіз құбырларды колоннаға түсіру мүмкін әдіс болып табылады. Газгидраттарының түзілуімен күресудің ингибиторлық әдісі кең таралған. Ингибитор ретінде метанол мен этиленгликоль қолданылады. Оларды қолдану тиімділігі гидрат түзілу жағдайына байланысты. Газ гидраттарын жою әдістерін таңдау газ гидратының құрамы, газ гидрат тығынының түзілу мөлшері мен сипатына, олардың түзілу орнына байланысты[19].

Бақылау сұрақтары:

1. Газ гидраттарының түзілуіне әсер ететін негізгі факторлар
2. Гидрат түзілу процесі қалай жүреді?

3. Газ скважинасының оқпанындағы газгидратының тығын жою әдістері

4. Газ гидраттарының түзілуін болдырмау әдістері

5. Газ гидраттарының түзілуімен күресудің ингибиторлық әдісінде қолданылатын реагенттер

Тапсырма: Скважиналар жұмысы кезінде болатын қиыншылықтар түрлері бойынша кестені толтыру қажет

№ п/п	Қиыншылықтар	Пайда болу себептері	Қиыншылықтарды жою әдістері	Қиыншылықтарды болдырмау әдістері
1.				
2.				
3.				
4.				
5.				

1.3 Игерудің ағымдағы күйін талдау

Мұнай кен орындарын игеру технологиясы қойнаудан мұнайды шығаруға арналған әдістердің жиынтығы. Игеру жүйесі түсінігін анықтайтын факторларының бірі ретінде қабатқа әсер етудің болуы мен болмауын көрсетілген. Осы факторға су айдау скважинасын бұрғылау қажеттілігіне байланысты.

Қабатты игеру технологиясы игеру жүйелеріне кірмейді. Бір және сол жүйелерде кен орнын игерудің әртүрлі технологиясын қолдануға болады. Әрине, кен орнын жобалау кезінде таңдалынған игеру технологиясына қай игеру жүйесі сәйкес келетіні және игерудің қандай жүйесінде берілген көрсеткіштер оңай алынуы мүмкін екендігін ескеру қажет.

Әрбір мұнайлы кен орнын игеру процесін сипаттайтын негізгі көрсеткіштерге келесілер жатады: мұнайдың, сұйықтың, газдың жылдық және жинақталған өндіруі, агентті жылдық және жинақталған айдауы, өндірілетін өнімнің сулануы; алынатын қорлардан мұнайды алу; өндіру және айдау скважиналарының қорлары; мұнайды алу қарқыны; су айдаумен сұйықты алуды компенсациялау; ағымдағы және соңғы мұнайды шығару коэффициенті; мұнай және сұйық бойынша скважиналар дебиті; скважинаның қабылдағыштығы; қабат қысымының динамикасы, бұрғылау көлемі; өндіру және айдау скважиналарын енгізу, пайдаланудан скважиналарды шығару және т. б.

Игеру процесінің тиімділігі, шығарылатын мұнай қорының бастапқы шығарылатын үлесіне қатынасы, кеніштен суды айдау мен сұйықтықты алудың ағымдағы және жинақталған балансы, қабат қысымының төмендеуі бойынша бағаланады[14].

1.3.1 Мұнай кеніштерін игерудің технологиялық көрсеткіштері

Игеру процесінің негізгі технологияларында көрсеткіштері қарастырайық:

Мұнайды өндіру $q_н$– бір скважинаға келетін орташа тәуліктік игеру $q_{нс}$ және уақыт бірлігінде бұрғыланған барлық өндіру скважиналары бойынша негізгі көрсеткіш. Уақыттың өзгеру сипатында осы көрсеткіштер қабат қасиеті мен ондағы қаныққан сұйықтыққа ғана емес және игерудің әртүрлі этаптарында кен орнында жүзеге асырылатын технологиялық операциялар байланысты болады.

Сұйықтықты өндіру $q_ж$–уақыт бірлігінде жалпы мұнай мен суды өндіру. Қандай да бір скважинаны пайдаланудың сусыз кезеңінде кеніштің таза мұнайлылық бөлігінен скважина арқылы таза мұнай өндіріледі. Көпшілік кен орындарында ерте ме, кеш пе өнімнің сулануы басталады. Осы уақытқа дейін сұйықты өндіру мұнайды өндіруден асып кетеді.

Газды өндіру $q_г$– бұл көрсеткіш қабат мұнайының газ мөлшеріне, оның қозғалғыштығы қабаттағы мұнайдың қозғалғыштығына, қабат қысымының қанығу қысымына қатынасы, газ бүркемесінің болуына, кен орнын игеру жүйесіне байланысты. Газды өндіру газ факторының көмегімен сипатталынады, яғни стандартты жағдайға келтірілген уақыт бірлігінде скважинадан өндірілетін газ көлемінің газсызданған мұнайдың өндіруге көлеміне қатынасымен сипатталынады. Орташа газ факторы игерудің технологиялық көрсеткіші ретінде ағымдық газ игерудің ағымды мұнайды игеру қатынасы бойынша анықталынады.

Қабат қысымын қанығу қысымынан жоғары ұстаумен кен орынды игеру кезінде газ факторы өзгеріссіз қалады және сондықтан газ өндіру сипаты мұнай өндіру динамикасын қайталайды. Егер игеру процесінде қабат қысымы қанығу қысымынан төмен болса, онда газ факторы келесідегідей өзгереді. Еріген газ режимінде игеру кезінде орташа газ факторы басында жоғарылайды, максимумға жетеді, ал одан кейін төмендейді және атмосфералыққа тең қабат қысымы кезінде нольге жетеді. Осы кезде еріген газ режимі гравитациялық режимге ауысады.

Қарастырылған көрсеткіштер мұнай, су және газды шығару процесінің динамикалық сипатын көрсетеді. Барлық өткен кезеңде игеру процесін сипаттау үшін интегральды көрсеткіш – жинақталынған өндіру қолданылады[14].

Мұнайды жинақтап өндіру игеру басынан анықталынған уақыт кезеңінде, яғни бірінші өндіру скважинасын қосу кезінен бастап объект бойынша өндірілген мұнай мөлшері.

$$Q_н t = \int_0^t q_н \, t d\tau (1.4)$$

Мұндағы: t - кен орнын игеру басындағы уақыт; τ - ағымдық уақыт;

Динамикалық көрсеткіштерден жинақтап өндірудің айырмашылығы тек жоғарылауында болуы мүмкін. Ағымдық өндіру қарқынының төмендеуімен сәйкес жинақталынған көрсеткіштердің жоғарылауы төмендейді. Егер ағымдық өндіру нольге тең болса, онда жинақталынған көрсеткіш тоқтайды және ол тұрақты болып қалады.

Мұнай, газ және суды өндіру мөлшерін көрсететін қарастырылған абсолюттік көрсеткіштерден басқа мұнай қорының үлесіндегі қабат

өнімдерін шығару процесін сипаттайтын салыстырмалы көрсеткіштер қолданылады.

Мұнай бергіштіктің ағымдық коэффициенті кен орнын пайдалану кезеңінде мұнайдың жинақтап өндірудің оның геологиялық қорына қатынасы:

$$\eta = \frac{Q_н}{\mathcal{G}} (1.\ 5)$$

Мұнай бергіштіктің соңғы коэффициенті – кен орнының шығарылған қорларының геологиялық қорына қатынасы:

$$\eta k = \frac{N}{\mathcal{G}} (1.\ 6)$$

Игеру қарқыны $z(t)$ – мұнайды жылдық өндірудің шығарылатын қорына қатынасы, жылдағы пайыздық көрсеткішімен көрсетіледі.

$$zt = \frac{q_н t}{\mathcal{N}} (1.\ 7)$$

Осы көрсеткіш уақыт өте өзгереді, кен орнында игеру, өндіру және реттеупроцесіндегі жүзеге асырылатын барлық технологиялық операцияларға әсер етеді. Мұнай кен орындарын игеруді жобалау және талдау тәжірибесінде уақыт бойынша мұнай қорларын алу қарқындылығын сипаттайтын көрсеткіштер: баланстық қорларды алу қарқыны z және қалдық шығарылатын қорларды алу қарқыны қолданылады.

$$zt = \frac{q_н t}{\mathcal{G}} (1.\ 8)$$

Мұндағы: $q_н(t)$ – игеру уақытына байланысты кен орын бойынша мұнайды жылдық өндіру; $\mathcal{G}$ - мұнайдың баланстық қоры.

Егер игеру қарқыны $zt = \frac{q_н t}{\mathcal{N}}$ болса, онда $\bar{z}$ және z арасындағы байланыс келесі теңдеумен көрсетіледі.

$$\bar{z}t = zt\eta_к \quad (1.\ 9)$$

Мұндағы: $\eta_к$ - кен орнын игеру мерзімінің соңындағы мұнай бергіштік.

Мұнайдың қалдық шығарылатын қорларының алу қарқыны:

$$\varphi t = \frac{q_{н_t}}{\mathcal{N} - Q_н t} = \frac{q_{н_t}}{\mathcal{N}_{қалд} t} (1.\ 10)$$

Мұндағы: $Q_н t$ - игеру уақытына байланысты кен орын бойынша жинақтап өндірілген мұнай көлемі.

Мұнай өндіру процесінің интегральды көрсеткіштерін қарастырайық:

$$\xi(t) = \int_0^t z(t)d\tau = \frac{1}{N}\int_0^t q_н(t)d\tau = \frac{Q_н t}{N} \quad (1.\ 11)$$

Мұндағы: $\xi(t)$ - шығарылатын қорларды пайдалан коэффициенті. Оның мәні үздіксіз жоғарылайды, бірге ұмтылады. Шын мәнінде $t = t$к

$$\xi к = \int_0^{tк} z(t)dt = \frac{\int_0^t q_н(t)dt}{N} = 1 \quad (1.\ 12)$$

Яғни, игеру соңында мұнайды өндіру шығарылатын қорларға тең болып келеді. Ағымдық мұнай бергіштік немесе баланстық қорларды алу коэффициенті бойынша келесі теңдеуден анықталынады:

$$\eta t = \int_0^t z(t)d\tau = \frac{\int_0^t q_н(t)d\tau}{\mathcal{G}} = \frac{Q_н t}{\mathcal{G}} \quad (1.\ 13)$$

Кен орынды игеру соңында, яғни $t = t$к, кезінде мұнай бергіштік

$$\eta к = \int_0^t z(t)d\tau = \frac{Q_н t к}{\mathcal{G}} = \frac{\mathcal{N}}{\mathcal{G}} \qquad (1.\ 14)$$

Скважина өнімділігінің сулануы В – су дебитінің жалпы мұнай және су дебиттеріне қатынасы. Бұл көрсеткіш пайыздық немесе бірлік үлеспен өлшенеді және уақыт өте нольден бірге дейін өзгереді:

$$В = \frac{q_b}{q_b + q_н} = \frac{q_b}{q_ж} \qquad (1.\ 15)$$

В көрсеткішінің өзгеру сипаты әртүрлі факторларға байланысты болып келеді. Жоғары тұтқырлы мұнайлы кен орынды игеру кезінде су пайдалану басында кейбір скважинадағы өнімде пайда болады. Тұтқырлығы төмен мұнайлы кейбір кеніштерде ұзақ уақыт суланудың аз мәнімен игеріледі. Тұтқырлы және тұтқырлы аз мұнайлар арасындағы шекті мәндер 3 тен 4 дейінгі аралықта өзгереді. Қабат пен скважина өнімінің сулану сипаты қабаттың қабаттық біртексіздігіне және скважиналардың перфорация интервалы жағдайы сумұнайлы байланысына салыстырмалы әсер етеді[1].

Скважиналардың өнімділігі – оның дебитінің қабаттық және түптік қысымдар арасындағы сәйкес төмендеген дебитке қатынасы.

$$\eta = \frac{q}{p_{қаб-ртүп}} = \frac{q}{\Delta p} [т/(тәу * МПа)] \qquad (1.\ 16)$$

Өнімділік қабаттың түп маңы аймағы мен жалпы скважиналардың жұмыс істеу тиімділігімен сипатталынады.

Ығыстыру скважиналар үшін өнімділік коэффициентінің аналогы ретінде қолайлылық коэффициенті болып табылады.

$$\eta = \frac{\omega}{p_{қаб-ртүп}} \qquad (1.\ 17)$$

Қаныгу қысымы ілеспе газбен қаныққан мұнайдың маңызды қасиеті және мұнайдан газ бөліне бастағандағы кеніштегі қысыммен сипатталынады. Қабаттық жағдайда газбен мұнайдың қаныгу қысымын мұнай мен газдың мөлшерімен, құрамымен, қабат температурасымен анықтайды. Өндіру кезінде қысымның төмендеу шамасы бойынша еріген ілеспе газ мұнайдан бөлінеді. Қабатта қысым жоғары болған сайын мұнайдағы еріген газ жоғары болады. Қалыпты жағдайда келтірілген 1м^3 мұнайда еріген газ мөлшері 1000м^3 дейін жетеді.

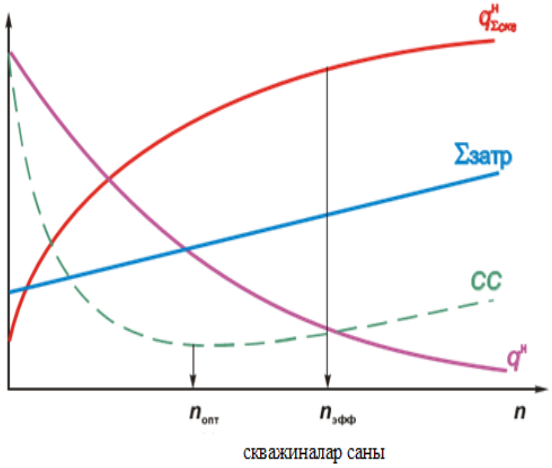
Сұйықты алу қарқыны – қабаттық жағдайдағы жылдық сұйықты өндірудің шығарылатын мұнай қорына қатынасы, %/жыл деп белгіленеді. Егер игеру қарқынының динамикасы сатылармен сипатталынса, онда уақыт өте сұйықтықты алу қарқынының өзгеруі келесідегідей жүреді. Көпшілік кен орындарында сұйықты алу бірінші саты ұзақтығында игеру қарқындығының динамикасы қайталанады. Екінші сатыда бір кеніш бойынша сұйықты алу қарқыны максимальды деңгейде тұрақты болып қалады, ал басқаларында төмендейді, ал үшіншісінде жоғарылайды. Мұндай тенденция игерудің үшінші және төртінші сатыларында көрінеді. Сұйықты алу қарқынының өзгеруі сумұнайлы факторға, қабатқа ығыстырылатын су шығыны, қабат қысымы мен қабат температурасына байланысты болып келеді[1].

Сумұнайлы фактор – кен орнын игерудің дәл уақытында су өндірудің мұнайға ағымдық мәнінің қатынасы, м^3/т бойынша өлшенеді. Бұл параметр

1тонна алынған мұнайдан қанша көлемде су өндірілгенін көрсетеді, игерудің тиімділігінің жанама көрсеткіш болып табылады және игерудің үшінші сатысында жылдам жоғарылауы басталады. Оның жоғарылауының қарқыны сұйықты алу қарқынына байланысты болады. Аз тұтқырлықты кеніштерді игеруде өндірілген су көлемі мұнай өндіру көлеміне қатынасы бірге жетеді, ал тұтқырлы мұнайда 5-8м^3/т дейін және кей жағдайда 20м^3/т жетеді[5].

Қабатқа ығыстырылатын заттардың шығыны. Қабатқа әсер ету мақсатымен әртүрлі технологияларды жүзеге асыру кезінде қойнаудан мұнайды шығару жағдайын жақсартатын әртүрлі агенттерді қолданады. Қабатқа су немесе бу, көмірсутекті газдар немесе ауа, көміртегі (II) оксиді және басқа заттар айдалынады. Осы заттарды айдау қарқыны және жалпы мөлшері, скважина өнімдерін жоғарыға шығару қарқыны – игеру процесінің маңызды технологиялық көрсеткіштері [5].

Игеру жүйелерінің тиімділігінің бейнеленген график 1. 46 суретте көрсетілген.



Сурет 1.46. Игеру жүйелерінің тиімділігі

$q^н$ – бір скважинадағы мұнай бойынша орташа тәуліктік дебиті;

$q^н_{Σскв}$ – кенішпен жалпы жылдық мұнай өндіру;

$Σ_{затр}$ – скважина құрылысына байланысты жалпы шығындар;

СС–1т мұнайдың өзіндік құны;

$n_{опт}$ –мұнай өндірудің минималды өзіндік құнын қамтамасыз ететін кен орнындағы өндіру скважиналарының саны;

$n_{эфф}$ – кенішті тиімді игеруді қамтамасыз ететін кеніштегі өндіру скважинасының саны

Қабат қысымы. Қабаттың энергетикалық қоры ондағы қысыммен сипатталынады. Қабат қысымы деп барлық скважиналардың жұмыс істеу кезінде қалыптасқан скважиналар арасындағы қабаттағы қысымды айтады. Қабат энергиясын оңтайлы қолдану үшін пайдалану процесінде кеніштегі қабат қысымына тұрақты бақылау жасау қажет. Бұл түптегі және қабат қысымын жүйелі өлшеу жолымен жүзеге асырылады. Игеру объектісіне кіретін қабатта қысым игеру процесінде алғашқысынан салыстырғанда өзгереді. Алаңның әртүрлі бөлімшелерінде ол бірдей болмайды: айдау скважиналары маңында максималды, ал өндіру скважиналар маңында минималды болып келеді.

Түп қысымы деп скважинаның қалыптасқан режимі кезінде өлшенетін скважина түбінің қысымын айтады. Оған скважинадағы (оған атмосфералық қысым әсер еткен жағдайда скважинаның жұмыс істеуін қалыптасқан сұйық деңгейі) динамикалық деңгей сәйкес келеді [1].

Қабат температурасы. Игеру процесінде бұл параметр қабаттың түп маңы аймағында дроссельді тиімділік, қабатқа жылу тасығыштарды айдау нәтижесінде өзгереді[1].

Бақылау сұрақтары:

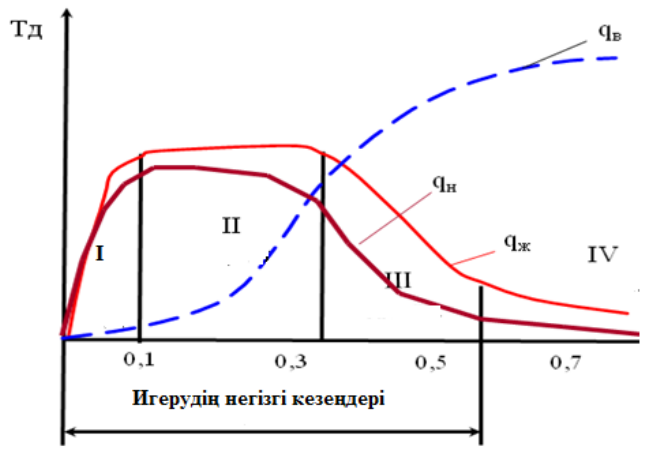
1. Әрбір мұнайлы кен орнында игеру процесін сипаттайтын негізгі көрсеткіштер
2. Мұнай бергіштіктің ағымдық және соңғы коэффициенті
3. Скважиналардың өнімділігі
4. Игеру жүйелерінің тиімділігі
5. Скважиналардың жұмыс істеу көрсеткіштерінің есебі

1.3.2 Мұнай және газ кен орындарын игерудің негізгі кезеңдері

Мұнай кен орындарын игерудің негізгі көрсеткіштері жылдық мұнайды өндіру $q_н(t)$ және өндірілетін өнімнің В сулануы болып есептелінеді. Әрбір кен орын немесе кеніштi игеру кезеңінде осы көрсеткіштердің өзгеру сипаты бойынша төрт сатыға бөледі, олардың әрқайсысы әртүрлі ұзақтыққа ие болып келеді (1.47 сурет).

Бірінші саты (пайдалануға кен орнын енгізу сатысы) – негізгі қордың скважиналарын бұрғылау қарқындылығы жүреді, пайдалануға скважиналарды енгізу есебінен мұнайды өндіру жоғарылайды. Бұл кезде скважина өнімі сусыз немесе төмен суланған болып келеді. Игеру қарқындылығы үздіксіз жоғарылайды және кезең соңына қарай максималды мәнге жетеді. Оның ұзақтығы кен орнының өлшеміне, негізгі қорды құрайтын скважиналарды бұрғылау қарқынына байланысты болады.

Мұнайдың алынатын қорларын максималды жылдық алуға жету скважинаны бұрғылауды аяқтаумен әрқашан сәйкес болмайды. Кейде кеніштi бұрғылау мерзімінен бұрын түседі. Пайдалануға бұрғыланған өндіру скважиналарын енгізуді аяқтау бойынша мұнайды өндірудің бірінші сатысының соңында теориялық жағынан төмендейді, бірақ ол қабат қысымын ұстау, қандай-да геология-техникалық немесе техника-техникалық іс-шаралар жүргізу есебімен максималды деңгейде ұсталынуы мүмкін. Осы жағдайда мұнайды тұрақты өндіруді және скважина өніміндегі судың мөлшері тұрақты жоғарылауын сипаттайтын игерудің екінші сатысы басталады[20].



Сурет 1.47. Уақытқа байланысты игеру қарқынының өзгеру графигі:
1-кен орын А;
2-кен орын В;
I, II, III, IV- игеру сатылары

Екінші саты (мұнай өндірудің жоғары деңгейін бір қалыпты ұстап тұру сатысы) – мұнайды өндірудің жоғары деңгейі тұрақты сақталынуымен сипатталынады**.** Кен орнын жобалау тапсырмасында мұнайды жоғары өндіру, өндіруге жеткен жылдары, сонымен қатар екінші сатының ұзақтығы көрсетіледі. Осы сатының негізгі тапсырмасы резервтегі қордың скважиналарын бұрғылау, скважина режимдерін реттеу, суландыру жүйесін толыққанды игеру немесе қабатқа әсер етудің басқа әдістерін қолдану жолымен жүзеге асырады. Сатының соңында кейбір скважиналар атқылауды тоқтатады және пайдаланудың механикалық әдісіне ауысады. Уақыт өтуімен қабатқа әсер ету жүйесі мен геология-техникалық іс-шаралардың тиімділігі төмендейді және мұнай өндірудің төмендеуін және оның сулану қарқындылығының жоғарылауын сипаттайтын игерудің үшінші сатысы басталады.

Үшінші саты (мұнай өндірудің едәуір төмендеу сатысы) – суарынды режимде скважина өнімнің сулануына және газарынды режимде бірден газ факторының жоғарылауына байланысты скважина қорының азаюымен мұнай өндірудің тез құлдырауымен сипатталынады. Скважиналар қорының барлығы механикалық әдіспен пайдаланылады. Осы сатының соңында скважиналардың бір бөлігі пайдаланудан шығарылады.

Төртінші саты (игеруді аяқтау сатысы) – игерудің төмен қарқындылығымен сипатталынады. Осы сатыда мұнай өндірудің баяу төмендеуімен және өнімнің жоғары сулануы байқалынады. Игерудің төртінші сатысы алдыңғы сатыларға қарағанда өнімнің сулануы тез өсіп, скважиналар қорының азаюымен сипатталады.

Алғашқы үш сатыдағы уақыт аралығындаалынатын мұнай қорынан 70-98%-ға дейін мұнай алынады, игерудің негізгі кезеңін құрайды. Төртінші саты кезеңінде мұнайдың қалдық қорларын алынады. Осы кезең игерудің жүйесінің тиімділігін тұтастай сипаттайды және алынатын мұнай көлемінің соңғы мәнін, кен орнын игерудің жалпы мерзімін анықтайдыжәне ілеспе судың негізгі көлемін өндіріледі.

Кейбір кен орындарда бірінші сатыдан кейін мұнай өндірудің төмендеу сатысы басталады. Кейде бұл игеруге кен орнын енгізу кезеңінде жүреді. Мұндай көрініс тұтқырлығы жоғары мұнайлы кен орындарға тән, бірінші

сатының соңында игерудің жоғары қарқыны 12-20%/жыл және жоғары. Игерудің жоғары қарқыны жылына 8-10%-дан аспауы керек, ал игерудің барлық мерзімінде оның шамасыорташа 3-5%-дың аралығында болуы шарт [20].

Газ және газконденсатты кен орындарын игеру кезінде газды өндірудің келесі кезеңдерге бөлу қабылданған: өсу, тұрақты және төмендеу.

Газды өндірудің өсу кезеңі. Бірнеше жылға созылады, ірі кен орындар үшін 7. . . . 10 дейін және одан жоғары жылға созылады. Осы кезеңде кен орнын бұрғылау, кәсіпшілік құрылысын салу, магистралды газқұбырында сызықты компрессор станциясы пайдалануға енгізу жүргізіледі. Өндірудің өсу сатысында кен орнынан газ алу бастапқы қордың 20-25% -на жетеді.

Газды өндірудің тұрақты кезеңі. Сығымдалған компрессорлық станцияның қуаттылығын өсіру немесе жаңа скважиналарды енгізу есебінен жылдық газды алуды тұрақты ұстаудың экономикалық тиімділігі болғанға дейін жалғасады. Өндірудің тұрақты кезеңінің соңында кеніштен газды жалпы алу бастапқы қордың 60-75% -на дейін жетеді.

Өндірудің төмендеу кезеңі. Кенішті суарынды режимде сулануы нәтижесінде қысқаруы мен пайдалану скважиналарының саны газды режимде өзгеруімен сипатталынады. Кейбір жағдайда өндірудің төмендеу кезеңінде пайдалану скважиналарының саны газды өндірудің жоспарланған көлемін орындау үшін оларды қайта бұрғылау және қабат суымен «тұтастай» айналып кеткен табылған газды игеру есебімен жоғарылауы мүмкін. Газды өндірудің өсу, тұрақты және төмендеу кезеңдері қоры жүздеген млрд. $м^3$ тең ірі кен орындарға тән.

Барлық үш кезеңде уақытқа байланысты скважиналар дебиті, қабат және түп қысымының төмендеуі тән. Қоры орташа кен орнын игеру кезінде газды өндірудің тұрақты қоры жиі болмайды. Ал қоры төмен газ және газконденсатты кен орнын игеру кезеңінде өсу кезеңі сияқты өндірудің тұрақты кезеңі де болмауы мүмкін. Газды өндіру технологиясын кенішті пайдаланудың компрессорсыз және компрессорлы кезеңдерге бөлінеді. Пайдаланудың компрессорсыз кезеңнен компрессорлық кезеңге ауысуын газды алудың берілген қарқыны және техника-экономикалық көрсеткіштерімен анықтайды.

Кен орнын игеруге дайындау және оның тозу дәрежесіне байланысты тәжірибелі-өнеркәсіптік пайдалану, өнеркәсіптік пайдалану және игеруге дейінгі кезеңдерге бөлінеді. Газды тұтынушыға жеткізуімен қатар кен орнын тәжірибелі – өнеркәсіптік пайдалануда игеру жобасын құрастыру үшін қажетті мәліметтерді алу мақсатымен барлау жүргізіледі. Табиғи газды кен орындарын тәжірибелі – өнеркәсіптік пайдаланудың ұзақтығы 3-4жылға созылады [5].

Газконденсатты кен орындарын игеру процесінде қабат қысымын ұстаусыз игеру және қабат қысымын ұстаумен игеру кезеңдеріне бөлінеді. Қабат қысымын ұстаусыз игеру кезеңі газконденсатты кеніш көлемі бойынша қабат қысымы берілген кеніштегі конденсация басталуының

қысымымен тең болғанша созылады. Сайклинг-процесін қолданған жағдайда негізгі өндірілетін өнім конденсат болып табылатын процесте газ қорларын консервациялау кезеңіне бөлу керек.

Қабаттағы газ, конденсат және сулардың қозғалыс процесін басқару келесі техникалық іс-шаралармен жүзеге асырылады:

- газдылық алаңында және құрылымда пайдалану, айдау және бақылау скважиналардың есептелген санын орналастыру;
- скважиналарды пайдаланудың технологиялық режимін орнату;
- пайдалануға есептелген ретпен скважиналарды енгізу;
- қабат энергиясының балансын ұстау.

Кен орнын игерудің берілген жүйесінде қойнаудан мұнай мен газды шығару технологиясындағы барлық көрсеткіштер өзара байланысты екендігін атап өту керек. Бір көрсеткіштің өзгеруі басқасының өзгеруіне әкеліп соғады[5].

Бақылау сұрақтары

1. Мұнай кен орындарын игерудің негізгі көрсеткіштері.
2. Мұнай-газ өндіруші өнеркәсібінің қазіргі жағдайын және дамуын неше кезеңге бөледі?
3. Кен орнын игерудің қай кезеңінде көп мөлшерде мұнай өндіріледі?
4. Газ және газконденсатты кен орындарын игеру кезінде газды өндірудің кезеңдері.
5. Қабаттағы газ, конденсат және сулардың қозғалыс процесін басқару қандай техникалық іс-шаралармен жүзеге асырылады.

1.4 Шығымы аз скважиналарды талдау

Қазіргі кезде біздің елде және басқа шетелдердегі мұнай саласындағы басты мәселе - шығымы аз скважиналардың артуы. Қазақстанда мұнай бойынша орташа шығым біртіндеп төмендеуде және мұнай қорларының құрлымдарының нашарлауы жаңа скважиналардың орташа тәуліктік шығымына кері әсерін тигізуде. Мысалы «Эмбамұнайгаз» өндірістік филиалына қатысты кен орын бойынша шығымы төмен скважиналар 25% құрайды. Ал С. Қотыртас кен орны бойынша жалпы тереңдік сораптық скважиналар қоры 22 скважина – осының 68, 2%-ті яғни 15 скважина шығымы төмен скважина болып саналады [1].

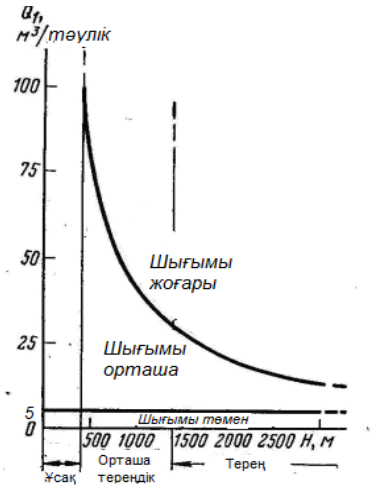
Мұның басты себептерінің бірі игерудің соңғы сатысындағы шектік төмен қысым және мұнай қорының жоғары дәрежеде пайдаланылуы, екіншісі коллектормен байланыстың нашарлауы. Осының нәтижесінде өндіруші скважиналарды шығымы аз скважиналар санатына ауыстыруға тура келеді. Сонымен бірге сұйықтығы жоғары дәрежеде суланған аз шығымды скважиналар қорының жұмысы скважиналарды жөндеу аралығының кезеңін қысқартады да, мұнайдың өзіндік құны артады.

Шығымы аз скважиналар деген ұғымды алғаш рет А. Н. Адонин өндіруші скважиналарды шығымы бойынша үш топқа жіктеуде пайдаланып,

өзінің еңбектерінде ұсынған еді. Скважиналар үлкен, орташа, және шығымы төмен скважиналар болып бөлінеді. А.Н. Адонин осы скважиналардың арасындағы шекараны табу үшін төмендегі гиперболалық тәуелділікке сүйенген (1. 48 сурет). [2]

$$Q = \frac{4*10^4}{H} \quad (1.\ 18)$$

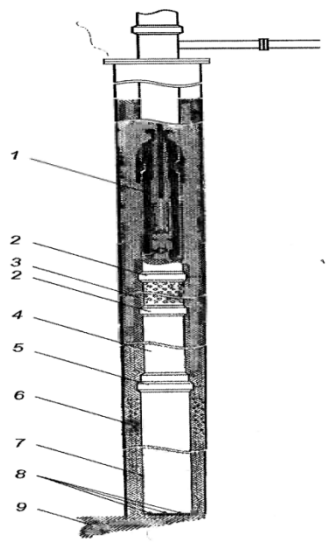
Мұндағы: H - сұйықтықтың көтерілу биіктігі, Q - скважина шығымы, $м^3$/тәул.



Сурет 1.48. Сораптың скважинаға түсірілу тереңдігі мен шығымы бойынша скважиналардың жіктелуі[2]

Мәселені шешудің әртүрлі жолдары бар, механикалық, химиялық әдістер т.б., бірақ салыстырмалы түрде жаңа әдіс болып саналатын плазмалық-импульсті әсер ету технологиясын қарастырамыз. Аталған әдіс электрогидравликалық резонанстық әсер етуге негізделген, плазмалық-импульстік әсер етуге арналған аппаратураның көмегімен жүзеге асырылған. [3]

Бұл құрал, яғни плазмалық-резонанстық әсер ету құралы пайдалану скважиналарының шығымын жоғарлату мақсатында ашылған мұнай коллекторының жұмысын қарқындатумен байланысты мәселелерді шешу үшін сұйықтыққа толтырылған терең скважиналарда қуатты гидроакустикалық соққыларды туындатуға арналған (сурет 1. 49). Құрал жұмысы скважинаның қабырғасына және тау жыныстарына сығылудың қуатты толқынының тиімділігіне негізделген. Бұл толқын жоғары вольтті конденсаторлар батареяларын зарядсыздандыру кезінде, скважиналық аспаптың арнайы электродтары арасында түзілетін плазмалық каналдың қарқынды түрде кеңеюінің нәтижесінде пайда болады.



Сурет 1.49. Қабатқа дилатациялық-толқындық әдіспен әсер етудегі әсер етуші скважинаның сұлбасы
1 - ШҰСҚ-ның сорабы;
2 - муфта;
3 - сүзгі;
4 - сүзгімен қоса алғандағы құйрықшаның бірінші сатысы;
5 - ауыстырғыш;
6 - перфорация аралығы;
7 - құрықшаның екінші сатысы;
8 - технологиялық тесіктер;
9 - зумпфтағы тау жынысы.

Дилатациялық – толқындық әсер ету технологиясы іс жүзінде шығынсыз, экологиялық тиімді құрылғы, әрі мұнай бергіштікті арттыруға және мұнайды өндіруді қарқындатуға арналған технология. Технологияның мәні скважинаның түп маңы аймағында, яғни перфорация аралығындағы тау жынысының тығыздығын босаңсыту, дилатация аймағын құруға негізделген. Бұл технологияда сорап компрессор құбырларының салмағының есебінен хвостовик арқылы тау жынысына сораптық-компрессорлық құбырларды тіреп, қабаттағы тау жынысында тербелістер тудырады.

Технологияның қосымша мұнай өндіру мөлшері базалық деңгейден алғанда 25-35% құрайды, ал скважиналардың сулануын 10-15%-ға төмендетеді [2].

Біріңғай айдау скважиналары бар немесе тоқырау режимінде жұмыс істейтін кен орындарда мұнай бергіштікті арттыру әдістерін таңдаудағы басты критерийлері болып ұзақ мерзімді технологиялық тиімділік және технология құнының төмен болуы саналады. Сондықтан, мұндай шарттарға дилатациялық – толқындық әсерлі технологияны скважинаға құйылатын су ағынын шектейтін технологиялармен бірге қолдануды ұсынуға болады. Коллектор терригенді болғандықтан толқындық процесстер байланысқан суларды бұзады да сүзілу процесстеріне қолайлы жағдай жасайды, ал қабатта түзілетін гельдер өткізгіштігі жоғары аймақтарды жабады. Нәтижесінде сүзілу аймағы жоғарлайды, яғни сүзілуге берілген аймақтың қамтылу коэффициенті жоғарлайды да өндірілген өнімнің сулануы азаяды.

Технологияның басты ерекшелігі экономикалық және технологиялық тиімділіктің болуы. Сондықтан дилатациялық толқындық технологияның (циклді суландырумен бірге қолданылатын) кешенді түрлері Қазақстанның тұтқырлығы жоғары мұнай қорларын игеруде қолданылуға ұсынылады.

1.5 Скважиналардың жай күйіне талдау жасау бөлімі бойынша ситуациялық жағдайлар

1-ші жағдай: Ю1 - қабатын қарастырамыз. Берілгені:$К_{пр} = 5мД, h_{нн} = 3м$, мұнай тұтқырлығы 1сПз, қабатқа депрессия - $R_к = 100м, r_с = 0,1м$ 50ат, скважинаның дебитін Дюпюи формуласы бойынша есептеу керек, егер

а) скважина мінсіз қабат ашылса (скин-фактор=0);

б) скважинада ҚСЖ (скин-фактор=-5) жасағанда[15]. Көлбеу скважинаның дебитін Дюпюи формуласы бойынша есептегенде, скважинаның ұзындығы – 500м, - анизотропия коэффициенті – 1. Қандай технологияны қолданған тиімді?

Шешімі: q_1=12м^3/тәу; q_2=22м^3/тәу; q_3=35м^3/тәу; Мейлінше өндірістік тиімді ГҰ.

2-ші жағдай: Скважинада жөндеу жұмыстары жүргізілді. Қабаттың түп маңы аймағының ластанудың деңгейін қалай анықтауға болады?

Шешімі: Қысымның қалыпқа келу ауытқуын немесе деңгейдің қалыпқа келу ауытқуын, нәтижелерін түсіндіру және S-скин-факторды анықтау.

3-ші жағдай: Өндірісте сіз бас геолог болып жұмыс жасайсыз. Скважина №1 30т/тәу кіріс дебитімен пайдаланады[15]. Соңғы уақыттарда кіріс дебиті 10т/тәулікке азайды. Сіздің әрекетіңіз?

Шешімі: Қабаттық қысымды қолдау жүйесін сараптаймыз, Скважинадағы жөндеу жұмыстарын сараптаймыз.

4-ші жағдай: Өткізгіштігі 10, 50 және 100мД (жоғарыдан-төмен) қабат үш қабаттан тұрады. Скважина үш қабатты түгел ашты және 5 жылдан соң суланды[15]. Өндіру механизмі қандай және сіздің әрекетіңіз.

Шешімі: Дарси заңдарына сәйкес, судың қозғалыс жылдамдығы өткізгіштікке тікелей пропорционалды. Яғни, біріншіден максималды өткізгіштігі ең жұмсақ қабат босатылады. Сулану көзі және қаныгу мінездемесінің анықталуы бойынша өндірістік-геофизикалық зерттеу жүргізу. Егер өндіру механизмі ақталып және бірінші қабатша суланса, жөндеу-оқшаулау жұмыстар өткізіледі: цементті көпірді орнату жолымен төменгі қабатты алып тастау. Цементтік шынының қайта бұрғылауынан кейін, 2 және 3- қабаттардың қайта перфорациялау және скважиналарды игеру жүргізіледі.

5-ші жағдай: 4 жағдаймен ұқсас, тек барлық қабаттар суланған. Сіздің әрекетіңіз.

Шешімі: бұл жағдайда ағымдағы және жиналған карталардың іріктемелердің тұрғызылуы, изобар картасы және ағымдағы қорлардың тығыздығы талап етіледі. Бүйір оқпанын бұрғылау үшін 1000м алыс емес қашықтықтағы қиғаш-бағытталған бұрғылау үшін максималды шығыстың

қашықтығы және көлденең оқпанды бұрғылау арналған 1000м жоғары қашықтықтағы минималды өңдеу аймағы анықталады. Әлсіз қамтылған өңдеумен аумаққа екінші оқпанын бұрғылау ескеріледі. НЗА бір скважинаға 50мың т. төмен болмауы қажет.

1.6 Скважиналардың жай күйіне талдау жасау бөлімі бойынша тәжірибелік жұмыстарға әдістемелік нұсқау

Есеп № 1. Скважинаның түбіндегі газдың жылдамдығын анықтау

Егер $q_г$=500мың. м^3; СКҚ диаметрі - 73мм, қабырға 5мм; z_0=0, 8; $T_{пл}$=50^{0}С; $P_{пл}$-200атм[16].

Шешуі:

$$q_г = 50000\frac{м^3}{сут} = \frac{50000}{86400} = 5,79м^3/с: F = 3,14 \cdot (0,073 - 2 \cdot 0,005)^2/4 = 0,003м^2$$

$$V_г = \frac{5,79 \cdot 0,8 \cdot 322 \cdot 0,1}{0,003 \cdot 272 \cdot 20,0} = 9,14м/с,$$

Мұндағы: $q_г$ – газ дебиті, м^{3}с; z_0 – жоғары сығылғыштық коэффициенті; $T_{пл.}$ – қабат температурасы, ^{0}К; $P_{ст.}$ =0, 1МПа - стандартты қысым; $F = \pi D^2/4$, м^2; D – СКҚ немесе пайдалану колоннасының ішкі диаметрі; $P_{пл}$ - қабат қысымы, МПа. Егер$V_r = 4м/с$ қабылданса, қандай дебит болған кезде барлық су конденсат құм сыртқа шығады.

Есеп №2. Көлбеу скважинаның дебитін Дюпюи формуласы бойынша есептеу

$$q_ж = \frac{2\pi kh}{B_н \mu_н} \frac{(P_{пл} - P_{заб.})}{\ln(\frac{a + \sqrt{a^2 + L^2/4}}{L/2}) + \frac{\beta h}{L}\ln(\frac{\beta h}{2\pi r_н})},$$

Мұндағы: k – өткізгіштік, мД=10^{-15}м^2; h – мұнайлы қабаттың қалыңдығы, м;

μ –флюид тұтқырлығы, сПз=10^{-3}Па·с; $P_{пл}, P_{заб.}$ – қабаттың және түптің қысымы, 1 атм. =10^{5}Па немесе 1МПа=10^{6}Па; L – көлбеу скважинаның ұзындығы, м; $r_с$ – скважиналар радиусы, м;

$a = \frac{L}{2}\left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + (\frac{2R_к}{L})^4}\right]^{-0,5}$ - қуат көзі контурының элипстің үлкен жарты осі м; $R_к$ - қуат көзі контуры радиусы, $B_н$ - көлем коэффициенті;

$\beta = \sqrt{\frac{Кx}{Кz}}$- анизотропия коэффициенті.

Есеп №3. Скважинаның дебитін есептеу

№Х бұрғыланған қабаттағы БС$_9^2$.

Бастапқы деректер: L=500м; h=10м; k=80мД; $\mu_н$ =1сПз; $P_{пл}$ = 21МПа; $P_{заб.} = 8,0МПа$; $r_с = 0,1м$; $R_к = 1000м, \beta = 1$.

Шешуі:

$$a = \frac{500}{2}\left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot 1000}{500}\right)^4}\right]^{-0,5} = 1015,7 \text{ м}$$

$$q_ж = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 80 \cdot 10^{-15} \cdot 10}{1 \cdot 10^{-3}} \frac{(21 - 8,01 \cdot 10^5 \cdot 86400)}{\ln(\frac{1015,7+\sqrt{1015,7^2+(500/2)^2}}{500}) + \frac{1 \cdot 10}{500}\ln(\frac{1 \cdot 10}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,1})}$$

Есеп №4. Дюпюи теңсіздігімен скважинадағы мұнайдың дебитін анықтау

$$q_ж = [2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})]/[\mu_н b_н(ln(R/r_k) - 0.75 + S = K_{прод} \cdot \Delta P$$

Мұндағы:

k – өткізгіштік, 1мД=10-15м^2; h – қабат қалыңдығы, м; $P_{пл}$ – қабат қысымы, 1атм=105Па; $P_{заб}$ – түп қысымы; ΔP – қабат депрессиясы. ШГН үшін ΔP = 10-40атм. ; ЭЦН ΔP = 60 – 100атм.; газ скважинасы үшін ΔP=3–5атм. R – нұсқа радиусы, м. 100-1000м аралығында өзгереді. r_c–скважина радуисы, 0, 1м; $\mu_н$ – мұнай тұтқырлығы – 1сПз =10^{-3}Па·с, S – скин-фактор (-5 - +20);

$ПК_{20}$ қабаты үшін сұйық дебитін есептеу керек. (орналасу тереңдігі 1200м, $k_{пр.}$ =500 мД; $Г_ф$=50м^3/м^3; h=5м; $\mu_н$ =1сПз; Δp=40атм). ЭЦН гидростатикалық қысымды қалыптасқан.

Шешімі: $ПК_{20}$ қабаты. Орналасу тереңдігі 1200м; $P_{пл.} = \rho_в gL = 0,1$; $L = 120$ атм. $\Delta p = 40$ атм; $P_{заб.} = P_{пл.} - \Delta p = 80$ атм. $= 80 * 10^5$Па.

$b_н = 1 + 0,0030 \cdot 50 = 1,15$;

$$q_ж = [2 \cdot 3,14 \cdot 5 \cdot 500 \cdot 10^{-15}] \cdot (120 - 80) \cdot \frac{10^5}{[10^{-3} \cdot 1,15 \cdot (\ln 900/0,1 + 0)]}$$

$$= \frac{[2 \cdot 3,14 \cdot 5 \cdot 500 \cdot 10^{-7} \cdot 40]}{[1,15 \cdot (9,1 + 0)]} = 0,006 м^3/с = 518,4 м^3/сут.$$

Егер $p_н = \frac{0,85т}{м^3}$, то $q_ж = 440,5$ т/тәу.

Есеп №5. Дюпюи теңсіздігімен скважинадағы газдың дебитін анықтау

$$q_r = \left[\pi kh T_{ст.}(P_к^2 - P_{заб.}^2)\right]/[z\mu_r T_{пл.} P_{ст.}(\ln(R/r_c) + S],$$

Мұндағы: k – 500мД – өткізгіштік, 1 мД=10-15м^2, h=20м –тиімді қабат тереңдігі, м; $T_{ст.}$ =293, 150 К=200С – температура; z=0, 9 – газдың жоғары сығымдылық коэффициенті (z=1 болса, газ идеалды; өзгеру диапазоны z=0, 8-1, 2): $\mu_r = 0,02$сПз – газ тұтқырлығы – 1сПз =10^{-3}Па*с; $T_{пл}$=33^{0}С – қабат температурасы ($T_{пл}$=$0,003 \cdot L^0$С); $P_{ст.}$ =1атм. – стандартты қысым; $R_к$ = 1000м –дренажды нұсқа радиусы (500-2000м); r_c=0, 1м–скважина радиусы: S=0-скин-фактор; Δp = $P_к$-$P_{заб}$=5 атм. – қабат депрессиясы; $ПК_1$ қабаты. Бастапқы қабат қысымы =0, 1·L=110атм. , тереңдігі – 1100м $T_{пл}$=0, 03·110=33^{0}С= 272+33=305 ^{0}К;

$$q_Ж = [3,14 \cdot 500 \cdot 10^{-5} \cdot 20 \cdot 273,15] \cdot (110^2 - 105^2) \cdot 10^{10} / \left[0,9 \cdot 0,02 \cdot 10^{-3} \cdot 305 \cdot 1 \cdot \left(\frac{\ln 1000}{0,1} + 0\right)\right] \cdot = [3,14 \cdot 500 \cdot 20 \cdot 273,15 \cdot 10^{-2}] \cdot 12100 - 11025/[0,9 \cdot 0,02 \cdot 305 \cdot 1 \cdot (9,2 + 0)] = 85769 \cdot 1075/50,51 м^3/с = 15 \cdot 69 м^3/с = 1356 мың. м^3/тәу.$$

Есеп №6. Скважиналардың торы квадрат, бір қолдану кезіндегі скважинаға келетін газдың қорын есептеу

1000м (2000м) скважиналармен арасында қашықтық. Газды скважиналардың орналастыру ең төменгі тиімді қалыңдықты табу керек, егер m=0, 3үлес бірлігі; $К_{гн}$=0, 83үлес бірлігі; L=1000м; z=0, 8[16].

Шешімі:

Қабат қысымын анықтасақ:

$$Р_{пл} = 0,1 * L = 100 атм. Т_{пл} = 0,03 * L = 300\ С, f = \frac{273,15}{282} = 0,965$$

$$\alpha_н = \frac{1}{0,8} = 1,25 Р_К = 1 атм., \alpha_К = 1.$$

$$Q_{геол} = 1000 \cdot h_{гн} \cdot 0,3 \cdot 0,8 \cdot (100 \cdot 1,25 - 1) \cdot 0,965 = 28,718 \cdot h_{гн} (млн. м^3).$$

Бір қолдану кезіндегі скважина газ қорлар 1млрд. $м^3$ тең деп қабылдаймыз. Газды скважиналар орналастырулар тиімді қалыңдығы: $h_{гн\ рент} = 1000/28,718 = 34,8$м Егер 2000м скважиналар арақашықтығы болса,

$$Q_{геол} = 4,0 \cdot h_{гн} \cdot 0,3 \cdot 0,8 \cdot (100 \cdot 1,25 - 1) \cdot 0,965 = 114,87 \cdot h_{гн} (млн. м^3).$$

$h_{гн\ рент} = 1000/114,87 = 8,7$м. 30м скважинаға дейін қалыңдықтарға ауданда көп тығыз тор бойынша қойып шығуға болады 1000х1000м, 10-нан 30м-ге дейін тор бойынша 2000х2000м мәндері болады.

1.7 Скважиналардың жай күйіне талдау жасау бөлімі арналған зертханалық жұмыстар

Зертханалық жұмысты орындауға арналған тапсырмалар

№1 тапсырма

1) объектіні игердің ағымдағы жай-күйінің картасын А4 форматында 1:25000 масштабта салу[13].

2) 4 гистограмма салу: өндіру скважиналарын мұнай, сұйықтық дебиті бойынша, сулануы бойынша, айдау скважиналарын – қабылдағыштығы бойынша бөлу.

3) мәндерді анықтау:

- мұнайдың, сұйықтықтың орташа дебиті, орташа сулануы, қабылдағыштығы;
- мұнайды, сұйықтықты жылдық өндіру, жылдық айдау (пайдаланылған уақыт).

№2 тапсырма

1) объект бойынша мұнайды сұйықтықты жинақталған іріктеу және суды айдау картасын А4 форматында1:25000 масштабта салу[13].

2) мұнай мен сұйықтықты жинақталған өндіру бойынша скважиналарды бөлудің 2 дөңгелек диаграммасын құру.

3) кеніш бойынша ағымдағы мұнайды шығару коэффициентінің мәнін анықтау.

№3 тапсырма

1) нысан бойынша изобар картасын А4 форматында 1:25000 масштабта салу[13].

2) мәндерді анықтау:

- жалпы кеніш бойынша орташа қабат қысымын, іріктеу, айдау аймағының;

- сұйықтықты айдау арқылы іріктеудің ағымдағы және жинақталған өтемі;

3) екі қиылысатын скважина желісі бойынша қысымның эпюрасын салу.

Зертханалық жұмыстарды орындау реті

Тапсырма №1.

1) Игерудің ағымды күйінің картасын теориялық бөлімде көрсетілген ұсыныстарға сәйкес құрастыру қажет;

2) Гистограмманы MS Excel бағдарламасы қолданумен сызуға болады. Гистограммада қолданылған мәндердің диапазоны бірқалыпты болуы керек (мысалы: 0-10, 10-20, 20-30, >30 т. с. с.) ұсынылатын диапазондар мөлшері 4-5.

3) Мұнай, сұйық дебиттері және қабылдағыштықтың орташа мәнін игерілген мұнай, сұйық немесе айдалынған судың жылдық көлемінің өндірілген скважина жұмысының скважина-тәулік мөлшеріне қатынасы арқылы табылады[13]:

$$q_{ср} = \frac{Q_{год}}{\Sigma(T_{отр})}$$

Мұндағы: $q_{ср}$-скважиналар топтары бойынша мұнай дебитініңорташа мәні;$Q_{год}$ – скважиналар топтары бойынша мұнай өндірудің жылдық шамасы;$T_{отр}$ – барлық скважиналардың орындалған мерзімінің жиынтығы.

Барлық скважиналардың жылдық өндіріс шамасы $Q_{год}$ әр скважина Q_i бойынша жылдық өндіріс жиынтығымен анықталады:

$$Q_i = q_i \cdot T_i$$

Мұндағы:

q_i – скважиналар мұнайының орташа жылдық дебиті;T_i – бір жылдағы өндірілген скважинадағы тәулік мөлшері.

Өнімнің сулану түсінігі арқылы мұнай шығымы мен сұйық шығымы бір-біріне қатынасы:

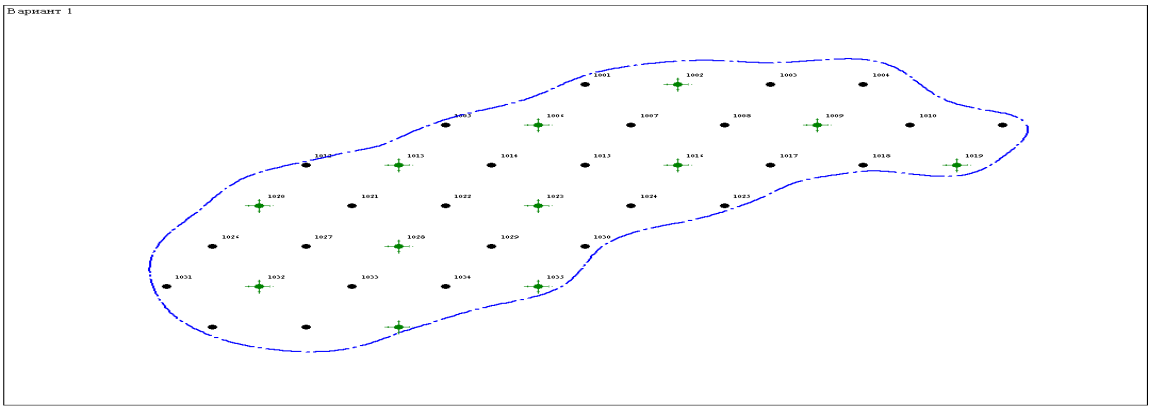
$$f = \frac{Q_Ж - Q_Н}{Q_Ж} * 100\%$$

Кесте 1. 3

Тапсырмаларды орындауға арналған мәліметтер. Нұсқа 1

№	X	Y	Түрі	Нэфнн, м	Сұйық дебиті, т/тәу	Сулануы, %	Қабылдағыштығы, $м^3$/сут	Жинақталған мұнай өндіру, т	Жинақтаған сұйық өндіру, т	Жинақталған айдау, $м^3$	Қысым МПа	Өңделген күндер (1 жылда)
1001	2887	3500	Өндіру	0,7	6,3	92, 2	0, 0	4739	12304	0	250	332
1002	3464	3500	Айдау	2,2	0,0	0, 0	33, 0	0	0	82500	252	355
1003	4041	3500	Өндіру	2,4	21,6	73, 3	0, 0	21561	42185	0	231	364
1004	4619	3500	Өндіру	2,3	20,7	74, 4	0, 0	20363	40427	0	232	360
1005	2021	3000	Өндіру	0,6	5,4	93, 3	0, 0	3984	10546	0	248	316
1006	2598	3000	Айдау	2,6	0,0	0, 0	39, 0	0	0	97500	249	328
1007	3175	3000	Өндіру	4,3	38,7	52, 2	0, 0	49268	75581	0	184	331
1008	3753	3000	Өндіру	8,1	72,9	10, 0	0, 0	132882	142374	0	185	364
1009	4330	3000	Айдау	6,7	0,0	0, 0	100, 5	0	0	251250	216	321
1010	4907	3000	Өндіру	2,7	24,3	70, 0	0, 0	25311	47458	0	228	336
1011	5485	3000	Өндіру	0,8	7,2	91, 1	0, 0	5520	14062	0	244	344
1012	1155	2500	Өндіру	0,9	8,1	90, 0	0, 0	6328	15819	0	249	358
1013	1732	2500	Айдау	2,2	0,0	0, 0	33, 0	0	0	82500	252	355
1014	2309	2500	Өндіру	6,4	57,6	28, 9	0, 0	90828	112493	0	199	361
1015	2887	2500	Өндіру	6,5	58,5	27, 8	0, 0	93093	114250	0	198	344
1016	3464	2500	Айдау	8,2	0,0	0, 0	123, 0	0	0	307500	236	355
1017	4041	2500	Өндіру	2,5	22,5	72, 2	0, 0	22785	43942	0	238	362
1018	4619	2500	Өндіру	0,5	4,5	94,4	0, 0	3255	8788	0	246	326
1019	5196	2500	Айдау	0,4	0,0	0,0	6, 0	0	0	15000	267	339
1020	866	2000	Айдау	2,8	0,0	0,0	42, 0	0	0	105000	248	358
1021	1443	2000	Өндіру	8,3	74,7	7,8	0, 0	138324	145889	0	184	350
1022	2021	2000	Өндіру	8,4	75,6	6, 7	0, 0	141085	147647	0	183	332
1023	2598	2000	Айдау	4,4	0,0	0, 0	66, 0	0	0	165000	235	326
1024	3175	2000	Өндіру	2,4	21,6	73, 3	0, 0	21561	42185	0	242	346
1025	3753	2000	Өндіру	0,8	7,2	91, 1	0, 0	5520	14062	0	244	355
1026	577	1500	Өндіру	2,7	24,3	70, 0	0, 0	25311	47458	0	228	348
1027	1155	1500	Өндіру	4,6	41,4	48, 9	0, 0	54502	80854	0	213	340
1028	1732	1500	Айдау	6,6	0,0	0, 0	99, 0	0	0	247500	217	357
1029	2309	1500	Өндіру	4,7	42,3	47, 8	0, 0	56298	82612	0	212	337
1030	2887	1500	Өндіру	0,5	4,5	94, 4	0, 0	3255	8788	0	246	359
1031	289	1000	Өндіру	0,7	6,3	92, 2	0, 0	4739	12304	0	244	315
1032	866	1000	Айдау	4,2	0,0	0, 0	63, 0	0	0	157500	236	363
1033	1443	1000	Өндіру	6,1	54,9	32, 2	0, 0	84187	107220	0	201	336
1034	2021	1000	Өндіру	2,1	18,9	76, 7	0, 0	18046	36912	0	233	364
1035	2598	1000	Айдау	0,6	0,0	0, 0	9, 0	0	0	22500	265	339

1036	577	500	Өндіру	0,5	4,5	94, 4	0, 0	3255	8788	0	246	351
1037	1155	500	Өндіру	2,2	19,8	75, 6	0, 0	19191	38669	0	232	363
1038	1732	500	Айдау	0,9	0,0	0, 0	13, 5	0	0	33750	263	340



Тапсырма №2.

1) Жинақталынған мұнай, сұйық алу және суды анықтау картасы теориялық бөлімде көрсетілген ұсыныстарға сәйкес құрастыру қажет;

2) Диаграммаларды MS Excel бағдарламаларын қолданумен құрастыру қажет. Мәндердің диапазондары бірқалыпты адам оқуға тиіс (мысалы: 0-25000, 25000-50000, 50000-75000, >75000 т. с. с.), ұсынылатын диапазондар мөлшері - 4-5.

3) Ағымдық мұнайды шығару коэффициенті кеніш бойынша жинақталған мұнай өндірудің геологиялық қорларына қатысы бойынша анықталады[13]. Өлшемдік әдістемемен геологиялық қорлардың шамасын есептеу үшін келесі параметрлері қолданылады:

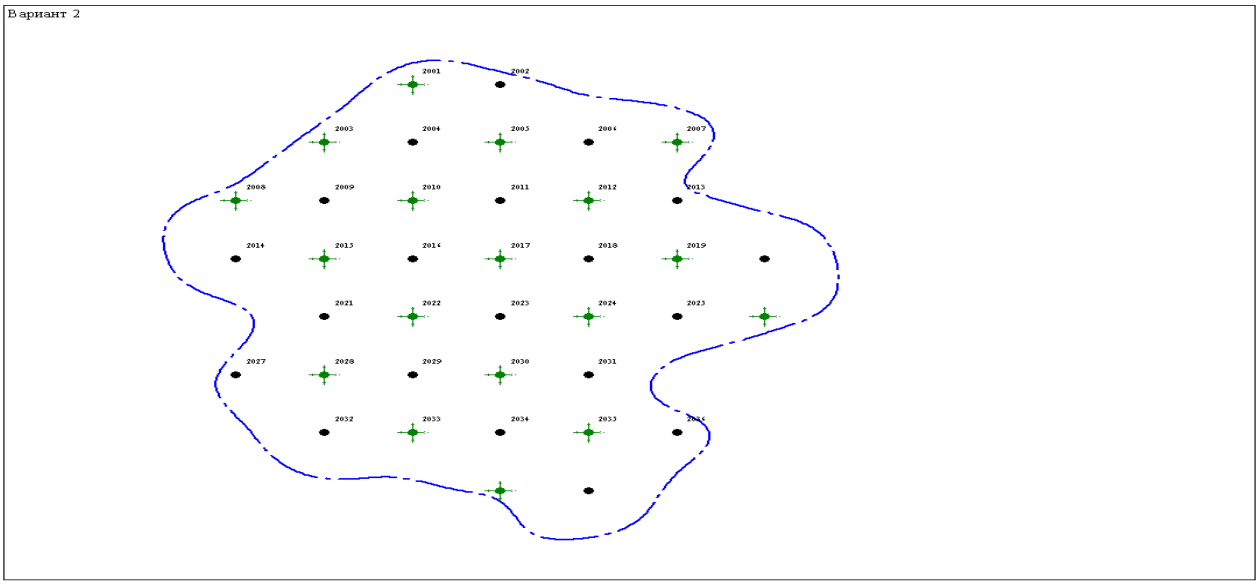
- кеніш алаңы – карталармен анықтау керек;
- орташа мұнайға қаныққан қалыңдық – кестеден анықтама;
- орташа кеуектілік-0, 2 үлес. бірл. ;
- орташа мұнайға қанығушылығы-0. 500 үлес бірл. ;
- мұнай тығыздығы – 0. 800 т/м^3;
- қайта есептеу коэффициенті – 0, 9 үлес бірл.

Кесте 1. 4

Тапсырмаларды орындауға арналған мәліметтер. Нұсқа 2

№	X	Y	Түрі	Нэфнн, м	Сұйық дебиті, т/тәу	Сулануы, %	Қабылдағыштығы, м^3/сут	Жинақталған мұнай өндіру, т	Жинақтаған сұйық өндіру, т	Жинақталған айдау, м^3	Қысым МПа	Өңделген күндер (1 жылда)
2001	1805	7811	Айдау	0, 7	0, 0	0, 0	37, 0	0	0	31968, 0	283	361
2002	2305	7811	Өндіру	0, 3	2, 7	96, 7	0, 0	1708	4803	0, 0	247	364
2003	1305	7311	Айдау	0, 3	0, 0	0, 0	33, 0	0	0	28512, 0	287	346
2004	1805	7311	Өндіру	2, 1	18, 9	76, 7	0, 0	16438	33623	0, 0	229	337
2005	2305	7311	Айдау	4, 6	0, 0	0, 0	76, 0	0	0	65664, 0	244	338
2006	2805	7311	Өндіру	2, 4	21, 6	73, 3	0, 0	19640	38426	0, 0	226	360
2007	3305	7311	Айдау	0, 5	0, 0	0, 0	35, 0	0	0	30240, 0	285	354

2008	805	6811	Айдау	0, 4	0, 0	0, 0	34, 0	0	0	29376, 0	286	364
2009	1305	6811	Өндіру	2, 5	22, 5	72, 2	0, 0	20755	40028	0, 0	225	357
2010	1805	6811	Айдау	6, 1	0, 0	0, 0	91, 0	0	0	78624, 0	229	352
2011	2305	6811	Өндіру	6, 5	58, 5	27, 8	0, 0	84799	104072	0, 0	185	358
2012	2805	6811	Айдау	2, 8	0, 0	0, 0	58, 0	0	0	50112, 0	262	344
2013	3305	6811	Өндіру	0, 4	3, 6	95, 6	0, 0	2325	6404	0, 0	246	345
2014	805	6311	Өндіру	2, 6	23, 4	71, 1	0, 0	21894	41629	0, 0	224	340
2015	1305	6311	Айдау	4, 5	0, 0	0, 0	75, 0	0	0	64800, 0	245	350
2016	1805	6311	Өндіру	6, 6	59, 4	26, 7	0, 0	86886	105673	0, 0	184	354
2017	2305	6311	Айдау	8, 9	0, 0	0, 0	119, 0	0	0	102816	201	360
2018	2805	6311	Өндіру	8, 4	75, 6	6, 7	0, 0	128515	134492	0, 0	166	343
2019	3305	6311	Айдау	4, 8	0, 0	0, 0	78, 0	0	0	67392, 0	242	353
2020	3805	6311	Өндіру	2, 2	19, 8	75, 6	0, 0	17482	35224	0, 0	228	359
2021	1305	5811	Өндіру	2, 7	24, 3	70, 0	0, 0	23056	43230	0, 0	223	340
2022	1805	5811	Айдау	4, 2	0, 0	0, 0	72, 0	0	0	62208, 0	248	362
2023	2305	5811	Өндіру	8, 5	76, 5	5, 6	0, 0	131053	136094	0, 0	165	361
2024	2805	5811	Айдау	6, 2	0, 0	0, 0	92, 0	0	0	79488, 0	228	339
2025	3305	5811	Өндіру	2, 3	20, 7	74, 4	0, 0	18549	36825	0, 0	227	365
2026	3805	5811	Айдау	0, 8	0, 0	0, 0	38, 0	0	0	32832, 0	282	356
2027	805	5311	Өндіру	0, 6	5, 4	93, 3	0, 0	3629	9607	0, 0	244	336
2028	1305	5311	Айдау	4, 1	0, 0	0, 0	71, 0	0	0	61344, 0	249	343
2029	1805	5311	Өндіру	6, 3	56, 7	30, 0	0, 0	80695	100869	0, 0	187	341
2030	2305	5311	Айдау	6, 4	0, 0	0, 0	94, 0	0	0	81216, 0	226	338
2031	2805	5311	Өндіру	2, 2	19, 8	75, 6	0, 0	17482	35224	0, 0	228	363
2032	1305	4811	Өндіру	2, 5	22, 5	72, 2	0, 0	20755	40028	0, 0	225	356
2033	1805	4811	Айдау	2, 9	0, 0	0, 0	59, 0	0	0	50976, 0	261	348
2034	2305	4811	Өндіру	6, 9	62, 1	23, 3	0, 0	93291	110476	0, 0	181	343
2035	2805	4811	Айдау	2, 7	0, 0	0, 0	57, 0	0	0	49248, 0	263	336
2036	3305	4811	Өндіру	0, 5	4, 5	94, 4	0, 0	2965	8006	0, 0	245	358
2037	2305	4311	Айдау	0, 9	0, 0	0, 0	39, 0	0	0	33696, 0	281	346
2038	2805	4311	Өндіру	2, 6	23, 4	71, 1	0, 0	21894	41629	0, 0	224	356



Тапсырма №3

1) Изобара картасын теориялық бөлімде қарастырылған ұсыныстарды сәйкес құрастыру керек;

2) Қабат қысымының орташа шамалары скважинадағы өлшеу мәліметтері бойынша орташа арифметикалық мәндерін табу жолымен анықталады.

Айдау жолымен сұйықтарды алудың компенсация шамасы формула бойынша анықталынады:

$$K_{ТЕК/НАК}* = \frac{Q_{ЗАК}}{(Q_Ж - Q_Н) + Q_Н \cdot К_{П.У.}} * 100\%$$

Мұндағы:

$Q_{зак}$ – жылдық немесе жинақталынған айдалынатын судың мөлшері;

$Q_ж$ – жылдық немесе жинақталынған айдалынатын сұйықтықтың мөлшері;

$Q_м$ – жылдық немесе жинақталынған айдалынатын мұнайдың мөлшері;

$Қ_{п.у}$ – қабат жағдайындағы мұнай көлемін ауыстыру коэффициенті.

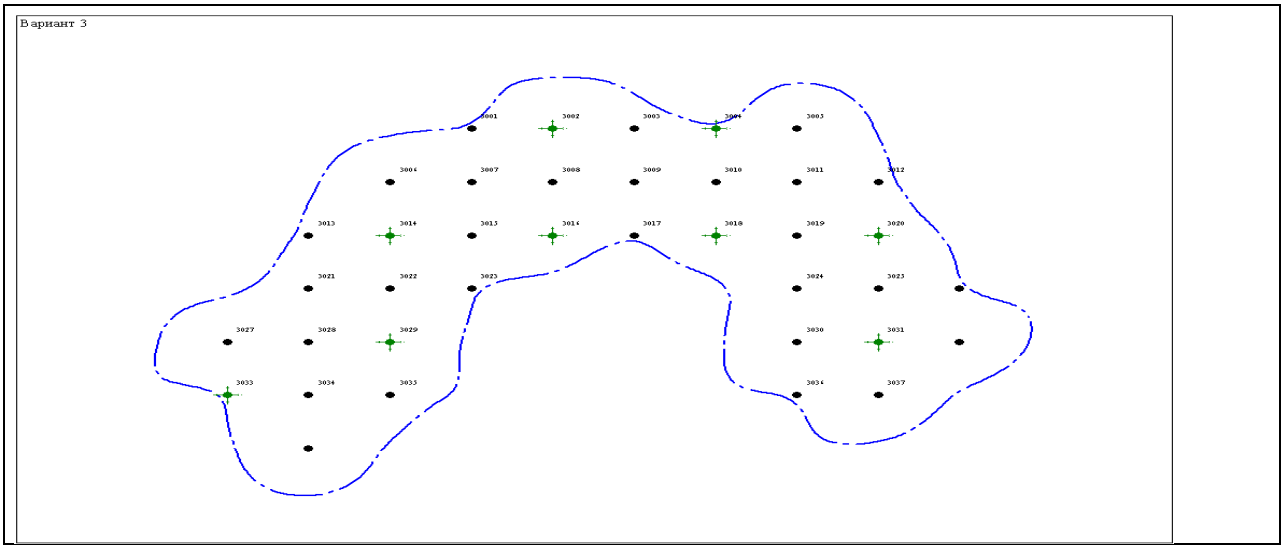
3) Сызық эпюраларын сызу үшін таңбаланған скважиналар саны 6-дан кем болмауы керек.

Кесте 1. 5

Тапсырманы орындауға арналған мәліметтер Нұсқа 3.

№	X	Y	Түрі	Нэфнн. , м	Сұйық деби ті, т/тәу	Сулануы, %	Қабылдағыштығы, $м^3$/сут	Жинақталған мұнай өндіру, т	Жинақтаған сұйық өндіру, т	Жинақталған айдау, $м^3$	Қысым, МПа	Өңделген күндер (1 жылда)
3001	7326	7613	Өндіру	0, 8	10, 6	91, 1	0, 0	4902	12487	0	242	358
3002	7826	7613	Айдау	4, 2	0, 0	0, 0	99, 0	0	0	133650	228	337
3003	8326	7613	Өндіру	2, 6	23, 2	71, 1	0, 0	14373	27330	0	224	346
3004	8826	7613	Айдау	0, 9	0, 0	0, 0	33, 0	0	0	44550	251	356
3005	9326	7613	Өндіру	2, 7	23, 9	70, 0	0, 0	15016	28154	0	223	345
3006	6826	7113	Өндіру	4, 6	37, 2	48, 9	0, 0	29539	43822	0	204	342
3007	7326	7113	Өндіру	6, 9	53, 3	23, 3	0, 0	53020	62787	0	181	349
3008	7826	7113	Өндіру	8, 7	65, 9	3, 3	0, 0	75905	77630	0	163	344
3009	8326	7113	Өндіру	8, 5	64, 5	5, 6	0, 0	73167	75981	0	165	358
3010	8826	7113	Өндіру	8, 3	63, 1	7, 8	0, 0	70478	74332	0	167	336
3011	9326	7113	Өндіру	4, 9	39, 3	45, 6	0, 0	32235	46295	0	201	347
3012	9826	7113	Өндіру	0, 6	9, 2	93, 3	0, 0	4094	10838	0	244	365
3013	6326	6613	Өндіру	0, 5	8, 5	94, 4	0, 0	3709	10013	0	245	357
3014	6826	6613	Айдау	4, 8	0, 0	0, 0	111, 0	0	0	149850	212	343
3015	7326	6613	Өндіру	4, 7	37, 9	47, 8	0, 0	30426	44646	0	203	346
3016	7826	6613	Айдау	2, 9	0, 0	0, 0	73, 0	0	0	98550	231	344
3017	8326	6613	Өндіру	0, 8	10, 6	91, 1	0, 0	4902	12487	0	242	345
3018	8826	6613	Айдау	4, 6	0, 0	0, 0	107, 0	0	0	144450	204	361
3019	9326	6613	Өндіру	6, 5	50, 5	27, 8	0, 0	48473	59489	0	185	348
3020	9826	6613	Айдау	2, 5	0, 0	0, 0	65, 0	0	0	87750	235	343
3021	6326	6113	Өндіру	2, 3	21, 1	74, 4	0, 0	12520	24856	0	227	354
3022	6826	6113	Өндіру	6, 3	49, 1	30, 0	0, 0	46272	57840	0	187	337
3023	7326	6113	Өндіру	0, 7	9, 9	92, 2	0, 0	4492	11662	0	243	365
3024	9326	6113	Өндіру	4, 4	35, 8	51, 1	0, 0	27803	42172	0	206	355
3025	9826	6113	Өндіру	8, 1	61, 7	10, 0	0, 0	67837	72683	0	169	351
3026	10326	6113	Өндіру	0, 7	9, 9	92, 2	0, 0	4492	11662	0	243	351

3027	5826	5613	Өндіру	4, 3	35, 1	52, 2	0, 0	26953	41348	0	207	365
3028	6326	5613	Өндіру	6, 1	47, 7	32, 2	0, 0	44120	56191	0	189	365
3029	6826	5613	Айдау	4, 1	0, 0	0, 0	97, 0	0	0	130950	219	347
3030	9326	5613	Өндіру	6, 7	51, 9	25, 6	0, 0	50722	61138	0	183	357
3031	9826	5613	Айдау	8, 8	0, 0	0, 0	191, 0	0	0	257850	222	351
3032	10326	5613	Өндіру	4, 7	37, 9	47, 8	0, 0	30426	44646	0	203	344
3033	5826	5113	Айдау	0, 6	0, 0	0, 0	27, 0	0	0	36450	254	341
3034	6326	5113	Өндіру	8, 9	67, 3	1, 1	0, 0	78692	79279	0	161	359
3035	6826	5113	Өндіру	2, 1	19, 7	76, 7	0, 0	11345	23207	0	229	338
3036	9326	5113	Өндіру	0, 4	7, 8	95, 6	0, 0	3335	9188	0	246	353
3037	9826	5113	Өндіру	4, 8	38, 6	46, 7	0, 0	31324	45471	0	202	336
3038	6326	4613	Өндіру	4, 5	36, 5	50, 0	0, 0	28665	42997	0	205	360



2. ПАЙДАЛАНУ СКВАЖИНАЛАРЫНЫҢ АҒЫМДАҒЫ ЖАҒДАЙЫН БАҒАЛАУ

2.1 Мұнай өндіру әдістерін таңдау

Мұнай өндіру әдісін таңдау мұнай және газдың физика –химиялық құрамы бойынша анықталады және игерілетін кешеннің геологиялық сипаттамасына байланысты болып келеді. Яғни, қабаттың жату тереңдігі, қабат қысымы мен температурасы, кеніштің гидродинамикалық сипаттамасы, қабат жағдайындағы мұнайдың тұтқырлығы жатады. Мұнай өндіруде атқылау әдісі ең тиімді әдістердің бірі болып табылады, сұйықты жоғарыға шығаруда қосымша энергия шығынын қажет етпейді, қабаттың энергия қоры қолданылады. Скважинаның атқылау шарты көтергіш құбырдың тиімді жұмыс режимімен бағаланады. Осы шарттың бұзылуы скважина сағасына газ сұйық қоспасының келуін жайлап тоқтатады. Көтергіш құбырдың жұмыс шартының бұзылуы оның өнімділігін азайтады, толық тоқтауына әкеледі[8].

Осыған байланысты игеруді жобалауда скважиналардың жұмыс параметрлері (Q, рпл, рс, d, L) бойынша игеру жұмысының жолдарын қарастырылады. Негізі қабат қысымы және қабаттан келетін газдың көлемі төмендегенде, скважина өнімінің сулану дәрежесі белгілі мәнге жеткенде, қабат энергиясы берілген режим кезінде скважинаның атқылау процесін қамтамасыз ете алмайды. Яғни, скважинаның атқылауы тоқтайды. Сұйықты көтеру үшін қосымша энергия қажет болады немесе атқылау скважинасын өндірудің механикалық әдісіне ауыстыру керек.

Мұнай кен орнының игеру көрсеткіштерін саралай отырып, өндіру скважиналардың саны жоғарылауымен, скважина өнімінің сулану мөлшері жоғарылап, өткен жылдармен салыстырғанда өнім беруі төмендесе, онда атқылау шарты нашарлайды, біртіндеп механикалық өндіру әдісіне ауыстыру керек. Мұнай скважиналарына сорап қондырғыларын таңдау қабаттағы сұйықты скважина арқылы өндіру кезінде берілген тиімді жұмыс режим көрсеткіштерін қамтамасыз ететін қондырғылардың типтік өлшемдерін анықтау болып табылады. Өндірілген әрбір тонна мұнайдың өзіндік құнын төмендетуге бағытталатын тиімділік болуы тиіс. Сорап жабдығы мен режимін таңдауға байланысты есептердің шешімі скважина өнімін жоғарылатуға әкеледі[8].

Таңдалынған сорапты қондырғының қуаты скважина өнімін айдауға қажетті шамадан төмен болса, скважина жобаланған өнім көлемін бермейді. Сонымен қатар, таңдалынған сорапты қондырғының қуаты жобаланған шамадан жоғары болса, қабаттаналынатын сұйықтың көлемі жобадан көп болады, ол сұйықты алу режимінің бұзылуына әкелуі мүмкін. Скважина жабдықтарын дұрыс таңдау көптеген көрсеткіштерге талдау жасауға болады. Скважинадағы сұйықты шығаруда энергия сыйымдылығы пайдалы әсер коэффициентіне тәуелді болады және ол өндірудің әртүрлі әдістерінде түрлі мәнге ие болады. Скважинаға қызмет көрсету мен жөндеудің құны өндіру әдісіне байланысты болып келеді. Кейде газлифтілі скважинаны жөндеу құны

салыстырмалы түрде аз болады. Осы жүйенің ПӘК-і белгілі тау - кен-геологиялық жағдайда өте төмен болуы мүмкін[8].

Мұнай-газ скважиналарын пайдалану әдісін таңдауда келесі жағдайлармен анықталатын негізгі ережелер:

1) скважинаны пайдалану кезінде сұйықты жоғары шығарудың әр әдісінің өз артықшылықтары мен кемшіліктері болады;

2) скважинаны пайдаланудың әр әдістерінің көрсеткіштерін салыстырып, экономикалық тұрғыда бағалау қажет;

3) әдісті таңдау кезінде маманның қажетті біліктілігін ескеру қажет;

4) пайдалану әдісін таңдау кезінде техникалық және технологиялық шарттарға байланысты өзгерістер мен шектеулерді есептеуді қайта жүргізу керек.

Кен орнын игеруде скважиналарды пайдаланудың үш әдісін қолданады:

1) қабат энергиясы өндіру скважинасының түбіне қажетті мөлшердегі мұнайдың қозғалысын және жоғарыға сұйықты көтеруге жеткілікті;

2) берілген түптік қысым скважинаға сұйықтың ағынын және оны жоғарыға көтеруді қамтамасыз етеді, бірақ бұл қысым қабат қысымынан шамалы ерекшеленеді, сондықтан төмен өнімділік коэффициенті кезінде скважинаға мұнай ағыны шамалы. Қабаттың жұмыс жағдайы бойынша түптік қысым мұнай ағынын жоғарылату үшін төмендетілуі мүмкін, бірақ бұл кезде қысым скважинада сұйықты көтеруге жеткіліксіз болып келеді;

3) қабат қысымы тең немесе скважинада сұйықты көтеру үшін қажетті қысымнан төмен.

Бірінші жағдайда өндіру скважиналары атқылау әдісімен пайдаланылады – ең тиімді және шығыны төмен. Екінші жағдайда скважиналар атқылау әдісімен немесе қосымша энергия бетімен, яғни түп қысымын төмендететін және қабатта депрессияны жоғарылататын, скважинаға ағынның келуіне мүмкіндік беретін, скважиналарды енгізуді қамтамасыз ететін скважиналық сораптарды қолдану арқылы пайдаланылады. Үшінші жағдайда қосымша энергияны скважинаға енгізу есебінен тереңдік сораптар және басқа әдістермен скважинаны механикаландырылған пайдалану қолданылады[8].

Кесте 2. 1

Пайдалану әдістерінің технологиялық және экономикалық тиімділігін бағалау

Көрсеткіштер	Пайдалану әдістері		
	ШГН	ЭВН	ЭЦН
Күрделі салым	Төмен, тереңдігіне, өнімділігіне байланысты жоғарылайды		Төмен, қуатты өсіруге байланысты жоғарылайды
Жер асты жабдықтары	Көптүрлігімен сипатталады	Көптүрлі. Статорға қажетті эластомерді таңдаудың қиындығы	Типтік өлшемдері көптүрлі болуы. Кабельдің болуына байланысты қиындықтар бар
Пайдалы әсер	$К_н$=0, 8+1, 0	50-70 %	Жоғары өнімді

коэффициенті	Болғанда50 – 60%		скважиналар үшін50 %. $Q_{эн}$<<160м^3/тәу болғанда төмендейді
Реттеудің мүмкіндігі	Қарапайым - S, $d_н$, n_x өзгерту арқылы	Шектелген ротордың n өзгеруіне таңдауды	Шектелгендәл таңдауды талап етеді
Келеңсіздіктер	Сальник арқылы сұйық жіберіп қояды	Эластомердің істен шығуы сальник арқылы қысылып қалуы	Аралықүлкен қуатты қажет етеді
Пайдалану шығындары	Төмен $H_н$=2250м $Q_ж$<64м^3/тәу дейін	Төмен, статордың өмірлік ұзақтығына тәуелді	АЕК төмендегенде өседі NЭД үлкен болғанда салыстырмалы түрде жоғары
Сенімділігі	Өтежақсы, қиындықтар төмендейді	Жақсы, сенімді эластомер болғанда	Скважинадағы температураға сапалы сорапты таңдауға байланысты болады
Жүйені жобалау	Қарапайым әрбір скважина жеке қарастырылады	Қарапайым қондырғыны таңдауда шектеу болады	Нақты мәліметтерді талап етеді
Пайдалану шарттары	Шегендеу тізбегінің диаметрі 140мм кем болмауы керек, $Q_ж$<80м^3/тәу $H_{сп}$<<2300м $Q_ж$<2, 5м^3/тәу $H_{сп}$<<4560 м	Шегендеу тізбегінің диаметрі 140мм жоғары болу керек. Сораптың іліну тереңдігі 1500м аз болу керек	Nдв шектеулі, температуралар, D_{ok}<300мм, $H_{сп}$<3000 м
Қабылдаудағы шарттар	$p_{пр}$> 0, 35÷0, 7МПа	$p_{пр}$≈<0, 7МПа	$p_{пр}$≈<0, 7МПа, $\beta_г$<5%
Қондырғыны пайдалану тереңдігі	$Q_ж$<80м^3/тәу $H_{сп}$<2300м дейін, $Q_ж$<2, 5м^3/тәу $H_{сп}$<<4560м	$H_{сп}$<1500м	$H_{сп}$<3000м
Алатын ауданы	Тербелмелі қондырғының (СК) астында	Үлкен емес	Үлкен емес трансформатор
Жетекші қозғалтқыш	Электрлі немесе газды	Электрлі	
Парафиннің түзілуі(онымен күресу)	Ингибитор, скребок, қолдану және жылумен өңдеу	Ингибиторды сақиналы кеңістікпен беру, жылумен өңдеу	
Скважина бағанасының қисықтығы	Үйкелісті жоғарылатады, қисықтығы әрбір 10м-ге α<<50 болғанда тиімді	Ортаға қойғыш(центратор) қажет	Әрбір 10м аралыққа ауытқу болады бұрышы 20–тан аспаса, қанағаттанарлық
Екі қатарлы көтеру	D_{ok}<178мм шегендеу	Жоқ	Жоқ

жүйесін қолдану	құбырларын қолданғанда мүмкін		
Механикалық қоспалар	μ=10÷200МПа*с болғанда және құмның мөлшері 10% асқанда мүмкін	Құмның мөлшері 50% және μ>200МПа*с болғанда жақсы	Механикалық қоспалар 0, 2% дейін рұқсат етіледі, қажалуға төзімді материалдарды қолдану керек
Тұтқырлық	μ=200 МПа·с болғанда $Q_ж$=64м^3/тәу болғанда жақсы	Өте жақсы	μ=200МПа*с болғанда қанағаттанарлық, N мәнін жоғарылатып ру төмендету керек
Жоғарыөнім беруі	Қанағаттанарлық $H_{сп}$=300м Q_{max}=640м^3/тәу $H_{сп}$=1500м болғанда Q_{max}=160 м^3/тәу	$H_{сп}$=610м Q_{max}=320м^3/тәу $H_{сп}$=1500м^3/тәу болғанда Q_{max}=32м^3/тәу	$H_{сп}$=1200 Q_{max}=640м^3/тәу өте жақсы Жүйенің жоғарыла болуы мүмкін
Аз өнім беруі	Өте жақсы Q=16 м^3/тәу		Нашар Q=64м^3/тәу ПӘК төмен

2.2 Атқылау скважиналарының жабдықтары

Скважинаны пайдалану әдісін таңдау бойынша сұрақтарды шешу үшін бірінші оның атқылау шартын анықтау қажет, яғни скважиналардың атқылауының минималды түптік қысымын есептеу керек. Артизианды атқылау деп аталатын шарт кезінде

$$P_{з.ф.мин} = \rho_ж q H_{скв} + \Delta P_{тр.ж} + P_у \quad (2.\ 1)$$

СКҚ-да бос газдың бөлінуі және болуы кезінде

$$P_{з.ф.мин} = \rho_ж q (H_{скв} - H_{нас}) + \rho_{см} q H_{нас} + \Delta P_{тр.ж} + \Delta P_{тр.см} + P_у \quad (2.\ 2)$$

Мұндағы: $\rho_ж$ - түптен $H_{нас}$ тереңдігіне дейінгі интервалдағы сұйықтың тығыздығы, скважинадағы қысым мұнайдың газбен қаныққан қысымына тең;

$\rho_{см}$ – $H_{нас}$ қима белгісінен скважина сағасына дейін интервалда газсұйықты қоспаның орташа тығыздығы;

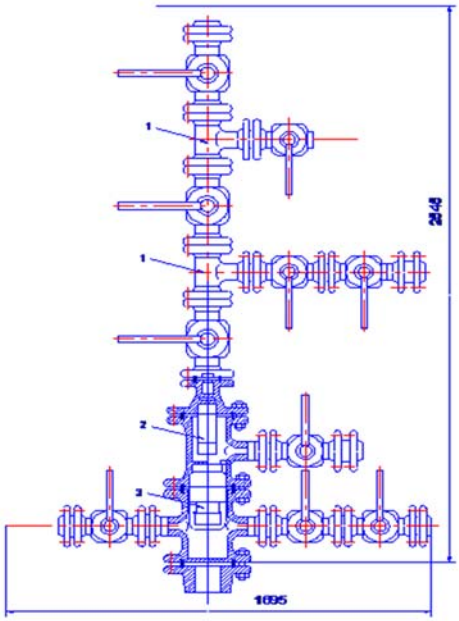
$\Delta P_{тр.ж}, \Delta P_{тр.см}$- сұйық және газсұйықты қоспаның қозғалу бөліміндегі үйкелістегі қысымның жоғалуы;

$P_у$- скважина сағасының қысымы;

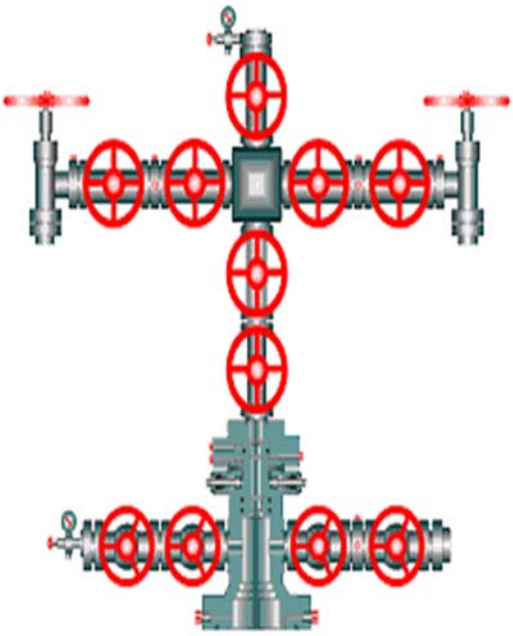
Егер қабат қысымы $P_{пл}$>$P_{з.\ ф.\ мин}$ болса, скважина атқылайды. Атқылау скважинасының жерүсті құрал-жабдықтарына атқылау арматурасы мен манифольд жатады. Мұнай және газ скважинасы үшін атқылау арматурасы скважина сағасын саңылаусыздандыруға, пайдалану режимін бақылау мен реттеуге, әртүрлі технологиялық операцияларды жүргізуге арналған. Арматура құбыр басы, атқылау шыршасы, қолмен немесе пневматикалық басқарумен жапқыш құрылғы, реттегіш құрылғылардан (сурет 2. 1 және 2. 2) тұрады.

Құбыр басы сорапты-компрессорлық құбырды ілуге, онымен шегендеуші колонна арасындағы кеңістікті саңылаусыздандыруға, скважинаны игеру, пайдалану, жөндеу кезінде технологиялық

операцияларды орындауға арналған. СКҚ колоннасы резьбамен құбыр басына ілінеді[9].



Сурет 2.1. СКҚ – ның екі қатарын ілуге арналған үштік фонтанды арматураның крандық түрі:
1- үштармақ, 2 - СКҚ – ның екінші қатарын ілуге арналған кішкене құбыр, 3 - СКҚ – ның бірінші қатарын ілуге арналған кішкене құбыр



Сурет 2.2. Төрт тармақты типті атқылау арматурасының сызбасы

Атқылау арматурасы лақтыру желісіне скважина өнімін бағыттауға, пайдалану режимін реттеуге, арнайы қондырғыны орнатуға, парафиннен құбырларды тазалау үшін скребкалар немесе скважиналық құралдарды түсіруге, кейбір технологиялық операцияларды жүргізуге арналған. Жапқыш құрылғы ретінде майлағыштарды мәжбүрлі немесе автоматты жіберумен өтетін тығынды крандар мен тура токты ысырмалар қолданылады.

Атқылау арматурасы құрылысы және төзімділігі бойынша өзара ерекшеленеді: жұмысшы немесе сынама қысымына, оқпанның өту қимасының өлшеміне, атқылау шыршасының құрылысы және скважинаға түсірілген құбырлар қатарының санына, жапқыш құрылғыны, түріне байланысты. Атқылау арматурасы төрт тармақты немесе үш тармақты типті схемалар бойынша жиналады. Атқылау арматурасы 7, 5; 12, 5; 20, 0; 35, 0; 70 және 105 МПа жұмысшы қысымға есептеліп, 33-102 мм диаметрмен дайындалынады.

Жер асты құрал-жабдықтарына скважиналарды пайдаланудың барлық түрлерінде қолданылатын СКҚ жатады. Атқылау скважиналарын пайдалану кезінде ашық атқылауды алдын-алатын құрал-жабдықтар кешені қолданылады. Кешеннің негізгі элементтері – пакер, скважиналық клапан – ажыратқыш, жерүсті басқару станциясы [9].

2.2.1 Фонтанды көтергіш диаметрін және штуцер диаметрін есептеу

Атқылау әдісімен пайдалану үрдісінде скважина шығымының өзгерісі қабат қысымының төмендеуі немесе өнім сулануының артуы себебінен болуы мүмкін. Көтергіш скважина шығымының өзгерісі кезіндегі белгілі бір уақыт кезеңінде жұмысты қамтамасыз ету керек болғандықтан, оның диаметрін есептей білу және келесі шартты ескеру керек: алғашқыда көтергіш максималды режимде, кейін тиімді режимде жұмыс істейді [9].

Тиімді режимде жұмыс істегенде көтергіштің диаметрі мына формуламен есептеледі:

$$\alpha_{опт} = \sqrt{\frac{P_{ж} H_{б}}{P_{б} - P_{у}} \sqrt[3]{\frac{Q_{опт} H_{б}}{P_{жд} H_{б} - P_{б} + P_{у}}}} \quad (2.\ 3)$$

Мұндағы: $Q_{опт}$ – тиімді режимдегі көтергіштің беруі, т/тәу; $d_{опт}$- тиімді режимде жұмыс істегенде көтергіштің, диаметрі, м.

Егер есептемелік диаметр $d_{опт}$ стандартты диаметрге сәйкес келмесе, онда көтергіштің стандартты диаметріне $d_{ст}$ жақын үлкен мәнді қабылдайды.

Содан кейін атқылаудың басында максималды режимде жұмыс істеуі үшін көтергіштің диаметріне $d_{ст}$ тексеріс жүргізіледі. Бұл үшін көтергіштің диаметрі төмендегі формула бойынша есептеледі:

$$d_{max} = 186 \sqrt{\frac{H_{б}}{P_{б} - P_{у}} \sqrt[3]{Q_{max} \rho_{ж}^{0,5}}} \quad (2.\ 4)$$

Мұндағы: Q_{max} – атқылаудың басындағы көтергіштің беруі, т/тәу;

Егер $d_{max} > d_{ст,}$ болса, онда стандартты құбырлардың диаметріне жақын үлкен мәнді d_{max} таңдайды.

Кен орнының фонтандық көтергіштің диаметрін еспептеуге арналған мәліметтер 2.2 -кестеде келтірілген.

Кесте 2. 2

Фонтанды көтергіштің есебі үшін бастапқы мәліметтер

Параметрлер	Мәндері
Скважинаның тереңдігі, м	4100
Бастапқы қабат қысымы, МПА	82, 4
Күнделікті қабат қысымы, МПа	75
Сағадағы қысымы, МПа	7
Мұнайдың газбен қанығу қысымы, МПа	24, 7
Газдалған мұнайдың тығыздығы, кг/м^3	797
Көтергіштегі мұнайдың тығыздығы, кг/м^3	714
Өнімділіктің орташа коэффициенті, м^3/тәу*МПа	13

Атқылаудың бастапқы кезі үшін скважинаның шығымын есептейік;

Q_{max}=$К_{пр}$ ($Р_{плн}$-$Р_{заб}$)=13 (82, 4-24, 7)=750, 1 м^3/тәу=597т/тәу

$Q_{опт}$=$К_{пр}$ ($Р_{плт}$-$Р_{заб}$)=13 (75-24, 7)=653, 9 м^3/тәу =521 т/тәу

$$d_{опт} = \sqrt{\frac{714 \cdot 4100}{(24,7 - 7) \cdot 10^{6}} \sqrt[3]{\frac{521 \cdot 4100}{714 \cdot 9,81 \cdot 4100 - (24,7 - 7) \cdot 106}}} = 0,094$$

әдебиеттерді қолдана отырып, шартты диаметрі 0, 090м болатын шеттері сыртқа шығарылған құбырларды таңдаймыз.

Максималды режимде жұмыс істегендегі құбырлардың диаметрі:

$$d_{max}=186\sqrt{\frac{4100}{(24,7-7)10_6}\sqrt[3]{597\cdot 26,7}}=0,071м$$

$d_{max}<d_{опт}$ болғандықтан, скважинаға диаметрі 0, 090м СКҚ-ны түсіру қажет.

2.2.2 Атқылаудың минималды түптік қысымының есебі

Мұнайдын бөлінетін еріген газ есебінен болатын атқылау үрдісі тек тиімді жұмыс істейтін газ факторы $C_{эф}$ деп аталатын көтергіштегі бос газдың меншікті көлемі мен тиімді режимде жұмыс істеу үшін қажет газдың меншікті көлемі арасындағы белгілі бір өзара қатынасында ғана болуы мүмкін. Кен орнында түптік қысым қаныгу қысымынан анағұрлым үлкен, яғни есептеме шартты ескеріп жүргізіледі.

$$P_{заб}>P_{нас}$$

Осы жағдай үшін тиімді істейтін газ факторы (2. 5) формула бойынша есептеледі:

$$G_{эф}=0,5\,(G_0-10\alpha\frac{P}{\rho_{нд}})(1-B)\quad (2.5)$$

$\alpha-$ ерігіштіктің орташа коэффициенті

$$\alpha=\frac{G_0\rho_{нд}}{10^3\ \ (P_{нас}-0,1)}\quad (2.6)$$

Мұндағы: $P_{нд}$ – газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы, км/м^3

Атқылаудың шарты:

$$0,5\,(G_0-10^3\alpha\frac{\rho_y}{P_{нд}})(1-B)\geq\frac{1,227\cdot 10^{-2}H_б(P_{жд}H_б-P_{нас}+P_y)}{d^{0.5}(P_{нас}-P_y)\lg\frac{P_{нас}}{P_y}}\quad (2.7)$$

СКҚ тізбегінің (башмақтың) түсу тереңдігі (2. 5) формула бойынша есептеледі:

$$H_б=\frac{H_c-(P_{заб}-P_{нас})}{P_{жд}}\quad (2.8)$$

СКҚ тізбегінің (башмақтың) максималды түсу тереңдігі $H_{бmax}$, онда қысым қаныгу қысымға тең, (2. 5) формуламен анықталады:

$$H_{бmax}=0,5(h+\sqrt{h^2+326,0,3h}G_{эф}d^{0,5}\lg\frac{P_{нас}}{P_y})\quad (2.9)$$

$$h=\frac{P_{нас}-P_y}{P_{жд}},\quad (2.10)$$

$H_{бmax}$ біле отырып, фонтандаудың минималды түптік қысымын есептеуге болады.

$$P_{забmin}=P_{нас}+(L_c-H_{бmax})\,P_{жд},\quad (2.11)$$

Кесте 2. 3

Атқылаудың минималды түптік қысымының есебі үшін бастапқы мәліметтер

Параметрлер	Мәндері
СКҚ-ң ішкі диаметрі, м	0, 062
Скважинаның тереңдігі, м	4100
Бастапқы қабат қысымы, МПа	82, 4
Күнделікті қабат қысымы, МПа	75
Сағадағы қысым, МПа	7
Мұнайдың газбен қанығу қысымы, МПа	24, 7
Газ факторы, $м^3/т$	579, 0
Қабат жағдайларындағы мұнайдың тығыздығы, $кг/м^3$	631
Газдалған мұнайдың тығыздығы, $кг/м^3$	797
Сулану, %	0

(2. 6) формула бойынша ерігіштіктің орташа коэффициентін есептейміз;

$$\alpha = \frac{493 \cdot 797}{10^3 (24{,}7 - 0{,}1)} = 15{,}97 \frac{1}{МПа}$$

(2. 7) формула бойынша тиімді істейтін газ факторын шығарамыз:

$$G_{эф}=0,\ 5\ (493\text{-}10^3 15,\ 97\ \frac{7}{797})(1-0) = 166 м^3 / т$$

Ḥ шамасын (2. 7) бойынша шығармас бұрын, көтергіштегі мұнайдың орташа тығыздығын $\rho_н$ есептейік:

$$\rho_н = \frac{\rho_{НП} + \rho_{НД}}{2} \quad (2.\ 12)$$

Мұндағы: $\rho_{нд}$ - газсыздандырылған мұнайдың тығыздығы, $кг/м^3$; $\rho_{нп}$ - қабат жағдайларындағы мұнай тығыздығы, $кг/м^3$

$$\rho_Н = \frac{797 + 632}{2} = 714{,}5\ кг/м^3$$

h-ты шығарамыз:

$$h = \frac{24{,}7 - 7}{714{,}5 \cdot 9{,}81} = 2525{,}2 м$$

$$H_{бmax} = 0{,}5(2525{,}2 + \sqrt{(2525{,}2)^2 + 326{,}03 \cdot 2525{,}2 \cdot 166 \cdot (0{,}062)^{0{,}5} \lg \frac{24.7}{7}} = 3763\ м$$

Атқылаудың минималды түптік қысымы:

$$P_{забmin}=24,\ 7 + (4100\text{-}3763)714,\ 5 \cdot 9{,}81 \cdot 10^{-6} = 29{,}76\ МПа$$

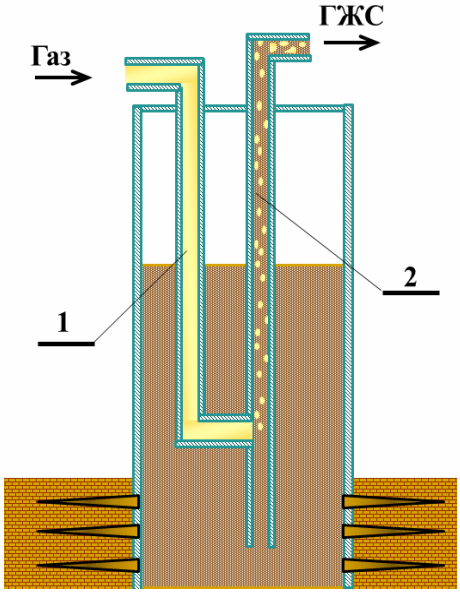
Кен орны жағдайлары үшін атқылаудың минималды түптік қысымы 29, 76 МПа тең.

2.3 Газлифтті скважинаның жабдықтары

Газлифті қолдану аймағы – үлкен түптік қысыммен жоғары дебитті скважиналар, жоғары газ факторлы және түп қысымы қанығу қысымынан төмен скважиналар, құмды скважиналар, сонымен қатар қиын жағдайда пайдаланылатын скважиналар. Газлифт жоғары техника-экономикалық тиімділігімен, скважинада механизмдер мен үйкеліс бөліктері жоқтығымен,

жұмысты реттеу мен скважинаға қарапайым қызмет етуімен сипатталынады[8].

Атқылаумен пайдаланудың логикалық жалғасы газлифті пайдалану болып табылады, сұйықты көтеру үшін газдың жетіспейтін мөлшерін скважинаға жоғарыдан айдалынады. Газ факторымен сипатталынатын қабат энергиясын скважинаға айдалынатын газ энергиясымен толықтырса, онда жасанды атқылау жүреді, оны газлифті көтеру, ал пайдалану әдісін газлифті деп атайды (сурет 2. 3).



Сурет 2.3. Газлифті скважинаның сызбасы

Скважинаға сорапты құбырлардың екі қатарын түсіреді. Ішкі және сыртқы құбырлар арасындағы құбырсырты кеңістігіне қысыммен газ немесе ауа жібереді. Сыртқы құбырды ауалы деп атайды. Газ немесе ауамен мұнай қоспасын жоғарыға көтеретін ішкі құбырды көтеру құбыры деп атайды. Көтеру құбыры ауалымен салыстырғанда диаметрі төмен болады. Сұйықтыққа газ айдауға дейін көтеру және ауа құбыр бір деңгейде жатады. Осы деңгей статикалық деп аталады. Осы кезде түптегі сұйық қысымы қабат қысымына тең болады.

Скважинаға ауалы құбыр бойынша қысыммен газ сұйықты толығымен көтеру құбырына ығыстырады, одан кейін газ көтеру құбырына енеді де сұйықпен араласады. Газдалынған сұйықтың тығыздығы төмендейді және газбен қанығу шамасы бойынша газдалынған және газдалынбаған сұйықтың тығыздығының айырмасына жетеді. Осыған байланысты тығыз сұйықтық көтеру құбырынан газдалған сұйықты ығыстырады. Егер скважинаға газ үздіксіз берілсе, онда газдалынған сұйықтық көтеріледі және скважинадан жинау жүйесіне шығады. Осы кезде құбыр сырты кеңістігінде көтеру құбыры сұйықтың жаңа деңгейіне орнатылады, оны динамикалық биіктік деп атайды.

Газлифті көтергіштердің құрал-жабдықтары үшін СКҚ қолданылады. оның диаметрлері: бірқатарлы көтергіштерде - 48ден 89мм дейін, кейде 114мм, екі қатарлы көтергіштерде – сыртқы қатар үшін 73, 89, 114мм, ал ішкі – 48, 60, 73мм құбыр қолданылады. СКҚ диаметрін таңдау кезінде ішкі шеген

колоннасы мен СКҚ сыртқы беті арасындағы минимальды саңылау 12-15мм құрауы қажет[8].

2.3.1 Скважинаның оңтайлы және максималды дебиттерін есептеу

Газлифтті әдіспен скважинаны пайдалану кезінде негізінен берілген диаметрде көтергіштің оңтайлы және максималды дебитін есептейді. Бұл тапсырма мұнай өндіру саласының қорларды үнемдеу технологиясына ауысу шеңберінде жұмысшы агенттің шектеулі көздері кезінде маңызды[16].

Көтергіштің оңтайлы және максималды дебитін есептеу үшін академик А. П. Крыловтың формуласын қолданылады.

$$Q_{\text{опт}} = 15,625 * 10^{-9} \frac{d^3(\rho_{\text{ж}} gL - \text{p}_{\text{б}} + \text{p}_{\text{у}})(\text{p}_{\text{б}} - \text{p}_{\text{у}})^{1,5}}{\rho_{\text{ж}}^{1,5} * L^{2.5}} \quad (2.\ 13)$$

$$Q_{max} = 155.4 * 10^{-9} \frac{d^3(\text{p}_{\text{б}} - \text{p}_{\text{у}})}{\rho_{\text{ж}}^{1,5} * L^{1.5}} \quad (2.\ 14)$$

Мұндағы: d – көтергіштің ішкі диаметрі, мм; $p_б$ - егер газ башмак арқылы енгізілсе, көтергіш башмагының қысымы немесе жұмысшы клапанның қысымы, МПа; L – көтергішті түсіру тереңдігі немесе жұмысшы клапанды орнату тереңдігі, м

Есеп №1

Берілгені:Көтергішті түсіру тереңдігі L=1700м, көтергіш башмагының қысымы $p_б$=8, 7МПа, скважина сағасындағы қысым $p_у$=0, 5МПа, сұйықтық тығыздығы $\rho_ж$=890кг/м^3, көтергіш диаметрі d=60мм.

Шешімі:

Анықтамалық материалдарға сәйкес құбырдың ішкі диаметрі 50, 3мм сәйкес.

Оңтайлы дебитті (2. 13) формуласымен анықтаймыз:

$$Q_{опт} = \frac{15,625 * 10^{-9}(50,3)^3[890 * 9,81 * 1700 - (8,7 + 0,5)10^6](8,7 * 10^6 - 0,5 * 10^6)^{1,5}}{890^{1,5} * 1700^{2.5}}$$

$$= \frac{15,625 * 10^{-9} * 1,27263 * 10^5 * 6,64253 * 10^6 * 2,34812 * 10^{10}}{2,65512 * 10^4 * 1,19158 * 10^8} = 98 т/тәу$$

Сонымен, шартты диаметрі 60мм көтергіштің оңтайлы дебиті 98т/тәу.

Максималды дебитті есептейміз

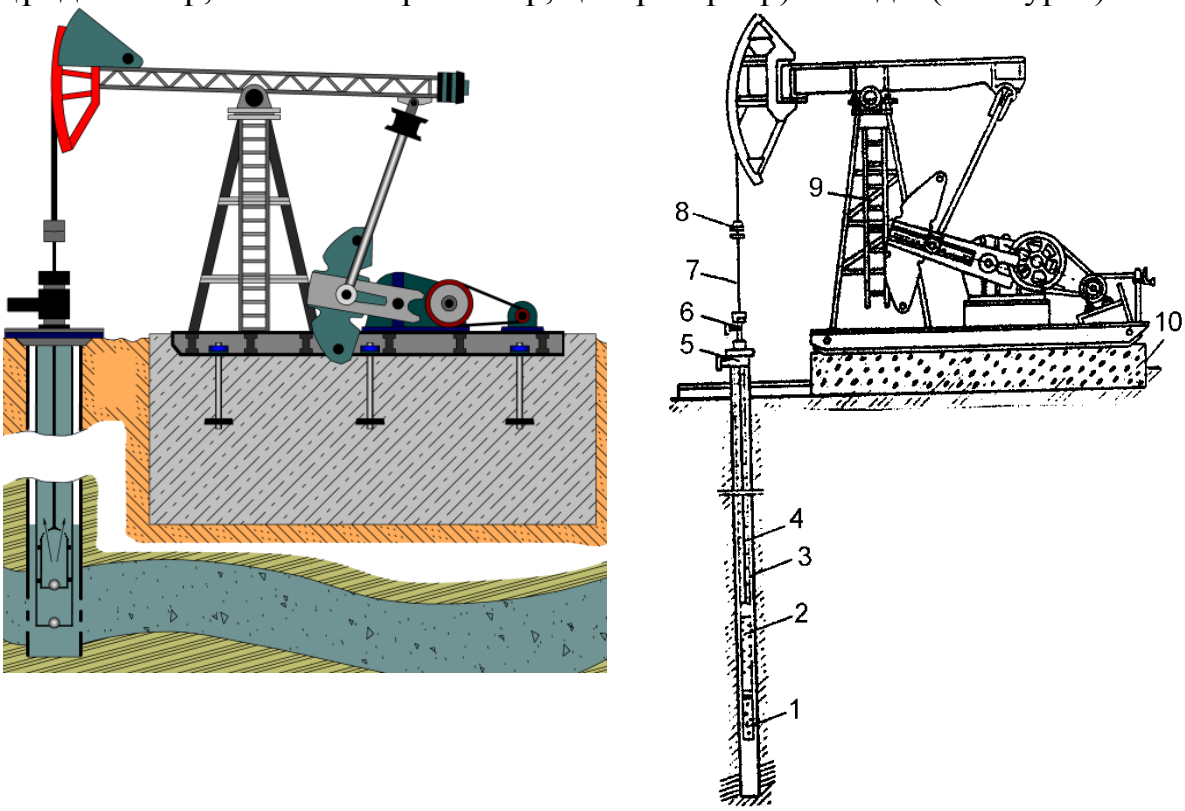
$$Q_{max} = 155.4 * 10^{-9} \frac{1,27263 * 10^5 * 2,34812 * 10^{10}}{29,8329 * 7,0093 * 10^4} = 222\text{т/тәу}$$

Диаметрі 60мм және ұзындығы 1700м көтергішпен жабдықталған скважина максималды дебитті 222т/тәу береді.

2.4 Скважинаны штангалық сораптық қондырғылармен пайдалану

Скважинаның атқылауы тоқтаған кезде жоғарыға сұйықты көтерудің басқа әдістері қолданылады, оған штангілі скважиналық сорапты қондырғылармен пайдалану жатады. Скважина дебиті тәулігінен бірнеше килограммнан 400т дейін. Сораптар бірнеше метрден 3000м дейін, жеке скважиналарда 3200-3400м дейінгі тереңдікке түсіріледі.

Қондырғы жерүсті және жерасты құрал-жабдықтарынан тұрады. Жер үсті жабдықтарына сағаға қалыптасқан тербелмелі қондырғы, сағалық қондырғылар, редуктор, электрқозғалтқыш, басқару пульті жатады. Жерасты жабдықтарына сорапты компрессорлық құбырлар, сорапты штангалар, штангілі скважиналық сорап және қиындық пайда болған кезде қондырғының жұмысын жақсартатын әртүрлі құрылғылар (газды және құмды пакер, штангілі скребкалар, центраторлар) жатады (2. 4 сурет).



Сурет 2.4. Штангілі скважиналық сорапты қондырғының схемасы

Скважиналық сораптар салынатын және салынбайтын болып бөлінеді. Салынатын сорап жинақталған түрде СКҚ ішіне штангаларда түсіріледі. Скважинада сорап СКҚ-ға алдын-ала түсірілген құлыпты тірек көмегімен отырғызылады. Салынбайтын сораптың цилиндрі СКҚ колоннасына жалғанады және скважинаға онымен бірге түсіріледі. Салынбайтын сораптың плунжері өзіне ілінген сору клапанымен бірге түсіріледі және сорапты штангаларда СКҚ арқылы цилиндрге енгізіледі. Штангілі сораптардың беруі плунжердің көлденең қимасының ауданына, полирленген шток жүрісінің ұзындығына, балансир басының тербелу санына және басқа факторларға байланысты.

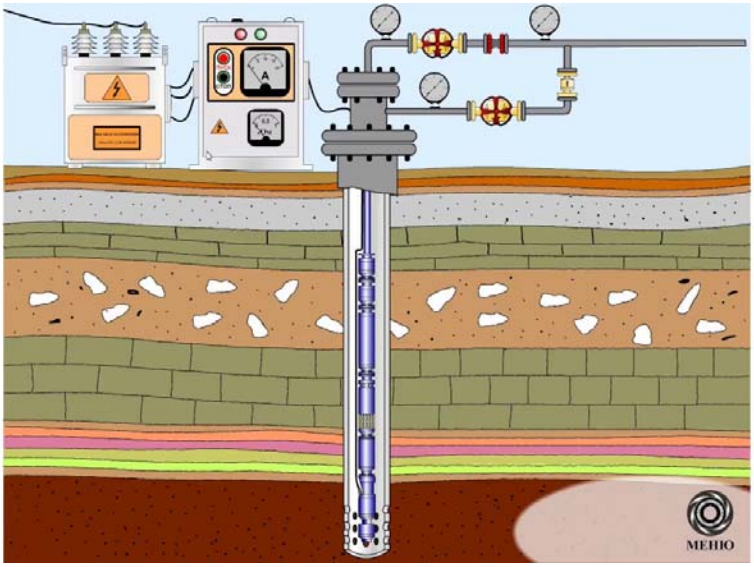
Штангілі тереңдік қондырғының типтік құрылысы сурет 2. 4-те көрсетілген. Ол салынатын және салынбайтын типті скважиналық сораптан 2, сораптық штангадан 4, планшайбада 5 ілінген сорапты-компрессорлық құбырлардан 3, сальникті нығыздағыштан 6, сальникті штоктан 7, сальникті штоктың канатты ілгішінен 8, тербелмелі қондырғыдан 9, фундаменттен 10 тұрады[8].

Сорапты скважиналардың сағалық құрал-жабдықтары СКҚ ішкі жағындағы құбырсырты кеңістігін саңылаусыздандыруға, скважина өнімін шығаруға және СКҚ ілуге арналған. ОУ типті сағалық қондырғыға сағалық сальник, үштік, крестовина, жапқыш крандар және кері клапандар кіреді.

2.5 Скважинаны батырмалы ортадан тепкіш сорапты қондырғылармен пайдалану

Мұнайды өндірудің соңғы сатысында скважинадан мұнаймен бірге үлкен мөлшерде қабат суы келіп түседі, осы кезде штангілі сораптардың тиімділігі төмен болып келеді. Осы кемшіліктерді жою үшін батырмалы ортадан тепкіш сорапты қондырғылар қолданылады. Батырмалы сораптар - электрқозғалтқыш жетегімен аз габаритті ортадан тепкіш, секциялы, көпсатылы сораптар. Қондырғылар 450-2000м-ге дейінгі тереңдіктегі қабат сұйықтығын тәулігіне 10-1300м^3-ге дейін айдауды қамтамасыз етеді.

Батырмалы ортадан тепкіш сорапты қондырғы келесі негізгі жабдықтардан тұрады: ортадан тепкіш сорап, газ сепараторы, гидроқорғағыштар, электрқозғалтқыш, кабель желісі, жер бетіндегі электржабдығы (басқару станциясы, трансформатор), телеметрлік жүйелері, қажетті аспаптар мен қосалқы бөлшектер;



Сурет 2.5. Батырмалы ортадан тепкіш сорапты қондырғының сызбасы

Қондырғыда тік орындалған қысқа тұйықталған ротормен үш фазалы, асинхронды электрқозғалтқышы қолданылады. Қозғалтқышты майлау мен салқындауы үшін арнайы аз тұтқырлы, жоғары диэлектрлі беріктіктегі

маймен толтырылады. Сорап секция модулі - ортадан тепкіш көпсатылы, секциялы. Сорапты агрегатта саты саны 220-дан 400-ге дейін болып келеді. Сораптың кіріс модулінің торындағы қабат сұйығын айдау кезінде бос газдың көлемі бойынша 25% жоғары сорапқа газсепараторы жалғанады. Ол қабат сұйығынан газдың бөлігін құбырсырты кеңістігінен алып шығады және сораптың жұмысын жақсартады.

Гидроқорғағыш электрқозғағыштың ішкі жағына қабат сұйығының және сорап сальнигінің майлағыштарының енуінен қорғауға арналған, ол протектор мен компенсатордан тұрады. Жоғарыдан батырмалы агрегатқа дейін кабель қоректендіруші, полиэтиленді брондалынған дөңгелек, ал батырмалы агрегат шекарасында жалпақ типті кабель жүргізіледі[8]. Басқару станциясы қондырғыны қосу және тоқтатуды, жоғалған кернеудің пайда болғанда қайтадан өздігінен қосылуын, апаттық өшірілуін қамтамасыз етеді. Транформаторлар кабельде жоғалулар есебінен қоректендіру кернеуімен реттелінеді. Қысымның бірден жоғарылау немесе төмендеуі кезінде лақтыру желісін жабатын манифольдты түрдегі ажыратқыштар қолданылады.

2.5.1 БОТЭС қабылдау жерінде қысымның тиімді, шектік мәндерін есептеу

Батырмалы ортадан тепкіш электр сорабы (БОТЭС) алынатын сұйықтағы еркін газдың болуына өте сезімтал. Еркін газдың мөлшеріне байланысты БОТЭС-ң нақты сипаттамалары өзгереді, ал кей жағдайда газдың көп болуынан сорап сұйық соруын тоқтатады.

БОТЭС-ң жұмысын өндірісте әртүрлі зерттеулер нәтижесінде сорап жұмысы 3 түрлі аумақта жұмыс істейтіні анықталды.

1-ші аймақта: алынатын сұйықта еркін газдың аз болу кезінде сорап өзінің стенділік сипаттамасына сай жұмыс жасап, ПӘК-і ең үлкен болады. Осы кезде сораптың қабылдау жеріндегі қысымды тиімді қысым деп атайды.

2-ші аймақта БОТЭС-ң жұмысы қабылдау жерінде газдың көбеюімен сипатталады, осыдан оның нақты сипаттамасы стенділік сипаттамадан өзгеше болады. Бірақ, сорап мүмкін болатын ПӘК -те өзінің тұрақты жұмысын сақтайды, осы кезде сораптың қабылдау жеріндегі қысымды мүмкін қысым деп атайды.

3-ші аймақтағы БОТЭС-ң жұмысы қабылдау жерінде газдың өте көп мөлшерде көбеюімен сипатталады. Осыдан сораптың жұмысы тоқтауға дейін барады. Осы жағдайда ПӘК 0-ге тең болады. Осы кезде сораптың қысымын, қабылдау жердегі шектік қысым деп атайды.

Зерттеулер көрсеткендей, тиімді қысым қаныгу қысымынан, мұнайдың тұтқырлығынан және өнімнің сулануынан тәуелді. БОТЭС-ң қабылдау жерінде тиімді қысымды $P_{опт}$ бағалау үшін келесі байланыстар қарастырылады:

$n_0 \leq 0,6$ кезінде $P_{опт} = P_{нас}(0,325 - 0,316n_0)\frac{\mu_{нд}}{\mu_{н.пл}}$ (2. 15)

$n_0 \geq 0,6$кезінде $P_{опт} = P_{нас}(6,97n_0 - 4,5n_0^2 - 2,43)\frac{\mu_{нд}}{\mu_{н.пл}}$ (2. 16)

Мұндағы: n_o – өнімдің көлемдік сулануы.

БОТЭС-ң қабылдау жерінде мүмкін қысымды $P_{доп}$ бағалау үшін келесі байланыстар қарастырылады:

$n_0 \leq 0,6$ кезінде $P_{доп} = P_{нас}(0,198 - 0,18n_0)\frac{\mu_{нд}}{\mu_{н.пл}}$ (2. 17)

$n_0 \geq 0,6$ кезінде $P_{доп} = P_{нас}(2,62n_0 - 1,75n_0^2 - 0,85)\frac{\mu_{нд}}{\mu_{н.пл}}$ (2. 18)

БОТЭС-ң қабылдау жерінде шектік қысымды $P_{шек}$ бағалау үшін келесі байланыстар қарастырылады және ол көлемдік суланудың барлық аймағында болады:

$P_{пред} = P_{нас}(0,125 - 0,115n_0)\frac{\mu_{нд}}{\mu_{н.пл}}$ (2. 19)

Егер сораптың қабылдау жерінде газдың сепарация коэффициенті 0-ге тең болғанда орынды екенін байқауға болады. Осыдан, байланыстарымен анықталған $P_{опт}$, $P_{доп}$ және $P_{пред}$ ең үлкен болады.

Есеп №2

Берілгені: Келесі жағдайларда БОТЭС-ң қабылдау жерінде тиімді, мүмкін және шектік қысымдарды анықтау керек: $P_{нас}$ = 8, 7МПа; қабат мұнайының тұтқырлығы $\mu_{н.\ пл}$ = 2, 1МПа·с;газдан айырылған мұнайдың тұтқырлығы$\mu_{нд}$ = 6, 5МПа·с; көлемдік сулану n_o = 0, 21[16].

Шешімі. Қарастырылған есепте көлемдік сулану n_o=0, 21 ескеріп, сораптың қабылдау жеріндегі қысымдарды анықтаймыз:

$P_{опт}$=8, 7(0, 325-0, 316*0, 21)6, 5/2, 1=6, 965МПа

$P_{опт}$=8, 7(0, 198-0, 18*0, 21)6, 5/2, 1=4, 314МПа

$P_{опт}$=8, 7(0, 125-0, 115*0, 21)6, 5/2, 1=2, 716МПа

Кесте 2. 4

Тапсырманы орындауға арналған мәліметтер

Нұсқалар	$P_{нас}$, МПа	$\mu_{нпл}$, МПа с	$\mu_{н.\ д}$, МПа с	n_0
1	8, 9	2, 2	6, 4	0, 3
2	9	2, 5	5, 8	0, 28
3	8, 5	1, 8	6	0, 5
4	8, 3	2, 4	6, 2	0, 7
5	7, 7	1, 97	5, 91	0, 25
6	9, 5	2, 1	5, 3	0, 15
7	7, 9	2, 3	5, 4	0, 3
8	10	1, 85	6, 3	0, 71
9	7, 5	1, 9	5, 7	0, 6
10	9, 3	2, 2	5, 7	0, 22
11	8	1, 96	6, 4	0, 5
12	9, 4	2	6, 1	0, 9
13	6, 9	2, 3	6	0, 18
14	9, 2	1, 8	5, 9	0, 2
15	8, 02	2, 4	6, 6	0, 5
16	6, 5	1, 75	6, 3	0, 43
17	9	1, 8	6, 7	0, 25
18	8, 3	2, 2	7, 01	0, 73
19	9, 2	2, 4	6, 8	0, 34
20	8, 7	2, 09	7, 2	0, 5

Бақылау сұрақтары:

1. Скважинаны пайдалану кезіндегі маңызды жұмыстардың бірі.
2. Пайдалану әдісін таңдауда негізгі ережелер қалай анықталады?
3. Скважина өнімі аз болғанда сораптың қандай түрлерін қолданған тиімді болып табылады?
4. Скважина өнімі тұтқыр болғанда қандай түрлерін сорапты қолданған тиімді болып табылады?
5. Газлифтті әдіспен скважинаны пайдалану кезінде көтергіштің оңтайлы және максималды дебитін қалай есептейді?

2.6 Скважиналарда гидродинамикалық зерттеу жұмыстарын жүргізу

2.6.1 Скважиналарда гидродинамикалық зерттеу түрлері

Кеніштер мен скважиналарды зерттеудің негізгі мақсаты – мұнай және газ қорын есептеу үшін одан ақпарат алу, жобалау, талдау, кеніштерді игеру мен скважиналарды пайдалануды реттеу. Зерттеу алғашқы, ағымдық және арнайы болып бөлінеді. Алғашқы зерттеу кен орынды барлау және тәжірибелік пайдалану сатысында жүргізіледі. Оның мақсаты қорды есептеу мен игеруді жобалау үшін қажетті бастапқы мәліметтерді алу болып табылады. Ағымдық зерттеу игеру процесі кезінде жүзеге асырылады. Оның мақсаты қабат параметрлерін нақтылау үшін мәліметтер алу, игеру процесін реттеу туралы шешімдер қабылдау, жобалау және скважина жұмысының технологиялық режимін оңтайландыру және т. б. болып табылады. Арнайы зерттеу кеніш игеру және скважинаны пайдаланудың арнайы жағдайына байланысты жүргізіледі [4].

Зерттеу тікелей және жанама әдістер болып бөлінеді. Тікелей зерттеуге қысым, температураны тікелей өлшеу, скважинадан алынатын керн және сұйық сынамасы бойынша қабат пен флюид параметрлерін анықтаудың зертханалық тәсілдері кіреді. Кеніштер мен скважиналардың көптеген параметрлері тікелей өлшенбейді. Бұл параметрлер тікелей жанама параметрлермен өлшенген, басқалармен байланыстыратын қатынасы бойынша қайта есептеу жолымен жанама түрде өлшенеді [4].

Зерттеудің жанама тәсілдері физикалық құбылысы бойынша бөлінеді: кәсіпшілік-геофизикалық; дебиттік және шығын өлшегіштік; термодинамикалық; гидродинамикалық.

Кәсіпшілік-геофизикалық зерттеу кезінде скважинаға электрлік кабелде тереңдік лебедкамен түсірілетін аспаптардың көмегімен зерттеледі: жыныстың электрлік қасиеттері; радиоактивтік; акустикалық; механикалық және т. б.

Кәсіпшілік-геофизикалық зерттеулер кеуектілікті, өткізгіштікті, мұнай-газ-суға қанығуын, қабат қалыңдығын, оның жабыны мен табанының белгісін, жыныстың литологиясы мен саздылығын, су-мұнай байланысы, газ-мұнай байланысы жағдайын және олардың қозғалысын, сулану интервалдарын, скважина оқпанындағы сұйықтың құрамын және оның

өзгерісін, қабатқа айдалатын агенттердің қозғалыс жылдамдығын және таралуын, қабаттың жұмыс істейтін интервалдарын анықтауға, ағып келу және сіңу профилдерін орнатуға, скважинаның техникалық күйін анықтауға мүмкіндік береді.

Скважинаны дебит- және расходометриялық зерттеу қабаттың жалпы қалыңдығында өндіруші скважинада жұмыс істейтін интервалдарын және ағып келу профилін орнатуға және айдау скважиналарында сіңірілуін бөліп алып қарауға мүмкіндік береді. Электрлік кабелде зерттеу үшін жұмыс істейтін айдау скважинасына скважиналық аспап – шығынөлшегіштүсіреді, ондағы датчик жер бетіне сұйық шығынына сәйкес электрлік сигнал береді.

Аспапты скважинаға белгілі бір қадаммен нүктеден нүктеге дейін орналастырады. Әрбір нүктеде жалпы шығын өлшенеді. Өлшеу мәліметтері бойынша қарқындылық диаграммасын немесе сұйықты сіңіру профилінің диаграммасын тұрғызады, ол жұмыс істейтін интервалдарды анықтауға, оның сұйықтың жалпы шығынына қатысу үлесін, қабат қалыңдығы бойынша игерілуін қамтуды, қабаттың түп маңы аймағына әсер ету бойынша скважинада жүргізілетін жұмыстың тиімділігін анықтауға мүмкіндік береді. Түп аймақтық қысымды өлшеу кезінде әрбір интервалдың өнімділік коэффициентін анықтауға немесе скважина жұмысының бірнеше режимін зерттеу кезінде – олардың индикаторлық сызығын тұрғызуға болады [4].

Скважинаны термодинамикалық зерттеу ұзақ тұрып қалған және жұмыс істейтін скважинадағы температураның таралуын зерттеуге мүмкіндік береді, онымен геотермиялық градиентті анықтауға, қабаттың жұмыс істейтін және суланған интервалдарын анықтауға, қабаттағы температуралық процеске талдау жүргізуге және суландыру кезінде мұнай қорын шығаруға, скважинаның техникалық күйі мен жерасты скважиналық жабдықтардың жұмысын бақылауға мүмкіндік береді. Скважинаның шығын- және термометриясы колонна саңылаусыздығының бұзылған жерін, қабат арасындағы ағып кетуді және т. б. анықтауға мүмкіндік береді.

Скважина мен қабаттарды зерттеудің гидродинамикалық тәсілдері сұйық пен газ дебитінің мәндері туралы, түп маңындағы қысым туралы немесе осы көрсеткіштердің өзгерісі туралы, және де уақыт ішіндегі қабаттық температура туралы мәлімет бойынша қабат пен скважинаның параметрлерін анықтауға мүмкіндік береді. Скважинадағы өлшенетін мәндер бойынша скважина мен қабаттардың параметрлері орнатылады.

Мұнай мен газ қорын есептеу, объектіні игеру жобасын құрастыру, қабаттар мен скважина жұмысының технологиялық режимдерін орнату және оперативті реттеу мәселелерін шешу үшін келесі мәліметтер кешені қажет.

1. Қабат пен кеніштің тау-кен геометриялық сипаттамасы: жату тереңдігі, таралу ауданы, өткізбейтін шекаралар мен қосылулардың жағдайы және олардың қашықтығы, мұнайлылық контурының бастапқы жағдайы, қима бойынша қабаттың бөліну дәрежесі мен сипаты, қабаттың тиімділік қуаты h және оның аудан бойынша өзгеру сипаты;

2. Қабаттың гидродинамикалық және коллекторлық қасиеттері: кеуектілік, өткізгіштік, пьезоөткізгіштік, гидроөткізгіштік, өнімділік, мұнайға қанығушылық және газға қанығушылығы, бастапқы және ағымдық қысым;

3. Қабаттық сұйық пен газдың физика-химиялық сипаттамасы: тұтқырлық, тығыздық, қанығу қысымы, қысымға, температура мен газға қанығушылығына тәуелділіктері[4].

Кен орынды сынама пайдалану және өнеркәсіптік игеру сатысындагидродинамикалық зерттеу мақсаттары болып табылады:

1) игерілетін объектіні одан ары жобалау үшін қажетті гидродинамикалық қасиеттері туралы мәліметтерді нақтылау;

2) оны реттеу үшін қажетті игеру процесінің динамикасы туралы ақпарат алу;

3) мұнай өндіруді қарқындатуға бағытталған шаралардың технологиялық тиімділігін анықтау.

Жалпы жағдайда мұнай өндіру процесін бақылау жүйесі келесі факторлардың ағымдық мәндерін орнату үшін жеткілікті мәліметтер алуды қамтамасыз ету қажет:

1) кеніштің ауданы мен қимасы бойынша мұнай мен газ қорының таралуы;

2) әрбір қабат және кейбір жағдайда қабаттың контурдан тыс аумағындағы кенішке жақын ауданы бойыншақысымның таралуы;

3) қима бойынша мұнай, су және газдың ағып келу және сіңірілудің таралуы;

4) интервал бойынша өнімділік және қабылдағыштық коэффициенттерінің таралуы.

2.6.2 Қалыптасқан режимде скважинаны зерттеу

СГДЗ интерпретациясы скважина мен қабаттардың өнімдік және сүзілгіштік сипаттамасын және де қабаттың скважина маңындағы және алыстағы аймағындағы ерекшелігін бағалауға мүмкіндік береді. Бұл зерттеулер жату жағдайындағы тау жыныстарының сүзілгіштік қасиеттерін, қабаттардың қанығу сипатын және қабаттық флюидтердің физикалық қасиеттерін анықтаудың тікелей тәсілі.

Скважинадағы СГДЗ тәсілдері бөлінеді:

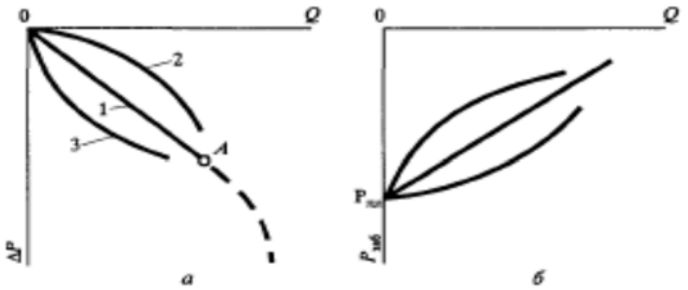
1) сүзілудің қалыптасқан режимінде – индикаторлық диаграмманы (ИД) алу тәсілі.

Қалыптасқан іріктеу скважина жұмысының стационарлы режимімен, яғни скважинаның түп аймақ пен сағалық қысымы және дебитінің уақыттағы тұрақтылығымен сипатталады. Тәсілдің мәні скважина жұмысына режим орнату және оның стационарлығын күтумен түсіндіріледі. Скважина жұмысы уақыт бойынша тұрақтандырылған соң құрылғылармен мұнай дебиті, газ дебиті, су дебиті, механикалық қоспалар мөлшері және т. б. өлшенеді. Барлық өлшенген мәндер тіркеледі. Одан соң скважинаның жұмыс режимі өзгереді және жүйе жұмысының жаңа стационарлы режимі күтіледі.

Жұмыс режимінің өзгеруі пайдалану тәсіліне тәуелді: фонтанды скважинада шығару манифольдындағы штуцер диаметрі өлшенеді; газлифті скважинада жұмысшы агентті айдау режимі – қысым мен шығын өлшенеді; скважиналық штангалық сораппен жабдықталған скважинада жүріс ұзындығы мен тербеліс саны өлшенеді, яғни әрбір пайдалану тәсілі бойынша режимді өзгертудің жеке мүмкіндігі бар. Содан кейін индикаторлық диаграмма тұрғызады [4].

2.6.3 Индикаторлық диаграмма түрлері

Қалыптасқан іріктемеде зерттеудің негізгі мақсаты скважинаның индикаторлық диаграммасын тұрғызу болып табылады. Скважинаның индикаторлық диаграммасы деп қалыптасқан дебиттің депрессияға графикалық тәуелдігін айтады. Сурет 2. 6-да көрсетіліп тұрғандай индикаторлық диаграммалар дебит осіне тіксызықты (1), дөңес (2) және ойыс (3) болып келеді. Индикаторлық сызықтың формасы қабатты дренаждау режиміне, сүзілу режиміне, сүзілетін флюидтің табиғатына, қабаттағы ауыспалы қалыптаспаған процеске, сүзілу кедергісіне, дренаждау аумағының құрылымына және т. б.



Сурет 2.6. Типтік индикаторлық диаграммалар

Қабатта бір текті сұйық орнатылса және режимі арынды болса сызықтүзу болып шығады (сызық:1). Арынды режимнің бір қатар жағдайында, өнім мен ΔP төменгі мәндерінде қисық түзу бола келіп қысым айырмасы жоғарылаған сайын өнімнің осіне дөңес болып келеді (сызық: 2). Ойыс сызық (сызық: 3)- зерттеу нәтижесінде мәліметтер дұрыс алынбаған болса немесе режим асығыс қалыптасқан болса пайда болады.

Барлық индикаторлық сызықтар келесі теңдеумен сипатталады:

$$Q=k\ \Delta P^{n} \quad (2.\ 20)$$

Аталған формула скважинаға флюидтің ағып келу теңдеуі деп аталады:

Мұндағы: k – пропорционалдық коэффициенті, $м^3$/(тәулік*МПа), егер дебит $м^3$/тәулік өлшенсе, ал қысым – МПа өлшенеді.

n – сүзілу типі мен режимін сипаттайтын дәреже көрсеткіші

Индикаторлық диаграмма үшін а: сызықты 1 - дәреже көрсеткіші n–1; дебит осіне дөңес 2 – дәреже көрсеткіші $n<1$; дебит осіне ойыс 3 – дәреже көрсеткіші $n>1$.

2.6.4 Қалыптасқан режимдегі скважинадағы зерттеу нәтижелерін өңдеу

Бұл тәсілде бірнеше кезектесіп ауысатын қалыптасқан режимдегі скважиналарды пайдалану кезінде қабат пен скважина түп аймағы арасындағы қысым өзгерісінен мұнай (газ) дебиті, газды фактор, шығарылатын құм мен судың мөлшерінің тәуелділігі анықталады. Скважинаны пайдалану режимі егер оның дебиті мен түптік қысымы уақыт ішінде мүлдем өзгермесе қалыптасқан деп есептеледі. Қалыптасқан дебит пен түптік қысым тіркелген соң скважинаны пайдаланудың басқа режиміне ауыстырады, оның жұмысын жаңа режимде қалыптасқанын күтіп, бұл параметрлердің жаңа мәндерін анықтайды[4].

Бақылау скважинаның 3-4 режимінде жүргізіледі және зерттелетін скважина аймағындағы динамикалық қабаттық қысымды тіркеумен аяқталады. Ол қалпына келтірілген скважинадағы толығымен қалпына келтірілетін түптік қысым ретінде анықталады және жұмыс істеп тұрған скважиналар арасындағы қабаттағы ағымдық қабаттық қысымға сәйкес келеді.

Қалыптасқан іріктеме тәсілімен ағып келуге скважинаны зерттеу нәтижелері индикаторлық диаграмма түрінде суреттеледі, ол скважина дебитінің қабаттық қысым депрессиясына тәуелділігін сипаттайды:

$$Q = f(\mathrm{P}_{\text{пл}} - \mathrm{P}_{\text{заб}}) \quad (2.\ 21)$$

Газды скважиналар үшін индикаторлық диаграмманы көлемдік Q немесе массалық G газ дебиті координатында – қабаттық (нұсқалық) және түптік қысым квадраттарының ($\mathrm{P}_{\text{пл}}^2 - \mathrm{P}_{\text{заб}}^2$) айырмасымен суреттеледі. Айдау скважиналары үшін ондай диаграмма түптік және қабаттық қысым арасындағы өзгерістен ($\mathrm{P}_{\text{заб}} - \mathrm{P}_{\text{пл}}$) скважинаның сіңіргіштік қабілетіне тәуелді болып келеді.

Индикаторлық диаграмма Q=f(ΔP) скважинаның өнімділік коэффициентін К анықтау үшін тұрғызылады (сурет 2. 7).

$$K = \frac{Q_1 - Q_2}{\Delta P_1 - \Delta P_2} \quad (2.\ 22)$$

Егер индикаторлық диаграмма- Дарси заңы бойынша бірфазалы сұйық немесе сумұнай қоспасы сүзілу кезінде тіксызықты болып белгіленеді, өйткені сызық көлбеуінің тангенс бұрышы γ ретінде скважинаның өнімділік коэффициентін анықтаймыз:

$$tg\gamma = K = \frac{Q}{\Delta p} \quad (2.\ 23)$$

$$K = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot ln\frac{R_k}{r_c}} \quad (2.\ 24)$$

Мұндағы: k - өткізгіштік; h-қабат қалыңдығы; μ-сұйық тұтқырлығы; R_k, r_c – қабаттың дренаждалған зонасының радиусы және скважинаның келтірілген радиусы;

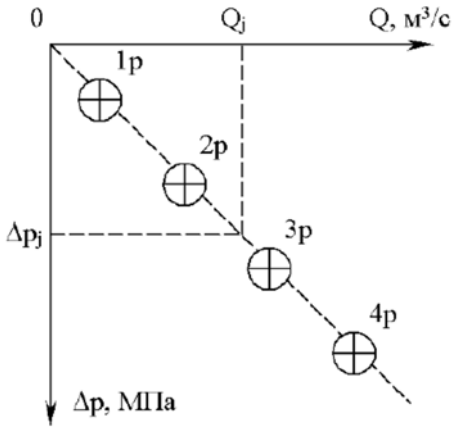
Егер R_k көрші скважиналар арақашықтықтың жартысына тең, ал r_c қашау бойынша скважинаның радиусына $r_{сд}$ тең деп қабылдасақ немесе

гидродинамикалық жетілдірілмеуін есепке алып, қабаттың гидроөткізгіштігін анықтаймыз:

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{K \cdot ln\frac{R_k}{r_c}}{2 \cdot \pi} (2.\ 25)$$

$r_c = r_{сд}$ кезінде скважинаның жетілдірілмеуі ε-ге есептеледі. Егер μ сұйықтың тереңдік сынамасын зертханалық зерттеу нәтижелері бойынша белгілі болса, h геофизикалық немесе дебитометриялық тәсілмен анықталады, онда өткізгіштікті табамыз:

$$k = \frac{\varepsilon \cdot \mu}{h} (2.\ 26)$$



Сурет 2.7. Индикаторлық диаграмма Q=f(ΔP)

Жалпы жағдайда ағу теңдеуін дәрежелі тәуелділік түрінде жазуға болады:

$$Q = K_0(P_{пл} - P_{заб})^n (2.\ 27)$$

Мұндағы: n – дәреже көрсеткіші: белгісізі K, n және $P_{пл}$ болып табылады.

Сүзілуді екімүшелік формула бойынша да сипаттауға болады:

$$\Delta p = AQ + BQ^2 (2.\ 28)$$

A және B сүзілу кедергісі коэффициентін графикалық анықтау үшін индикаторлық сызықты Q - данΔp/Q координатына түзу етіп құрамыз. Сонда тиісінше A және B-ны ординат осіне кесінді және түзудің бұрыштық коэффициенті ретінде табамыз, онда A=1/K.

2.6.5 Қалыптаспаған режимдегі скважинаны зерттеу

Қалыптаспаған жұмыс режимі кезінде скважинаны зерттеудің мәні бұрғыланып жатқан скважина немесе қабаттың әртүрлі параметрлерін өлшеу болып табылады. Алынған мәліметтер негізінде уақыт бойынша аталған қысым тәртібінің графиктері мен диаграммаларытұрғызылады.

Барлық зерттеу уақыт бойынша түптік қысым қалай өзгеретініне бақылау жүргізу үшін қажет. Төмендеу қарқындылығына скважинаның өзінің көптеген сипаттамалары тәуелді. Егер тұрақты дебит туралы сөз болса, онда жеткілікті түрде пайдаланылып келе жатқан скважинадан алынған мәліметтерді оқпандағы сұйық деңгейін көтеру мүмкіндігі үшін түптік қысымды арттыру графигін құру мақсатында пайдаланылады.

Осыған байланысты барлық сұйықтар мен тау жынысының қабаттары әртүрлі серпімділікте болады, түптік қысымда әрқашан бірдей болмайды. Бұл уақыт ішінде скважинадағы сұйықтың тәртібін зерттеу тәсілі негізінде жатыр. Негізінде қалыптаспаған жұмыс режимі кезінде скважинаны зерттеудің бірнеше негізгі түрлері бар[4].

Аталған зерттеу тобына жататын тәсілдердің тиімді сынама нүктелер тәсілі болып табылады. Мамандар зерттелетін қабаттың әртүрлі нүктесінде түптік қысымға өлшеулер жүргізеді. Осы мәліметтер негізінде диаграмма тұрғызылады, ол түптік қысымның сол немесе басқа нүктеде орналасу жағдайына тәуелділігін көрсетеді. Өлшеулер сол және басқа нүктеде бірнеше реттен жүргізіледі. Ол жағдайды нақты суреттейді. Дәл осы үшін зерттеудің аталған тәсілі қажет.

Скважинаны зерттеудің аталған тәсілдерінің бірі қысымды қалпына келтіру тәсілі болып табылады. Ол скважинадағы қысым бір қалыпқа түскенде сұйықтың өзгерісіне бақылау жасау үшін қолданылады. Тәсіл өте күрделі, бірақ өндірісте қолданыс табуда. Одан басқа, қалыптаспаған сұйық сүзілуіне негізделген зерттеудің басқа топтары да бар. Зерттеудің бұл тәсілдері скважина радиусына қарамастан тау жынысы қабаттарының тәртібін анықтауға мүмкіндік береді. Мәселе қысымды қалпына келтіру қисығын тұрғызуда болып тұр. Бұл қисықтар әртүрлі тәсілдер негізінде тұрғызылады.

Егер түптегі қысым P_c, тіпті қабаттық $P_к$ қысым қанығу қысымынан $P_{нас}$ асатын болса, онда қабаттағы қысымның қайта таралуы кез келген жағдайда серпімділік режимінің заңы бойынша жүреді. Жерасты гидродинамикасында шексіз серпімді қабатта кенеттен қосқаннан немесе тоқтатқаннан кейін скважинаға серпімді сұйықтың ағып келу мақсатын қарастырады. Бұл мақсаттың шешімі келесі формула болып табылады:

$$\Delta P(r,t) = -\frac{Q\cdot\mu\cdot b_н}{4\cdot\pi\cdot k\cdot h}\cdot E_i\left(-\frac{r^2}{4\cdot\chi\cdot t}\right) (2.\ 29)$$

Q дебитпен жұмыс істеген скважинаны тоқтататын болса, онда түптегі қысым уақытқа t байланысты жоғарылай бастайды. Сонда серпімді режим және түптегі қысым қанығу қысымынан жоғары деп болжайды.

Бұл скважина тікелей түп аймағындағы кран немесе клапанның іске қосылуына тең. Нақты тоқтау, мысалы фонтанды скважинада сағадағы ысырманы жабу жолымен жүргізіледі. СКҚ газсұйықты қоспа тоқтағаннан кейін өсіп келе жатқан түптік қысымның әсерінен сығыла бастайды. Құбыраралық кеңістікте де қысымның өсуі мен газды шапканың сығылуы жүреді. Скважинаның бір сәтте тоқтатуға болмайды, скважинаға қабаттан сұйықтың ағып келуі жалғаса береді.

Уақыт t бөлінетіндей етіп қайта жазасақ

$$\Delta P(t) = \frac{Q\cdot\mu\cdot b_н}{4\cdot\pi\cdot k\cdot h}\cdot Ln\frac{2{,}25\cdot\chi}{r_c^2} + \frac{Q\cdot\mu\cdot b_н}{4\cdot\pi\cdot k\cdot h}\cdot Lnt (2.\ 30)$$

Белгілейміз:

$$y = \Delta P(t)\ (2.\ 31)$$

$$a = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_н}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot Ln \frac{2{,}25 \cdot \chi}{r_c^2} \quad (2.\ 32)$$

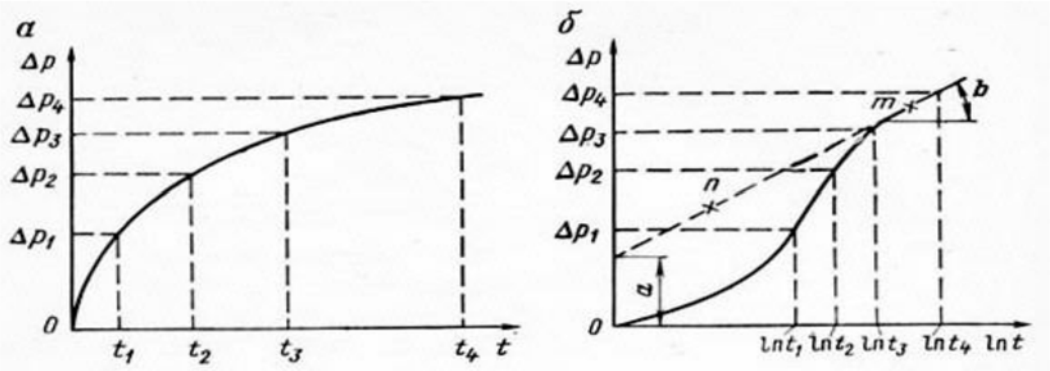
$$b = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_н}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} (2.\ 33)$$

x=Lnt (2. 34)

y=a+b∗x(2. 35)

Бұл координаттың басы арқылы өтпейтін тік теңдеу. Бұдан шығатын ереже, скважинаның түп аймағынан нақты алынған y=ΔP, x=Lnt жартылай логаримфтік координатта қайта тұрғызылған ΔP (t) қысымның қалпына келу қисығы (ҚҚҚ) ординат осін қиятын тік түрде болу керек, ал мәні бұрыштық коэффициентімен b анықталады.

Скважинаның түп аймағында қысымның қалпына келу қисығы көрсеткішті автономды немесе дистанциялық жазатын тіркеуші скважиналық манометрмен жазылады. Скважина түп аймағына түсірілетін мұндай манометр ол тоқтағанға дейін t уақыт функциясында P_c өзгеріс жазуын береді (сурет 2. 8). Сондықтан ΔP (t)нақты қисығын ΔP(Lnt) координатына қайта құру қажет және оның тұрақты коэффициенттерін a және в табу керек. Қысымның қалпына келу қисығының (ҚҚҚ) бастапқы бөлімшесі тік сызылмайды, ол аздап сұйықтың ағуымен байланысты[4].



Сурет 2.8. Тоқтатылған скважинадағы манометрмен жазылған (а) және жартылай логаримфтік координатамен қайта тұрғызылған (б) қысымды қалпына келтіру қисықтары

Қайта тұрғызылған ΔP(Lnt) қисығынан тіксызықты бөлімше іздейміз, екі нүкте бойынша бұрыштық коэффициент анықталады:

$$b = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{Lnt_1 - Lnt_2} (2.\ 30)$$

b есептеп, гидроөткізгішті $\varepsilon = {kh}/{\mu}$анықтауға болады:

$$\varepsilon = \frac{Q \cdot b}{4 \cdot \pi \cdot b} \quad (2.\ 31)$$

Түрлендірген соң алатынымыз:

$$\frac{r_c^2}{x} = \frac{2{,}25 \cdot t_i}{e^{\frac{\Delta P_1}{b}}} (2.\ 32)$$

Сипатталған тәсілмен қысымның қалпына келу қисығы бойынша анықталған қабат параметрлері қабаттың шеткі аймақтары үшін арналған.

Қалыптаспаған режимнің баламалы тәсілімен айдау скважиналары да зерттеледі. Айдау скважиналарында оқпаны сұйықпен толық толтырылған, келесі ағып келу құбылысымен байланысты ауытқулар аталған жағдайда туындамайды. Бұдан басқа скважинада газдалған сұйық бағанасының болмауы тікелей сағада скважинада сұйық бағанасының гидростатикалық қысымы көрсеткішін қоса отырып, қысымды өлшеуге мүмкіндік береді.

Ұзақ уақыт бойы жұмыс істеген дебиті Q айдау скважинасының қысымның қалпына келу қисығын алу үшін негізінде сағадағы ысырманы жабу жеткілікті, яғни айдауды тоқтату және сағадағы қысымның құлау қисығын $\Delta P = f(t)$ алу керек. ΔP мәні айдаудың қалыптасқан режимі кезінде сағадағы қысымдар арасындағы айырмасы ретінде анықталады, яғни айдау қысымы және айдау аяқталғаннан кейінгі сағадағы ағымдық қысым болып табылады.

2.6.6 Қысымның қалпына келу қисығын өңдеудің технологиялық, теориялық негіздері

Зерттеудің бұл тәсілі тек түп аймақта сұйығы бар скважиналарда ғана емес, сұйықпен толық толтырылған скважиналарда да жүргізіледі. Сапалы дұрыс қысымды қалпына келтіру қисығын алу үшін көбінесе ысырманың көмегімен айдау скважинасының сағасын жабу жеткілікті болатын. Сұйық ағынын ысырманың көмегімен жабар алдында қысымға өлшеу жүргізу қажет. Содан кейін су жабылған соң қысымды қайта өлшеуге кірісуге болады. Нәтижесінде аналитикалық мән алынады. Одан жұмыстың қалыптасқан режимінде сұйық ағыны жабылмаған кезде болған көрсеткішті есептеу қажет. Нәтижесінде екі көрсеткіштің айырмасы алынады. Аталған сан қысымды қалпына келтіру қисығын тұрғызу үшін негіз болады. Бірақ бір көрсеткіш аз болады, сондықтан өлшеудің толық кешенін пайдаланады, содан кейін ғана орташа қысымды қалпына келтіру қисығы тұрғызылады. Мұнда өлшеу көп болған сайын, нәтижесінде дұрыс мәлімет алынады[4].

Сұйық бағанасының қысымы қалай өзгеретінін қадам бойынша бақылау үшін ысырма бірден толығымен жаппай, жайлап жабады. Ысырма вентилінің әртүрлі параметрлері кезінде сұйық бағанасының тәртібін көрсететін бірқатар мәндерді алуға болады. Осы мәліметтер негізіндежүйедегі қысымды қалпына келтіру қисығы тұрғызылады.

Газды скважина мысалы ретінде ГДИ нәтижелерін өңдеу әдістемесін қарастырамыз:

Қысымды қалпына келтіру қисығын өңдеу келесі кезектілікпен жүргізіледі:

1. Уақыттың табиғи логаримфі бойынша түптік қысым өзгерісінен $dp(t) = p^2(t) - p^2(0)$ туындыны есептеу.

Қысымды қалпына келтіру қисығының графигін тұрғызу логаримфтік координатта жүргізіледі. Диагностикалық графикте тұрақты туынды бөлімшесін анықтау скважинадағы қысымның стационарлы емес өзгерісі

кезінде флюидтің радиалды сүзілуінің басталуын көрсетеді. Тұрақты туынды бөлімшесі бойынша қабат пен скважинаның параметрлерін анықтайды.

2. Миллер, Дайес, Хетчинсон (MDH) тәсілдерімен шексіз қабат схемасы бойынша қысымның қалпына келу қисығын өңдеу – жанама тәсіл. Дебиттің бірсәтте өзгеруі кезінде біртекті шексіз қабаты ашылған газды скважинада қысымды қалпына келтіру қисығы скважинаның тоқтағанға дейінгі жұмысының үлкен маусымын ең бастапқы бөлімшеты қоспай зерттеу маусымымен (T>>t кезінде) салыстырылады.

3. Қабат параметрлерін анықтаған соң, қысымды қалпына келтіруді өңдеуді контурда тұрақты қысымы бар шексіз өлшемдегі қабат схемасы бойынша жүргізеді. Сүзу кедергісін анықтайды.

4. Хорнер тәсілімен өңдеу қабаттық қысымды анықтауға мүмкіндік береді. Қабат параметрін қысымның қалпына келу қисығының жартылай логаримфтік координатасында түрлендірілген бөлімшеде, не MDH тәсілімен сияқты анықтауға болады. Егер зерттеуге T скважинаны тоқтатқанға дейінгі жұмыс маусымын тоқтатқаннан кейінгі t бақылау маусымымен өлшенсе, Хорнер тәсілімен қысымды қалпына келтіру қисығы алынады.

5. Скважинаның түп маңы аймағының күйін бағалау – скин-эффект анықтау.

6. Скважина өнімділігінің нақты коэффициентін анықтау. Дренаждау радиусын $R_{др}$скважинаны зерттеу уақыты бойынша есептеледі.

7. Скважинаның потенциалды дебиті скин-эффект «0» дейін төмендеген жағдайда есептелуі мүмкін. Скинге 0-ден 2, 3 дейін және т. б. әртүрлі мәндер беруге болады. Дренаждау радиусының $R_{др}$ мәнісқважина арасындағы қашықтықтың R_k жартысына тең қоректендіру контурының радиусына дейін қысымның қалпына келу қисығын өңдеу кезінде алынған әртүрлі мәндерді беруге болады.

Қысымды қалпына келтіру қисығын алып және скважина тоқтаған соң түп аймаққа сұйықтың ағып келуін өңдеу.

Зерттеудің аталған түрін жүргізу және скважинаға ағып келудің бірсәтте тоқтауы кезінде қысымның қалпына келу қисығын зерттеу нәтижелерін өңдеу келесілерден тұрады.

1. Скважинаға тереңдік немесе дифференциалды манометр түсіреді.

2. Скважина жұмысын бірден тоқтатады немесе қосады.

3. Тереңдік дифференциалдық манометрдің көмегімен уақыт t бойынша $P_{заб}$ мәнін өлшейді, $P_{заб(i)} = f(t_i)$

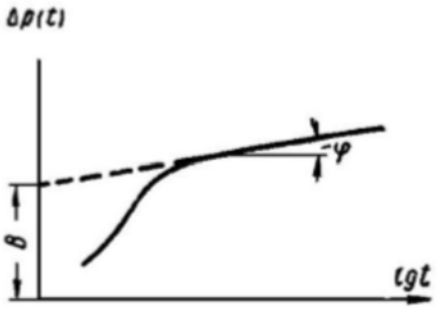
4. $P_{заб(i)} - P_{заб(0)} = f(t) = \Delta p_i(t)$анықтайды.

5. Алынған мәндердің нәтижелері кестеге енгізіледі, ол келесі мәліметтен тұрады: скважина номері, уақыт t, қысым Δp, lg(t).

6. Скважина тоқтаған соң қысымды қалпына келтіру қисығы Δp, lg(t) координатында тұрғызылады.

Оның тіксызықты бөлімшесінде координатасы Δp, $lg(t_1)$ және Δp, $lg(t_2)$ екі нүкте таңдалады және түзудің бұрыштық коэффициенті анықталады. Δp,

lg(t) қисығында таңдалған түзу сызықты бөлімшенің басы мен соңына мына теңсіздік жауап береді



Сурет 2.9. Жартылай логаримфтік координатада скважинаның түп аймағындағы қысымды қалпына келтіру қисығы

Түзусызықты бөлімшені таңдау кезінде көрсетілген шектер сұйықтың ағып келуін қалпына келтіру қисығының оны тоқтатқанға дейінгі және скважина өзара байланысына қиылысу аумағы әсер етеді. Қабаттың біртексіздігі кезінде бөлініп алынған аумақта бірнеше бөлімшелер болуы мүмкін, оның әрбір қабаттың белгіленген аймағын сипаттайтын болады. В кесіндісі Δр осінде нолден осы остің ҚҚҚ түзусызықты бөлімшесімен қиылысу нүктесіне дейін өлшенеді[4].

7. Қысымның қалпына келу қисығы мәліметтеріне өңдеу жүргізіледі

а) түзудің бұрыштық коэффициенті анықталады;

б) В кесіндісі Δр осінде нолден осы остің қысымның қалпына келу қисығының түзусызықты бөлімшесімен қиылысу нүктесіне дейін өлшенеді.

Осылай, қалыптаспаған режимде зерттеу жүргізіп, дренаждау аумағындағы қабаттың параметрлерін анықтайды.

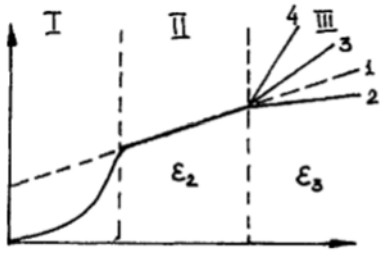
1. Қабаттың гидроөткізгіштік коэффициенті ε

2. Қабаттағы мұнай қозғалғыштығының коэффициенті $\frac{k}{\mu}$

3. Қабаттың өткізгіштік коэффициенті k

4. Қабаттың пьезөткізгіштік коэффициенті χ

5. Δр, lg(t) координатасында қысымның қалпына келу қисығының формасы бойыншакеніштің өткізгіштігі бойынша біртексіздік құрылымының ерекшелігін сапалы анықтауға болады:



Сурет 2.10. Нақты қысымның қалпына келу қисығы. III аймақ

- сызық 1-$\varepsilon_2 = \varepsilon_3$
- сызық 2- $\varepsilon_2 < \varepsilon_3$
- сызық 3- $\varepsilon_2 > \varepsilon_3$

- сызық 4- ε=0

Нақты қысымның қалпына келу қисығының қисаю себептері:

I аймақта:

- скважина тоқтаған соң сұйық ағып келуіне әсер етуі;

- скважина жетілмеуінен қабаттың түп маңында ағын геометриясының бұзылуы;

- тоқтатар алдында скважина жұмыс режимінің бұзылуы;

- қысымның изотермиялық емес қалпына келуі;

- скважина көлемінде еркін газдың бар болуы;

- бұрғылау және пайдалану нәтижесінде шеткілермен салыстырғанда қабаттың түп маңының коллекторлық қасиеттерінің нашарлауы;

II аймақта:

- ортаңғы бөлімше – түзусызықты теория бойынша. Бөлімше ұзындығы шектеулі, яғни P_c горизонталды асимптотада $P_{пл}$ ұмтылады. Бұл интерпретация тәсілінің қолдану аумағы қысымның қалпына келу қисығының II бөлімшесі бойынша серпімділік режим формуласы дұрыс шарттармен шектелген: скважина – тұрақты қарқындылық көзі; қабат – шексіз және біртекті; скважинаға флюидтің ағып келуінің бірсәтте тоқтау мүмкіндігі.

III аймақта:

- жылжу бойынша қабаттың біртексіздігі;

- скважина маңында өткізбейтін шекаралардың бар болуы– сызық 4.

Қысымның қалпына келу қисығы бойынша біз kh/μ қабаттың шеткі зонасы үшін, ал индикаторлық диаграмма бойынша – kh/μ қабаттың түп маңын бағалаймыз.

Осылай, сүзудің қалыптаспаған режимінде скважинаны зерттеу нәтижелерінің интерпретациясы қабат пен скважинаны сипаттайтын параметр мәнін сандық бағалауға мүмкіндік береді. Бұл мәліметтер мыналар үшін қажет:

1. Кен орынды игеру жобаларын құрастыру кезінде оларды игеру көрсеткіштерін есептеуде пайдалану;

2. Оларды пайдаланудың орнатылаған режимінде зерттеу нәтижелері бойынша алынған балама мәліметтермен салыстыру;

3. Игеруді бақылау үшін және қабаттың мұнай бергіштігін арттыру тәсілдерін қолдануға байланысты іс-шаралардың технологиялық тиімділігін бағалау үшін уақыт бойынша қабат параметрлерін анықтау.

Кейбір жағдайда скважинаны зерттеу кезінде Δp, lg(t) координатасында қысымды қалпына келтіру қисығының түзусызықты бөлімшесін алу мүмкін болмайды. Бұл көбінесе сағаны жапқаннан кейін қабаттан скважинаға сұйық ағып келуінің жалғасуымен түсіндіріледі [4].

Бақылау сұрақтары:

1. Скважинаны зерттеудің негізгі түрлерін атаңыз.

2. Скважинаны зерттеу қандай мақсатпен орындалады?

3. Гидродинамикалық зерттеу әдісі қандай мақсатқа негізделген?
4. Қалыптасқан режимдегі зерттеу жұмыстары қалай жүреді?
5. Қысымды қалпына келтірудің үлкею коэффициенті неге тең?

2.6.7 Өзіндік жұмыстарға арналған есептер

Есеп №1.

Қалыптасқан режим кезінде скважинаны зерттеу мәліметтері бойынша индикаторлық диаграмма тұрғызу жәнеөнімділік коэффициенті мен қабат өткізгіштігін анықтау[4].

Бастапқы мәліметтер: қабаттық қысым, қоректендіру контурының радиусы, скважина радиусы, қабат қалыңдығы, мұнайдың динамикалық тұтқырлығы.

Кесте 2. 5

Тапсырмаларды орындауға арналған мәліметтер

№ нұсқа	$P_к$, МПа	$r_к$, м	$r_с$, см	h, м	μ, МПа$^{-с}$	1 режим		2 режим		3 режим	
						Q, м^3/тәу	$P_с$, МПа	Q, м^3/тәу	$P_с$, МПа	Q, м^3/тәу	$P_с$, МПа
1	15	200	10	10	5, 1	4, 5	13, 2	6, 8	12, 3	8, 8	11, 5
2	18	250	10	12	3, 2	9	16, 2	13, 5	15, 3	17, 5	14, 5
3	20	272	10	18	8, 2	13, 5	18, 2	20, 3	17, 3	26, 3	16, 5
4	25	300	10	20	15	18	23, 2	27	22, 3	35	21, 5
5	21	330	10	16	19, 3	22, 5	19, 2	33, 8	18, 3	43, 8	17, 5
6	29	350	10	17	25, 5	27	27, 2	40, 5	26, 3	52, 5	25, 5
7	17	380	10	14	10	31, 5	15, 2	47, 3	14, 3	61, 3	13, 5
8	16	400	10	12	9, 4	36	14, 2	54	13, 3	70	12, 5
9	22	450	10	9	6, 5	40, 5	20, 2	60, 8	19, 3	78, 8	18, 5
10	23	500	10	31	2, 2	45	21, 2	67, 5	20, 3	87, 5	19, 5

Есеп №2.

Қалыптасқан таңдаулар тәсілімен скважинаны зерттеу нәтижелеріне өңдеу жүргізу.

Бастапқы мәліметтер: қоректендіру контурының радиусы, скважина радиусы, қабат қалыңдығы, мұнайдың динамикалық тұтқырлығы.

Кесте 2. 6

Тапсырмаларды орындауға арналған мәліметтер

№ нұсқа	$r_к$, м	$r_с$, см	h, м	μ, МПа$^{-с}$	1 режим		2 режим		3 режим		4 режим	
					Q, м^3/тәу	ΔP, МПа	Q, м^3/тәу	ΔP, МПа	Q, м^3/тәу	ΔP, МПа	Q, м^3/тәу	ΔP, МПа
1	350	10	10	1, 5	50	3, 200	75	7	100	12, 4	110	14, 9
2	300	10	12	10	10	0, 100	15	0, 2	20	0, 33	25	0, 5
3	200	10	18	25	50	2, 640	70	4, 99	90	8, 11	100	9, 96
4	500	10	20	3, 4	30	1, 020	40	1, 73	45	2, 16	50	2, 63
5	600	10	16	1, 2	48	3, 330	52	3, 83	59	4, 97	63	5, 64
6	400	10	17	9, 1	52	2, 820	58	3, 48	65	4, 32	71	5, 12
7	500	10	14	10, 2	50	3, 200	75	7	100	12, 4	110	14, 9
8	300	10	12	14, 3	30	1, 020	40	1, 73	45	2, 16	50	2, 63

9	250	10	9	15, 1	48	3, 330	52	3, 83	59	4, 97	63	5, 64
10	500	10	31	14, 8	50	2, 640	70	4, 99	90	8, 11	100	9, 96

Есеп №3.

Қалыптаспаған режимдегі өндіруші скважиналарды зерттеу нәтижесінде скважина тоқтаған соң уақыттың әртүрлі сәттерінде түптік қысымның мәндері алынды. Егер қабат қалыңдығы, мұнай тұтқырлығы мен қалыптасқан режим кезіндегі скважина дебиті белгілі болғанда, қабаттың сүзу параметрлерін анықтау

Кесте 2. 7

Тапсырмаларды орындауға арналған мәліметтер

№ нұсқа	h, м	μ, МПа$^{-с}$	Q, м^3/тәу
1	5	1, 5	50
2	6	1, 6	55
3	7	1, 7	60
4	8	1, 8	65
5	9	1, 9	70
6	10	2	75
7	11	2, 1	80
8	12	2, 2	85
9	13	2, 3	90
10	14	2, 4	95

Кесте 2. 8

Тапсырмаларды орындауға арналған мәліметтер

1 нұсқа		2 нұсқа		3 нұсқа		4 нұсқа		5 нұсқа	
t, мин	Рс, МПа	t, мин	Рс, МПа	t, мин	Рс, МПа	t, мин	Рс, МПа	t, мин	Рс, МПа
0	3, 830	0	3, 180	0	10, 200	0	16, 334	0	2, 627
10	3, 970	100	5, 064	250	12, 140	85	16, 859	26	2, 883
78	4, 689	210	6, 618	500	13, 830	163	17, 075	80	3, 839
225	6, 835	313	7, 727	750	14, 850	250	17, 282	140	4, 876
365	8, 151	418	8, 574	1000	15, 520	328	17, 420	200	5, 852
525	9, 202	510	9, 129	1250	16, 480	400	17, 432	300	7, 189
825	10, 298	599	9, 539	1500	16, 789	475	17, 442	420	8, 224
915	10, 540	700	9, 902	1750	16, 889	553	17, 450	570	8, 918
1005	10, 652	785	10, 161	1960	16, 957	650	17, 460	750	9, 417
1155	10, 781	870	10, 535	2170	17, 017	728	17, 466	1020	9, 739
1335	10, 691	955	10, 620	2380	17, 072	800	17, 472	1320	9, 895
1515	11, 072	1045	10, 702	2590	17, 122	878	17, 477	1560	9, 965
1695	11, 190	1035	10, 777	2895	17, 183	960	17, 482	1800	9, 990
1815	11, 195	1225	10, 846	3200	17, 248	1038	17, 487	2040	10, 023
2055	11, 228	1315	10, 911	3505	17, 302	1116	17, 491	2280	10, 042
2295	11, 238	1405	10, 971	3900	17, 365	1194	17, 495	2520	10, 054
		1495	11, 028	4300	17, 423	1280	17, 449	2760	10, 062
		1585	11, 081	4605	17, 464	1358	17, 502	3660	10, 065
		1675	11, 131	5000	17, 513	1436	17, 505	3960	10, 067
		1750	11, 171	5400	17, 558	1514	17, 508	4200	10, 069

		1825	11, 209					4320	10, 070
		1900	11, 246					4500	10, 072

Кесте 2. 9

Тапсырмаларды орындауға арналған мәліметтер

6 нұсқа		7 нұсқа		8 нұсқа		9 нұсқа		10 нұсқа	
t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа
0	10, 322	350	13, 871	5	13, 142	10	13, 212	410	14, 136
1	10, 462	715	14, 492	15	13, 201	19	13, 372	828	14, 797
2	10, 603	1200	14, 881	25	13, 319	31	13, 550	1246	15, 319
3	10, 772	1500	15, 095	45	13, 339	45	13, 710	1664	15, 702
5	10, 946	1866	15, 325	65	13, 456	57	13, 810	2100	15, 952
6	11, 050	2231	15, 522	95	13, 76	69	13, 878	2500	16, 049
8	11, 231	2596	15, 689	125	14, 025	80	13, 917	2918	16, 057
10	11, 389	2929	15, 818	155	14, 251	100	13, 961	3336	16, 088
12	11, 540	3294	15, 935	432	15, 107	112	13, 978	3754	16, 116
16	11, 741	3659	16, 030	745	15, 332	124	13, 989	4172	16, 140
20	11, 882	4020	16, 104	2190	15, 341	136	13, 997	4600	16, 163
26	12, 021	4385	16, 162	3930	15, 352	148	14, 002	5018	16, 183
36	12, 178	4750	16, 205	5100	15, 356	160	14, 006	5436	16, 201
49	12, 363	5115	16, 236			172	14, 009	5854	16, 219
50	12, 380	5480	16, 256			184	14, 012	6272	16, 235
57	12, 492	5850	16, 270			200	14, 018	6700	16, 250
67	12, 598	6215	16, 279			212	14, 014	7118	16, 264
89	12, 728	6565	16, 285			224	14, 031	7536	16, 277
107	12, 753	6930	16, 292			236	14, 041	7954	16, 290
112	12, 756	7295	16, 301			250	14, 039	8400	16, 302
137	12, 763							8818	16, 314
177	12, 768								

3. ПАЙДАЛАНУ ӘДІСІНЕ БАЙЛАНЫСТЫ СКВАЖИНАНЫҢ ЕҢ ТИІМДІ РЕЖИМДЕРІН ТАҢДАУ

3.1 Скважинаны қолайландыру есебін орындау

Пайдаланудың тәсіліне байланысты өндіру скважиналар жұмыстарының технологиялық режимінде мынадай негізгі параметрлер көрсетіледі:

- сұйықтықтың дебиті, суландырылуы, газ факторы;
- скважина түбіндегі және сағасындағы қысым немесе скважинадағы сұйықтықтың серпінді деңгейінің жағдайы;
- штуцер диаметрі, сорапты-компрессорлық құбырлардың диаметрі мен түсіру тереңдігі (атқылау скважина үшін);
- плунжердің диаметрі, тербеліс саны, жүрісінің ұзындығы, сораптың түр мөлшері және түсіру тереңдігі;
- газдың үлестік шығысы және жұмыс істеу қысымы, іске қосу мен жұмыс клапандарының тереңдіктеріндегі қондырғылар;
- пакерлердің, газ зәкірлерінің, түп штуцерлері және басқалардың түрі мен түсіру тереңдігі [13].

3.1.1 Атқылау скважинасының технологиялық режимдерін таңдау

Игерудің алғашқы сатысында атқылау скважиналарының ерекше шығымдылығы мұнай өндіруші кәсіпорындарының мүмкіндігін анықтайды. Сондықтан олардың жұмысын зерттеу, реттеу және бақылауға кең көлемде мән береді. Сонымен қатар, атқылау құрал-жабдықтары тереңдік зерттеу, тереңдік сынама алу, ағын профилін түсіруді жеңіл жүргізуге мүмкіндік береді. Атқылау скважиналарының пайдаланудың негізделген режимдерін орнату үшін әртүрлі тәжірибелік режимдерде олардың жұмыс істеу нәтижелерін білу маңызды.

Атқылау скважиналарының жұмыс режимдері штуцерді ауыстыруымен өзгереді, яғни оның өту саңылауының диаметрін өзгертеді. Осы кезде қандай-да бір өлшемді жүргізер алдында біршама уақыт жаңа режимде скважинаны ұстау қажет. Осы уақытта қабат пен скважина оның дебиті мен түп қысымының байланысының өзгеруімен және штуцерді ауыстыру, оның жұмысына енгізудің ауытқуынан кейін қалыптасқан режимге келуі қажет. Скважинаның қалыптасқан режимінен ауысу ұзақтығы әртүрлі және қабаттың суөткізгіштігі мен пьезоөткізгіштігіне, шығымның салыстырмалы өзгеруіне байланысты [13].

Скважинаның қалыптасқан режимінің себептері скважина буферіне және құбыраралық кеңістікке жалғанған манометрлердің көрсеткіштері мен оның шығымының тұрақтылығы болып табылады. Осы уақыт бірнеше ондаған сағаттармен өлшенеді.

Реттеу қисығы мен индикаторлық сызықты тұрғызу үшін скважина жұмысының төрт кезеңі қажет. Жұмыстың қалыптасқан режимінен шыққаннан кейін скважина түбінен лубрикатор арқылы тереңдік манометрі

немесе басқа құралдар түсіріледі, ал жоғарғы жақтан мүмкінше дәлдікпен шығым, өнімнің сулануы, скважина өніміндегі құмның және қатты бөлшектердің мөлшері, газ факторы немесе жай газ шығымы, буферлі және құбыр арасындағы манометрдің көрсеткіші өлшенеді және скважинаның жұмыс істеу сипаты белгіленеді. Оларға пульсацияның болуы, оның қарқындылығы мен амплитудасы, арматуралар мен манифольдтардың дірілі жатады. Алынған мәліметтер бойынша реттеу қисығын тұрғызады, яғни штуцер диаметрінен өлшенген көрсеткіштерге байланысты.

Реттеу қисығы берілген скважинаны өндірудің технологиялық нормаларын орнату және оның тұрақты жұмысының режимін анықтау үшін негіз болып табылады, мысалы:

- жіберілмейтін түптік қысым Рс қанығу қысымынан Рнас төмен болмауы тиіс, $Pc>0,75*P_{нас}$;
- минималды газды факторға сәйкес және оның мәні берілген шамадан аспайтын режимді орнату;
- скважина фильтрінен тыс қабатта каверналар түзілуін болдырмау үшін шығарылатын құм мөлшерінің бірден жоғарылауын болдырмауына сәйкес келетін режимді орнату;
- скважина өнімінде судың пайыздық мөлшерінің бірден жоғарылауын болдырмауына сәйкес келетін режимді орнату;
- шеген колоннасының майысуы мүмкін болатын қысымды скважина түбінде болдырмау;
- буфер немесе құбыраралық кеңістікте қысымды арматура және жалпы жер үсті қондырғының беріктігі мен сенімділігі жағынан қауіпті мәнге ие болатын қысымда режимді болдырмау;
- скважина буферіндегі қысым мұнайгазды жинау жүйесінің лақтыру манифольдындағы қысымнан төмен болатын режимді болдырмау;
- үздіксіз атқылау процесін бұзатын бүлкілдеу пайда болатын скважинаның жұмыс режимін болдырмау;
- дренаждаудың белсенді процесі кезінде ең үлкен қабат қалыңдығы немесе ең үлкен өнімді қабатшалар саны алынатын режимді орнату. Бұл скважинаның әртүрлі жұмыс режимінде ағын профилін, тереңдік шығынөлшегіш көмегімен түсіру арқылы анықталады.

Осыдан кейін берілген скважинаның жұмыс режимі ретінде орнатылады және негізделеді, оны ары қарай ұстап тұруды мұқият қадағалайды. Әсіресе жоғары шығымды атқылау скважиналарына мұқият бақылау орнатылады. Арматураларды үздікті қарау кезінде қосылыстардың саңылаусыздығының бұзылуын, құрал-жабдықтар элементтерінің қауіпті дүрілін, манометрлер көрсеткіштері тіркелінеді. Скважинаның қалыпты жұмысынан ауытқуы туралы буферлі және құбыр сырты қысымының аномальды өзгеруінен, мұнай шығымының өзгеруінен, сулануынан, құм мөлшерінен анықтайды [13].

Мысалы, бірмезгілде құбыраралық кеңістікте қысым артқанда буфер қысымының төмендеуі СКҚ ішкі қабырғасына парафин немесе минералды

тұздардың шөгуінің қауіпті шегін көрсетеді. Біруақытта буфер қысымы мен құбыраралық қысым төмендесе, скважина түбінде құм тығынының немесе ауыр минералды қабат суының түппен СКҚ башмак арасында түзілуін көрсетеді. Осы аралықта шығатын ағынның аз жылдамдығы белгілі шарттарда түптік қысымның артуына әкеледі. Буфер қысымының түсуі және шығымның осы кезде көбеюі, штуцердің желінгенін және оны өзгерту қажет екенін көрсетеді. Штуцердің ластануы немесе манифольдта және лақтыру шлейфте парафиннің түзілуі және сол кезде шығымның азаюы буферлі және құбыраралық қысымның үлкеюіне алып келеді.

Есеп №1.

Қабаттың гидростатикалық арын есебінен атқылау кезіндегі түп қысымды және үрдістің пайдалы әсер коэффициентін келесі шарттар үшін анықтау керек.

Берілгені:скважинаның дебиті Q=100м^3/тәу; скважинаның тереңдігі L_c=H=870м; скважинада мұнайдың орташа тығыздығы $\rho_н$=850кг/м^3; қанығу қысымы $P_{нас}$=2, 5МПа; орташа тұтқырлық $\nu_н = 3 \cdot 10^{-6}$ м^2/с; СКҚ-ның орташа диаметрі d = 0, 0503м.

Шешімі. Мұнайдың СКҚ-да қозғалу режимін анықтаймыз. Ол үшін Рейнольдс санын анықтау қажет.

$$\mathcal{R}e = \frac{4}{d\pi\nu 86400} \quad (3.\ 1)$$

$$\mathrm{Re} = \frac{4 \cdot 100}{3{,}14 \cdot 0{,}0503 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot 86400} = 9770$$

9700>2320 болғандықтан, қозғалыс режимі турбулентті болады:

$$\lambda = 0{,}297 \frac{\left(3 \cdot 10^{-6}\right)^{0{,}25}}{\left(\frac{100}{86400}\right)^{0{,}25}} = 0{,}297 \sqrt[4]{\frac{3 \cdot 10^{-6} \cdot 0{,}0503}{1{,}1574 \cdot 10^{-3}}} = 0{,}03174$$

Атқылаудың түп қысымын анықтаймыз:

$$P_{заб} = 850 \cdot 9{,}81 \cdot 870 + 0{,}811 \cdot 0{,}03174 \cdot 850 \cdot 870 \left(\frac{100}{86400}\right)^2 \times \frac{1}{(0{,}0503)^5}$$

$$+ 2{,}5 \cdot 10^6 = 7{,}254 \cdot 10^6 + 0{,}08 \cdot 10^6 + 2{,}5 \cdot 10^6 = 9{,}834\, МПа$$

Атқылау үрдісінің ПӘК-н (11) бойынша анықтаймыз:

$$\eta = \frac{1}{1 + 0{,}811 \frac{0{,}297\left(3 \cdot 10^{-6}\right)^{0{,}25}\left(1{,}1574 \cdot 10^{-3}\right)^{1{,}75}}{9{,}81(0{,}0503)^{4{,}75}}} = \frac{1}{1 + 0{,}011} = 0{,}989$$

Кесте 3. 1

Нұсқа бойынша атқылау есебінің тапсырмасы

№	Q, м^3/тәу	H, м	$P_{нас}$, МПа	м, кг/м3	м, 10^{-6}м^2/с	$d_{вн}$, мм
1	35	900	3	850	6, 9	100, 3
2	60	785	3, 8	910	5, 06	50, 3
3	120	920	3, 2	875	4, 08	100, 3
4	88	850	2, 9	890	2, 8	50, 3
5	25	850	2	820	2, 8	62
6	34	870	2, 5	780	4, 5	88

7	50	900	2, 9	900	6, 4	100, 3
8	75	1000	3, 2	870	5, 8	100, 3
9	43	1200	3, 8	886	6	88, 6
10	66	980	3	890	6, 2	100, 3
11	68	820	3, 4	908	5, 91	88, 6
12	54	960	3, 8	910	5, 3	76
13	42	910	2, 9	913	5, 4	59
14	40	1100	3, 6	880	6, 3	100, 3
15	60	1050	4	893	5, 7	88, 6
16	75	970	3, 7	850	5, 7	100, 3
17	48	870	2, 5	895	6, 4	76
18	80	1300	3, 5	900	6, 1	88, 6
19	95	1250	3, 2	880	6	100, 3
20	46	1120	3	870	5, 9	88, 6

3.1.2 Газ скважинасының технологиялық режимдерін таңдау

Өндірістік шығыммен анықталынған газ скважиналарын пайдалану режимдерін зерттеу мәліметтеріне негізделе отырып тағайындалынады. Зерттеу мәліметтеріне негізделе отырып барлық пайдаланушы газ скважиналарының шығымы таңдалынады және реттелінеді. Зерттеу кезінде әр режимде скважина жұмысының параметрлері тіркеліп, қысым, температура және газ шығымы өлшенеді [13].

Режимнің өзгеруі және сонымен қатар газ скважиналарының жұмысын реттеу штуцер көмегімен сағада анықталынған қысымға қарсылық тудырумен жүзеге асырылады.

Газ скважиналарының өнеркәсіптік шығымын шектеуге тура келеді, себебі газды артық шығару кезінде келесі қиындықтар пайда болады:

- түп маңы аймағының бұзылуы, скважинаға жыныстың бөлшектерінің енуі, құм тығындарының түзілуі;
- шеткі немесе табан асты суларымен скважинаның сулануы;
- түп маңы аймағына тұз түйіршіктері, балшықтың шығуы және оның бітеуі;
- газдың шектен тыс салқындауы және құрал-жабдықтардың мұздануы;
- гидраттүзілуі;
- скважинаның ішкі қысымының төмендеуі және сыртқы қысым әсерінен колоннаның майысуы;
- скважинаның қанағаттандырылмайтын күйі (сапасыз цементтелуі, саңылаулығы, бөтен сулармен сулануы).

Газ скважиналарын пайдаланудың тиімді режимдерін таңдау – газды өндірудің маңызды мәселелерінің бірі. Скважина құрылысына кететін шығындары газдың өзіндік құнының барлық шығындардың жартысын құрайды. Сәйкесінше, скважинадан газды алуды жоғарылауы саланың тұтастай техника-экономикалық көрсеткіштерінің өсіруі мүмкін. Бірақ бұл кезде геологиялық, технологиялық, техникалық және экономикалық сипаттардағы шектеулерді ескеру қажет.

Геологиялық себептер:

1) қажетті дәрежеде тұрақты емес тау жыныстарының бұзылуы (құмдар, әлсіз цементтелінген құм тастар);

2) жыныстар бөлігін жою нәтижесінде қабаттың түп маңы аймағының опырылып құлауы;

3) табан асты суларымен скважиналардың сулануы (конус түзілуі). Осы жағдайда скважиналардың өнімділігі төмендейді, құрал-жабдықтардың жұмысы қиындайды, коллекторлардың өткізгіштігі жиі нашарлайды.

Технологиялық себептер:

Скважина түбінен конденсаттың ауыр көмірсутектерін немесе суларды шығару қажеттілігі. Скважинада және шлейфте гидраттардың түзілуі. Осы кезде сәйкес пайдалану режимі таңдалынады. Гидраттүзілу аймағын жою үшін газ шығыны жоғарылайды, бірақ анықталынған шекке дейін (жоғары шығын кезінде қысымның жоғалуы жоғары болады, нәтижесінде газ температурасы Джоуль-Томсон тиімділігі нәтижесінде қайтадан төмендейді).

Техникалық себептер:

1) құбырда тығындар болған кезде газ ағындарының айналымы мен тарылу жерлерінде және нашар жабылған ысырмаларда газ жылдамдығы дыбыс жылдамдығының мәніне жету нәтижесінде ыдыстар мен құбыр қабырғаларының бұзылуы;

2) газдың едәуір шығыны кезінде жыныс бөлшектері 5-10м/с жылдамдықпен қозғалып негізінен құрал-жабдықтарға әсер етпейді, бірақ газды жинау мен дайындау жүйесін ластайды;

3) жүйенің өткізу қабілеттілігіне, құрал-жабдықтардың жіберілетін салмағына, жүйе элементтерінің діріліне, оның бәсеңдеуіне, колоннаның майысу мүмкіндігі;

4) жоғарғы сулардың ашылуы және басқалар.

Экономикалық себептер. Олар басқа шектеулер болмаған жағдайда пайда болады. Мысалы, жөнделген скважиналарда кеніштің газды режимінде, тұрақты коллекторларда, дұрыс есептелген құрал-жабдықтар кезінде. Осы кезде скважина режимі игерудің барлық кезеңінде тұтастай жүйе бойынша минимум келтірілген шығындарды қамтамасыз етуі қажет. Егер скважинадан шектен тыс үлкен мөлшерде газ алынатын болса, онда сағадағы қысым төмен болады. Сығымдалған компрессорлық станцияны ерте енгізу қажет болады, оның қуаттылығы жоғары болғандықтан жоғары диаметрлі құбырлар мен аппараттарды қолданылады, ол газдың өзіндік құнының жоғарылауына әкеледі. Осы жағдайда скважинаны пайдалану режимінің экономикалық негізделуі кеніштi игерудің тиімді нұсқасының негіздеуімен сәйкес келеді. Газды өндіру көлеміне маркетингтік фактор айтарлықтай әсері етеді, яғни пайдалы өтімі бар[13].

Сонымен, газ скважиналарын пайдалану кезінде алты технологиялық режимдерге бөледі:

1) скважина түбінің қабырғасында қысымның тұрақты градиентінің режимі – жоғары алу кезіндегі бұзылатын тығыз емес жыныстарда;

2) тұрақты төмендеу режимі – сол жағдайда;

3) тұрақты шығым режимі – сусыз шығымды қамтамасыз ету үшін;

4) тұрақты түп қысымының режимі – гидраттардың түзілуін болдырмау немесе түпте конденсаттың түзілуін болдырмау үшін;

5) газ дайындау қондырғысына кірердегі тұрақты қысымды қамтамасыз ету үшін скважина басындағы тұрақты қысым режимі;

6) скважина түбіндегі тұрақты жылдамдық режимі – скважина түбінен сұйық және қатты бөлшектерді шығаруды қамтамасыз етеді.

3.2 Жүргізілетін іс-шаралар тиімділігінің бағасын анықтау

Игеру процесі жобаланған және жүзеге асырылып жатқан мұнай және мұнайгаз кеніші тек үздіксіз бақылауды ғана емес, айдау және өндіру скважиналары арқылы кенішке әсер ету жолымен тұрақты түрде реттеуді қажет етеді. Бұл әсер ету қабаттағы сүзілу ағынына әсер етеді, яғни игеру объектісінің гидродинамикалық сипаттамасын өзгертеді. Сондықтан мұнай кеніштерін игеру процесін реттеу процесінің тәсілдерін мұнай бергіштікті жоғарлатудың гидродинамикалық тәсілдері деп атауға болады, яғни реттеудің соңғы мақсаты қабаттың ағымдық немесе соңғы мұнай бергіштігін жоғарлату болып табылады.

Мұнай бергіштікті жоғарлатудың гидродинамикалық тәсілдері немесе реттеу тәсілдері кен орынды игерудің жоғары тиімділігін қамтамасыз етужәне мұнайды сумен ығыстыру режимі кезінде жыныстан мұнайды толығымен шығару мақсатында өнімдік қабаттарға гидродинамикалық әсер етудің прогрессивті технологиясынан тұрады. Қабаттарға гидродинамикалық әсер ету бойынша шаралары әлсіз шығатын мұнай қорына және игеру объектісіндегі бұрғылау мен пайдалану процесінде анықталған шығарылмаған баланстық мұнай қорына әсер етудің қарқындылығын жоғары мақсатында жүргізіледі[6].

3.2.1 Қабаттың мұнай бергіштігін жоғарлатудың гидродинамикалық тәсілдерінің түрлері

Мұнай бергіштікті жоғарлатудың гидродинамикалық тәсілдерінің түрлері технологиясы және өнімдік қабатқа әсер ету дәрежесі бойынша жіктеледі. Бірінші топқа кәсіпшілікке енгізу жағынан технологиясы қарапайым, бірақ өнімдік қабатқа әсер ету дәрежесі екінші топтағы тәсілдерге қарағанда әлсіз тәсілдер кіреді. Екінші топқа бастапқыда қабылданған скважинаны орналастыру және әсер ету жүйесін өзгертуге негізделген әсер ету тәсілдері кіреді.

Бірінші топқа гидродинамикалық әсер ету тәсілдері кіреді, олар әлсіз шығатын қорларды белсенді игеруге бағытталған және тек скважина жұмысының режимін өзгерту арқылы жүзеге асырылады.

Бұл тәсілдер «стационарлы емес суландырумен» біріктіріледі және келесілерден тұрады:

Айдау скважиналарында:

- айдау қысымын жоғарлату;
- циклдік суландыру, яғни су айдауды мерзімді төмендету;
- айдау скважиналарының топтары бойынша айдау объектілерінің шығындарын қайта қарастыру;
- бір скважина арқылы әртүрлі қабаттарға бірмезетте-бөлек су айдау;
- әлсіз өткізетін қабатшалар мен қабаттарға, зоналар мен бөлімшелерге таңдап су айдау;
- жоғары өткізетін қабатшаларға айдауды шектеу немесе тоқтату;
- түп аймақ зонасын өңдеу тәсілдер, олар жұмыс режимін өзгертеді және скважина потенциалын қалпына келтіреді;
- айдау скважиналарының жұмыс режимін өзгертудің механикалық тәсілдері.

Өндіру скважиналарында:

- толығымен игеру объектісі бойынша, бөлек қабат, блок, зона, бөлімше немесе өндіру скважиналары тобы бойынша сұйық алуды өзгерту;
- аталған бөлімше, аймақ, блоктағы скважиналар тобы немесе жеке скважиналардан үдемелі сұйық алу;
- скважиналар тобы немесе жеке скважиналарды мерзімді түрде уақытша тоқтату және қосу;
- көпқабатты объектілерде скважиналарды бірмезетте-бөлек пайдалану;
- қабаттық және түптік қысым арасындағы қысым өзгерісін қолайландыру;
- су ағынын шектеу бойынша көпкөлемдік ішкіқабаттық әсер ету;
- түпаймақтық зонаны жүйелі өңдеу, қабатты сумен жару, скважина өнімділігін интервал бойынша жоғарлату;
- екінші және көлденең оқпан бұрғылау.

Екінші топқа біртекті емес үзікті қабаттан шықпайтын немесе әлсіз шығарылатын қорларды игеру бағытталған тәсілдер кіреді. Бұл тәсілдер қабатқа әсер ету технологиясының әртүрлілігімен ерекшеленеді, олардың игерудің технико-экономикалық көрсеткіштеріне әсер ету дәрежесі өте жоғары және сондықтан олар жобалау құжаттарында, игеру талдауларында және авторлық бақылауларда негіздеме жасалады[6].

Оларға кіретіндер:

- скважинадағы су айдау майданын ауыстыру;
- өндіру скважиналарын айдау скважиналарына ауыстыру жолымен игерудің блокты жүйесінде айдау скважиналарының қосымша қатарын ұйымдастыру;
- бөлек өндіру скважиналарына су айдау ошағын ұйымдастыру;
- әлсіз шығарылатын қабатшалардағы, линзадағы, шеткі және тұрып қалған аймақтағы шығарылмайтын мұнай қорын қосымша өндіру немесе айдау скважиналарын бұрғылау, екінші оқпанды, көлденең оқпанды бұрғылау, басқа объектіден немесе қабаттан скважинаны ауыстыру,

объектілерді ұсақтандыру, өз бетінше игерілетін аймақтар мен алаңдарды ұйымдастыру жолымен игеруге тарту;

- газмұнайлы кенорындарының кең газасты аймағындағы мұнай қорын шығару мақсатында су айдау жолымен барьерлік, алаңдық және ішкі контурлық әсер етудің басқа түрлерін ұйымдастыру;
- күрделі құрылымды кеніштер мен қиын шығарылатын мұнай қоры үшін суландырудың басқа жаңа технологиялары.

Өнімдік қабатқа гидродинамикалық әсер ету тәсілдері әдетте бірмезетте бір-бірімен әртүрлі келетін, бірақ бір тәсілдің тиімділігі басқаларды пайдалану көлемімен өзара байланысты болғанда қолданылады [6].

3.2.2 Гидродинамикалық тәсілдерінің тиімділігін анықтау бойынша жұмыстарды жүргізу реті

Гидродинамикалық әсер ету объектілері басқалардан табиғи және жасанды шекараларымен: литологиялық, тектоникалық бұзылған, айдау скважиналары сызығымен және т. б. бөлектенген қабат көлемі болып табылады.

Гидродинамикалық әсер ету объектілеріне кіреді:

- қатарлық блоктар және алаңдық, таңдамалы және өндіру мен айдау скважиналарын орналастырудың басқа жүйелері;
- өнімді горизонт көлемінде әртүрлі типті коллекторларды тарату горизонттары;
- кеніштің басқа бөліктерінен табиғи немесе жасанды түрде жасалған шекаралармен бөлінген игерудің өзіндік бөлімшелері, блоктары, алаңдары;
- айдау скважиналарынан таза-мұнай қатарымен бөлінген сумұнай аймақтары;
- мұнай және газ аймағынан айдау скважинасының барьерлерімен бөлінген газ асты аймақтары;
- игерудің өзіндік элементтерімен бөлініп алынған басқа бөлімшелер, қабатшалар, линзалар, шеткі аймақтар.

Қабаттың мұнай бергіштігін арттыру гидродинамикалық тәсілі тиімділігін сандық анықтау, яғни гидродинамикалық әсер етуді пайдалану есебінен мұнай өндіру базалық нұсқаның көрсеткіштерімен салыстыру жолымен жүргізіледі.

Базалық нұсқа – бұл аталған объектіде гидродинамикалық әсер ету үшін қарастырылып отырған қабаттың мұнай бергіштігін арттыру гидродинамикалық тәсілі қолданылмаған игеру нұсқасы. Аталған уақыт интервалында гидродинамикалық әсер етудің тиімділігі нақты өндірілген мұнай мен базалық нұсқада өндірілген мұнайдың арасындағы айырмасымен анықталады. Базалық нұсқамен игеру көрсеткіштерін болжау қолданылатын әсер ету технологиясына байланысты бір жылдан алты жылға дейін жүргізіледі. Қабаттың мұнай бергіштігін арттыру гидродинамикалық тәсілі есебінен мұнай өндіруді мүмкіндігінше квартал сайын анықтау қажет[6].

Тоқсандағы мұнай өндірудің өсуі әсер ету объектісінен жалпы мұнай өндірумен салыстырғанда аз болса, кварталдық тиімділігі жылдық тиімділіктің төртінші бөлігі ретінде бағаланады. Қабаттың мұнай бергіштігін арттыру гидродинамикалық тәсілінің тиімділігі толығымен әсер ету объектісі бойынша анықталуы қажет. Тиімділігі жеке скважина бойынша анықталатын жағдайда скважинаның өзара әсер ету тиімділігі есепке алынуы қажет.

Қабаттың мұнай бергіштігін арттыру гидродинамикалық тәсілінің тиімділігін анықтау үшін гидродинамикалық әсер етудің есептік объектілерін бөліп алу өнімді қабатты игеруді геология-кәсіпшілік талдау нәтижесіне негізделуі керек. Егер ондай бөлімшелер бұрын бөлініп алынбаса, олардың шекарасы геология-кәсіпшілік негізінде орнатылады, бұл бөлімдегі баланс қоры есептеледі, одан мұнай қорын шығару дәрежесі мен сипаты анықталады. Гидродинамикалық әсер объектілерінде бірнеше қабаттың мұнай бергіштігін арттыру гидродинамикалық тәсілі бірмезетте немесе уақыт бойынша аралас қолданылады. Бұл жағдайда әсер етудің барлық тәсілдерінің жалпы технологиялық тиімділігі анықталады. Гидродинамикалық әсер етудің әрбір түрінің тиімділігін бөліп алу әсер ету мен тарату дәрежесін есепке алып шартты түрде жүргізіледі.

Гидродинамикалық әсер ету тәсілдері есебінен соңғы мұнай берудің өсу мәні баланстық мұнай қорын игеруге қосымша тартылған көлемімен анықталады. Бірінші топқа кіретін гидродинамикалық тәсілдерді пайдалану негізінен қабаттың ағымдық мұнай бергіштігін арттыруға әкеліп соқтырады, бірақ кейбір жағдайда мұнайды шығарудың соңғы коэффициентін жоғарлатады. Соңғы мұнай бергіштікті арттыруға кей жағдайда өнімдердің сулылығы бойынша скважинаны пайдалану рентабельділік шегінің жоғарлауы әсерінен үдемелі сұйық алу апарады. Екінші топтағы тәсілдер негізінен шығарылмайтын немесе әлсіз шығарылатын баланстық мұнай қорын белсенді игеруге тартуға бағытталған және жыныстан мұнайды шығару дәрежесін арттырады. Қабаттың мұнай бергіштігін арттыру гидродинамикалық тәсілі таңдау және негіздеу кезінде жерасты және жерүсті жабдықтарының механикалық мүмкіндіктері есепке алынуы қажет. [6].

3.2.3 Базалық нұсқаны игерудің технологиялық көрсеткіштерін есептеу тәсілдері

Базалық нұсқа бойынша технологиялық көрсеткіштерді есептеу тәсілдері екі негізгі топқа бөлінеді: бірінші топқа көп факторлы талдау нәтижелері бойынша тұрғызылған имитациялық модельдер мен ығыстыру сипаттамасынан тұратын экстраполяционды тәсілдер кіреді. Екінші топқа әртекті қабаттан мұнайды шығару процесінің нақты мазмұнды математикалық моделін пайдалануға негізделген тәсілдер кіреді[20].

Ығыстыру сипаттамасы деп жинақталған мұнай өндіру – жинақталған сұйық алу типті эмпирикалық тәуелділікті айтады. Ығыстыру сипаттамасы мұнай қорын шығарудың нақты процесін және онымен байланысты мұнайды сумен ығыстыру режимінде әртекті қабаттарды игеру кезінде өнімдердің

сулану динамикасын айқындайды. Ығыстыру сипаттамасы игеру объектілерін суландыру кезінде мұнай қорын шығару тиімділігі туралы талдауға мүмкіндік береді. Өлшемсіз түрде игерудің әртүрлі объектілерін ығыстыру сипаттамаларын қою бұл объектілерді салыстыруға, мұнай қорын шығару сипатына әсер ететін себептер мен факторларды анықтауға мүмкіндік береді.

Мұнай кен орындарын игеру практикасында ығыстыру сипаттамасы басқа тәсілдермен қатар игеру жүйесін жетілдіру бойынша іс-шаралардың тиімділігін бағалау үшін қолданылады. Мұнайға қаныққан бөлімшеде мен өнімді қабат аймағын белсенді игеруге тартумен байланысты игеру жүйесіне өзгеріс енгізу ығыстыру сипаттамасы пішіні айқындалады, онда өнімдердің сулану динамикасының сипаты өзгереді. Ығыстыру сипаттамасының бұл ерекшелігі мұнай кен орындарын игеру практикасында оның тиімділігін жоғарлату бойынша іс-шараларды сандық бағалау үшін пайдаланылады.

Практикада қолданылатын ығыстыру сипаттамасы екі түрге бөлінеді – интегралды және дифференциалды. Ығыстырудың интегралды сипаттамасы төзімді, кен орынды игеру процесінің кездейсоқ қысқа мерзімді өзгерісіне әлсіз әрекет етеді, және игерілетін қабаттың едәуір көлемінде мұнайды шығару процесінің өзгерісінде өзінің пішінін ғана өзгертеді[20].

Ығыстырудың дифференциалды сипаттамасы мұнайды ағымдық өндіру, алынған өнімдегі мұнай құрамы немесе сумұнай факторы сияқты мәндерден құралады, едәуір төзімді, мәліметтерді мұқият өңдеуге, оны тұрғызу кезінде кездейсоқ факторларды елеп алу үшін және қабаттың мұнай бергіштігін жоғарлату тәсілдерінің тиімділігін анықтау үшін пайдалануды талап етеді.

Едәуір дәрежедегі ығыстыру сипаттамасы бойынша қабаттың мұнай бергіштігін арттырудың гидродинамикалық тәсілдерінің тиімділігінің сандық бағалау сенімділігі игеру объектісі немесе оның бөлімшесінде ұсынылған геологиялық құрылымның дұрыстығына, мұнай қорының мәніне, оны шығару дәрежесі мен сипатына, игеру жүйесінің тұрақтылығына, кен орын немесе оның бөлімшелерін игеруге енгізу реті мен қарқыны, кеніштің бір бөлігінен басқасына мұнай қорының ауысуына, аталған маусымда жүргізілген іс-шаралар көлеміне тәуелді.

Бұл негізі факторлардың әртүрлі болуы мұнай қорын шығару процесінде ығыстыру сипаттамасына едәуір әсер етуі мүмкін. Болжамды маусымның экстраполяциясы үшін нақты интегралдық ығыстыру сипаттамасын пайдалану мүмкіндігін анықтайтын негізгі белгі соңғы бөлімшеде қарастырылатын объектіде мұнай бергіштікті жоғарлатудың гидродинамикалық тәсілін пайдалануды бастар сәттегі түзусызықты сипат болып табылады. Бұл жағдай әртүрлі зерттеушілер ұсынған ығыстырудың интегралды сипаттамасының көптүрлілігімен түсіндіріледі, оның әрқайсысы нақты жағдай мен мұнай қорын шығару процесінің ерекшелігіне байланысты өте тиімді болуы мүмкін.

Ығыстыру сипаттамасы игерудің газмұнай объектілерінің газасты аймағынан басқа, өнімді қабатқа гидродинамикалық әсер етудің барлық тәсілдерінің тиімділігін бағалау үшін қолданылуы мүмкін. Ығыстыру сипаттамасы пішінінің өзгеруі шығарылмайтын немесе әлсіз шығарылатын мұнай қорын белсенді игеруге тартумен, сұйық алуды қайта бөлу және скважина бойынша суды айдаумен байланысты болуы мүмкін, яғни гидродинамикалық әсер ету ағымдық және соңғы мұнай бергіштікке әсер етуі мүмкін.

Іс-шаралардың технологиялық тиімділігін бағалау кезінде өзіндік скважиналарды жеке қабатшаларда бұрғылау, линзалар, шеткі және әлсіз шығарылатын зоналарда әсер ету жүйесінің өзгеру нәтижесінде игеруге қосымша енгізілген мұнай қорын анықтау мақсатында ағымдық геология-кәсіпшілік талдаудың нәтижелерін пайдалану қажет. Бұл аймақтарда мұнай қорының мәні игеру объектісіндегі жалпы мұнай қорымен салыстырғанда үлкен емес, оны белсенді игеруге енгізу ығыстыру сипаттамасының пішініне өте жай әсер етеді. Бұл жағдайда баланстық мұнай қорын игеруге қосымша енгізуден алынған мұнай өндіру көлемі жеке анықталуы қажет және толығымен гидродинамикалық әсер ету тәсіліне кіреді.

Мұнай бергіштікті арттырудың гидродинамикалық тәсілінің тиімділігін бағалау үшін жеке скважиналар бойынша ығыстыру сипаттамасын пайдалану пайдалану маусымында оның әрбірінің жұмыс режимінің өзгеруі және қоршаған скважиналардың жұмысына өзара әсер етуі шартты болып табылады. Объекті игерудің бастапқы маусымында шығарылмайтын мұнай қорын белсенді игеруге тартуды қарастыратын гидродинамикалық әсер ету тәсілдері үшін өнімдердің төмен сулылығында ығыстырудың дифференциалды сипаттамасын пайдалану ұсынылады[6].

Ағымдық және соңғы мұнай бергіштігін арттырудың гидродинамикалық тәсілінің сандық тиімділігін анықтау үшін әртүрлі ығыстыру сипаттамалары қолданылуы мүмкін, оның ішінде негізгілері келесілер болып табылады[13]:

1. С. Н. Назаров және Н. В. Сипачев ұсынған: $\frac{Q_ж}{Q_н} = A + BQн$;
2. Г. С. Камбаров $Q_н = A + \frac{B}{Q_ж}$;
3. А. М. Пирвердян $Q_н = A + \frac{B}{\sqrt{Q_ж}}$;
4. А. А. Казаков $Q_н = A + BQ_ж^c$;
5. Н. А. Черепахин және Г. Т. Мовмыга $Q_н = A + B\frac{q_ж}{q_н}$;
6. Б. Ф. Сазонов $Q_н = A + BlnQ_ж$;
7. М. И. Максимов $Q_н = A + BlnQ_в$;
8. Ф. А. Гарб және Э. Х. Циммерман $Q_н = A + Bln\frac{q_в}{q_н}$;
9. Француз институты: $\frac{Q_н}{Q_ж} = A + Be^oQ_н$;
10. $\ln n_н = A + BlqQ_ж$;
11. $q_н = q_oe^{-\alpha t}$;

12. $q_ж = \frac{q_с}{1+\beta t}$;

13. КИН = $Q_н/V_{бал} = Q_ж/V_{бал}$;

14. КИН = $Q_н/V_{бал} = q_н/V_{бал}$;

Мұндағы:

Qн, Qв, Qж– игеру басынан жинақталған тиісінше мұнай, су, сұйық өндіру; qн, qв, qж– игеру жылдары бойынша тиісінше мұнай, су, сұйық өндіру; A, B, c, α, β –нақты мәліметтерді статистикалық өңдеумен анықталатын коэффициенттер; nн–өндірілетін сұйықтағы мұнайдың орташа жылдық үлесі; qо –қарастырылатын маусымның бірінші жылындағы мұнайды жылдық өндіру; t –уақыт, жыл; V бал –қабаттық жағдайдағы мұнайдың баланстық қоры; КИН –мұнайды шығару коэффициенті.

Ығыстырудың интегралды сипаттамаларының түрлері (2), (3), (6), (13) және ығыстырудың дифференциалды сипаттамаларының түрлері (10), (11), (12) және (14) өте қарапайым болып табылады және гидродинамикалық әсер ету тиімділігін анықтауға арналған мәліметтерді «қолмен» өңдеу кезінде ыңғайлы. Ығыстыру сипаттамаларының қалған түрлері мұнай бергіштікті арттырудың гидродинамикалық тәсілдерінің тиімділігін сандық бағалауға арналған нақты мәліметтерді «қолмен» өңдеу кезінде есептеудің өте үлкен көлемін немесе әртүрлі мәндер мен коэффициенттерді таңдау тәсілін пайдалануды қажет етеді.

Базалық нұсқаны тұрғызуға арналған және гидродинамикалық әсер ету тиімділігін анықтайтын ығыстырудың дифференциалды сипаттамаларының (11) және (12) түрлерін сусыз мұнай өндіру маусымында қолдану ұсынылады. Бұл ығыстыру сипаттасыманың α және β коэффициенттері гидродинамикалық әсер басталғанға дейін қарастырылатын объект бойынша мұнай дебитінің құлау коэффициентін есепке алып анықтау қажет. Кейбір жағдайда αкоэффициенті ығыстыру сипаттамасының (11) түрі үшін бір скважинаның орташа бастапқы жылдық мұнай өндірудің бір скважинада шығарылатын мұнай қорына қатынасы ретінде анықталады.

Қабатты игеру процесінің нақты мазмұнды математикалық моделі зерттелетін процесті толық сипаттайтын массаның, импульстің, энергияның сақталу заңдарын айқындайтын дифференциалды теңдеулер жүйесінен тұрады. Теңдеулер жүйесі скважинада басқарушы әсер ету қосатын бастапқы және шекаралық шарттармен толықтырылады. Қосымша шарттары бар теңдеулер жүйесі аумақтағы сүзілу процесін сипаттайды, ол өз кезегінде күрделі құрылым ретінде ерекшеленетін нақты геологиялық объект моделі болып табылады. Бұл модель игеру объектісінің геология-математикалық моделі болып табылады.

Қабатты игеру процесінің заманауи мазмұнды математикалық моделіне қойылатын негізгі талаптар мыналар:

- модель мәселе-бағдарланған болу қажет, яғни ұсынылатын игеру процесінің барлық негізгі факторларын есепке алу керек;

- моделді ақпараттық қамтамасыз ету автоматтандырылған режимде жүзеге асырылуы қажет;

- массалық есептерді жүргізу кезінде есептеулер уақыты практикалық қолайлы болуы керек

- модель игеру тарихының мәліметтері бойынша бейімделетін болуы қажет.

Сүзудің заманауи сандық модельдері қабаттың қалыңдығы бойынша әртектілігін, бұрғылау ретін, орналастыру жүйесі мен скважинаның жұмыс режимін, оның интерференциясын, әркелкілігін және сүзу ағындарының көпфазалылығын, капиллярлы және гравитациялық күштерді, сүзудің сызықты емес заңдарын және т. б, яғни мұнай және газмұнай кен орындарын игеру процесінің барлық геология-физикалық және технологиялық факторларын есепке алады.

Сондықтан модельдер игеру тарихының мәліметтері бойынша жақсы бейімделеді. Сүзілу моделінің көмегімен, негізінде, гидродинамикалық әсер етудің кез келген түрімен игерудің технологиялық көрсеткіштерінің сенімді болжамдарын беруге болады, және де жүргізілген іс-шараның тиімділігін сенімді бағалауға болады [13].

Бақылау сұрақтары:

1. Пайдаланудың тәсіліне байланысты өндіру скважиналар жұмыстарының технологиялық режимінде көрсетілетін негізгі параметрлер
2. Атқылау скважинасының технологиялық режимдерін таңдауда негіз болып табылатындар
3. Газ скважиналарын пайдаланудың тиімді режимдерін таңдауда ескерілетін шектеулер
4. Мұнай бергіштікті жоғарлатудың гидродинамикалық тәсілдері
5. Гидродинамикалық әсер ету объектілеріне нелер кіреді

3.3 Жүргізілген іс-шаралардың техника - экономикалық тиімділігінің бағасын анықтау

Экономикалық тиімділікті анықтауға скважина торларының тығыздығымен ерекшеленетін игерудің технологиялық нұсқалары, бұрғылау қарқындылығы, кенішке әсер ету әдістері, игерілетін мұнай мен сұйықтың деңгейі, өндіру мен ығыстыру скважиналарын бұрғылаудан енгізу, айдалынатын сулардың, реагенттердің көлемі, пайдалану әдістері кіреді. Экономикалық тиімділік қарастырылып отырған технологиялық нұсқаларда қолданылатын шығындар мен нәтижелердің қатынасымен анықталады.

Экономикалық бағалау нәтижелері экология, қойнауды және қоршаған ортаны қорғау талаптарын сақтау кезінде мұнай қорларын қабаттан толық шығару мүмкіндігінен максимальды экономикалық тиімділігі жететін критерийлеріне жауап беретін кен орын игерудің тиімді нұсқасын анықтау болып табылады [3].

Өңдеу нұсқаларының экономикалық бағалау көрсеткіштері

Ақшалар қаржының дисконтталған ағысы (NPV) -мұнайлы кен орнын игеруге бағытталған инвестицияның төмендеген шамасына

амортизациялық салымдар мен сатудан түскен пайда. Бастапқы жылға келтірілген ағымдық жылдық ағындардың соммасы ретінде анықталады. Жылдық ағынның жиынтығы (3. 2) формуласымен есептеледі:

$$NPV = \sum_{t=1}^{T} \frac{(n_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-t_p}} \quad (3.\ 2)$$

Мұндағы: NPV – дисконтты ағынның ақшалай соммасы; n_t – ағымды жылда сатудан түскен пайда; At – ағымды жылда амортизациялық көрсеткіші; Kt – t жылында кен орынды пайдалануға кеткен ағымды салым мөлшері

Орындаудың пайдасы (ТС)– тұтас табысы, азайтылған пайдалану шығындардың мөлшеріне тозуды бөліп шығаруларды қосумен және жалпы салықтардың жиынтығы, бағытталатындардың қаражаттық және бюджеттен тыс қорлар анықталынады. Есептеу жылдық пайда мөлшерін сәйкес келетін келтірілген коэффициентіне бөлу арқылы алынады:

$$Пt = \sum_{t=1}^{T} \frac{Bt - Эt - Ht}{(1 + Eн)^{t-tp}} \quad (3.\ 3)$$

Мұндағы: Пt - жүзеге асырылған өнімінен келген пайда; Т - кәсіпорын саласының бағалауының есептік кезеңі; Bt - t-шы жылдың өнімді іске асырудағы жәрдемдесу; Эt - t-шы жылдың амортизациямен пайдаланудағы шығыны; Ht - салық соммасы; Ен – есептеу нормативі, бірл. үлес.; t, tp - сәйкес ағымдағы және есептік жыл.

Өнімді іске асырудағы жәрдемдесу (Bt) - мұнай және мұнай газды іске асыру және олардың көлемінің бағасын шығару (3. 4) формуласы бойынша анықталады.

$$Bt = (Ц_н * Q_н + Ц_г * Q_г)t \quad (3.\ 4)$$

Мұндағы: $Ц_н$, $Ц_г$ - t-шы жылдағы сәйкесінше мұнай және газды іске асыру бағасы; $Q_м$, $Q_г$ - t-шы жылдағы сәйкесінше мұнай мен газды өндіру.

Капиталды салымдарды қайтарудың ішкі нормасы (IRR)инвестициядағы таза шығынның соммасы инвестициясоммасымен тең, яғни капитал салым тазартылуы теңболғандағы дисконт нормасымен түсіндіріледі. Есептік мерзім бойынша барлық ағынның қосындымөлшері нөлге тең болғанда есептеу нормативінің шамасы(3. 5) формуласына сәйкес:

$$\sum_{t=1}^{T} \frac{(Пt - Аt) - Кt}{(1 + IRR)^{t-tp}} = 0 \quad (3.\ 5)$$

Егер есеп айыратын мағынасы табыс инвестормен қойылатын талап нормалары, тап осы жобаға инвестиция бірдей немесе көбірек ақталса, анықталатын салынатын капиталға табыс нормасымен инвестормен қойылатын талаппен содан соң, сайып келгенде күрделі ішіне салулардың қайтару ішкі нормасы салыстырылады.

Табыстылық көрсеткіші (PI) салынған құралдардың экономикалық қайтарып беруін сипатын береді және күрделі салымдарды дисконттауымен жиынтық көлеміне жиынтық келтірілген таза пайданы ұсынады (3. 6 – формуласымен):

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^{T} (n_t + A_t)/(1+E_H)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^{T} K_t/(1+E_H)^{t-t_p}} \quad (3.\ 6)$$

Салынған салымдардың өтелу уақыты(ТК) –өтелу ұзақтығы, ішінде қайсысының жиналған ақшалы даярлық бастапқы негативтік мағыналары толық қысқартылады.

$$\sum_{t=1}^{Пок} = \frac{(nt + At) - K_t}{(1+En)} = 0 \quad (3.\ 7)$$

Мұндағы: $П_{ок}$ – салымды қайтару мерзімі, жылмен.

Басқаша айтқанда, бұл NPV болып және одан әрі теріс емес болып қалады және ол тыс уақыт болып табылады. Жоба нәтижелілігі экономикалық өлшем ретінде негізделген, есеп айыратын көрсеткіштердің жүйесімен бағаланады.

Жоба бағалауына арналған нәтижелерге келесі көрсеткіштері қолдану керек: дисконтталған ақша ағыны (NPV); күрделі ішкі салымдардың қайтару нормасы (IRR); табыстылық көрсеткіші (PI); күрделі ішкі салымдардың есесін қайтару кезеңі.

Сонымен қатар бағалау көрсеткіштердің жүйесіне қосылатындар: кен орнын игеруіне күрделі каражат салу; мұнай өнімдерін тасымалдау шығыны; мемлекет табысы (салықтар және төлемдер, РК қаражаттық және бюджеттен тыс қорлары).

Ішкі күрделі салымдарды және пайдалану шығындарын бағалау

Күрделі салым. Қажеттілігі бар болса, капиталдық шығындар, осы кезең одан әрі сыртқы бұрғылау және салу соңына дейін дамытуға деректер енгізу өрістері есептеледі. Күрделі инвестициялық бұрғылау скважина тереңдігі 1м ену бағаланған құны негізінде айқындалып, өндіруші мөлшерінде және басқа да айдау скважиналарын, енгізу, бұрғылау байланысты белгіленеді.

Мұнай саласы жабдықтарының күрделі салымдарының есебі игеру және бөлек шығындары нұсқаларымен жүргізіледі:

- мұнайды шығаруға арналған жабдық;
- басқа жұмыстарға арналған жабдықтар;
- мұнай мен газды тасымалдау және жинау;
- электрмен қамтамасыздандыру және байланыс;
- өндірістік су жүйесі;
- өндірістік жабдықтар базасы;
- автожол құрылысы;
- мұнай қабаттарының сулануы;
- мұнайдың технологиялық дайындығы;
- қабаттардың мұнай бергіштігін арттыру;
- тазарту жабдықтары;
- табиғат қорғау іс-шаралары.

Мұнай мен газды тасымалдау және жинау, электрмен қамтамасыздандыру және байланыс, өндіріс су жүйесі; өндірістік жабдықтар базасы, автожол құрылысы, мұнай қабаттарының сулануы құрылысындағы күрделі салымдар меншікті күрделі салымдарға мұнай скважиналарының санына көбейту арқылы, ал қабаттарды сулануы - айдау скважиналарына көбейту арқылы.

Мұнайды дайындау, тазарту жабдықтарының күрделі салымдары меншікті күрделі шығындарға мұнай өндіру және тазарту қуатына көбейту арқылы есептеледі. Инфрақұрылымға күрделі салымдар шығын соммасының мұнай өндіріс құрылысына пайыздық қатынасымен есептеледі. Табиғат қорғау шаралары шығындары күрделі шығынның соммасының, оның ішінде бұрғылау жұмыстарының бағасын есептегенде пайызбен есептеледі[3].

Пайдалану шығындары. Игеру нұсқаларын бағалау кезінде пайдалану шығындары калькуляция шығындарымен немесе шығын элементтерімен анықталуы мүмкін. Шынайы әдістемелік ұсыныстарда бұл шығындардың калькуляцияда базаланатын шығындардың есебі көрсетілген.

Пайдалану шығындары ағымдағы шығындармен және көлемдік технологиялық көрсеткіштермен келесідей есептеледі:

- өңдеу және айдау скважиналарының қызметі;
- сұйықты механизацияланған өңдеуге кеткен энергетикалық шығын;
- қабаттық қысымды ұстау;
- мұнай мен газды жинау және тасымалдау;
- мұнайды технологиялық дайындау;
- скважинаны күрделі жөндеу;
- скважинаның амортизациясы.

Өңдеу скважиналарының қызметіне кететін шығын жұмыс істеп тұрған скважиналар санына байланысты және оның ішіне өндірістегі жұмыскерлердің айлық жалақылары, цехтық шығындар, жалпы өндірістік шығындар және де қондырғыны пайдалану шығындары кіреді.

Энергетикалық шығындар сұйықтың механизацияланған өндірісінің көлеміне байланысты есептеледі. Бұл шығындарды есептеу кезінде орташа электрэнергия бағасы мен оның шығыны алынады. Мұнай мен газды тасымалдау, жинау, мұнайды технологиялық дайындау шығындары амортизациялық шығындарды есептемегенде өндірілетін сұйықтың көлеміне байланысты есептеледі.

Қабаттық қысымды ұстауға шығындар айдау скважиналарының қызметі және суды айдау шығындарынан алынады. Суды айдау кезіндегі шығынды анықтау айдалған су көлемінен және оның бағасы мен энегетикалық шыығындарынан алынады. Қабатқа суды айдау кезіндегі энергетикалық шығындарды анықтау нормативі электрэнергияның меншікті шығынымен және 1кВт/сағ бағасымен анықталады.

Негізгі қорлардың амортизациясы баланстық бағадан және оны толық қалпына келтіруіне анықталады. Калькуляцияның жергілікті түрінен басқа

мұнай мен газды пайдалану шығындарындағы экологиялық шығындары, кредитке төлем, салық та кіреді.

Әдістерді толық есептеулері. Амортизациялық бөліп шығарулар негізгі қорды қайта толтырудың бір көзі болып табылады. Олардың бағалау кезінде амортизациялауларды есептеп шығарулардың әр түрлі әдістері қолданыла алады: сызықты және жылдамдатылған. Осы уақытта ең кең қолданудың сызықты немесе амортизациялаудың пропорционал әдісі бар. Бұл әдіс негізгі қорлардың орташа қызметіне қарай реновациядағы амортизациялық шығарымдардың есебін қарайды. Бұл уақыт аралығында бұл қорлардың баланстық бағасы өнімнің шығынына ауысады[3].

Ереже бойынша бұл норматив мұнай өндірісінде 10-20% деңгейінде қабылданады. Егер кен орын игеріліп жатса және алдыңғы пайда болған қорлар болса, амортизациялық шығарылымдарды есептеу кезінде бұрынғы пайда болған қорлар ескерілуі тиіс. Жылдамдатылған амортизация негізгі қорлардың өте аз уақытта өндіріс шығындарын баланстық соммаға ауыстыруды қарастырады. Жаңа күрделі салымдарды жүргізуге және өндірістік қуаттарды кеңейтуге мүмкіндік пайда болады.

Салықтық жүйе. Игеру нұсқасын дамытуды бағалау заңымен белгіленген салық жүйесіне сәйкес жүзеге асырылуы тиіс. Мынадай бюджетке салық және шегеріледі бюджеттен тыс қорларға тізімі болып табылады және оларды есептеу жолын көрсетеді: қосылған құн салық акциз, оның ішінде мұнай бағасының, 20% мөлшерінде есептеледі;

Акциз тг/т мұнай өндіруші компаниялардың сараланған салық салым бойынша есептеледі; салық мүліктік негізгі құралдардың орташа жылдық құнының 2% мөлшерінде есептеу кезінде ескеріледі; салық табыс операциялық шығындар мен барлық салықтарды төлеу қаражатынан төленгеннен кейін қалған баланс пайданың 35% салым бойынша есептеледі.

Есептеу кезінде кәсіпорындардың салық салынатын пайда 50% салық салынатын табысты азайтады, даму көлемінде өндіріс құнының салынатын салықтан босату туралы заң босату көзделген ескерілуі тиіс. Салықтар және алымдар мұнай бағасынан бастап операциялық шығындарды есепке алады, құнының таза салық және акциз есептеледі.

Қаржыландырудың көздері. Зерттеуге баға беру үшін күрделі қаржыландыру салымдарын міндетті нұсқада анықтау керек. Күрделі қаржыландыру салымдарына: өндіріс пайдасы, амортизациялық бөліп шығарулардағы кәсіпорынның пайдасы өндіріс акциялары да бола алады. Жеке бап бойынша кредитті пайыз төлеу жатады.

Техникалық-экономикалық талдау нұсқаларын зерттеуде, таңдалған дәйектемесінің нұсқасын бекіту ұсынылады. Зерттемені технологиялық нұсқалар негізде кен орынның экономикалық көрсеткіштері есептелінеді [3].

Кесте 3. 2

Мұнай өндіру нұсқаларының көрсеткіштері және негізгі техникалық-экономикалық салыстырмасы (газ-мұнай)

№	Көрсеткіштер	Нұсқалары		
		I	II	III
1	Мұнай жобалық өндіру деңгейі, мың. т			
2	Табиғи газ жобалық өндіру деңгейі, млн. $м^3$			
3	Конденсат жобалық өндіру деңгейі, мың. т			
4	Жобалықөндеумерзімі, жыл			
5	Жинақтап өндіру, млн. т: - мұнай - сұйықтық - табиғи газ - конденсат			
6	(Реагент) жинап сору, миллион			
7	Скважиналарды қор, барлық соның ішінде: өндіруші бастырмалатқыш			
8	Бұрғылау үшін скважиналар қоры, соның ішінде өндіруші бастырмалатқыш			
9	Орташа суланғыш зерттеме соңында, %			
10	Мұнайды игерілу коэффициенті, үлес.			
11	Күрделі салым, миллиард. Теңге			
12	Теңге амортизациялық бөліп шығарулар, миллиард есептеумен қолдану кезіндегі шығындары			
13	Теңге қолма-қол ақша ағыны, миллиард Дисконттау: - дисконттау коэффициенті . . . . . % - дисконттау коэффициенті . . . . . %			
14	Пайдалықтың индексі, бірл.			
15	Күрделі салымдарды орны толатын, жылдар			
16	(IRR) тиімділіктің ішкі нормасы, %			
17	Теңге (төлеу және салықтар) мемлекеттің табысы, миллиард			

Есептің тиімділік көрсеткіштеріне сәйкес кен орынның зерттеу әдісі таңдалады. Таңдалған зерттеу нұсқаларынсалыстырып, зерттеменің экономикалық көрсеткіштеріне бағабереді. Ұсынылатын нұсқаның қарастырып отырған негізгі көрсеткішпен, таңдаулар барлығы ақшаның бөлінуіне байланысты болады.

Бақылау сұрақтары:

1. Экономикалық бағалау көрсеткіштеріне нелер жатады?
2. Ақшалар қаржының дисконтталған ағысы
3. Капиталды салымдарды қайтарудың ішкі нормасы
4. Табыстылық көрсеткішін есептеу жолдары
5. Салынған салымдардың өтелу уақыты

4. ӘРТҮРЛІ ПАЙДАЛАНУ ӘДІСТЕРІНДЕ СКВАЖИНАНЫҢ ЖҰМЫС ІСТЕУ РЕЖИМДЕРІН ОҢТАЙЛАНДЫРУ БОЙЫНША ІС-ШАРАЛАРДЫ ҚҰРУ

4.1 Мұнай бергіштіктің кеніштерді пайдалану режиміне тәуелділігі

Мұнай скважиналарын пайдалану нәтижесінде қабаттағы мұнай қорының тек бір бөлігі ғана жоғарыға шығарылады. Кеніштен алынатын мұнай мөлшерінің оның алғашқы қорына қатынасы мұнай бергіштік коэффициенті деп аталады. Ағымды және соңғы мұнай бергіштік коэффициенттеріне бөлінеді. Біріншісі нақты игеру мерзімімен, ал екіншісі пайдалану кезеңінің соңында анықталынады. Пайдалану қорынан «шыққан» скважиналар немесе пайдалануды қысқарту өнімнің шекті сулануы (90-99%) немесе мұнайдың аз дебитімен туралынған [17].

Шекті сулануы мен шекті дебиттер мәні мұнай кеніштердің игерудің экономикалық тұтастығын анықтайды. Мұнай бергіштік коэффициенті көптеген факторларға байланысты: кеніш жұмысының режимі, жыныстар мен қабат сұйықтарының физикалық қасиеттері және т. б. мұнай бергіштік көптеген жағдайларда бірінші кезекте кеніштің жұмыс режимімен анықталады, яғни оның геология-кәсіпшілік сипаттамасы.

Сумен мұнайды ығыстыру жағдайында (суарынды режим) мұнаймен ауыстырылатын кеніш көлемі үздіксіз төмендейді. Су алаңының алдында негізінен бір фаза – мұнай қозғалады, мұнай үшін жыныстың тиімді өткізгіштігі барлық уақытта жоғары болып қалады. Бұл 70-80% жететін ығыстыру тиімділігін береді. Мұнай бергіштік мәні газарынды режимде жетеді.

Газ режимімен кеніштің жұмысы кезінде қабат қысымының төмендеуі мұнайдан еріген газдың бөлінуіне әкеледі, ол жыныстардың газға қанығушылығының өсуіне және мұнай үшін тиімді өткізгіштіктің төмендеуіне әкеледі. Сондықтан газ энергиясының таусылу процесінің тиімділігі аз. Жыныстардың газға қанығушылығы 35 % жоғары болғанда тек ғана газдың қозғалысы байқалады. Осы кезде мұнай бергіштіктік коэффициенті 10-30%-ды құрайды.

Әр режим кеніштi пайдалану процесінде анықталған көрсеткіштермен сипатталынады. Мұндай көрсеткіштер қабат қысым мен газ факторы болып табылады. Осы көрсеткіштер негізінен кеніштің энергетикалық сипаттамасына және шығару қарқынына байланысты. Осыдан қабат энергиясын су немесе газ айдау жолымен толтырудың тапсырмасы анықталынады [17].

Кен орнын игеру жобалары орташа мұнай бергіштікке 40-50%-ға есептелінеді. Қазіргі кезде геологиялық жағдайдың мүмкіндігі болғанда жасанды суарынды режимді орнатады. Елімізде 80%-дан жоғары мұнай нұсқа ішінен және сыртынан суландыруды қолдану арқылы қабат қысымын ұстауды жүзеге асыратын кен орындарынан өндіріледі. Бірақ суарынды режимде мұнай бергіштік коэффициенті бірліктен алысырақ. Табиғи

суарынды режимде мұнай бергіштік 50-80%, ал жасанды кезінде 40-60% құрайды. Қойнаудан мұнайды толық шығармаудың негізгі себебі – мұнай – ығыстырушы сұйықтықпен байланыста фазааралық кернеудің болуынан пайда болатын капиллярлық күштердің әрекеттері.

Мұнай – су бөліністерінің шекараларының қозғалысы бірмезгілде әртүрлі қимада бірнеше қуысты каналдар бойынша жүреді. Гидрофобты жыныстарда капиллярлы күштер менисктің қозғалысына бөгет жасайды, сондықтан мұнай – су байланысы майда қуыстарда қысылған мұнайды қалдыра отырып, үлкен диаметрлі қуыстар бойынша жылдам қозғалады. Гидрофилді жыныстарда капиллярлы күш есебінен байланыс майда диаметрлі қуыстарда жылдам араласады, ал қысылған мұнай ірі қуыстарда қалады. Мұнай қуысты каналдардың қабырғаларында қабықша түрінде қабаттың шайылған бөлігінде қалуы мүмкін.

Мұнай бергіштіктің төмендеуіне қабаттың біртексіздігі де алып келеді. Су өткізгіштігі аз бөлімшелерде мұнайдың «бағандарын» қалдырып, өткізгіштігі жақсы аймақтар және қабатшалар бойынша жылдам қозғалады. Бұл процесс күрделене түседі, егер ығыстырушы агенттің тұтқырлығы мұнай тұтқырлығынан төмен және тұтқырлықтар арасындағы айырмашылық үлкен болса, онда мұнай бергіштік төмен болады.

Өнімді қабаттарды суландыру кезінде келесі факторлардың зиянды әсерін төмендетуге тырысады: ағын мен сіңіру профилдерін теңестіру мақсатында қабаттың түп маңы аймағына әсер ету, суландыру түлшелері мен конустарының пайда болуына жол бермейтін өндіру және айдау скважиналарының жұмыс істеу режимін реттеу, өнімді қабаттарды бір мезгілде бөлек пайдалану мен суды бөлек айдау, мәжбүрлі іріктеу, циклді айдау, сүзілетін ағынның бағытын өзгерту.

Көрсетілген әсер ету әдістердің тиімділігі әсіресе жоғары тұтқырлы мұнайлы кен орындар, күшті біртексіз қабаттар үшін жеткіліксіз. Сондықтан қазіргі кезде мұнай бергіштіктің жаңа әдістерін кең көлемде қолданылуда. Көрсетілген әлістердің көпшілігі мұнай – ығыстырушы агент шекарасындағы фаза аралық кернеуді төмендетуге бағытталған. Осы әдістердің кейбірі фазалар бөлінісінің шекарасының (сұйық және газ тәрізді еріткіштерді айдау, жоғары қысымды құрғақ газда мұнайдың еруі) жойылуына әкеледі.

Кесте 4. 1

Мұнай бергіштікті жоғарылату әдістерін тиімді қолдану шарттары

Мұнай бергіштікті жоғарылату әдістері	Баланстық қордан ағымдық мұнай бергіштік, %	Қабат мұнайының тұтқырлығы, МПа/с	Темпера турасы, °С	Қабат қалыңды ғы, м	Өткізгіштік коэффи циенті, мкм^2
Қабаттың түп маңы аймағына әсер ету:					
Полимер ерітінділермен	30	10-100	90дейін	-	>0, 1
Мицеллярлы ерітінділермен	70	10дейін	65 дейін	-	>0, 1
БӘЗ сулы ерітінділерімен	30	50дейін	90дейін	2-15	> 0, 15

Сілті ерітінділерімен	60	100дейін	-	-	> 0, 1
Күкірт қышқылымен	30	1-30	-	-	0, 5дейін
Карбондалынған сумен	60	100дейін	60дейін	>2	> 0, 05
Көміртегі II оксидімен	60	50дейін	-	15дейін	> 0, 05
Сұйық ерітінділермен	15	100	40дейін	40дейін	-
Байытылған газбен	25	15дейін	-	300дейін	0, 15дейін
Жоғары қысымды құрғақ газбен	60	10дейін	-	15дейін	> 0, 005
Ыстық сумен	30	>15	50дейін	>15	>0, 1
Бумен	30	>50	50дейін	>6	>0, 1
Қабат ішінен жану	50	>10	-	3-30	>0, 1
Қуатты қабат ішілік жару	-	100дейін	-	>60	0, 15дейін
Дірілмен әсер ету	30	30-200	-	2-50	>0, 1

Әдістердің бөлігі кешенді әсер етуге ие. Беттік әрекетті заттардың ерітінділері мен мицеллярлы ерітінділерін айдау ығыстырушы ағенттін жуылу қасиеттерін жақсартады, жылулық әдістер мен CO_2 қолдану мұнай тұтқырлығының төмендеуіне әкеледі. Мұнай бергіштікті арттыру әдістерін тиімді қолдану шарты шамалы болып табылады, әсер ету әдістерінің техникасы мен технологиясының дамуымен олар өзгереді.

4.2 Скважинаны пайдаланудың оңтайлы технологиялық режимін бекітудің негізгі принциптері

Пайдаланудың технологиялық режимі деп скважина дебиті және түптік қысыммен немесе оның градиентімен арасындағы белгілі қатынастарды ұстап тұру кезіндегі режимді түсінеміз. Математикалық көзқараста, скважиналарды пайдаланудың технологиялық режимі, скважинаға газдың сүзгіленуінің дифференциалды теңдеуін интеграциялау үшін білуіміз қажет, түптегішекараласу жағдайын анықтайды [16].

Оңтайлы режимді таңдап алу принципі. Пайдаланудың технологиялық режимін бекіту кезінде, кеніштi іздеу, барлау және кен орнын тәжірибелік пайдалану процессінде жинақталған бастапқы мәліметтерді пайдаланады. Бұл мәліметтер геологиялық, геофизикалық, газгидродинамикалық, газконденсатын зерттеу және коллекторлардың үлгілерін және оны қанықтырған сұйықтарымен газдарды зертханалық зерттеулерінің нәтижелері болып табылады. Бұл зерттеулердің саны және сапасы, игеру ережесі бойынша сақталуы міндетті болып табылатын

ережелер және нормаларға барлық уақытта бірдей сәйкес келмейді. Көп жағдайда көрсетілген сәйкессіздік заңды және газ кен орындарының спецификасымен байланысты. Газ кеніштері алаң бойынша және қима бойынша, олардың сыйымдылық және сүзілу параметрлері біркелкі емес, және де қорлары дәл емес болып анықталады, игерудің бастапқы мерзімінде ақпараттарды нақты алу үшінскважиналардың жеткілікті саны болмайды.

Пайдаланудың технологиялық режиміне көптеген факторлар әсер етеді, сонымен бірге әртүрлі факторлардың әсер етуі бір бағытта, сондай ақ әртүрлі бағытта болуы мүмкін. Сол себептен, бұл сұрақтарды жеткілікті түрде тереңдеп білмесе, бекітілген тәртіп дұрыс емес болуы мүмкін.

Скважина жұмысының ең бір негізделген технологиялық режимін бекіту үшін мыналарды есепке алу қажет:

- кен орнының орналасуы ауданындағы географиялық және метерологиялық жағдайлар; көп жылдық тоңазыған қабаттың болуы; кеніштің формасы, түрі, өлшемдері және режимі; қабаттардың сыйымдылық және сүзілу параметрлері, тереңдігі және олардың жату кезектілігі, қатпарлар арасындағы гидродинамикалық байланыстардың болуы, газдың, конденсаттың және мұнайдың қорлары, табандағы қызыл сулардың болуы нәтижесіне байланысты.
- бұрғылау процессінде қабатты ашу жағдайы, шаю сұйығының қасиеті, шаю сұйығымен түп айналасындағы аймақтың ластану деңгейі, қабаттың бұзылуға беріктігі, қабат параметріне қысым өзгеруінің әсері, қабаттың суға, газға мұнайға қаныққандығы олардың қысымы және температурасы, қабатты ашудың дәрежесі және сипаты бойынша скважинаның жетілгендігі;
- газдың, конденсаттың, мұнайдың және судың құрамы, газ құрамында коррозиялық белсенді құрамды бөліктердіңболуы - H_2S, CO_2, сынап және басқаларының болуы, жеке қатпарлардың болуы және қалыңдық және аудан бойынша олардың өзгеру сипаты, қабат суында органикалық қышқылдардың болуы, газдың судың және мұнайдың физикалық химиялық қасиеттері және олардың алаң және қима бойынша өзгеруі;
- скважинаның құрылысы, түптегі және скважина сағасының жабдықтары; кәсіпшілікте газды жинау, тазалау және құрғату схемалары және газды тазалау, құрғату тасымалдау жағдайлары, қолданылатын скважиналық және кәсіпшілік жабдықтары;
- алу қарқындылығы бойынша газ тұтыну жағдайы, тұтынудың біркелкі еместігі, газдың жылу өткізгіштік мүмкіндігі.

Бір фактордың басқасына қарама-қайшы келуі жиі болады, бұл факторлардың барлық жинағын есепке алуға мүмкіндік бермейді. Сол себептен, «барлық» факторларды есепке алумен газ скважиналарын пайдалаудың технологиялық режимін бекіту негізделуі және өзіне оңтайлы принциптермен және математикалық критерийлермен ұсынылуы қажет. Мұндай принциптер және критерийлер, әртүрлі факторларды топтар бойыншабіріктіру жолымен іске асырылуы мүмкін. Сонымен бірге, газ

скважиналарын пайдаланудың технологиялық тәртіптерін орнатудың жинақталған тәжірибесін пайдаланып, алдын ала ашылу жағдайларымен, шаю сұйықтарының қасиеттерімен, скважинаның жетілгенімен, тығынның пайда болуымен, газды жинау, құрғату және тазалау техникасы және технологиясы және басқаларымен байланысты факторлардың бірқатарын алып тастауға болады[16].

Газ және газконденсатты скважиналарын пайдаланудың технологиялық режиміне әсер ететін негізгі факторлар:

- өнімді қиманың деформацияланууға және бұзылуға тұрақтылығы;
- өткізгіштігі өте жоғары қатпарды есепке алғандағы, газды қалыңдықты ашқан скважинаны салыстырмалы тез суландыруға өткізгіштігі жоғары қатпарлар бойынша мүмкіндігі бар, белсенді табандағы және контурдағы сулардың болуы;
- қабаттың ашылу жағдайы, газ-су немесе газ-мұнай түйісуінің жақындығын есепке алған ашу дәрежесі және сипаты;
- пайдалану процесінде сұйықтық немесе құмды-сұйықты тығындар пайда болу мүмкіндігі;
- өндірілетін газ және қабат суы құрамында коррозиялық белсенді компоненттердің болуы, бұл құрамды бөліктердің шоғырлануы, скважина оқпаны бойынша ағынның қысымы, температурасы және жылдамдығы;
- көп қабаттылығы, газ құрамдарының айырмашылығы, жеке қатпарлардағы қысым және температура, қатпарлар арасында гидродинамикалық байланыстың болуы немесе болмауы және олардың жату кезектілігі, газ су түйісуі деңгейінің бірдейлігі, беріктік және фильтрациялық белгілері бойынша қимасының біркелкі еместігі.

Кеніштің төмендеу шамасы бойынша табандағы және контурдағы судың қозғалуы, уақыт өткен сайын газ дебитінің төмендеуі, қабаттық және түптік қысымдардың азаюы болатын уақыты келіп, қабылданған пайдаланудың технологиялық режимі қамтамасыз етілмейді, ол кезде таңдап алынған пайдаланудың технологиялық режимін өзгерту қажет. Жаңадан қабылданған пайдаланудың технологиялық режимі, кен орнын игеруді бастағандағы сияқты негізделеді.

Пайдаланудың оңтайлы технологиялық режимін бекіткен кездегі игерудің ұстап тұру қажет тәуелсіз принциптері:

- кеніштің геологиялық кәсіпшілік сипаттамасын толығымен есепке алу, скважиналық және жер бетіндегі жабдықтардың технологиялық және техникалық сипаттамаларын толығымен есепке алу;
- газды және мұнайлы қабаттардың және су арынындағы жүйенің табиғаттық энергиясын оңтайлы пайдалану;
- қоршаған ортаны қорғау және табиғи ресурстарды оңтайлы пайдалану жөніндегі заң талаптарын толығымен қанағаттандыру;
- қабат жүйесінің толық жинағында - газ өткізу құбырының басындағы бекітілген уақытты жұмыс сенімділігін максималды кепілдендіру;

- кеніштi игеру мерзімімен жоспарымен қарастырылған, газ скважиналарыныңең үлкен өнімділігін қамтамасыз ету;

- скважина дебитін төмендететін және газ өндіруді қарқындату бойыншашараларды қарастыратын шектеулерді алып тастау мүмкіндігін максималды есепке алу;

- бұрынырақ бекітілген, бірақ скважинаны пайдаланудың технологиялық режимінде игерудің нақты кезеңінде жарамсыздарды жаңа тәртіптерге уақытында өзгерту;

- минималды күрделі салынған қаржы және пайдалану шығындары кезінде, газ өндіру қарастырылған жоспарды қамтамасыз ету.

Пайдаланудағы бекітілген технологиялық режимінің жоғарыда көрсетілген принциптерін толық және міндетті түрде сақтау кезінде газ және газконденсаты кен орындарын оңтайлы игеруге жетуге болады.

4.3 Игеру барысында скважиналарды пайдаланудың технологиялық режимінің өзгеруі

Газ және газконденсатты скважиналарды пайдаланудың анықтаушы факторларды және факторлардың үйлесімділігін есепке алған технологиялық режимі, кен орнын игеру процесінде өзгерулерге ұшырайды. Технологиялық режимінің өзгеруі, осы тәртіп орнатылу бойынша анықтаушы фактордың өзгеруімен немесе игерудің нақты кезеңінде белсенді емес делінетін факторлардың белсендіге өтуіндегі жаңа факторлардың пайда болуыментүсіндіріледі. Қалыптасқан технологиялық режимдерді өзгерту қажеттілігі, игеру процесінде қабаттың және скважинаның сипаттамалары өзгеруімен, скважиналардың өнімділігін ұлғайтуға мүмкіндік беретін арнайы іс-шараларды немесе жиі өнімділіктің төмендеуіне алып келетін жөндеу және алдын алу жұмыстарын жүргізу болып табылады[15].

Кен орнын пайдалану процесінде технологиялық режимдерді өзгерту қажеттілігі, келесідегідей жағдайлар кезінде пайда болады:

I. Технологиялық режимді орнату кезінде анықтаушы фактор – табан асты суы.

Бұл жағдайда қабатты ашудың берілген мәні үшін, қабатқа жасалынатын рұқсат етілген шекті депрессия - ауыспалы мән. Су және газдың тығыздығы, сонымен бірге қабат қысымының өзгеруімен, рұқсат етілген депрессия мәні қабат қысымының азаюы болғанда, сызықтағыдай азаяды. Демек, табан суы болған кезде, рұқсат етілген депрессия мәнінің, қабат қысымының төмендеуіне сәйкестікте мерзім-мерзімімен төмендеуі өтеді. Басқаша жағдайда, игерудің басында бекітілген, қабатқа жасалынған рұқсат етілген депрессия мәні, скважинаға су конусының болмай қоймайтын тартылуына алып келеді. Егер технологиялық тәртіп ұзақ уақытта тек қанатабан асты су бойынша анықталса, онда бұл кезде су - газ түйісуі бетінің көтерілуін есепке алу қажет. Бұл өз кезегінде, скважина өнімділігінің қарқынды төмендеуіне алып келеді.

Табан асты су бойынша қалыптасқан технологиялық режимді өзгерту қажеттілігі жиі кездесетін бірнеше жағдайлары болады:

а) жөндеу – оқшаулаужұмыстары нәтижесінде скважинада, қабатқа түсірілетін рұқсат етілген депрессия мәнін ұлғайтуға, демек скважинаның шекті сусыз дебитін ұлғайтуға мүмкіндік беретін цементтік көпір қалыптасқан немесе скважина өнімділігін елеулі жоғарылатуға немесе қабатқа депрессия жасауға мүмкіндік беретін жасанды қабырға жасалынған;

ә) қабаттың жаман коллекторлық қасиеттері салдарынан скважина өнімділігі өте төмен және газдың және судың ағып келуінің және одан кейін скважинадан суды алып тасталуының бір уақытта жүргізілуі болатын, депрессияның рұқсат етілген мәнінің жоғарылауына рұқсат етіледі.

б) табан асты судың болуы негізінде қалыптасқан технологиялық режимі кейбір скважиналар бойынша газ жинау жүйелері мен барлық пайдаланылатын скважиналар қорындағы скважина сағасындағы қысымды төмендету немесе жоғарылату қажет етіледі.

в) скважинада сорапты-компрессорлық құбырларды көтеру және түсіру, арматураны толығымен немесе біршама алмастыру жұмыстары жүргізіледі және бұл жұмыстар қабаттың және скважинаның параметрлері өзгеруіне демек, жұмыстың технологиялық режимінің өзгеруіне алып келеді.

Пайдаланудың технологиялық режимінің барлық өзгерулері, олар қабат қысымының өзгеруімен, газ-су бетінің жоғарылауы, су және газ тығыздығының өзгеруі, цементті көпірдің орнатылуы немесе жасанды өткізбейтін экранның жасалуы, сағалық қысымның мәні, сорапты-компрессорлық құбырларды көтеру немесе басқада себептермен алып келуінен тәуелсіздікте, кен орнын игеру жобасымен қарастырыладыжәне газ-су түйісуіне дейінгі төменгі перфорациялану интервалынан қашықтығын, қабат параметрлерін, газ-су бетінің көтерілуінің және қабат қысымының құлауының мүмкіндіктегі қарқындылығын, цементтік көпір және өткізбейтін экран биіктігінің қажетті мәнінен, нақты материалдарды енгізумен және пайдалану процесінде бақыланатын шекті сусыз дебит мәнін есептеу кезінде пайдаланылатын басқа да параметрлер есепке алынған есептеу жолымен негізделген. Тек қана осы жағдайларда ғана жобалау мәліметтері, нақтыға жақын болуы мүмкін.

II. Технологиялық режимді орнату кезінде анықтаушы фактор – нұсқалық су жақындығы

Бұл жағдайда режимді таңдап алу критерийі болып, бірінші орынға скважинаға су жарып өткенге дейін, кен орнынан газ алу жиынтығы шығатын бірнеше параметрлер қызмет етуі мүмкін. Нұсқа суларының скважинаға принципті қозғалуы екі көрсеткішпен байланысты: газ кенішіне нұсқалық су енуі өтуі нәтижесінде скважиналардың орналасуынан тәуелсіздікте кен орнының жалпы төмендеуі; қарастырылатын скважина дренажы аймағына газды қабаттың жалпы төмендеуіне енгізу қарқындылығы елеулі артық болатындай судың ену қарқындылығына әсер ететін елеулі депрессиялық иірімнің жасалуымен анықталады.

Кен орнынан газ алудың салыстырмалы жоғары қарқындылығы кезінде, бұл қоры аз кен орындары үшін ерекше сипатта, ереже бойынша нұсқалық су енгізу қарқындылығы, газ алу қарқындылығынан біршама қалыс қалады. Демек нұсқалық судың жарып өту қауіптілігі жоқ аймақта орналасқан скважиналардағы біркелкі қабатты салыстыру үшін, технологиялық режимдегі максималды дебитті қамтамасыз етуі мақсатқа сәйкес келеді. Сонымен бір уақытта, нұсқалық суға жақын орналасқан скважиналарда судың уақытынан бұрын жарып өтуін болдырмау мақсатында депрессияны шектеу, міндетті шарт болып табылады[17].

Әрбір нақты кен орнындағы нұсқа айналасындағы скважиналарда және әрбір нақты скважинадағы депрессия мәні, скважина сағасынан газ-су түйісуіне дейінгі қашықтыққа, қабаттың коллекторлық қасиетіне, олардың скважинадан контурға дейін өзгеруіне, қабат қысымынан және басқа да геологиялық-кәсіпшілік параметрлеріне негізделген есептеу жолымен таңдалынып алынады. Бірнеше біркелкі емес қабаттар болған кезде, бұл есептеулерқабатта нұсқалық судың тез жарып өтуі көзқарасынан, ең бір қауіптісі бойынша жүргізіледі.

Скважинаны пайдаланудағы технологиялық режимнің мүмкіндіктегі өзгеруіндегі анықтаушы фактор болып, төмендеу процесінде нұсқалық судың қозғалуына байланысты жарып өту мүмкіндігі, скважинада жөндеуді алдын алу жұмыстарын жүргізу қажеттілігі, сағалық қысымның өзгеруі, елеусіз дебиттер кезінде гидраттардың пайда болуы мүмкіндіктері табылады.

III. Технологиялық режимді орнату кезінде анықтаушы фактор – жыныстың бұзылуына тұрақтылығы

Бұл кезде скважиналарды пайдаланудың технологиялық режимі критерийі тұрақты градиент түрінде бекітіледі және игерудің барлық мерзімі уақытында оның өзгертілуіне рұқсат етілмейді. Егер скважина жыныстың бұзылуға тұрақтылығы төмен коллекторын ашса, онда игеру процесінде қабаттың бұзылуын болдырмау бойынша белгілі бір іс-шаралар жүргізгенге дейін оны ұстап тұру қажет. Бұзылуға тұрақтылығы төмен болатын газды қабаттар үшін рұқсат етілген градиенттер мәні тәжірибелік кәсіпшілік пайдалану мерзімінде қарастырылатын кен орындары скважиналарында бекітіледі [17].

Таңдап алынған градиент мәнінің дұрыстығын тексеру кезінде, скважиналарды қысқа уақытта сынақтан өткізу нәтижелеріне негізделген мәліметтерді пайдалануға рұқсат етілмейді. Градиенттің рұқсат етілген мәнінен артық болған кездегі қабат бұзылуына негізделіп бекітілген, скважиналарды пайдаланудың технологиялық режимінің өзгеруі түп маңы аймағын арнайы шайырлармен бекіту кезінде, көп қабаттылық жағдайында бір уақытта бөлек пайдалануды енгізуде, механикалық немесе гравийлік сүзгілерді қолдануда, скважиналық немесе сағалық жабдықтарды және басқаларды жөндеу-алдын алу жұмыстарын жүргізу кезінде өтуі мүмкін.

IV. Технологиялық режимді орнату кезінде анықтаушы факторлар – қабатты ашу және ашылу сипаты мен дәрежесі бойынша гидродинамикалық жетілмеуі

Егер ашылу дәрежесі және сипаты, қандай да бір шаю сұйықтарымен қабатты ашу кезінде қатаң келісілмесе, ондатехнологиялық режим сүзгінің перфорацияланатын бөлігін атқанға дейін және перфорацияны оның үйлесімді мәніне дейін тығыздау шамасы бойынша бекітіледі. Скважиналардың өнімділігін жоғарылату мақсатында, кейбір жағдайларда ашық шегенделмеген кенішке немесе механикалық сүзгілерлердің түсірілуіне рұқсат етіледі. Ашылумен байланысты технологиялық режимнің өзгертілуі, көп қабатты кеніштерде жоғарыдан төмен немесе керісінше пайдалану жүйесі кезінде қажет [17].

V. Технологиялық режимді орнату кезінде анықтаушы фактор – газдың құрамында коррозиялық белсенді компоненттерінің болуы

Технологиялық режимді өзгерту қажеттілігі сорапты-компрессорлық құбыр диаметрін одан әрі қарай ұлғайту мүмкіндігі болмаған кезден бастап пайда болады. Бұл кездегі газ ағыны жылдамдығы, скважина оқпанындағы қандай да бір қимасына жақындаған белгілі бір мәннен аспауы қажет. Егер скважинаны пайдалану процессінде, игерудің бастапқы мерзімінде коррозияланууға қарсы ингибиторды айдау жүргізілсе, онда пайдаланудың технологиялық режимін өзгерту қажеттілігі болады. Газда коррозиялық белсенді компоненттердің болуына байланысты, анықтаушы факторлар кезінде скважиналарды пайдаланудың технологиялық режимде өзгертілуі қажет, егер белгілі бір сағалық қысымды ұстап тұру және газдағы ылғал көлемін ұлғайту жабдықтардың тоттану қарқындылығына алып келеді.

VI. Скважиналарды пайдаланудың технологиялық режимінің өзгеруі, игеру процесінде түп маңы аймағының тазалау немесе оны ластау нәтижесінде қабат параметрлерінің өзгеруі

Бұл өзгерулер скважиналарда жүргізілген мерзімді зерттеулермен анықталады. Егер қабаттың және флюидтың қасиеттеріне тәуелділікте, түп маңы аймақта олар параметрлерінің өзгеруі сипаты және мерзімділігі заңды сипатта болса, онда игеруді жобалау кезінде, кен орнынан газды жоспарлап алуда берілген скважина саны үшін орташа қамтамасыз ететіндей технологиялық режим ұсынылуы қажет. Тәжірибеде бекітілген технологиялық режимдердің жиі өзгеруі, скважинаның берілген құрылысында сұйық компоненттерінің және қатты қоспалардың елеулі көлемін шығаратын скважиналарда өтеді.

VII. Скважинаны пайдаланудың технологиялық режимінің өзгеруі көп қабаттылықпен байланысты

Бұл өзгерулер, игеру процесінде жеке қабаттардың төмендеуі дәрежесінен, скважиналарды бір уақытта бөлек пайдалану жүйесін қолданудан, кәсіпшілікте газды жинау, тазалау және кептіру схемасының өзгеруінен, қабаттардың біреуінде оқшаулау жұмыстарды жүргізу қажеттілігінен және басқаларынан болуы мүмкін.

VIII. Скважина өнімділігі және температураның әсерінен технологиялық режим қалыптасқан

Бұл жағдайда, скважинаны пайдаланудың гидратсыз режимін қамтамасыз етуге, таңдап алынған технологиялық тәртіп мынадай жағдайларда өзгертілуі мүмкін, егер:

1) оқпанда скважина өнімін ингибиторлау жүргізілсе, яғни скважина оқпанындағы және қабаттағы қысымның қосымша шығындары ингибиторды беру нәтижесінде гидраттың пайда болу мүмкіндігін болдырмайды;

2) газды кептіру жүйесі скважинадан келіп түскен газ температурасынан тәуелсіздікте, қажетті айыру температурасын қамтамасыз етеді;

3) скважинаны салыстырмалы ұзақ уақыт пайдалану нәтижесінде скважина оқпанын қоршаған ортадағы температураның қайтадан таралуы өтті;

4) қабат кенішінің айналасындағы аймақта, оқпанда және скважина сағасындағы температура таралуының белгілі мәнімен анықталатын, скважинаны пайдаланудың технологиялық режимін өзгертуге мүмкіндік беретін түптік қыздырғыштарды немесе жылуды оқшаулайтын лифтілік құбырларды түсіру жүргізіледі [17].

IX. Скважина жұмысының технологиялық режимінің өзгеруі скважина түбіне құм тығыны немесе сұйық бағанасының жиналуымен және шығарылуымен байланысты

Сорапты - компрессорлық құбыр құрылысында одан әрі қарай өзгертулер мүмкіндігі болмайтын және скважина оқпанында, кеніш айналасындағы аймақта сұйық жағдайға өтетін көмірсутегілердің ауыр компоненттері немесе қабаттан келіп түскен конденсацияланған қабат суы толығымен шығарылмайды, сұйық бағанасының жинақталу процессі скважина оқпанына беттік әрекетті заттарды айдау жолымен немесе скважина өнімділігін үйлесімдіктегі өзгерткен технологиялық режимдегі өзгертулерді қажет етеді. Осы сияқты өзгертулер интервалдың жұмыс істеп тұрған бөлігін оқшаулауға алып келетін, скважина түбінде құмды-сұйықты тығынның жинақталуы кезінде жүргізілуі қажет. Егер сұйықтық немесе құм тығындары пайда болса, онда оларды алып тастау процесін сорапты-компрессорлық құбыр диаметрін және түсіру тереңдігін өзгертумен немесе пайда болған тығынды алып тастау бойынша механикалық құралдарды қолданумен жаңа технологиялық режимді бекіту қажеттілік болып табылады.

X. Пайдаланудың технологиялық режимін өзгерту сағалық қысымның белгілі бір мәнін ұстап тұру немесе өзгерту қажеттілігіне негізделген

Скважина сағасында және газды құрғатудың және тазалаудың кәсіпшілік пунктіне немесе кәсіпшілік газ жинау коллекторына кірер жердегі қысымды анықтайтын мән, скважина дебитінің мәнінен, шлейфтер параметрлерінен, сеперациялау қысымынан, компрессорлық станцияға кірер кездегі қысым және газ тасымалдау құбыры басындағы қысым негізінен

бекітіледі. Жоғарыда көрсетілген тораптардың біреуінде қысымның белгілі берілген мәнінде, осы тораптан қабатқа дейінгі қысымның әртүрлі шығындарын есепке алумен, скважинаны пайдаланудың технологиялық режимін анықтау үшін есептеулер жүргізіледі [16].

Кейбір анықтайтын фактор бойынша пайдаланудың технологиялық режимі принципті ауыспалы мән болып табылады, бірақбекітілген технологиялық режимді сақтамау және кәсіпшілік жұмысшылары жағынанигеру процессінде оны өзгерту скважинаны қатардан уақытынан бұрын шығуына және қосымша скважиналарды бұрғылауға алып келеді. Газ және газды конденсатты кен орындарын игеруді жобалау кезінде тұрақты градиент, тұрақты депрессия немесе дебит тәртіптері қолданылады.

Сондай-ақ ережеде технологиялық режимді бастапқы сатысында бекітілген, мысалы тұрақты депрессия немесе дебит өнімін алудың құлдыраған мерзімінде сағалық қысым негізгі пайдалану қорынан ерекшеленетін скважина бөлігі бойынша сағалық тұрақты қысым режимімен алмастырылады. Одан әрі қарай компрессорлық станцияны жұмысқа енгізген кезден бұл скважиналар төмен құлдырайтын сағалық қысым режиміне жиі алмастырылады. Соңғы жылдары игерудің соңғы сатысында өтетін, бірақ әлі де газдың елеулі көлемін беруге мүмкіндігі бар газ және газконденсатты кен орындары санының ұлғаюы, кен орнын игеруді жобалауда және талдауда нақты сұрақ бойынша скважиналарды пайдаланудың дұрыс белгіленген технологиялық режимінің және нақты ұсыныстардың болмауынан өтуде.

Қабат қысымының, скважина өнімділігінің елеулі төмендеуі, газдағы ылғал көлемінің ұлғаюы, скважина оқпанындағы газ ағынының төмен жылдамдығы және басқа факторлар, әрбір скважинаның немесе скважина топтарының және тұтастай кен орнының өнім алу мүмкіндігін сенімді бағалау үшін, плунжерлік лифтілерді қолдану, беттік әрекетті заттарды және т. б. қолдану мүмкіндігін есепке алып, кен орнын игерудің соңғы сатысында скважинаны пайдалану режимі бойынша алдын-ала бағалауды және нақты ұсыныстарды беруді қажет етеді.

Бір технологиялық режимнен басқасы өту уақыты, негізінен кеніштi игеру сатысынан және газды жинау және тасымалдау жағдайынан нақты технологиялық режим бекітілуі бойынша факторлардан немесе факторлар үйлесімділігінен тәуелді болады. Сондай-ақ бұл сұрақтың бірінші бөлігі немесе айтқанда нақты кен орны үшін анықтаушы болып табылатын бір немесе басқа фактордан тәуелділікте, технологиялық режимді таңдау, бар геологиялық-кәсіпшілік мәліметтер базасында жобалаушы мекемелермен шешіледі. Игеру сатысынан тәуелділікте, режимнің өзгеруіне қажет уақыт қарастырылатын кен орнын игеру қарқындылығымен, нақты аудандағы шама бойынша газ қажеттілігімен немесе жылдық шығаруды ұлғаятын, тұрақты болмаса құлайтын өнім алулардың ұзақтығымен басқарылады. Одан басқа технологиялық режимнің өзгеруі уақыты, жинау жағдайларымен немесе кептіру жүйесінің біреуінен басқасына өтуіне және сақталуына қатаң талап

қойылатын газ өткізу құбырының бастапқы параметрлеріне байланысты болады [16].

Болжамдалған есептеулерді тұтасымен жүргізу мүмкіндігі кезінде қабаттағы және түптегі, сағадағы қысымдардың, газды жинау, кептіру және тасымалдау жүйесі қысымының, газдағы сұйық көлемінің құрамы уақыт өткеннен кейін өзгеруіне байланысты белгілі құрылысты скважиналарды пайдалану технологиясын және басқа жобалаушы жұмыстың технологиялық режимінің біреуінен басқасына өтудің үйлесімді уақытын міндетті түрде ұсынуы және әрбір нақты скважинаға жұмыстың дұрыс технологиялық режимін таңдап алу үшін критерийді анықтауы қажет.

Кен орнындағы жобалау көрсеткіштерінің дұрыстығының және сенімділігінің көрсетілген талаптарын орындамау, жобалау мәліметтерінің кәсіпшіліктің нақты мүмкіншілігінен елеулі ауытқуына алып келуі мүмкін. Егер технологиялық режимді жоғарыда көрсетілгендердің біреуі бойынша бекітілген болса, онда скважинада бірқатар шараларды жүргізуде немесе әртүрлі себептер бойынша кездейсоқ өзгерулерде, жеке скважиналарда қажет ағымдағы пайдаланудың технологиялық режимінің өзгеруі жиі кездеседі. Бұл қажеттілік скважинаны кезең-кезеңімен зерттеу немесе скважиналарда әртүрлі іс-шараларды жүргізу кезінде бекітіледі және игеруді талдау бойынша материалдарда бағыт беріледі.

Яғни, игеру процесінде скважинаны пайдаланудың технологиялық режимінің өзгеруі өтетіндігі. Бұл өзгерулер нақты режимнің орнатылу бойынша фактордың өзімен және скважинадағы игеру сатысымен және әртүрлі жұмыстармен байланысты болуы мүмкін. Өтіп жатқан өзгерістер, әртүрлі факторлардан тәуелділікті есепке алынуы және болжамдалуы мүмкін және кен орнын игеру жобасына енгізілуі қажет [18].

Бақылау сұрақтары:

1. Мұнай бергіштіктің кеніштерді пайдалану режиміне тәуелділігі
2. Мұнай бергіштікті жоғарылату әдістерін тиімді қолдану шарттары
3. Оңтайлы режимді таңдап алу принциптері
4. Скважина жұмысының негізделген технологиялық режимін бекіту үшіннені есепке алу керек?
5. Кен орнын пайдалану процесінде технологиялық режимдерді өзгерту қажеттілігі қандай жағдайларда пайда болады?

ҚОРЫТЫНДЫ

Мұнай және газ өнеркәсібі еліміздің стратегиялық маңызы зор саласы болғандықтан, бұл жүйеде алдағы кезде де уақыт талабына орай жаңа басқару құрылымдарының ашылуы, ұйымдық өзгерістердің жетілдірілуі әбден мүмкін. Қазақстан өзінде геосаяси деңгейдегі елдердің қатарына қосылып үлгерді. Мұның екі негізгі факторы бар, оның бірі – Қазақстанның мол қазба байлығы қазірдің өзінде ғалам назарын өзіне аударып отыр. Сондықтан да осындай жағдайда стратегиялық саланы мемлекеттік басқаруда босаңдыққа және қателікке жол беруге болмайды.

Екіншіден, біздің мемлекетіміздегі тұрақтылық өзге мемлекет іскерлерінің инвестициялық тұрғыдан саяси және экономикалық тәуекелге баруына жол ашып берді. Олар Қазақстанның мол байлығынан мейлінше көп қарпып қалуға тырысып жатқан шақта еліміз бұрынғысынша шикізат көзі ғана болып қала бермеуі тиіс. Ол үшін қазірдің өзінде нәтижелі жұмыс жасап жатқан мұнай-газ саласындағы құрылымдардың уақыт үрдісінен қалыс қалмай табандылық пен іскерлік қабілет-қарымын жарқырап көрсетуі қажет.

Қазіргі таңда тек қана шикізатқа бағдарланған ел болып қалмас үшін біз ғылым мен техниканың жетістігіне, жоғары технологияға сүйенген дүниежүзілік стандарттарға сай, сапалы өнім өндіретін кәсіпорындарды дамытумен қатар, дамыған индустриалды елдер қатарына қосылу мақсатында білімді, саналы, бәсекеге қабілетті, техниканы жақсы меңгерген тәжірибелі мамандарды даярлауымыз қажет.

Халық шаруашылығында мұнай мен газды кең қолдану мұнай және газды өнеркәсібін ары қарай дамытудың қажеттілігін анықтайды. Қазіргі кезде жаңа кен орнын игеруді жылдамдату, сонымен қатар пайдаланудың әртүрлі сатыларындағы мұнай және газ кеніштерін игеру тиімділігін арттырумен сипатталынады. Игеру тиімділігі мұнай және газ кеніштерін мұқият зерттеумен қол жеткізіледі. Тек осы негізде әрбір нақты кеніш үшін игеру жүйелерін енгізу мен мұнайгаз беру коэффициентін жоғарылату, яғни қойнаудан мұнай мен газды максималды шығаруға жету арқылы мүмкін.

Сәйкесінше геология-кәсіпшілік зерттеулерді, қорларды есептеу, жаңа техника мен ғылымның жетістіктерінің есебімен жүзеге асырылған игеру жүйесін талдауды, игеруді жобалауды жетілдіру негізінде қойнаудан мұнай мен газды толық шығаруды қамтамасыз етеді. Яғни бұл кезде мұнай мен газ өнеркәсібінің басынан жинақталған барлық тәжірибелер ескеріледі. Оқу құралында кен орнын игеру жүйелері мен объектілерін таңдау принциптері, кеніштер жұмысының әртүрлі режимінде игеру көрсеткіштерін есептеу, мұнай және газ кен орындарын реттеу мен бақылаудың қазіргі әдістері қарастырылған.

ҚОЛДАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР

1. Арбузов В. Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Часть 1: учебное пособие /В. Н. Арбузов; Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011г. – 200с.
2. Арбузов В. Н. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях: практикум/В. Н. Арбузов. , Е. В. Курганов; Томский политехнический университет - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015г. 68с.
3. Баймаханов Г. А. Основы проектирования технологии добычи: Учеб. пособие. – Алматы:КазНТУ, 2015. – 196 с. – Ил. 24. Табл. 21. Библиогр. – 19 назв.
4. Гидродинамические методы исследования скважини пластов: Методические указания к практическим занятиям /Санкт-Петербургский горный университет. Сост. : П. В. Рощин, Г. Ю. Коробов, СПб, 2017. 61 с.
5. Гиматудинов Ш. К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений /Дунюшкин И. И. , Зайцев В. М. , Коротаев Ю. П. −М. :Недра, 1988.
6. МаксимовМ. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений / М. И. Максимов. − М. : Недра, 1975.
7. Методические указанияпо геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. (РД 153-39. 0-110-01)
8. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. - М:ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. - 816 с.
9. Мұнай кен орындарын игеру: Жоғары оқу орындарына арнал-ған оқулық /Авторлар: А. Т Қартабай, Е. С Орынғожин, А. К Есімханова / – Алматы: Экономика. – 2013. – 378 бет.
10. Мұнай, газ және газ конденсатын өндірудің барлық тәсілдеріндегі технологиялық үдерісін жүргізу: орта кәсіптік білім беру мекемелерінің студ. арналған оқулық / Ю. Д Кадырбекова, Ю. Ю Королёва. — М. :«Академия» баспа орталығы, 2015. — 320 б.
11. Нұрсұлтанов Ғ. М. Мұнайды өндіріп, өңдеу /Қ. Н Абайылданов. – Алматы: ҚазҰТУ, 2003. –520б.
12. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учебноепособие / Г. П Зозуля, А. В Кустышев, В. ПОвчинников и др. ; под ред. Г. П. Зозули. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. — 372 с.
13. Пулькина Н. Э. , Зимина С. В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. Томский политехнический университетТомск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 203с.
14. Росляк А. Т. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие /А. Т. Росляк, С. Ф. Санду; Томский

политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 152с.

15. Санду С. Ф. Практикум по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений»: учебное пособие /С. Ф. Санду, А. Т. Росляк, В. М. Галкин; Томский политехнический университет. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012г.

16. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учеб. пособие для вузов/Ю. ПЖелтов, И. Н Стрижов, А. Б Золотухин, В. М Зайцев —М. : Недра, 1985, 296 с, ил.

17. Токарев М. А. , Ахмеров Э. Р. , Файзуллин М. Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001г. 60с.

18. Чоловский И. Л. , Тимофеев В. А. Методы геолого-промыслового контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: Учеб. пособие для вузов. -М . :Недра, 1 9 92 . - 176 с. : ил.

19. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях /И. А. Галикеев, В. А Насыров, А. М Насыров. – Ижевск: ООО «ПарацельсПринт», 2015. – 354с.

20. Юшков, И. Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб. -метод. пособие /И. Р Юшков, Г. П Хижняк, П. Ю Илюшин. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177с.

21. Ысқақ А.С. «Шельфті кен орындарын меңгеру» пәні бойынша студенттердің тәжірибелік жұмыстарына арналған методикалық нұсқау- Алматы, ҚазҰТУ, 2013 ж.

С.Н. ҚОЙШЫБАЕВ, А.Д. МОЛДАКУЛОВА, А.Р. КЕМБАЕВ,
Б.Н. БУХАРБАЕВ

СКВАЖИНАЛАРДЫ ИГЕРУ МЕН ПАЙДАЛАНУДЫҢ ТИІМДІ РЕЖИМДЕРІ

Басуға 10.12.2018 ж. қол қойылды
Пішімі 60*84 1/8
Цифрлық баспа
Шартты басп.т. 18. Таралымы 32 дана.

«Профи Полиграф» компаниясында басылған