

ЛЕКЦИЯ №1

Основные тенденции и перспективы развития нефтедобывающей отрасли в Республике Казахстан, странах СНГ и за рубежом.

Нефтяная промышленность республики Казахстан является ведущей отраслью экономики. За вековой период своего развития республика Казахстан превратилась в одну из крупнейших нефтедобывающих стран мира, занимающая по объему разведанных запасов нефти тринадцатое место, газу и конденсату - пятнадцатое, по уровню добычи нефти - двадцать восьмое место в мире.

Казахстан прочно занимает второе место по разведанным запасам и уровню добычи нефти среди стран СНГ, а по запасам газа и конденсата - четвертое.

На территории республики установлено более 200 нефтяных и газовых месторождений.

Запасы нефти промышленных категорий установлены в шести административных областях Казахстана. В четырех западных областях находится более 90% остаточных извлекаемых запасов нефти.

Именно здесь расположены уникальные месторождения Тенгиз, Карачаганак, Узень, Жанажол, Кенбай, а также все месторождения с запасами более 100 млн. тонн. Основные запасы природного газа сосредоточены в двух областях: Западно-Казахстанской, (Карачаганак) и Актюбинской (Жанажол). Нефтегазовые месторождения обладают огромным потенциалом запасов попутного нефтяного газа.

Республика Казахстан располагает не только крупной сырьевой базой разведанных запасов, но и значительными прогнозными ресурсами.

Прогнозные извлекаемые ресурсы нефти республики оцениваются в 7,8 млрд. тонн на суше, при этом 2/3 их сосредоточены в Западном Казахстане. Прогнозные ресурсы природного газа республики оцениваются в 7,1 трил. м³.

Большие перспективы нефтегазоносности связываются с недрами Казахстанского сектора Каспийского моря.

В результате бурения разведочной скважины на структуре Восточный Кашаган в северо-восточном секторе Каспийского моря подтверждены промышленные запасы нефти и газа.

В настоящее время в разработке находится около 60 нефтяных месторождений, расположенных в Прикаспийской впадине, Северном Устюрте, Мангышлаке и Южно-Торгайской впадине. Добыча нефти и конденсата Республики Казахстан в 1999 году составила 30,3 млн.т. Добыча газа в Республике ведется в основном в двух областях: Мангистауской и Западно-Казахстанской и составляет всего 5% от начальных запасов, в 1999 году она составила 7,173 млрд.м³

В условиях быстрого развития нефтяной промышленности становятся весьма актуальными проблемы дальнейшего совершенствования систем промыслового сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции.

Нефтегазодобывающие предприятия

Представляют собой сложный комплекс многочисленных сооружений основного и вспомогательного назначения, обеспечивающих добычу, сбор и подготовку нефти к транспорту; сбор и очистку нефтяного газа; подготовку для закачки в пласт пресной и пластовой воды, используемых в системах поддержания пластового давления. Специфические проблемы возникают при добыче высоковязких смолистых и парафинистых нефтей, при содержании в продукции скважин сероводорода и углекислого газа, при смешении продукции из разных нефтеносных горизонтов, при закачке в пласт воды, несовместимой по своим качествам с пластовыми водами.

При составлении проектов обустройства нефтяных месторождений и при разработке месторождений нефти и газа большое внимание уделяется охране окружающей среды, защите от загрязнения недр, почвы, вод и атмосферного воздуха.

Многообразие явлений, процессов и проблем в области промыслового сбора и подготовки продукции нефтяных скважин не позволяют достаточно глубоко и полно отразить их в пределах одной книги. Современная мировая практика разработки нефтяных месторождений характеризуется использованием различных технических и технологических решений, средств и оборудования, способных обеспечить эффективный сбор и качественную подготовку нефти, попутного нефтяного газа и воды в различных условиях. В технологических процессах применяется высокопроизводительное оборудование и аппараты в герметизированном блочном исполнении, полностью или частично автоматизированные. Используются широкий спектр химических реагентов.

ЛЕКЦИЯ №2

Проект разработки месторождения и проект обустройства, их взаимосвязь.

- Проектирование начинается с составления *проекта разработки* того или иного месторождения, которое включает:
- -подсчет запасов нефти и газа;
- -составление схемы разработки месторождения;
- -определение геологической, гидродинамической и эксплуатационной характеристик всех продуктивных горизонтов;
- -определение химического состава и характеристики пластовых вод;
- -определение физико-химических свойств нефти и газа;
- -дифференциальное разгазирование нефтей при различном числе ступеней сепарации;
- -рекомендации по наиболее целесообразным схемам переработки нефти;
- -рекомендации по системе разработки месторождения;
- -перспективный план добычи нефти и газа с указанием добычи обводненной нефти на весь период разработки по каждому году;
- -перспектива нефтеносности прилегающих районов;
- -порядок и время ввода скважин в эксплуатацию и вывода их из эксплуатации;
- -динамику изменения пластовых, забойных, буферных и затрубных давлений в скважинах в периоды разработки;
- -расчет давления фонтанирования скважин безводной нефтью и параметры, при которых скважины следует переводить с фонтанного на механизированные способы эксплуатации;
- -определение газового фактора;
- -выбор способа поддержания пластового давления и определение объемов и параметров закачки рабочего агента;
- -режимы работы нагнетательных скважин, источники рабочих агентов;

Основное назначение проекта разработки

Обеспечение запланированной добычи из месторождения при минимальных затратах на одну тонну нефти и максимальном извлечении нефти при соблюдении мероприятий по охране недр и окружающей среды.

Проект обустройства нефтяного месторождения является основным документом, на основе которого осуществляется строительство объектов сбора, внутривнепромыслового транспорта и подготовки скважинной продукции.

Под скважинной продукцией понимают многокомпонентное вещество, поступающее из скважин и состоящее из нефти, пластовой воды, различных примесей и растворенного газа. Основными элементами системы сбора и подготовки скважинной продукции являются:

добывающие скважины;

автоматизированные замерные установки (АГЗУ);

дожимные насосные станции (ДНС);

центральный пункт сбора и подготовки нефти, газа и воды (ЦПС или ЦППН).

Элементы системы связаны между собой с помощью трубопроводов.

Проект обустройства нефтяного месторождения

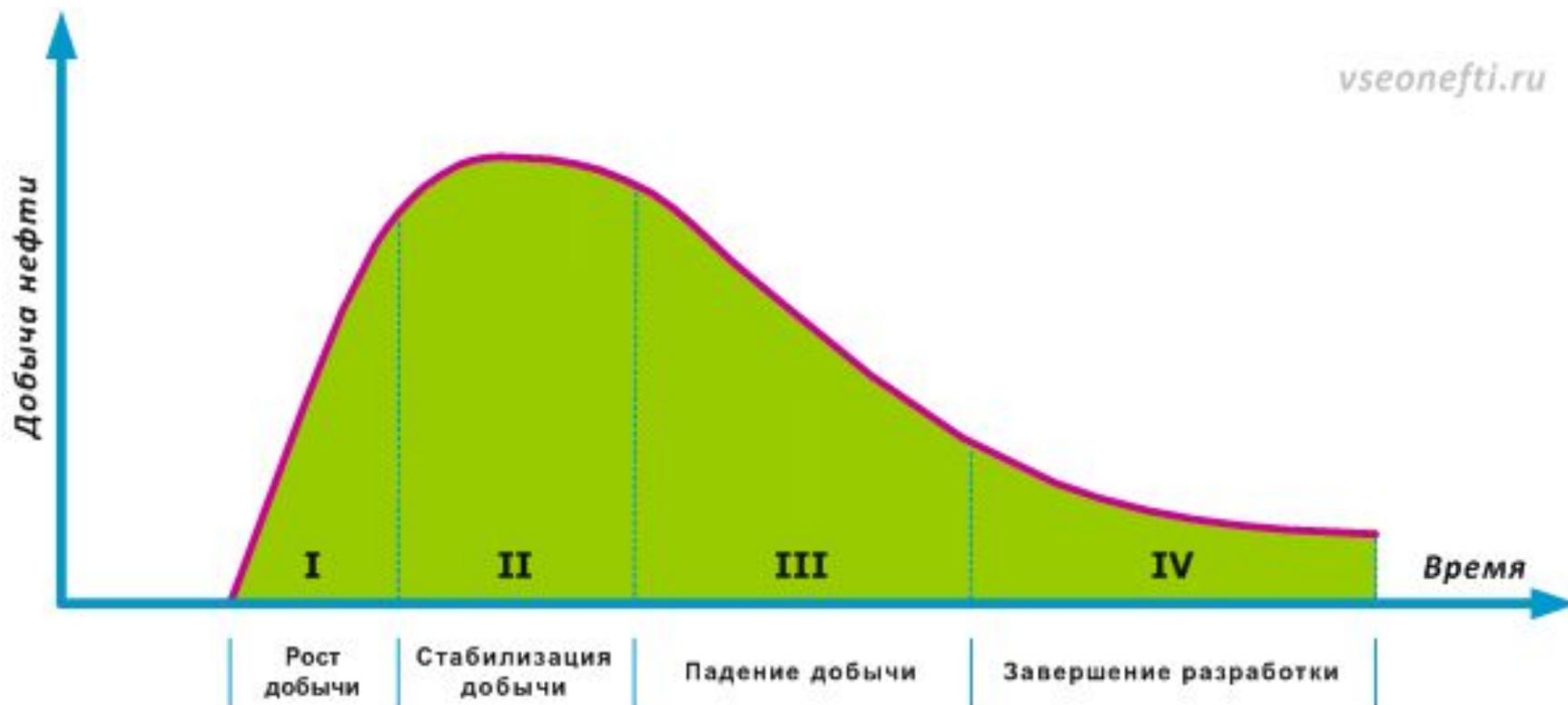
Разрабатывается той же проектной организацией на основании проекта разработки или технологической схемы. При составлении проекта обустройства учитываются географические и климатические особенности: застроенность, наличие водных преград, заболоченность отдельных участков, ценность земель для сельского и лесного хозяйства и др. Специфика развития нефтяного месторождения в процессе его разработки обусловлена состоянием его изученности. В течение всего периода эксплуатации месторождение изучают, уточняют его показатели при переходе от одного этапа разработки к другому и внедрения новых методов. Поэтому важно в начальный период обустройства определить не только очередность строительства и ввода объектов и производственных мощностей, но и рационально осуществить последующее развитие производственных мощностей в процессе каждого этапа разработки месторождения.

В проекте обустройства рассматривается комплекс мероприятий, обеспечивающий сбор и подготовку запланированного количества нефти и газа по годам; система сбора, обеспечивающая совместный сбор и транспортировку продукции скважин по выкидным линиям до автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ); измерение количества нефти, газа и воды по каждой скважине на АГЗУ; совместная или отдельная транспортировка обводненной и безводной нефти от АГЗУ до установки подготовки нефти (УПН); подготовка нефти до товарных кондиций и сдача ее потребителю; подготовка и использование пластовых вод; подготовка и утилизация попутного газа.

При проектировании обустройства нефтяного месторождения необходимо рационально решить все вопросы, связанные с общепромысловым хозяйством, техникой и технологией бурения, эксплуатации, сбором, транспортом, хранением и подготовкой нефти.

Этапы (стадии) разработки нефтяного месторождения выделяются по динамике добычи нефти в зависимости от безразмерного времени, т.е. отношения накопленной добычи жидкости к балансовым запасам нефти и представлены на рис. 1.1.

Стадии разработки нефтяного месторождения



Стадии разработки

- I стадия - освоение эксплуатационного объекта - стадия нарастающей добычи - она характеризуется интенсивным ростом добычи нефти до максимального заданного уровня, быстрым увеличением действующего фонда примерно до 60 - 80% от максимального, небольшой обводненностью продукции скважин (3-4% при вязкости нефти до 5 мПа·с и 35% при повышенной вязкости). Продолжительность стадии составляет 4-5 лет.
- II стадия - поддержание высокого уровня добычи нефти характеризуется более или менее стабильным высоким уровнем добычи нефти в течение 3 - 7 лет и более для месторождений с маловязкими нефтями, ростом числа скважин до максимума за счет резервного фонда, нарастанием обводненности продукции (до 65%), отключением небольшой части скважин из-за обводнения и переводом многих скважин на механизированный способ эксплуатации скважин.

Стадии разработки

- III стадия - значительное снижение добычи нефти характеризуется резким снижением добычи нефти, уменьшением фонда скважин из-за отключения вследствие обводнения продукции, переводом практически всего фонда скважин на механизированный способ эксплуатации, прогрессирующим обводнением продукции до 80 - 85%, причем с большей интенсивностью для месторождений с повышенной вязкостью нефти. Продолжительность стадии зависит от продолжительности предыдущих стадий и составляет в среднем 5 - 10 лет.
Совместно первые три стадии называют основным периодом разработки. За это время из залежи отбирают до 80 - 90% извлекаемых запасов нефти.

Стадии разработки

- IV стадия - завершающая. Она характеризуется медленно снижающимися темпами отбора нефти при больших отборах жидкости, высокой обводненностью продукции при ее медленном увеличении (в год примерно на 1%), более резким, чем на предыдущей стадии уменьшением действующего фонда скважин. Общий отбор за этот период составляет 10 - 20% балансовых запасов нефти. Продолжительность последней стадии сопоставима с длительностью всего предшествующего периода разработки. Она составляет 15 - 20 лет и более и определяется пределом экономической рентабельности, который обычно наступает при обводненности продукции скважин 98%.

Следует отметить, что на протяжении всех четырех стадий наблюдается неравномерность отбора нефти, нефтяного газа и воды, неравномерная загрузка промышленного оборудования для сбора и подготовки скважинной продукции, изменением состава потока флюидов в трубопроводах и в установках во времени.

Требования к продукции

В связи с тем, что разработка нефтяных месторождений продолжается 30 и более лет, во время которой изменяются число и расположение добывающих скважин, их дебиты, обводненность продукции, способ эксплуатации скважин; к системе сбора и подготовки продукции предъявляются следующие требования:

- 1) герметизированный сбор и транспорт продукции добывающих скважин;
- 2) автоматическое измерение нефти, газа и воды по каждой скважине;
- 3) подготовка скважинной продукции до норм товарной продукции, ее автоматический контроль и учет;
- 4) рациональное использование пластовой энергии для транспорта продукции;
- 5) надежность и полная автоматизация технологических установок;
- 6) изготовление основных узлов в блочном исполнении;
- 7) обеспечение высоких экономических показателей по капитальным затратам, эксплуатационным расходам, металлоемкости;
- 8) охрана недр и окружающей среды.

На нефтяных промыслах республики Казахстан и за рубежом широко применяется совмещение технологических операций по подготовке нефти в системах сбора. В целях максимального использования энергии потока для доставки продукции скважин до сборных пунктов, учитывая относительно невысокие устьевые давления на большинстве месторождений, а также для уменьшения сети трубопроводов, в основном используется совместный сбор нефти, газа и воды.

Использование математических методов и ЭВМ сокращает сроки разработки проектов и генеральных схем обустройства, трудовые затраты на проектирование и повышает качество проектных решений. Система проектирования предусматривает сочетание точных математических методов с опытом проектировщика на ЭВМ. При этом имеется возможность выбирать наилучший вариант для внедрения, анализируя проектные решения. В результате внедрения проектирования при помощи ЭВМ экономия капитальных затрат, потребных для обустройства достигает 10-15% по сравнению с наилучшими проектами, найденными традиционными методами проектирования.

ЛЕКЦИЯ №3

Физико-химические свойства нефти, нефтяного газа и пластовой воды.

Нефть и газ относятся к горючим полезным ископаемым. Они представляют собой сложную смесь углеводородов различного строения с примесью неуглеводородов.

Состав нефти чрезвычайно сложен и разнообразен. Он может изменяться в пределах одной залежи.

В состав нефти входят метановые или парафиновые ($C_n H_{2n+2}$), нафтеновые ($C_n H_{2n}$) и ароматические ($C_n H_n$) углеводороды.

Метановые или парафиновые углеводороды (алканы) от метана ($C_1 H_4$), до пентана ($C_5 H_{12}$) включительно при нормальных условиях, т.е. ($P = 0,1 \text{ МПа}$ и $T = 273 \text{ К}$) представляют собой газы, от пентана до гептадекана ($C_{17} H_{36}$) - представлены жидкостями, а более высшие - твердыми веществами (парафинами). Известно, что около половины парафиновых углеводородов нефти имеет нормальное строение, а остальная часть представлена разветвленной структурой. Изоалканы - ценные компоненты бензинов и масел, улучшающие их эксплуатационные качества.

Нафтеновые углеводороды (циклоалканы).
Моноциклические нафтены широко представлены в нефтях циклопентановыми и циклогексановыми углеводородами. Нафтеновые углеводороды - важная составная часть моторных топлив и смазочных масел. Нафтеновые углеводороды обладают способностью лучше растворять асфальтены и смолы, чем парафиновые.

Ароматические углеводороды относятся к циклическим непредельным углеводородам бензольного ряда. Плотность, химическая стабильность, токсичность и другие характеристики нефти зависят от содержания и состава ароматических углеводородов. Ароматические углеводороды нефти по сравнению с другими соединениями обладают повышенной растворяющей способностью асфальто - смолистых веществ.

Плотность нефти

Плотность нефти - один из основных показателей товарных качеств нефти.

При стандартных условиях (20 °С и 0,1 МПа) плотность нефти находится в пределах 700 - 1000 кг/ м³

Легкие нефти (до 880 кг/м³) служат ценным сырьем для производства моторных топлив. Плотность нефти определяется ареометром или пикнометром.

Плотность нефти зависит от состава компонентов, входящих в нее, давления, температуры, количества газа, растворенного в нефти.

Плотность нефти зависит от глубины залегания, как правило, уменьшаясь с увеличением глубины залегания.

Важным свойством является **вязкость нефти**, показывающая способность оказывать сопротивление перемещению одних частиц или слоев относительно других. Она определяется при помощи вискозиметра. Вязкость нефти зависит от состава нефти, количества газа, растворенного в нефти, давления, температуры, на вязкость нефти большое влияние оказывает наличие смол, асфальтенов, парафина. Вязкость нефти оказывает влияние на расход энергии при ее транспорте.

Классификация состава нефти

Состав нефти классифицируют как *элементарный, фракционный и групповой*.

Под элементарным составом понимают массовое содержание в ней тех или иных химических элементов в долях единицы или в процентах. Основными элементами являются углерод С и водород Н.

В большинстве нефтей углерода - 83-87 %, водорода - 12-14 %.

Других элементов - серы, азота, кислорода и других - 3-4 %.

Сернистые соединения (меркаптаны, сульфиды, сероводород) вызывают сильную коррозию металлов, снижают товарные качества нефти. Свободная сера встречается в нефтях редко и связана с разложением более сложных сернистых соединений. По токсичным свойствам из всех сернистых соединений сероводород является наиболее опасным.

Кислородосодержащие компоненты, входящие в состав нефти - нафтеновые и жирные кислоты, фенолы и др. Содержание нафтеновых кислот может достигать нескольких процентов.

- Нафтеновые кислоты представляют собой малолетучие жидкости с резким неприятным запахом, они не растворяются в воде, но легко растворяются в нефтепродуктах. Соли нафтеновых кислот, образующиеся при контакте с пластовой водой, содержащей щелочные металлы, являются эмульгаторами.
- Азотистые соединения содержатся в нефтях, как правило, в небольших количествах (до 0,5%).
- Асфальто-смолистые вещества определяют цвет нефти в тонком слое от желтого, коричневого до черного. Они представляют собой сложные смеси, в которых наряду с атомами углерода, водорода и кислорода входят атомы серы, железа, магния, ванадия, никеля и других веществ. Смолы нерастворимы в щелочах и кислотах, но полностью растворяются в легких нефтяных дистиллятах, представляют собой вязкие окрашенные жидкости, плотностью около 1,0. Асфальтены - вещества, нерастворимые в легких бензинах, но полностью растворимы в бензоле, хлороформе - это хрупкие твердые вещества обычно черного цвета, их плотность более 1. Суммарное содержание асфальтенов и смол в нефтях может достигать до 20-50%. Эти вещества - основные природные стабилизаторы водонефтяных эмульсий, они способствуют пенообразованию нефтей. В малых количествах в нефти присутствуют металлы - ванадий, хром, никель, железо, кобальт, магний и др.

Фракционный состав нефтей

Фракционный состав нефтей определяют по выходу из них фракций с различной температурой кипения в процессе перегонки. Так, температура кипения фракций нефти:

- 30 - 205 °С – бензин; 200 - 300 °С – керосин;
- 120 - 240 °С - лигроин (промежуточная фракция)
- более 300 °С - мазуты

Мазут и полученные из него фракции называют темными.

Продукты, полученные при перегонке, называются светлыми, если они выкипают до 350 °С и темными, если пределы выкипания 350 °С и выше. Естественной и неотъемлемой частью продукции скважин является нефтяной газ, количество которого оценивается газовым фактором нефти. Газовый фактор отражает суммарное количество газа, извлекаемое из нефтяного пласта как в свободном виде, так и выделяющегося после различных ступеней сепарации нефти. Обычно количество газа, выделяющееся из единицы объема или массы газа приводят к нормальным условиям ($P = 0,1$ МПа и $T = 273$ К). Единицы измерения газового фактора ($\text{м}^3 / \text{м}^3$ или $\text{м}^3 / \text{т}$).

ЛЕКЦИЯ №4

Водонефтяные эмульсии.

Под *нефтяными эмульсиями* понимают механическую смесь нефти и пластовой воды, нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии.

В пласте и на забое скважины эмульсии, как правило, не образуются. Они образуются в стволе скважины, при этом на интенсивность образования эмульсий влияет способ эксплуатации скважин. Нефтяная эмульсия образуется под влиянием энергии, проявляющейся в виде:

- механической энергии;
- энергии расширения газа
- энергии, обусловленной силой тяжести.

В эмульсиях различают две фазы

Внутреннюю и внешнюю. Жидкость, в которой размещаются мельчайшие капли другой жидкости называется *дисперсионной средой* (внешней, сплошной фазой), а жидкость, размещенную в виде мелких капель в дисперсионной среде - *дисперсной фазой* (внутренней, разобщенной фазой).

По характеру дисперсной фазы и дисперсионной среды различают эмульсии двух типов:

- I - прямого типа (нефть в воде), их обозначают Н/В
- II - обратного типа (вода в нефти), их обозначают В/Н

В промышленных условиях о количестве воды, содержащейся в эмульсиях, судят обычно по их цвету:

- эмульсии, содержащие до 10 % воды, по цвету не отличаются от нефти;
- от 15 до 20 % воды - изменяют цвет от коричневого до желтого;
- более 25 % воды - желтые.
- Самым важным показателем нефтяных эмульсий является их устойчивость, т.е. способность не разрушаться (не разделяться на нефть и воду) в течение длительного времени.

Размеры капелек эмульсии могут изменяться в пределах от 0,1 до 100 мкм; эмульсии можно подразделить на:

- мелкодисперсные - с размером капелек до 20 мкм,
- среднедисперсные (от 20 до 50 мкм),
- грубодисперсные (от 50 до 100 мкм).

Дисперсность эмульсий

Дисперсность эмульсий - это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. Дисперсность эмульсий во многом определяет другие свойства эмульсий.

Дисперсность эмульсий обычно характеризуется тремя величинами:

- диаметром капелек d
- коэффициентом дисперсности $D = 1/d$
- удельной поверхностью $S_{уд}$ (отношение суммарной поверхности частиц к их общему объему).

Удельная поверхность всякой дисперсной системы $S_{уд}$ равна суммарной поверхности этой системы S , деленной на суммарный объем этой системы V .

Инверсия - это обращение фаз (превращение одного типа эмульсии в другой), которое происходит обычно при введении в эмульсию поверхностно - активного вещества, являющегося стабилизатором эмульсии другого типа, или вследствие изменения процентного содержания воды в эмульсии. Дисперсная фаза становится дисперсионной средой, а дисперсионная среда - дисперсной фазой.

Инверсия имеет важное практическое значение, так как эмульсии типа Н/В где внешней фазой является вода, имеют меньшую вязкость и для перекачки требуют меньше энергетических затрат, чем эмульсии типа В/Н. Эмульсии типа Н/В встречаются в основном при переработке нефти и при добыче сильно обводненной продукции. Такие эмульсии хорошо смешиваются с водой в любых соотношениях и могут сильно загрязнять водоемы.

Методы разрушения для эмульсий разных типов совершенно различны. Разрушение эмульсий типа Н\В достигается в основном добавкой кислот и применением фильтров, для эмульсий же типа В\Н применяются в основном термохимические методы, а также их разложение в электрическом и магнитных полях.

ЛЕКЦИЯ №5

Принципиальная технологическая схема получения товарной нефти.

Унифицированные системы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов разработаны институтами Гипровостокнефть и ВНИИСГТнефть на основании анализа и обобщения последних достижений и научных исследований в этой области, а также отечественного и зарубежного опыта проектирования, строительства и эксплуатации нефтяных месторождений.

Все вышеописанные системы могут быть изложены в виде унифицированной технологической схемы, которая используется при проектировании обустройства нефтяного месторождения, с учетом специфических особенностей данного месторождения и предусматривает:

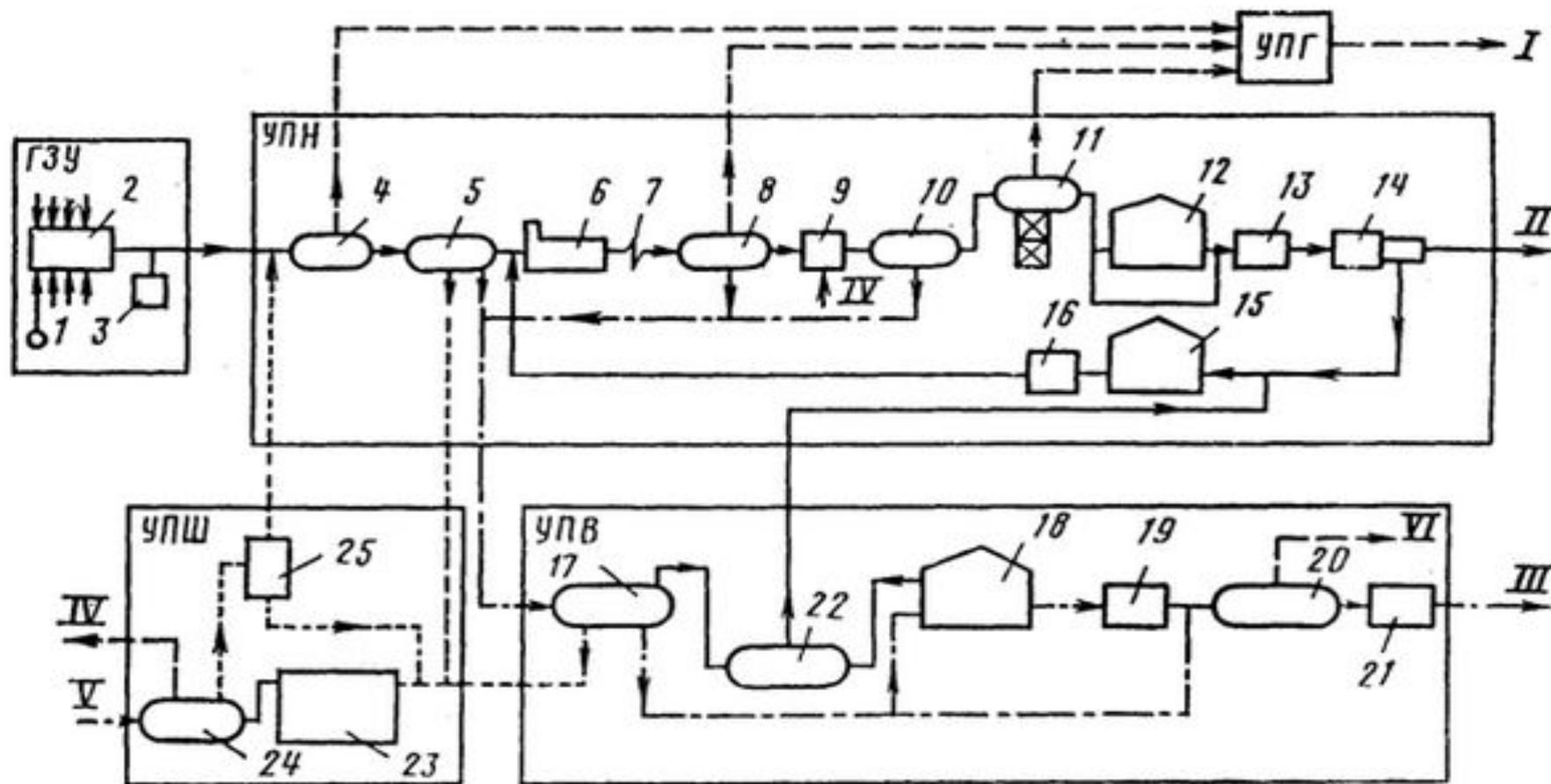
- полную герметизацию процессов сбора и транспорта нефти, газа и воды;
- разделение на АГЗУ продукции скважин на газ и жидкость и измерение их количества по каждой скважине;
- совместное или отдельное транспортирование обводненной и необводненной нефти;
- использование нефтесборных коллекторов для подготовки продукции скважин к ее дальнейшей обработке;
- качественная сепарация газа от нефти;
- подготовка нефти до товарных кондиций (обезвоживание и обессоливание);
- подготовка сточных вод и передача их в систему ППД;
- точные автоматизированные измерения количества и качества товарной нефти.

Применение тех или иных технологических процессов в конкретных условиях разработки обосновывается проектной организацией технологическими и экономическими расчетами.

Комплекс сооружений для подготовки нефти (УПН):

- С-1 - сепаратор 1-й ступени
- С-2 - сепаратор 2-й ступени;
- С-3- горячий сепаратор 3-й ступени (концевой сепаратор);
- О-1 - отстойник предварительного обезвоживания;
- О-2- отстойник глубокого обезвоживания (часто С-2 и О-2 совмещаются в одном аппарате О,С-2);
- П-1- печь для нагрева эмульсии;
- К - каплеобразователь;
- С - смеситель для перемешивания обезвоженной нефти с пресной водой для ее предварительного обессоливания;

Унифицированная технологическая схема.



Унифицированная технологическая система

- Э - электродегидратор для глубокого обессоливания;
- Р-1 - резервуары для приема товарной нефти;
- А - автомат по измерению количества и качества нефти;
- НН- насосы для откачки нефти.

ЛЕКЦИЯ №6

Существующие технологические схемы сбора нефти, нефтяного газа и воды.

Нефтяные месторождения по площади могут быть большими (30х60км), средними (10х20км) и малыми (до 10км²). По форме эти месторождения могут быть вытянутыми, круглыми или эллиптическими.

Указанные факторы могут существенно влиять на систему сбора нефти, газа и воды. Набор сооружений, оборудования и трубопроводов на них одинаков, но располагаются на площади они по разному.

На месторождениях, вытянутых, больших по площади возможно использование нескольких установок подготовки нефти (УПН) которые расположены вдоль оси площади, к ним подключены групповые установки (ГУ). Сбор товарной нефти осуществляется в единый товарный парк.

На небольших по площади близких по форме к окружности месторождениях ЦПС располагают в центре площади, продукция скважин с ГУ под собственным давлением поступает на УПН, где и осуществляется полная подготовка нефти до товарных кондиций.

На больших по площади эллиптических месторождениях продукцию скважин целесообразно подготавливать на ЦПС, но в связи со значительной удаленностью групповых установок приходится использовать дожимные насосные станции (ДНС), расположенные на территориях групповых установок. В конце разработки месторождения там же располагают и отстойники для предварительного сброса воды.

В республике Казахстан открыто более 30 месторождений высокопарафинистых и асфальтосмолистых нефтей. Это месторождения Узень, Жетыбай, Каламкас, Каражанбас, Кумколь и другие. Нефть этих месторождений предельно насыщена растворенным в ней парафином, смолами и асфальтенами с высокой температурой застывания, которые быстро теряют подвижность. Так, например, нефть месторождения Узень при 30 °С становится малоподвижной.

Для сбора и подготовки такой нефти приходится устанавливать печи на выкидных линиях (П-1), сборных коллекторах (П-2) и на магистральных трубопроводах (П-3). Конструктивно и по мощности они отличаются друг от друга. Применяют печи, работающие на электричестве и на газе, отсепарированном от нефти. На магистральном трубопроводе печи устанавливают через каждые 100-150 км трассы.

Системы сбора

В настоящее время большие перспективы для развития нефтяной и газовой промышленности республики Казахстан связываются с разработкой месторождений на шельфе Каспийского моря. В мире накоплен достаточной большой опыт разработки морских месторождений. Имеются разнообразные системы сбора и подготовки скважинной продукции на морских нефтегазовых месторождениях в условиях мелководья и глубоководных площадей; вблизи от берега и на значительном удалении от него.

На глубине моря до 10 – 15 м наиболее часто применяют намывные гидротехнические сооружения в виде искусственных дамб или островов, эстакад, с примыкающими к ним площадками, а на больших глубинах – стационарные платформы.

Насыпные дамбы строятся на мелководье из камня, щебня и песка, для защиты от размыва боковые части дамб защищают бетонными плитами или крупноблоковым камнем. По центру дамбы формируется проезжая часть, рядом с дамбами намываются площадки, с которых разбуриваются кусты скважин. С увеличением глубины дамбы переходят в эстакады.

Эстакады

Эстакады представляют собой мостовые сооружения, собранные из ферм, установленных на металлических трубчатых сваях, забитых в морское дно.

Непосредственно к эстакаде примыкают площадки под скважины, пункты сбора нефти и газа и резервуары для нефти, размещения вспомогательных и бытовых объектов.

Эстакады бывают двух типов:

- прибрежные, расположенные вблизи от берега и имеющие с ним надводную связь;
- открытые морские эстакады, расположенные вдали от берега и не имеющие с ним надводной связи.

Сбор нефти газа и воды на морских месторождениях, расположенных вдали от берега

По мере удаления от берега требуется все большее давление на устье скважин для продвижения продукции скважин к береговым пунктам сбора, это приводит к снижению дебита скважин, поэтому для удаленных от берега месторождений нефтесбор организуется непосредственно на площадках отдельных морских оснований или на ответвлениях от основной магистрали эстакады. На пункте нефтегазосбора осуществляется сепарация нефти от газа, воды и песка, после чего нефть и газ транспортируются на берег по подводным трубопроводам. На месторождениях весьма отдаленных от берега, на специальном основании сооружается парк товарных резервуаров для накопления товарной нефти, на этом же основании устанавливается насосное оборудование и причальные сооружения для налива нефти в танкер.

ЛЕКЦИЯ №7

Учет продукции скважин.

В процессе разработки месторождения работа добывающих скважин характеризуется их дебитами по нефти, газу и воде; равномерностью подачи (или пульсирующим режимом); темпом обводненности нефти и увеличением газовых факторов по отдельным скважинам.

Таким образом, измерение количества нефти, газа и воды по отдельным скважинам имеет исключительно важное значение, как для техники и технологии сбора и подготовки скважинной продукции, так и для анализа контроля и регулирования за процессом разработки месторождения. При измерении продукции скважин помимо измерения дебитов скважин особое внимание должно уделяться измерению и анализу темпов обводненности нефти изменению газового фактора по каждой скважине. Продукция скважин на разных месторождениях измеряется по разному. Наиболее простыми и точными методами измерения расхода нефти и воды являются объемный и массовый способы.

Объемный способ дает удовлетворительные результаты в случае однофазной жидкости, массовый же точнее учитывает дебит при добыче нефтегазовых смесей, поскольку газ из-за малой массы существенно не влияет на точность измерений.

В зависимости от конкретных условий для замера дебитов скважин в системе сбора нефти и газа применяются различные автоматизированные установки:

- ЗУГ - замерные установки групповые;
- АГУ - автоматизированные групповые установки;
- АГЗУ - автоматизированные групповые замерные установки;
- блочные автоматизированные замерные установки типа «Спутник».

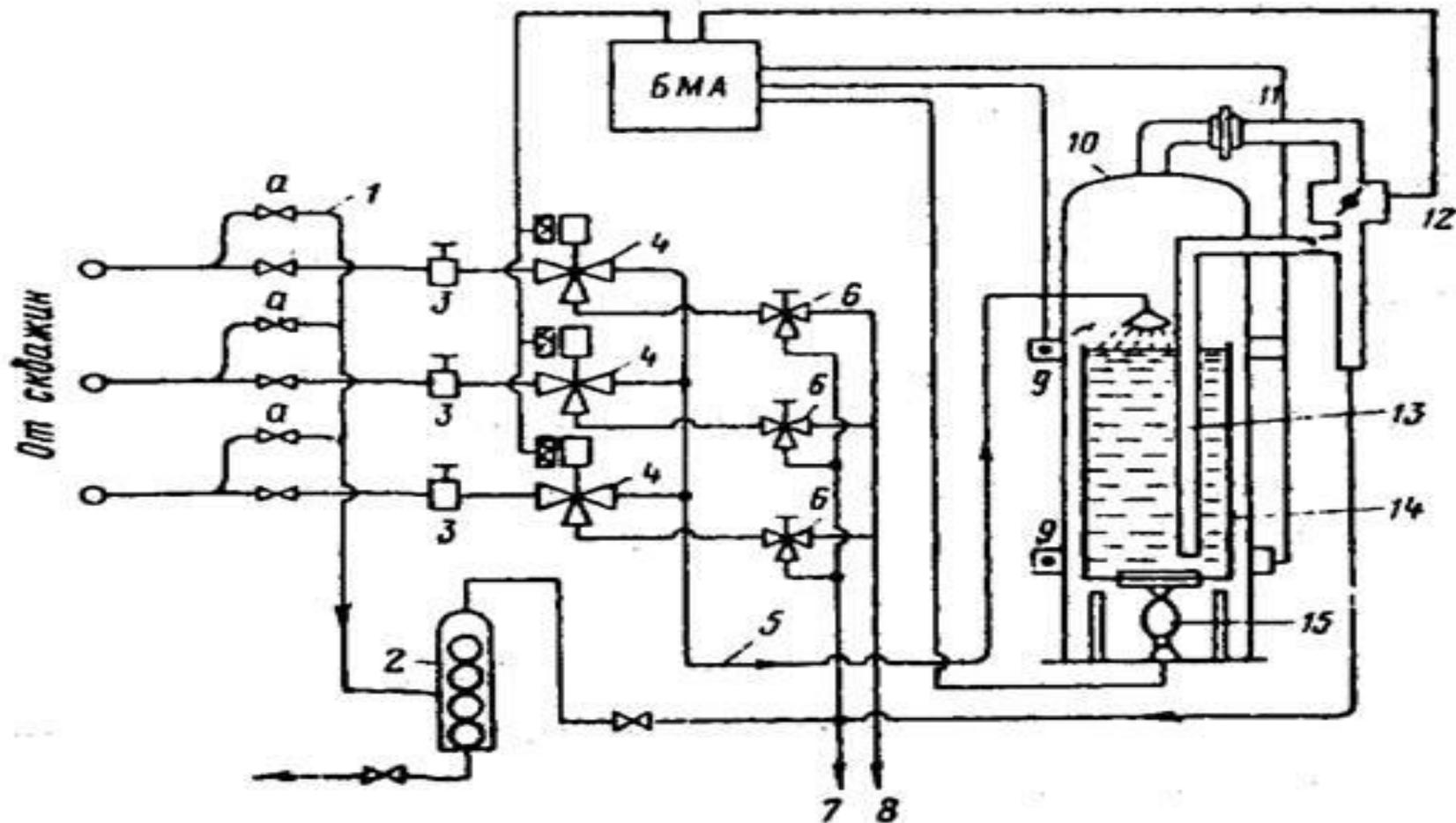
В настоящее время на нефтяных месторождениях широко применяются автоматические устройства для замера продукции скважин: Спутник-А, Спутник-Б и Спутник-В. Принцип действия их по существу идентичный. Установки различаются по следующим показателям: рабочему давлению, числу подключаемых скважин, максимальным измеряемым дебитам скважин, количеству измеряемых параметров, номенклатуре и компоновке применяемого оборудования и приборов.

Спутник - А предназначен для автоматического переключения скважин на замер, а также для автоматического измерения дебита скважин, подключенных к Спутнику, контроля за работой скважин по наличию подачи жидкости и автоматической блокировки скважин при аварийном состоянии.

Дебит скважины определяют путем регистрации накапливаемых объемов жидкости в м³, прошедших через турбинный счетчик, на индивидуальном счетчике импульсов в блоке БМА.

Недостаток Спутника - А - невысокая точность измерения расхода нефти турбинным счетчиком вследствие попадания в счетчик вместе с жидкостью пузырьков газа, из-за плохой сепарации газа от нефти в гидроциклонном сепараторе. Спутник-В как и Спутник-А предназначен для автоматического переключения скважин на замер по заданной программе и для автоматического замера дебита свободного газа.

Принципиальная схема Спутника - В.



Дебит жидкости определяется путем измерения массы жидкости, накапливаемой в объеме между гамма- датчиками верхнего и нижнего уровней и регистрации времени накопления этого объема. Дебит чистой нефти определяется путем сравнения массы жидкости в заданном объеме с массой чистой воды, которая занимала бы этот объем.

При измерении дебита жидкости при помощи Спутника-В считается, что плотности нефти и воды остаются постоянными. Результаты измерения пересчитываются с учетом времени заполнения емкости в т/сут и фиксируются в БМА.

При наличии отложений парафина в выкидных линиях скважин предусмотрена их очистка резиновыми шарами, проталкиваемыми потоком нефти от устьев скважин до емкости 2.

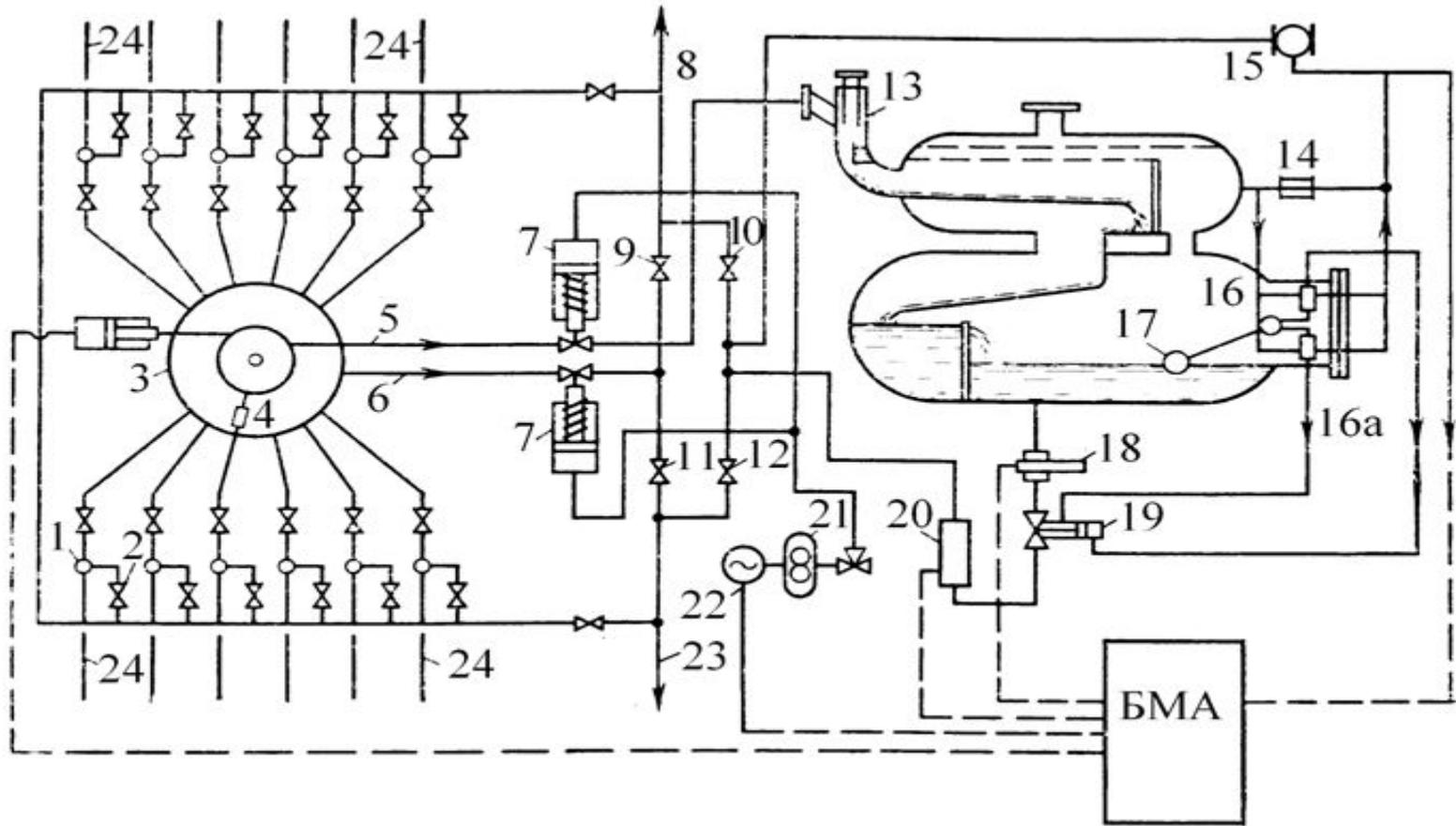
Недостаток Спутника-В заключается в том, что при измерении парафинистой нефти отложения парафина в тарированной емкости могут существенно снизить точность определения количества жидкости.

Спутник-Б-40 также, как и вышеописанные установки, предназначен для автоматического переключения скважин на замер по заданной программе и для автоматического измерения дебита скважин.

Спутник-Б-40 является более совершенным по сравнению с Спутником-А, так как на нем установлен автоматический влагомер нефти, который непрерывно определяет процентное содержание воды в потоке нефти, а также при помощи турбинного расходомера (вертушки) автоматически измеряется количество свободного газа, выделившегося из нефти в гидроциклонном сепараторе. Турбинный расходомер жидкости (ТОР) установлен ниже уровня жидкости в технологической емкости гидроциклонного сепаратора.

При помощи Спутника-Б-40 можно измерять отдельно дебиты обводненных и необводненных скважин.

Принципиальная схема Спутника - Б-40.



Наибольшее распространение для определения содержания воды в нефти получил косвенный метод измерения обводненности нефти, основанный на зависимости диэлектрической проницаемости водонефтяной смеси от диэлектрических свойств нефти и воды. Как известно, безводная нефть является диэлектриком, и имеет диэлектрическую проницаемость $\epsilon = 2.1 \div 2,5$ тогда как ϵ минерализованных пластовых вод достигает 80. Применяемые в настоящее время влагомеры работают на основе измерения емкости конденсатора, образованного двумя электродами, погруженными в анализируемую водонефтяную среду. Для определения содержания воды в нефти или в нефтяной эмульсии на месторождениях широко используют аппарат Дина – Старка.

ЛЕКЦИЯ №8

Промысловые трубопроводы, их классификация.

Все элементы сбора и подготовки скважинной продукции соединяются между собой трубопроводами. На нефтяных месторождениях представлено огромное многообразие различных трубопроводов.

Трубопроводы, транспортирующие продукцию скважин на площадях нефтяных месторождений, классифицируются следующим образом.

- по назначению - нефтепроводы, газопроводы, нефтегазопроводы, нефтегазоводопроводы и водопроводы;
- по напору - напорные и безнапорные;
- по рабочему давлению - высокого (6,4 МПа и выше), среднего (1,6 МПа) и низкого (0,6 МПа) давления;
- по способу прокладки - подземные, надземные и подводные;
- по функции - выкидные линии от устьев скважин до групповой установки (внутрипромысловые); межпромысловые для сбора продукции с групп месторождений и доставки на ЦПС или ГПЗ; магистральные –протяженные нефте – и газопроводы для подачи товарной продукции потребителям;
- по составу перекачиваемой продукции - нефтяные, газовые, нефтегазовые и водяные коллекторы; товарные нефтепроводы.
- по гидравлической схеме работы - простые трубопроводы без ответвлений, сложные трубопроводы с ответвлениями (к ним относятся также замкнутые кольцевые трубопроводы).

Трубопроводы, транспортирующие воду к нагнетательным скважинам для поддержания пластового давления делятся на:

- магистральные водопроводы - от насосных станций второго подъема;
- подводящие водопроводы - от магистральных водопроводов до кустовых насосных станций (КНС)
- разводящие водопроводы - от КНС до нагнетательных скважин.

Все трубопроводы делятся на трубопроводы с полным заполнением трубы жидкостью и с неполным заполнением трубы жидкостью. Трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью называются напорными, а с неполным заполнением могут быть как напорными, так и безнапорными. Выкидные линии и нефтесборные коллекторы обычно не заполнены жидкостью, часть их сечения занята газом.

Скважинная продукция движется по выкидным линиям до АГЗУ за счет перепада давления между устьевым давлением и давлением АГЗУ. Выкидные линии в зависимости от дебита скважин принимаются диаметром $75 \div 150$ мм и прокладываются под землей. Протяженность их определяется технико-экономическими расчетами и может достигать 4 км. От АГЗУ до ДНС или УПН обычно прокладывается сборный коллектор диаметром $200 \div 500$ мм и протяженностью до 10 км. Для сбора и транспортировки нефтяного газа на месторождении прокладывают газопроводы.

При гидравлических расчетах системы сбора на нефтяных месторождениях приходится сталкиваться с различными условиями движения продукции скважин по трубам. При транспорте ее за счет пластовой энергии в выкидных линиях скважин наблюдается движение двухфазной газожидкостной смеси, а при обводнении - трехфазной смеси. После дожимных насосных станций по трубопроводам транспортируются фазы: нефть или водонефтяная эмульсия, газ, иногда вода. Водонефтяные эмульсии почти всегда являются вязкопластичными жидкостями. Движение продукции осложняется также присутствием в потоке твердых частиц - механических примесей, парафинов и асфальтенов. При использовании печей при транспортировке нефти или, учитывая естественные потери тепла в окружающую среду, приходится выполнять гидравлические расчеты, учитывающие неизотермичность процесса.

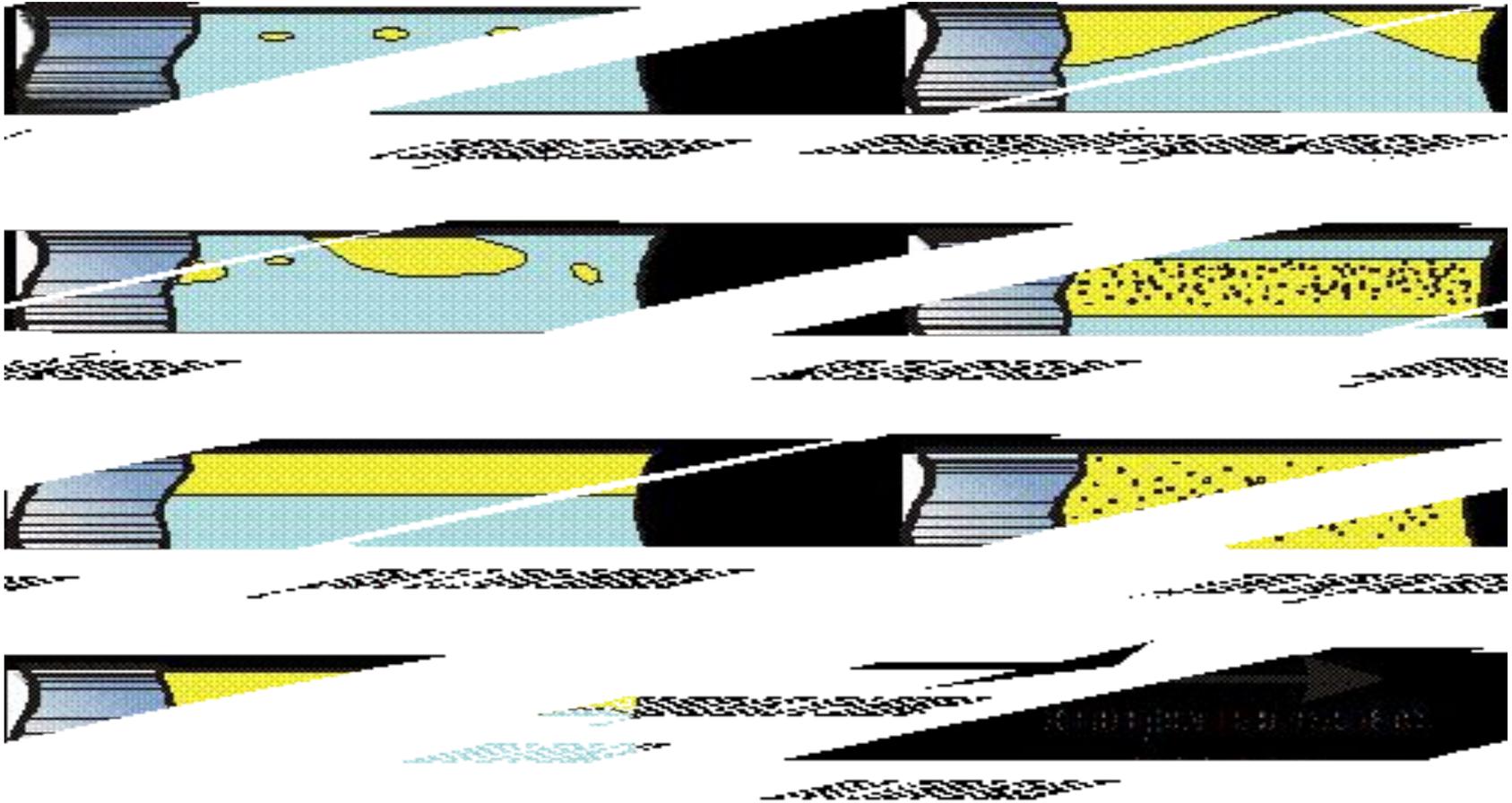
Проектную пропускную способность трубопроводов, рассчитанную на перспективную добычу нефти и газа, используют полностью лишь спустя значительное время после сооружения трубопроводов. Таким образом, трубопроводы в течение нескольких лет работают с недогрузкой. В результате технико - экономических расчетов может оказаться более выгодным последовательное строительство трубопроводов малого диаметра по мере увеличения добычи нефти. Замена одного трубопровода большого диаметра двумя или несколькими трубопроводами малого диаметра может быть оправдана при отдельном сборе безводной и обводненной нефти. При наличии коррозии также обосновано применение трубопроводов для отдельного транспорта жидкости и газа, так как при увеличении скорости потока коррозия внутренней поверхности трубопроводов уменьшается. При низкой скорости движения смеси минерализованная вода движется самостоятельной струйкой по нижней образующей трубы, в результате чего там образуются порывы и свищи. С увеличением скорости и турбулизации потока интенсивность коррозии уменьшается, так как агрессивная среда изолируется от стенок, а сами стенки интенсивно смачиваются нефтью. При транспорте нефтегазовых смесей, особенно по пересеченной местности, в трубопроводах большого диаметра может происходить образование газовых пробок, приводящее к пульсации потока.

ЛЕКЦИЯ №9

Трубопроводы, транспортирующие газожидкостные смеси, неньютоновские жидкости.

Большинство нефтепроводов, проложенных на нефтяных месторождениях, работает с неполным заполнением сечения трубы, так как часть объема трубы бывает заполнена газом. Основная сложность расчета заключается в том, что в газожидкостном потоке происходит относительное движение фаз, обусловленное их различной плотностью и вязкостью, т. е. имеет место скольжение этих фаз. На рис.9.1. приведены некоторые структуры потока при движении в горизонтальных трубах газожидкостного потока. Последовательность структур объясняется постепенным увеличением газовой фазы.

Примерные структуры газожидкостных потоков в горизонтальных трубах.



Существующие многочисленные методики расчета трубопроводов при движении газожидкостной смеси довольно громоздки и не всегда дают надежные результаты.

В республике Казахстан открыто и разрабатывается много месторождений с парафинистой нефтью, движение которой по трубам не подчиняется известным законам гидравлики.

Содержание парафина в некоторых нефтях этих месторождений достигает 25 % , а смол - 55%. Транспортировка таких нефтей по трубопроводам имеет свою специфику и связана с большими трудностями.

Рассмотрим основные понятия о реологических свойствах неньютоновских жидкостей, к которым относятся парафинистые нефти.

Под *реологическими свойствами нефти* понимают взаимосвязь между внешними силами, действующими на нефть и деформациями, вызываемыми этими силами, т.е. зависимость вязкости μ от градиента скорости в трубе dw/dr и напряжением сдвига τ .

Характерной особенностью парафинистой нефти является зависимость изменения вязкости нефти от перепада давления (или, что одно и то же, от напряжения сдвига τ) и от изменения градиента скорости в трубе dw/dr .

Согласно закону Ньютона о вязкостном трении при движении жидкости в круглой трубе уравнение касательного напряжения τ записывается в виде:

$$\tau = F/S = - \mu (dw/dr),$$

где τ - касательное напряжение сдвига между двумя слоями жидкости, Па; S - площадь соприкосновения между двумя слоями жидкости, m^2 ; μ - коэффициент динамической вязкости, Па·с; r - расстояние от оси трубы, м. Знак минус в выражении (9.1) означает, что с увеличением радиуса скорость убывает, т.е. dw/dr отрицательно, тогда как напряжение сдвига положительная величина.

Уравнение Ньютона справедливо при ламинарном течении жидкости, т.е. когда жидкость движется в виде слоев, несмешивающихся друг с другом при малых скоростях течения. Формулу (9.1) можно представить в виде:

$\mu = \tau / (dw/dr)$, при этом получаем зависимость в виде прямой, выходящей из начала координат, тангенс угла которой к оси ординат является постоянной величиной и характеризует абсолютную вязкость нефти.

При турбулентном режиме коэффициент вязкости μ теряет свой смысл и становится функцией скорости течения. Вводится понятие кажущейся вязкости (μ^*)

Жидкости, вязкость которых изменяется по прямолинейному закону ($\mu = \text{const}$) в зависимости от градиента скорости и напряжения сдвига называются ньютоновскими.

Жидкости, вязкость которых изменяется в зависимости от напряжения сдвига и градиента скорости ($\mu^* \neq \text{const}$), называются неньютоновскими (кривые 2 и 3 на рис. 9.2.)

Кривая 2 характерна для малоподвижных неньютоновских жидкостей (например, парафинистая нефть вблизи температуры застывания или водонефтяная эмульсия; их вязкость зависит от градиента скорости)

Кривая 3 характерна для пластичных неньютоновских жидкостей, имеющих структурную решетку, обусловленную наличием в нефти кристаллов парафина. С возникновением структурной решетки появляется начальное напряжение сдвига τ_0 , ниже которого течение нефти практически невозможно. Для кривой 3 выделяются три критических напряжения сдвига:

1) τ_0 - минимальный предел текучести,

2) τ_D - предел текучести соответствующий отрезку на оси абсцисс, отсекаемому продолжением прямолинейного участка,

3) τ_m - максимальный предел текучести, соответствующий значению, при котором кривая переходит в прямую. При этом напряжении структура разрушается и ядро (центральная часть потока) исчезает.

ЛЕКЦИЯ №10

Борьба с осложнениями в трубопроводах. Трубопроводная арматура и контрольно-измерительные приборы.

Засорение выкидных линий и нефтесборных коллекторов, проложенных по территории нефтяных месторождений, происходит по следующим причинам:

- вследствие недостаточной скорости потока твердые частицы, выносимые из скважины на поверхность, оседают в трубопроводе, уменьшая его проходное сечение;
- вследствие выпадения кристаллов парафина, солей и создания твердых осадков, трудно поддающихся разрушению;
- вследствие образования окалина при коррозии внутренней поверхности трубопроводов, особенно при транспортировке пластовых вод.

При сборе и транспортировке парафинистых нефтей особые осложнения вызывают выпадение и отложение парафинов, имеющих состав от $C_{17}H_{36}$ до $C_{36}H_{74}$.

На образование парафиновых отложений на стенках труб влияют следующие факторы:

- состояние внутренней поверхности трубы (шероховатая, гладкая, полированная); шероховатые стенки труб способствуют отложению парафина так как при развитом турбулентном режиме способствует интенсивному перемешиванию потока, а следовательно, выделение газа и парафина у стенок трубы;
- способность нефти растворять парафины - чем тяжелее нефть, тем хуже она растворяет парафины, тем интенсивнее происходит отложение парафина на стенках труб;
- концентрация парафина в нефти;
- темп снижения давления в потоке нефти - при увеличении перепада давления более интенсивно происходит разгазирование нефти, которое влечет за собой выделение легких компонентов, являющимися растворителем парафина;
- скорость нефтегазового потока - при низких дебитах скважин скорость потока уменьшается - интенсивность отложения парафина увеличивается.

Основные методы борьбы с отложениями парафина:

- применение высоконапорной (0,981 - 1,47 МПа) герметизированной системы сбора нефти и газа;
- использование паропередвижных установок (ППУ);
- применение поверхностно - активных веществ (ПАВ) или ингибиторов парафиноотложения, подаваемых на забой или на устье скважины в поток обводненной нефти для предотвращения образования нефтяной эмульсии и торможения роста кристаллов парафина;
- покрытие внутренней поверхности труб различными лаками, эпоксидными смолами и стеклопластиковыми для уменьшения шероховатости труб;
- применение теплоизоляции, способствующей сохранению высокой температуры нефти;
- применение резиновых шаров (торпед), периодически вводимых (по мере накопления парафина) в выкидные линии на устье скважины и извлекаемых на групповых установках.

На месторождениях республики Казахстан наиболее широко применяют в настоящее время первые три метода.

Использование ППУ является весьма эффективным методом, хотя и довольно дорогим. Применяются установки ППУА - 1200/100 и ППУА-1600/100. Оборудование установки смонтировано на монтажной раме, установленной на шасси автомобиля КрАЗ -250 , КрАЗ - 257, КрАЗ- 260. Установка состоит из парогенератора, цистерны для воды, питательного и топливного насосов, вентилятора высокого давления, привода, кузова, укрытия для цистерны, емкости для топлива, приборов КИП и А и системы трубопроводов (рис.10.1.).

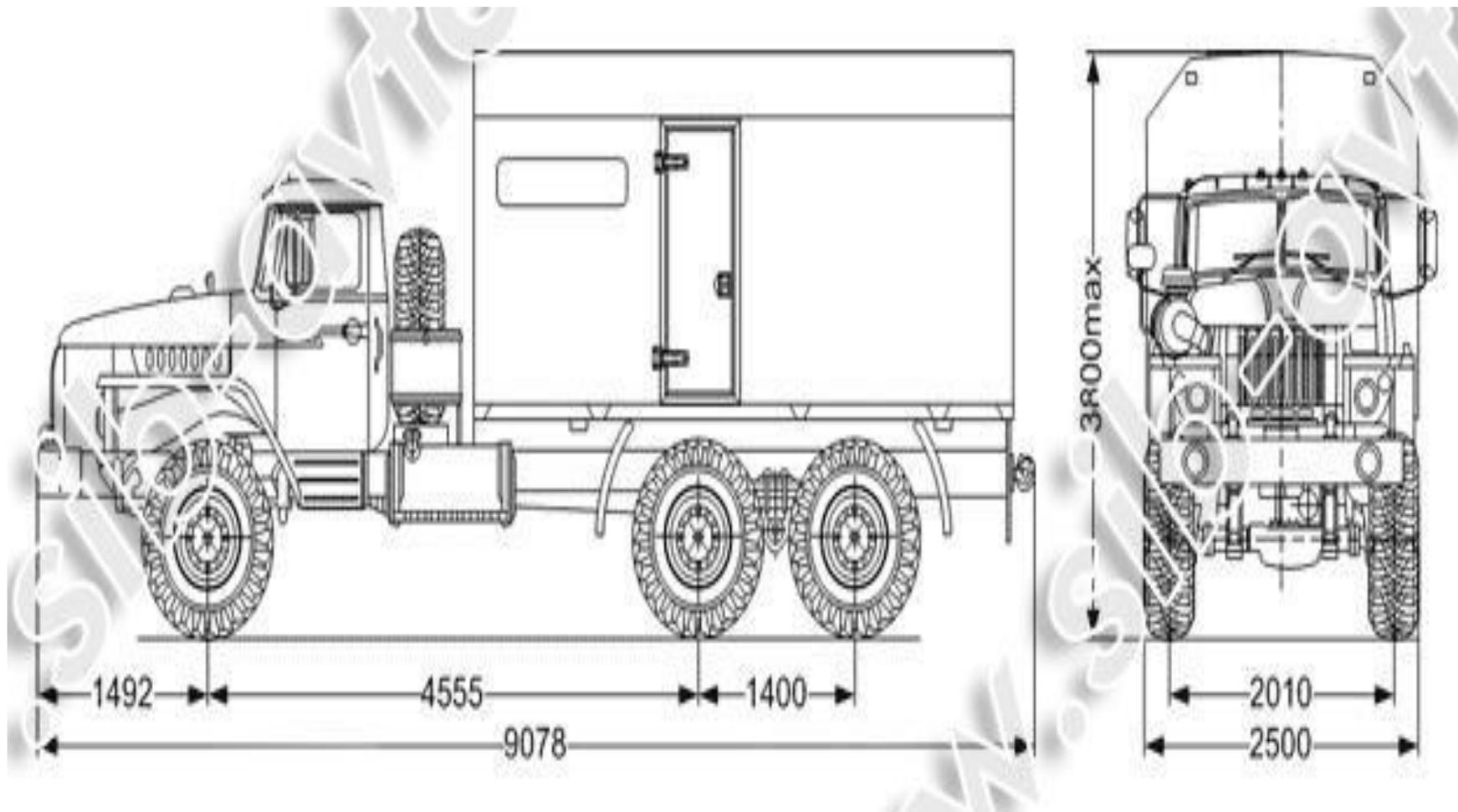
Парогенератор представляет собой вертикальный прямоточный змеевиковый котел, предназначенный для превращения воды в пар за счет теплоты при сжигании дизельного топлива в топочном устройстве.

Управление рабочим процессом и контроль за работой установки осуществляют из кабины автомобиля.

Промысловая паровая передвижная установка ППУА – 1600/100



Промысловая паровая передвижная установка ППУА – 1600/100



В качестве ингибиторов парафиноотложения на месторождениях Казахстана применяют широкий спектр химических веществ.

Обязательным условием проведения ингибиторной защиты является предварительная очистка оборудования от асфальтосмолистых и парафиновых отложений (АСПО).

Для этой цели используются растворители, которые выполняют следующие функции:

- изменяют поверхностные свойства АСПО - снижают силы сцепления частиц АСПО с поверхностью труб и оборудования, при этом частицы удаляются с потоком нефти;
- растворяют массу АСПО (при этом отложения в растворенном состоянии удаляются с растворителем).

Выбор химических реагентов для удаления АСПО и технология их применения должны быть подтверждены опытно - промышленными испытаниями на месторождении.

Покрытие внутренней поверхности труб лаками, эпоксидными смолами, применение эмалированных и футерованных труб в свое время давало очень хорошие результаты при испытаниях на месторождениях Казахстана, однако из-за высокой стоимости таких труб, этот метод не получил распространения.

На многих нефтяных месторождениях в процессе эксплуатации обводненных скважин наблюдается интенсивное выпадение солей в рабочих органах глубинных насосов, насосно-компрессорных трубах и в выкидных линиях скважин. Выпадение солей наблюдается также в водоводах системы поддержания пластового давления и в трубопроводах, транспортирующих сточные воды.

Основной причиной выпадения солей является нарушение термодинамического равновесия, обусловленное снижением температуры и давления, а в системах ППД - смешение вод, имеющих в своих составах несовместимые соли.

В настоящее время получили распространение следующие методы борьбы с отложением солей - химические и применение пресной воды.

ЛЕКЦИЯ №11

Сепарация нефти от газа.

Нефтегазовые сепараторы предназначены для разделения продукции скважин на жидкую и газовую фазы и служат для:

- получения нефтяного газа, выделившегося из нефти при ее движении по стволу скважины, выкидной линии и сборному коллектору для использования в качестве ценного химического сырья и топлива;
- уменьшения перемешивания нефтегазоводяного потока и снижения гидравлических сопротивлений в трубопроводах;
- разложения и отделения от нефти образовавшейся пены;
- предварительного отделения воды от нефти при добыче нестойких или разрушенных в трубопроводе эмульсий;
- уменьшения пульсаций при транспортировании нефти от сепараторов первой ступени до установки подготовки газа.

Все применяемые нефтегазовые сепараторы можно классифицировать по следующим признакам:

- по назначению - замерно - сепарирующие и сепарирующие;
- по геометрической форме и положению в пространстве - цилиндрические, сферические, вертикальные, горизонтальные и наклонные;
- по характеру проявления основных сил - гравитационные, инерционные и центробежные;
- по рабочему давлению - высокого (6,4 МПа), среднего (2,5 МПа) и низкого (0,6 МПа) давления;
- по числу ступеней сепарации - первой, второй, и т.д. ступеней сепарации;
- по технологическому назначению - двухфазные и трехфазные;
- по конструкции устройств ввода нефтегазового потока - с радиальным и с тангенциальным вводом;
- по конструктивному исполнению - одноемкостные и двухъемкостные.

Вертикальные сепараторы применяются в основном при обустройстве нефтяных месторождений с малодебитными скважинами, при содержании в продукции скважин значительных количеств парафина и песка, а также используются на морских месторождениях.

Горизонтальные сепараторы обладают большей пропускной способностью по сравнению с вертикальными при одинаковых геометрических размерах, что обеспечивает лучшее качество сепарации, их также легче обслуживать, поэтому они получили большее распространение, чем вертикальные.

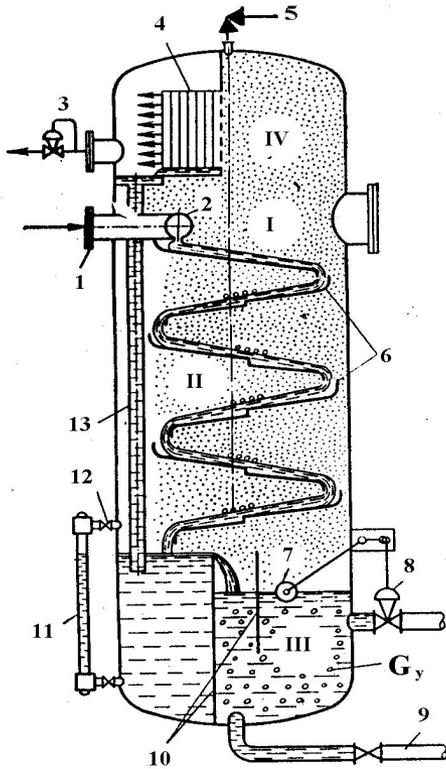
Одноремкостные горизонтальные сепараторы используются на всех ступенях сепарации, включая горячую и вакуумную сепарацию.

Двухремкостные горизонтальные сепараторы применяют в основном для оснащения блочных автоматизированных установок типа «Спутник».

Общий вид вертикального сепаратора



Общий вид вертикального сепаратора



- 1- ввод продукции скважин;
- 2- раздаточный коллектор;
- 3- регулятор уровня «до себя»;
- 4 – каплеуловительная насадка;
- 5- предохранительный клапан;
- 6- наклонные плоскости;
- 7 – датчик регулятора уровня поплавкового типа;
- 8- исполнительный механизм;
- 9- дренажный патрубок;
- 10- перегородка;
- 11- водомерное стекло;
- 12- отключающий краник;
- 13 – дренажная трубка.

- I - Основная сепарационная секция, которая служит для интенсивного выделения газа из нефти. На работу сепарационной секции большое влияние оказывают степень снижения давления, температура в сепараторе, физико - химические свойства нефти, особенно ее вязкость, конструкция устройства ввода продукции в сепаратор - радиальное или тангенциальное, а также использование различных насадок - проволочной сетки, диспергаторов.
- II - Осадительная секция, в которой происходит дополнительное выделение пузырьков газа, увлеченных нефтью из сепарационной секции. Для более интенсивного выделения окклюдированных пузырьков газа из нефти, ее направляют тонким слоем по наклонным плоскостям, увеличивая тем самым длину пути движения нефти. Плоскости выполняют с небольшим порогом, способствующим выделению газа из нефти.
- III - Секция сбора нефти находится в самом низу сепаратора, служит для сбора нефти и дальнейшего вывода ее из сепаратора.
- IV - Каплеуловительная секция расположена в верхней части сепаратора и служит для улавливания капелек жидкости, уносимых потоком газа.

Сепаратор, представленный на рис. 11.1. работает следующим образом. Нефтегазовая смесь под давлением поступает через патрубок 1 к раздаточному коллектору 2, имеющему по всей длине щель для выхода смеси, откуда нефтегазовая смесь попадает на наклонные плоскости 6, увеличивающие путь движения нефти и способствующие тем самым выделению окклюдированных пузырьков газа. В верхней части сепаратора установлена каплеуловительная насадка 4, (в данном случае насадка жалюзийного типа) в которой отбиваются капельки жидкости и стекают в поддон, затем по дренажной трубе 13 направляются в нижнюю часть сепаратора.

Каплеуловительная насадка 4 может быть различной конструкции, работа ее основывается на следующих принципах:

- столкновение потока газа с различными перегородками;
- изменение направления и скорости потока;
- использование центробежной силы;
- использование коалесцирующей набивки (сетки).

ЛЕКЦИЯ №12

Методы разрушения нефтяных эмульсий.

Основным процессом подготовки нефти до товарных кондиций на установках подготовки нефти на месторождениях является процесс обезвоживания нефти. В основе технологии обезвоживания лежит процесс разрушения водонефтяных эмульсий, заключающийся в превращении их из устойчивого мелкодисперсного состояния в кинетически неустойчивую, крупнодисперсную расслаивающуюся систему.

Существует условная *классификация способов деэмульгирования нефтей*:

- механические (фильтрация, центрифугирование);
- термические (подогрев с отстаиванием, промывка горячей водой);
- электрические (обработка в электромагнитных полях);
- химические (обработка реагентами-деэмульгаторами).

Для разрушения эмульсий используют также обработку ультразвуковыми и акустическими колебаниями.

Применяются и сочетания различных методов.

Можно выделить три основные стадии процесса деэмульсации:

- I - Разрушение бронирующих оболочек
- II - Укрупнение капель
- III - Разделение фаз.

Первая стадия процесса диэмульсации

В первой стадии главным и наиболее универсальным является действие реагентов - деэмульгаторов. В некоторых случаях возможно ослабление или частичное разрушение бронирующих оболочек под действием нагрева или интенсивного перемешивания. Частично оболочки могут быть разрушены применением электростатических и электромагнитных полей промышленной частоты. Применение высоко- и сверхчастотных колебаний требует сложного оборудования и пока распространения не получило.

Вторая стадия процесса диэмульсации

На второй стадии - стадии укрупнения капель важнейшим и наиболее перспективным является применение электрических полей. Широкое распространение получил метод промывки эмульсии в слое воды, успешность которого во многом определяется равномерностью распределения струек жидкости перфорированными трубами - маточниками. Использование магнитных полей (импульсные сверхсильные магниты) сдерживается сложностью оборудования.

Третья стадия процесса диэмульсации

На третьей стадии основным процессом является гравитационное отстаивание. В последние годы созданы высокопроизводительные конструкции отстойников, позволяющие эффективно использовать весь полезный объем сосудов и учитывать физико-химические свойства эмульсионных систем. Применение центрифуг является перспективным для обработки эмульсий, содержащих значительное количество механических примесей.

Основными методами разрушения нефтяных эмульсий типа В/Н в настоящее время являются: гравитационное холодное разделение (отстой без подогрева), внутритрубная деэмульсация, центрифугирование, фильтрация, термохимическое воздействие, электрическое воздействие, а также сочетания этих методов.

Для разрушения нефтяных эмульсий, а также для предотвращения их образования широко применяются деэмульгаторы - поверхностно-активные вещества (ПАВ), обладающие гораздо большей активностью, чем эмульгаторы.

Основное назначение деэмульгаторов - вытеснить с поверхностного слоя капель воды эмульгаторы - естественные поверхностно-активные вещества, содержащиеся в нефти (асфальтены, нафтены, смолы, парафин и мехпримеси) и в воде (соли, кислоты).

Вытеснив с поверхностного слоя капель воды природные эмульгирующие вещества, деэмульгатор образует гидрофильный адсорбционный слой, в результате чего капельки воды при столкновении коалесцируют (сливаются) в более крупные капли и оседают. Чем деэмульгатор эффективнее, тем больше он снижает прочность «бронированного» слоя и способствует более интенсивному разрушению эмульсий.

Для более успешного разрушения эмульсий и прекращения их «старения» деэмульгаторы следует подавать на забой скважин и осуществлять «внутрискважинную» деэмульсацию. При подаче деэмульгаторов на забой скважин обычно происходит инверсия эмульсии, т.е. эмульсия типа В/Н превращается в эмульсию типа Н/В, вязкость которой равна $1 \text{ мПа} \cdot \text{С}$, так как внешней ее фазой является вода, что существенно снижает потери давления на трение.

ЛЕКЦИЯ №13

Методы разрушения нефтяных эмульсий

В настоящее время в сочетании с внутритрубной деэмульсацией широкое распространение получили блочные термохимические установки, в которых одновременно происходят сепарация нефти от газа, ее обезвоживание и обессоливание.

Термохимическое (термохимическое) деэмульгирование.

Установлено, что существующие методы деэмульсации нефти малоэффективны без применения тепла и поверхностно-активных веществ. Поэтому в настоящее время около 80% всей добываемой обводненной нефти обрабатывается на термохимических установках, которые имеют следующие преимущества:

- предельная простота установки (теплообменник, отстойник и насос);
- сравнительно низкая чувствительность режима работы установки к изменению содержания воды в нефти;
- возможность замены деэмульгаторов по мере изменения характеристики эмульсии без замены оборудования и аппаратуры.

Вертикальные деэмульсаторы получили широкое применение в мировой практике подготовки нефти на промыслах при обустройстве мелких месторождений и отдельных раздробленных участков. Аппараты подготовки нефти в вертикальном исполнении имеют преимущества при условиях сбора и подготовки нефти, когда предъявляются жесткие требования к сокращению площади, отводимой под застройку нефтесборных пунктов (морские месторождения, болотистые районы и др.). Ряд зарубежных фирм, и в первую очередь США, выпускает большой ассортимент вертикальных деэмульсаторов, отличающихся компоновкой, размерами, числом и типом нагревателей, средств интенсификации (коалесцирующих фильтров, электродов и др.). Объем вертикальных деэмульсаторов колеблется от 5 до 80 м³. Эти аппараты имеют отсеки (зоны) сепарации, нагрева и обезвоживания, как правило, оснащаются распределителями эмульсии под жаровой трубой, перфорированными перегородками, полками или другими устройствами, обеспечивающими необходимое распределение потока эмульсии в отсеке отстоя. Вертикальные деэмульсаторы имеют ряд *недостатков*: низкую производительность, плохое распределение эмульсии в отсеке отстоя из-за сильных конвективных потоков нагретой нефти.

Горизонтальные деэмульсаторы. Выпускаются блочные установки следующих типов: УДО-2М, УДО-3, УДО-1500/6, СП-1000, СП-2000, «Тайфун»1-400, ДГ-2500, ДГ- 6300, БН-М и др. Наиболее широкое применение из всех этих аппаратов получили деэмульсаторы типа УДО-3.

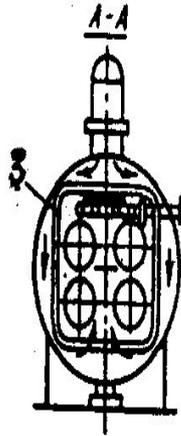
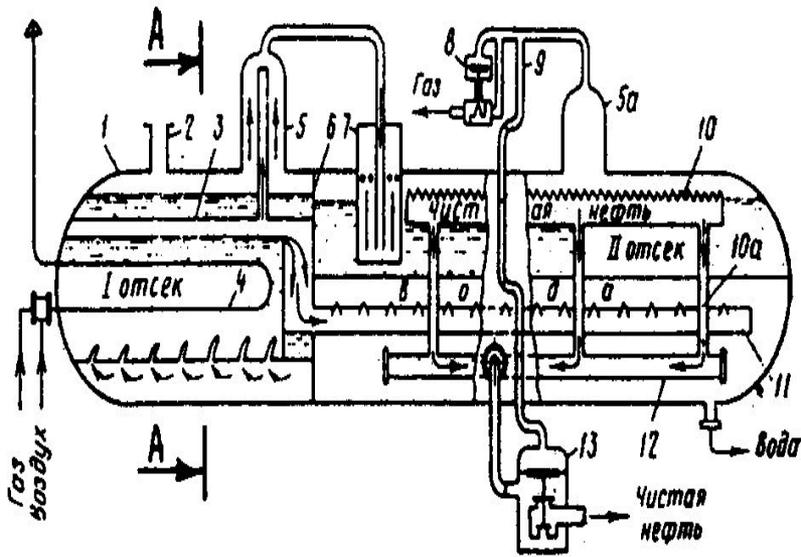
Деэмульсатор УДО -3 (рис. 13.1) состоит из блока нагрева I, блока отстоя II и блока КИП. Блоки нагрева и отстоя размещены в горизонтальном цилиндрическом корпусе, диаметром 3,4 м, разделенном вертикальными перегородками.

Нефтяная эмульсия, содержащая деэмульгатор, после предварительного подогрева в теплообменниках поступает сверху через патрубок 2 в нагревательный отсек, который разделен цилиндрической перегородкой 3 на две полости - внешнюю и внутреннюю. Во внутренней полости размещены U-образные жаровые трубы 4.

Нефтяная эмульсия через нижние прорези в перегородке попадает в отсек I, где она нагревается до 60°C за счет сжигания газа в жаровых трубах. Нагретая эмульсия переливаясь через перегородку, попадает в отсек отстоя II по раздаточному коллектору 11, из которого она равномерно по всему сечению аппарата при помощи желобов проходит через слой воды и попадает в сборник чистой нефти 10, а оттуда по специальным вертикальным отводам 10 а и коллектор чистой нефти 12 через клапан 13 выводится из аппарата.

Газ, выделившийся из нефти в нагревательном отсеке аппарата, поступает сначала в сепаратор 5, а затем через гидрозатвор (барботер) 7 отсека II. Из второго отсека газ собирается в сепараторе 5а, из которого через регулятор давления «до себя» 8 направляется в газовую линию. Вода из аппарата выводится через патрубки в нижней части деэмульсатора.

Горизонтальный сепаратор - деэмульсатор УДО -3.



- 1 - корпус аппарата;
- 2 - патрубок для ввода подогретой
- 3 - цилиндрическая перегородка с
- 4 - U-образные жаровые трубы;
- 5, 5а - сепараторы;
- 6 - вертикальная перегородка;
- 7 - барботер;
- 8 - регулятор давления «до себя»;
- 9 - уравнивающая линия;
- 10 - сборник чистой нефти;
- 10а - вертикальные отводы чистой нефти;
- 11 - раздаточный коллектор;
- 12 - сборный коллектор чистой нефти;
- 13 - клапан для сброса чистой нефти.

Совмещение технологических процессов нагрева и обезвоживания (или обессоливания) обводненных нефтей в одном аппарате наряду с определенными преимуществами имеет *ряд недостатков*:

сравнительно небольшая тепловая мощность, и производительность; совмещение в одном аппарате блоков нагрева и отстоя, что влечет за собой остановку и отключение для ремонта установки полностью при технических неисправностях или технологических осложнениях в одном из блоков.

Поэтому для нормального функционирования ЦППН необходимо предусмотреть резерв таких установок, хотя при этом возникает проблема распределения потоков по аппаратам с получением кондиционной нефти после каждого из них.

В связи с этим разработаны и выпускаются отдельные блоки нагрева и отстоя.

Блоки нагрева предназначены для подогрева нефтяных эмульсий перед аппаратами глубокого обезвоживания и обессоливания установок подготовки нефти.

Нагреватели типа НН - нефтяные нагреватели (НН-1,6; НН-2,5; НН-4,0; НН-6,3) выполнены на базе горизонтальных емкостей, внутренняя полость которых разделена на два отсека, где смонтированы по две жаровые трубы, оборудованные газовыми инжекционными горелками и дымовыми трубами. В этих нагревателях эмульсию водят в нижнюю часть аппаратов, она всплывает через слой дренажной воды, омывая жаровые трубы. Нефть, отделившаяся вода и газ выводятся через общий коллектор в верхней части аппарата. Максимальная температура на выходе из аппарата достигает 90 °С. Производительность же при обводненности до 25% и нагревании до 40 °С от 2000 до 8000 т/сут.

Так как жаровые трубы постоянно находятся в слое выделившейся пластовой воды, то существует требование, чтобы сопутствующие пластовые воды не вызывали солеотложений на стенках жаровых труб. Блочные нагреватели типа НН рекомендуется применять в комплексах подготовки нефти мощностью от 0,5 до 6 млн/год для обработки легких, средних и тяжелых нефтяных эмульсий с невысокой склонностью к солеотложению.

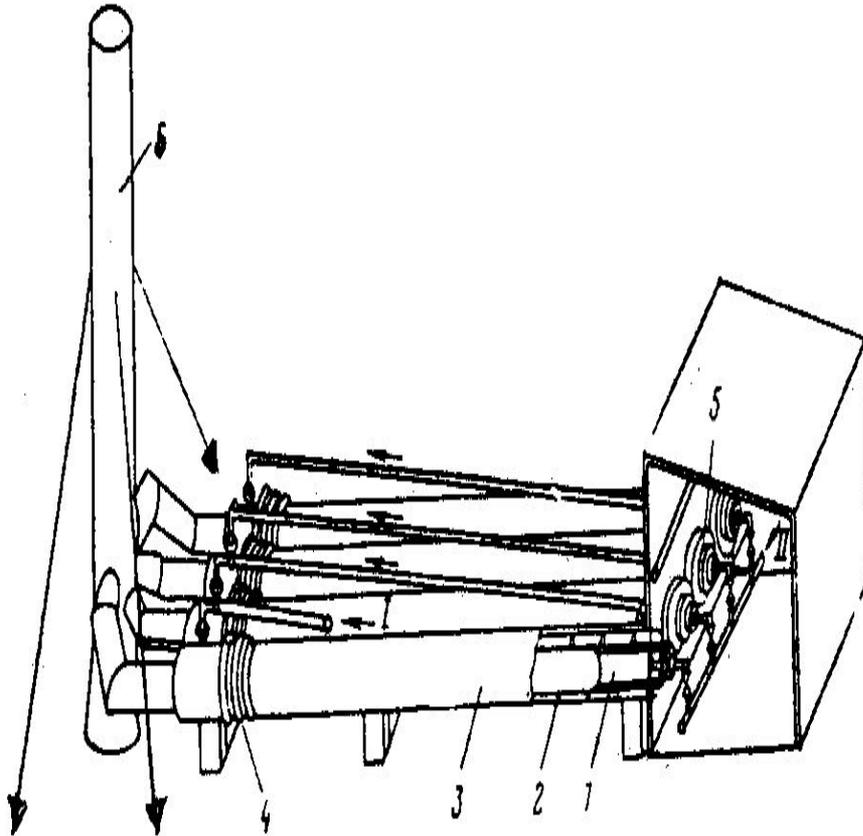
Блочные нагреватели трубчатого типа БН (БН-5,4; БН-М)

предназначены для интенсивного нагрева эмульсии в процессах обезвоживания и обессоливания нефти. Кроме этого их можно использовать для подогрева высоковязких парафинистых нефтей для их нормальной транспортировки по трубопроводам.

Блок нагрева БН-5,4 (рис.13.2) представляют собой комплект четырех горизонтальных жаровых нагревательных элементов «труба в трубе», последовательно соединенных между собой с помощью распределительного коллектора. Подогреватели смонтированы на поперечных балках. Водонефтяная эмульсия нагревается при непосредственном контакте с поверхностью жаровой трубы за счет сгорания газа в газовых горелках турбинного типа 5 в камере сгорания. Для увеличения пути движения нефтяной эмульсии, времени контакта ее через стенку с горячими газами, движение нефтяной эмульсии в межтрубном пространстве направлено по винтовой линии с большой скоростью. Дымоходы всех четырех нагревательных элементов подсоединяются к общей дымовой трубе 6, высотой около 20м. Нагревательные элементы соединены между собой так, что любой из них может быть отключен без остановки всего блока, т.е. можно направить нефтяную эмульсию мимо любого из нагревательных элементов.

При работе блока нагрева автоматически регулируется температура нефтяной эмульсии на выходе, регулирование давления газа перед горелками, наличие пламени в камере сгорания. Автоматикой безопасности предусмотрена отсечка топочного газа при прекращении циркуляции эмульсии, при повышении температуры нагрева, при погасании пламени запальника в камере сгорания. После блока подогрева нефтяная эмульсия по раздаточному коллектору поступает в герметизированные отстойники, где при низких скоростях потока эмульсия разделяется на нефть и воду.

Блочный нагреватель БН-5,4.



1 – жаровая труба;

2 – оребренная жаровая

3 – корпус;

4 – линзовый компенсатор;

5 – горелка;

6 – дымовая труба.

I – нефтяная эмульсия;

II – топливный газ.

Описанный блок нагрева имеет следующие *преимущества* перед установками УДО:

- коэффициент использования топочного газа выше на 20%;
- снижается время ремонта или замены блока при неполадках или прогаре жаровой трубы;
- производительность блока нагрева в 2-3 раза выше, а металлоемкость ниже в 1,5 раза.

Трубчатые печи типа ПТБ могут быть использованы в качестве путевого подогревателя в системе внутрипромыслового сбора и транспорта высоковязких нефтей и нефтяных эмульсий.

Известен опыт успешного применения печей типа ПТБ-10 для подогрева морской воды на месторождении Узень для использования ее в системе поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи продуктивных горизонтов. На базе ПТБ-10 разработана печь для нагрева воды типа ПТБ-10-160, отличающаяся рабочим давлением до 16 МПа.

ЛЕКЦИЯ №14

Нефтяные резервуары.

Нефтяные резервуары представляют собой емкости различных размеров, предназначенные для накопления, кратковременного хранения и учета «сырой» и товарной нефти. Группа резервуаров, сосредоточенных в одном месте, называется *резервуарным парком*.

Общий объем товарного резервуарного парка должен быть равен двухсуточной плановой производительности всех добывающих скважин данного месторождения.

Нефтяные резервуары строят из несгораемых материалов - металла или железобетона. Резервуары бывают наземными, подземными или частично заглубленными. Для сбора, хранения и замера объема нефти в большинстве случаев используют цилиндрические стальные резервуары и реже - бетонные или железобетонные. В товарных парках месторождений сооружают резервуары емкостью 1000 - 5000 м³ с плоским или коническим покрытием, в центре резервуара устанавливают центральную стойку, на которую опираются щиты покрытия. Коническая крыша резервуаров воспринимает внешнюю нагрузку от снега и внутреннюю при создании вакуума в резервуаре и изготавливается из листовой стали, толщиной не более 2,5 мм.

Вертикальные цилиндрические резервуары подразделяются на:

- резервуары низкого давления, так называемые атмосферные;
- резервуары с понтонами;
- резервуары с плавающими крышами.

В резервуарах атмосферного типа внутреннее давление в газовом пространстве близко к атмосферному, к ним относятся резервуары с коническими крышами.

Типовые стальные резервуары сооружают сварными с применением индустриальных методов монтажа с использованием готовых рулонных заготовок и элементов заводского изготовления. Корпус резервуара представляет собой цилиндрическую оболочку, рассчитанную на гидростатическое давление жидкости.

После сооружения основания и фундамента под резервуар приступают к монтажу днища, которое поступает в готовом виде с завода - изготовителя, после чего приступают к сборке и сварке первого пояса резервуара. При монтаже осуществляют постоянный контроль за длиной окружности и геометрической формой. Вертикальные стыки первого пояса контролируют ультразвуком и просвечивают гамма - лучами.

Для проведения операций по приему, хранению и отпуску сырой и товарной нефти резервуары оборудуются специальной арматурой и оборудованием. Оборудование резервуаров обеспечивает:

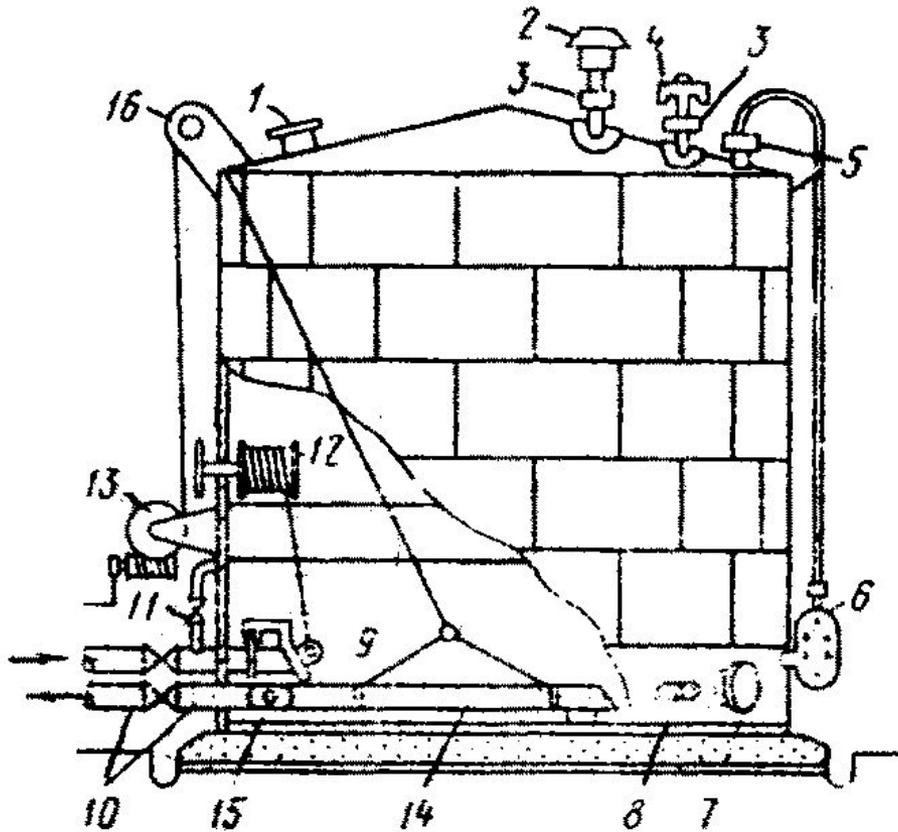
- наполнение и опорожнение резервуаров;
- замер уровня нефти;
- отбор проб нефти;
- зачистку и ремонт резервуаров;
- отстой нефти и удаление подтоварной воды;
- поддержание в резервуаре давления в безопасных пределах

Схема расположения оборудования смонтированного на наземном вертикальном цилиндрическом резервуаре приводится на рис.14.1.

На крыше резервуара устанавливается световой люк 1 над приемо-раздаточным патрубком. При открытой крышке через него внутрь резервуара проникает свет и резервуар проветривается перед зачисткой или ремонтом.

Гидравлический предохранительный клапан 2 предназначен для ограничения избыточного давления или вакуума в газовом пространстве резервуара при отказе дыхательного клапана, а также при недостаточном сечении дыхательного клапана для быстрого пропуски газа или воздуха. Предохранительные клапаны рассчитываются на несколько большее давление и вакуум, чем дыхательный клапан (избыточное давление 588 Па и разрежение 392 Па). Предохранительный клапан заливают незамерзающими неиспаряющимися маловязкими жидкостями (раствор глицерина, этиленгликоля и др.), образующими гидравлический затвор.

Схема расположения оборудования на наземном вертикальном цилиндрическом резервуаре.



- 1-световой люк;
- 2- гидравлический предохранительный
- 3- огневой предохранитель;
- 4 – дыхательный клапан;
- 5- замерный люк;
- 6 – указатель уровня;
- 7- люк – лаз;
- 8 – сифонный кран;
- 9- хлопушка;
- 10- приемо – раздаточные патрубки;
- 11 – перепускное устройство;
- 12- управление хлопушкой;
- 13 – лебедка;
- 14 – подъемная труба;
- 15 – шарнир подъемной трубы;
- 16 – роликовый блок.

Огневой предохранитель 3 устанавливается на резервуаре в комплекте с дыхательным и гидравлическим предохранительным клапанами и предназначен для предохранения газового пространства резервуара от проникновения в него пламени через дыхательный или гидравлический клапаны. Принцип действия его заключается в том, что пламя, попадая в огневой предохранитель, проходит через систему каналов малого сечения (кассеты), в результате чего дробится на отдельные малые потоки и затухает. Основная деталь огневых предохранителей - спиральная ленточная кассета из цветных металлов.

Дыхательный клапан 4 автоматически соединяет газовое пространство резервуара с атмосферой в те моменты, когда в резервуаре создается предельно - допустимое давление или вакуум в результате изменения температуры, а также при наполнении и опорожнении резервуара. Он состоит из двух клапанов: клапан давления и клапан вакуума.

Дыхательный клапан работает следующим образом: при превышении давления внутри резервуара клапан давления поднимается и сбрасывает в атмосферу излишний газ, а при понижении давления внутри резервуара открывается вакуумный клапан и в резервуар поступает воздух.

Клапан давления и клапан вакуума могут быть отрегулированы на определенное давление и открываются только в том случае, когда давление или разрежение внутри резервуара достигнет определенной величины. Размер дыхательных клапанов выбирают в зависимости от их пропускной способности. Во избежание коррозии корпус дыхательного клапана и седло изготавливают из алюминиевого сплава.

Лекция №15

Мероприятия по охране окружающей среды.

- Нефтегазодобывающая промышленность относится к числу основных отраслей - загрязнителей окружающей среды. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений сопровождается техногенным воздействием на окружающую природную среду и недра.
- Охрана окружающей среды и недр должна осуществляться в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан и соответствовать международным нормам и правилам.
- Основные требования по охране окружающей среды при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений изложены в «Единых правилах разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан», утвержденных 18 июня 1996г, которые составлены на основании Законов Республики Казахстан: «О нефти», «Об охране окружающей природной среды», «О лицензировании», «О недрах и недропользовании» и других нормативных актах.

В биогеохимическом воздействии нефти на экосистемы участвует множество углеводородных и неуглеводородных компонентов, в том числе минеральные соли и микроэлементы. Токсичные действия одних компонентов могут быть нейтрализованы присутствием других, поэтому токсичность нефти не определяется токсичностью отдельных соединений, входящих в ее состав. Однако следует отметить, что некоторые соединения обладают свойством эффекта суммации. Эффект суммации – это процесс образования промежуточных соединений, которые более токсичны и более опасны по сравнению с отдельными компонентами, входящими в его состав. Наибольшую опасность при разработке нефтегазовых месторождений представляет загрязнение гидросферы (подземных вод и открытых водоемов), атмосферы (воздуха) и литосферы (почвы). Различные по химическому составу твердые отходы, а также сточные воды, загрязняя почвогрунты, поверхностные воды, ухудшают их санитарно-гигиеническое состояние и снижают биологическую продуктивность.

Необходимо отметить, что особенностью химического состава западно - казахстанской нефти является высокое содержание меркаптанов, сероводорода и сернистого газа. Наиболее губительными и агрессивными загрязнителями в числе вышеуказанных компонентов с санитарной точки зрения являются соединения серы, а среди углеводородных компонентов – пентан.

Сероводород - сильный нервно-паралитический яд, вызывает тяжелые отравления со смертельным исходом, кроме того, сероводород обладает высокой коррозионной активностью.

Диоксид серы губительно влияет на организм человека, растительный и животный мир, он взаимодействует с взвешенными частицами, оксидами азота и углеводородами. Большое количество SO_2 выбрасывается в атмосферу при сжигании высокосернистого топлива или при сжигании на факелах газа, содержащих сероводород.

При сжигании органического топлива, кроме диоксида серы в атмосферу выбрасываются диоксиды азота. Диоксиды серы и азота являются причиной выпадения так называемых «кислотных дождей», которые попадая в почву приводят к повышению ее кислотности, оказывают влияние на урожайность сельскохозяйственных культур. Кислотные дожди могут вызывать коррозию металлического оборудования и трубопроводов. В результате воздействия кислых газов, входящих в состав вредных выбросов нефтяного комплекса на растительность происходит острое или хроническое повреждение ее.

Проект обустройства нефтяного месторождения под промышленную разработку принимается к утверждению только в том случае, когда в нем решены вопросы сбора и рационального использования нефтяного газа.

Основными источниками загрязнения воздуха является технологическое оборудование, применяемое на месторождении:

- печи подогрева нефти (продукты горения);
- резервуары (испарения);
- аппараты (испарения от буферных емкостей, насосов, сепараторов, соединений трубопроводов);
- газотурбинные двигатели (продукты горения);
- котлы котельных (продукты горения);
- факельные системы (продукты горения).

Запрещается выпуск сероводородосодержащего газа в атмосферу без сжигания или нейтрализации. Сброс газа от рабочего и резервного предохранительных клапанов технологических аппаратов и емкостей должен производиться в факельную систему. Должны осуществляться эффективные мероприятия по очистке газа от сероводорода и меркаптанов.

На установках, в помещениях, где возможно выделение в воздух рабочей зоны сероводорода, осуществляется контроль воздушной среды автоматическими стационарными газосигнализаторами, а также периодически в местах возможного скопления сероводорода переносными газосигнализаторами или газоанализаторами.

Общее количество вредных выбросов в районах добычи нефти и газа можно снизить совершенствованием технологических процессов и широким внедрением различных методов утилизации и очистки газа.

Мероприятия по охране почвы

Пластовая вода, добытая вместе с нефтью, подлежит очистке в соответствии с нормами содержания твердых взвешенных веществ и нефти в воде, используется в системе поддержания пластового давления или закачивается в поглощающие горизонты с целью захоронения. Запрещается сброс пластовой воды на поля испарения, в поверхностные водные источники, закачка в подземные горизонты, приводящие к загрязнению подземных вод, а также слив жидкостей, содержащих сероводород в открытую систему канализации без нейтрализации. Пластовая вода, содержащая сероводород, должна обрабатываться и содержаться в герметичных емкостях.

Основные мероприятия по охране почвы:

- герметизация систем сбора, сепарации, подготовки и транспорта нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;
- обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти;
- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт, для предупреждения излива на поверхность;
- прокладка трубопроводов подземным способом на глубину закладки 1,2 – 1,8м;
- проведение качественной технической рекультивации земель.

Меры по охране недр

Рекультивация земель – комплекс мероприятий, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности, нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. В почве действует механизм самоочищения и адаптации микроорганизмов. Приемы рекультивации создают нормальные условия для естественных механизмов самоочищения и адаптации микроорганизмов, а также интенсифицируют этот процесс.

Меры по охране недр должны включать:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- для предупреждения биогенной сульфаторедукции, необходима обработка закачиваемой воды реагентами, предотвращающими ее образование;
- введение замкнутой системы водоснабжения с использованием для заводнения сточных вод.

Наряду с общими положениями по охране окружающей среды, разработка морских нефтегазовых месторождений накладывает свои специфические требования.

Борьба с загрязнением морей и озер нефтью, нефтепродуктами, а также пластовыми водами, нередко содержащими сероводород и поверхностно-активные вещества, является неотъемлемой частью проблемы охраны окружающей среды.

Нефть и нефтепродукты, попадая на поверхность воды, покрывают большие пространства тонкой пленкой, которая существенно ухудшает кислородный обмен водной среды с воздушным бассейном. Это ведет к угнетению жизнедеятельности биологических объектов водной среды. При концентрации нефтяных загрязнений выше 800мг/м^3 происходит подавление жизнедеятельности фитопланктона, который является основой воспроизводства кислорода в воде. Некоторые рыбы могут приспосабливаться к воде, содержащей нефть. Попавшая в их организм нефть, изменяет состав крови и углеводородный обмен, в результате чего мясо рыб приобретает специфический запах и привкус.

Для ликвидации нефтяных загрязнений водных объектов применяют следующие методы:

- **Механические методы** удаления нефти включают широкий спектр работ и устройств, начиная от вычерпывания нефти вручную до применения машинных комплексов нефтесборщиков. Предварительно осуществляют концентрирование и ограждение находящейся на водной поверхности нефти при помощи боновых заграждений. Для сбора пролитой нефти используют специальные суда и плавающие средства, перемещающиеся по загрязненной поверхности и собирающие загрязнения при помощи различных устройств (насосов, гидроциклонов, движущихся лент и пр.). К механическим способам следует отнести и фильтрование загрязненных вод через насыпные и намывные песочные фильтры.
- **Физико – химические методы** заключаются в применении адсорбирующих материалов. В качестве адсорбентов применяют пенополиуретан, угольную пыль, резиновую крошку, древесные опилки, пенопласт и т.п. Для увеличения контакта применяют синтетические полотнища, способные хорошо адсорбировать нефть. Впитавшие нефть полотнища затем пропускают через отжимные валики для отделения нефти. Сорбирующие материалы способны впитывать нефти 10 ÷ 40 кратного количества от собственной массы.
- **Химические методы** основаны преимущественно на использовании коагулянтов, которые увлекают в осадок пленочную нефть. Этот метод применяется после других методов для более полной очистки поверхности воды.
- **Биологические методы** предусматривают использование микроорганизмов и специальных бактерий, питающихся нефтью.

