

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ТРЕХФАЗНЫМ ТЕЧЕНИЕМ В ПРОГРАММЕ ГИДРОСИСТЕМА

Бабенко А. В., к. т. н., старший научный сотрудник, ООО «НТП Трубопровод», babenko@truboprovod.ru

Введение

В статье рассказано об особенностях моделирования трубопроводов, перекачивающих трехфазные смеси: нефть с водой и попутный газ. На примере трубопровода обвязки нефтегазового месторождения показано, какие именно изменения пришлось вносить разработчикам в интерфейс и расчетный модуль программы Гидросистема, чтобы дать возможность нашим пользователям считать такого рода системы.

На страницах журнала ТПА ([1–5]) мы уже рассказывали о программном комплексе Гидросистема для теплового и гидравлического расчета трубопроводов произвольной топологии, перекачивающих жидкость, газ, двухфазные (газ – жидкость, жидкость – твердые частицы) и трехфазные (газ – вода – нефть) продукты, выбора диаметров, подбора насо-

сов, расчета гидроудара и решения широкого спектра других задач. В этой статье речь пойдет о том, почему модуль расчета двухфазного газожидкостного течения (2Ф) оказался не вполне применим для расчета промышленных трубопроводов, в которых жидкая фаза представляет из себя смесь нефти с водой, и какие изменения были сделаны в версии 4.1 программы для решения этой проблемы.

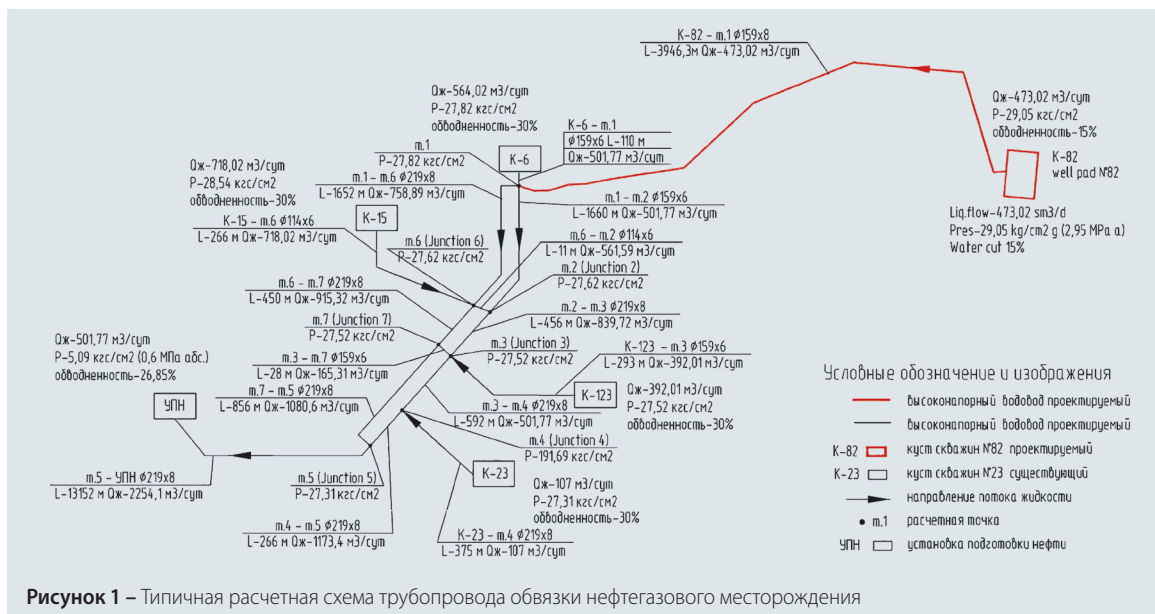


Рисунок 1 – Типичная расчетная схема трубопровода обвязки нефтегазового месторождения

Изменения в интерфейсе

Первым и, пожалуй, главным ограничением модуля 2Ф было отсутствие возможности задания разной обводненности (объемная доля воды в жидкой фазе) в источниках (кустах скважин). Состав жидкой фазы при этом был фиксированным для всего трубопровода в целом. В промышленных же трубопроводах обводненность на разных кустах может отличаться, в некоторых случаях достаточно сильно. На рисунке 1 мы видим сеть трубопроводов от кустов к установке подготовки нефти. Обводненность на кустах в нем варьируется от 15 до 30%. Также в программе в качестве исходных данных на источниках требовалось задавать массовую долю газа. Это достаточно нехарактерная для подобного рода трубопроводов величина, где в качестве исходных данных чаще всего используется газовый фактор, показывающий количество кубометров газа на тонну нефти при стандартных условиях.

Для упрощения расчета промышленных трубопроводов в интерфейс программы было внесено несколько изменений. Во-первых, в дереве проекта воду стало возможно задавать как отдельный продукт, а не как компонент жидкой фазы, как было раньше (рис. 2).



Рисунок 2 – Новый способ задания трехфазного продукта

Во-вторых, появился абсолютно новый способ задания расходов фаз по ветвям. Теперь вместо задания суммарного массового расхода и газосодержания для каждой ветви можно открыть окно задания расходов, в котором пользователь может сам выбрать, что именно ему удобнее задать исходя из имеющихся исходных данных. Для каждого из трех продуктов можно задать массовый или объемный расход, для газа также можно задать газовый фактор, а для воды – обводненность. Все остальные параметры при этом рассчитываются автоматически (рис. 3).

Рисунок 3 – Окно задания расходов на ветвях для трех продуктов

Наименование трубопровода: НГС Гидравлический и тепловой расчет															
№№ п/п	Ветвь	Длина, м	Диам. мм	Максимальная скорость, м/с	Общий расход, т/сут	Расход жидкости, м3/сут		Газовый фактор, м3/т	Расход газа, м3/сут	Потери давления, кгс/см2			Давление (абс.), МПа		Темп., °С
						Начальн. Конечн.	Начальн. Конечн.			Трение Местные	Подъем Динам.	Гидравлич. уклон, кгс/см2/м	Начальн. Конечн.	Начальн. Конечн.	
1	т4(12)-т5(11)	266.0	203	0.84	1049.4	1136.3 1135.9	0.2762 0.2762	36.17	25815.5	0.080	2.415e-6	0.00	2.21783 2.21001	49.18 48.66	
2	т1(2)-4	1.0	147	0.47	270.9	294.7 294.6	0.1506 0.1506	39.53	8630.6	0.00022		0.00	2.25680 2.25678	42.19 42.13	
3	КВ(1)-т1(2)	110.0	143	0.94	503.4	544.0 543.8	0.3110 0.3110	48.93	15743.5	0.021	-2.54e-6	0.00	2.25881 2.25678	63.29 62.75	
4	4-т2(3)	1659.2	147	0.27	159.0	173.0 172.0	0.1506 0.1506	39.53	5066.8	0.181	-5.257e-6	0.00	2.25680 2.23908	42.19 33.63	
5	т1(2)-5	1660.5	203	0.71	774.3	838.5 829.4	0.2542 0.2542	45.13	24374.1	0.148 0.001	-7.221e-5	0.00	2.25678 2.24210	55.53 39.23	

Рисунок 4 – Измененные выходные формы

Для расчета трубопроводов с трехфазным течением также были доработаны выходные формы с результатами расчета. В обновленном варианте форм для ветвей, помимо прочего, выводится суммарный массовый расход, объемный расход жидкости и обводненность, объемный расход газа и газовый фактор.

Изменения в расчетной части

С точки зрения расчета основной особенностью трехфазных систем газ – вода – нефть является то, что чаще всего жидкость при течении образует эмульсию, вязкость которой достаточно сильно зависит от содержания воды в жидкости. На рисунке 5 показан пример зависимости вязкости смеси от доли воды в жидкой фазе. При нулевом содержании воды вязкость равна вязкости нефти. Затем по мере увеличения доли воды вязкость возрастает вплоть до точки инверсии (когда основная и распределенная фазы меняются местами – непрерывной фазой становится вода, а распределенной в ней – нефть), и вязкость вновь начинает снижаться и стремится к вязкости воды. В программе была реализована поправка Brinkman [6]. Соотношения для критической обводненности (точка инверсии) и вязкости смеси приведены ниже.

$$W_{кр} = 1 / (1 + (\mu_n / \mu_w)^{0.4}) \quad (1)$$

$$W < W_{кр} : \mu_{см} = \mu_n (1 - W)^{-2.5} \quad (2)$$

$$W \geq W_{кр} : \mu_{см} = \mu_w W^{-2.5} \quad (3)$$

W – обводненность, [–]

μ – динамическая вязкость, [Па*с]

Что касается используемой модели течения, в данный момент используются модели двухфазного течения, подробно описанные авторами в [2], с поправкой на вязкость жидкой фазы по уравнениям (1–3). В дальнейшем планируется реализовать полноценные модели трехфазного течения, например, соответствующую версию механистической модели Unified [7] (модель Unified для двухфазного течения уже реализована и используется в

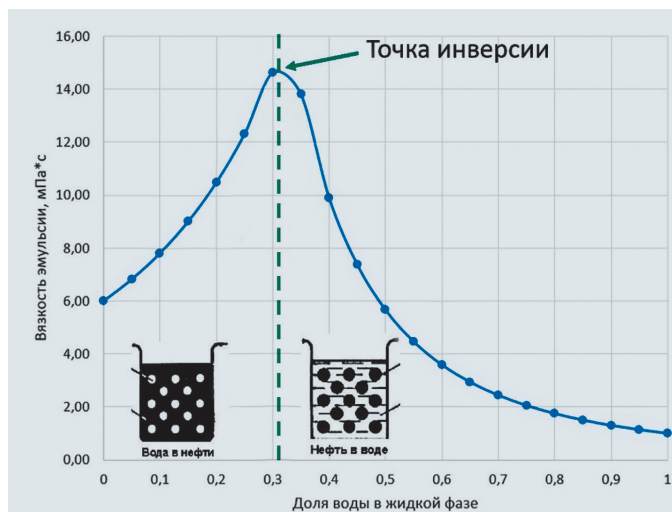


Рисунок 5 – Вязкость водонефтяной эмульсии

Гидросистеме), разрабатываемую в университете Tulsa, США. Эта модель, наряду с моделями, реализованными в программах OLGA и Leda Flow, на сегодняшний день является лидером в отрасли и дает наиболее точные результаты.

Москва, август 2019 года

Литература:

1. Юдовина Е. Ф., Корельштейн Л. Б. Новые возможности гидравлических расчетов трубопроводов. К 40-му юбилею программы «Гидросистема» // Трубопроводная арматура и оборудование. – 2017. – № 6 (93). – С. 76–77.
2. Бабенко А. В., Корельштейн Л. Б. Гидравлический расчет двухфазных газожидкостных течений: современный подход. Трубопроводная арматура и оборудование // 2016. – № 2 (83). – С. 38–42.
3. Юдовина Е. Ф. Гидросистема и PVT-SIM Nova: оценка выпадения гидратов при гидравлическом расчете. Трубопроводная арматура и оборудование // 2016. – № 2 (83). – С. 30.
4. Корельштейн Л. Б. Программный комплекс «Гидросистема» + Sprax 4 Pumps – новый шаг для обеспечения энергетической эффективности, надежности и безопасности трубопроводов. Трубопроводная арматура и оборудование // 2014. – № 6 (75). – С. 55–58.
5. Бабенко А. В., Юдовина Е. Ф., Корельштейн Л. Б. Новые возможности программного комплекса Гидросистема. Трубопроводная арматура и оборудование // 2019. – № 3 (102). – С. 38–40.
6. Brinkman H. C. (1952). The Viscosity of Concentrated Suspensions and Solutions. J. of Chem. Phys., 20(4): 571.
7. Zhang H. Q., Sarica C. Unified Modeling of Gas/Oil/Water Pipe Flow – Basic Approaches and Preliminary Validation. SPE 95749, 2005.