

Оценка функций относительных фазовых проницаемостей по данным лабораторных экспериментов

А.И. Никифоров

д.ф.м.н., зав. лаб.¹

nikiforov@mail.knc.ru

Б.Я. Маргулис

к.х.н.²

О.В. Лукьянов

зав. лаб.²

lab105@neftpx.ru

Р.В. Садовников

к.т.н., с.н.с.¹

sadovnikov@mail.knc.ru

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт механики и машиностроения Казанского научного центра Российской академии наук — ИММ КазНЦ РАН, Казань, Россия

²ОАО Научно-исследовательский институт по нефтепромысловому химии — ОАО НИИнефтепрохим, Казань, Россия

Представлен метод оценки функций относительных фазовых проницаемостей на основе лабораторных экспериментов на керне. Функции строились, исходя из минимизации разницы между экспериментальными данными и численными результатами, полученными с помощью математического моделирования процесса вытеснения нефти водой из образца пористой среды. С помощью метода были обработаны результаты ряда лабораторных экспериментов для образцов скважин реального нефтяного месторождения.

Материалы и методы

Для определения значения абсолютной проницаемости образцов в лабораторных условиях использовались методики, изложенные в государственном стандарте. Определение проницаемости образца по воде и нефти проводилось на лабораторной установке УИПК – 1М. Количество остаточной воды в образце определяется методом ЯМР. Для математического моделирования вытеснения нефти водой из образца пористой среды используется модель, предложенная Баклеем и Левереттом. Численная аппроксимация задачи строится с помощью интегро-интерполяционного метода и схемы IMPES метода. Поиск минимума функции невязки осуществляется с помощью метода деформируемого многогранника.

Ключевые слова

вытеснение нефти водой, относительная фазовая проницаемость, некорректная задача

Введение

Функции относительных фазовых проницаемостей являются ключевым параметром для моделирования многофазных потоков в пористых средах. Эти функции содержат основную информацию о динамическом взаимодействии фаз в пористой среде, и должны оцениваться на основе лабораторных экспериментов. Существует две принципиально разные группы экспериментальных методов определения относительных фазовых проницаемостей: стационарные и нестационарные [1, 2]. Главным недостатком первой группы методов является длительное время проведения полной серии экспериментов. Нестационарные методы требуют гораздо меньше времени на проведение эксперимента, но также имеют ряд ограничений [1]. Задаче определения функций относительных фазовых проницаемостей посвящено значительное количество публикаций. Достаточно полный обзор теоретических и экспериментальных методов определения относительных фазовых проницаемостей изложен в работе [3].

В последние годы методики, основанные на решении обратных задач, широко применяются для определения различных параметров пластов, так как они позволяют использовать ту математическую модель, которая наиболее полно описывает все факторы, влияющие на процессы вытеснения. Оценку функций относительных фазовых проницаемостей по данным лабораторных экспериментов можно также рассматривать как некорректную обратную задачу. Для решения этой задачи требуется математическое моделирование процесса вытеснения нефти водой из образца пористой среды. При таком подходе необходимо выбрать функциональное представление кривых относительной фазовой проницаемости в зависимости от параметров. Затем значения этих параметров оцениваются из минимизации разницы между экспериментальными данными и численными результатами, полученными из математической модели.

1. Постановка прямой задачи (математическая модель)

Рассмотрим процесс вытеснения нефти водой из прямолинейного образца пористой среды длины L . Введем координату x , отсчитываемую вдоль образца, и будем считать направление течения горизонтальным. В рассматриваемый образец, первоначально заполненный нефтью, через сечение $x=0$ закачивается вода.

Считаем, что образец пористой среды является однородным и изотропным, т. е. его пористость и проницаемость постоянны. Поперечное сечение образца предположим достаточно малым так, что давление и насыщенность можно считать постоянными по сечению, а течение одномерным (т. е. происходящим вдоль оси x). В случае одномерного течения несжимаемых несмешивающихся жидкостей в условиях, когда поверхностное

натяжение между фазами невелико, можно пренебречь капиллярным давлением. Если также пренебречь влиянием силы тяжести, то процесс вытеснения допускает простое математическое описание, впервые предложенное Баклеем и Левереттом [4]. Уравнение модели Баклея-Леверетта имеет вид:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + v \frac{\partial f(s)}{\partial x} = 0, \quad (1.1)$$

где s — водонасыщенность, m — коэффициент пористости, k — коэффициент абсолютной проницаемости, v — суммарная скорость фильтрации, $f(s)$ — функция Баклея-Леверетта $f(s) = k_g(s)/(k_g(s) + k_n(s)\mu_g/\mu_n)$, $k_g(s)$ и $k_n(s)$ — функции относительных фазовых проницаемостей воды и нефти, μ_g и μ_n — коэффициенты динамической вязкости воды и нефти.

Характерной особенностью уравнения (1.1) является то, что это дифференциальное уравнение только относительно насыщенности. Изменение насыщенности во времени в образце можно получить в результате решения уравнения (1.1) независимо от распределения давления. Для нахождения распределения насыщенности к уравнению (1.1) необходимо добавить начальное и граничное условия:

$$\text{при } t = 0 \quad s(x, 0) = s_0, \quad (1.2)$$

$$\text{при } x = 0 \quad s(x, 0) = s_0, \quad (1.3)$$

Поскольку процесс вытеснения нефти из образца пористой среды происходит при заданном перепаде давления, то представляет интерес также и распределение давления в образце, для которого с учетом принятых предположений будет использовано уравнение неразрывности потока:

$$\partial v / \partial x = 0, \quad (1.4)$$

Здесь

$$v = -k \left(\frac{k_g(s)}{\mu_g} + \frac{k_n(s)}{\mu_n} \right) \frac{\partial p}{\partial x}$$

— суммарная скорость фильтрации. Для нахождения распределения давления по длине образца необходимо задать граничные условия:

$$vA \Big|_{x=0} = Q(t), \quad (1.5)$$

$$p(L, t) = p_k(t), \quad (1.6)$$

где A — площадь поперечного сечения рассматриваемого образца пористой среды, L — длина образца, $Q(t)$ — объемный расход закачанной жидкости.

2. Метод решения прямой задачи

Для решения задачи вытеснения нефти водой в образце пористой среды используется метод конечных разностей. Для этого рассматриваемый образец длины L разбивается на конечные блоки определенного размера $\Delta x = L/N$, где N — количество блоков. Для построения разностных уравнений использовался интегро-интерполяционный метод [5, 6]. Разностное уравнение для насыщенности будет иметь следующий вид:

$$s_i^{n+1} = s_i^n - \frac{v \Delta t}{m \Delta x_i} \left(f_{i+1/2}^n - f_{i-1/2}^n \right), \quad (2.1)$$

Для вычисления значений функции Баклея-Леверетта

$$f_{i+1/2}^n, f_{i-1/2}^n$$

через значения переменных в узлах сетки используется схема ориентированная «против потока». С введением ориентации «против потока» разностная задача для насыщенности запишется в виде [7]:

$$s_i^{n+1} = s_i^n - \frac{v\Delta t}{m\Delta x_i} (f_i^n - f_{i-1}^n), \quad (2.2)$$

$$s_i^0 = s_0, \quad i = 1, \dots, N, \quad (2.3)$$

$$s_1^n = s_0, \quad n = 1, \dots, N_t, \quad (2.4)$$

где N_t — количество временных шагов в интервале проведения лабораторных исследований T . Такая численная схема получила в литературе название — схема «куголок» [7]. Разностная схема для определения поля давлений в исследуемом образце имеет следующий вид:

$$\frac{1}{\Delta \bar{x}_i} \left(\lambda_{i-1/2} \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x_i} - \lambda_{i-1/2} \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x_{i-1}} \right) = 0, \quad (2.4)$$

$$\frac{Q}{A} = \lambda_{i/2} \frac{p_i - p_0}{\Delta x_0}, \quad (2.5)$$

$$p_N = p_k. \quad (2.6)$$

Здесь $\lambda_{i\pm 1/2}$ — значение проводимости, которое определяется по среднегармоническому закону через значения проводимости в узлах разностной сетки:

$$\lambda_{i\pm 1/2} = \frac{2\lambda_i \lambda_{i\pm 1}}{\lambda_i + \lambda_{i\pm 1}},$$

$$\lambda_i = (k_o(s_i) / \mu_o + k_n(s_i) / \mu_n), \Delta_{xi} = \Delta_{xi} - \Delta_{xi-1}.$$

Разностная задача для давления (2.4), (2.5) решается методом прогонки на каждом временном шаге. Шаг по времени Δt подбирается так, чтобы выполнялось условие Куранта-Фридрихса-Леви [5, 6]. Значения насыщенности в коэффициентах подвижности выбираются с предыдущего временного слоя, т. е. используется схема IMPES метода [6]. Применение IMPES метода не требует дополнительных итераций для расчета коэффициентов проводимости.

3. Постановка обратной задачи

Решение обратной задачи сводится к минимизации невязки

$$J = \sum_i (\Delta p_i^n - \Delta p_i^e)^2 \quad (3.1)$$

где Δp_i^n — экспериментальные значения перепада давления в образце, Δp_i^e — значения, полученные в результате решения задачи (1.4–1.6) для давления. Для решения обратной задачи необходимо ограничить множество решений некоторым классом функций. Будем искать решение в виде степенных функций:

$$k_o(s) = A_o \left(\frac{s - s_*}{s^* - s_*} \right)^{n_o}, \quad (3.2)$$

$$k_n(s) = A_n \left(\frac{s^* - s}{s^* - s_*} \right)^{n_n}, \quad (3.3)$$

где A_o, A_n — множители, s_* — минимальная и s^* — максимальная водонасыщенности, n_o и n_n — показатели степени. Задавая зависимость относительных фазовых проницаемостей в виде (3.2), (3.3), мы сводим решение обратной задачи к определению параметров A_o, A_n, n_o и n_n . Поиск минимума функции невязки осуществляется с помощью метода деформируемого многогранника [8], который относится к методам безградиентного поиска, т. е. основанного на анализе значений самой функции без использования ее производных.

№ п/п	№ обр.	Абс. прон, мкм ²	Прон. по воде нач., мкм ²	прон. по нефти, км ²	Проницаемость по воде при вытеснении, мкм ²					К вытесн. по воде, %	Прон. по воде конечн., мкм ²
					Давление нагнетания, •10 ⁵ Па						
					1	2	3	4	5		
1	65-1	0,761	0,446	0,42	0,32 2,24	0,28 1,94	0,42 1,25	0,0173 0,15		63	0,0173
2	73-2	0,158	0,048	0,12	0,00151 0,36	0,00134 0,264	0,00148 0,263	0,00368 0,03	0,00212 0,125	55	0,00212
3	102-1	0,073	0,0252	0,02	0,00038 0,68	0,00022 0,895	0,00023 0,993	0,00028 0,943	0,00032 0,801	59	0,00032

Таб. 1 — Результаты лабораторных экспериментов

№ образца	L м	A м ²	S* д.ед.	S_* д.ед.	μ _o Па•с	μ _n Па•с	№ образца	k, мкм ²	A _o	n _o	n _n
65-1	0,3	0,66•10 ⁻³	0,15	0,78	0,0009	0,3068	65-1	0,175557	0,454260	5,302230	1,00001
73-2	0,3	0,683•10 ⁻³	0,27	0,73	0,0009	0,3068	73-2	0,193502	0,012789	1,433310	2,32944
102-1	0,3	0,664•10 ⁻³	0,16	0,82	0,0009	0,3068	102-1	0,050428	0,291669	7,396310	5,06477
							Среднее	0,139829	0,252906	4,710617	2,79807

Таб. 2 — Основные данные

Таб. 3 — Результаты решения обратной задачи

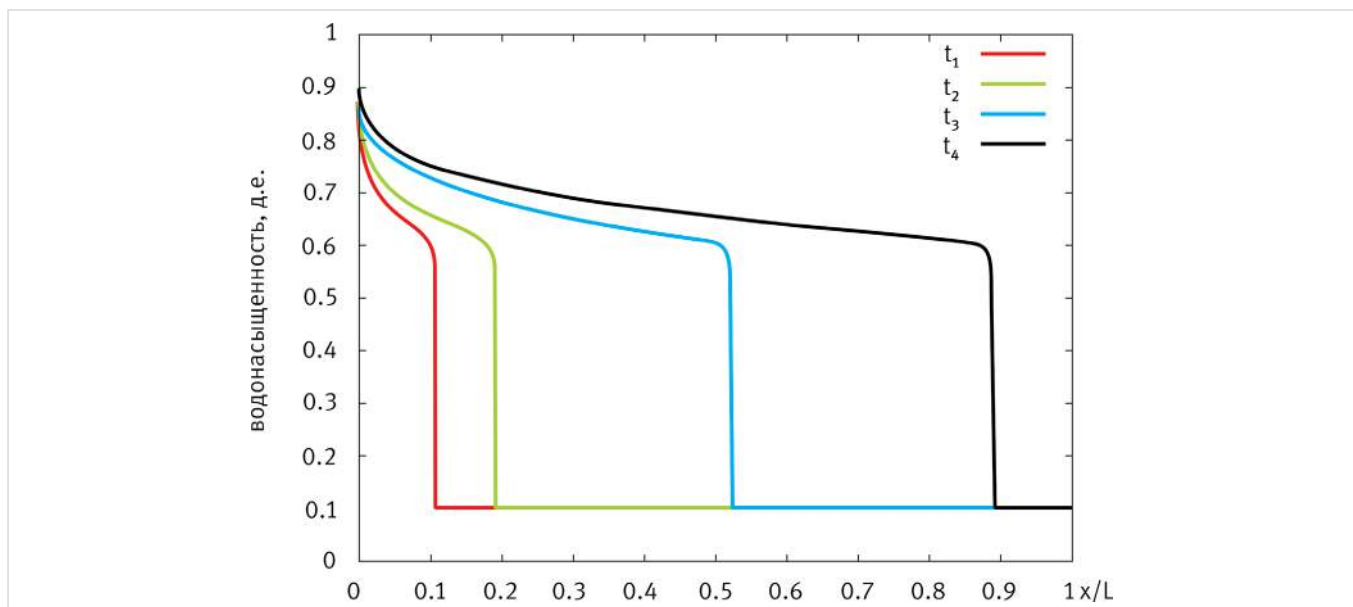


Рис. 1 — Распределение водонасыщенности на различные моменты времени по модели Баклея-Левверетта

4. Численные результаты

В этом разделе представлены численные результаты решения прямой задачи, а также определены зависимости относительных фазовых проницаемостей из решения обратной задачи на реальных образцах пористых сред.

4.1. Результаты тестирования численной модели

Рассмотрим вытеснение нефти $\mu_n = 0,002 \text{ Па} \cdot \text{с}$ водой $\mu_w = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}$ из образца зерна длины $L = 0,03 \text{ м}$, $m = 1$, с площадью поперечного сечения $A = 0,678 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$ при следующих значениях предельных водонасыщенностей: $s_w = 0,1$, $s_w^* = 0,9$. Скорость воды, закачиваемой в образец, поддерживается постоянной $v = 1 \text{ м/с}$, значение перепада давления $\Delta p = 0,05 \cdot \text{МПа}$. Функции относительных фазовых проницаемостей брались в виде [7]: $k_{r,n}(s) = (s - 0,1/0,8)^3$, $k_{r,w}(s) = (0,9 - s/0,9)^3$. Распределение водонасыщенности на различные моменты времени $t_1 = 181 \text{ с}$, $t_2 = 311 \text{ с}$, $t_3 = 804 \text{ с}$, $t_4 = 1348 \text{ с}$ представлены на рис. 1. Это распределение водонасыщенности хорошо совпадает с эталонным решением, полученным методом характеристик [7]. Также исследовалось влияние на расчеты количества узлов сетки по пространственной координате. Расчеты показали, что для численной схемы «уголок» уменьшение шага сетки по пространственной координате практически не влияет на распределение давления в образце, а также на величину скачка насыщенности и положение фронта вытеснения на различные моменты времени.

4.2. Результаты решения обратной задачи

С помощью описанного выше метода решения обратной задачи были обработаны результаты ряда лабораторных

экспериментов для образцов со скважины 2262 Аканского месторождения. Результаты лабораторных экспериментов представлены в таблице 1. Лабораторные эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей проводились в лаборатории ОАО «НИИнефтепромхим» по стандартным методикам [9]. Коэффициенты остаточной водонасыщенности, максимальной нефтенасыщенности образцов определялись методом ЯМР спектроскопии.

Основные данные лабораторных экспериментов по образцам приведены в таблице 2. Эти данные используются при решении обратной задачи.

В результате описанного выше алгоритма решения обратной задачи были определены следующие параметры фазовых кривых, которые приведены в таблице 3.

На рис. 2 приведены результаты решения обратной задачи: вычисленные зависимости относительных фазовых проницаемостей и функция Баклея-Левретта для образцов зерна.

Итоги

В данной работе на основе методов тематического моделирования и методов решения обратных задач разработан алгоритм восстановления функций относительных фазовых проницаемостей по данным лабораторных экспериментов. Алгоритм апробирован при обработке результатов эксперимента в лаборатории ОАО «НИИнефтепромхим» на образцах зерна со скважины 2262 Аканского месторождения.

Выводы

Представленный метод может использоваться для интерпретации результатов лабораторных экспериментов на зернах со скважин

реальных месторождений, а полученные функции относительных фазовых проницаемостей могут использоваться в задачах гидродинамического моделирования заводнения нефтяных пластов.

Список используемой литературы

- Honarpour M., Mahmood S.M. Relative Permeability Measurements: An Overview. SPE paper 18565, SPE Technology Today Series, 1986, pp. 963-966.
- Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H. Relative permeability of petroleum reservoirs. C.R.C. Press, Boca Raton, Florida, USA, 1986. 152 p.
- Abaci S., Edwards J.S., Whittaker B.N. Relative permeability measurements for two phase flow in unconsolidated sands. Mine Water and The Environment, Vol. 11, issue 2, June 1992. pp. 11-26.
- Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. Москва: Недра, 1984. 207 с.
- Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы. Москва: Наука, 1989. 432 с.
- Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Пер. с англ. Москва: Недра, 1982. 407 с.
- Максимов М.М., Рыбickaя Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. Москва: Недра, 1976. 264 с.
- Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование. Москва: Мир, 1975. 534 с.
- Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Черноглазов В.Н. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. Отраслевой стандарт. ОСТ 39-235-89, 1989 г.

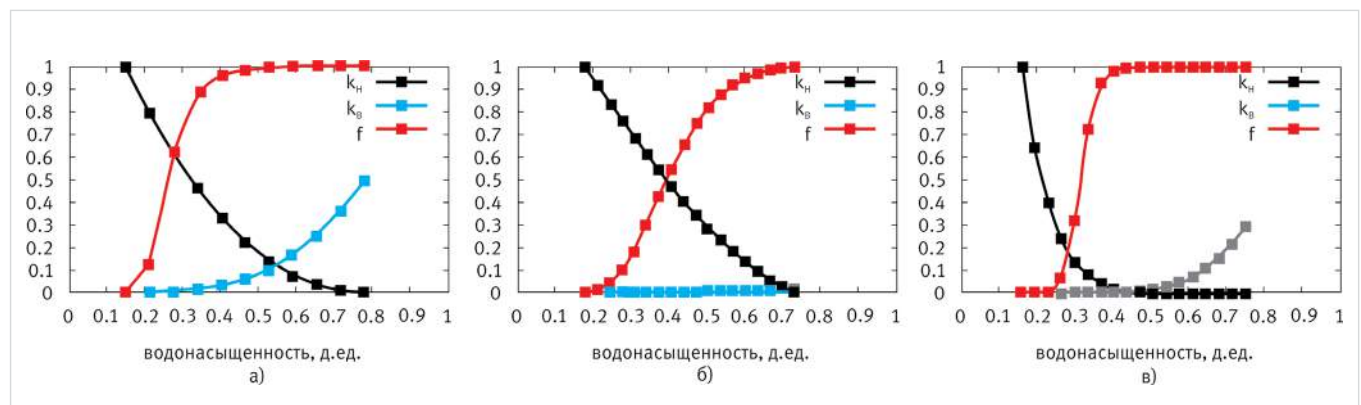


Рис. 2 — Зависимость относительных фазовых проницаемостей и функции Баклея-Левретта от водонасыщенности для образцов: а) 65-1, б) 73-2, в) 102-1

Estimation of relative permeability functions from data of laboratory experiments

Authors:

Anatoliy I. Nikiforov — head: prof., head. labs.¹; nikiforov@mail.knc.ru

Boris Y. Margulis — dr.²;

Oleg V. Luk'yanov — head. labs.²; lab105@neftpx.ru

Roman V. Sadovnikov — ph.d., senior scientist¹; sadovnikov@mail.knc.ru

¹Institute of Mechanics and Engineering, Kazan Science Center, Russian Academy of Sciences — IME KazSC RAS, Kazan, Russian Federation

²Research Institute for oilfield chemistry — JSC NIIneftepromchim, Kazan, Russian Federation

Abstract

A method for estimating functions of relative permeabilities based on actual laboratory experiments is proposed. Functions were estimated by minimizing the difference between experimental data and numerical results obtained by mathematical modeling of oil displacement by water from a sample of porous medium. Results of series of laboratory experiments for the samples from wells of actual oil field were processed by the method established.

Materials and methods

For determination of absolute permeability of samples in laboratory conditions procedures outlined in state standards were used. Determination of permeability of

sample on water and oil was conducted on a laboratory setting UIPK — 1M. Amount of residual water in the sample is determined by NMR. For mathematical modeling of oil displacement by water from the sample of porous medium, the model proposed by Buckley and Leverett is used. Numerical approximation of the problem is constructed using the control-volume method and the scheme of IMPES method. Search for the minimum of residual function is performed by the method of flexible polyhedron.

Results

An algorithm for reconstructing functions of relative permeabilities from laboratory experiments was developed in this paper based on mathematical modeling

methods and techniques for solving inverse problems. The algorithm was tested in processing the results of the experiment in the laboratory of NIIneftepromchim on core samples from well 2262 of Akanskoe field.

Conclusions

The method presented can be used to interpret the results of laboratory experiments on cores from the wells of the real fields, and the resulting functions of relative permeabilities can be used in problems of hydrodynamic modeling of field waterflooding.

Keywords

oil displacement by water, relative permeability curve, incorrect problem

References

- Honarpour M., Mahmood S.M. Relative Permeability Measurements: An Overview. SPE paper 18565, SPE Technology Today Series, 1986, pp. 963–966.
- Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H. Relative permeability of petroleum reservoirs. C.R.C. Press, Boca Raton, Florida, USA, 1986, 152 p.
- Abaci S., Edwards J.S., Whittaker B.N. Relative permeability measurements for two phase flow in unconsolidated sands. Mine Water and The Environment, Vol. 11, issue 2, June 1992, pp. 11–26.
- Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. *Dvizhenie zhidkostey i gazov v prirodnykh plastakh* [Movement of liquids and gases in natural formations]. Moscow: Nedra, 1984, 207 p.
- Samarskiy A.A., Gulin A.V. *Chislennyye metody* [Numerical Methods]. Moscow: Nauka, 1989. 432 p.
- Aziz Kh., Settari E. *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem* [Mathematical modeling of reservoir systems]. translation from English, Moscow: Nedra, 1982, 407 p.
- Maksimov M.M., Rybitskaya L.P. *Matematicheskoe modelirovanie protsessov razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy*. [Mathematical modeling of the development of oil fields]. Moscow: Nedra, 1976, 264 p.
- Khimel'blau D. *Prikladnoe nelineynoe programmirovaniye* [Applied Nonlinear Programming]. Moscow: Mir, 1975, 534 p.
- Dobrynin B.M., Kovalev A.G., Kuznetsov A.M., Chernoglazov B.H. *Neft'. Metod opredeleniya fazovykh pronitsaemostey v laboratornykh usloviyakh pri sovmestnoy statsionarnoy fil'tratsii*. [Method for determination of permeability in the laboratory at the joint stationary filtration]. *Otrasleyvoy standart Minnefteproma, OST 39-235-89*, Moscow: Minnefteprom, 1989.

СИБСТРОНГ

Горелки мазутные. Сделано в Новосибирске



Вас приветствует компания **СибСтронг** – производитель автоматических дутьевых горелок марки **ILKA-N**, работающие на тяжелых мазутах, сырой нефти, газо- конденсате, отработанных автомобильных масел и др. нефтепродуктах.

Разработанные конструктивные элементы горелки позволяют стабильно работать в сложных условиях эксплуатации (влажность, запыленность, вибрация, высокие температуры), при этом проста в эксплуатации и обслуживании.

ВСЕГДА В НАЛИЧИИ ВСЕ НЕОБХОДИМЫЕ КОМПЛЕКТУЮЩИЕ.

Высококвалифицированные технические специалисты **Центра сервисного обслуживания** готовы ответить на все вопросы связанные с подключением и работы горелок.

Адрес: 630039, Россия, г. Новосибирск, ул. Автогенная, д. 144, оф. 3, 4
Телефон: +7 (383) 344-98-76, 267-35-59, 291-14-56
E-mail: info@sibstrong.com
www.sibstrong.com