

# СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

---

Лекция 2

# СБОР И ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫЙ ТРАНСПОРТ

Любая система сбора нефти, газа и воды должна обеспечить возможность осуществления следующих операций:

- измерение продукции каждой скважины;
- транспортировка продукции скважин за счет энергии пласта или насосов до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды;
- отделение газа от нефти и транспортировка его до пункта подготовки или до потребителя;
- отделение свободной воды от продукции скважин до установок подготовки нефти (в случае добычи обводненной нефти);
- отдельный сбор и транспорт продукции скважин, существенно отличающейся по обводненности или физико-химическим свойствам;
- подогрев продукции скважин, если невозможно ее собирать и транспортировать при обычных температурах.

# НЕГЕРМЕТИЗИРОВАННЫЕ САМОТЁЧНЫЕ СИСТЕМЫ

- Продолжают эксплуатироваться на старых месторождениях. Движение жидкости в них осуществляется за счёт разности геодезических отметок. Продукция скважин замеряется в индивидуальных (ИЗУ) или групповых (ГЗУ) замерных установках.
- ИЗУ располагается вблизи устья скважины. Нефть и вода, отделённые от газа поступают в самотёчные выкидные линии, а затем – в участковые негерметизированные резервуары сборного пункта (СП). Из них нефть забирается центробежными насосами и подаётся по сборному коллектору в сырьевые резервуары УПН. Отстоявшаяся вода утилизируется или транспортируется в виде эмульсии до сырьевых резервуаров. Газ под собственным давлением попадает на ГПЗ или на компрессорную станцию.
- ГЗУ в отличие от ИЗУ располагается вдали от скважин. На неё поступает продукция нескольких скважин. Измерение дебита индивидуальных скважин по жидкости производят переключением задвижек на распределительной батарее в замерном трапе или мернике, а газа – при помощи диафрагмы и самопишущего прибора ДП-430

АГЗУ



## СИСТЕМА СБОРА БАРОЯННА – ВЕЗИРОВА(1946Г.)

- Предусматривает однострубный сбор с использованием энергии пласта до ГЗУ и далее по общему коллектору до участковых пунктов сбора где сепарируют нефть в две ступени и предварительно обезвоживают.
- Газ I ступени отделяется при давлении 0,4-0,5МПа и транспортируется к потребителю за счёт давления в сепараторах или при помощи компрессоров.
- Газ II ступени отделяется при давлении 0,1МПа; его отбирают вакуумными насосами, осушают и закачивают в напорный газопровод.
- Дезэмульгатор дозируют на устье, либо на ГЗУ, либо перед I ступенью сепарации. В сырьевые резервуары УПС поступает дегазированная обводнённая, обработанная дезэмульгатором нефть; отстаивается и подаётся на УПН.
- Ограничивает область применения необходимость строительства большого числа мелких пунктов сбора с резервуарным парком, НС и КС.

# ВЫСОКОНАПОРНАЯ ГРОЗНЕНСКАЯ СИСТЕМА СБОРА

- Предусматривает транспортирование всей продукции под устьевым давлением 6-7МПа на большие расстояния, чем система Бароянна – Везирова.
- На каждой площади стоит лишь одна центральная сепарационная установка с одноступенчатой сепарацией под давлением до 5 Мпа. Отделившийся газ направляется в холодильную установку, для максимального отделения конденсата, а затем под собственным давлением - на ГПЗ.
- Эмульсионную нефть с оставшимся растворённым газом и газоконденсатом по одному трубопроводу под собственным давлением транспортируют на ЦППН
- Внедрение системы сдерживается из-за пульсаций давлений, приводящих к вибрации трубопроводов, возможным прорывам по сварным соединениям.

## СИСТЕМЫ СБОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

- Специфика всех систем сбора в З.С. определяется кустовым способом разбуривания скважин. Сепарация в 2-3 ступени: I – при давлении 0,4-0,8 МПа перед ДНС или на комплексных сборных пунктах (КСП). Газ после I стадии может транспортироваться на 100км и далее.
- В зависимости от того, какие процессы идут на КСП системы сбора З.С. классифицируют в 2 группы:
- I группа - системы сбора, где всю собранную нефть окончательно подготавливают на ЦППН. В этом случае I ступень сепарации осуществляется на КСП, ввод деэмульгатора – перед сепараторами. Обезвоживание частичное, без подогрева. Частично обезвоженную нефть перекачивают на ЦППН, где находятся II и III ступени сепарации при давлениях 0,25 и 0,105МПа и происходит окончательное термохимическое обезвоживание

## СИСТЕМЫ СБОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

- II группа – системы сбора, где на КСП проводят полное обезвоживание нефти и I ступень сепарации. На НКТ имеются аппараты (напорные) предварительного сброса, блочные или стационарные нагреватели и отстойники (электродегидраторы) для глубокого обезвоживания
- В этих схемах горячую воду и деэмульгатор подают в трубопровод перед I ступенью сепарации. Частично обезвоженная нефть под давлением сепарации проходит блок нагрева, трубопровод каплеобразователь и окончательно обезвоживается в отстойниках. Затем потоки газонасыщенной обезвоженной нефти сливаются и подаются на ЦППН насосами. Здесь происходит сепарация II и III ступени и нефть подаётся в магистральные трубопроводы. Газ либо используется на собственные нужды, либо подаётся на ГПЗ.

## УНИФИЦИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ

- В основе – совмещение в системе сбора гидродинамических и физико-химических процессов для подготовки продукции скважин, для её разделения в специальном оборудовании повышенной производительности при максимальном концентрировании основного оборудования по подготовке на ЦНСП. Это даёт возможность реализации мероприятий по комплексной автоматизации нефтепромысловых объектов с наименьшими капиталовложениями и эксплуатационными расходами.

# УНИФИЦИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ

Существует 2 варианта унифицированных систем сбора

- По 1 варианту I стадия сепарации и дожимная станция с предварительным обезвоживанием располагается на месторождении. Процесс предварительного обезвоживания проводится при давлении сепарации. Качество сбрасываемой воды необходимо обеспечить таким, чтобы оно удовлетворяло требованиям по закачке её в пласт, трещиновато-пористые коллекторы.
- По 2 варианту на месторождении нет сброса воды, располагается лишь сепарационная установка с насосной откачкой.

При выборе варианта схемы учитываются следующие показатели:

- энергетические возможности месторождения в основной период разработки
- способ эксплуатации скважин
- физико-химические свойства нефти и нефтяной эмульсии
- рельеф местности, который характеризуется суммой геодезических подъёмов (параметр  $Sh$ )