ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИМИТИРУЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРИ РАСЧЕТЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ НЕФТЕПРОВОДОВ И ГАЗОПРОВОДОВ

Т.Н. Бормотова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
Пермь, Россия

При проектировании и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта возникает необходимость выполнения гидравлических расчетов нефтепроводов и газопроводов. Основная задача, возникающая при гидравлическом расчете трубопроводов, – определение перепадов давления (потерь напора). Сложность расчета нефтепроводов, транспортирующих многофазную смесь, заключается в том, что в газожидкостном потоке имеет место относительное движение фаз, обусловленное их различными плотностью и вязкостью, что приводит к образованию газовых пробок и пульсациям потока. Движение продукции скважин осложняется всхолмленным рельефом местности, наличием косогоров, а также высокой вязкостью газожидкостной смеси, присутствием в ней парафинов и асфальтенов.

Система сбора попутного нефтяного газа является составной частью системы внутрипромыслового сбора и транспорта всей продукции нефтяных скважин. При движении попутного нефтяного газа по трубе происходит непрерывное снижение давления вследствие скопления конденсата и загрязнений (также возможно выпадение гидратов и льда), которые для бесперебойной эксплуатации газопроводов необходимо удалять путем откачки, продувки и очистки трубопроводов.

В данной работе на основе компьютерного моделирования и расчетов приведены гидравлические характеристики нефтегазосборного коллектора «Моховское месторождение – МФНУ-1» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и газопроводов «Кокуй – Кыласово – Пермь» ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка». На основании проведенных гидравлических расчетов даны рекомендации о возможностях дальнейшей эксплуатации указанных трубопроводов, а также для организации системы сбора нефти и попутного нефтяного газа. По результатам работы определены лимитирующие факторы при расчете пропускной способности нефтепроводов и газопроводов. При расчете пропускной способности нефтепроводов следует учитывать не только потери давления на трение, но и потери давления на преодоление газовых пробок, возникающих вследствие действия гравитационных сил. Лимитирующим фактором при расчете пропускной способности газопроводов является гидравлическое сопротивление, обусловленное силами трения вследствие скопления в трубопроводе конденсата и загрязнений.

Ключевые слова: продукция скважин, гидравлический расчет нефтепровода и газопровода, пропускная способность трубопровода, лимитирующий фактор, многофазная транспортировка, попутный нефтяной газ, компьютерное моделирование.

DEFINITION OF LIMIT FACTORS FOR CALCULATION OF OIL AND GAS PIPELINE CAPACITY

T.N. Bormotova

Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPIneft” in Perm,
Perm, Russian Federation

For projecting and exploitation of pipeline transport objects it is necessary hydraulic design of oil and gas pipeline. The main problem of hydraulic calculation is definition of pressure overfalls (loss of pressure). The complication of oil pipeline design consists in the relative phase movement because of different density and viscosity. It leads to the formation of gas corks and flow pulsation. The movement of well production is complicated by hilly relief, slopes and high viscosity of gas-liquid system, paraffins and asphaltenes.

The system of associated gas collection is constituent of the oil field collection and transport well production system. Moving associated gas the continuous loss of pressure has been going on because of condensate and soiling accumulation (also it is possible falling out of hydrates and ice) which it is necessary to regular delete by pump out, blowing through and purification of pipeline.

In this paper on the base of computer modeling and calculations have been presented the hydraulic characteristics of oil pipeline “Mokhovskoe field – MFNU-1” “LUKOIL-PERM” and gas pipelines “Kokui – Kylasovo – Perm” LLC “LUKOIL-Permneftegazpererabotka”. On the base of hydraulic calculations results have been given recommendations about possibilities of pipeline exploitation, to organization of oil and associated gas collection system. Have been defined limit factors for calculation of oil and gas pipeline capacity. For calculation of oil pipeline capacity it should be taken into account loss of pressure because of friction and gas corks formed by force of gravity. The limit factor for calculation of gas pipeline capacity is the hydraulic strength conditioned by force of friction because of condensate and soiling accumulation.

Keywords: well production, hydraulic calculation of oil and gas pipeline, pipeline capacity, limit factor, multiphase transport, associated gas, computer modeling.

Введение

Среди множества технологических расчетов особое значение имеют гидравлические расчеты, являющиеся базой для принятия широкого спектра решений при проектировании и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта [1–5]. Гидравлический расчет позволяет определить перепады давления (потери напора) на том или ином участке трубопровода либо на всей длине трубопровода [6–12]. В данной статье рассматриваются результаты гидравлического расчета нефтегазосборного коллектора «Моховское месторождение – МФНУ-1» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и газопроводов «Кокуй – Кыласово – Пермь» ООО «Пермнефтегазпереработка» с целью прогнозирования нештатных ситуаций, возникающих при эксплуатации трубопроводов, предотвращения возможных аварий и отказов трубопроводов.

Гидравлический расчет нефтегазосборного коллектора «Моховское месторождение – МФНУ-1»

Целью проведения гидравлического расчета сборного нефтепровода при многофазной транспортировке скважинной продукции с Моховского, Викторинского и Дозорцевского месторождений до МФНУ-1 послужило задание ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» об определении возможности организации системы сбора нефти, обеспечивающей давления на устьях отдаленных добывающих скважин № 1 и № 2 Моховского месторождения не более 4,0 МПа (давление на МФНУ-1 составляет 0,7 МПа).

Расчет выполнен в программной системе для компьютерного моделирования технологий промышленного сбора и многофазного транспорта нефти, газа и конденсата «ГазОйлТранс» ООО «НТФ ТЕРМОГАЗ» (г. Киев, Украина).

Исходные данные для расчета:

– расход безводной нефти и воды;

- газовый фактор;
- плотность безводной нефти, воды и газа при стандартных условиях;
- вязкость жидкости при температуре транспорта;
- средняя температура транспорта;
- давление в конце расчетного участка;
- давление насыщения нефти газом;
- диаметр и длина трубопровода (по участкам);
- перепад высот (положительный – при подъеме, отрицательный – при спуске).

При расчете свойства жидкости приняты согласно НИР «Проведение лабораторных исследований по определению физико-химических свойств нефти Моховского, Викторинского и Дозорцевского месторождений ЦДНГ-1 (Дороховский участок)». Расчет выполнен при существующих объемах добычи нефти и с учетом проектной (максимальной) вязкости жидкости 200 мПа·с.

Последовательность гидравлического расчета промышленного нефтепровода при движении газожидкостной смеси:

1. Задаются исходные данные: расходы безводной нефти и воды, физико-химические свойства нефти и газа, условия транспорта.

2. Строится расчетная схема сбора нефти, при этом каждый трубопровод разбивается по длине на восходящие и нисходящие участки с указанием диаметра, длины каждого участка, разности высотных отметок.

3. При известном давлении в конце расчетного участка рассчитывается перепад давления и давление в начале расчетного участка.

Расчетная схема и результаты гидравлического расчета, выполненного в программной системе «ГазОйлТранс», представлены на рис. 1.

Согласно проведенному гидравлическому расчету при проектной (максимальной) вязкости жидкости 200 мПа·с давление на устье скважины № 2 составляет 4,04 МПа, давление на устье скважины № 1 – 4,21 МПа. Фактическое давление на устье скважины № 2 составляет

Рис. 1. Расчетная схема и результаты гидравлического расчета, выполненного в программной системе «ГазОйлТранс»

3,8 МПа (при вязкости жидкости 22,6 мПа·с), фактическое давление на устье скважины № 1 – более 4,0 МПа, что приводит к периодической остановке скважины № 1 и невозможности ее запуска. Полученные данные свидетельствуют о достаточно высокой точности проведения гидравлического расчета промышленного нефтепровода при многофазной транспортировке скважинной продукции. Наибольшие потери давления 1,56 МПа наблюдаются на участке АГЗУ (скв. 2) – камера пуска-приема КППОУ Моховского месторождения (длина участка 4175 м).

С целью проверки верности проектных решений при выборе диаметра нефтегазосборного коллектора от АГЗУ на скважине № 2 до КППОУ Моховского месторождения выполнен вариант гидравлического расчета с увеличением диаметра данного трубопровода с 114 до 159 мм. Расчет показывает, что увеличение диаметра приводит к уменьшению давления на скважине № 1 только на 0,05 МПа (в связи с тем, что потери давления на трение незначительны по сравнению с потерями давления на преодоление газовых пробок), а при проектной вязкости

200 мПа·с давления на скважинах превышают 4,0 МПа.

Таким образом, организация системы сбора нефти со скважин № 1, № 2 Моховского месторождения, обеспечивающая давления на устьях не более 4,0 МПа, невозможна, так как снизить давление требуется во всей системе сбора нефти и газа с Дозорцевского, Викторинского и Моховского месторождений.

На основании проведенного гидравлического расчета НГСК «Моховское месторождение – МФНУ-1» для обеспечения давления на устьях отдаленных добывающих скважин № 1 и № 2 Моховского месторождения не более 4,0 МПа необходимо пересмотреть принципиальные решения относительно способа транспорта нефти и газа с Моховского месторождения:

- оценить возможность подключения нефтепроводов к другим ближайшим существующим трубопроводам системы сбора;

- при невозможности такого подключения требуется установка ДНС, оснащенной мультифазными перекачивающими или высоконапорными насосами, например электроцентробежными (ЭЦН), эжектором и трубным сепаратором.

Гидравлический расчет газопроводов «Кокуй – Кыласово – Пермь»

Целью проведения гидравлического расчета газопроводов, находящихся в техническом коридоре «Кокуй – Кыласово – Пермь», послужило задание ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» о проверке пропускной способности газопроводов в связи с возможностью транспортировки по-

путного газа при существующих параметрах 275 млн м³ в 2011 г. и с перспективной увеличением объемов перекачки до 416 млн м³ в 2014 г. на ГКС «Кокуй» и до 423 млн м³ от узла переключения «Кыласово», а также исходя из технического состояния газопроводов.

В расчете участвовали следующие газопроводы (рис. 2):

Рис. 2. Схема южного направления газопроводной системы ООО «Пермнефтегазпереработка»

1. «Чернушка – Пермь» (от ГКС «Кокуй» до узла переключения «Кыласово» и далее до ГЗУ) 1971 г., $\varnothing 530 \times 7$, общая протяженность трубопровода от ГКС «Кокуй» до ГЗУ равна 99,53 км (43,0 км от ГКС «Кокуй» до узла переключения «Кыласово», 56,53 км от узла переключения «Кыласово» до ГЗУ).

2. Лупинг «Чернушка – Пермь» 1994 г., $\varnothing 530 \times 7$, 24,0 км.

3. «Кокуй – Кыласово» 1975 г., $\varnothing 530 \times 7$, 42,9 км.

4. 1-я очередь «Кокуй – Пермь» 1980 г., $\varnothing 720 \times 7$, 45,1 км.

Гидравлический расчет газопроводов «Кокуй – Кыласово – Пермь» при фактическом и перспективном уровне добычи попутного газа выполнен по программе выбора диаметров и теплогидравлического расчета трубопроводных систем «Гидросистема 2005» НТП «Трубопровод» (г. Москва).

Исходные данные для расчета:

– фактический объем попутного газа, транспортируемого с ГКС «Кокуй», $Q = 270,1$ млн $\text{м}^3/\text{год} = 30833,33$ $\text{м}^3/\text{ч}$. Объем попутного нефтяного газа с учетом врезки с ООО «УралОйл» $Q = 274,644$ млн $\text{м}^3/\text{год} = 31\,352,05$ $\text{м}^3/\text{ч}$;

– перспективный объем попутного газа, транспортируемого с ГКС «Кокуй» (2014 г.), $Q = 416,391$ млн $\text{м}^3/\text{год} = 47\,533,22$ $\text{м}^3/\text{ч}$. Объем попутного нефтяного газа с учетом врезки с ООО «УралОйл» в 2014 г. $Q = 423,578$ млн $\text{м}^3/\text{год} = 48\,353,65$ $\text{м}^3/\text{ч}$;

– фактическое давление на выкиде с ГКС «Кокуй» $P_{\text{ф}} = 0,7$ МПа (разрешенное $P_{\text{р}} = 0,9$ МПа);

– фактическое давление на узле переключения «Кыласово» $P_{\text{ф}} = 0,35$ МПа (разрешенное $P_{\text{р}} = 0,7$ МПа);

– фактическое давление на ГЗУ (Пермь) $P_{\text{ф}} = 0,12$ МПа (разрешенное $P_{\text{р}} = 0,9$ МПа).

Последовательность гидравлического расчета газопроводов:

1. Задаются исходные данные: климатические данные, параметры трубопроводов, в том числе шероховатость внут-

ренней поверхности труб, определяющая потери давления на трение, параметры заложения, данные относительно параметров транспортируемого газа.

2. Строится расчетная схема сбора газа, при этом каждый трубопровод разбивается на ветви и узлы, которые представляют собой отдельные элементы трубопровода с заданными параметрами.

3. Задав характеристику одного узла (фактическое давление на ГЗУ), с помощью варьирования шероховатости до фактического значения доводят давление на следующем узле газопровода (на узле переключения «Кыласово»).

4. В построенной расчетной модели газопровода изменяют фактический уровень добычи попутного газа на перспективный и определяют соответствующие перспективному расходу газа потери давления.

Результаты гидравлического расчета при перспективном уровне добычи попутного газа, выполненного в программе «Гидросистема 2005», представлены в таблице.

Рекомендации к организации системы сбора попутного нефтяного газа на участках ГКС «Кокуй» – узел переключения «Кыласово» – ГЗУ:

1. На участке ГКС «Кокуй» – узел переключения «Кыласово» газопровод теоретически обеспечит прокачку 416 млн м^3 газа в год только при условии работы по двум существующим газопроводам и проведения ремонтов аварийных участков. Также, учитывая срок эксплуатации газопроводов, необходимо задействовать лупинг «Чернушка – Пермь» при производстве ремонтных работ на газопроводах. Прокачка по одной нитке невозможна из-за превышения фактического давления (выше допустимого), а также по причине невозможности развивать давление 1,25 МПа компрессорным оборудованием.

2. На участке узел переключения «Кыласово» – ГЗУ газопровод обеспечивает прокачку 423 млн м^3 газа в год, однако,

Результаты гидравлического расчета газопроводов газопроводов ГКС «Кокуй» – узел переключения «Кыласово» – ГЗУ (перспективный уровень добычи попутного газа)

№ п/п	Ветвь	Расход, м ³ /ч	Длина, км	Эквивалентный внутренний диаметр, см	Давление, МПа (изб.)		Потери давления, МПа (изб.)
					нач.	кон.	
1а	ГКС «Кокуй» – узел переключения «Кыласово» (прокачка по двум ниткам диаметром 530×7 каждая)	47533,22	43,0	67,8	0,90	0,54	0,36
1б	ГКС «Кокуй» – узел переключения «Кыласово» (прокачка по одной нитке диаметром 530×7)	47533,22	43,0	51,6	1,25	0,54	0,71
2	Узел переключения «Кыласово» – ГЗУ (прокачка по двум ниткам диаметром 530×7, 720×7)	48353,65	56,53	81,7	0,54	0,12	0,42

с учетом срока эксплуатации газопровода, возможно увеличение числа отказов на данном участке.

3. Для бесперебойной эксплуатации газопроводов необходимо предотвращать образование конденсата и загрязнений путем:

- подготовки газа на ГКС (проведение процессов сепарации и охлаждения с целью очистки нефтяного газа от жидкости и механических примесей);
- расстановки конденсатосборников по трассам газопроводов;
- продувки, очистки трубопроводов от механических примесей, песка и пр. [13–16].

Заключение

На основании полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. Лимитирующими факторами при расчете пропускной способности нефтепроводов являются вязкость газожидкостной смеси и скорость образования га-

зовых пробок, обусловленная относительным движением фаз в многофазных потоках вследствие действия гравитационных сил (разности геодезических отметок). Таким образом, при расчете пропускной способности нефтепроводов следует учитывать потери давления не только на трение, но и на преодоление газовых пробок.

2. Лимитирующим фактором при расчете пропускной способности газопроводов является гидравлическое сопротивление, обусловленное силами трения вследствие скопления в трубопроводе конденсата и загрязнений.

Данные факторы необходимо учитывать при выборе диаметров и числа сборных коллекторов, для прогнозирования нештатных ситуаций, возникающих при эксплуатации трубопроводов, предотвращения возможных аварий и отказов трубопроводов.

Список литературы

1. Бормотова Т.Н. Создание алгоритма расчета разделения продукции скважин и обоснование показателей промыслового оборудования с использованием современного программного обеспечения (на примере установки предварительного сброса пластовой воды «Чашкино») // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 3. – С. 62–72.
2. Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технологии и оборудование: учеб. пособие / Р.С. Сулейманов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков, В.В. Чеботарев, В.А. Ставицкий, О.П. Кабанов, Н.В. Пестрецов. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 450 с.
3. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учеб.-практ. пособие. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.
4. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. – Казань: ФЭН, 2002. – 512 с.

5. Charls G.E., Monson S.G. The coalescence of a liquid drop at a liquid (liquid interface) // *Journal of Colloid science with plat.* – 1960. – Vol. 15, № 2. – P. 105–122.
6. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 658 с.
7. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – Казань: ФЭН, 2000. – 415 с.
8. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1973. – 280 с.
9. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. – М.: Недра, 1987. – 144 с.
10. Valentas K.J., Amupdson N.R. Wreakage and coalescence in dispersed phase systems // *Ind. Eng. Chem. Fundamentals.* – 1966. – Vol. 5, № 4. – P. 533–542.
11. Barat P.M., Tavlarides L.L. Mass Transfer in a liquid – liquid CFSTR // *A.L. Ch.E. Journal.* – 1985. – Vol. 31.
12. Park J.V., Blair L.M. The effect of coalescence on drop size distribution in a agited liquid – liquid dispersion // *Chem. Eng. Sci.* – 1975. – Vol. 30, № 9.
13. Чеботарев В.В. Расчеты основных показателей технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции: учеб. пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – 408 с.
14. Ситенков В.Т. Технологическое проектирование обустройства нефтяных месторождений / ОАО «ВНИИОЭНГ». – М., 2007. – 456 с.
15. Движение газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев, Г.Э. Одишария, О.В. Клапчук, А.А. Точигин, Н.И. Семенов. – М.: Недра, 1978. – 270 с.
16. Meijs F.H., Mitchell R.W. Studies on the improvement of coalescence conditions of oilfield emulsions // *Journal of Petroleum Technology.* – 1974. – №. 5. – P. 563–570.

References

1. Bormotova T.N. Sozдание algoritma rascheta razdeleniia produktsii skvazhin i obosnovanie pokazatelei promyslovogo oborudovaniia s ispol'zovaniem sovremennogo programmogo obespecheniia (na primere ustanovki predvaritel'nogo sbrosa plastovoi vody "Chashkino") [Construction of algorithm for calculation of well-head stream separation and argument indices of oil field equipment using modern computer programs (for example of oil dehydrating "Chashkino")]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 3, pp. 62–72.
2. Suleimanov R.S., Khafizov A.R., Shaidakov V.V., Chebotarev V.V., Stavitskii V.A., Kabanov O.P., Pestretsov N.V. Sbor, podgotovka i khranenie nefiti i gaza. Tekhnologii i oborudovanie [Collection, preparation and keeping oil and gas. Technologies and equipment]. Ufa: Neftgazovoe delo, 2007. 450 p.
3. Spravochnik inzhenera po ekspluatatsii neftegazoprovodov i produktoprovodov [Reference book of oil-gas pipelines and production pipelines]. Moscow: Infra-Inzheneriia, 2006. 928 p.
4. Tronov V.P. Sistemy neftegazosbora i gidrodinamika osnovnykh tekhnologicheskikh protsessov [Systems of oil-gas collection and hydrodynamics of the main technological processes]. Kazan: FAN, 2002. 512 p.
5. Charls G.E., Monson S.G. The mechanism of partial coalescence of liquid drops at liquid/liquid interfaces. *Journal of Colloid science with plat*, 1960, vol. 15, no. 2, pp. 105–122.
6. Tugunov P.I., Novoselov V.F., Korshak A.A., Shammazov A.M. Tipovye raschety pri proektirovanii i ekspluatatsii neftebaz i nefteprovodov: uchebnoe posobie dlia vuzov [Standard calculations for projecting and exploitation of oil reservoirs and oil pipelines: educational supply for institutions of higher education]. Ufa: DizainPoligrafServis, 2002. 658 p.
7. Tronov V.P. Promyslovaia podgotovka nefiti [Oil field treatment]. Kazan: FAN, 2000. 415 p.
8. Guzhov A.I. Sovmestnyi sbor i transport nefiti i gaza [Combined collection and transport of oil and gas]. Moscow: Nedra, 1973. 280 p.
9. Medvedev V.F. Sbor i podgotovka neustoichivyykh emul'sii na promyslakh [Collection and preparation of unstable emulsion on the oil fields]. Moscow: Nedra, 1987. 144 p.
10. Valentas K.J., Amundson N.R. Breakage and coalescence in dispersed phase systems. *Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals*, 1966, vol. 5, no. 4, pp. 533–542.

11. Barat P.M., Tavlarides L.L. Mass Transfer in a liquid – liquid continuous flow stirred tank reactor. A.L. *Chemical Engineering Journal*, 1985, vol. 31.
12. Park J.V., Blair L.M. The effect of coalescence on drop size distribution in a agited liquid – liquid dispersion. *Chemical Engineering Science*, 1975, vol. 30, no. 9.
13. Chebotarev V.V. Raschety osnovnykh pokazatelei tekhnologicheskikh protsessov pri sbore i podgotovke skvazhinnoi produktsii [The main indices calculations of the technological processes for collection and preparation well production]. Ufa: Izdatel'stvo Ufimskogo gosudarstvennogo neftianogo tekhnicheskogo universiteta, 2007. 408 p.
14. Sitenkov V.T. Tekhnologicheskoe proektirovanie obustroistva neftianyx mestorozhdenii [Technological projecting of oil fields construction]. Moscow: Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii institut organizatsii, upravleniia i ekonomiki neftegazovoi promyshlennosti, 2007. 456 p.
15. Mamaev V.A., Odishariia G.E., Klapchuk O.V., Tochigin A.A., Semenov N.I. Dvizhenie gazozhidkostnykh smesei v trubakh [The movement gas-liquid systems in pipelines]. Moscow: Nedra, 1978. 270 p.
16. Meijs F.H., Mitchell R.W. Studies on the improvement of coalescence conditions of oilfield emulsions. *Journal of Petroleum Technology*, 1974, vol. 26, no. 5, pp. 563–570.

Об авторе

Бормотова Татьяна Николаевна (Пермь, Россия) – руководитель группы отдела обустройства нефтяных и газовых месторождений филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, д. 29; e-mail: bormotova_tn@mail.ru, bormotova@permnipineft.com).

About the author

Tat'iana N. Bormotova (Perm, Russian Federation) – Group Leader, Department of the Oil and Gas-field Construction, Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPIneft” in Perm (614066, Perm, Sovetskoi Armii st., 29; e-mail: bormotova_tn@mail.ru, bormotova@permnipineft.com).

Получено 28.08.2013