

УДК 681.521

Обзор автоматизированных систем производственных процессов разработки нефтяных месторождений

Протасенко Н.И., Москаев И.Е., Астапов В.Н.

Самарский Государственный технический университет

Самара, Россия (443100, Самара ул. Молодогвардейская, 244),

e-mail: nickprotasenko@gmail.com moskaevilja@yandex.ru, asta-2009@mail.ru

Аннотация

Прогресс не стоит на месте и все более новые технологии приходят на замену старым, чтобы значительно повысить эффективность и обезопасить труд на предприятиях разработки нефтяных месторождений. В основе автоматизации технологических процессов нефтегазового производства лежит отстранение персонала от прямого участия в производственном процессе.

Автоматизация технологических процессов нефтегазового производства может включать комплексную АСУ ТП нефтяного месторождения или автоматизацию отдельных участков. Для более глубокого понимания того, как устроены автоматизированные системы производственных процессов разработки нефтяных месторождений, в данной статье приведены примеры производств с использованием автоматизированных систем.

Ключевые слова: АСУ ТП, автоматизация, нефть, газ

Overview of automated systems of production processes of oil field development

Protasenko N.I., Moskalev I.E., Astapov V.N.

Samara State Technical University

Samara, Russia (244 Molodogvardeyskaya str., Samara, 443100),

e-mail: nickprotasenko@gmail.com moskaevilja@yandex.ru, asta-2009@mail.ru

Annotation

Progress does not stand still and more and more new technologies are coming to replace the old ones in order to significantly increase efficiency and secure labor at oil field development enterprises. The automation of technological processes of oil and gas production is based on the removal of personnel from direct participation in the production process. Automation of technological processes of oil and gas production may include a comprehensive automated control system of an oil field or automation of individual sections. For a deeper understanding of how automated systems of production processes for the development of oil fields are arranged, this article provides examples of production using automated systems.

Keywords: Automation, process control system, automation, oil, gas

Введение

Нефтяная отрасль в России является ведущей. Производственный процесс добычи нефти состоит из последовательных этапов, начиная с поднятия сырья на поверхность и заканчивая доставкой продукта потребителю. При управлении этим процессом возникает вопрос об автоматизации технологических процессов, которая освобождает человека труда

от прямого участия в производственном процессе. Автоматизация технологических процессов нефтепереработки может включать комплексную АСУ ТП нефтяного месторождения или автоматизацию отдельных участков. В зависимости от задач предприятия нефтяной отрасли используют такие системы, как: система вертикального бурения скважин; система регулирования давления; система откачки утечек нефти; система высоковольтного и низковольтного электроснабжения; система пожарной сигнализации и пожаротушения и различные вспомогательные системы. В рамках проекта АСУ ТП нефтегазового предприятия к технологическим процессам относят: добычу нефти, подготовку и транспорт и управление производством. Потребность компаний нефтегазового сектора в автоматизации объясняется географическими масштабами деятельности, необходимостью соответствия экологическим нормам и повышенными требованиями к промышленной безопасности нефтебаз. Кроме этого, большинство месторождений – это территории особого порядка недропользования, входящие в категорию труднодоступных и удаленных с трудноизвлекаемыми ресурсами нефти.

1 Автоматизация фонтанных скважин

Выбор способа эксплуатации нефтяных скважин зависит от особенности продуктивных пластов, из которых добывается сырье, а также его свойств. Кроме того, эксплуатация скважины зависит от степени обводненности и показателей внутрипластового давления. При фонтанном методе (рис.1) эксплуатации для извлечения сырья на поверхность используется энергия самих продуктивных пластов. Благодаря этому отпадает необходимость применения дополнительного оборудования, что значительно сокращает затраты. [1]

В случае, если в районе продуктивных пластов породы отличаются высокой прочностью, то может использоваться технология открытого забоя, когда колонна доходит до верхней части пласта, и вскрытие производится на полную мощность. При неустойчивых горных породах, высоком риске осыпания песка забойную область следует укреплять обсадной трубой и цементировать пространство за ее пределами. Приток жидкости при этом создается посредством перфорирования по нижнему краю трубы.[2]

Фонтанные арматуры комплектуются задвижками с дистанционным и автоматическим управлением от станции управления. Станция управления включает воздушные баллоны, пневмогидравлический насос, бак для жидкости и элементы пневмогидроавтоматики. Автоматизация газонефтедобычи повышает безопасность эксплуатации скважин на месторождении.

Так Астраханское месторождение, с повышенным содержанием агрессивных компонентов в составе газа, их коррозионной агрессивностью и токсичностью, наличием

аномально высокого пластового давления с высоким конденсатным фактором, а также сложным геологическим строением залежи, для безопасной и безаварийной эксплуатации разработки особо требует автоматизации технологического процесса добычи и транспортировки углеводородов.

Для этого месторождения, начиная с 1998 года, финансово-промышленная компания «Космос-Нефть-Газ» разрабатывает и поставляет российское оборудование, обеспечивающее автоматизированную добычу газоконденсата, взамен импортного. Наиболее ответственным таким оборудованием является станция фонтанного комплекса СФК-60. Станция совместно с пилотными устройствами и плавкой вставкой, входящими в состав станции, предназначена для дистанционного, автоматического и ручного управления фонтанной арматурой. СФК 60 управляет стволовой задвижкой (СЗ) и боковой задвижкой (БЗ) посредством пневмопривода и подземным клапаном-отсекателем (ПКО) посредством гидравлического привода. Сегодня уже назрела необходимость модернизации этой станции. И в настоящее время по заданию ООО «Газпром-добыча-Астрахань» ведут такие работы. Новая станция, которая придет на смену СФК-60, будет иметь в своем составе электронный блок управления. Блок управления на базе программируемого логического контроллера (ПЛК) предназначен для сбора и обработки аналоговых и дискретных информационных сигналов с первичных преобразователей и приборов, которые оснащены HART протоколом, позволяющим осуществлять контроль за их состоянием, а также для формирования и выдачи управляющих воздействий на объекты управления. Блок управления реализовывает выполнение заданного алгоритма работы станции в автономном и дистанционном (от АСУ ТП скважины) режимах управления ФА. Информация с блока управления как передается в АСУ ТП, так и отображается на электронном дисплее станции. Меняется положение дел не только на таких сложных месторождениях, как Астраханское. При разработке новых месторождений, таких как Бованенковское, характеризующихся не столько агрессивностью добываемых углеводородов, сколько суровыми северными условиями расположения, уже на этапе проекта по обустройству месторождения предусматриваются системы автоматического управления технологическим процессом добычи углеводородов, в том числе и станцией управления фонтанными арматурами. Специально для таких условий была создана станция управления фонтанными арматурами СУФА-12. Станция успешно прошла приемочные испытания и опытно-промышленную эксплуатацию на КГС №17 Юбилейного НГКМ [3]

2 Насосный способ добычи нефти

По мере разработки месторождения пластовая энергия истощается и фонтанный способ добычи нефти становится невозможным, а компрессорный — неэффективным, и тогда они сменяются насосным способом. Для добычи нефти используются штанговые насосы,

имеющие наземный привод, скважинный насос и длинную связь между ними в виде колонны, составленной из металлических штанг, а так же бесштанговые, у которых скважинный насос и скважинный привод насоса, непосредственно соединены между собой. Энергия к приводу насоса подводится по кабелю (при электроприводе) или по трубопроводу (при гидро- или пневмоприводе). Благодаря отсутствию длинной механической связи между приводом и насосом бесштанговые насосы имеют большую мощность, чем штанговые. Это дает возможность поддерживать большие отборы жидкости некоторыми видами бесштанговых насосов. К таким насосам прежде всего относятся погружные центробежные насосы с электроприводом. В Российской Федерации установками погружных центробежных насосов, имеющих аббревиатуру УЭЦН (установки электроприводных центробежных насосов), оснащено более 35% всех нефтяных скважин и добывается более 65% всей нефти.

При использовании ЭЦН возможно применение эффективных средств уменьшения отложений парафина в подъемных трубах. Монтаж наземного оборудования УЭЦН прост, так как станция управления и трансформатор не нуждаются в устройстве фундаментов. Эти два узла установки ЭЦН размещают обычно в легких будках или в шкафах. Межремонтный срок работы установок ЭЦН составляет по Западной Сибири в среднем около года. Применение новых конструктивных разработок, а также усовершенствование способов диагностики, обслуживания и ремонта позволит в ближайшие годы увеличить межремонтные сроки в 1,5—2 раза. [4]

Автоматизация скважины, которая оборудована погружным насосом с электроприводом, должна обеспечивать:

- Автоматическое отключение электрического двигателя этого насоса в случае возникновения аварийной ситуации;
- Запуск и остановку двигателя по команде, подаваемой с групповой установки;
- Запуск и остановку электродвигателя в случае перерывов электропитания;
- Самозапуск после возобновления подачи электричества;
- Перекрытие выкидного коллектора в случаях повышения и резкого падения давления.

3 Автоматизированные групповые замерные установки.

Продукция скважин по выкидным линиям подается в многоходовой переключатель, который действует как вручную, так и автоматически. Каждому положению этого переключателя соответствует подача на замер продукции одной скважины. Продукция данной скважины направляется в газосепаратор, состоящий из верхней и нижней емкостей. Продукция остальных скважин, минуя газосепаратор, направляется в сборный коллектор. Нефть из верхней емкости газосепаратора перетекает в нижнюю, здесь ее уровень повышается, и при определенном положении поплавка закрывается заслонка на газовой

линии газосепаратора. Давление в газосепараторе повышается, и нефть начинает поступать через счетчик-расходомер в сборный коллектор. После этого уровень жидкости в нижней емкости снижается, поплавков опускается с открытием заслонки газовой линии, после чего процесс повторяется. Продолжительность этого цикла зависит от дебита скважины. В блоке местной автоматизации регистрируются накапливаемые объемы жидкости, прошедшей через счетчик-расходомер (СР). [5]

4 Автоматизация сепарационных установок

Нефтяная смесь, после измерения дебита на групповых измерительных установках поступает в сепарационные установки, где отделяется нефть от газа и частично от воды. Это разделение осуществляется для: а) получения нефтяного газа, используемого как топливо или как химическое сырье; б) уменьшения интенсивности перемешивания нефтегазового потока и снижения возможности образования нефтяных эмульсий; в) уменьшения пульсации давления при транспортировании нефтяной смеси по сборным коллекторам до дожимной насосной станции или установки подготовки нефти. [6] Процесс разделения нефтяного газа и легких нефтяных фракций перед тем как осуществлять дальнейшую переработку нефти называется стабилизацией сырья.

Существует два способа стабилизации:

-Сепарация нефти, представляющая собой отделение попутного газа путем испарения в условиях пониженного давления.

-Ректификация - отбор легких фракций путем нагрева и последующей конденсации, которые позволяют совершить разделение углеводороды до заданной стабилизационной глубины.

Автоматизация сепарационной установки должна обеспечить автоматический контроль уровня нефти, защиту установки в случае аварийной ситуации и передавать отчет о работе системы диспетчеру. Регулировка уровня жидкости в сепарационной установке осуществляется при помощи механических регуляторов, управление которыми происходит через сигналы, подаваемые датчиками поплавкового типа. При достижении критического уровня датчик подает сигнал на клапан, который подает из осушителя сжатый воздух на пневматический привод задвижки, которая перекрывает входящую линию сепарационной установки.[7]

При достижении критического значения давления, манометр подает сигнал на клапан, через который сжатый воздух подается на пневмопривод задвижки, которая перекрывает входящий поток сырья. Сепарация нефтяных смесей и природного газа дает возможность подготовить полученное со скважин промысловое сырьё к его дальнейшей транспортировке на предприятия перерабатывающей промышленности, где из него получают широкий спектр практически применимых нефтепродуктов.[2]

Заключение

В данной статье проведен обзор автоматизированных систем производственных процессов разработки на нефтяных месторождениях. При разработке новых месторождений, характеризующихся не столько агрессивностью добываемых углеводородов, сколько суровыми северными условиями расположения, уже на этапе проекта по обустройству месторождения предусматриваются системы автоматического управления технологическим процессом добычи углеводородов, в том числе и станцией управления фонтанными арматурами. Особая роль отводится автоматизации сепарационной установки на месторождении, которая служит для отделения нефти от различных примесей.

Список литературы:

1. Автоматизация фонтанных скважин [Электронный ресурс] URL: https://studopedia.ru/6_145130_avtomatizatsiya-fontannih-skvazhin.html (дата обращения: 15.11.2022)
2. Исследования фонтанного типа скважин [Электронный ресурс] URL: <http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/issledovaniya-fontannogo-tipa-skvazhin/> (дата обращения: 15.11.2022)
3. Автоматическое управление фонтанной арматурой [Электронный ресурс] URL: <https://stal-kom.ru/avtomaticheskoye-upravleniye-fontannoy-armaturoy/> (дата обращения: 15.11.2022)
4. Казак А.С., Росин И.И., Чичеров Л.Г. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти. — М.: Недра, 1973. — 230 с
5. Системы автоматизации нефтяных скважин [Электронный ресурс] URL: https://studbooks.net/569834/geografiya/sistemy_avtomatizatsii_neftyanyh_skvazhin (дата обращения: 15.11.2022)
6. Автоматизированные сепарационные установки [Электронный ресурс] URL: <https://studfile.net/preview/8957353/page:74/> (дата обращения: 15.11.2022)
7. Как достигается автоматизация нефтедобычи? [Электронный ресурс] URL: <https://neftok.ru/dobycha-razvedka/avtomatizatsiya-neftedobychi.html> (дата обращения: 15.11.2022)