РАСХОД БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ. ЧАСТЬ II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ПРИМЕНЯЕМОГО РАСТВОРА

DRILLING AGENT RATE FOR UNDERWATER PIPELINES CONSTRUCTION. PART II. DETERMINATION OF DRILLING AGENT VOLUME

З. З. Шарафутдинов
Z. Z. Sharafutdinov

ООО «НИИ Транснефть»,
г. Москва, Российская Федерация

Transneft R&D, LLC,
Moscow, Russian Federation

Д. Р. Вафин
D. R. Vafin

ООО «НИИ Транснефть»,
г. Москва, Российская Федерация

Transneft R&D, LLC,
Moscow, Russian Federation

А. Н. Сапсай
A. N. Sapsay

ПАО «Транснефть»,
г. Москва, Российская Федерация

Transneft PJSC,
Moscow, Russian Federation

Д. А. Шаталов
D. A. Shatalov

ООО «НИИ Транснефть»,
г. Москва, Российская Федерация

Transneft R&D, LLC,
Moscow, Russian Federation

В работе рассмотрены вопросы определения объема бурового раствора, необходимого для строительства подводного перехода магистрального нефтепровода методом наклонно-направленного бурения, в том числе в условиях поглощения раствора. Необходимость в определении объема раствора обусловлена технологией ведения буровых работ, дискретностью приготовления бурового раствора в процессе бурения, отсутствием возможности создания замкнутой системы циркуляции.

Общепринятым техническим подходом, которым пользуются подрядчики, ведущие строительство подводных переходов методом наклонно-направленного бурения, является определение объема бурового раствора из условия обеспечения его циркуляции и безопасности процесса бурения.

Строительство скважины подводного перехода возможно с реализацией разных технологий. В первом случае предусматривается бурение без существенной очистки ствола скважины, т. е. при пониженном расходе бурового раствора и опирается на размягчение (разжижение) грунта и проталкивание инструмента. Во втором случае предусмотрено формирование устойчивого ствола скважины, что требует использования большого объема бурового раствора.

Недостатками реализуемых технических подходов является то, что при этом не учитывается квалификация бурового подрядчика, его опыт работы, используемый породоразрушающий инструмент и многие другие факторы. В конечном итоге неправомерно реализуемый технический подход приводит к значительному удорожанию строительства подводных переходов, ограничивает возможности и распространение технологии наклонно-направленного бурения при строительстве подводных переходов.

Объем бурового раствора, необходимый для строительства ствола скважины подводного перехода, может значительно отличаться исходя из применяемой технологии строительства. В работе предложена система расчета объема бурового раствора в зависимости от технического и технологического опыта организации, осуществляющей буровые работы.

Ключевые слова

подводный переход
трубопровода,
наклонно-направленное
бурение,
буровой раствор,
расход бурового
раствора,
бурение скважин
с большим диаметром

The paper considers determination of drilling agent volume for the underwater crossing construction of main oil pipeline by directional drilling method of including in the absorption solution. The need to determine the volume of the solution is due to the technology of drilling, the discrete preparation of drilling agent during drilling, the lack of the possibility of creating a closed circulation system.

A common technical approach used by the contractors leading the construction of underwater crossings by directional drilling, is the determination of the volume of drilling agent while safe drilling.

Construction of underwater crossing well is possible using different technologies. In the first case there used drilling without significant cleaning of well bore (under reduced of drilling agent) with support on softening (liquefaction) of the soil and the pushing tool. In the second case, the formation of a stable well bore is provided, which requires the use of a large volume of drilling agent.

The disadvantages of the implemented technical approaches is that this does not take into account the qualifications of the drilling contractor, his work experience, the rock-cutting tool used and many other factors. Finally, an improperly implemented technical approach leads to a significant increase in the cost of constructing underwater crossing, limits the possibilities and spread of directional drilling technology for constructing of underwater crossings.

Key words

ultrasonic inspection, converter, standard sample, weld seam, amplitude change, defect, flaw detector

Введение

Одним из технически сложных вопросов, требующих своего разрешения при проектировании подводных переходов магистральных нефтепроводов (далее ППМН), является определение объема бурового раствора. Необходимость в определении объема раствора обусловлена технологией ведения буровых работ, дискретностью приготовления бурового раствора в процессе бурения, отсутствием возможности создания замкнутой системы циркуляции.

Общепринятым техническим подходом, которым пользуются подрядчики, ведущие строительство ППМН методом наклонно-направленного бурения, является определение объема бурового раствора из условия безопасного бурения. В общем виде этот подход выражается формулой, используемой для определения объема бурового раствора [1]:

$$V_{б.р.} = 0,785 \cdot d_c^2 \cdot L \cdot k_{кав}^2 \cdot C \cdot (1 + k_{полг}), \quad (1)$$

где $V_{б.р.}$ — необходимый объем промывочной жидкости; d_c — диаметр скважины; L — длина скважины; $k_{кав}$ — коэффициент кавернозности по диаметру скважины ($k_{кав} = 1,1-1,3$; в зависимости от свойств породы); C — технологический коэффициент промывки ($C = 3-10$, в зависимости от подачи насосов, механической скорости бурения, фракционного состава шлама и т. д.); $k_{полг}$ — коэффициент поглощения ($k_{полг} = 0,2-0,8$; в зависимости от свойств породы, этапа строительства подводного перехода и геолого-технических условий бурения, конструктивных особенностей породоразрушающего инструмента и т. д.).

Для процесса калибровки ствола буровой раствор обычно используют в количестве 1–2 объема скважины; для протаскивания объем используемого бурового раствора разделяется на вытесненный объем раствора из скважины и необходимый для размыва возможных преград по стволу скважины.

Недостатком подобного технического подхода является то, что в этом случае не учитывается квалификация бурового подрядчика, его опыт работы, используемый породоразрушающий инструмент и многие другие факторы. В конечном итоге он приводит к значительному удорожанию строительства ППМН, ограничивает возможности и распространение технологии наклонно-направленного бурения в строительстве ППМН.

Для разработки подхода к определению объема бурового раствора, необходимого для бурения, рассмотрим отдельные положения технологии бурения, используемой в строительстве скважины ППМН.

Расчет объема потребляемого раствора

Данный вид расчета следует осуществлять исходя из условия дискретности приготовления и применения бурового раствора в каждом интервале бурения. Справедливым будет подход расчета объема бурового раствора по следующему пути:

$$V_{б.р.} = Q \cdot T, \quad (2)$$

$$Q = Q_{бур} - \vartheta \cdot Q_{возврат} + Q_{полг}, \quad (3)$$

$$Q_{полг} = Q_1 = \vartheta \cdot Q_{бл_бр}, \quad (4)$$

$$T = T_{бур} + T_{осл}, \quad (5)$$

где Q_1 , $Q_{\text{бур}}$, $Q_{\text{бл.бр}}$, $Q_{\text{возврат}}$, $Q_{\text{погл}}$ — соответственно подача бурового раствора, необходимая для поддержания проектной величины механической скорости бурения, производительность блока по приготовлению бурового раствора, производительность блока по регенерации бурового раствора, интенсивность поглощения бурового раствора в процессе бурения, $\text{м}^3/\text{ч}$; ϑ — количество блоков по приготовлению или регенерации бурового раствора; $T_{\text{бур}}$, $T_{\text{осл}}$, T — затраты времени на механическое бурение, ликвидацию осложнений, время производительного использования бурового раствора, ч.

В случае многоэтапного бурения конечный расчет ведется исходя из суммирования объемов бурового раствора, необходимого для каждого этапа. Отличие заключается лишь в том, что при расчете величины Q_1 расчет ведется по площади забоя, создаваемой на каждом этапе расширения.

Для расчета объема потребляемого бурового раствора выражение (2) можно записать следующим образом:

$$Q = Q_{\text{бур}} + Q_{\text{погл}} - Q_{\text{возврат}} = \\ = Q_{\text{бур}}(1 + k_{\text{погл}}) - Q_{\text{возврат}}$$

или

$$Q = Q_1(1 + k_{\text{погл}}) - Q_{\text{возврат}} \quad (6)$$

где $k_{\text{погл}} = V_{\text{погл}}/V_{\text{бр}}$ — коэффициент потери циркуляции.

Исходя из производительности блока приготовления бурового раствора и прогнозируемого объема поглощения раствора, становится возможным оценить допустимую величину механической скорости бурения:

$$\vartheta_{\text{мех}} = \frac{C \cdot (1 - k_{\text{погл}})}{F_3} \cdot Q_{\text{бл.бр}}, \quad (7)$$

где F_3 — площадь забоя.

Наиболее сложным при предлагаемом подходе является оценка времени производительной работы буровой бригады. Для этого необходимо пользоваться практическими данными по затратам времени бурового персонала на процессы бурения пилотной скважины, расширения, калибровки и протаскивания.

Объем бурового раствора, поглощаемого в процессе бурения

Потери циркуляции бурового раствора при строительстве подводного перехода обусловлены наличием в разрезе подводных переходов несцементированных грунтов и перепада

давления между скважиной и интервалом несцементированных грунтов.

Объем поглощаемого бурового раствора характеризуют через $k_{\text{погл}} = V_{\text{погл}}/V_{\text{бр}}$ — коэффициент потери циркуляции. Общепринятыми упрощенными, практическими результатами являются следующие величины коэффициента потери циркуляции:

ил, песок, глина	$k_{\text{погл}} = 0,5;$
гравий	$k_{\text{погл}} = 0,8;$
мягкая скальная порода	$k_{\text{погл}} = 0,2;$
твердая скальная порода	$k_{\text{погл}} = 0,2.$

Для понимания поведения бурового раствора в процессе его фильтрации (поглощения) в проницаемых средах детализуем отдельные представления о буровом растворе.

Буровой раствор представляет собой полидисперсную структуру, связанную между собой водородными связями, появление которых обусловлено химическими свойствами его компонентов. Поэтому поведение бурового раствора определяется прочностью водородных связей и равномерностью распределения их прочности по объему раствора. Прочность водородных связей в свою очередь зависит от уровня их полярности, создаваемой компонентами бурового раствора. В соответствии со свойствами связей, действующих в объеме бурового раствора, реологическими моделями, описывающими свойства буровых растворов, являются модели: ньютоновской, Оствальда де Ваале, бингамовской жидкостей. Наиболее полно соответствует описанию бурового раствора модель псевдопластической жидкости (Оствальда де Ваале). Это наглядно проявляется реограммами бурового раствора, приведенными на рисунке 1.

При неравномерном распределении прочности водородных связей между его компонентами буровой раствор приобретает больше свойства бингамовской жидкости. Бингамовскими вязкопластичными жидкостями являются также буровые растворы с высоким содержанием твердой фазы, необработанные и флокулированные глинистые растворы. В случае разрушения водородных связей в объеме раствора, например, солями металлов, буровой раствор будет представлять полидисперсную систему, в которой взаимодействие между его компонентами происходит за счет действия электростатических сил. Такой раствор приобретает свойства дилатантной жидкости.

Рисунок 1. Реограмма бурового раствора при различных концентрациях бентонита

Процесс разрушения структуры бурового раствора определяется величиной его реологических параметров. Так как все буровые растворы в той или иной мере проявляют свойства псевдопластических жидкостей, то исходя из реограмм буровых растворов до величины градиента сдвига 200 с^{-1} , в их объеме происходит разрушение существующих и образование новых связей, с превалированием процесса образования новых (рисунок 1). Начиная с градиента сдвига 200 с^{-1} , процесс образования новых связей прекращается и идет только уплотнение структуры раствора, т. е. когда буровой раствор превращается в ньютоновскую жидкость.

Наиболее простой моделью, пригодной для практического использования, является модель бингамовской жидкости. В рамках бингамовской жидкости предельное состояние прочности структуры раствора можно принять по величине динамического напряжения сдвига. Опираясь на свойства жидкостей и представлений [2], показатель пластической вязкости являет собой параметр, характеризующий дискретность структуры бурового раствора и его способность к уплотнению структуры в процессе движения.

Поэтому такой показатель бурового раствора, как коэффициент пластичности, представляющий собой отношение τ_0/η , будет характеризовать не просто отношение предельной прочности водородных связей в объеме бурового раствора к способности его компонентов уплотняться при движении, но и служить параметром, отражающим уровень дискретности структуры раствора и взаимодействий между его компонентами. Чем выше коэффициент пластичности раствора, тем выше прочность связей в объеме раствора и тем ниже дискретность полученной структуры раствора.

Физический смысл коэффициента пластичности τ_0/η можно пояснить, опираясь на уравнение

$$\tau = \eta \cdot \gamma \text{ или } \gamma = \frac{\tau}{\eta}. \quad (8)$$

В том случае, если в объеме раствора некоторая структура обладает прочностью связей равной величине τ_0 , то градиент сдвига, необходимый для ее разрушения, составляет

$$\gamma = \frac{\tau_0}{\eta}. \quad (9)$$

Таким образом, коэффициент пластичности представляет собой величину градиента сдвига, которую необходимо приложить для того, чтобы разрушить структуру, обладающую прочностью τ_0 и величиной вязкости η .

Применительно к модели псевдопластической жидкости в качестве показателя, характеризующего уровень распределения прочности связей между компонентами бурового раствора, применим показатель нелинейности n :

$$\tau = K \cdot \gamma^n. \quad (10)$$

Чем меньше величина показателя n , т. е. чем ближе она к нулю, тем более равномерно распределена прочность связи между компонентами в объеме бурового раствора. Приближение величины степени нелинейности бурового раствора к единице говорит о том, что буровой раствор приобретает свойства дискретного вещества, а связи между компонентами распределены в объеме раствора неравномерно. В этом случае буровой раствор приобретает свойства ньютоновской жидкости.

Поведение бурового раствора в проницаемом канале складывается из двух процессов: фильтрации самого бурового раствора и кольматации проницаемого канала его компонентами. В процессе фильтрации буровой раствор под действием перепада давления между

скважиной и пластом движется вплоть до разрушения его структуры. Разрушение структуры бурового раствора будет обусловлено прочностью его структуры, сопротивлением пласта. По мере разрушения и разделения структуры раствора начнется процесс коагуляции проницаемого пласта компонентами бурового раствора.

Опираясь на данные [3, 4] по определению фракционного состава глинистых суспензий-растворов, результатов их фильтрации через несцементированные грунты различного фракционного состава [2, 4], изучены результаты процесса фильтрации бурового раствора через них, представленные на рисунке 2. Общеизвестно, что возможность прохождения процесса фильтрации бурового раствора в пористую среду определяется соотношением

размера проницаемого канала (D_w) к размеру частиц бурового раствора (D_r) и градиентом давления между скважиной и пластом. По результатам, представленным на рисунке 2, было выявлено что:

- при $D_w/D_r < 1$ — фильтрация бурового раствора не происходит. Твердая фаза раствора накапливается на поверхности фильтра;
- при $1 < D_w/D_r < 6$ — фильтрация бурового раствора происходит с заполнением порового пространства несцементированного грунта, т. е. с образованием зоны коагуляции;
- при $D_w/D_r \geq 6$ — глубина фильтрации определяется состоянием связей в структуре раствора и градиентом давления между объемом раствора и фильтром.

Рисунок 2. Влияние коэффициента пластичности дисперсных систем с различным фракционным составом на степень их фильтрации через образцы несцементированного грунта

На основании полученных результатов и опыта строительства наклонно-направленных скважин большого диаметра, определены граничные значения прохождения фильтрации бурового раствора с упрочнением несцементированных грунтов: соотношение размера проницаемого канала к размеру частиц бурового раствора (D_w/D_r) больше 6, коэффициент пластичности не менее $1300\ c^{-1}$, при динамическом напряжении сдвига не менее 30 Па. Полученные значения коэффициента пластичности позволяют управлять процессом поглощения бурового раствора с одновременным изменением состояния несцементированных грунтов, т. е. повысить их прочность и связность для формирования устойчивых стенок скважины при строительстве подводного перехода.

Проанализируем это положение на основе известного уравнения [5], описывающего расход Q_w псевдопластической жидкости через канал с радиусом R_w :

$$Q_w = R_w^3 \cdot \frac{\pi \cdot n}{3n+1} \left(\frac{R_w \cdot \Delta P}{2L \cdot K} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (11)$$

где ΔP — перепад давления между скважиной и проницаемым пластом, Па; K — показатель консистенции бурового раствора; n — показатель нелинейности бурового раствора; L — глубина проникновения бурового раствора, м; R_w — радиус проводящего канала, м.

Примем, что размер частиц бурового раствора много меньше размера проницаемого канала и сравним проводящие способности канала при течении псевдопластических жид-

костей с различными показателями степени нелинейности:

при $n = 0,1$

$$Q_w = R_w^3 \cdot \frac{\pi \cdot n}{3n+1} \left(\frac{R_w \cdot \Delta P}{2L \cdot K} \right)^{\frac{1}{n}} = \\ = R_w^3 \cdot 0.241 \cdot \left(\frac{R_w \cdot \Delta P}{2L \cdot K} \right)^{10}; \quad (12)$$

при $n = 0,5$

$$Q_w = R_w^3 \cdot \frac{\pi \cdot n}{3n+1} \left(\frac{R_w \cdot \Delta P}{2L \cdot K} \right)^{\frac{1}{n}} = \\ = R_w^3 \cdot 2.512 \cdot \left(\frac{R_w \cdot \Delta P}{2L \cdot K} \right)^2. \quad (13)$$

Из приведенной оценки полученных результатов вытекает, что проводимость проницаемой среды по отношению к буровому раствору при показателе степени нелинейности « $n = 0,1$ » во много раз превышает проводимость среды по отношению к буровому раствору, обладающему показателем степени нелинейности « $n = 0,5$ ».

Из этого следует вывод, подтверждаемый данными на рисунке 1. Чем более равномерно распределена прочность связей между компонентами бурового раствора, т. е. чем более монолитна его структура, тем большая возможность для фильтрации бурового раствора в нецементированные грунты без формирования кольматационных экранов в пристволевой зоне.

При описании процессов фильтрации бурового раствора как полидисперсной системы выражение (11) можно записать на основании следующих положений, что размер проводящего канала R_w будет определяться разностью между радиусом проводящего канала R_w и радиусом частицы твердой фазы R_t :

$$R_{wt} = R_w - R_t = \\ = R_w \cdot \left(1 - \frac{R_t}{R_w} \right) = R_w \cdot (1 - \alpha), \quad (14) \\ \alpha = \frac{R_t}{R_w},$$

$$Q_w = \frac{\pi \cdot n}{3n+1} \cdot (R_w \cdot (1 - \alpha))^3 \times \\ \times \left(\frac{R_w \cdot (1 - \alpha) \cdot \Delta P}{2L \cdot K} \right)^{\frac{1}{n}}. \quad (15)$$

Таким образом, мы получили базовое уравнение, позволяющее оценивать объем бурового раствора, поглощаемого в процессе строительства подводного перехода методом наклонно-направленного бурения.

Для описания проводящей способности нецементированных грунтов существуют значительные технические препятствия. Это связано со значительным разбросом фракционного состава нецементированных грунтов, что осложняет возможность описания поведения обломочных, нецементированных грунтов в едином массиве. Их отличительной чертой является высокая поглощающая способность бурового раствора вследствие его фильтрации в них, неустойчивость нецементированных частиц на стенках скважины, что ведет к разрушению и даже потере ствола скважины. Для инженерно-технического описания процессов фильтрации бурового раствора в них используются представления о фиктивных грунтах [6].

Более подробная детализация методов расчета, в связи с ограниченным объемом статьи, будет приведена в последующих публикациях.

Выводы

Основываясь на положениях о допустимом содержании выбуренной породы в буровом растворе, о допустимой или реализуемой механической скорости бурения, производительных затрат времени в бурении, становится возможной инженерно-техническая и экономическая оценка затрат на объем бурового раствора, необходимого для осуществления процесса бурения.

Такая инженерно-техническая оценка позволяет более обоснованно определять затраты на процесс строительства подводных переходов на этапе проектирования.

СПИСОК ИСПОЛЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Спектор Ю.И., Скрепнюк А.Б., Овчинников Н.Т., Шарафутдинов З.З. Проектирование строительства скважин для подводных переходов магистральных нефтепроводов в ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ» // Нефтегазовое дело. 2003. С. 153-167.

2. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика. СПб.: НПО «Профессионал». 2006. 424 с.

3. Земляной А.А. Совершенствование методов изоляции водопритоков в скважинах с горизонтальным окончанием: дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2016. 125 с.

4. Земляной, А.А., Голофаст С.Л., Трифонов А.В., Белов А.В., Козлов Е.Н. Исследование процесса фильтрации водоизоляционных составов в проницаемые среды // Нефтяное хозяйство. 2015. № 6. С.72-75.

5. Уилкинсон У.Л. Неньютоновские жидкости: пер. с англ. М.: Мир, 1964. 216 с.

6. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. М.: Гостоптехиздат, 1949. 524 с.

REFERENCES

1. Spektor Yu.I., Skrepnyuk A.B., Ovchinnikov N.T., Sharafutdinov Z.Z. Proektirovanie stroitel'stva skvazhin dlya podvodnykh perekhodov magistral'nykh nefteprovodov v OAO «AK «TRANSNEFT» [Design of Well Construction for Underwater Main Pipelines of OAO «AK «TRANSNEFT»] *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2003, pp. 153–167. [in Russian].

2. Sharafutdinov Z.Z., Chegodaev F.A., Sharafutdinova R.Z. *Burovye i tamponazhnye rastvory. Teoriya i praktika* [Drilling and Grouting Solutions. Theory and Practice]. Sankt Petersburg, NPO «Professional» Publ., 2006. 424 p. [in Russian].

3. Zemlyanoi A.A. *Sovershenstvovanie metodov izolyatsii vodopritokov v skvazhinakh s gorizontальnym okonchaniem: dis. kand. tekhn. nauk* [Improvement of Methods of Isolation of Water Flows in Wells with Horizontal End: Cand. Tekhn. Sci. Diss.]. Ufa, 2016. 125 p. [in Russian].

4. Zemlyanoi, A.A., Golofast S.L., Trifonov A.V., Belov A.V., Kozlov E.N. Issledovanie protsessa fil'tratsii vodoizolyatsionnykh sostavov v pronitsaemye sredy [The study of the process of filtration waterproofing compounds in porous environment]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2015, No. 6, pp.72–75. [in Russian].

5. Uilkinson U.L. *Nen'yutonovskie zhidkosti: per. s angl.* [Non-Newtonian Fluids: Transl. from Engl.]. Moscow, Mir Publ., 1964. 216 p. [in Russian].

6. Shchelkachev V.N., Lapuk B.B. *Podzemnaya gidravlika* [Underground hydraulics]. Moscow, Gostopkhozdat Publ., 1949. 524 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ
ABOUT THE AUTHORS

Шарафутдинов З. З., доктор технических наук, главный научный сотрудник центра технологии строительства, обследования зданий и сооружений, испытательных лабораторий ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Российская Федерация

Z. Z. Sharafutdinov, Doctor of Engineering Science, Chief Researcher of Center for Construction Methods, Inspection of Buildings and Facilities, Testing Laboratories, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation
e-mail: SharafutdinovZZ@niitnn.transneft.ru

Сансай А. Н., вице-президент ПАО «Транснефть», г. Москва, Российская Федерация
A. N. Sapsay, Vice President, Transneft PJSC, Moscow, Russian Federation

Вафин Д. Р., научный сотрудник лаборатории линейной части и подводных переходов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Российская Федерация

D. R. Vafin, Researcher of Linear Part and Submerged Crossing Laboratory, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation
e-mail: VafinDR@niitnn.transneft.ru

Шаталов Д. А., кандидат технических наук, заместитель заведующего лабораторией линейной части и подводных переходов, ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Российская Федерация

D. A. Shatalov, Candidate of Engineering Science, Deputy Head of Linear Pipeline and Submerged Crossing Laboratory, Transneft R&D, LLC, Moscow, Russian Federation
e-mail: ShatalovDA@niitnn.transneft.ru