

УДК 622.692.482:532.787.3

ПРОБЛЕМА ПОСТРОЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЕПРОВОДА.

ВОДНЫЕ СКОПЛЕНИЯ.

С.Е.Кутуков

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Необходимость сертификации предприятий магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов России на соответствие международным экологическим стандартам ISO 14001 [1], ужесточение санкций за загрязнение окружающей среды, а так же увеличение случаев несанкционированных врезок требует повышения чувствительности, надежности и быстродействия систем обнаружения утечек (СОУ). Все известные мониторинговые (динамические) методы СОУ базируются на сопоставлении контролируемых параметров перекачки и расчётных, получаемых моделированием процесса в реальном масштабе времени. Достоверность выводов о наличии утечки в значительной степени зависит от используемых моделей трубопровода. Не смотря на многочисленные усилия отечественных и зарубежных ученых математических моделей поведения эксплуатационного участка нефтепровода, уложенного в рельеф местности, удовлетворяющим современным требованиям практики до сих пор нет по ряду причин. Одной из них является аккумуляция в характерных участках рельефа таких внутритрубных образований, как водные и газовые скопления, отложений смол, парафинов, ила, песка и грата, что снижает пропускную способность трубопровода и искажает его динамические характеристики. Наиболее трудно поддаются идентификации водные и газовые скопления вследствие изменения их формы и положения в зависимости от параметров эксплуатации трубопровода. Неизбежная миграция газа и воды по потоку нефти затрудняет количественную оценку скоплений и значительно усложняет технологическую модель трубопровода [2]. Вопросы моделирования газовых скоплений нашли своё отражение во втором томе настоящего сборника [3].

Данная работа посвящена изучению гидродинамических условий аккумуляции водных скоплений в пониженных участках трассы нефте- и продуктопроводов большого диаметра методами классической гидромеханики.

Традиционно для определения состояния фаз в многофазных потоках используются многочисленные диаграммы структурных форм двух- и трёхфазных потоков «газ-нефть-вода» [4], которые имеют узкие рамки применения в условиях, близких к экспериментальным (рисунок 1).

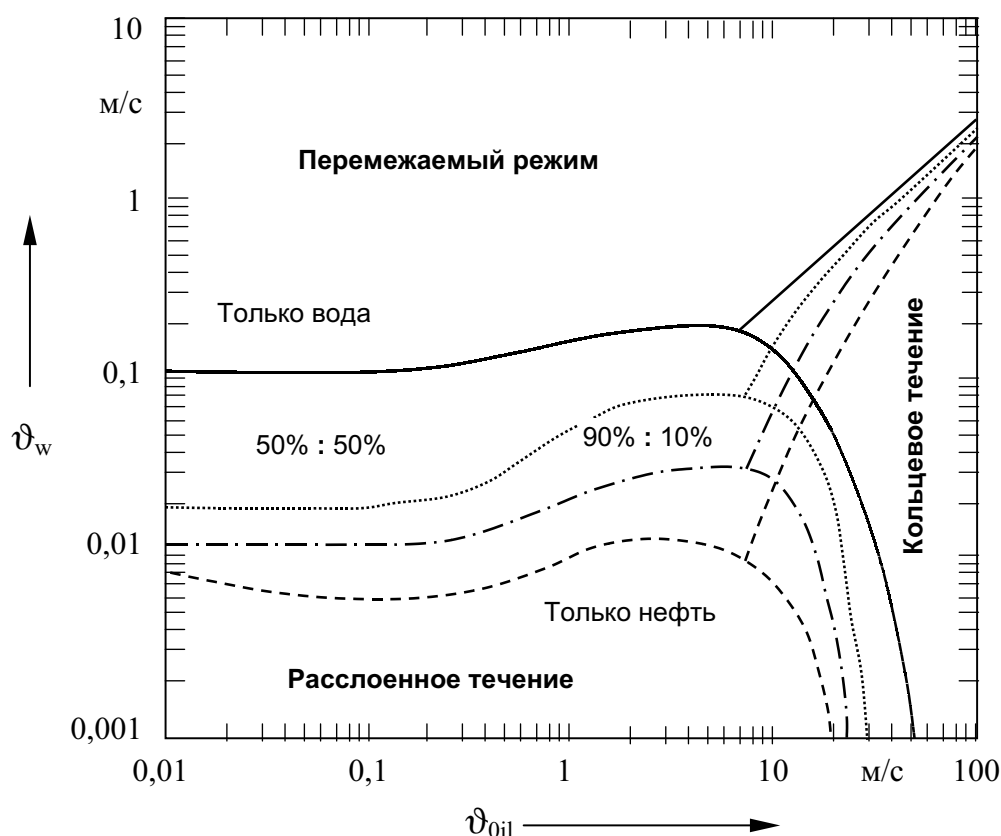


Рисунок 1 - Диаграмма структурных форм движения газо- нефте- жидкостного потока в горизонтальном трубопроводе

Малейшие изменения угла наклона трубопровода к горизонту принципиально меняют диаграмму, что не позволяет использовать такой подход к решению задач в обобщенной постановке. Однако существуют и аналитические зависимости, описывающие частные признаки существования структурных форм. Например, по результатам исследований отдела Ядерных Технологий (Korea, Advanced Institute of Science & Technology) [5] зависимость

критической скорости жидкостного потока над скоплением воды, полученной из предпосылок теории устойчивости Kelvin-Helmholtz [6, 7], представлена в следующем виде, удобном для использования в технологических расчётах:

$$v_{кр} = \frac{\sqrt{\pi}}{4} \cdot \left(1 + \cos \frac{\Theta}{2}\right) \cdot \sqrt{\left(1 + \frac{\rho_{oil}}{\rho_w}\right) \cdot \frac{\Delta\rho \cdot g \cdot D \cdot \cos\alpha}{\rho_{oil} \cdot \sin \frac{\Theta}{2}}}, \quad (1)$$

где ρ_o, ρ_w – плотность нефти и воды.

Если скорость потока над скоплением превышает критическое значение, преобладает процесс эрозии водного скопления эмульгированием воды волновыми процессами на границе раздела фаз. В противном случае – аккумуляция.

МОДЕЛЬ ВОДНОГО СКОПЛЕНИЯ

В целях получения аналитического выражения для обобщенного критерия существования водного скопления, удобного для использования в практике эксплуатации трубопроводных систем, рассмотрим систему уравнений баланса сил для каждой из фаз, изображенных на рисунке 2.

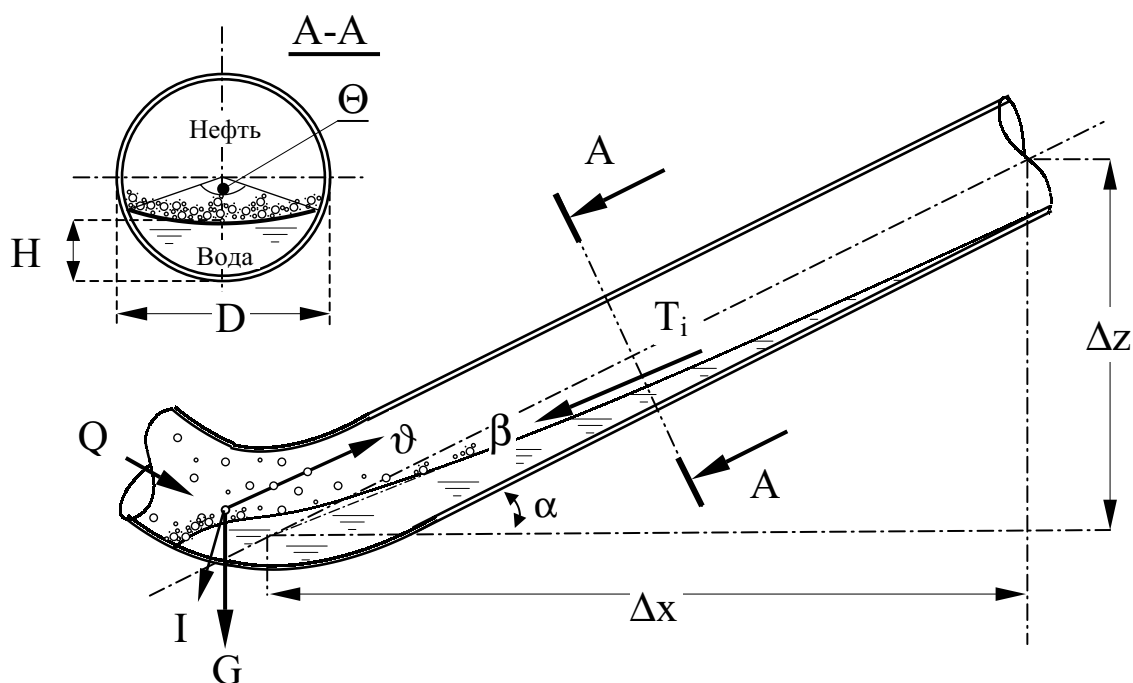


Рисунок 2 - Расчетная схема потока над «неподвижным» водным скоплением

$$\begin{cases} \bar{\omega}_w \frac{dP}{dl} + \tau_i \cdot a \cdot \cos \beta \pm \tau_w \cdot \chi_w - \bar{\omega}_w \cdot \rho_w \cdot g \cdot \sin \alpha = 0 \\ \bar{\omega}_{oil} \frac{dP}{dl} - \tau_i \cdot a \cdot \cos \beta - \tau_0 \cdot \chi_{oil} - \bar{\omega}_{oil} \cdot \rho_{oil} \cdot g \cdot \sin \alpha = 0, \end{cases} \quad (2)$$

где w, oil – индексы параметров потока воды и нефти соответственно;

$dl = \sqrt{(dx^2 + dz^2)}$ – приращение по длине трубопровода;

$\bar{\omega}_0$ - площадь живого сечения: $\bar{\omega}_0 = \bar{\omega}_w + \bar{\omega}_{oil} = \pi \cdot D^2 / 4$;

χ - смоченный периметр: $\chi = \chi_w + \chi_{oil} = \pi \cdot D$;

a - граница раздела фаз;

τ - касательные напряжения сдвига.

Совместное решение уравнений (2) относительно градиента давления дает зависимость площади живого сечения водного отстоя от параметров пограничного взаимодействия потока продукта со скоплением воды:

$$\tau_i \cdot a \cdot \left(\frac{1}{\bar{\omega}_{oil}} + \frac{1}{\bar{\omega}_w} \right) \cdot \cos \beta + \tau_0 \cdot \frac{\chi_{oil}}{\bar{\omega}_{oil}} - (\rho_w - \rho_{oil}) \cdot g \cdot \sin \alpha = 0 \quad (3)$$

Для определения условий существования водного скопления с неизменными по длине характеристиками рассмотрим частный случай уравнения (3) при $\cos \beta = 1$, что означает равенство углов наклона к горизонту поверхности раздела фаз и оси трубопровода.

Касательные напряжения сдвига на стенке трубопровода можно выразить через коэффициенты Дарси [8]:

$$\tau_0 = \frac{1}{8} \cdot \lambda \cdot \rho_{oil} \cdot v^2, \quad (4)$$

где λ - коэффициент гидравлических сопротивлений потока нефти о стенку трубопровода определяется по классической методике [8]:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad \text{для } Re < 2320; \quad (5)$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \lg \left(\frac{k_s}{3,7D} + \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} \right), \quad \text{для } Re > 2320.$$

Касательное напряжение на границе раздела фаз определяется усилием сдвига в циркуляционном движении воды в скоплении:

$$\tau_i = \pm \mu \cdot \frac{du}{dn} = \pm \mu \cdot \frac{u}{dn}, \quad (6)$$

где $\mu = \nu \cdot \rho_w$ - вязкость воды.

В предположении, что циркуляция происходит относительно уровня, проходящего через центры тяжести живых сечений скопления, выразим среднюю по сечению толщину сдвигового слоя через центральный угол Θ :

$$\frac{dn}{D} = \frac{2 \cdot \sin^3 \frac{\Theta}{2}}{3 \cdot (\Theta - \sin \Theta)} - \frac{1}{2} \cdot \cos \frac{\Theta}{2} = \frac{D^2 \cdot \sin^3 \frac{\Theta}{2}}{12 \cdot \vartheta_w} - \frac{1}{2} \cdot \cos \frac{\Theta}{2} \quad (7)$$

Предполагая профиль скоростей в потоке логарифмическим в турбулентном движении [8]

$$\frac{u}{\vartheta}(\Theta) = 1 + \sqrt{\lambda} \cdot \left(1.33 + 2.03 \cdot \lg \left(2 \cdot \sin^2 \frac{\Theta}{4} \right) \right) \quad (8)$$

и выражая все геометрические характеристики живого сечения расслоенного потока через центральный угол Θ , получим искомое условие:

$$\psi = \frac{(2\pi - \Theta + \sin \Theta)^3}{64 \cdot \left(\pi - \frac{\Theta}{2} \right)} - \frac{Q \cdot \nu}{D^4 g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_w}{\Delta \rho} \cdot \frac{2\pi \cdot \sin \frac{\Theta}{2} \cdot (2\pi - \Theta + \sin \Theta) \cdot \frac{u}{\vartheta}(\Theta)}{\left(\pi - \frac{\Theta}{2} \right) \cdot \left(\frac{2}{3} \cdot \sin^3 \frac{\Theta}{2} - \frac{1}{2} \cdot \cos \frac{\Theta}{2} \cdot (\Theta - \sin \Theta) \right)}, \quad (9)$$

где $\psi = \frac{\lambda Q^2}{D^5 g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\Delta \rho}$.

Оценка комплекса параметров у второго члена уравнения (9) даёт порядок величин $10^{-2} \dots 10^{-7}$. Графики функций, ограничивающих этот диапазон значений приведены на рисунке 3 линиями 1-7.

Физический смысл полученного уравнения – соотношение гравитационных сил, удерживающих скопление на восходящем участке трубопровода и – сил трения: первый член уравнения – сил жидкостного трения о стенки труб; второй член - по границе раздела фаз, стремящихся вынести воду потоком перекачиваемого продукта.

УСЛОВИЕ СУЩЕСТВОВАНИЯ ВОДНОГО СКОПЛЕНИЯ

Анализ отношения этих мер даёт необходимое условие существования водного скопления в восходящем участке трубопровода при заданных гидродинамических условиях.

Точки графика в равенстве параметру ψ означают паритет гравитационных и фрикционных сил, что означает постоянство геометрии водного скопления по длине. Положение точки слева от графика означает доминирующее влияние гравитационных сил, справа – фрикционных.

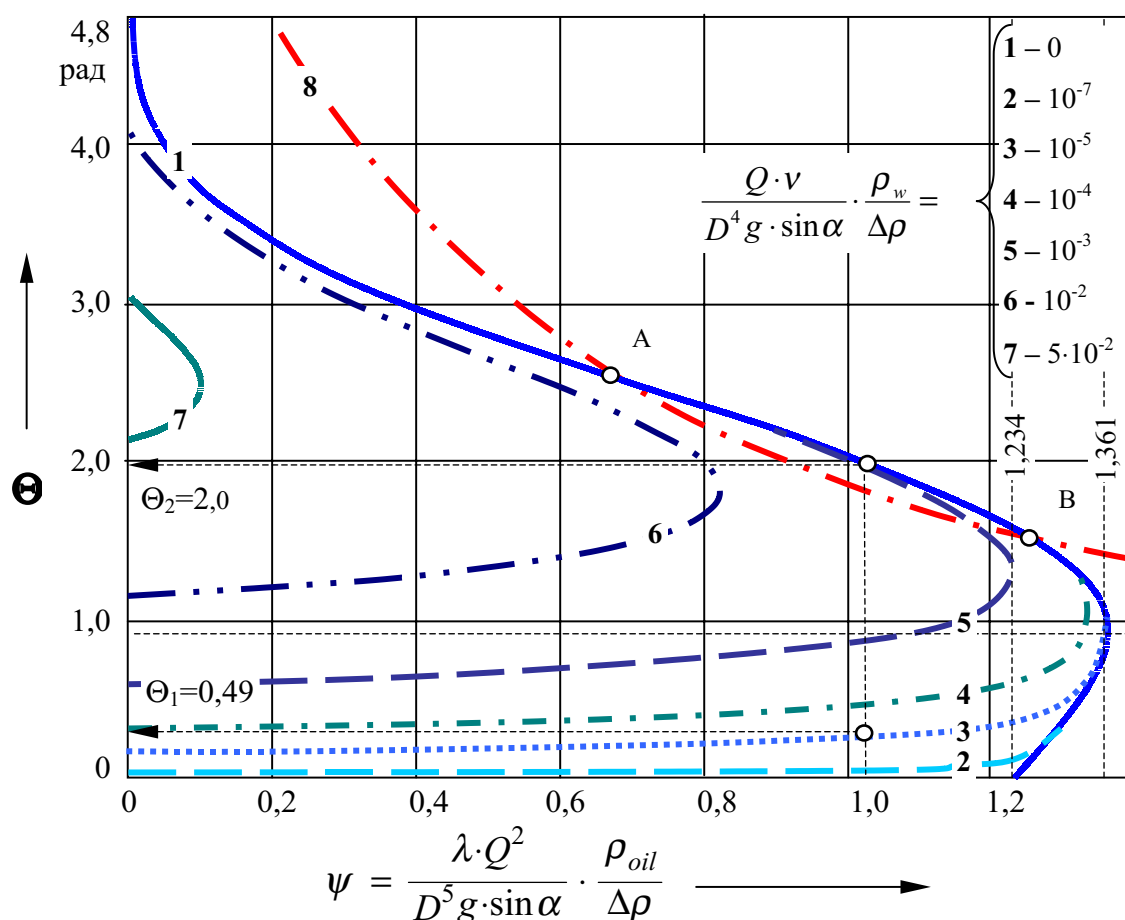


Рисунок 3 – Условие существования водного скопления

Наличие двух ветвей графиков обуславливается гидравлическими скачками в потоке перекачиваемого продукта.

Если параметр ψ не превышает значения:

$$\psi = \frac{\lambda Q^2}{D^5 g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\Delta \rho} < 1,234, \quad (10)$$

то водное скопление абсолютно устойчиво. Его предельные размеры ограничены центральными углами Θ_1 и Θ_2 в сечении, которые могут быть найдены по графику 3 или уравнению (9). Существование нижней приближающейся к оси X ветви показывает наличие тонкого слоя влаги, текущего под воздействием фрикционных сил по гидрофильной нижней образующей трубы при минимальном содержании воды. Это движение визуально наблюдалось в стендовых условиях [9, 10]. По всей видимости, этот феномен является причиной «ручейковой» коррозии.

Если параметр ψ лежит в пределах:

$$1,234 < \psi = \frac{\lambda Q^2}{D^5 g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\Delta \rho} < 1,361, \quad (11)$$

то скопление неустойчиво. Наличие двух аргументов (Θ_1 и Θ_2), резко меняющих свои значения при незначительных колебаниях ψ предполагает возможность скачкообразной смены параметров расслоенного потока (скопления), что может привести к его дроблению и выносу крупными образованиями, известными в литературе под названием «Slug». Однако, устойчивая форма скопления также возможна при наличии таких препятствующих выносу факторов как: увеличение угла наклона оси трубопровода на сопряженном участке; инородный предмет в полости трубы или гофр выше по потоку, трубопроводная арматура или другое специфичное оборудование. Центральный угол Θ в этом случае принимает максимальное из возможных значений.

Если параметр ψ превышает значение:

$$\psi = \frac{\lambda Q^2}{D^5 g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\Delta \rho} > 1,361, \quad (12)$$

то существование скопления невозможно. Силы межфазного трения неизбежно вынесут его из рассматриваемого элементарного участка трубы с углом наклона α к горизонту.

Другим, не менее существенным, является ограничение по эксплуатационным параметрам на границе раздела фаз, обусловленное

критерием теории устойчивости Kelvin-Helmholtz (1). В удобном для сопоставления виде оно может быть представлено как:

$$\psi = \frac{\lambda Q^2}{D^5 g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\Delta \rho} < \Psi_{кр} = \frac{\pi^3 \cdot \lambda}{256 \cdot \operatorname{tg} \alpha} \cdot \left(1 + \frac{\rho_{oil}}{\rho_w}\right) \cdot \frac{1 + \cos \frac{\Theta}{2}}{\sin \frac{\Theta}{2}}. \quad (13)$$

Если условие (13) выполняется, то процессы коалесценции, флуктуляции, и в конечном итоге – сепарации воды будут преобладать, и как результат – размер водного скопления увеличиваться. В противном случае, на поверхности раздела сред будут превалировать процессы эмульгации и выноса воды потоком перекачиваемого продукта. На участке трубопровода в реальном цикле его эксплуатации вполне возможен случай, когда по гидродинамическим условиям водное скопление в целом устойчиво, но, по условиям на границе раздела фаз, происходит его интенсивная эрозия (участок кривых АВ рисунка 3). В результате размер водного скопления со временем должен уменьшиться до величин, удовлетворяющих всем условиям устойчивого существования водного скопления в пониженном участке восходящего участка нефтепровода (10), (11) и (13).

Практическое применение данного положения очевидно. Например, для определения условий выноса водного скопления необходимо знать максимальный угол наклона оси трубопровода на рассматриваемом восходящем участке α_{\max} :

$$\psi = \frac{\lambda Q^2}{D^5 g \cdot \sin \alpha_{\max}} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\Delta \rho} > 1,234,$$

что в терминах выносной скорости эквивалентно

$$v_{\text{out}} > 1,4 \cdot \sqrt{\frac{\Delta \rho}{\rho_{oil}} \cdot \frac{D \cdot g \cdot \sin \alpha_{\max}}{\lambda}}$$

А для определения точки врезки штуцера отвода воды необходимо определить наинизшую точку водного скопления.

$$\psi = \frac{\lambda Q^2}{D^5 g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\Delta \rho} = 1,361,$$

т.е. наинизшую точку восходящего участка, где угол наклона касательной к оси трубопровода равен:

$$\sin \alpha = \frac{\lambda Q^2}{D^5 g \cdot 1,361} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\Delta \rho}.$$

Достоверность оценки аккумулирующей способности, произведенной по предлагаемой методике, косвенно подтверждается независимыми исследованиями состава загрязнений, выносимых скребками из зачищаемых участков нефте- и продуктопроводов в пунктах пуска-приёма скребка. По результатам исследований К.Р. Ахмадуллина [11] очистка МНП «Нижневартовск – Усть Балык» Ø 1220 мм на участке 87 км дала 800 тонн воды с мехпримесями. А при применении той же технологии на продуктопроводе «Салават-Уфа» Ø 530 мм и длиной 174 км на ЛПДС «Черкаassy» было заактировано 126 тонн твёрдых внутритрубных отложений и 580 м³ воды. Оценка динамики накопления воды в магистральных трубопроводах была также произведена по данным лаборатории качества ОАО «Приволжскнефтепровод», которые показывают устойчивое снижение содержания воды в нефтях на 0,05 - 0,15% в процессе её перекачки от Самары до НПС «Красноармейск» по МНП «Куйбышев-Лисичанск» и «Куйбышев-Тихорецк». Нетрудно подсчитать, что при средней производительности 5000 - 7000 м³/ч на этих участках сепарируется 2000 - 5500 м³/мес. Сводные данные диспетчерских листов по результатам очистки дают оценку объемов загрязнений, вынесенных скребками в пределах 200 - 250 м³ на каждом пункте приёма-пуска скребка, что составляет 800 - 1500 м³/мес. Разброс в оценках, по-видимому, объясняется частичным выносом воды скребками и миграцией сепарированной воды по нижней образующей трубопровода, увлекаемой потоком нефти в резервуары ПНС «Красноармейская».

Выводы

1. Основным фактором, осложняющим моделирование рельефного трубопровода, являются внутритрубные отложения особенно характерные для недогруженных режимов эксплуатации. Водные скопления – одно из распространенных внутритрубных образований восходящих участков трубопроводов, динамически меняющих свои размеры и положение на трассе, влияющие на пропускную способность и динамические характеристики трубы, что предопределяет использование многопараметрических адаптивных моделей [12] в системах автоматизированного управления, в частности, для обнаружения утечек.

2. В условиях низкого влагосодержания товарных нефтей (1,0...0,05 %) и нефтепродуктов (0,2...0,01%), малой скорости миграции и частой смены режимов эксплуатации трубопроводов формирование водных скоплений – весьма протяженный во времени процесс, определяемый балансом по воде в начальном и конечном сечениях участка. Однако, возможность аккумуляции водного скопления на восходящем участке трубопровода определяется гидродинамическими условиями:

$$\psi = \frac{\lambda Q^2}{D^5 g \cdot \sin \alpha} \cdot \frac{\rho_{oil}}{\Delta \rho} < [1,234...1,361] \cap \Psi_{кр}.$$

Причём, аккумулирующая способность каждого участка квантована. Установлено, что граница раздела фаз «нефть-вода» может находиться либо на более низком приоритетном уровне Θ_1 , либо на высоком - Θ_2 , который начинает заполняться лишь после формирования предыдущего слоя.

ЛИТЕРАТУРА:

- 1 ГОСТ Р ИСО 14001 «Системы управления окружающей средой. Требования и руководство по применению». Environmental management systems – Specification with guidance for use.
- 2 Кутуков С.Е. Разработка методов функциональной диагностики технологических режимов эксплуатации магистральных нефтепроводов / Дисс...д-ра техн.наук: 25.00.19, защищена 26.12.2003. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 365 с.
- 3 Kutukov S., Bakhtizin R. Hydrodynamic Precondition of Gas Congestion in Liquid Pipelines / Intellectual Service for Oil&Gas Industry: Analysis, Solution, Perspectives. – Vol.2, 2002. – pp. 75-85.
- 4 Taitel Y., Barnea D., Brill J.P. Stratified Three Phase Flow in Pipes. /Int. J. Multiphase flow. – Vol. 21, № 1, 1995. – pp. 53-60.
- 5 Chun M.-H. и Sung C.-K. Onset of Slugging Criterion Based on Characteristics and Stability Analyses of Transient One-Dimensional Two-Phase Flow Equations of Two-Fluid Model / Int.Comm. Heat Mass Transfer. – Vol.23, - №4, 1996. – pp. 473-484.
- 6 Scott S.L. Modeling Slug Growth in Pipelines. / PhD Dissertation, The University of Tulsa, 1987.
- 7 Taitel Y., Dukler A.E. A Model of Prediction Flow Regime of Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow. /AIChE J., № 22, 1976. – pp. 47-55.
- 8 Штеренлихт Д.В. Гидравлика: Учебник для Вузов. – М.:Энегоатомиздат, 1984. – 640 с.
- 9 Angeli P., Hewitt G.F. Flow Structure in Horizontal Oil-Water Flow // Int.Journal of Multiphase Flow, 2000, № 26. – pp. 1117-1140.
- 10 Кутуков Е.Г. Исследование течения нефтяных эмульсий в трубопроводах /Дисс...канд.техн.наук: 05.15.07, защищена 21.10.1975. – Уфа: БашНИПИнефть, 1975. – 167 с.
- 11 Ахмадуллин К.Р. Энергосберегающие технологии очистки нефтепродуктопроводов гелями системами / Дисс... канд. техн. наук, 25.00.19 - Уфа. 2001. – 235 с.
- 12 Кутуков С.Е. Проблемы построения адаптивных технологических моделей рельефного нефтепровода / Нефтегазовое дело, т.1, 2003. – с. 45-61.