

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу**

О.В.Соломчак

**ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ПІДПРИЄМСТВ НАФТОВОЇ І
ГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ**

ПІДРУЧНИК

Затверджено Міністерством освіти і науки України

**Івано-Франківськ
2008**

Затверджено Міністерством освіти і науки України як підручник для студентів вищих навчальних закладів (лист №1.4/18-Г-2305 від 21.12.2007 р.)

УДК 621.311:622.323

Соломчак О.В. Електропостачання підприємств нафтової і газової промисловості. Підручник - Івано-Франківськ: Факел, 2008.- 433 с.

Підручник підготовлено згідно з робочою програмою дисципліни “Електропостачання підприємств нафтової і газової промисловості” спеціальності “Електротехнічні системи електроспоживання” і призначений для студентів очної і заочної форм навчання вищих навчальних закладів.

У підручнику наведено характеристики нафтової і газової промисловості України, викладено вимоги до схем електропостачання та електричних апаратів, розглянуто склад електроприймачів, схеми електропостачання та електроспоживання основних технологічних комплексів нафтогазової промисловості: бурових станків, установок механізованого видобутку нафти та підтримки пластового тиску, промислових насосних та компресорних станцій, газопереробних заводів, магістральних нафто- і газопроводів, висвітлено питання компенсації реактивної електроенергії та захисту металоконструкцій від корозії. У додатках наведено технічні характеристики сучасних компенсуючих пристроїв, устаткування катодного захисту, електронних лічильників та методики, які необхідні в курсовому та дипломному проектуванні.

Рецензенти:

Бурбело М.Й. -д.т.н.,проф.,завідувач кафедри «Електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту» Вінницького національного технічного університету.

Маліновський А.А. -д.т.н.,проф., завідувач кафедри «Електропостачання промислових підприємств, міст і сільського господарства» НУ «Львівська політехніка».

Бурлій О.М. – головний енергетик ВАТ «Укрнафта»

ISBN 966–694–029–9

© Соломчак О.В.

ЗМІСТ

	Стор
ВСТУП	6
1 ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТОВОЇ І ГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ	9
1.1 Структура НАК „НАФТОГАЗ УКРАЇНИ”	9
1.2 Показники виробничої діяльності	26
2 СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	42
2.1 Характеристика основних споживачів електричної енергії	42
2.2 Електричні мережі	45
2.3 Трансформаторні підстанції і розподільні пристрої	56
3 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ БУРОВИХ СТАНКІВ	99
3.1 Роторне буріння	99
3.2 Буріння електробуром	117
3.3 Визначення електричних навантажень бурових станків	129
4 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ УСТАНОВОК МЕХАНІЗОВАНОГО ВИДОБУТКУ НАФТИ	146
4.1 Електропостачання штангових плунжерних насосів	146
4.2 Електроспоживання ШПН	159
4.3 Електропостачання електровідцентрових насосів	172
4.4 Електроспоживання ЕЦН	182
4.5 Графіки навантажень установок механізованого видобутку нафти	185
5 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ УСТАНОВОК ПІДТРИМКИ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ	189
5.1 Схеми електропостачання кушових насосних станцій	189
5.2 Електрообладнання кушових насосних станцій	193
5.3 Електроспоживання кушових насосних станцій	195

6	ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НАСОСНИХ СТАНЦІЙ ВНУТРІШНЬОПРОМИСЛОВОГО ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТИ	200
6.1	Схеми електропостачання ДНС	200
6.2	Електрообладнання ДНС	201
7	ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ	206
8	ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГАЗОПЕРЕРОБНИХ ЗАВОДІВ	213
8.1	Характеристика установок ГПЗ	213
8.2	Схеми електропостачання ГПЗ	216
9	ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ	229
9.1	Магістральні нафтопроводи	230
9.2	Зовнішнє електропостачання	231
9.3	Внутрішнє електропостачання НПС	238
9.4	Електрообладнання головної НПС	241
9.4	Електрообладнання підпірної НПС	248
9.5	Електрообладнання проміжної НПС	249
9.6	Електропостачання і електрообладнання лінійної частини нафтопроводу	250
9.7	Релейний захист і автоматика в системах електропостачання НПС	251
9.8	Електроспоживання НПС	255
9.9	Енергозаощадження у нафтопровідному транспорті	258
10	ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ	264
10.1	Компресорні станції магістральних газопроводів ..	264
10.2	Електропостачання КС	269
10.3	Електроспоживання КС	275
11	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ..	279
11.1	Засоби компенсації реактивної потужності	279
11.2	Методика вибору та порівняння варіантів компенсації реактивної потужності	281

11.3 Оптимальні варіанти компенсації реактивної потужності	295
12 ЗАХИСТ МЕТАЛОКОНСТРУКЦІЙ ВІД КОРОЗІЇ . . .	297
12.1 Короткі відомості про корозію	297
12.2 Електрокорозія блукаючими струмами	305
12.3 Надійність системи протикорозійного захисту	307
12.4 Засоби протикорозійного захисту	309
Предметний покажчик	336
Перелік використаних джерел	338
ДОДАТКИ	340
Додаток А . Технічні засоби компенсації реактивної потужності	341
Додаток Б. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами	374
Додаток В. Випростувачі й устаткування катодного захисту	399
Додаток Г. Технічні характеристики електронних лічильників	407

ВСТУП

Метою даного видання є вироблення у молодого спеціаліста навиків експлуатації, обслуговування та проектування систем електропостачання технологічних комплексів (ТК) нафтової і газової промисловості (НГП).

Підручник підготовлений у відповідності з робочою програмою дисципліни «Електропостачання підприємств нафтової і газової промисловості», яка є профільною при підготовці спеціалістів і магістрів спеціальності 7.090603-Електротехнічні системи електроспоживання за спеціалізацією «Електричні системи підприємств нафтової і газової промисловості».

Крім того даний підручник може бути використаний при викладанні курсу «Електропостачання та електрообладнання підприємств нафтової і газової промисловості» студентам нафтогазових факультетів вищих навчальних закладів і технікумів.

Задачами вивчення дисципліни є:

- вивчення структури НГП та особливостей технологічного процесу у взаємозв'язку із питаннями електропостачання;
- вивчення типових схем електропостачання технологічних комплексів;
- ознайомлення з характерними електроприймачами технологічних комплексів НГП, режимами їх роботи та показниками;
- вивчення електрообладнання та електроосвітлення об'єктів НГП;
- розрахунок електричних навантажень підприємств НГП та подальше вдосконалення методики визначення електричних навантажень підприємств нафтової і газової промисловості;
- визначення оптимального варіанту компенсації реактивної потужності;

– вибір схеми та пристроїв захисту металоконструкцій від корозії.

Викладання даної дисципліни ґрунтується на таких дисциплінах, як «Електричні системи і мережі», «Електричні апарати», «Електрична частина станцій і підстанцій», «Релейний захист», «Електросилові та електроосвітлювальні установки», «Основи електропостачання».

Підручник «Електропостачання підприємств НГП» буде корисним при виконанні дипломного проекту студентами енергетичних і нафтогазових факультетів.

У даному підручнику розглядаються питання структури НГП, особливості технологічного процесу, типові схеми електропостачання та електрообладнання. Особливу увагу приділено схемам електропостачання, складу основних та допоміжних електроприймачів, розрахунку електричних навантажень, режимам роботи та графікам електричних навантажень, питанням раціонального енергоспоживання таких технологічних комплексів НГП: бурові станки, установки механізованого видобутку нафти, кущові насосні станції, внутрішньопромислові насосні і компресорні станції, газопереробні заводи, магістральні нафто і газопроводи. Розглянуто сучасні підходи до питань компенсації реактивної потужності та електрозахисту металоконструкцій від корозії.

У додатках наведено технічні характеристики сучасних засобів компенсації реактивної потужності та приладів обліку електроенергії, пристроїв захисту металоконструкцій від корозії та методику оплати за перетоки реактивної електроенергії, які будуть корисні студентам та інженерно-технічним працівникам при проектуванні систем електропостачання та впровадженні заходів з енергозаощадження.

Відображено сучасні підходи до побудови схем електропостачання та використання новітнього

електрообладнання і передових технологій у електроенергетиці.

При підготовці даного підручника автором використано матеріали з реальних підприємств НГП України, який зібрано протягом ряду років при виконанні науково-дослідних робіт для підприємств НГП та проходженні стажувань.

У розділі компенсація реактивної електроенергії наведено розроблену автором методику вибору та порівняння варіантів компенсації реактивної потужності, яка базується на сучасних економічних підходах до визначення економічної ефективності та була опублікована у журналі «Енергетика і електрифікація» №9 за 2004р.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТОВОЇ І ГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ

1.1 Структура НАК „НАФТОГАЗ УКРАЇНИ”

НАК “Нафтогаз України” створена як вертикально-інтегрована нафтогазова компанія, що здійснює повний цикл операцій з видобутку, переробки та реалізації нафти і газу. 100% статутного фонду “Нафтогазу України”, розмір якого еквівалентний \$650 млн., належить Кабінету Міністрів України. Компанія створена з метою вертикальної інтеграції нафтогазового комплексу України.

До складу Компанії входять три основних видобувних підприємства – ДК “Укргазвидобування”, ВАТ “Укрнафта” та ДАТ “Чорноморнафтогаз”, кожне з яких має розгалужену виробничу структуру, що забезпечує розвідку та видобуток газу, нафти і газового конденсату.

Переробна база Компанії складається з шести газопереробних заводів, що входять до складу ДК “Укргазвидобування” та ВАТ “Укрнафта”. Шебелинське переробне підприємство “Укргазвидобування” потужністю 720 тис. тонн на рік є найсучаснішим підприємством нафтопереробної галузі України. Виробництво мастил та олив здійснює найбільше в СНД спеціалізоване підприємство – ВАТ “Азмол”.

Транспортний напрямок бізнесу Компанії уособлюють оператори газової та нафтової трубопровідних мереж України – ДК “Укртрансгаз” та ВАТ “Укртранснафта”. ДАТ “Укрспецтрансгаз” є оператором з перевезення скраплених газів у межах України.

Реалізацію газу на внутрішньому ринку України здійснює дочірня компанія “Газ України”. Виробничо-збутове підприємство “Нафтогаз” у вересні 2002 року визначене оператором зі створення фірмової мережі автозаправних

станцій НАК “Нафтогаз України”. ДП “Укрнафтогазкомплект” здійснює централізоване постачання матеріально-технічних ресурсів для потреб підприємств “Нафтогазу України”.

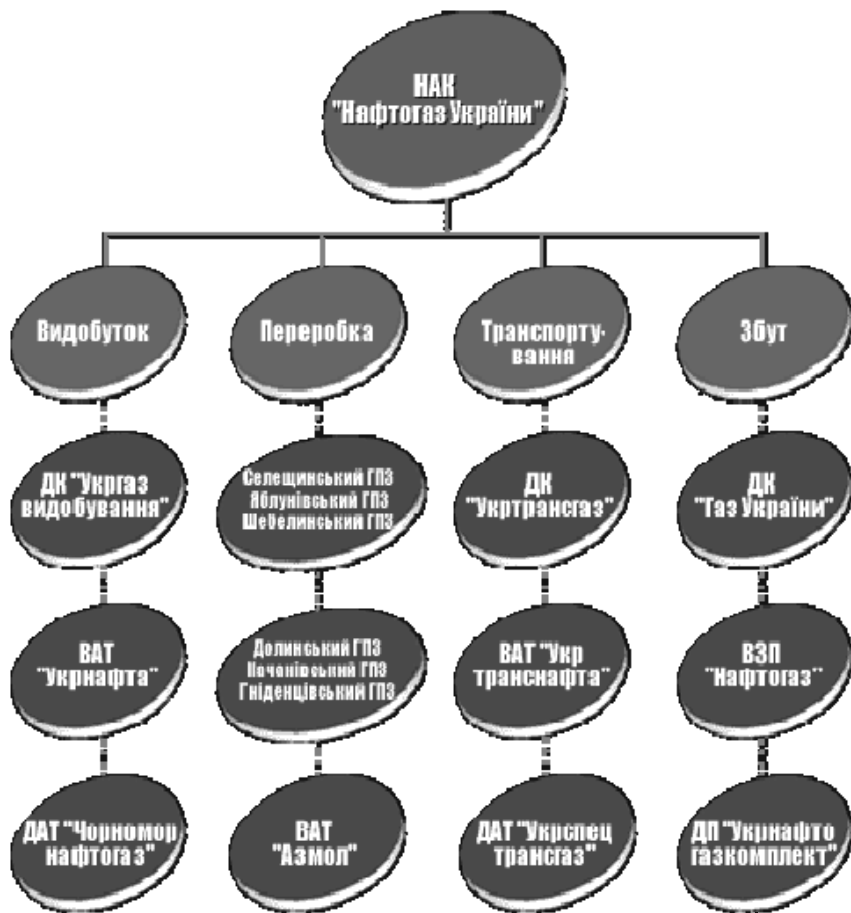
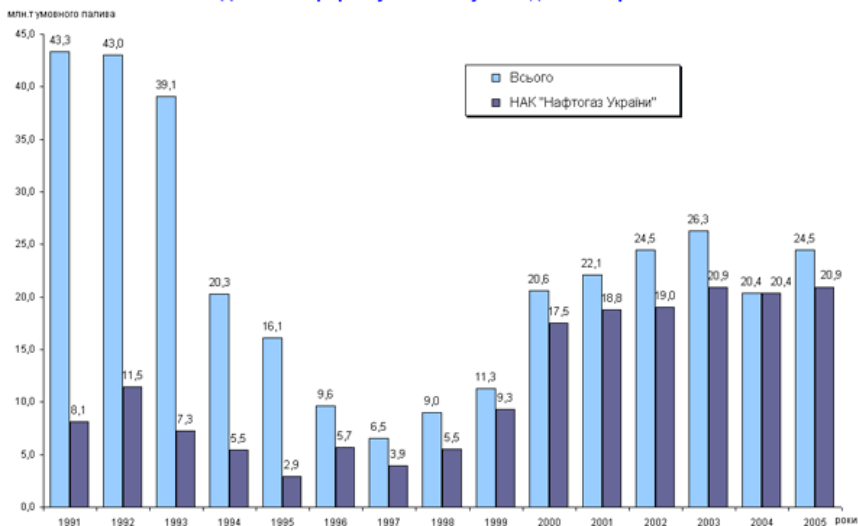


Рисунок 1.1 - Структура компанії НАК “Нафтогаз України”

Динаміка приросту запасів вуглеводнів по Україні



1.1.1 ДК "Укргазвидобування"

Дочірня компанія "Укргазвидобування" – головне підприємство НАК "Нафтогаз України" з видобутку природного газу і газового конденсату. До підрозділів ДК "Укргазвидобування", що безпосередньо здійснюють розвідку і видобуток природного газу, належать: "Укрбургаз", "Полтавагазвидобування", "Шебелинкагазвидобування", "Харківгазвидобування" та "Львівгазвидобування".

Підприємства ДК "Укргазвидобування" розробляють 118 газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищ. В 2005 р. Компанією було видобуто 14,6 млрд. куб. м природного газу, що на 251,7 млн. куб. м більше, ніж в 2004 р. В 2005 р. ДК "Укргазвидобування" здійснює видобуток нафти на 16 родовищах.

В 2005 р. видобуток газоконденсату з нафтою склав 797,35 тис. тонн, що на 2 % більше, ніж в 2004 р. За цей період

введено в експлуатацію 7 нових нафтових свердловин, що дало можливість додатково видобути 20581 тону нафти. В 2004 р. у зв'язку з падінням робочих тисків свердловин було здійснено реконструкцію Хрестищенської та Червонодонецької дожимно-компресорних станцій. Агрегати з високим тиском на вході були замінені на нові, з більш низьким тиском, який відповідає тиску свердловин. В результаті реконструкції щорічний видобуток природного газу по Компанії зріс на 1 млрд. куб. м, або на 7 %; споживання електроенергії на ДКС знизилася в 25 разів до 1 млн. кВт/год. на рік.

Для підвищення конденсатовіддачі та підтримки стабільного рівня видобутку конденсату 3 родовища розробляються в режимі сайклінг-процесу, завдяки чому тільки в 2005 р. додатково було видобуто 185 тис. тонн газового конденсату.

1.1.2 ВАТ "Укрнафта"

Відкрите акціонерне товариство "Укрнафта" є найбільшим нафтовидобувним підприємством України, до складу якого входять 30 виробничих та обслуговуючих підрозділів. Нафтогазовидобувними управліннями товариства є "Долинанафтогаз", "Надвірнанафтогаз", "Бориславнафтогаз" (Західний регіон), "Полтаванафтогаз", "Чернігівнафтогаз" і "Охтирканафтогаз" (Східний регіон). Переважна частина видобутку нафти по "Укрнафті" припадає на Східний регіон. У 2005 рік видобуток нафти з конденсатом становив 3120,7 тис. тонн, газу - 3271,7 млн. куб. м.

Нафтові родовища

Динаміка рівнів видобутку нафти і газу та їх абсолютна величина визначається введенням в розробку основних нафтових родовищ, а саме:

1959 р. - **Долинське** нафтове родовище з видобувними запасами 38,3 млн.т (Івано-Франківська область);

Глинсько-Розбишівське нафтове родовище з видобувними запасами 31,7 млн.т (Полтавська область);

1960 р. - **Гнідинцівське** нафтове родовище з видобувними запасами 38,0 млн.т (Чернігівська область);

1961 р. - **Качанівське** нафтове родовище з видобувними запасами 17,9 млн.т (Сумська область);

1963 р. - **Леляківське** нафтове родовище з видобувними запасами 52,4 млн.т (Чернігівська область).

В 2005 році Компанія розробляла 98 родовищ вуглеводнів, з них 42 нафтових, 12 газоконденсатних та 44 нафтогазоконденсатних. Розробка 29 родовищ здійснюється із застосуванням методів нагнітання води у продуктивні горизонти з метою підтримання пластового тиску. За рік закачується до 11,5 млн. куб.м води.

Це дає змогу в кінцевому результаті збільшити нафтовидобуток з продуктивних пластів більш ніж у 2 рази.

Буріння

Для стабільного нарощування рівнів видобутку нафти і газу в Україні вкрай важливо забезпечити зростання обсягів ресурсної бази за рахунок приростів запасів нафти і газу. Реалізація Програми розвитку геологорозвідувальних та бурових робіт є основним шляхом поповнення ресурсної бази Компанії. Програма передбачає збільшення обсягів пошуково - розвідувального буріння та оптимізацію видобутку нафти і газу з кожної свердловини.



Аналіз виробничо-господарської діяльності бурових підприємств за звітний період свідчить про те, що практично всі УБР мають сьогодні резерв підвищення продуктивного часу буріння і в той же час покращення основних техніко-економічних показників буріння за рахунок зниження простоїв бурових бригад, допоміжних робіт при будівництві свердловин, а також зниження аварійності і браку в роботі, які ще складають значний відсоток в балансі календарного часу буріння.

В 2005 році пробурено 161,5 тис. метрів експлуатаційного та пошуково - розвідувального буріння, закінчено будівництво восьми пошуково - розвідувальних свердловин, відкрито чотири нових нафтових поклади.

Приріст запасів за підсумками 2005 року склав 1803 тис. тонн умовного палива, що на 221 тис. тонн більше, ніж в 2004 році.

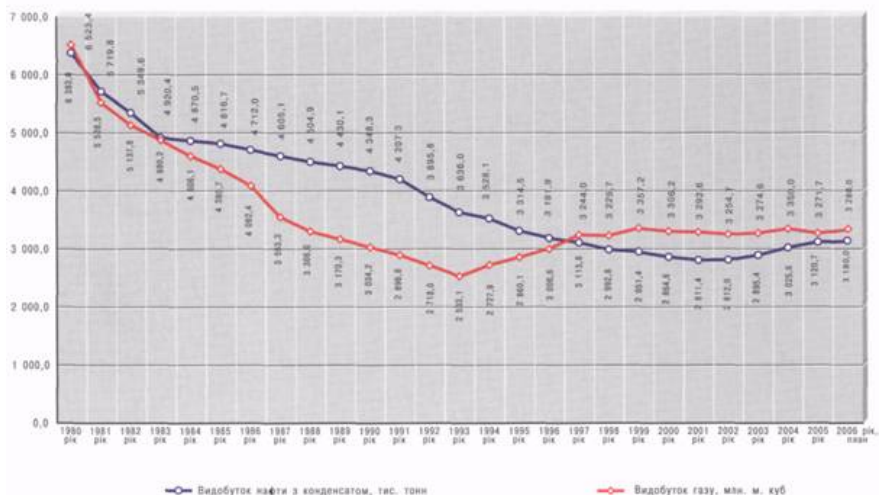
Видобуток

Компанією створено необхідні умови для стабілізації обсягів видобутку нафти і газу та послідовного їх нарощування: збільшено обсяги геологорозвідувального та експлуатаційного буріння, зросли розвідані запаси, впроваджено нове промислове обладнання та нові технології. Видобування нафти здійснювалось на території двох нафтогазоносних регіонів України: Дніпровсько-Донецькій западині та Прикарпатському прогині. Роботи з видобування вуглеводнів проводили шість нафтогазовидобувних управлінь (НГВУ), що входять до складу Компанії. В східному регіоні (Дніпровсько-Донецька



западина) - це НГВУ: “Чернігівнафтогаз”, “Полтаванафтогаз”, “Охтирка-нафтогаз», в західному - НГВУ “Долинанфтогаз”, Бориславнафтогаз”, “Надвірнанафтогаз”. У 2005 рік видобуток нафти з конденсатом становив 3120,7 тис. тонн, газу - 3271,7 млн. куб. м

Динаміка видобутку нафти з конденсатом та газу в 1980-2005 рр. та план на 2006 рік



Таблиця 1.1 - Структура видобутку нафти з конденсатом та природного та нафтового газу

Підприємства	Нафта з конденсатом, ТОНН	Природний та нафтовий газ тис.м ³
НГВУ “Чернігівнафтогаз”	549 500	199 000
НГВУ “Полтаванафтогаз”	330 100	1 503 100
НГВУ “Охтирканафтогаз”	1 624 000	1 188 100
НГВУ “Долинанфтогаз”	349 300	95 900
НГВУ “Бориславнафтогаз”	100 700	41 500
НГВУ “Надвірнанафтогаз”	167 100	244 100
ВАТ ”Укрнафта”	3 120 700	3 271 700

Подальшу стабілізацію та зростання видобутку нафти і газу Компанія планує за рахунок значного збільшення обсягів геологорозвідувального та експлуатаційного буріння, розгортання робіт з інтенсифікації видобутку, нарощення розвіданих запасів нафти і газу.

Переробка попутного газу

Газопереробні заводи Компанії є найбільшими в Україні виробниками скрапленого газу та фракції легкої. Переробка вуглеводнів, які видобуває Компанія, забезпечується власними потужностями Гнідинцівського, Качанівського та Долинського газопереробних заводів. Кожен із заводів є частиною виробничого комплексу, який дозволяє використовувати ресурси нафтового газу та зменшувати втрати нафти і конденсату при розробці нафтогазових родовищ. Газопереробні заводи Компанії протягом 2005 р. збільшили



виробництво: скрапленого газу - на 11,6 тис. тонн, або на 7,3% - з 158,9 тис. тонн у 2004 році до 170,5 тис. тонн у 2005 році ; фракції легкої на 15,8 тис. тонн, або на 7,1% - з 222,9 тис. тонн у 2004 році до 238,7 тис. тонн у 2005 році. Нарощування обсягів виробництва продукції газопереробки в першу чергу зумовлено збільшенням обсягів стабілізації конденсату та збільшенням виробництва широкої фракції легких вуглеводнів.

Динаміка виробництва скрапленого газу
та фракції легкої у 1998-2005 рр. та план на 2006 рік



Таблиця 1.5 - Структура виробництва зрідженого газу та стабільного бензину ГПЗ

Підприємства	Зріджений газ, тис. тонн	Стабільний бензин, тис. тонн
Гнідинцівський ГПЗ	116,2	149,4
Качанівський ГПЗ	39,9	80,7
Долинський ГПЗ	14,4	8,6
ВАТ «Укрнафта»	170,5	238,7

1.1.3 ДАТ "Чорноморнафтогаз"

Державне акціонерне товариство "Чорноморнафтогаз" здійснює розвідувальне та експлуатаційне буріння, видобування нафти і газу в акваторії Чорного і Азовського морів, підземне зберігання газу в Республіці Крим, та транспортування газу магістральними газопроводами з виходом у систему європейського газопостачання.



"Чорноморнафтогаз" повністю забезпечує природним газом населення Криму, а також частково покриває потреби в газі підприємств та організацій АРК.

До складу Виробничої інфраструктури ДАТ „Чорноморнафтогаз" входить:

- Берегова виробнича база по забезпеченню морських робіт і обладнання морських родовищ, що включає комплекс по виготовленню металоконструкцій, платформ, секцій морських газопроводів, ремонтно-механічні цехи, складські приміщення, вантажно-розвантажувальні засоби тощо;
- Спеціалізований порт "Чорноморськ" з причальним фронтом довжиною 1700 м., добре захищеною акваторією, судноремонтним комплексом і ділянкою підводно-технічних робіт;
- Технологічний флот у складі 22 одиниць плавзасобів, у тому числі 12 великих і унікальних суден, серед яких судна постачання, кранові, аварійно-рятувальні, протипожежні, водолазні та інші судна;
- 9 морських газодобувних стаціонарних платформ з розміщеним на них технологічним устаткуванням, засобами контролю, зв'язку тощо;

- 2 плавучі самопідйомні бурові установки "Сиваш" і "Таврида", що здатні бурити експлуатаційні і розвідувальні свердловини глибиною до 6000 м. при глибинах моря 70 м. СПБУ "Таврида" має контелевер і може бурити експлуатаційні свердловини на стаціонарних платформах;
- Газотранспортна система Криму зв'язана з газотранспортною системою України і включає більш ніж 1200 км магістральних газопроводів, у тому числі 282 км морських.
- Підземне сховище газу з активним обсягом першої черги 1 млрд. м³ і повним обсягом 3 млрд. м³, яке зв'язано з газотранспортною системою;
- 43 газорозподільні станції;
- 2 автомобільні газозаправні компресорні станції.

На балансі ДАТ "Чорноморнафтогаз" знаходиться 14 родовищ. З них на теперішній момент розробляється 7 родовищ:

- 4 газові та газоконденсатні родовища на шельфі (Голіцинське, Штормове, Архангельське на Чорному морі і Стрілецьке на Азовському),
- 2 газові родовища (Джанкойське і Задорненське)
- 1 нафтове (Семенівське) на суші.

Морський видобуток газу ведеться з 8 морських стаціонарних платформ і 4 блок - кондукторів: 6 - у Чорному морі (Голіцинське ГКР, Штормове ГКР і Архангельське ГР) і 2 - в Азовському морі (Стрілецьке ГР).



Рисунок 1.2- Загальна схема виробництва - видобутку і переробки газу

Видобуток газу

ДАТ "Чорноморнафтогаз" самостійно здійснює весь комплекс геологорозвідувальних робіт, у тому числі глибоке розвідувальне буріння на морі й на суші, промислове будівництво, видобуток, транспортування і збереження природного газу та рідких вуглеводнів.

Видобуток нафти

ДАТ "Чорноморнафтогаз" здійснює видобуток нафти на Семенівському нафтовому родовищі, розташованому в Ленінському районі поблизу смт. Щолкіно. Родовище має обмежені запаси видобутку, воно знаходиться в розробці з 1984 року. Максимальний видобуток нафти за добу складає 50 т/добу. Нафта цього родовища містить цінні маслянисті компоненти і використовується як сировина для високоякісних гідравлічних олій у промисловості України. Основна частка

цієї нафти переробляється на Львівському нафтопереробному заводі.

Обсяг видобутого газу склав близько 0,8 млрд. куб. м, нафти та газового конденсату - 73 тис. тонн. “Чорноморнафтогаз” має власну газотранспортну мережу довжиною більше 1.2 тис. кілометрів, 282 км. морських газопроводів, а також 43 газорозподільних та 2 компресорні станції, підземне сховище газу повною ємністю 3 млрд. куб. м., дві плавучі самопідйомні бурові установки “Таврида” та “Сиваш”.

Підприємство запроваджує нові технології буріння морських свердловин - **нахилені свердловини з великим відступом від вертикалі та горизонтальним скінченням** (рис. 1.3). Це дозволяє:

- знижувати вартість розробки морських родовищ,
- збільшувати темпи відбору нафти і газу.

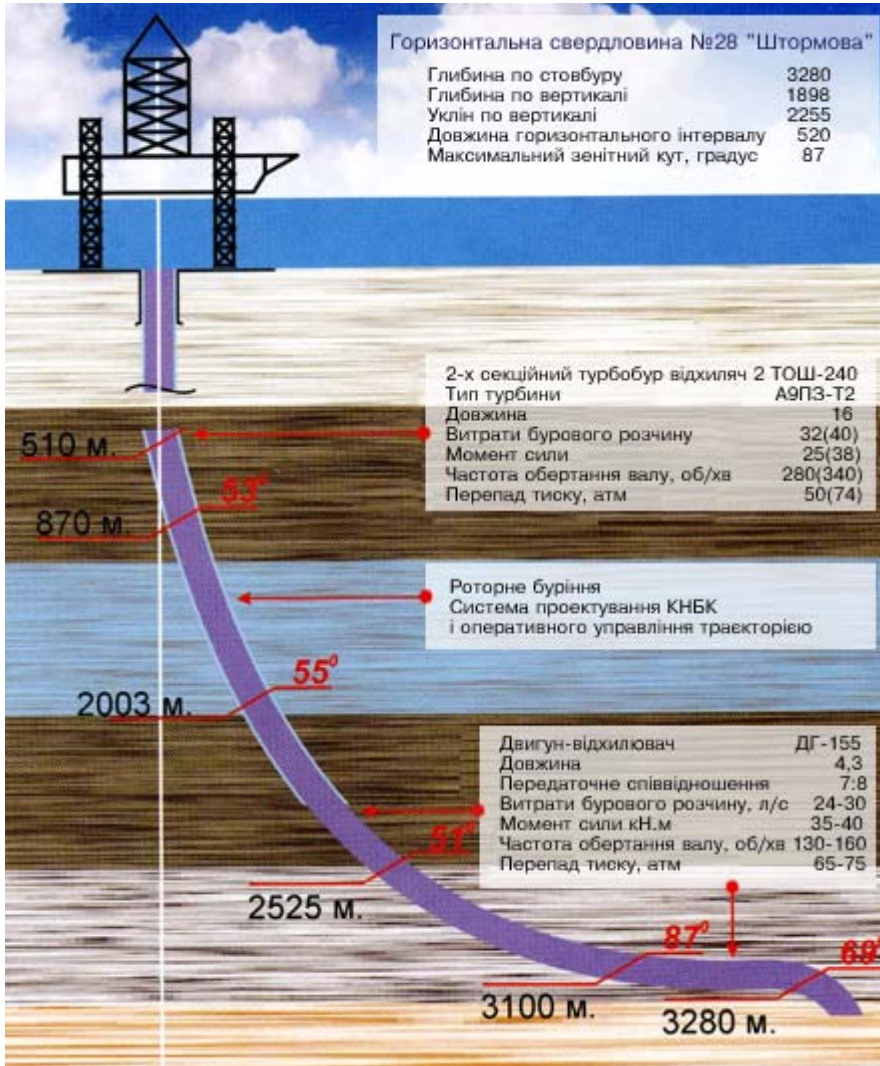


Рисунок 1.3 - Рациональна схема розробок

1.1.4 ВАТ "Азмол"

Відкрите акціонерне товариство "Азмол" є провідним виробником мастил та олів у СНД. Номенклатура виробництва мастильних матеріалів "Азмолу" складає понад 100 найменувань. Окрім поставок на внутрішній ринок, підприємство експортує свою продукцію у Росію, Білорусь, Німеччину, Польщу та інші країни.

1.1.5 ДК "Укртрансгаз"

Дочірня компанія "Укртрансгаз" виступає оператором системи магістральних газопроводів високого тиску загальною довжиною понад 37 тис. кілометрів. До складу газотранспортної системи України входять 71 компресорна станція загальною потужністю 5,4 тис. МВт та 13 підземних сховищ газу загальним обсягом зберігання понад 32 млрд. куб. метрів. Мережа розподільних трубопроводів низького тиску загальною довжиною у 215 тис. км також управляється ДК "Укртрансгаз".

Операторами магістральних трубопроводів високого тиску є підрозділи ДК "Укртрансгаз" - "Харківтрансгаз", "Львівтрансгаз", "Прикарпаттрансгаз", "Донбастрасгаз", "Черкаситрансгаз" та "Київтрансгаз". Загальна пропускна спроможність цих підприємств складає: на вході - 290 млрд. куб. м природного газу на рік, на виході - 175 млрд. куб. м. У 2001 р. трубопровідною системою "Укртрансгазу" протранспортовано понад 200 млрд. куб. м газу, більшість з якого - російський газ, що транспортувався до 19 європейських країн.

1.1.6 ВАТ "Укртранснафта"

Відкрите акціонерне товариство "Укртранснафта" виступає оператором системи магістральних нафтопроводів України, довжина якої сягає 4524 км, а вхідна потужність – понад 110 млн. тонн нафти в рік. "Укртранснафта" об'єднала систему магістральних нафтопроводів "Дружба", систему "Придніпровських магістральних нафтопроводів", новозбудовану трубопровідну систему Одеса-Броди та термінал "Південний" під Одесою.

Нафтопроводи України забезпечують транспортування нафти на українські нафтопереробні заводи і транзитні поставки в країни Східної та Центральної Європи. Головним завданням ВАТ "Укртранснафти" є заповнення нафтою та вивід на робочий режим системи Одеса-Броди, що є складовою частиною Євро-Азіатського Нафтотранспортного Коридору (ЄАНТК).

1.1.7 ДАТ "Укрспецтрансгаз"

Державне акціонерне товариство "Укрспецтрансгаз" спеціалізується на транспортуванні залізницею скрапленого газу. Підприємство має у своєму розпорядженні більше 2 тис. цистерн для транспортування скрапленого газу.

1.1.8 ДК "Газ України"

Дочірня компанія "Газ України" була створена з метою координування експлуатації систем газопостачання, реалізації природного та скрапленого газу населенню України, комунально-побутовому сектору, бюджетним організаціям та промисловим споживачам та забезпечення розрахунків за реалізований газ. Завдяки цій структурній перебудові вдалося вдосконалити ступінь підпорядкованості підприємств газового

комплексу та структуру управління ними, і таким чином забезпечити надійний рівень керованості, дисципліну розрахунків за газ, підвищити безпеку, надійність та ефективність газового господарства країни.

Споживачі забезпечуються природним газом через розподільні газові мережі, довжина яких становить понад 246 тисяч кілометрів. Газом забезпечуються 16 млн. квартир та понад 83 тис. підприємств та організацій. У 2001 році споживачам України було реалізовано близько 63 млрд. куб. м. природного газу. Рівень газифікації житла природним газом на сьогодні становить 73% в містах та 24,5% в сільській місцевості, скрапленням газом відповідно 16 та 59 відсотки.

1.1.9 ВЗП "Нафтогаз"

Виробничо-збутове підприємство "Нафтогаз" створене з метою реалізації політики НАК "Нафтогаз України" на ринку скраплених газів та моторних палив. У серпні 2002 року підприємство визначене уповноваженим підрозділом Компанії з питань створення, розвитку та експлуатації фірмової мережі автозаправних станцій, що працюватимуть під брендом "Нафтогаз".

1.2 Показники виробничої діяльності

1.2.1 Розвідка і буріння

Підприємства НАК "Нафтогаз України" експлуатують 216 газових, нафтових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищ. Значна їх частина знаходиться на завершальній стадії розробки і характеризується ускладненими геологічними та технологічними умовами експлуатації.



Для підтримання видобутку нафти і газу на стабільному рівні, підприємства НАК "Нафтогаз України" в останні роки значно активізували обсяги геологорозвідувального буріння, взявши на себе функцію самостійного забезпечення перспективною сировинною базою. Раніше ці функції належали геологічним підприємствам.

Так, у 2005 році підприємства Компанії пробурили 195.1 тис.метрів експлуатаційних свердловин, або понад 88% від загальноукраїнських обсягів буріння. Понад 90% загальної вартості геологорозвідувальних робіт фінансується за рахунок власних коштів Компанії.



Рисунок 1.4 - Обсяги геологорозвідувального буріння

Обсяги експлуатаційного буріння упродовж останніх років залишалися стабільно високими. У 2005 році підприємства НАК "Нафтогаз України" пробурили 252 тис. метрів експлуатаційних свердловин.

Активізація та підвищення ефективності бурових робіт підприємствами Компанії протягом останніх років дозволили різко збільшити приріст запасів нафти і газу - сировинної бази, яку Компанія розроблятиме у наступні роки.

Обсяги експлуатаційного буріння в Україні

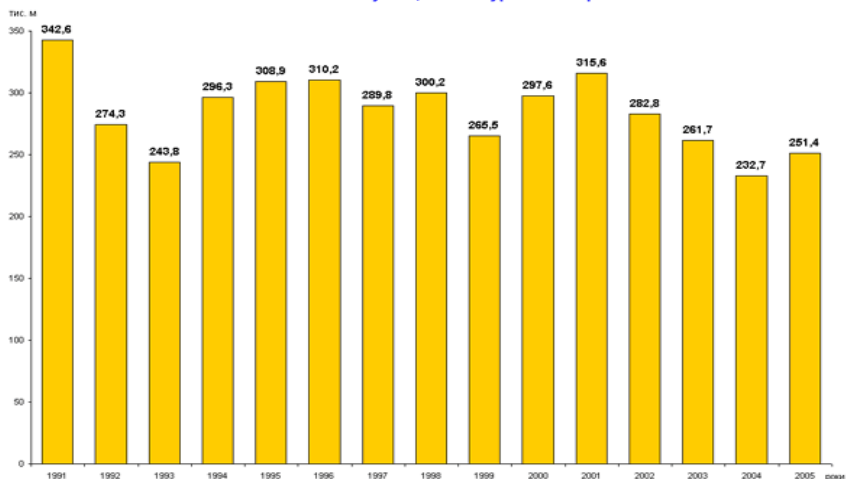


Рисунок 1.5 - Обсяги експлуатаційного буріння

1.2.2 Видобуток нафти

В Україні щорічно видобувається 3.7-4.1 млн. тонн легкої малосірчистої нафти, з яких понад 97% належить підприємствам Компанії. Місце провідного нафтовидобувного підприємства в структурі НАК "Нафтогаз України" займає ВАТ "Укрнафта". Видобуток нафти та газового конденсату здійснюють також ДК "Укргазвидобування" та ДАТ "Чорноморнафтогаз".

Вилучення нафти по НАК "Нафтогаз України" протягом останніх років вдалося стабілізувати на рівні 4 млн. тонн на рік за рахунок буріння нових нафтових свердловин, скорочення недіючого фонду, впровадження вторинних та



третинних методів видобутку нафти і конденсату.

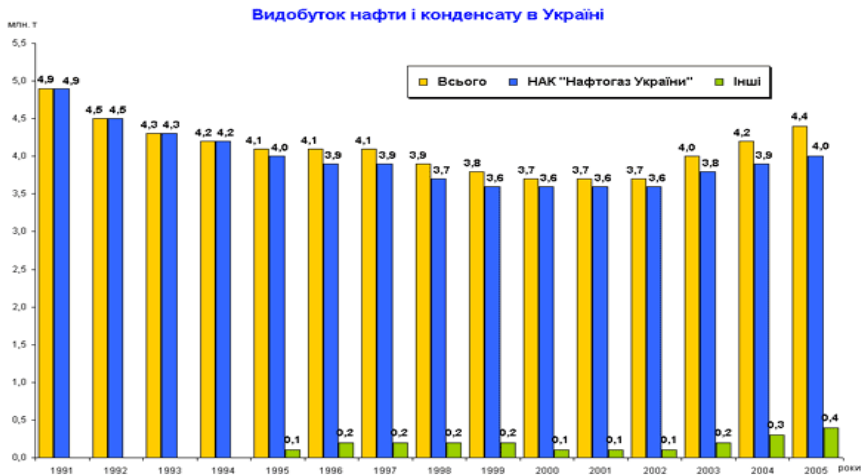


Рисунок 1.6 - Обсяги видобутку нафти

Стратегічними напрямками подальшого розвитку нафтогазовидобувних підприємств НАК "Нафтогаз України" є нарощування запасів вуглеводнів за рахунок збільшення обсягів та ефективності сейсмічних досліджень та пошуково-розвідувального буріння на перспективних площах та родовищах.

Поступове збільшення видобутку газу і нафти відбуватиметься за рахунок інтенсифікації видобутку з існуючих родовищ та введення нових потужностей. Компанія проводить оновлення і модернізацію парку бурового та нафтогазопромислового обладнання.

1.2.3 Видобуток газу

Видобування природного газу є одним з ключових видів діяльності НАК "Нафтогаз України". У структурі Компанії ці функції виконують ДК "Укргазвидобування", на яку припадає

близько 75% загальноукраїнського видобутку газу, та ДАТ "Чорноморнафтогаз", що займається розвідкою та видобутком нафти і газу в Криму та на шельфі Чорного та Азовського морів (4.2% від видобутку України).

Значні обсяги природного та супутнього газу (в сумі - понад 17% від загальноукраїнського газовидобутку) поставляє споживачам України ВАТ "Укрнафта". Підприємства системи НАК "Нафтогаз України" загалом видобувають понад 96% від загальноукраїнського видобутку газу.

Видобуток природного та супутнього нафтового газу в Україні має тенденцію до зростання і стабілізувався на рівні 18-20 млрд. куб. метрів завдяки активному впровадженню заходів з інтенсифікації видобутку на старих родовищах, а також підвищенню ефективності використання виробничої та ресурсної баз і введення в розробку нових родовищ.

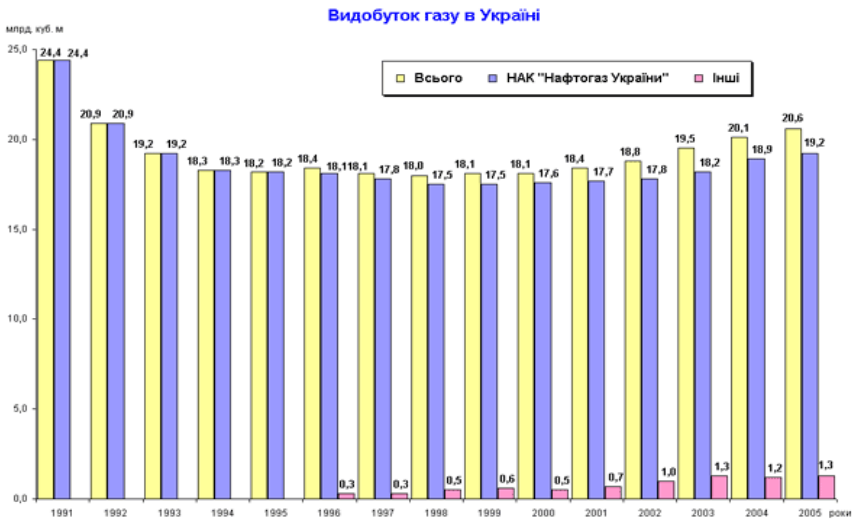


Рисунок 1.7 - Видобуток природного та супутнього нафтового газу

Необхідність відновлення виснаженої ресурсної бази Компанії на материковій Україні диктує необхідність диверсифікації регіонів газовидобутку. Прискорене вивчення та освоєння ресурсів акваторії Чорного та Азовського морів визначене одним з пріоритетів Компанії.

Стратегічною метою Компанії є диверсифікація ресурсної бази шляхом виходу у нові регіони видобутку газу. НАК "Нафтогаз України" вивчає можливість початку робіт з розвідки та видобутку запасів нафти і газу в Туркменістані та Узбекистані.

1.2.4 Транспортування газу

Транспортування природного газу належить до основних напрямків бізнесу НАК "Нафтогаз України". Оператором газотранспортної системи України є дочірня компанія "Укртрансгаз".

Газотранспортна система України об'єднує 37,8 тис. км магістральних газопроводів (в тому числі 14 тис. км діаметром 1020-1420 мм), 71 компресорну станцію, 13 підземних сховищ з активним об'ємом газу понад 32 млрд. куб. метрів. Пропускна здатність системи на вході дорівнює 290 млрд. куб. м на рік, на виході - 175 млрд. куб. м.

ДК "Укртрансгаз" здійснює доставку природного газу магістральними газопроводами до газорозподільних пунктів, де "блакитне паливо" передається до газопроводів середнього та низького тиску та їхньою мережею надходить до споживачів України. Газопроводи середнього та низького тиску експлуатують акціонерні товариства з газопостачання та газифікації, що також належить до структури Компанії.





Рисунок 1.8 - Газотранспортна система України

Державне акціонерне товариство "Чорноморнафтогаз" виконує функції транспортування та розподілу газу на території Кримського півострову та експлуатує Глібівське підземне сховище газу.

Україна залишається головним транзитером російського природного газу до європейських країн. Стратегічне значення української газотранспортної системи зумовлено вигідним географічним розташуванням України між основними газовидобувними регіонами і основними споживачами газу в Європі, розвинутою системою транзитних газопроводів, сполученням цих газопроводів з магістральними газопроводами всіх сусідніх держав, наявністю найбільшого в Європі (після Росії) комплексу підземних газосховищ, а також високим рівнем обслуговування та експлуатації газотранспортної системи.

Транзит газотранспортною системою України в 2005 році збільшився до 136.4 млрд. куб. м. До країн Європи було про-

транспортовано 121.5 млрд. куб. м, а транзит до південних регіонів Росії та Молдови склав 14.9 млрд. куб. м.

Для збереження конкурентноздатності української газотранспортної системи НАК "Нафтогаз України" розробив і здійснює програму реконструкції компресорних станцій, лінійної частини системи, газорозподільних і газовимірювальних станцій. Поряд з роботами, спрямованими на підвищення технічного рівня та надійності газотранспортної системи, виконуються роботи з її розширення. За останні 10 років побудовано і введено в експлуатацію 5 тис. км магістральних газопроводів та відводів, 9 компресорних цехів.

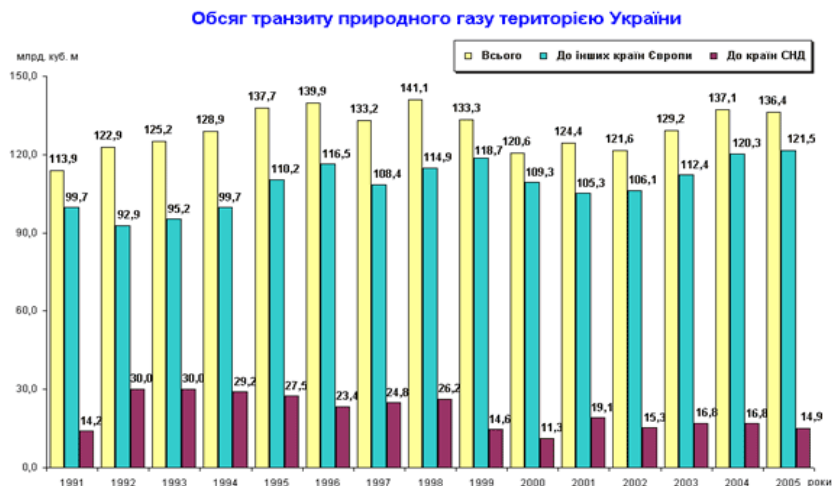


Рисунок 1.9 - Обсяги транзиту природного газу територією України

Для збільшення транзитних можливостей України у напрямку балканських країн та Туреччини створено спільне україно-російсько-турецьке акціонерне товариство "Газтранзит". Введення в експлуатацію газопроводів і компресорних станцій у південному напрямку дасть

можливість збільшити подачу природного газу в цьому напрямку на 14-15 млрд. куб. метрів на рік.



Рисунок 1.10 - Розвиток газотранспортної системи України, тис.км.

Стратегія НАК "Нафтогаз України" у сфері транспортування природного газу націлена на збереження та зміцнення України як головного транзитера продукції ВАТ "Газпром" до європейських споживачів.

1.2.5 Підземне зберігання газу

Важливим технологічним елементом газотранспортної системи України є 13 підземних газосховищ (ПСГ) з активним об'ємом зберігання понад 32 млрд. куб. м газу. Мережа підземного зберігання газу включає чотири комплекси -



Західноукраїнський (Передкарпатський), Київський, Донецький і Південноукраїнський. Підземні газосховища використовуються для забезпечення безперервного постачання газу під час пікових та сезонних нерівномірностей споживання.

Максимальний можливий відбір при повному заповненні підземних сховищ газу досягає 240 млн. куб. м за добу. Зв'язані в єдину систему мережею газопроводів, підземні газосховища забезпечують високу надійність функціонування всієї газотранспортної системи України та гарантують безперервність постачання газу внутрішнім споживачам, а також транзиту російського газу до Європи.

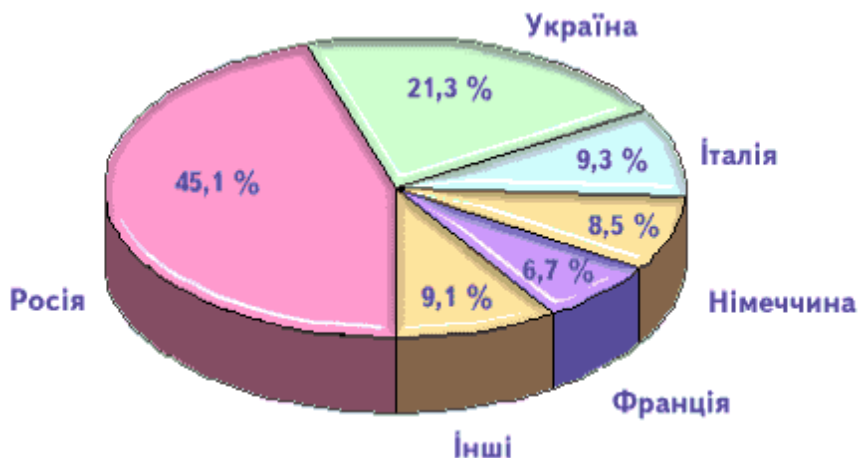


Рисунок 1.11 - Активна ємність підземних газосховищ Європи

Існування комплексу підземного зберігання є суттєвою конкурентною перевагою України як головного транзитера російського природного газу. Активна ємність українських ПСГ складає 21.3% від загальноєвропейської, відстаючи за цим показником лише від Російської Федерації. Перевагою

українських газосховищ є їх стратегічно вигідне розташування між регіонами видобутку газу та його споживання.

Система підземного зберігання газу України відіграє важливу роль у забезпеченні газом українських споживачів. У 2002 році НАК "Нафтогаз України" уклала та розпочала виконання контракту з угорським концерном MOL, що передбачає накопичення газу та його подачу споживачам Угорщини протягом осінньо-зимового періоду 2002-2003 років. Компанія продовжує переговори про укладання контрактів на зберігання та постачання газу ще з декількома європейськими імпортерами.

1.2.6 Транспортування нафти

Україна володіє розвинутою системою магістральних нафтопроводів загальною довжиною понад 4,6 тис. км. та пропускною потужністю 100 млн. тонн нафти на вході та 70 млн. тонн на виході. Нафтотранспортна система України складається з двох нафтопровідних систем на сході та північному заході України, а також новозбудованої нафтової магістралі Одеса-Броди, що фактично об'єднала ці системи.

"Придніпровські магістральні нафтопроводи" забезпечують транспортування східноукраїнської та імпортованої нафти на нафтопереробні підприємства сходу та півдня України, а також до Одеської нафтогавані. Цією системою російська нафта також може транспортуватися до Новоросійського порту з метою подальшого експорту морем.



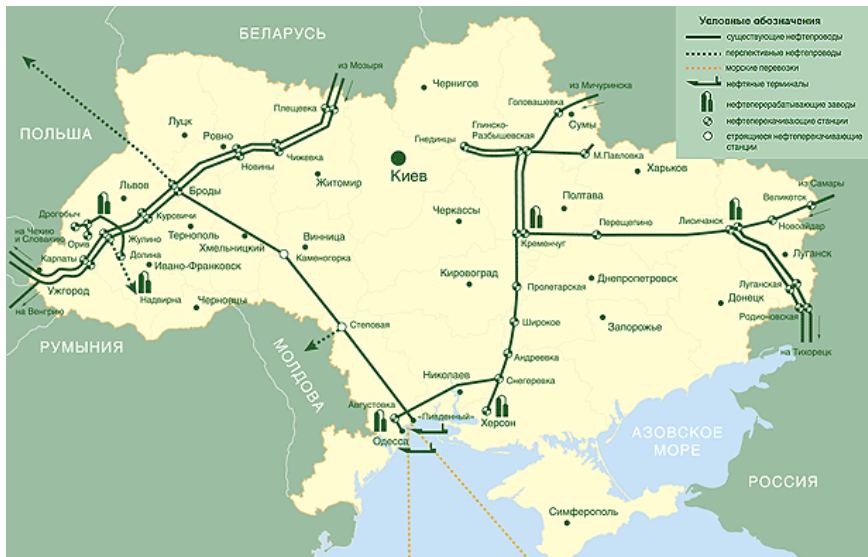


Рисунок 1.12 - Нафтотранспортна система України

Нафтопровідна система "Дружба" забезпечує транзит російської та казахської нафти до країн Центральної і Західної Європи, та постачання нафтою нафтопереробних підприємств Західної України.

З 1993 року обсяги транспортування нафти трубопровідною системою України залишалися стабільними на рівні 63-69 млн. тонн на рік, причому за певного зменшення транспортування на українські НПЗ обсяги транзиту нафти на експорт стабільно збільшувалися. Проте, внаслідок будівництва Росією у вересні 2001 року обхідного нафтопроводу Суходольна-Радіонівка намітилася тенденція до зменшення обсягів транзиту нафти територією України.

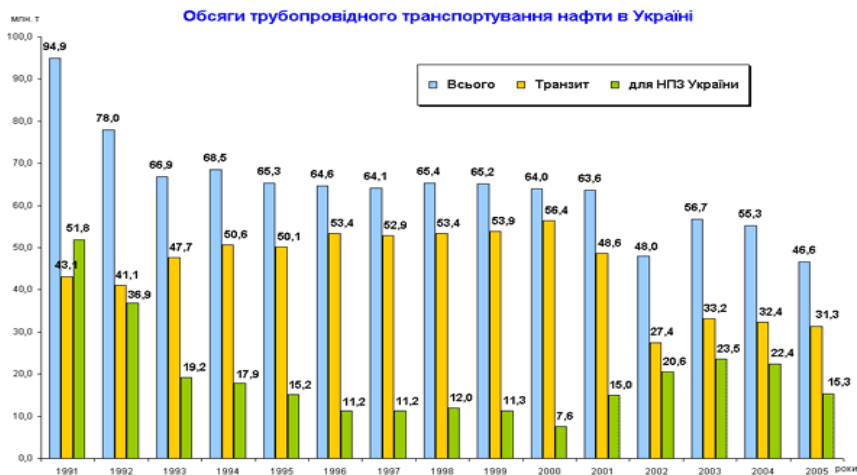


Рисунок 1.13- Обсяги транспортування нафти в Україні

Оператором магістральних нафтопроводів України виступає ВАТ "Укртранснафта", 100% акцій якої належать державі і знаходяться в управлінні НАК "Нафтогаз України". Одне з головних завдань ВАТ "Укртранснафта" - початок комерційної експлуатації новозбудованої трубопровідної системи Одеса-Броди, яка є найкоротшим шляхом транспортування каспійської нафти до країн Центральної та Північної Європи.

У серпні 2001 року завершено будівництво нафтопроводу Одеса-Броди, а в грудні - нафтоперевалочного комплексу "Південний" під Одесою. Потужність першої черги нового нафтотранспортного коридору складає 9-14 млн. тонн на рік, що визначається потребами двох західноукраїнських нафтопереробних заводів (до 4 млн. тонн) та резервом нафтопроводу "Дружба" у



напрямку до Словаччини, Угорщини, Чехії, Хорватії та інших країн (5 млн. тонн).

Перша черга проекту знаходиться на завершальній стадії реалізації. 5 липня 2003 року на терміналі "Південний" здійснено прийом з моря перших 30 тисяч тонн легкої нафти марки Tengiz з борту танкера Minerva Concert для заповнення системи. Раніше до системи було закачано близько 50 тисяч тонн російської експортної суміші Urals, що надає можливість використовувати термінал "Південний" в реверсивному режимі - як для приймання каспійської нафти з моря, так і для відвантаження на експорт ресурсів російських виробників.

Наступним кроком розвитку нафтотранспортної системи Одеса-Броди буде продовження існуючого нафтопроводу від Бродів у Польщу - до Полоцька, де розташований найпотужніший у країні НПЗ, та балтійського експортного терміналу в Гданську. Після завершення будівництва всього комплексу технологічна потужність системи досягне 40 млн. тонн нафти на рік.

1.2.7 Розподіл і споживання

Загальна довжина розподільчих газових мереж України перевищує 246 тис. км. Експлуатація розподільних мереж здійснюється відкритими акціонерними товариствами з газифікації та газопостачання, що діють в усіх регіонах України. Розподіл, постачання та розрахунки за реалізацію природного газу з ресурсів НАК "Нафтогаз України" здійснює виключно дочірня компанія "Газ України".

Обсяги споживання природного газу в Україні мають тенденцію до зниження у зв'язку зі зменшенням обсягів промислового виробництва на початку дев'яностих, зменшенням втрат газу та поширенням енергозберігаючих технологій наприкінці минулого десятиліття.

Споживання газу в Україні скоротилося з 118.8 млрд. куб. м в 1991 році до 76.4 млрд. куб. м в 2005 році, в тому числі промисловістю - з 93.8 до 42.3 млрд. куб. м. Основними промисловими споживачами газу в Україні залишаються металургійні, хімічні підприємства та енергогенеруючі компанії. Загалом в Україні газифіковано понад 85 тисяч підприємств і організацій.

Рівень газифікації житлового фонду природним газом в містах становить 73%, в сільській місцевості - 24.5%; скрапленим газом відповідно 16 та 59%. Загалом в житловому фонді газифіковано 16,1 млн. квартир, в т.ч. 10,5 млн. - у містах і селищах міського типу, 5,6 млн. - у сільській місцевості. Частка населення та комунально-побутових споживачів в загальному балансі споживання природного газу України зростає до 44,6 %.

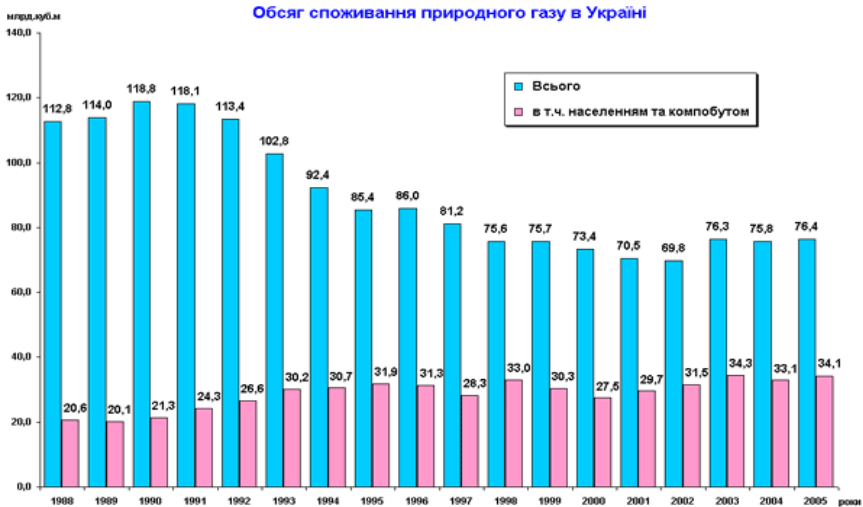


Рисунок 1.14 - Обсяги споживання природного газу в Україні

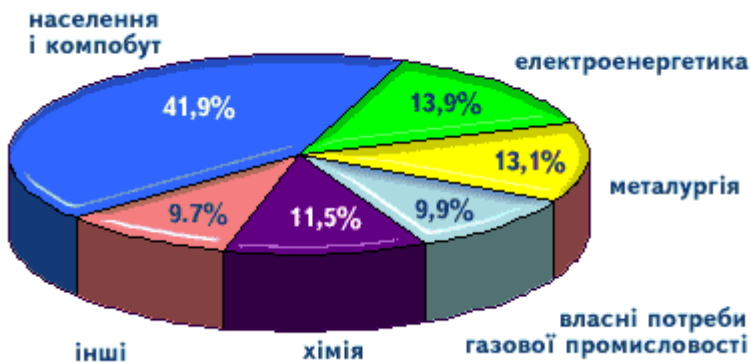


Рисунок 1.15 - Структура споживання природного газу в Україні

Контрольні питання та завдання

1. Наведіть структуру НАК „Нафтогаз України”
2. Які підприємства України займаються видобутком нафти і газу ?
3. Які підприємства України займаються транспортом нафти і газу ?
4. На яких підприємствах переробляється попутний газ ?
5. Де географічно розташовані основні родовища нафти і газу в Україні ?
6. Якими способами ведеться буріння нафтових і газових свердловин ?
7. Де розташовані підземні газосховища в Україні ?
8. Наведіть структуру споживання нафти і газу споживачами України.
9. Наведіть відсотки забезпечення України нафтою і газом власного виробництва.
10. Які перспективи використання електроприводу в нафтогазовій галузі України ?

2 СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1 Характеристика основних споживачів електричної енергії

На сучасному етапі розхід на добування і підготовку нафти і попутного газу складає біля 90% промислового електроспоживання нафтових промислів, а розхід на трубопровідний транспорт нафти і газу перевищує 96% електроспоживання всіх видів транспорту.

Співвідношення основних груп споживачів електроенергії у нафтовій промисловості на сучасному етапі і в перспективі приводиться у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Структура споживання електроенергії у нафтовидобувній промисловості

Група споживачів	Структура споживання, %	
	Існуюча	Перспективна
Буріння	3	5
Нафтові промисли	64	67
Збір і переробка попутного газу	16	19
Транспорт нафти з газовим конденсатом	17	9
Всього	100	100

Як видно із таблиці 2.1, найбільшим електропостачанням відзначаються нафтові промисли (НП), які обслуговуються і експлуатуються НГВУ.

Видобуток нафти здійснюється трьома способами: фонтанним, насосним і компресорним. У початковий період добутку нафта із свердловини піднімається за рахунок енергії пласту. По мірі вироблення нафтового пласту внаслідок зниження пластового тиску і збільшення обводненості

експлуатація родовища здійснюється за допомогою системи підтримання пластового тиску, тобто в продуктивний пласт закачується вода під тиском 10-20 МПа. Через припинення фонтанування для видобутку нафти необхідне використання механізованих способів – насосного і компресорного.

Насосний спосіб видобутку нафти в основному здійснюється за допомогою штангових і електровідцентрових насосів.

Компресорний спосіб видобутку нафти є штучним продовженням процесу фонтанування свердловин. При цьому спосіб стиснений газ подається у свердловину і за рахунок своєї енергії проводить роботу по підйому рідини.

Для закачування води в продуктивні пласти служать кущові насосні станції (КНС) системи підтримання пластового тиску.

Водозабірні насосні станції служать для закачування води в пласт з метою підтримування пластового тиску, причому на 1 м^3 видобутої нафти (рідини) закачується від 2 до 4 м^3 води. Водозабірні насосні станції, які встановлюються на відкритих водоймах, складаються з насосних станцій першого і другого підйому. Насосна станція першого підйому знаходиться в руслі ріки.

Дотисні насосні станції (ДНС) перекачують нафту з кущів свердловин в товарні парки (на відстань до 30 км). ДНС включає в себе насосний блок. ДНС як правило не є самостійними спорудами, завжди знаходяться на території комплексних збірних пунктів, де розміщуються установки підготовки нафти та КНС.

Загальнопромислові електроприймачі включають: внутрішньопромислове перекачування скидової води, а також освітлення виробничих приміщень, територій та промислових майданчиків, вентиляцію промислових приміщень, електропостачання допоміжних та підсобних приміщень.

Підготовка нафти включає: обезводнювання, обезсолювання та стабілізацію нафти; перекачку нафтопродуктів на самій установці попередньої підготовки нафти головних споруд (УППН ГС); перекачку скидової підтоварної води на КНС, а також вентиляцію виробничих приміщень і освітлення території, установок та адміністративних будинків, що знаходяться на території УППН.

У загальній структурі споживання електричної енергії нафтовими промислами основна частка витрат належить процесу видобутку нафти 94-95 % від загального об'єму виробничих витрат.

Найбільш енергоємним в процесі видобутку нафти є технологічний процес закачування води для підтримання пластового тиску (ППТ). На закачування води для ППТ використовується майже половина від загального об'єму електроенергії, що використовується на видобуток нафти.

Зібрана та підготовлена в установках підготовки кондиційна нафта по системі магістральних нафтопроводів прямує до споживачів. Магістральний нафтопровід включає в себе головну нафтоперекачуючу насосну станцію (НПС), наливні станції з резервуарними парками і проміжні НПС. На НПС використовуються відцентрові насоси типу НМ. Особливістю споживачів НПС є висока щільність режимів електроспоживання. Живлення споживачів НПС, як правило, забезпечується спеціальною знижувальною підстанцією, що споруджується поряд з НПС і отримує живлення від енергосистеми на напрузі 110, 150, 220 кВ або, рідше, 35 кВ.

Компресорні станції забезпечують подачу попутного нафтового газу на газопереробні заводи, а також перекачування природного газу від місць його видобування до пунктів розподілу і споживання. Компримування газу здійснюється компресорами з електро або газовим приводом.

Таблиця 2.2 – Основні планові показники нафтовидобутку по виробничому об'єднанні “Укрнафта” у 2004 році

№ п/п	Напрямок витрат.	Показник	Од. вим.	2004 рік.
1.	Видобуток нафти і конденсату	Обсяг норма витрата	тис.т кВт·г/тн тис.кВт·г	3000 91,4 274200
2.	Підйом і подача води	Обсяг норма витрата	тис.м ³ кВт·г/м ³ тис.кВт·г	4478,2 1681,2 7529
3.	Переробка газу	Обсяг норма витрата	млн.м ³ кВт·г/т.м ³ т.кВт·г.	2883776 33,6 96895
4.	Буріння експлуатаційне	Обсяг норма витрата	м.пр. кВт·г/м.пр. т.кВт·г.	88099 401,0 35328
5.	Буріння розвідувальне	Обсяг норма витрата	м.пр. кВт·г/м.пр. т.кВт·г.	15297 285,4 4366
6.	Збір і транспорт газу	Обсяг норма витрата	млн.м ³ кВт·г/м ³ т.кВт·г.	3350 2,9 9715
7.	Теплоенергія, від. ПВК	Обсяг норма витрата	мкал кВт·г/мк т.кВт·г	434556 9,8 4259
8.	Інше виробн. споживання	витрата	т.кВт·г.	21453
	Разом виробниче споживання	витрата	т.кВт·г.	453744
	Ком.побут. потреби	витрата	т.кВт·г.	6800
	Всього:	витрата	т.кВт·г.	460544

2.2 Електричні мережі

Електроприймачі нафтогазової промисловості живляться від мережі трифазного змінного струму промислової частоти напругою 6,10, 35, 110, 150, 220 і 330 кВ, як правило від енергосистем.

Електричні мережі виконані повітряними лініями електропередач зі сталевими, рідше алюмінієвими проводами. Розподіл електроенергії на території технологічних площадок може виконуватись кабельними лініями напругою 0,38, 6, або 10 кВ, що дозволяє з меншою пожежо- і вибухонебезпекою та вищою надійністю електропостачання скомпонувати та змонтувати технологічне обладнання. Найбільш часто в нафтовій промисловості використовують броньовані кабелі з паперовою ізоляцією в свинцевій та алюмінієвій оболонці марок СБ і АБ (з мідними жилами). Броньовані кабелі без зовнішнього покриття з пряжі (голі) мають маркування СБГ, АБГ, АСБГ, ААБГ, а неброньовані СГ, АГ, АСГ, ААГ. Для відкритого прокладання у вибухонебезпечних зонах використовують кабелі броньовані БББ (з мідними жилами) і АБББ (з алюмінієвими жилами) з полівінілхлоридною ізоляцією та полівінілхлоридною оболонкою, накладеною поверх броні.

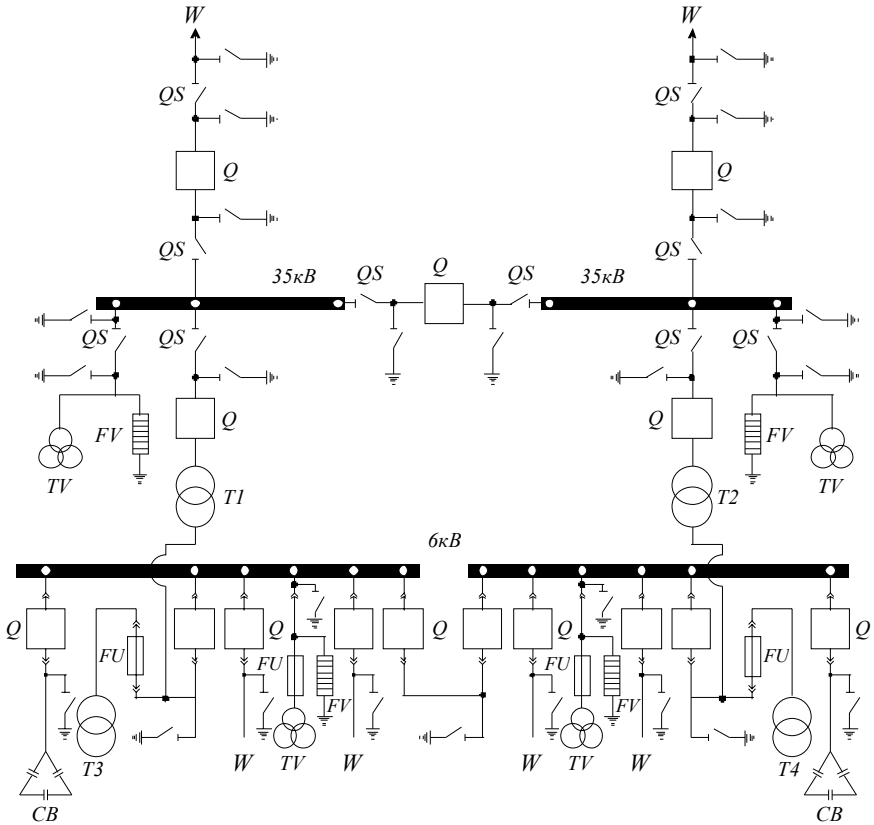
В якості опор ЛЕП 6 кВ досить широко використовують відпрацьовані буринні труби.

Вибір перерізу струмопровідної жили у мережах напругою вище 1 кВ здійснюється за економічними інтервалами, чи економічною густиною струму з наступною перевіркою за тривало-допустимим струмом в аварійних режимах та за допустимими втратами напруги. Крім того, повітряні лінії напругою 110 кВ і вище перевіряють за умовою допустимих втрат на корону. Повітряні лінії напругою 35 кВ і вище перевіряють на механічну міцність проводів і тросів.

Вибір перерізу струмопровідної жили у мережах напругою до 1 кВ здійснюється за тривало-допустимим струмом та за допустимими втратами напруги.

Живлення нафтових промислів здійснюється від мереж енергопостачальних організацій на напрузі 35 і 110 кВ. На території нафтового родовища, як правило поряд із потужним електроприймачем (КНС, ДНС, КС), споруджуються головні

знижувальні підстанції 35/6 кВ (рис.2.1) , або 110/35/6 кВ (рис.2.2), від яких електроенергія розподіляється по території промислу повітряними лініями електропередач напругою 6 і 35 кВ.



**Рисунок 2.1 - Однолінійна схема п/ст 35/6 кВ
„Промислова-4” НГВУ „Чернігівнафтогаз”**

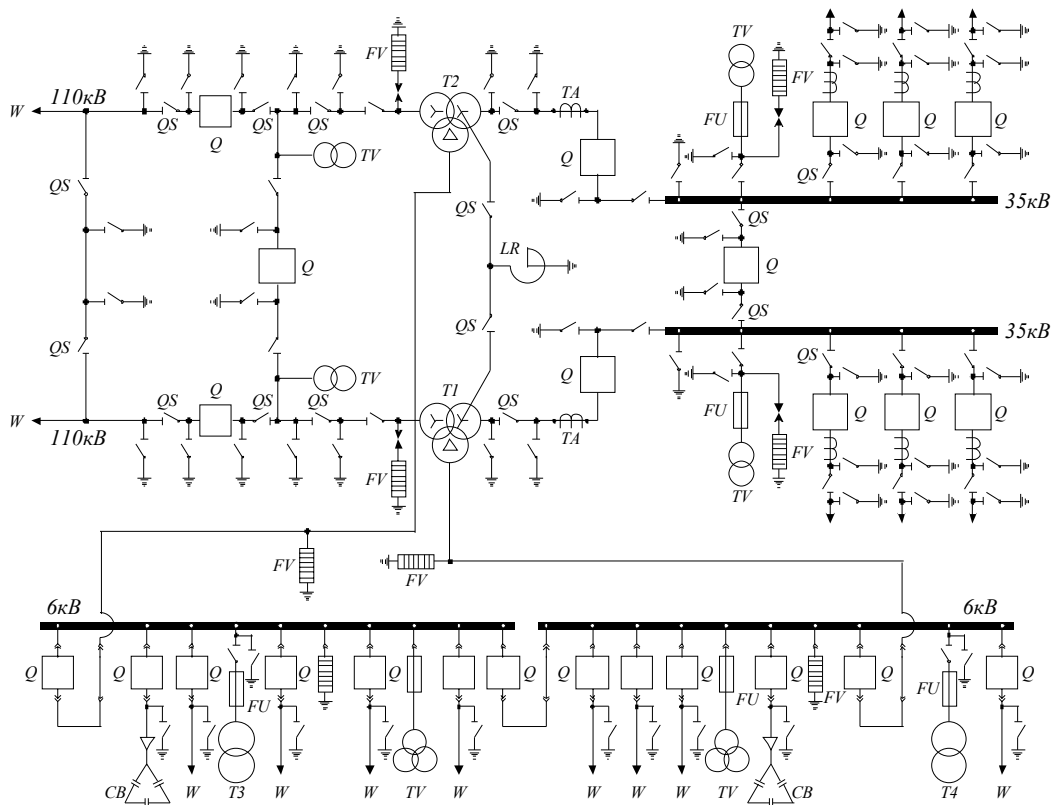


Рисунок 2.2 - Однолінійна схема п/ст 110/35/6 кВ „Леяки” НГВУ „Чернігвінафтогаз”

Розподіл електроенергії на території промислів здійснюється радіальними, магістральними, кільцевими та змішаними мережами, одно чи двоколовими.

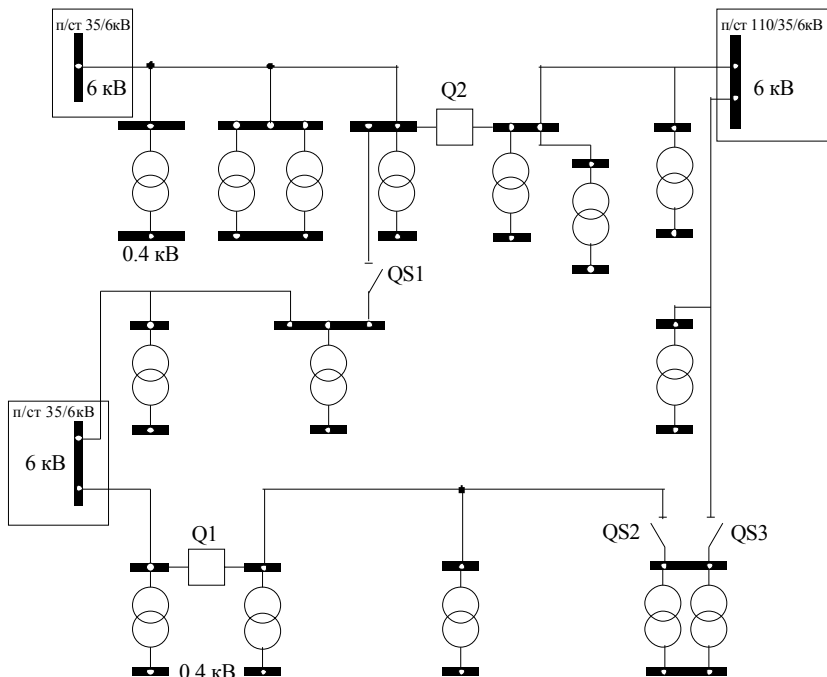


Рисунок 2.3 – Фрагмент мережі 6 кВ, що об'єднує три районні підстанції

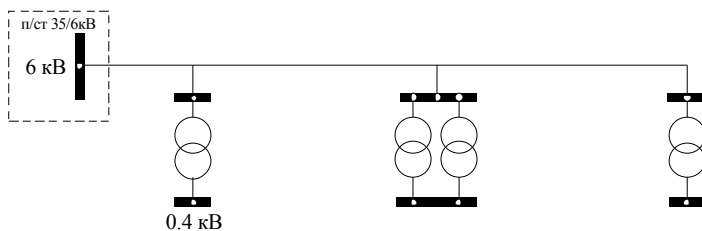
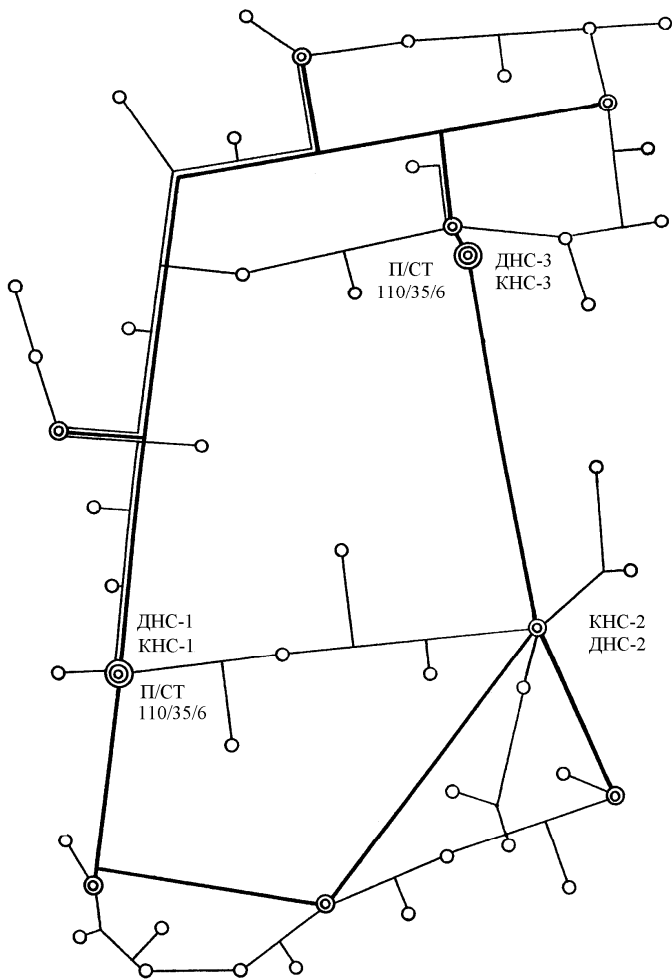


Рисунок 2.4 – Лінія з одностороннім живленням

Опорна схема на місцевості одного з НП зображена на рисунку 2.5.

На напрузі 6 кВ енергія подається буровим станкам, КС, КНС, ДНС, а на напрузі 0,4 кВ – свердловинам механізованого видобутку нафти.

На рис. 2.6-2.7 наведено замкнені, а на рис. 2.8-2.9 розімкнені схеми електропостачання ряду родовищ ВАТ „Укрнафта”.



- ⊙ - п/ст 35/6 кВ;
- - п/ст 6/0,4 кВ, куці свердловин;
- - ЛЕП 35 кВ;
- - ЛЕП 6 кВ.

Рисунок 2.5 – Схема електропостачання нафтового родовища

ПС 110/35/6 кВ Долина

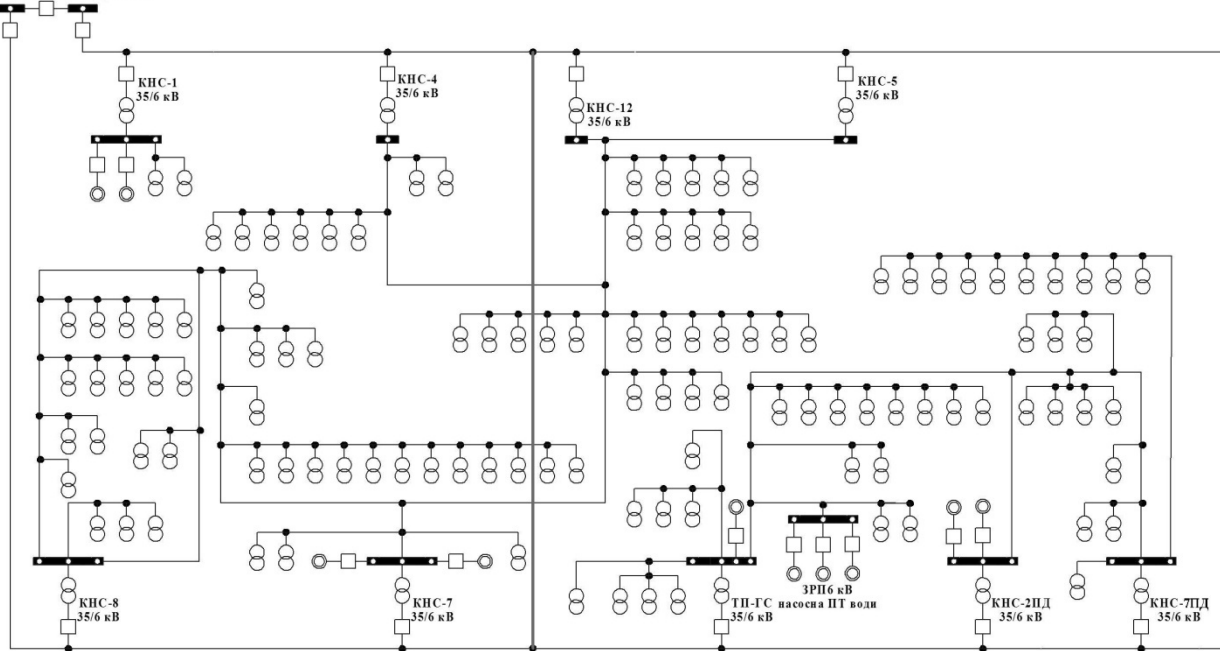


Рисунок 2.6 - Структурна схема електропостачання Долинського родовища

35 кВ ПС "Струтин"

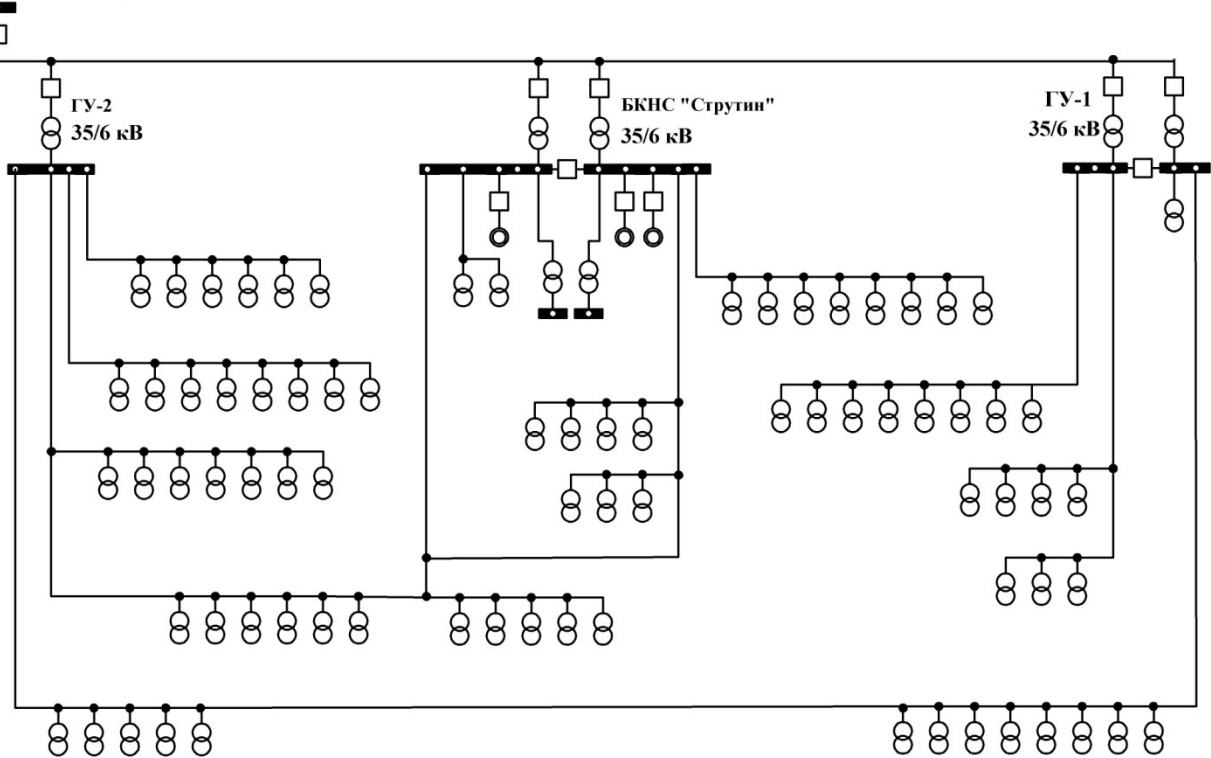


Рисунок 2.7 - Структурна схема електропостачання Струтинського родовища

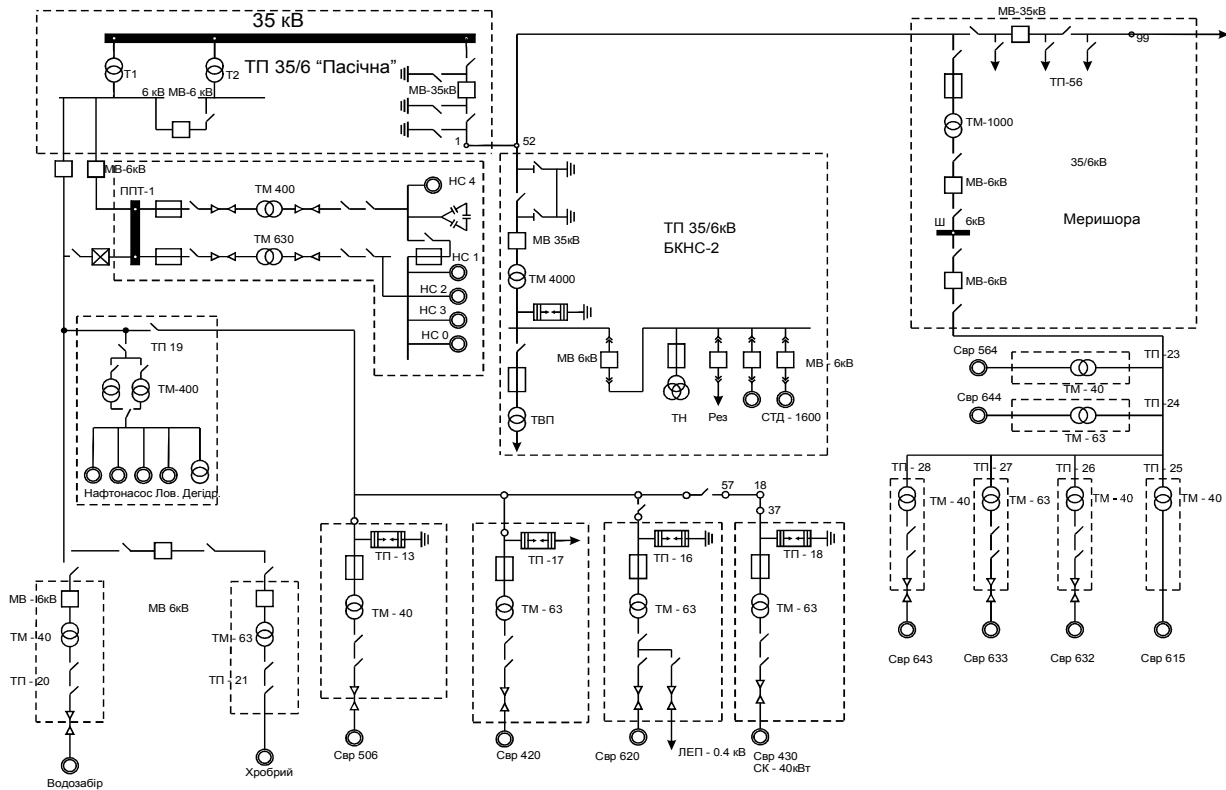


Рисунок 2.8 - Однолінійна схема електропостачання Пасічнянського родовища

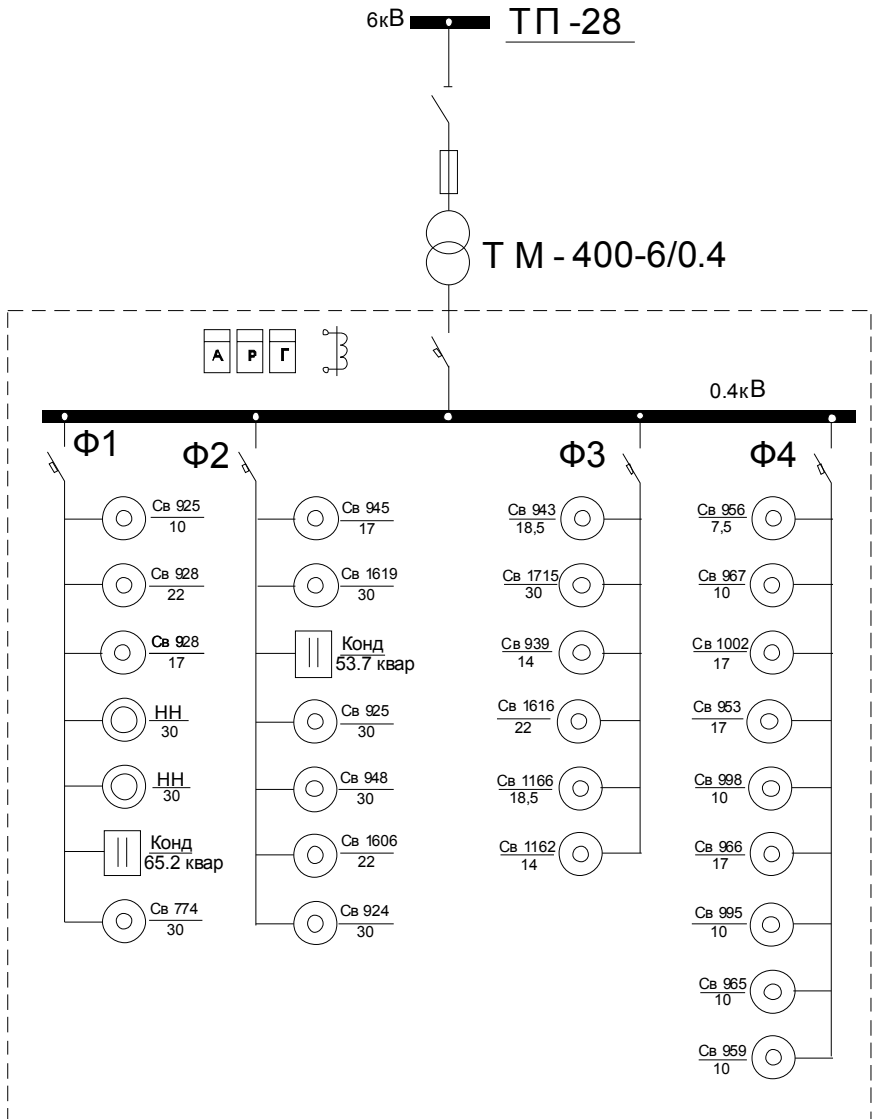


Рисунок 2.9 - Однолінійна схема електропостачання куців свердловин від ТП-28 НГВУ „Бориславнафтогаз”

2.3 Трансформаторні підстанції і розподільні пристрої

Схеми електричних з'єднань трансформаторних підстанцій, що застосовуються на підприємствах нафтової промисловості, різноманітні і розглядаються в тих розділах, де описується електроустаткування відповідних технологічних об'єктів.

За конструкцією розрізняють відкриті і закриті підстанції. У перших електроустаткування розташовано на відкритому повітрі, в других – у закритому приміщенні. Підстанції 110/6-10 і 35/6-10 кВ звичайно мають відкриту частину, де розташований розподільний пристрій 110-35 кВ і силові трансформатори, і закриту частину, де встановлюють розподільчий пристрій 6-10 кВ, щит керування і підсобні приміщення.

Підстанції 6-10/0,4-0,66 кВ, як правило, розташовують цілком у закритих приміщеннях, а іноді з виносом трансформаторів на відкрите повітря. На нафтових промислах такі підстанції часто монтують цілком на відкритому повітрі. У цьому випадку застосовуються і пересувні підстанції.

У закритих розподільних пристроях на напруги 6-10 кВ вимикачі з великим обсягом оливи встановлюють у спеціальних камерах з виходом назовні. Розподільні пристрої такого типу в даний час не споруджують, але вони збереглися в експлуатації.

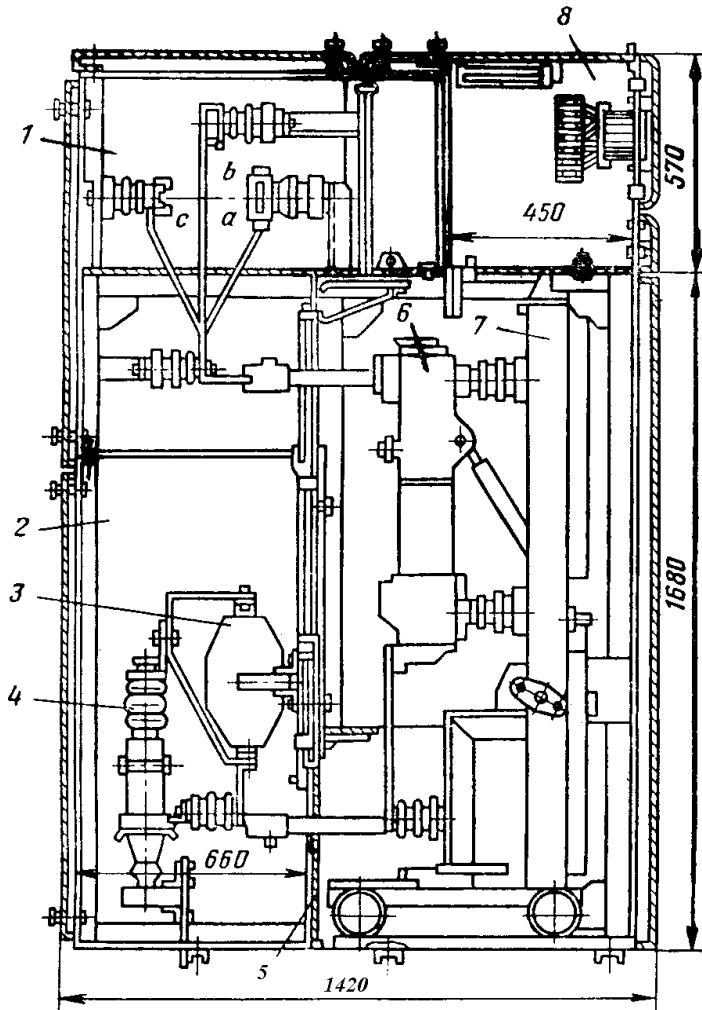
2.3.1 Комплектні розподільні пристрої (КРП)

Перехід на оливні вимикачі з малим об'ємом оливи дозволив застосовувати збірні і комплектні розподільні пристрої. У перших апаратуру розміщують у відкритих КЗО (камера збірна одnobічного обслуговування) на сталевому каркасі, захищених металевими листами чи сіткою. Камери привозять на місце монтажу в цілком зібраному виді, де до них підводять зовнішні провідники.

Широке застосування в розподільних пристроях 6-10 кВ одержали комплектні шафи-комірки серії КРУ, де вимикачі високої напруги (якщо вони є) змонтовані на виїзних візках (рисунок 2.10). При висуванні візка з вимикачем він від'єднується від шин високої напруги шляхом розмикання кола роз'єднувачами штепсельного типу, що заміняють тут звичайні роз'єднувачі.

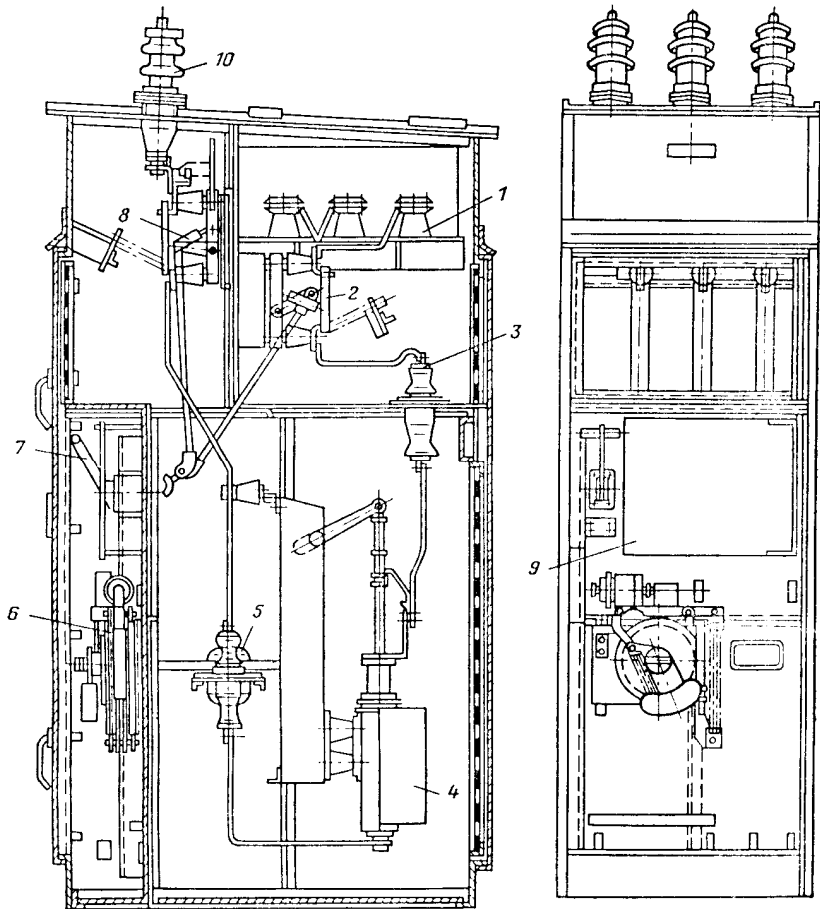
У кожному із шаф комплектного розподільного пристрою вмонтоване все електроустаткування відповідної лінії, включаючи релейний захист і вимірювальні прилади. Трансформатори встановлюють у закритих камерах у тих випадках, коли за умовами розташування підстанції недопустима їхня відкрита установка, при забрудненні повітря чи наявності струмопровідного пилу, парів і газів хімічних виробництв і т.п. Часто відкрита установка трансформаторів здійснюється на бетонних фундаментах з огороженням площадки їхньої установки. Розподільні пристрої до 1000 В звичайно виконують по типу щитів із двостороннім обслуговуванням чи прикладного типу з одностороннім обслуговуванням.

КРП зовнішньої установки напругою 6-10 кВ комплектують із шаф серій К-37, К-33, К-ХІІІ, К-VI, К-VIу та ін. Шафи серії КРУН мають місцевий підігрів, що забезпечує нормальну роботу приводів, вимикачів, приладів обліку й автоматики (рисунки 2.11, 2.12).



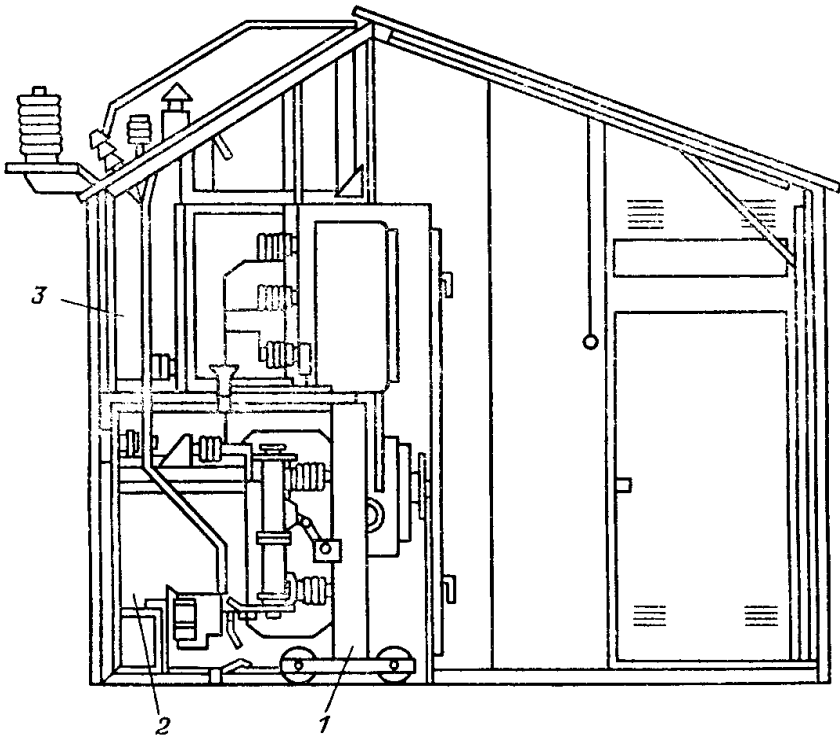
1 – відсік шин; 2 – відсік трансформаторів струму і кабелю; 3 – трансформатори струму; 4 – кабельна муфта; 5 – відсік вимикача; 6 – вимикач ВМГ-10; 7 – виїзний візок; 8 – відсік приладів (а, b, с – фази)

Рисунок 2.10 – Комірка розподільного пристрою типу KPU



1 – головні шини; 2 – роз'єднувач шин; 3, 10 – прохідні ізолятори; 4 – оливний вимикач; 5 – трансформатор струму; 6 – привід вимикача; 7 – привід роз'єднувача; 8 – лінійний роз'єднувач; 9 – дверцята.

Рисунок 2.11 – Шафа вводу КРУН



1 – виїзний візок; 2 – відсік виїзного візка; 3 – відсік збірних шин

Рисунок 2.12 – Шафа КРУН серії К-ХШ з оливним вимикачем типу ВМП-10К

Для бурових установок випускаються КРП типу КРНБ-6М, призначені для роботи на відкритому повітрі і розраховані для підключення до них повітряних ліній. У шести шафах розміщене все комутаційне устаткування однієї бурової установки. Для морських бурових установок розроблені комплектні розподільні пристрої на 6 кВ у блочному виконанні із шафами КРУБ-6 (рисунок 2.13). Вони розраховані на роботу в умовах вібрацій основ естакад, підвищеної