

ЛЕКЦИЯ №1

1 ПРОМЫСЛОВЫЙ СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ

Нефть на поверхность поступает из недр Земли по специально пробуренным до продуктивных нефтяных пластов эксплуатационным скважинам. Вместе с нефтью на поверхность поднимаются различные механические примеси (частицы породы, цемент), растворённый в нефти газ (попутный), вода, минеральные соли в виде кристаллов в нефти и раствора в воде. Присутствие воды с растворёнными минеральными солями в нефти приводит к удорожанию транспорта, а также к усилению коррозии металла трубопроводов и оборудования, затрудняет переработку нефти. Наличие механических примесей вызывает абразивный износ труб и нефтеперекачивающего оборудования. Лёгкие фракции нефти (попутный газ) являются ценным сырьём для нефтехимической промышленности. Поэтому необходимо стремиться не только к снижению потерь лёгких фракций из нефти, но и к сохранению всех углеводородов, извлекаемых из недр., для последующей переработки. На всех вновь сооружаемых нефтяных промыслах используют централизованную схему сбора и подготовки нефти. Продукция собирается от группы скважин, называемых кустами, на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). От каждой скважины по индивидуальному трубопроводу (выкидному) на АГЗУ (ИУ) поступает нефть вместе с газом и пластовой водой, где ведётся учёт количества поступившей от каждой скважины пластовой жидкости.

Нефтепроводом принято называть трубопровод, предназначенный для перекачки нефти и нефтепродуктов (при перекачке нефтепродукта иногда употребляют термин нефтепродуктопровод). В зависимости от вида перекачиваемого нефтепродукта трубопровод называют также бензино-, керосин-, мазутопроводом и т.д.

По своему назначению нефте- и нефтепродуктопроводы можно разделить на следующие группы:

промысловые — соединяющие скважины с различными объектами и установками подготовки нефти на промыслах;

магистральные (МН) — предназначенные для транспортировки товарной нефти и нефтепродуктов (в том числе стабильного конденсата и бензина) из районов их добычи (от промыслов) производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива в цистерны, нефтеналивных терминалов, отдельных промышленных предприятий и НПЗ). Они характеризуются высокой пропускной способностью, диаметром трубопровода от 219 до 1400 мм и избыточным давлением от 1,2 до 10 МПа;

технологические — предназначенные для транспортировки в пределах промышленного предприятия или группы этих предприятий различных веществ (сырья, полуфабрикатов, реагентов, а также промежуточных или конечных продуктов, полученных или используемых в технологическом процессе и др.), необходимых для ведения технологического процесса или эксплуатации оборудования.

Как вы знаете, нефть, газ и вода — основные компоненты продукции нефтяных скважин. Относительное содержание этих компонентов в разные периоды разработки и эксплуатации нефтяных месторождений может колебаться в довольно широких пределах: от долей процента до 90 % и более.

В начальный — безводный период эксплуатации месторождений продукция скважин представлена, в основном, нефтью и газом. Главные проблемы, возникающие в этот период при сборе и подготовке извлекаемых из недр флюидов, связаны с решением вопросов сепарации нефти и газа и гашением пульсаций потоков при совместном транспортировании нефтегазовых смесей.

Переходный период, предшествующий повышению общей обводненности продукции нефтяных скважин по всему месторождению, выдвигает на первый план решение технологических вопросов, связанных с предотвращением образования стойких водонефтяных эмульсий, выбором и применением эффективных методов очистки нефти от воды и солей. При решении этих вопросов определяют и необходимые требования к технологии и технике подготовки нефти в течение всего периода разработки нефтяного месторождения.

Дальнейшее увеличение обводненности приводит к повышению вязкости водонефтяных эмульсий, что на некоторых месторождениях вызывает серьезные осложнения в системах сбора в связи с увеличением в них давлений перекачки. Этот период характеризуется также введением в эксплуатацию дополнительного оборудования для предварительного сброса воды и увеличением нагрузок на установки подготовки нефти.

На поздней стадии эксплуатации нефтяного месторождения, когда общая обводненность нефтяных скважин превышает 50 %, а количество нефтяного газа уменьшается, возникают проблемы нехватки газа для подогрева сырых нефтей и перевода нагревателей с газообразного топлива на жидкое (нефть).

Специфические проблемы возникают при содержании в продукции скважин сероводорода, углекислого газа, при добыче парафинистых, высокозастывающих нефтей; при смешении продукции из разных нефтеносных горизонтов и т. д.

НЕФТЯНОЙ ГАЗ

Естественной и неотъемлемой частью продукции скважин является нефтяной газ, количество которого оценивается газовым фактором нефти.

Газовый фактор отражает суммарное количество газа, извлекаемого из нефтяного пласта как в свободном виде, так и выделяющегося после различных ступеней сепарации нефти.

Газовый фактор — это показатель эффективности разработки нефтяного месторождения. Для извлечения максимального количества нефти газовый фактор на месторождениях с газонапорным режимом эксплуатации должен поддерживаться на минимальном уровне. Повышение газового фактора по отдельным скважинам — это тревожный сигнал, свидетельствующий о прорывах газа по каналам продуктивного пласта или резком снижении пластового давления. В том или другом случае немедленно должны быть приняты меры по снижению газового фактора.

Высоким газовым фактором характеризуются легкие нефти, добываемые из глубоко залегающих продуктивных горизонтов. Тяжелые асфальто-смолистые нефти или нефти, извлекаемые из сравнительно небольших глубин (от 200 до 600 м), за счет естественного процесса миграции содержат небольшое количество газа. С началом обводнения скважин количество газа, добываемого с нефтью, в целом по месторождению снижается.

ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ

Состав пластовых вод, извлекаемых вместе с нефтью, чрезвычайно разнообразен и зависит от геологического возраста, стратиграфии и химического состава эксплуатируемого горизонта, физико-химических свойств нефтей и газов, пластовой температуры, давления и т. д. Поэтому пластовые воды, как в пределах одной нефтяной

залежи, так и особенно для разных нефтеносных районов, имеют существенные различия в количественном содержании и качественном составе растворенных минеральных солей, газов, полярных поверхностно-активных веществ и нейтральных углеводородных компонентов нефти.

Пластовые воды — сложные псевдостабильные системы, равновесное состояние которых легко нарушается с изменением пластовых условий. Снижение давления, температуры, контакт с другими пластовыми или пресными водами неизбежно приводят к нарушению ионного равновесия. При дегазации пластовых вод может существенно измениться показатель pH, позволяющий судить о химической реакции вод (кислой или щелочной), их агрессивности по отношению к металлам, бетону и т. д.

Основные характеристики пластовых вод, учитываемые в технологических процессах сбора, транспортирования и подготовки эмульсионных нефтей — это плотность, общая минерализация и жесткость (склонность к солеотложению). Плотность и минерализация — взаимосвязанные характеристики пластовых вод. Общая минерализация пластовых вод — это количество растворенных солей в 1 л воды. В основном это хлориды и сульфаты натрия, калия, магния и др.

Пластовые воды, отделяемые от нефти в процессе ее деэмульгации, и составляют основной объем так называемых нефтепромысловых сточных вод. В зависимости от давления, температуры и минерализации пластовых вод содержание в них отдельных компонентов нефтяного газа (главные из которых сероводород, углекислый газ, азот, метан, этан и пропан) может колебаться в пределах 5—200 л/м³. Количество эмульгированной нефти может достигать от следов до десятков процентов.

В последнем случае пластовые сточные воды следует рассматривать как нефтяные эмульсии прямого типа (М/В). Присутствие даже небольшого количества растворенных газов и нефтепродуктов может оказать существенное влияние на коррозионную агрессивность пластовых вод, а при разгазировании и контакте с воздухом этих вод может ухудшиться санитарное состояние окружающей среды, и в определенных условиях не исключена возможность образования взрывоопасной смеси. Поэтому для решения многих вопросов, связанных с утилизацией пластовых и нефтепромысловых вод, необходимо иметь сведения о количестве и составе растворенных в них газов и нефтепродуктов.

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ СИСТЕМ СБОРА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

В настоящее время промышленное обустройство представляет собой герметизированную, как правило, высоконапорную систему сбора, транспортирования и подготовки нефти, газа и воды с полной автоматизацией всех технологических процессов.

К числу основных требований, предъявляемых при проектировании систем сбора, транспортирования и подготовки нефти, газа и воды, входящих составной частью в комплексный проект разработки, относятся:

- 1) точный замер нефти, газа и воды по каждой скважине для выбора необходимого оборудования контроля и регулирования разработкой месторождения;
- 2) обеспечение герметизированного сбора нефти, газа и воды на всем пути движения от скважин до магистрального нефтепровода с целью уменьшения потерь нефтяного газа и потерь легких фракций нефти;
- 3) доведение нефти и газа на технологических установках до норм товарной продукции; учет этой продукции и передача ее транспортным организациям;

- 4) обеспечение высоких экономических показателей по капитальным затратам, снижению металлоемкости и эксплуатационных расходов;
 - 5) возможность ввода в эксплуатацию части месторождения с полной утилизацией нефтяного газа до окончания строительства всего комплекса сооружений;
 - 6) надежность в эксплуатации технологических установок и возможность полной их автоматизации;
 - 7) изготовление основных узлов и оборудования индустриальным способом в блочном и мобильном исполнении с полной автоматизацией технологического процесса;
 - 8) универсальность системы сбора нефти, газа и воды и технологических установок.
- Нефтегазовые месторождения в нашей стране расположены в различных климатических зонах, имеют различные глубины скважин и различные физические свойства нефти, газа и воды, что обуславливает индивидуальный подход при разработке проектов обустройства.

КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Трубопроводы, транспортирующие продукцию скважин на нефтяных месторождениях, подразделяются:

- 1) по назначению – на нефтепроводы, газопроводы, нефтегазопроводы, нефтегазоводопроводы и водопроводы (водоводы);
- 2) по величине напора – на напорные и безнапорные;
- 3) по рабочему давлению – на трубопроводы высокого (6,4 МПа и выше), среднего (1,6 МПа) и низкого (0,6 МПа) давления;
- 4) по способу прокладки – на подземные, надземные, наземные и подводные;
- 5) по функциональному назначению – на выкидные линии, идущие от устьев скважин до групповой замерной установки; нефтяные, газовые, водяные и нефтегазоводяные сборные коллекторы; товарные нефтепроводы;
- 6) по гидравлической схеме работы – простые трубопроводы, не имеющие ответвлений и сложные трубопроводы, имеющие ответвления к которым относятся также замкнутые (кольцевые) трубопроводы.

Трубопроводы, транспортирующие воду к нагнетательным скважинам с целью поддержания пластового давления подразделяются на:

- а) магистральные водопроводы;
- б) подводящие водопроводы, прокладываемые от магистральных водо-проводов до КНС;
- в) разводящие водоводы, прокладываемые от КНС до нагнетательных скважин.

Трубопроводы по напору делятся на трубопроводы с полным заполнением трубы жидкостью и трубопроводы с неполным заполнением трубы жидкостью.

Трубопроводы с полным заполнением сечения трубы жидкостью называются напорными, а трубопроводы с неполным заполнением сечения могут быть как напорными, так и безнапорными.

Выкидные линии и нефтесборные коллекторы обычно не полностью заполнены нефтью, т. е. часть сечения выкидных линий или коллектора занята газом, выделившимся или в процессе движения нефти по ним, или увлеченным нефтью из сепараторов в связи с их плохой работой.

В самотечных нефтепроводах нефть движется под действием гравитационных сил, обусловленных разностью вертикальных отметок и начале и в конце нефтепровода. Если при этом в нефтепроводе нефть и газ движутся отдельно, то такой нефтепровод называют свободно-самотечным или безнапорным, а при отсутствии газовой фазы – напорно-самотечным.

Нефть и ее примеси транспортируются по выкидным линиям до АГЗУ за счет перепада давления между устьем скважины и АГЗУ. Выкидные линии в зависимости от дебита скважин принимаются диаметром от 50 до 150 мм и прокладываются под землей. Протяженность выкидных линий определяется технико-экономическими расчетами и может достигать 4 км.

Для сбора нефтяного газа и передачи его потребителям на площадях нефтяных месторождений сооружаются сборные газопроводы.

При составлении проекта обустройства, прежде всего, руководствуются расположением скважин, предусмотренным проектом разработки данного месторождения, и дебитами этих скважин. По известному расположению скважин на месторождении с учетом рельефа поверхности выбирают места расположения групповых замерных установок и трассы всех трубопроводов.

Трассой трубопровода является линия, определяющая положение трубопровода на местности. Эта линия, нанесенная на карту или план местности, называется планом трассы.

Проектирование трубопроводов на площади месторождения сводится к решению следующих основных задач: 1) выбор рациональных длин и диаметров выкидных линий и сборных коллекторов, отвечающих минимуму расхода металла; затрат на их строительство и эксплуатационных издержек; 2) гидравлический, тепловой и механический расчет трубопроводов, транспортирующих как однофазную, так и многофазную жидкость (нефть, газ, вода); 3) выбор трассы трубопроводов; 4) составление продольных профилей, характеризующих трассу трубопроводов.