

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

характеризовать величину оттока за контур и, возможно, в другие водоносные пласты. Отклонение в сторону превышения отборов над закачкой свидетельствует об активном подтоке законтурной или подошвенной воды, либо о перетоках воды или нефти из одного объекта в другой.

Как уже было сказано, эффективность системы поддержания давления во многом зависит от бесперебойной работы нагнетательных скважин. Многофакторное влияние процессов, связанных с фильтрационными и технологическими особенностями эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин отражено в виде блок-схемы (Рис. 4). Таким образом, на снижение значения приемистости влияют как фильтрационные (проницаемость), так и технологические факторы (режим закачки). Основная причина снижения приемистости нагнетательных скважин – это ухудшение состояния призабойной зоны пласта, связанное с явлением колюматации



Рис. 4 Блок-схема факторов, определяющих влияние приемистости нагнетательных скважин на разработку нефтяных месторождения

Указанные в схеме явления, при их несвоевременном регулировании, являются причиной снижения приемистости нагнетательных скважин, что сказывается на эффективности системы разработки в целом. Таким образом, во избежание ухудшения поглотительной способности нагнетательных скважин и соответствующего падения величины охвата заводнением, необходимо уделять должное внимание всему многообразию факторов, так или иначе определяющих состояние призабойной зоны скважины.

Литература

1. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. - Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана - Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 424 с.
2. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. - М.: Недра, 1986. – 160 с.
3. Журавлев Г.И., Лямина Н.Ф. Набухание глинистых пород // Вестник АГТУ. 2008. №6. [Электронный ресурс.] - Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/nabuhanie-glinistyh-porod>.
4. Цветкова М.А. Влияние минералогического состава песчаных пород на фильтрующие способности и нефтеотдачу/ЛГГезисы института нефти АН СССР, 1954. – 211 с.

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОФАЗНОЙ РАСХОДОМЕТРИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Раджабов А.Р.

Научные руководители: старший преподаватель Е.Г. Карпова,
старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многофазные расходомеры – это установки, которые позволяют измерить расход флюида по фазам за единицу времени. Они играют одну из важнейших ролей в нефтегазовой промышленности. Данные установки позволяют определять такие параметры среды в трубе, как давление, температура, объемные, массовые и фазовые дебиты при актуальных и стандартных условиях, диэлектрическую проницаемость нефти, содержание воды, содержание газа и плотность каждой из фракций. Принцип работы мультифазных расходомеров основан на двух методах измерения: объемный метод - корреляционные измерения и массовый метод-трубка Вентури.

Именно трубка Вентури положила начало расходомерии. Изобретение Джовани Баттиста Вентури представляет собой трубку, имеющую сужение посередине и горловины по краям (рис.1). Основным назначением

трубки Вентури в конструкции расходомера является дифференциальное давление, которое создается благодаря сужению в трубке и регистрируется двумя высокочувствительными мембранами [1].

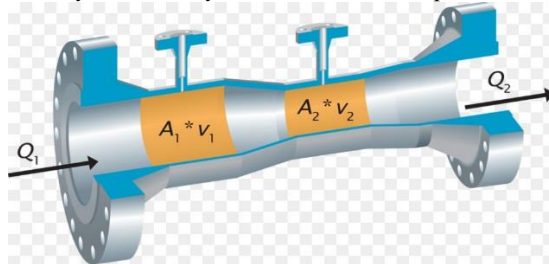


Рис. 1 Трубка Вентури

Многофазные расходомеры имеют ряд преимуществ по сравнению с современными измерительными установками, такими, как ультразвуковой расходомер OPTISONIC 3400 и массомер АСМА-Т. Сравнения представлены в таблицах 1 и 2 [2].

Таблица 1

Характеристика измеряемой среды

Тип расходомера	Плотность нефти, кг/м ³	Вязкость нефти, сСт	Давление, МПа	Температура, °С	Обводненность, %	Режим потока
Ультразвуковой расходомер OPTISONIC 3400	Не имеет значения	100-1000	<25	От минус 200 до плюс 250	Не имеет значения	Однофазный
Массомер АСМА-Т	600-1000	<500	<4	От минус 10 до плюс 50	0-99	Однофазный, многофазный-пузырьковый
Многофазный расходомер 2600	600-1050	Не имеет значения	<80	0-150	0-99	Однофазный, многофазный: пузырьковый, вихревой, пробковый, кольцевой

Большинство месторождений состоят из газодонефтяной смеси и благодаря этому увеличивается спрос на многофазные расходомеры.

Таблица 2

Сравнительная характеристика технических параметров расходомеров

Тип расходомера	Технологический отсек
Массомер АСМА-Т	Переключающий клапан, трубчатый сепаратор, измерительная емкость, клапан запорный, блок насоса откачки, счетчики вихревые для измерения расхода газа, влагомер сырой нефти, предохранительный клапан, запорная арматура, трубопроводы, манометры и обогреватели

Продолжение таблицы 1.

Многофазный расходомер 2600	Корпус измерителя, заменяемый вставной элемент Вентури, многопараметрический датчик, отсечной запорно-пусковой клапан, электроды, блок электроники для измерения импеданса, гамма-плотномер, соединительная коробка, корпус компьютера потока, компьютер потока, Service Console
-----------------------------	--

Алгоритм измерения расхода флюида многофазным расходомером от Rohar состоит в следующем. При прохождении потока через трубку Вентури создается перепад давления, улавливаемый двумя высокочувствительными мембранами. Данные по перепаду давления передаются на многопараметрический датчик и на компьютер потока. Затем через поток проходит определенное количество импульсов, испускаемое гамма-плотномером, число проходящих импульсов через поток обратно пропорционально плотности потока и регистрируется детектором гамма-излучения. На последнем этапе измерений происходит системное разделение флюида на фракции благодаря датчику импеданса. Все полученные данные отправляются по кабельной связи на компьютер потока. Если корпус измерителя расположен на расстоянии 2 метра и более от компьютера потока, то в состав многофазного расходомера включается соединительная коробка (рис.2).

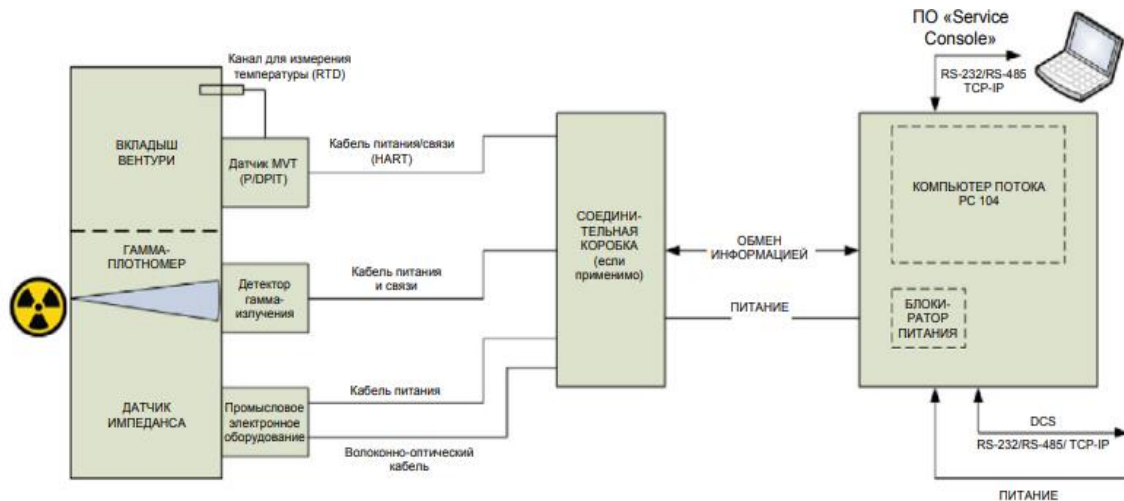


Рис. 2 Схема установки многофазного расходомера MPFM 2600

Проанализировав таблицы, можно сделать вывод, что применение многофазной расходомерии решает технологические проблемы, связанные с осложненными условиями эксплуатации и режимом потока, так как данные расходомеры могут замерять расход тяжелой и высоковязкой нефти, при давлении до 80МПа и температуре от 0 – 150 °С. Также решилась проблема экономических затрат на сепараторы и счетчики вихревые для газа, нужда в использовании которых отпадает, благодаря датчику импеданса. Таким образом технология многофазной расходомерии в настоящее время является одной из самых перспективных в сфере измерительных приборов.

Литература

1. Джованни Баттиста Вентури – википедия [электронный ресурс]: трубка Вентури URL: https://wikichi.ru/wiki/Giovanni_Battista_Venturi (дата обращения: 04.03.2021г).
2. Принцип работы ультразвукового расходомера [электронный ресурс]: ультразвуковой расходомер URL: <https://www.youtube.com/watch?v=UVaOGdr60YQ&t=87> (дата обращения: 07.03.2021г).

АНАЛИЗ МЕЖСКВАЖИННОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ

Рахматуллин Р.Р.

Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Геолого-гидродинамическое исследования фильтрации в пластах применяется и при регулировании разработки, и при ее контроле, для обеспечения наиболее эффективной разработки месторождения. Наибольшая степень рентабельности применения гидродинамических исследований участков, как для невыработанных, так и для определения остаточных запасов и для регулирования заводнения, прослеживается на поздних стадиях разработки. Одной и главной, из многих других проблем, при проведении численного моделирования является проблема недостатка достоверных исходных данных, в том числе информация о межскважинных свойствах пласта.

Наиболее информативными в изучении межскважинных свойств пласта являются гидродинамический исследования. Однако недропользователи не спешат активно использовать данные методы исследования, так как в большинстве случаев для их применения необходимы остановки скважин, что экономически не выгодно. В условиях недостатка информации на помощь может прийти инструмент анализа исторических данных, таких как забойное давление, снятое с датчиков ТМС (в настоящее время скважины, оборудованные электроцентробежными насосами, имеют в конструкции датчики термоманометрических систем (ТМС)) и данные о дебитах скважины за все ее время работы. В то же время при анализе исторических данных для изучения межскважинных свойств пласта необходимо учитывать взаимовлияние скважин и высокую зашумленность данных. Для предотвращения данных вопросов в данной статье рассматривается метод мультискважинной деконволюции.

Мультискважинная деконволюция (далее по тексту – МДКВ) позволяет вычлнить определенную реакцию из исторических данных, которая описывает отклик на смену режима соседних скважин и самой исследуемой скважины, и вычлнить необходимые параметры традиционными способами [1].

Конволюция – математическая операция, свертывающая две функции f , g и порождающая третью модифицированную функцию одной из первоначальных [1, 2]:

$$fg = w$$

где w - зарегистрированный сигнал, полученный путем свертки некоторого сигнала f , который требуется восстановить, с некоторым известным сигналом g . Однако, если сигнал g неизвестен, то его необходимо оценить.