

Отчёт  
по учебной (ознакомительной)  
практике  
на примере объекта  
ТПП «Когалымнефтегаз»  
Повховского месторождения ЦДНГ-1



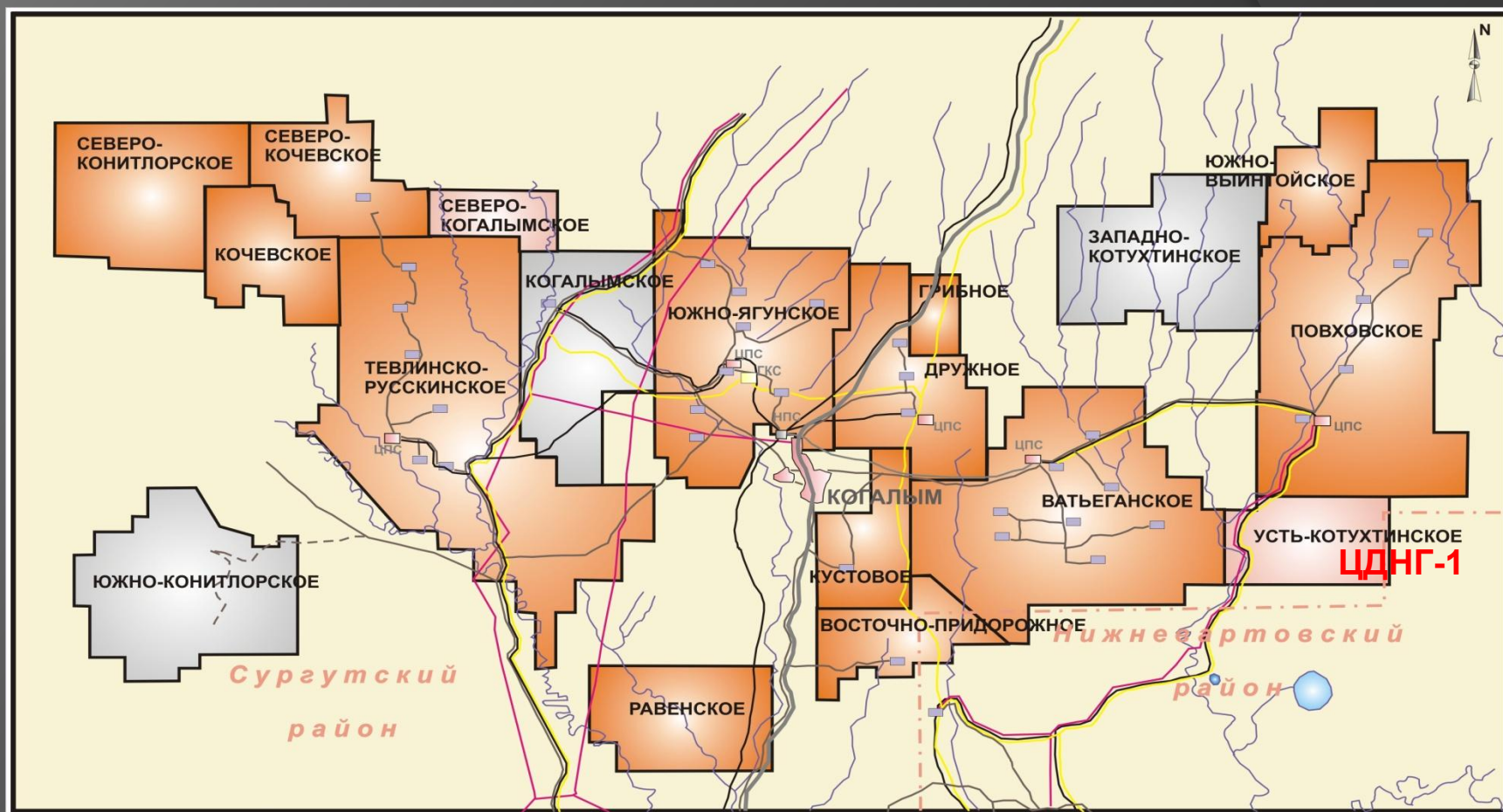
Отчёт  
подготовил:

: Иващенко Алексей

студент группы НР-09 филиала  
ТюмГНГУ в городе Когалыме



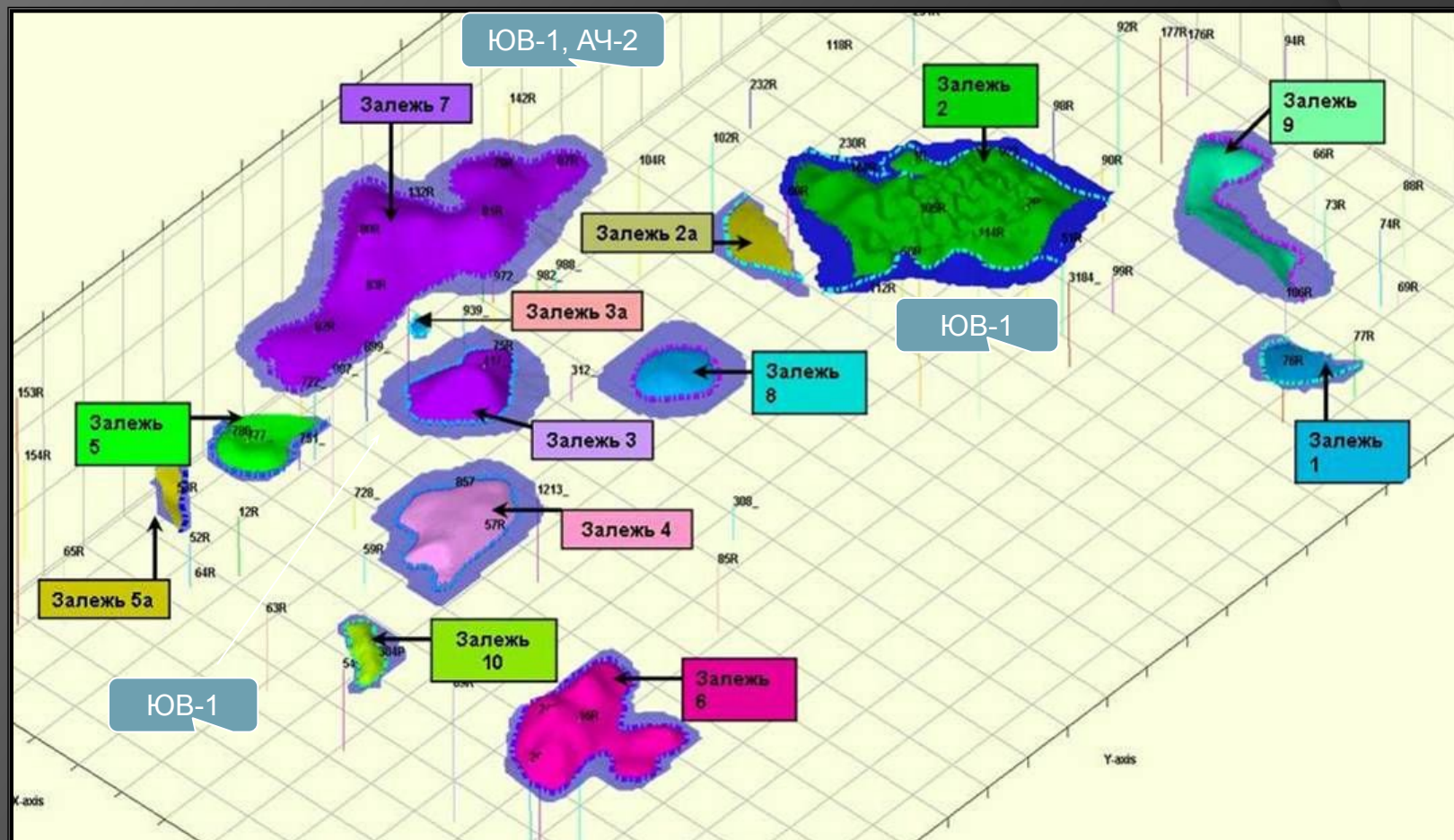
# Обзорная карта месторождений ТПП «Когалымнефтегаз»





# Схема залежей повховского месторождения

## ТПП «Когалымнефтегаз»



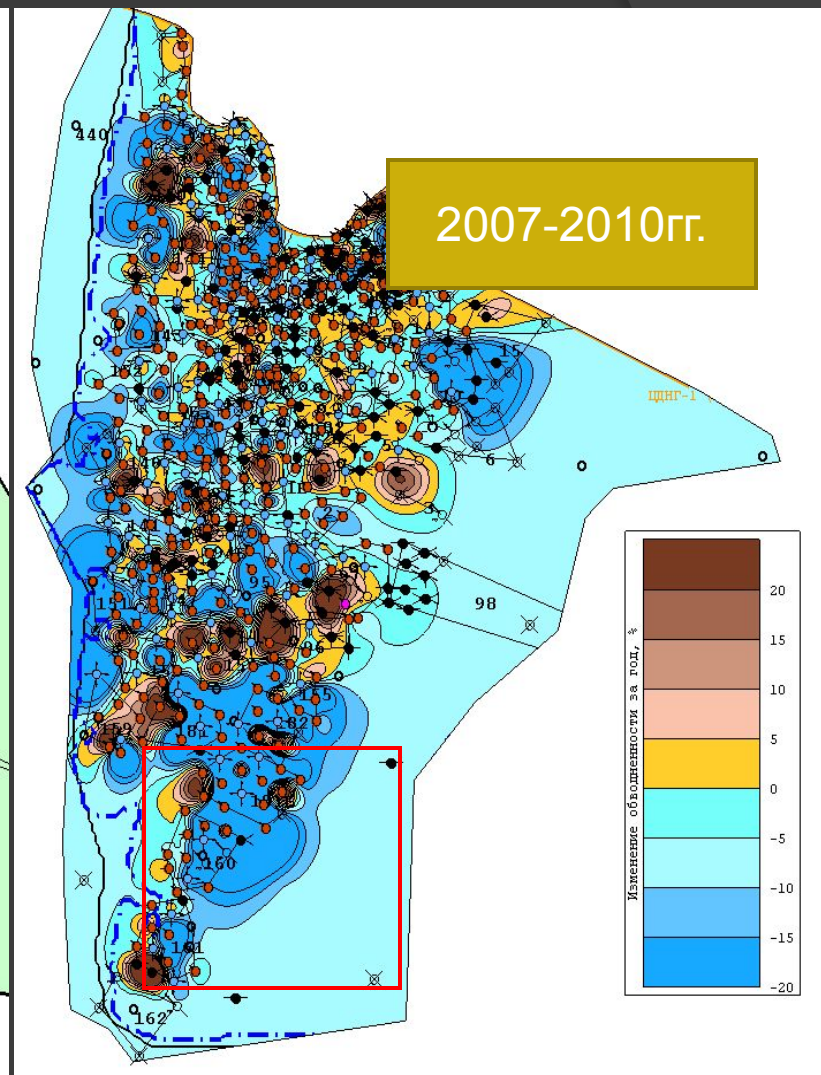
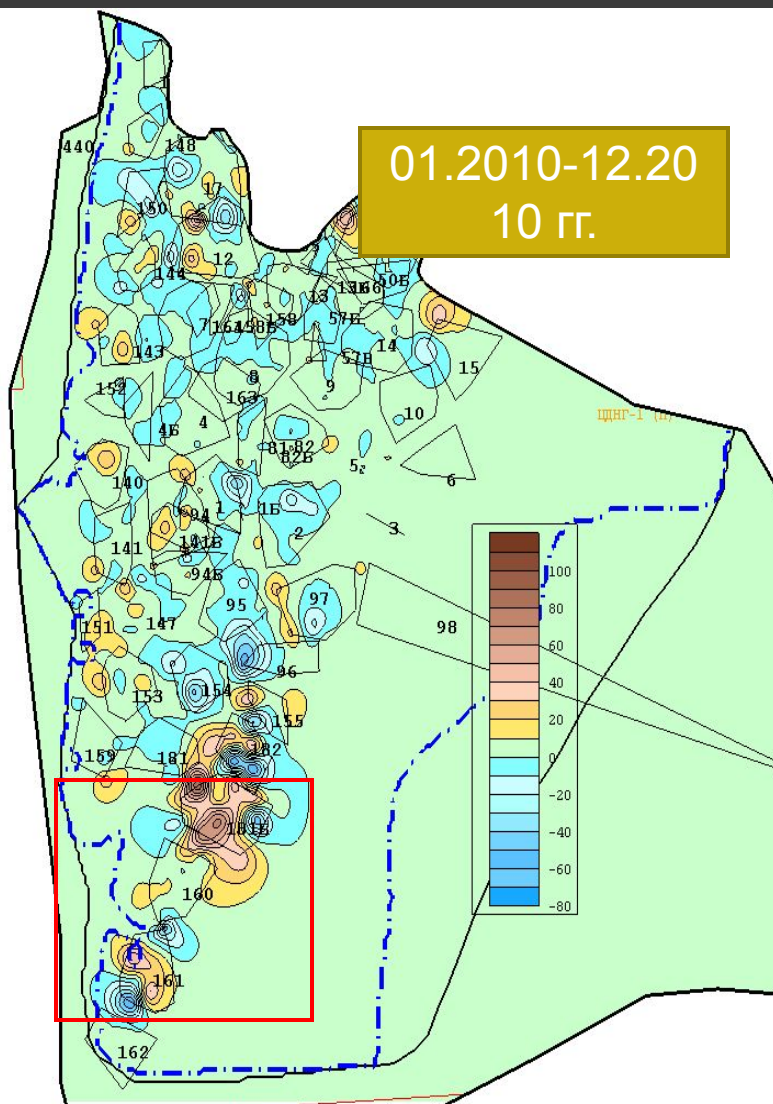
# Сопоставление запасов Повховского месторождения по Российской классификации



| Месторождение, пласт | Начальные геологические и извлекаемые запасы нефти на 01.01.2008г., тыс т |               |              |              |              |              |
|----------------------|---------------------------------------------------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|                      | ABC1                                                                      |               | C2           |              | КИН          | КИН          |
|                      | геолог.                                                                   | извлек.       | геолог.      | извлек.      | ABC1         | C2           |
|                      |                                                                           |               |              |              |              |              |
|                      |                                                                           |               |              |              |              |              |
| <b>ПОВХОВСКОЕ</b>    | <b>727878</b>                                                             | <b>268403</b> | <b>52237</b> | <b>12730</b> | <b>36.87</b> | <b>24.37</b> |
| БВ8                  | 660591                                                                    | 247747        | 26621        | 6677         | 0.38         | 25.08        |
| БВ8-с(сардаковское   | 6833                                                                      | 2220          | 499          | 131          | 0.32         | 26.25        |
| Ач2                  | 6251                                                                      | 1498          | 3078         | 827          | 0.24         | 26.87        |
| Ач3                  | 616                                                                       | 136           | 417          | 102          | 0.22         | 24.46        |
| Ач4                  | 118                                                                       | 16            | 113          | 28           | 0.14         | 24.78        |
| Ач7                  | 815                                                                       | 123           | 7433         | 1446         | 0.15         | 19.45        |
| Ач8                  | 1687                                                                      | 329           | 665          | 125          | 0.20         | 18.80        |
| ЮВ1/1                | 50811                                                                     | 16303         | 13411        | 3394         | 0.32         | 25.31        |
| ЮВ2                  | 156                                                                       | 31            |              |              | 0.20         |              |



# Изменение обводненности с 2007-2010 год



# Основные технологические показатели разработки



|                       | 2004   | 2005   | 2006   | 2007   | 2008  | 2009 | 2010 | 2011 |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|-------|------|------|------|
| Доб. нефти, тыс.т.    | 1400,9 | 1488.8 | 1655.6 | 2025.7 | 2146  | 2250 | 2280 | 2240 |
| Доб. жидкости, тыс.т. | 3435,8 | 4362.8 | 5073.3 | 5578.4 | 6032  | 6500 | 6490 | 6520 |
| Обводненность, %      | 59,23  | 65.87  | 67.37  | 63.69  | 64.42 | 66,3 | 65,4 | 67,8 |



# Динамика изменения состояния запасов нефти промышленных категорий





# Площадочные объекты

| Наименование объекта | Номинальная производительность,<br>м3/сутки |
|----------------------|---------------------------------------------|
| ДНС-1 (с УПСВ)       | 30 000                                      |
| ДНС-4 (с УПСВ)       | 10 000                                      |
| БКНС-1               | 23 000                                      |
| БКНС-4               | 10 000                                      |
| БКНС-7               | 5500                                        |



# Выполнение основных показателей

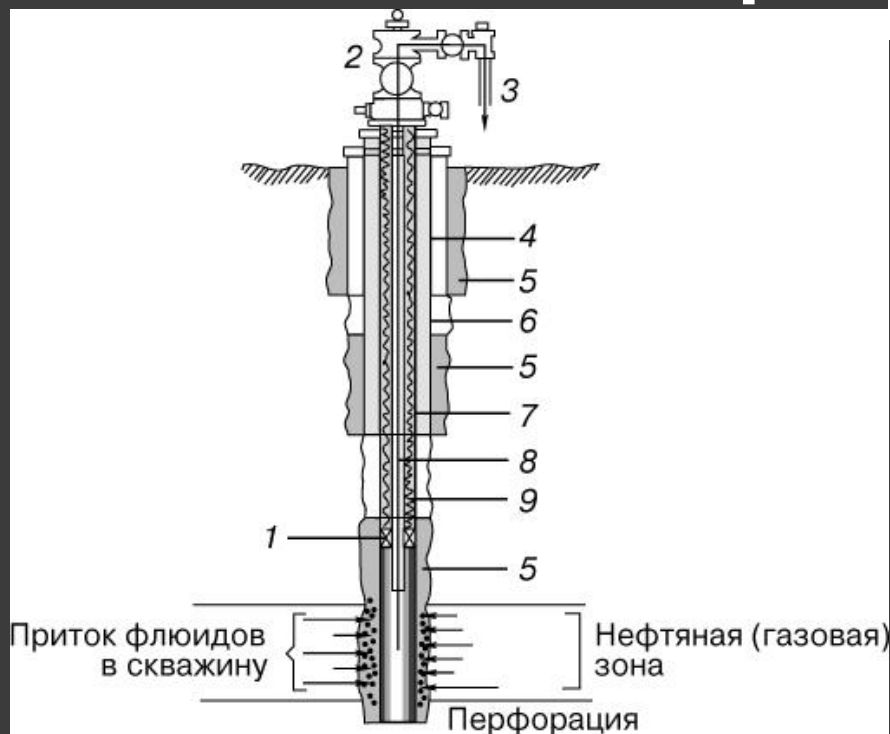
| Показатели                 | 2008г. | 2009г. | 2010г. | 2011г. |
|----------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Добыча нефти, тыс.т.       | 1755   | 1799   | 1953   | 2115   |
| ГТМ всего, скв.            | 118    | 137    | 160    | 151    |
| Доп. доб. от ГТМ, тыс.т.   | 314    | 314    | 383    | 350    |
| Ввод новых скважин         | 65     | 57     | 73     | 73     |
| Доп. доб. от ввода, тыс.т. | 245    | 241    | 297    | 287    |
| Закачка, тыс.т.            | 10771  | 11129  | 13454  | 14879  |



# Динамика фонда добывающих скважин



# Фонтанный способ добычи нефти



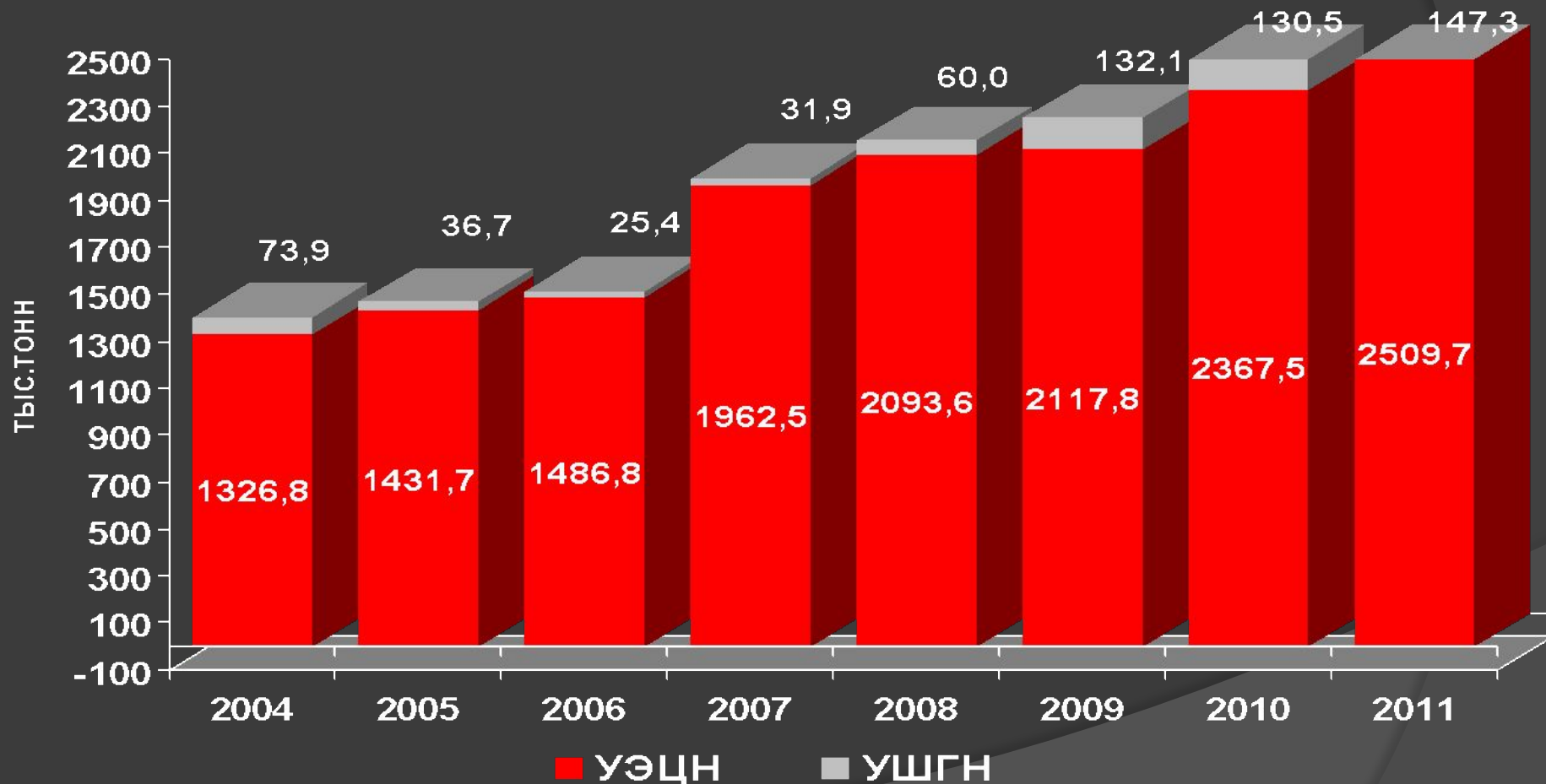
**СХЕМА УСТАНОВКИ ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ** на головке скважины; нефть поступает через отверстия перфорации и поднимается вверх под воздействием пластового давления. 1 - пакер (сальник); 2 - фонтанная арматура; 3 - трубопровод для оттока нефти в хранилище; 4 - поверхностная обсадная колонна (кондуктор); 5 - цемент; 6 - промежуточная (техническая) обсадная колонна; 7 - эксплуатационная обсадная колонна; 8 - насосно-компрессорная колонна; 9 - извлекаемый флюид.



Штанговая глубинная насосная установка состоит из скважинного насоса 2 вставного или невставного типов, насосных штанг 4, насосно-компрессорных труб 3, подвешенных на планшайбе или в трубной подвеске 8 устьевой арматуры, сальникового уплотнения 6, сальникового штока 7, станка качалки 9, фундамента 10 и тройника 5. На приеме скважинного насоса устанавливается защитное приспособление в виде газового или песочного фильтра 1.



# Добыча нефти по способам





# Средний дебит скважин по способам

| Показатели                                      | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008   |
|-------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Среднесуточный дебит скважины по нефти, т/с     | 13,22 | 12,97 | 13,12 | 15,78 | 17,69  |
| ЭЦН                                             | 16,16 | 14,53 | 13,68 | 17,13 | 18,698 |
| ШГН                                             | 3,09  | 2,70  | 2,23  | 3,24  | 4,876  |
| Среднесуточный дебит скважины по жидкости, м3/с | 34,99 | 40,52 | 42,83 | 46,69 | 53,650 |
| ЭЦН                                             | 43    | 45,87 | 47,34 | 51,37 | 57,185 |
| ШГН                                             | 7,45  | 7,88  | 7,24  | 6,67  | 10,01  |

# Подземный ремонт добывающих нагнетательных скважин



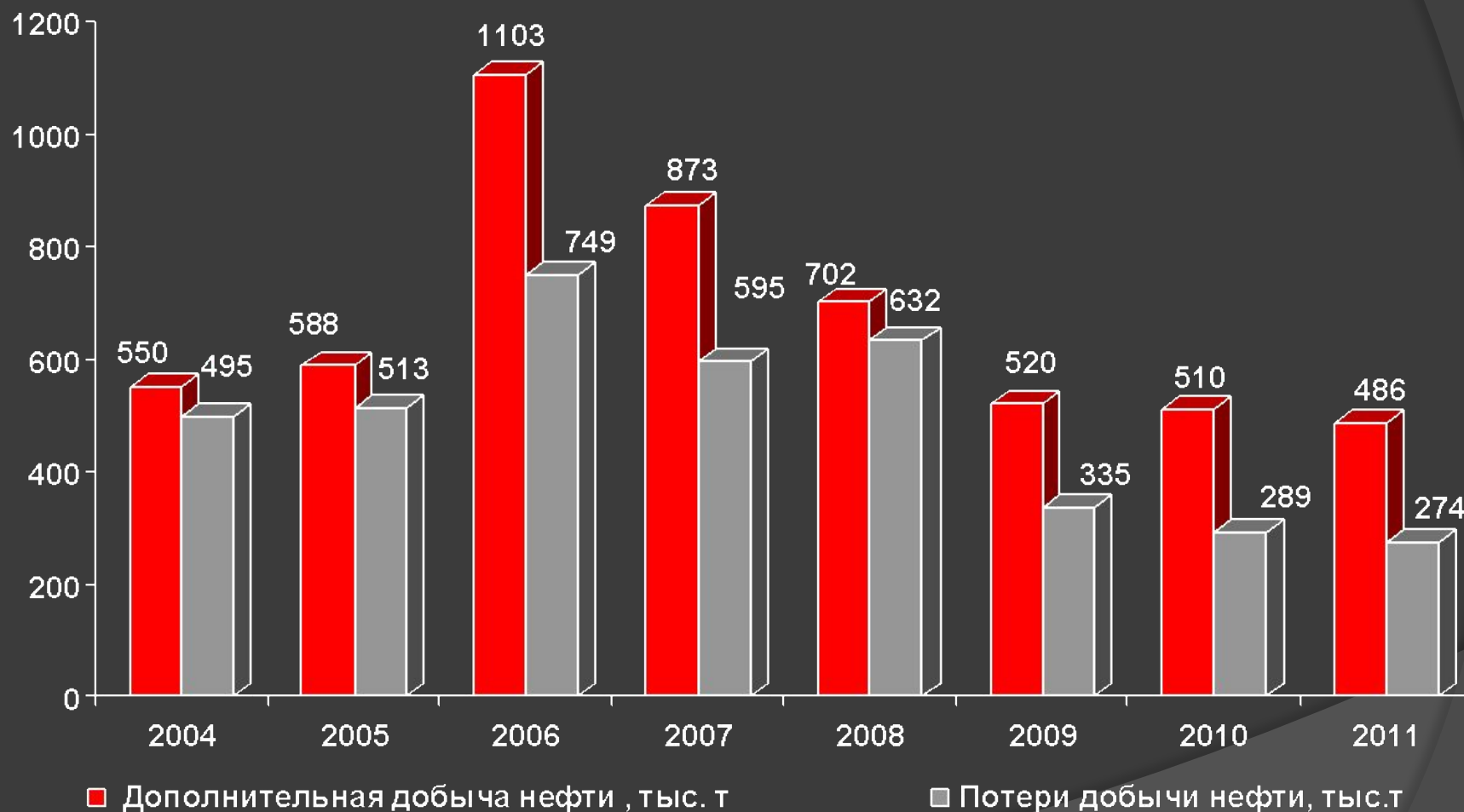
1. Обследование и исследование скважин перед капитальным ремонтом
2. Капитальный подземный ремонт скважин
3. Ремонт эксплуатационной колонны
4. Изоляционные работы по устранению или ограничению водопритоков
5. Изоляция притока подошвенной воды
6. Ловильные работы в скважине
7. Извлечение упавших труб
8. Извлечение установки ЭЦН
9. Испытание колонны на герметичность
10. Зарезка второго ствола
11. Ликвидация скважин



По пробуренному фонду скважин проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- ввод добывающих скважин из бездействия и консервации, в т.ч. с проведением ГРП;
- ввод нагнетательных скважин из бездействия и консервации, в т.ч. с проведением ГРП;
- проведение ГРП на действующем фонде добывающих и нагнетательных скважин;
  - перевод скважин под закачку;
- проведение ремонтно-изоляционных работ в добывающих и нагнетательных скважинах;
- проведение дострелов в добывающих и нагнетательных скважинах;
  - бурение вторых стволов.

# Дополнительная добыча от ГТМ и потери нефти



# Объекты поддержания пластового давления и их эксплуата



Насосные системы для поддержания  
пластового давления (ППД)



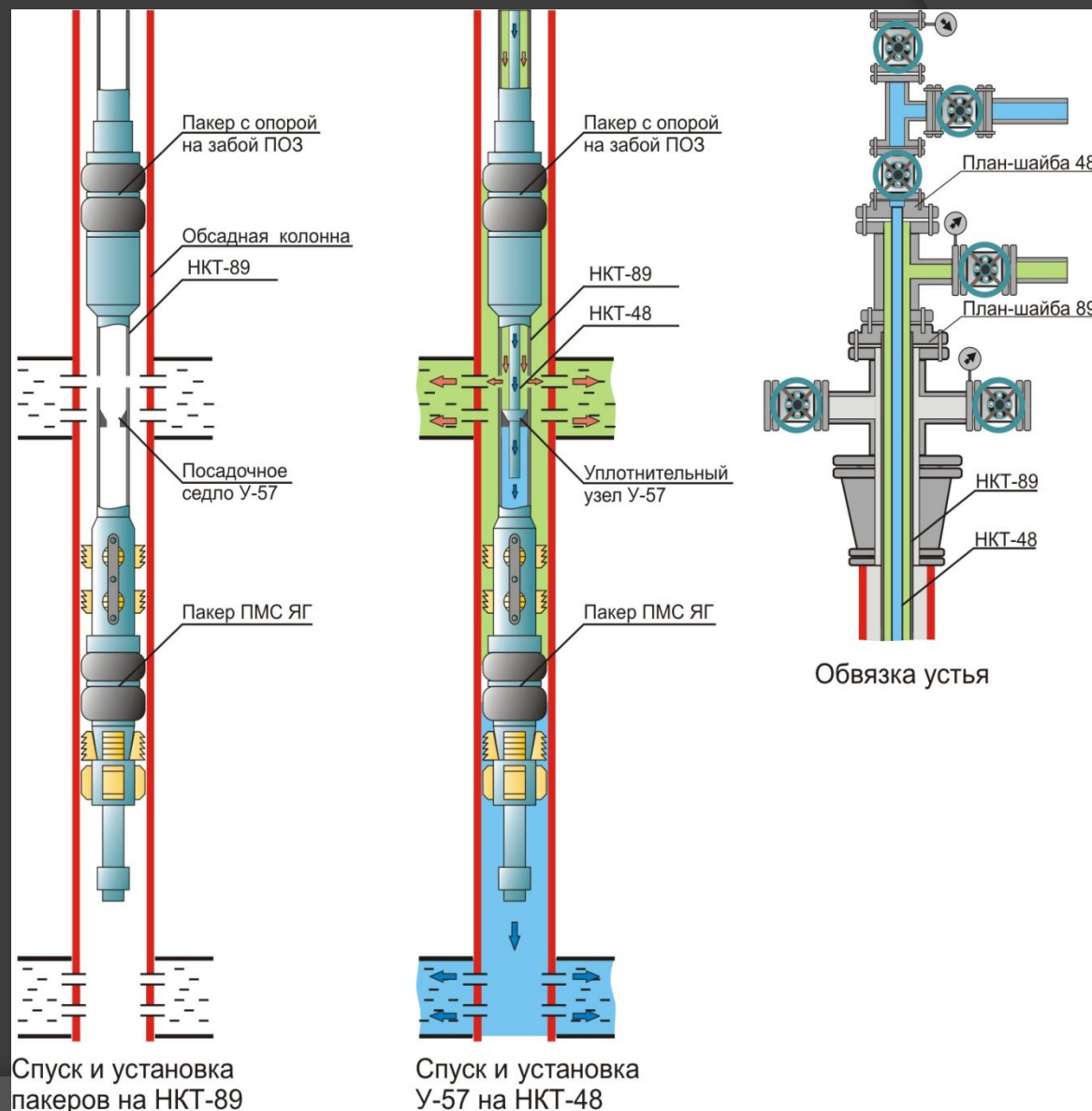
# Одновременно-раздельная закачка воды

Преимущества  
одновременно-раздельной  
закачки воды по отношению к  
обычной технологии:

Закачка воды  
осуществляется на два пласта от  
одной нагнетательной скважины,  
с возможностью регулированием  
приёмистости каждого пласта на  
устье скважины методом  
штуцирования;

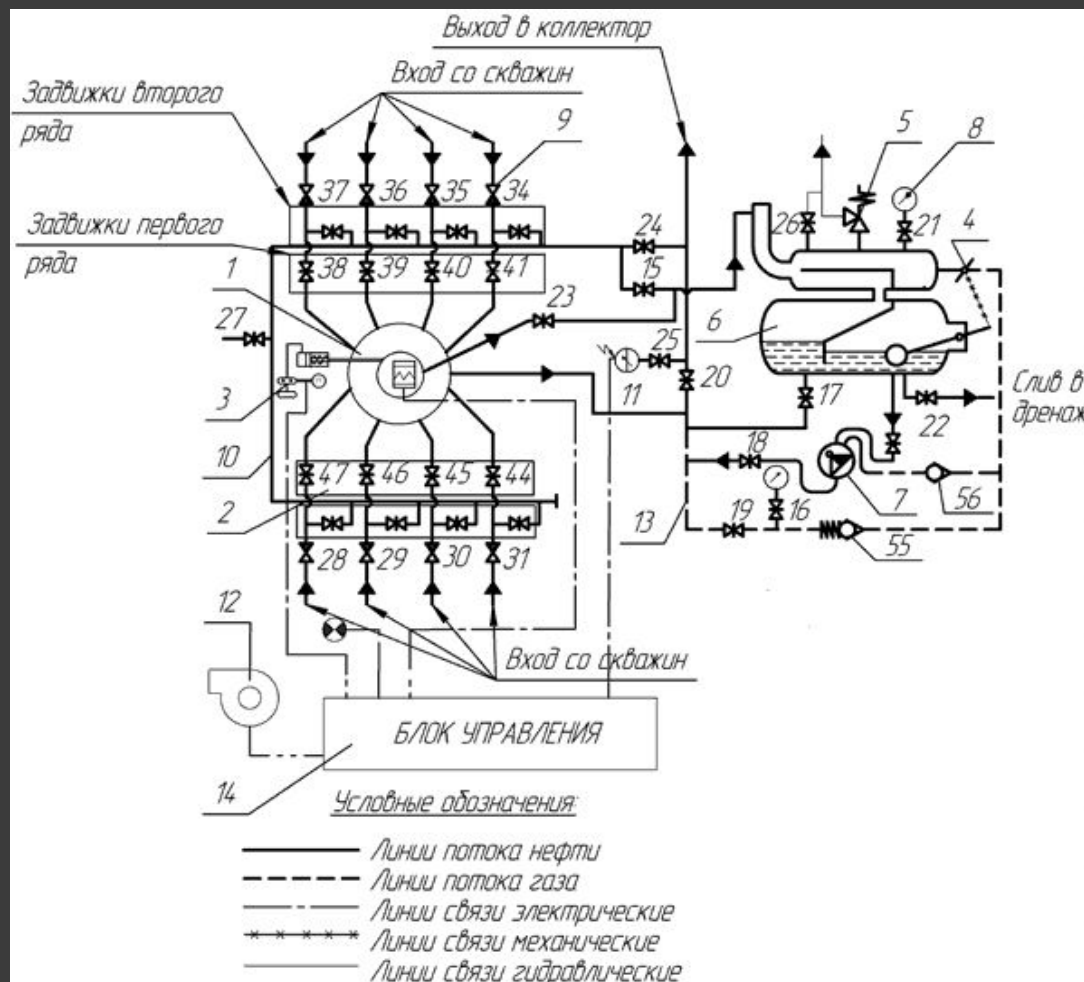
Удобство в обслуживании  
устьевой арматуры и отключение  
объектов разработки в любой  
период времени, без ущерба для  
другого объекта разработки;

Отсутствие в  
необходимости бурения  
дополнительных нагнетательных  
скважин для объектов  
разработки.



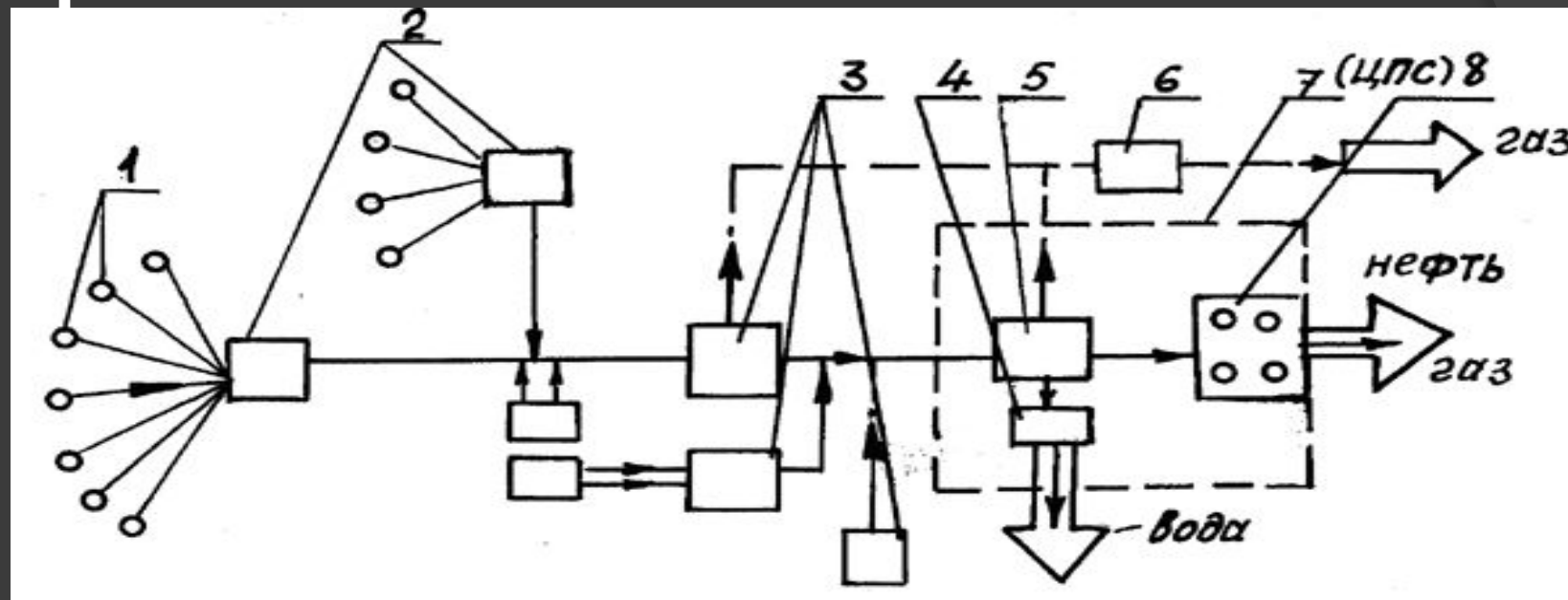


# Устройство АГЗУ типа «Спутник»



- 1 - переключатель скважинный ПСМ
- 2 - обогреватель электрический;
- 3 - гидропривод;
- 4 - заслонка;
- 5 - клапан предохранительный;
- 6 - сепаратор;
- 7 - преобразователь счетчика «СКЖ»
- 8 - манометр показывающий;
- 9 - клапан обратный;
- 10 - байпас;
- 11 - манометр электроконтактный;
- 12 - вентилятор;
- 13 - трубопровод общий;
- 14 - блок управления и индикации;
- 15-54 - задвижки;
- 55 - клапан редукционный;
- 56 - клапан обратный

# Схема сбора и подготовки продукции скважин на нефтяном промысле:



- 1 - нефтяная скважина;
- 2 - автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ);
- 3 - дожимная насосная станция (ДНС);
- 4 - установка очистки пластовой воды;
- 5 - установка подготовки нефти;
- 6 - газокompрессорная станция;
- 7 - центральный пункт сбора нефти, газа и воды;
- 8 - резервуарный парк



*Благодарю  
за внимание*