

1 Системи збору нафти і вимір продукції свердловин

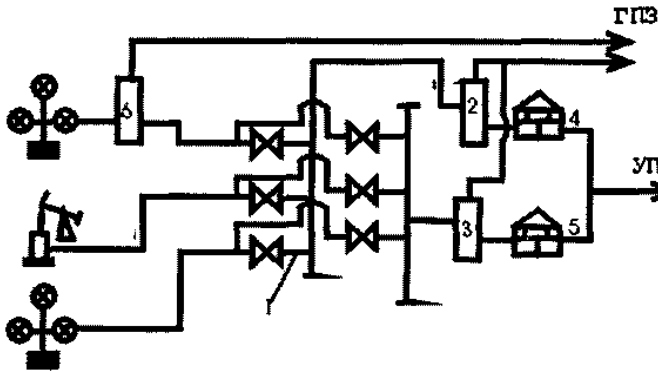
Кожна система збору продукції нафтових свердловин складається з широкого комплексу різноманітних об'єктів та обладнання, включаючи нафтопроводи, газопроводи, водопроводи, газосепаратори, установки виміру продукції свердловин, резервуари, насосні та компресорні станції, які призначені для збору рідини та нафтового газу і їх транспорту на установки підготовки нафтопромислової продукції.

Впродовж багатьох століть нафта, яка піднімалась на поверхню з неглибоких колодязів чи свердловин, відстоювалась в земляних амбарах і звідти відвантажувалась для подальшого використання. Перші системи збору появляються в кінці XIX століття, коли почалося застосування трубопровідного транспорту нафти, спорудження металічних резервуарів для їх зберігання та нафтоналивних танкерів для транспортування на значну відстань. Такі системи були негерметичними (відкритими) та самоплинними. Біля кожної свердловини встановлювався газосепаратор та вимірювальна ємність. Періодично, після виміру дебіту свердловини, рідина направлялась в самоплинний промисловий колектор і далі в бригадні резервуарні парки. Газ, що відділявся в сепараторах, як правило, відводився на факел і спалювався. При подальшій реконструкції таких систем збору нафтовий газ міг збиратись та використовуватись, що означало необхідність прокладки від кожної свердловини газопроводу (двотрубна система збору). Рештки таких систем збору збереглися і до сьогоденного часу на старих нафтовидобувних площах Західної України (Борислав, Битків).

Очевидна необхідність зменшення втрат вуглеводнів при зборі нафтопромислової продукції призвела до розробки та застосування групових напірних герметизованих систем збору.

Принциповий або класичний варіант такої системи показано

на рис.1.1.

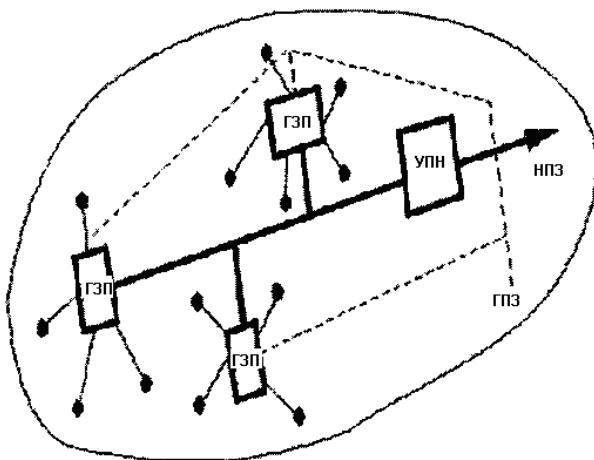


- 1 - розподільча гребінка; 2 - вимірний газосепаратор;
3 - робочий газосепаратор; 4 - вимірювальний резервуар;
5 - робочі сировинні резервуари; 6 - сепаратор високого тиску.

Рисунок 1.1- Групова герметизована напірна система збору

Згідно з рис. 1.1, продукція свердловин, під'єднаних до групової установки, спрямовується спочатку на розподільчу гребінку 1. Звідти певну кількість свердловин можна переключити на вимір дебіту, в залежності від кількості вимірних газосепараторів 2 та резервуарів 4. Продукція решти свердловин в цей час поступає в робочі сепаратори 3. Рідина після відділення газу подається в робочі резервуари 5, а потім на установку підготовки нафти (УПН). Газ під тиском сепарації або за допомогою компресора направляється на газопереробний завод (ГПЗ) або іншим споживачам.

До однієї групової установки може бути під'єднано 30-50 свердловин. Залежно від кількості свердловин на кожному конкретному нафтовому родовищі може бути розташована різна кількість групових збірних пунктів, як це показано на рис. 1.2.



————— - нафтопроводи;
 - - - - - - - газопроводи.

Рисунок 1.2 - Схема розміщення групових збірних пунктів на нафтовому родовищі

У склад групових збірних пунктів входять також такі об'єкти, як котельня для підігріву нафти в резервуарах та для побутових потреб, насосна станція для подачі нафти на установку її підготовки та інше.

Розглянута вище групова напірна система збору з тими чи іншими відмінностями споруджувалась на нафтових родовищах України в 1950-1970 р.р. Основним недоліком подібних систем збору нафтопромислової продукції є велика кількість розкиданих по нафтопромислу об'єктів, а, значить, значні капітальні та експлуатаційні витрати на їх спорудження та обслуговування. Крім того, велика кількість резервуарів і складність їх герметизації призводять до істотних втрат вуглеводнів, внаслідок їх випаровування, та до значних втрат тепла.

Виходячи з аналізу існуючих технологічних схем збору нафтопромислової продукції та враховуючи досягнутий в останні десятиліття науково-технічний прогрес в нафтопромисловій га-

лузі, можна сформулювати основні вимоги до сучасних технологічних схем збору нафти і газу, які повинні впроваджуватись на нових нафтових родовищах або там, де назріла необхідність реконструкції застарілих схем.

Основними з них є:

- повна герметизація системи збору та підготовки нафти і газу на всьому шляху руху нафтопромислової продукції від гирла свердловин до споживачів готової продукції;
- корисне використання всієї кількості нафтового газу;
- спорудження мінімальної кількості розкиданих по території нафтопромислу об'єктів, їх максимальна централізація;
- максимальне використання універсального і високопродуктивного обладнання, виготовленого заводським способом у блочному виконанні. Таке обладнання в готовому вигляді, включаючи системи контролю та автоматизації, поставляється на територію нафтових промислів і дозволяє значно скоротити період введення родовища в промислову розробку;
- можлива універсальність основних технологічних процесів збору та підготовки нафти і газу;
- висока надійність систем збору і підготовки;
- екологічний захист довкілля.

Виходячи з вказаних вимог, сучасну систему збору нафтопромислової продукції можна зобразити в такому вигляді, як це показано на рис. 1.3.

Відповідно даної схеми, продукція свердловин за рахунок тиску на їх викиді направляється спочатку на автоматизовані групові вимірні установки АГВУ, а потім - на центральний пункт збору. Тут, в газосепараційних установках (ГСУ), газ відділяється від рідини і подається на газопереробний завод, а рідина надходить в установку комплексної підготовки нафти (УКПН).

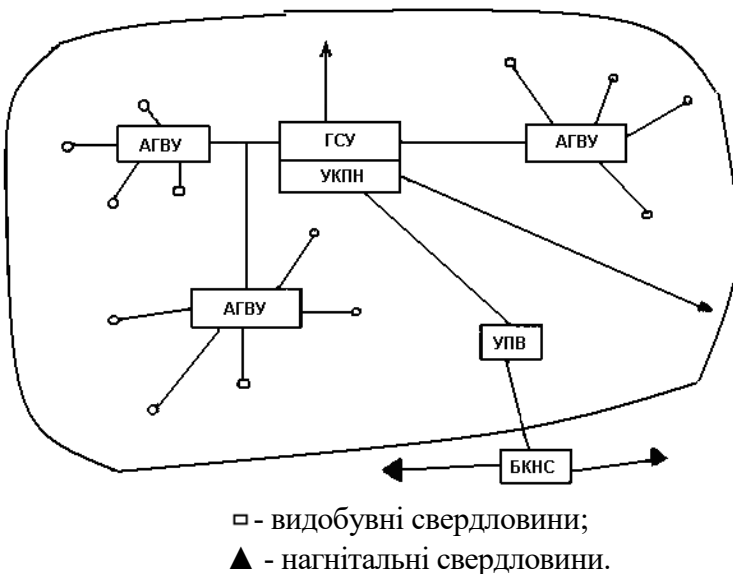


Рисунок 1.3 - Сучасна централізована система збору

Попутна пластова мінералізована вода, після відділення від нафти, проходить очистку на установці підготовки води (УПВ) і надходить в систему підтримання пластового тиску для закачки в пласт.

Реалізувати подібну систему збору можна тільки на порівняно невеликих за площею нафтових родовищах, при видобуванні малов'язкої нафти та відсутності значних ускладнень при транспортуванні газорідинної суміші від свердловин до центрального пункту збору. Основними такими ускладненнями є інтенсивне парафінування промислового обладнання, пульсації тиску в ньому тощо. Крім того, необхідність підтримання на викиді свердловин високого тиску (іноді до 3,0 МПа) призводить до ускладнень в процесі експлуатації свердловин або до зниження їх дебіту. Тому реальні системи збору, як правило, значно складніші, з більшою кількістю різноманітних промислових об'єктів.

В останні роки на основі узагальнення практики експлуатації різноманітних систем збору нафтопромислової продукції, в тому числі і в екстремальних умовах (райони Західного Сибіру, Аляски та при видобуванні нафти з аномальними властивостями), розроблені уніфіковані технологічні системи збору, транспортування і підготовки нафти, газу і води. Це універсальні схеми, які забезпечують облаштування будь-яких різних за розмірами родовищ або їх групи і які враховують фізико-хімічні властивості продукції свердловин, рівень обводненості, енергетичні можливості, кліматичні та географічні умови збору і транспорту.

Для кожного нафтового родовища або нафтопромислового району в цілому передбачається спорудження одного центрального пункту збору (ЦПЗ), на якому здійснюються процеси кінцевої сепарації нафти, її зневоднення та знесолення, очищення води з подальшою подачею її в систему підтримання пластового тиску. При необхідності тут проводиться і первинна підготовка газу для забезпечення можливості його транспортування на значну відстань.

Всього рекомендується для впровадження 7 базових варіантів уніфікованих технологічних схем (рис. 1.4).

Перша найпростіша схема відповідає тій, що зображена на рис. 1.3, тобто передбачає наявність на території родовищ тільки викидних ліній, автоматизованих групових вимірних установок (АГВУ) та промислових колекторів. Якщо АГВУ розміщено безпосередньо біля ЦПЗ, то відпадає необхідність і в промислових колекторах.

Схема II передбачає наявність на родовищі сепараційної установки (перша ступінь сепарації). Тиск сепарації в ній підтримується таким, щоб створити можливість безкомпресорного транспортування газу до ГПЗ, а також безнасосної подачі рідини на ЦПЗ. Схема включає і вузол

бригадного обліку нафти, який обладнується ротаційним лічильником.

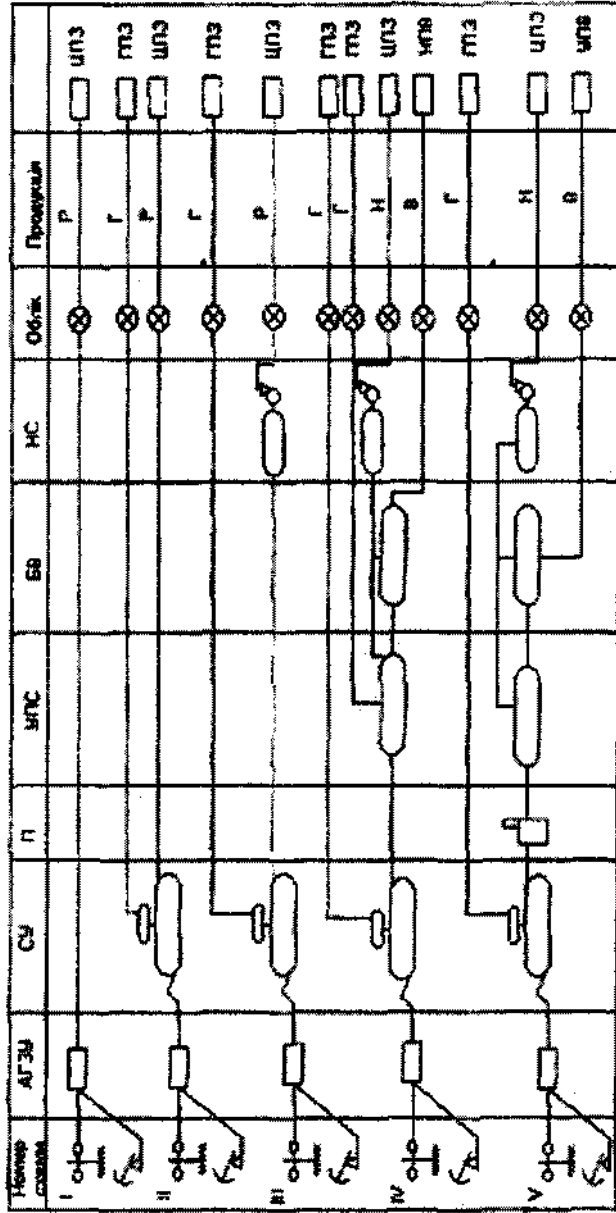
Використання першого ступеня сепарації, розміщеного на значній відстані від УПН чи ЦПЗ, пов'язане також з необхідністю ліквідації або зменшення ускладнень, які виникають при транспорті газорідинних сумішей в промислових трубопроводах.

Схема III доповнюється насосною установкою для відкачки нафти. Вона розміщується переважно безпосередньо біля сепараційної установки або являється її складовою частиною.

Схема IV застосовується при значній обводненості продукції свердловин і передбачає наявність установки попереднього обезводнення нафти або попереднього відокремлення вільної води. Вода, що відділяється у відстійнику В-1, використовується для заводнення пласта. Після додаткового відстою в блочному відстійнику БВ вона попадає в блок дегазатора БД. Нафта та водонафтова емульсія із відстійника В-1 та дегазатора БД поступають на вхід насоса Н-1 і подаються на ЦПЗ.

Схема V включає в себе підігрівачі рідини і застосовується в першу чергу при зборі високов'язкої нафти. Після підігріву свердловинної продукції доцільно проводити додаткову сепарацію нафти (друга ступінь сепарації). В технологічних схемах VI і VII (на рис. 1.4 вони не показані) передбачається наявність додаткових ступеней сепарації, підігріву і транспорту, особливо високов'язкої нафти, і вони проектується дуже рідко.

Остаточний вибір технологічної схеми збору здійснюється на основі всесторонніх техніко-економічних розрахунків багатьох альтернативних варіантів з врахуванням вище відмічених вимог та очевидною необхідністю зменшення витрат (капітальних та експлуатаційних) на облаштування даного родовища.



АГЗМ – автоматизована групова вимірна установка; СУ – сепараційна установка;
 П – підігрів; УПС – установка скиду вільної води; БВ – блок відстійника;

НС – насосна станція; Р – рідина; Г – газ; Н – нафта; В – вода

Рисунок 1.4 – Уніфіковані технологічні схеми збору нафти і газу

1.2 Вимір продукції свердловин

Вимір нафтопромислової продукції або дебіту кожної окремої нафтової свердловини необхідно проводити з метою:

- 1) контролю за процесом розробки нафтового родовища;
- 2) контролю за роботою свердловинного обладнання та відповідності фактичного і проектного режимів його роботи;
- 3) проведення гідродинамічних методів дослідження свердловин, побудови індикаторних ліній припливу рідини до них;
- 4) оцінки ефективності проведених на свердловині методів інтенсифікації припливу рідини, ізоляції пластової води та інших геолого-технічних заходів.

В першому випадку регулярний вимір дебіту нафти, газу та води по свердловинах дає можливість встановити характер та швидкість просування водонафтового і газонафтового контактів, темп обводнення свердловин та зміну в часі газових факторів. В кінцевому результаті це дозволяє визначити характер відбору нафти з різних ділянок родовища та коефіцієнт нафтовилучення. Оскільки основні показники розробки нафтових родовищ змінюються в часі досить повільно, то періодичність виміру дебіту свердловин може складати 3-4 рази в рік.

З іншого боку, вимір дебіту свердловин з метою контролю за режимом їх роботи повинен здійснюватись якнайчастіше, щоб оперативно виявляти ускладнення в роботі нафтопромислового обладнання або відхилення від встановленого режиму його роботи. В ідеальному випадку вимір дебіту свердловин повинен бути безперервним.

Традиційним методом виміру дебіту нафтових свердловин по рідині залишається об'ємний метод, тобто з допомогою вимірних ємностей чи резервуарів.

Рівень рідини в них від часу постановки тієї чи іншої

свердловини на вимір її дебіту та після його закінчення здійснюється з допомогою мірних рейок, рулеток або з допомогою спеціальних приладів - рівнемірів. При цьому точність виміру дебіту буде тим більша, чим менший діаметр вимірювальної ємності та чим більша тривалість такого виміру. Всі вимірювальні ємності відповідним чином відтаровуються, після чого складається таблиця залежності об'єму рідини в ємності від висоти наливу рідини (тарувальна таблиця).

Обводненість продукції свердловин визначається шляхом відбору проб нафти (переважно на гирлі свердловини) з наступним їх лабораторним аналізом на вміст води, солей та механічних домішок.

В сучасних технологічних схемах збору нафтопромислової продукції застосовуються виключно автоматизовані групові вимірні установки.

Широке впровадження автоматизованого виміру дебіту нафтових свердловин почалося з допомогою установок АГМ-2, ЖМ-3. Для виміру дебіту свердловин по рідині в цих установках використовують вертикальний гравітаційний сепаратор-вимірювач. В середині сепаратора вмонтована труба, по якій можуть вільно опускатись і підніматись два поплавки, підібрані таким чином, що один із них плаває на поверхні нафти, а другий на межі розділу нафта-вода. Система автоматизації вимірює час піднімання поплавків в період заповнення сепаратора, їх місцезнаходження, що і дозволяє визначити дебіт свердловин по нафті і воді. Очевидно, що надійний вимір можливий тоді, коли основна кількість води знаходиться в суміші у вільному стані, а не у вигляді водонафтової емульсії.

На основі аналізу промислового досвіду експлуатації перших автоматизованих вимірювальних установок створені і серійно випускаються більш досконалі блочні установки „Спутник-А" та „Спутник-Б".

Розглянемо схему та принцип роботи найбільш універсальної вимірної установки типу „Спутник-Б” (рис. 1.5).

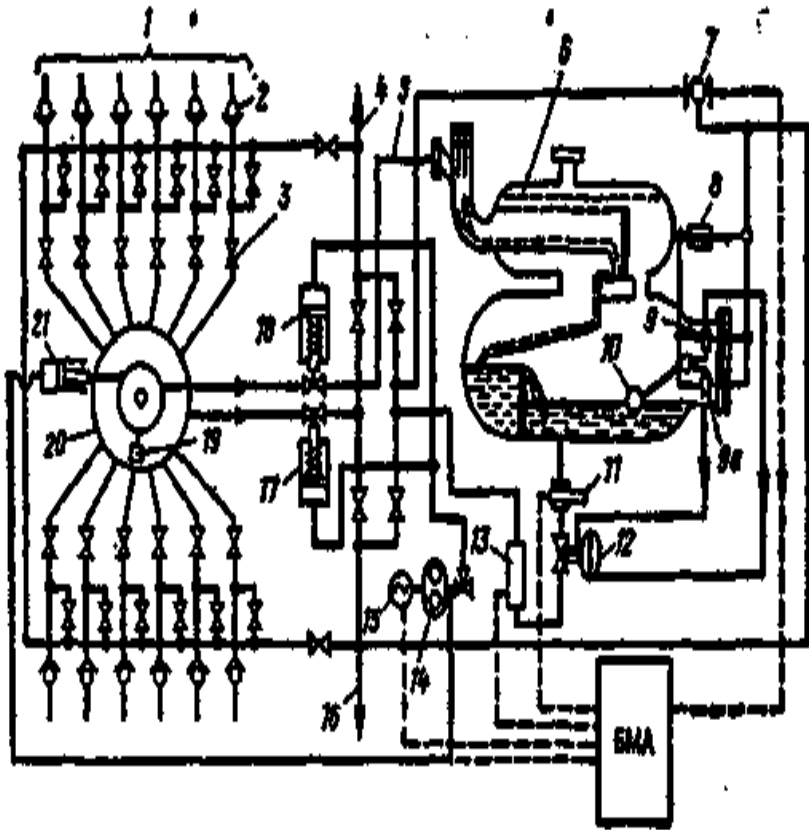


Рисунок 1.5 - Технологічна схема установки „Спутник-Б”

Продукція свердловин, під'єднаних до установки викидними лініями 1, проходить через зворотний клапан 2 та засувку 3 і поступає в розподільний вузол або багатоходовий перемикач свердловин ПСБ. За допомогою роторної каретки 19 продукція однієї із свердловин направляється у вимірний гідроциклонний двоємнісний сепаратор 6, а продукція всіх інших - в збірний колектор.

Якщо в системі збору і транспорту свердловинної продукції передбачено роздільний збір обводненої та безводної нафти, то при вимірі їх дебіту теж здійснюється певна черговість перемикачів. Тобто, при вимірі дебіту, наприклад, безводних свердловин, вся їх продукція поступає в ПСБ, а обводнена об'єднується і, минаючи перемикач, направляється в колектор обводненої продукції 4. Після почергового виміру дебіту безводних свердловин їх продукція ручним перемиканням направляється в колектор безводної нафти 16, а обводнені свердловини в свою чергу перемикаються на вимір їх дебіту.

Власне вимір дебіту свердловин здійснюється наступним чином. В циклонній головці та верхній секції сепаратора 6 відбувається сепарація газу і рідини поступово стікає в нижню ємність, яка обладнана поплавковим регулятором рівня рідини 10. Коли в процесі спорожнення ємностей поплавки опускається до нижнього крайнього рівня, то спеціальна вилка цього механізму натискає на виступ золотника 9 і здійснюється подача газу під тиском сепарації в праву частину поршневого клапана 12. Клапан закривається і починається процес заповнення або накопичення рідини в нижній ємності. Коли поплавки разом із рідиною досягає верхнього максимально допустимого рівня, то його вилка натискає вже на виступ золотника 9а, який подає стиснений газ в ліву частину клапана 12 і відкриває його, тобто починається період спорожнення нижньої накопичувальної ємності.

Витікаючи із цієї ємності, рідина проходить через турбінний лічильник витрати рідини 11, вологомір 13 і направляється, в залежності від обводненості продукції, в колектор 4 або 16. Вимір витрати газу, що виходить із сепаратора, здійснюється турбінним газовим лічильником 7.

Послідовність періодичного перемикання свердловин на вимір їх дебіту, тривалість такого виміру здійснюється

автоматично з допомогою блоку управління (блок місцевої автоматизації БМА) та спеціальної гідравлічної системи. В певний час, встановлений програмою виміру дебіту, спрацьовує реле часу, включається електродвигун 15 гідроприводу 14. В гідравлічній системі збільшується тиск і приводиться в дію гідравлічний привід 21, який і повертає на певний фіксований кут роторну каретку перемикача свердловин 20.

Турбінний лічильник витрати рідини є одночасно і контрольним датчиком наявності подачі (дебіту) кожної свердловини. Якщо на протязі певного часу подачі рідини немає (турбінка лічильника не крутиться), то блок автоматизації видає аварійний сигнал (звуковий та світловий) і в систему телемеханіки диспетчерської служби.

Якщо тиск в вимірній установці, який фіксує електроконтактний манометр, з якоїсь причини виходить за встановлені межі, то вона автоматично блокується за допомогою відсікачів потоку 17 і 18. Установки типу „Спутник-Б” передбачають також можливість подачі хімічних реагентів в колектор обводненої нафти. Для цього у вимірному блоці вмонтовано дозуючий насос типу НД-0,5Р10/100 та реагентний блок.

Установки типу „Спутник-А” були першими базовими моделями блочного вимірного устаткування і їх конструкція, хоча в цілому аналогічна, як і в „Спутник-Б”, але є дещо простішою: в них відсутні лічильники витрати газу та вологоміри.

В таблиці 1.1 наведена технічна характеристика основних блочних вимірювальних установок типу „Спутник-А” і „Спутник-Б”.

Всі АГВУ розраховані на вимір дебіту нафти, яка характеризується наступними властивостями: кінематична в'язкість - до $30 \cdot 10^{-6}$ м²/с; вміст води - до 70 %; парафіну - до 7 %; повна відсутність агресивних компонентів типу H₂S.

Таблиця 1.1 - Технічна характеристика установок „Спутник-А" і „Спутник-Б"

Показники	А-16-14-400	АМ-25-10-1500	АМ-14-14-400	Б-40-14-500	Б-40-24-400
Число під'єднаних свердловин	14	10	14	14	24
Робочий тиск, МПа	1,6	2,5	4,0	4,0	4,0
Діапазон виміру дебіту рідини, м ³ /д	10-400	10-1500	10-400	5-500	5-400
Пропускна здатність, м ³ /д по рідині по газу	4000	10000	4000 20000	4000	4000
Похибка виміру, % рідини води газу	±2,5	±2,5	±2,5	±2,5 ±4,0 ±8,0	±2,5 ±4,0 ±8,0

Сучасні автоматизовані групові вимірні установки АГВУ не позбавлені і певних недоліків. Як це видно з табл. 1.1, паспортна похибка лічильника витрати рідини не повинна перевищувати ±2,5 %. В основному, в установках використовуються турбінні витратоміри типу „Норд", чутливим елементом в яких є турбінка. Між швидкістю руху рідини через лічильник та частотою обертів турбінки існує в певних межах пряма пропорційність. З допомогою магніто-індуктивного датчика, вмонтованого в лічильник, електричні сигнали з частотою, пропорційною частоті обертів турбінки, передаються на електромеханічний лічильник, встановлений в МБА. В промислових умовах похибка лічильника

значно зростає. Основними причинами цього є:

- неякісна сепарація газу від нафти, тобто проходження через лічильник рідини певної кількості газу;
- відкладання парафіну, смол та неорганічних солей на стінках установки та у вимірювальній апаратурі;
- корозія внутрішньої поверхні установки та окремих деталей.

Ще більша похибка має місце при вимірі витрат газу турбінними лічильниками типу АГАТ-2, „Тургас”. Недостатньо надійним є і вимір вмісту води в нафті із допомогою вологомірів.

Принцип роботи уніфікованого вологоміра для визначення вмісту води в нафті (УВН) є непрямим і ґрунтується на вимірюванні ємності конденсатора, через дві обкладинки якого пропускають продукцію свердловин. Як відомо, нафта є діелектрик, має провідність $\epsilon_n=2,0-2,5$, а мінералізована вода (провідник) $\epsilon=80$. Тому, в залежності від співвідношення нафти та води, ємність конденсатора буде різною.

Конструктивно вологомір являє собою короткий патрубок з фланцями на кінцях, який служить і зовнішнім електродом. В середині патрубку монтується скляна трубка (ізолятор), на внутрішній поверхні якої напильюється тонкий шар срібла (внутрішній електрод). Шкала вологоміра відградуєвана у відсотках об'ємного вмісту води в нафті.

Достатня точність виміру вмісту води може бути досягнута тільки при рівномірному розподілі крапель води в нафті, відсутності значної кількості пухирців газу.

Незначне поширення на промислах набули групові вимірні установки типу "Спутник ВМР", які обладнуються вібраційно-масовими витратомірами. Такі установки виконують ті ж функції, що і розглянуті вище установки, але відрізняються від них відсутністю сепаратора та перемикаючого пристрою

типу ПСБ.

Продукція свердловин I проходить через засувки 1 і вібраційно-масові витратоміри 2, які монтуються на кожній викидній лінії (рис. 1.6). Пройшовши їх, продукція через зворотні клапани 3 та триходові клапани 4 направляється в колектори безводної II або обводненої нафти III, на яких встановлюються відсікаючі триходові клапани 5 і 6.

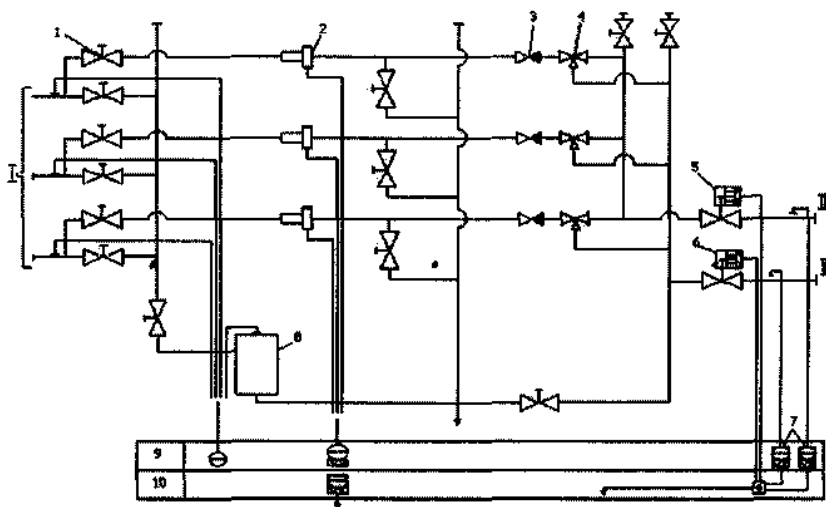


Рисунок 1.6 - Схема установки "Спутник ВМР-40-14-40"

Сам датчик ВМР (рис. 1.7) складається з герметичного корпусу 1, вимірної трубки 2 з тягарцем 3, індуктивного датчика 5 і електромагніта 4.

Принцип його роботи ґрунтується на вимірюванні часу згасання вільних коливань заземленої вимірної трубки з тягарцем, через яку проходить газорідинна суміш. Такі коливання збуджуються з допомогою електромагніта і з часом їх амплітуда зменшується пропорційно масовій витраті рідини, яка проходить через вимірну трубку.

Вимірюється коефіцієнт гасіння вільних коливань трубки за

допомогою індуктивного датчика і переводиться в масову витрату.

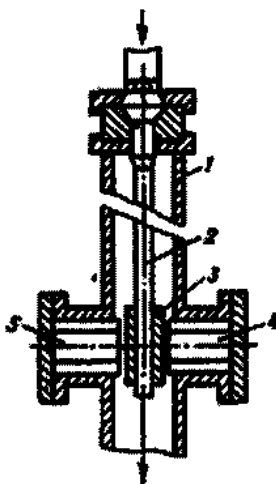


Рисунок 1.7-Датчик ВМР

"Спутник ВМР" має відносно просту і надійну конструкцію, дозволяє вести оперативний контроль за режимом роботи нафтових свердловин, хоча точність виміру витрати рідини є низькою. Цей недолік має місце і в установках "Спутник А і Б".

Сучасні установки АГВУ мають безперечні переваги перед об'ємним методом виміру дебіту свердловин, але не позбавлені і значних недоліків. Основним з них є недостатня точність виміру об'ємної витрати рідини та газу. Як відомо, принцип роботи лічильника турбінного типу полягає в зміні числа обертів крилець при зміні швидкості потоку рідини чи газу. Паспортна похибка лічильників витрати рідини не перевищує 2,5 %. В промислових умовах, при використанні їх на установках АГВУ, похибка значно зростає в зв'язку з неякісною сепарацією газу від нафти, залежністю об'ємної витрати продукції свердловин від тиску та температури, відкладанням парафіну та солей на стінках установки та вимірювальної апаратури.

Контрольні питання

1 Назвіть основні об'єкти системи збору нафто-промислової продукції.

2 Наведіть та поясніть схему групового збору продукції нафтових свердловин.

3 Сформулюйте основні вимоги до сучасних прогресивних технологічних схем збору і транспортування свердловинної продукції.

4 Які основні установки повинні використовуватись в уніфікованій системі збору при збільшенні об'ємів видобування нафти?

5 В чому полягає доцільність попереднього відділення води в системі збору нафтопромислової продукції?

6 Які основні способи виміру дебіту нафтових свердловин застосовуються в системі збору і в чому полягає необхідність їх використання?

7 Поясніть принцип роботи автоматизованих групових вимірних установок (Спутник-АМ).

8 Які фактори зменшують надійність та точність виміру витрати рідини і газу у вимірних установках?