

Тимур Ахмадеевич ИШМУРАТОВ¹
Риф Габдуллович СУЛТАНОВ²
Миляуша Нажиповна ХУСНУТДИНОВА³

УДК 662.5

ДИАГНОСТИКА МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

¹ кандидат физико-математических наук,
доцент кафедры гуманитарных и естественно-научных дисциплин,
Уфимский государственный авиационный технический университет
psi0nix@yandex.ru

² кандидат технических наук, доцент кафедры теории и технологии механообработки,
Уфимский государственный авиационный технический университет
sergey.graf.76@mail.ru

³ ведущий инженер кафедры теории и технологии механообработки,
Уфимский государственный авиационный технический университет
mn_khusnutdinova87@mail.ru

Аннотация

Исследование посвящено математическому описанию процесса истечения нефти в местах негерметичности колонны насосно-компрессорных труб (НКТ), позволяющему определять место утечки в НКТ вычислительным путем.

В работе предложена методика по выявлению дефектов в НКТ и разработан алгоритм по определению места утечки. Отличием данной методики от рассмотренных в статье методик других авторов является быстрое определение места утечки без использования специалистов, сложной аппаратуры и специализированной техники.

Для математического моделирования течения нефти в НКТ используется аппарат механики сплошных сред. Считается, что движение нефти в трубе за счет истечения ее из отверстия протекает с малыми скоростями. Из общих уравнений баланса массы и

Цитирование: Ишмуратов Т. А. Диагностика места повреждения насосно-компрессорных труб нефтяных скважин / Т. А. Ишмуратов, Р. Г. Султанов, М. Н. Хуснутдинова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 4 (20). С. 115-128.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-115-128

энергии получены дифференциальные уравнения движения жидкости в вертикальной трубе в процессе истечения ее из НКТ и в процессе закачки.

Решением этих уравнений являются аналитические выражения, с помощью которых можно оценить степень повреждения и его место и в дальнейшем — целесообразность его устранения.

На основе анализа полученных результатов показано, что при увеличении времени утечки и закачки увеличивается точность нахождения повреждения.

Таким образом, при проведении различных геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважине можно проводить оценку наличия утечки и ее интенсивность для принятия решения о ремонте НКТ.

Ключевые слова

Колонна насосно-компрессорных труб, диагностика, нефть, ремонт нефтяных скважин.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-115-128

Введение

В России огромное число нефтяных месторождений, на которых ежегодно добывают нефть с различными физико-химическими свойствами, в том числе и коррозионными. К сожалению, в большинстве случаев добыча нефти происходит в тяжелых условиях, и оборудование нефтяных скважин подвергается большому механическому и коррозионным воздействиям. Происходит износ колонны с образованием трещин, из которых в межтрубное пространство (МП) под давлением выходит добываемая жидкость. Утечки также могут возникнуть из-за неплотностей в резьбовых соединениях, клапанных узлах погружных насосов. В результате этого снижается дебит, что приводит к снижению эффективности работы нефтяной скважины и увеличению расходов [2, 4].

Если нет объективных причин снижения дебита скважины, возникает подозрение на утечку добываемых флюидов, в том числе и в насосно-компрессорных трубах (НКТ). Проверка этой гипотезы проводится путем направления в плановом порядке на скважину бригады подземного ремонта скважин, в результате чего происходит определенный недобор нефти из пласта, снижение экономических показателей. При подтверждении гипотезы проводят ремонт колонны НКТ с заменой поврежденных труб, при этом дефектность труб определяют визуальным методом. Данный метод определения места утечки в НКТ [1] состоит в подъеме и учете длины вынутых труб до места утечки и ведет к значительным простоям скважины, ремонтного оборудования и персонала, а также отсутствию мониторинга за герметичностью НКТ.

Диагностика состояния НКТ рассматривалась в работе авторов [6]. Принцип оценки состояния трубопроводов заключался в зондировании акустическим сигналом межтрубного пространства. Полученные отраженные сигналы от всех неоднородностей межтрубного пространства анализировались и определялась временная зависимость амплитуды.

Однако данный метод не определяет распределение скорости звука по глубине скважины и не позволяет проводить диагностику в скважинах с переменной длиной труб, поскольку при преобразовании сигнала применяется узкополосная фильтрация, которая подавляет сигналы от всех отражателей, разложенные нерегулярно или с частотой, отличающейся от частоты фильтра.

В патенте [8] предложен метод определения утечки и места повреждения с помощью акустического сигнала. Принцип заключается в распространении импульсного акустического сигнала на устье скважины в межтрубном пространстве (МП) и прием зондирующего импульсного акустического сигнала и его отражений от всех неоднородностей МП в виде эхосигнала.

Недостатком данного метода является применимость его для неглубоких скважин, т. к. для глубоких скважин сигналы искажаются, накладывается фон, и результат получается приближенным.

Способ определения

На скважинах регулярно проводятся геолого-технические мероприятия (ГТМ) в виде механических, физико-химических воздействий, в которых используются емкости для различного рода жидкостей, насосы. При помощи этого оборудования и счетчика жидкости или тарированной емкости одновременно с проведением ГТМ необходимо проводить определение факта и места возможной утечки в НКТ, что позволит повысить эффективность работы скважин и бригад подземного ремонта скважин, снизить потери добычи нефти.

Для определения места повреждения в НКТ заливают нефть насосом с высокой производительностью до устья и выдерживают некоторое время слива t_{c1} , по истечении которого уровень нефти в НКТ упадет. Вторично производят закачку нефти до устья замеренным объемом V_1 и временем t_{31} с последующей выдержкой времени слива t_{c2} . При третьей закачке нефти до устья замеряется объем V_2 и ее время t_{32} . Зная полученные данные, можно определить место утечки в НКТ. Определяется также расход утечки и в случае, если расход установленной величины для данной скважины превышен, принимается решение о направлении бригады подземного ремонта скважин с подъемным оборудованием на скважину для ликвидации утечки в НКТ.

Место утечки может находиться как над динамическим уровнем нефти (рис. 1а), так и под ним (рис. 1б).

Течение в трубе

Рассмотрим процесс установившегося осесимметричного течения нефти в трубе радиусом R и длиной L при закачке за счет вытекания его в месте повреждения при остановленном насосе (рис. 1). Для математического моделирования этой задачи использован аппарат механики сплошных сред.

В предположении небольшого радиуса НКТ относительно длины считается, что скорости частиц смеси параллельны ее оси. Также пренебрегаем энергией пульсационных движений при заливе нефти и поперечным градиентом давления,

считая, что давление по сечению одинаково и зависит только от координаты z . При математическом моделировании примем следующие основные допущения: течение в стволе скважины квазиустановившееся; температура для ствола канала одинакова для обеих фаз (газа и жидкости); фазовые переходы происходят в равновесном режиме.

Запишем дифференциальные уравнения, выражающие баланс масс при одномерном течении нефти в НКТ. Рассмотрим вертикальную трубу, до устья которой происходит закачка нефти высотой столба z (рис. 1).

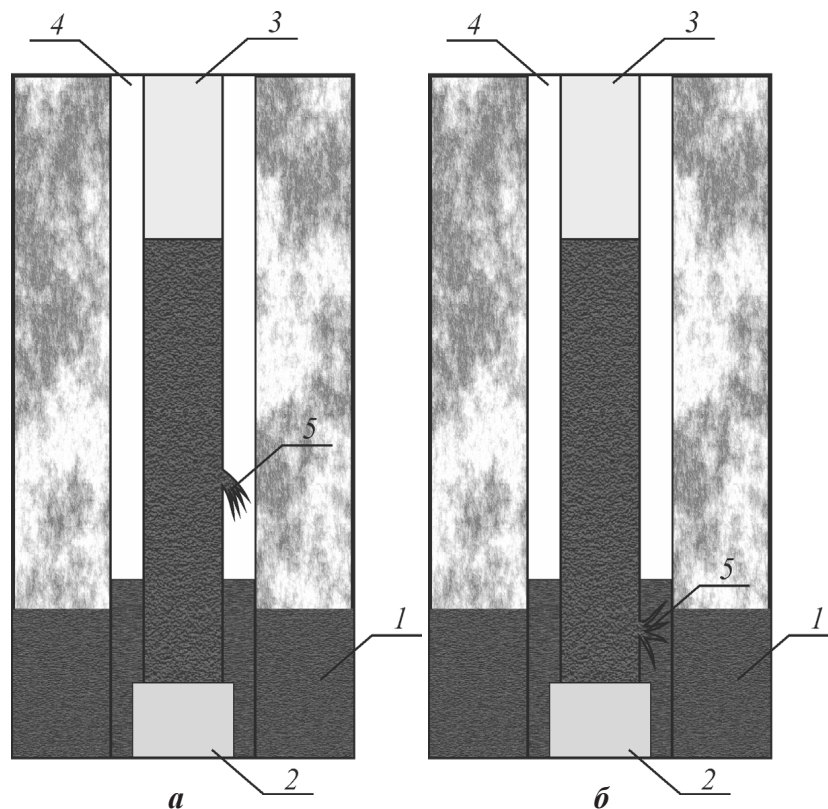


Рис. 1. Различные места повреждения в НКТ:
 а — повреждение над уровнем нефти,
 б — повреждение под уровнем нефти;
 1 — продуктивный пласт, 2 — насос,
 3 — НКТ, 4 — затрубное пространство,
 5 — утечка

Fig. 1. Various places of damage in the tubing:
 а — damage above the oil level,
 б — damage below the oil level;
 1 — reservoir, 2 — pump, 3 — tubing,
 4 — annular space, 5 — leak

Из-за утечки высота столба жидкости изменится на элемент dz , ограниченный горизонтальными сечениями S_1 , S_2 и боковой поверхностью $S_{\text{бок}}$ (рис. 2).

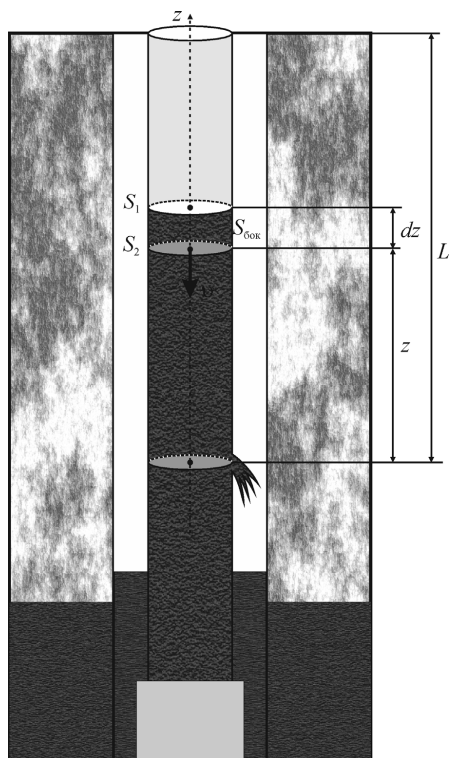


Рис. 2. Выделенный элемент трубы объемом dV

Fig. 2. Selected pipe element with volume dV

Интегральное уравнение баланса массы рассматриваемого объема V представится в виде:

$$\frac{d}{dt} \int \rho dV = \frac{dm_3}{dt} + \int_{S_1} \rho(z, t)v(z, t) dS - \int_{S_1} \rho(z + dz, t)v(z + dz, t) dS - \int_V J dV, \quad (1)$$

где ρ — плотность газожидкостной смеси; m_3 — масса закачиваемой нефти за время dt ; v — скорость жидкой фазы; J — интенсивность твердых отложений, отнесенная на единицу длины трубы.

Применяя теорему о среднем значении к интегралу (1) и пренебрегая изменением массы смеси в скважине из-за отложений твердой фазы ($J \approx 0$), получаем:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{dm_3}{dt} - \rho Sv, \quad (2)$$

где dm — изменение массы нефтяного столба.

Согласно уравнению неразрывности потока, количество нефти, прошедшее через площадь поперечного сечения трубы $S = S_2$, вытечет через утечку:

$$S_2 v_2 = S_{\text{сеч}} v_{\text{ут}}, \quad (3)$$

где $S_{\text{сеч}}$ — площадь сечения отверстия с утечкой, из которой выливается нефть; $v_{\text{ут}}$ — скорость, с которой выливается нефть из отверстия.

Подставляя (3) в (2), получим:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{dm_3}{dt} - \rho S_{\text{сеч}} v_{\text{ут}}. \quad (4)$$

При движении газожидкостных смесей в эксплуатационных скважинах инерционные силы не оказывают существенного влияния на гидродинамические и теплофизические процессы, поскольку они сопровождаются относительно медленным изменением скоростей в двухфазном потоке [7, 10]. Также выполненные в работе [10] оценки показывают, что сила, с которой связано изменение количества движения из-за фазовых превращений, пренебрежимо мала.

Рассмотрим уравнение энергии для ствола скважины:

$$\frac{d}{dz} \left[M \left(u + \frac{v^2}{2} \right) \right] = -fv - \frac{d}{dz} (pSv) - Q_w.$$

Здесь u — удельная внутренняя энергия жидкости; f — сила трения между жидкостью и стенкой канала; $Q_w = 2\pi R q_w$ — интенсивность отвода тепла, отнесенная к единице длины скважины.

При движении потока по трубе пренебрегается отложение ее массы, т. е. массовый расход не меняется: $\frac{dM}{dz} = 0$.

Считая, что температура в процессе истечения жидкости не меняется (изменения внутренней энергии нет) и тепло не передается окружающей среде за счет низкой ее теплопроводности, можно представить уравнение в виде:

$$\frac{d}{dz} \left(M \frac{v^2}{2} \right) = -\frac{d}{dz} (pSv) - FSv, \quad (5)$$

где $F = \frac{f}{S}$.

Силу трения между потоком и стенкой трубы примем в виде [3]:

$$F = \frac{\lambda_0 \rho v^2}{2R},$$

где λ_0 — коэффициент гидравлического сопротивления, R — радиус трубы.

Поскольку самопроизвольное истечение нефти из места повреждения определяет ламинарный тип течения жидкости в трубе, то коэффициент гидравлического сопротивления [5] можно выразить как

$$\lambda_0 = \frac{\eta}{32R\rho v},$$

где η — динамический коэффициент вязкости смеси.

Переносим в левую часть дифференциал в выражении (5) и выносим его за общую скобку, с учетом выражений для силы трения получим:

$$\frac{d}{dz} \left(M \frac{v^2}{2} + pSv \right) = -\frac{\eta S v^2}{64R^2}.$$

Стоит отметить, что выражение правой части для малых скоростей движения потока в трубе имеет значение на порядок меньшее, чем значение выражения левой части. Поэтому, пренебрегая ею, можно получить:

$$\frac{d}{dz} \left(M \frac{v^2}{2} + pSv \right) = 0.$$

Выражение в скобках есть постоянная величина, т. к. производная по z обращается в нуль. Учитывая $M = \rho S v$, получим

$$M \frac{v^2}{2} + Mgz = \text{const}$$

или

$$\frac{v^2}{2} + gz = \text{const}.$$

Запишем равенство для забоя скважины и в месте утечки ($z = 0$):

$$\frac{v^2}{2} + gz = \frac{v_{ут}^2}{2}.$$

Считая, что на забое скважины скорость жидкости практически отсутствует, получим выражение, определяющее скорость истечения жидкости от высоты нефтяного столба:

$$v_{ут} = \sqrt{2gz}. \quad (6)$$

Учитывая, что жидкость вязкая, за счет внутреннего трения и в зависимости от формы повреждения выражение (6) можно представить в виде [5]:

$$v_{ут} = k\sqrt{2gz}, \quad (7)$$

где k — коэффициент скорости.

Считая, что изменение массы нефти в трубе $dm = \rho S dz$, а процесс закачки нефти происходит с постоянным расходом $M_3 = \frac{dm_3}{dt}$, и используя (7), получим из (4) уравнение:

$$\frac{\rho S dz}{dt} = M_3 - \rho S_{сеч} k \sqrt{2gz},$$

решение которого имеет вид:

$$t_3 = \frac{2A\rho S}{M_3} \left[\sqrt{h} - \sqrt{L} + A \ln \left(\frac{\sqrt{h} - A}{\sqrt{L} - A} \right) \right], \quad (8)$$

где $A = \frac{M_3}{\rho S_{\text{сеч}} k \sqrt{2g}}$; h — высота нефтяного столба в трубе до закачки; t_3 — время, за которое трубу наполняют до верху.

Обозначим $D = S_{\text{сеч}} k \sqrt{2g}$ и, учитывая, что объем закачиваемой нефти связан с $M_3 = \frac{\rho V_3}{t_3}$, получим $A = \frac{V_3}{t_3 D}$. Тогда (8) упростится:

$$t_3 = \frac{2S}{D} \left[\sqrt{h} - \sqrt{L} + \frac{V_3}{t_3 D} \ln \left(\frac{t_3 D \sqrt{h} - V_3}{t_3 D \sqrt{L} - V_3} \right) \right], \quad (9)$$

Аналогично, выводя уравнения (1)-(4) для процесса самопроизвольного стекания нефти из места повреждения в трубе, можно получить дифференциальное уравнение вида:

$$\frac{\rho S dz}{dt} = -\rho S_{\text{сеч}} k \sqrt{2gz},$$

решение которого имеет вид:

$$t_c = \frac{2S}{D} (\sqrt{L} - \sqrt{h}),$$

где t_c — время, за которое нефть вытечет из полностью заполненной колонны НКТ до высоты нефтяного столба h .

Выражая из последнего уравнения h и подставив в (9), получим выражение, определяющее место повреждения участка трубопровода:

$$L = \left[\frac{t_c D}{2S \left(1 - \exp \left(\frac{(t_c + t_3) t_3 D^2}{2S V_3} \right) \right)} + \frac{V_3}{t_3 D} \right]^2. \quad (10)$$

Для определения неизвестной величины D процесс закачки с одновременным замером времени необходимо повторить, затем рассмотреть два уравнения вида (10), из которых определяется место повреждения НКТ.

Алгоритм выполнения действий следующий:

- 1) залить нефть в трубу до устья;
- 2) определить время слива t_{c1} ;
- 3) залить нефть в трубу до устья с измерением времени закачки t_{31} и объема V_{31} ;
- 4) повторить п. 2, 3 с измерением параметров t_{c2} , t_{32} , V_{32} ;
- 5) из системы уравнений (10) определить место повреждения участка трубопровода L .

Результаты расчетов и выводы

При построении графических зависимостей были приняты следующие параметры: плотность нефти $\rho = 800$ кг/с; внутренний диаметр НКТ $d = 100$ мм; коэф-

коэффициент скорости $k = 0,75$; высота нефтяного столба в трубе $h = 2\,490$ м; место повреждения $L = 2\,500$ м.

На рис. 3 представлена зависимость массового расхода закачиваемой нефти в трубу от времени закачки для различных площадей повреждения.

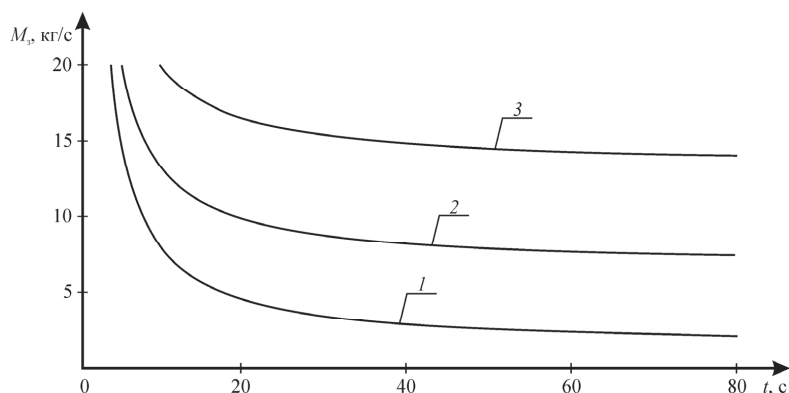


Рис. 3. Зависимость массового расхода закачиваемой нефти в трубу от времени закачки:

- 1 — площадь истечения $S_{сеч} = 0,1$ см²;
- 2 — площадь истечения $S_{сеч} = 0,5$ см²;
- 3 — площадь истечения $S_{сеч} = 1$ см²

Fig. 3. The dependence of the mass flow rate of oil into the pipe from the injection time:

- 1 — expiration area $S_{sec} = 0.1$ cm²;
- 2 — expiration area $S_{sec} = 0.5$ cm²;
- 3 — expiration area $S_{sec} = 1$ cm²

Как видно из графика, с увеличением массового расхода закачиваемой нефти время закачки уменьшается. Кроме того, при больших площадях места истечения массовый расход при том же времени закачки нефти увеличивается.

Расчеты показывают, что в этом случае время утечки нефти составит: для кривой 1 — 47,3 с; для кривой 2 — 9,5 с; для кривой 3 — 4,7 с.

На рис. 4 представлена зависимость времени закачки нефти в трубопровод от места повреждения для различных площадей истечения при постоянной закачке нефти $m_3 = 14$ кг/с.

Как видно из графика, с увеличением глубины повреждения время закачки увеличивается. График на рис. 4 показывает, что при площади отверстия $S_{сеч} = 2$ см² время отрицательно. Это означает, что через место повреждения нефть вытекает гораздо быстрее, чем ее закачивают в НКТ.

На рис. 5 представлена зависимость времени закачки нефти в трубопровод от высоты нефтяного столба в НКТ для различных площадей истечения при постоянной закачке нефти $m_3 = 14$ кг/с.

Как видно из графика, с увеличением высоты нефтяного столба в НКТ время закачки уменьшается. Аналогично предыдущему рис. 4, на рис. 5 линия 4 при площади отверстия $S_{сеч} = 2$ см² показывает отрицательное время, что говорит о невозможности закачки при данном повреждении НКТ.

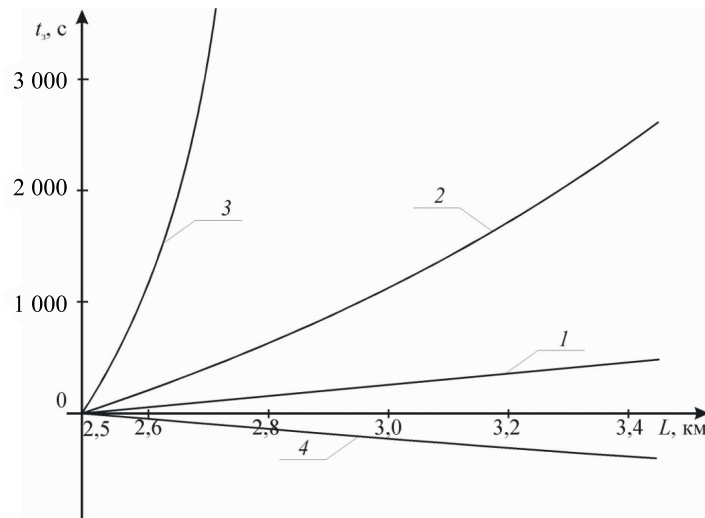


Рис. 4. Зависимость времени закачки нефти в трубопровод от места повреждения:

- 1 — площадь истечения $S_{\text{сеч}} = 0,1 \text{ см}^2$;
 2 — площадь истечения $S_{\text{сеч}} = 0,8 \text{ см}^2$;
 3 — площадь истечения $S_{\text{сеч}} = 1 \text{ см}^2$;
 4 — площадь истечения $S_{\text{сеч}} = 2 \text{ см}^2$

Fig. 4. The dependence of the time of oil injection into the pipeline from the place of damage for different areas of the outflow:

- 1 — expiration area $S_{\text{sec}} = 0.1 \text{ cm}^2$;
 2 — expiration area $S_{\text{sec}} = 0.8 \text{ cm}^2$;
 3 — expiration area $S_{\text{sec}} = 1 \text{ cm}^2$;
 4 — expiration area $S_{\text{sec}} = 2 \text{ cm}^2$

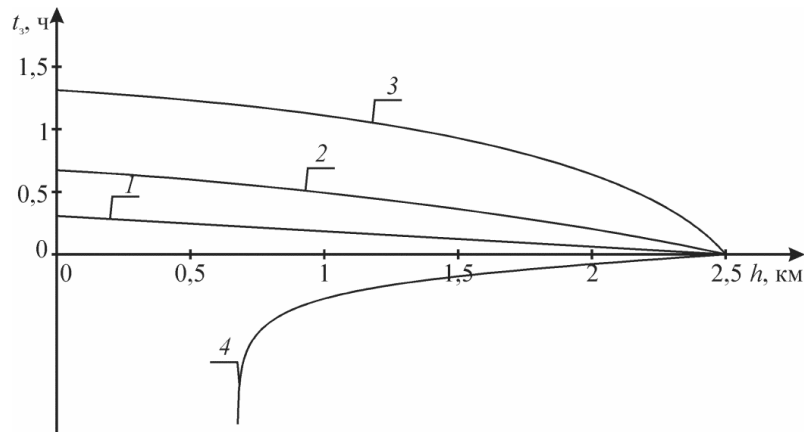


Рис. 5. Зависимость времени закачки нефти в трубопровод от высоты нефтяного столба в НКТ:

- 1 — площадь истечения $S_{\text{сеч}} = 0,1 \text{ см}^2$;
 2 — площадь истечения $S_{\text{сеч}} = 0,8 \text{ см}^2$;
 3 — площадь истечения $S_{\text{сеч}} = 1 \text{ см}^2$;
 4 — площадь истечения $S_{\text{сеч}} = 2 \text{ см}^2$

Fig. 5. The dependence of the time of oil injection into the pipeline on the height of the oil column in the tubing:

- 1 — expiration area $S_{\text{sec}} = 0.1 \text{ cm}^2$;
 2 — expiration area $S_{\text{sec}} = 0.8 \text{ cm}^2$;
 3 — expiration area $S_{\text{sec}} = 1 \text{ cm}^2$;
 4 — expiration area $S_{\text{sec}} = 2 \text{ cm}^2$

Определим место утечки, имея начальные данные. Предположим, что при выполнении алгоритма действий были получены следующие результаты:

- 1) $t_{c1} = 47$ с, $t_{31} = 17$ с, $V_{31} = 0,107$ м³ — в первом случае;
- 2) $t_{c2} = 95$ с, $t_{32} = 34$ с, $V_{32} = 0,214$ м³ — во втором случае.

Численно решая систему уравнений (14) для обоих случаев, получаем место повреждения утечки на глубине $L = 2\,470$ м. Как видно, ошибка составляет порядка 30 м. Для устранения ошибки время утечки и закачки необходимо увеличить. Согласно следующим результатам:

- 1) $t_{c1} = 237$ с, $t_{31} = 36$ с, $V_{31} = 0,450$ м³ — в первом случае;
- 2) $t_{c2} = 478$ с, $t_{32} = 72$ с, $V_{32} = 0,900$ м³ — во втором случае.

Исходя из этих данных получаем, что место утечки соответствует глубине $L = 2\,505$ м.

Заключение

Результаты моделирования показывают, что предложенный метод позволяет быстро вычислить приблизительное место утечки и ее величину при ГТМ. По анализу данных принимается решение о направлении бригады подземного ремонта скважин. При этом, зная расчетное место повреждения, значительно сокращается время работ, т. к. пропадает необходимость в осмотре каждой трубы в поисках повреждения. Вследствие этого увеличивается скорость подъема труб колонны НКТ с последующей заменой поврежденной трубы.

С целью упрощения вычислений можно составить программное обеспечение для портативных устройств (мобильных телефонов), в котором любой работник, введя необходимые данные, полученные согласно предложенному алгоритму, сможет определить место утечки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амиров А. Д. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / А. Д. Амиров, А. А. Джафаров, К. А. Карапетов, Ф. Д. Лемберанский, А. С. Яшин. М.: Недра, 1979. 309 с.
2. Дорошенко Е. В. Специалист по ремонту нефтяных и газовых скважин / Е. В. Дорошенко, Б. В. Покрепин, Г. В. Покрепин. ИнФолио, 2009. 288 с.
3. Есьман И. Г. Гидравлика / И. Г. Есьман. Баку: Азнефтеиздат, 1952. 332 с.
4. Кудинов В. И. Основы нефтегазопромыслового дела / В. И. Кудинов. Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский государственный университет, 2004. 720 с.
5. Кутателадзе С. С. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление / С. С. Кутателадзе. М.: Энергия, 1990. 367 с.
6. Подио А. Л. Комплексная система исследования работы скважин / А. Л. Подио, Дж. МакКой, Д. Бекер, В. Фоллс. Западное региональное заседание общества инженеров-нефтяников, 1982.

7. Пудовкин М. А. Температурные процессы в действующих скважинах / М. А. Пудовкин, А. Н. Саламатин, В. А. Чугунов. Казань: Изд-во Казанского университета, 1977. 168 с.
8. Способ диагностики состояния межтрубного пространства нефтяных добывающих скважин и устройство для его осуществления: пат. Рос. Федерация 2199005: МПК E21B47/00 / В. Е. Семенчук, П. О. Гаус, Г. П. Налимов, В. В. Лавров; заявитель и патентообладатель ООО «СИАМ». № 2001121589/03; заявл. 31.07.01; опубл. 20.02.03, Бюл. № 5.
9. Способ определения места негерметичности колонны насосно-компрессорных труб в скважине: пат. Рос. Федерация 2339812: МПК E21B47/10 / Р. Г. Султанов, А. Г. Гумеров; заявитель и патентообладатель ГУП «ИПТЭР». № 2006133805/03; заявл. 21.09.06; опубл. 27.11.08, Бюл. № 33.
10. Чисхолм Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках: пер. с англ. / Д. Чисхолм. М.: Недра, 1986. 204 с.

Timur A. ISHMURATOV¹
Rif G. SULTANOV²
Milyausha N. KHUSNUTDINOVA³

UDC 662.5

DIAGNOSTICS OF THE LOCATION OF DAMAGE TO TUBING OIL WELL PIPES

- ¹ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,
Department of Humanitarian and Natural Sciences,
Ufa State Aviation Technical University
psi0nix@yandex.ru
- ² Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
Department of Theory and Technology of Machining,
Ufa State Aviation Technical University
sergey.graf.76@mail.ru
- ³ Leading Engineer, Department of Theory and Technology of Machining,
Ufa State Aviation Technical University
mn_khusnutdinova87@mail.ru

Abstract

The study is devoted to the mathematical description of the process of oil outflow in places of leakage of the tubing string, which allows a computer to locate a leakage in the tubing. The authors propose methodology for identifying defects in the tubing and determining the location of the leak. The uniqueness of this methodology lies in quick determination of the place of leakage without the use of specialists, sophisticated and specialized equipment. Mathematical modeling of oil flow in the tubing requires the apparatus of continuum mechanics. It is a general belief that the movement of oil in the pipe flows at low speeds due to its outflow from the hole. Using the general equations of mass and energy balance, the authors have obtained differential equations of fluid motion in a vertical pipe in the process

Citation: Ishmuratov T. A., Sultanov R. G., Khusnutdinova M. N. 2019. "Diagnostics of the location of damage to tubing oil well pipes". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no 4 (20), pp. 115-128.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-115-128

of its outflow from the tubing and in the process of injection. Analytical expressions are the solution to these equations, as they can help in estimating the degree of damage and its location, as well as the feasibility of its eliminating.

The results show that an increase in the leakage and injection times leads to improving accuracy of locating damage. Thus, when conducting various geological and technical measures (GTM) at the well, it is possible to assess the presence of leakage and its intensity when deciding on the repair of tubing.

Keywords

Tubing, diagnostics, oil, pipeline repair.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-115-128

REFERENCES

1. Amirov A. D., Dzhafarov A. A., Karapetov K. A., Lemberansky F. D., Yashin A. S. 1979. The Reference Book on the Current and Capital Repair of Oil and Gas Wells. Moscow: Nedra. [In Russian]
2. Doroshenko E. V., Pokrepin B. V., Pokrepin G. V. 2009. Specialist in the Repair of Oil and Gas Wells. InFolio. [In Russian]
3. Esman I. G. 1952. Hydraulics. Baku: Aznefteizdat. [In Russian]
4. Kudinov V. I. 2004. Basics of Oil and Gas Business. Moscow; Izhevsk: Institute for Computer Research; Udmurt State University. [In Russian]
5. Kutateladze S. S. 1990. Heat Transfer and Hydrodynamic Resistance. Moscow: Energy. [In Russian]
6. Podio A. L., McCoy J., Becker D., Falls W. 1982. Integrated Well Research System. Western Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers. [In Russian]
7. Pudovkin M. A., Salamatin A. N., Chugunov V. A. 1977. Temperature Processes in Existing Wells. Kazan: Kazan University Press. [In Russian]
8. Semenchuk V. E., Gaus P. O., Nalimov G. P., Lavrov V. V. 2003. Patent 2199005 RU, IPC E21B47/00. "A method for diagnosing the state of the annular space of oil producing wells and a device for its implementation". Applicant and patent holder of SIAM LLC. No 2001121589/03; declared 31 July 2001; published 20 February 2003. Bulletin no 5. [In Russian]
9. Sultanov R. G., Gumerov A. G. Patent 2339812 RU, IPC E21B47/10. "The method of determining the place of leakage of the tubing string in the well". Applicant and patent holder of the State Unitary Enterprise "IPTER". No 2006133805/03; declared 21 September 2006; published 27 November 2008, Bulletin no 33. [In Russian]
10. Chisholm D. 1986. Two-Phase Flows in Pipelines and Heat Exchangers. Translated from English. Moscow: Nedra. [In Russian]