

Некоторые особенности коллекторских свойств горной породы

Г.М. Ярышев (Тюмень, Россия)
mail@reagent.su

к.ф. - м.н., с.н.с., лауреат премии Совмина СССР по науке и технике. Директор ООО «Реагент»

В.В. Ямщиков

зав. лабораторией математического моделирования ОАО «СибНИИП»

М.Г. Ярышев

инженер «Шлюмберге»

Дано обоснование необходимости определения статистической структуры коллекторов для повышения нефтеотдачи пластов. Подтверждена эффективность регулируемого пенного режима фильтрации в пласте для глубокого извлечения нефти из сложно построенных залежей.

Материалы и методы

Керн Талинской площади, пласт ЮК10-11. Определение проницаемости по ГОСТ 26450.1-85 и ОСТ 39-181-85, определение коэффициентов абсолютной и фазовой проницаемости по ГОСТ 26450.2-85 и ОСТ 39-235-89, определение коэффициента вытеснения нефти водой по ОСТ 39-195-86, повышение надежности оценки проницаемости коллекторов — метод выделения Гидродинамических Единиц Потока (ГЕП).

Ключевые слова

нефть, газ, нефтеотдача, пористость, проницаемость

Some features of the reservoir properties of the rock

Author

Gennady M. Yaryshev (Tyumen, Russia)

candidate of Physico-mathematical Sciences
Director ООО «Reagent»

Vladimir V. Yamschikov

head of the laboratory of mathematical modeling
OAO «SibNIIP»

Michael G. Yaryshev

engineer «Schlumberger»

Коллекторами нефти и газа являются пористые горные породы, емкость и геометрия пор которых позволяет вмещать и отдавать накопленные флюиды. Важными характеристиками коллекторов являются пористость, проницаемость, геометрические и физические параметры порового объема, такие как удельная поверхность, размеры и состав породы поровых каналов.

Пористость породы коллекторов определяется с помощью коэффициента пористости k_n как отношение объема пор к объему коллектора.

По способности вмещать и отдавать накопленные флюиды, разделим поровые каналы коллекторов условно на три группы:

- макрокапилляры, с размером сечения более 0,05 мм;
- микрокапилляры, с размером сечения от 0,05 мм до 0,5 мкм;
- наноккапилляры, с размером сечения менее 0,5 мкм.

Исследования шлифов керна на различных микроскопах, включая электронные, позволяют говорить о крайней неоднородности геометрии сечения пор, о наличии микро- и макро- трещиноватости и кавернозности образцов коллектора. Следует признать как данность невозможность полного описания геометрии порового объема как исходных образцов керна, так тем более участков нефтегазонасыщенных залежей. Это означает необходимость статистического описания поровой структуры горной породы [1]. В основу деления поровых каналов на три группы нами положена их способность отдавать накопленные флюиды: по линейному и нелинейному закону фильтрации, по остаточной насыщенности.

Основная информация о характерных размерах поровых каналов получена методами капиллярметрии и, в частности, методом центрифугирования при построении

капиллярных кривых. На рисунках 1 и 2 приведено распределение поровых каналов по размерам в образцах керна разной проницаемости. Первый керн имеет проницаемость по газу 150 мД при пористости 22%, второй керн характеризуется при пористости 24% газовой проницаемостью 37 мД. При градиенте давления 0,015 МПа/м первый керн отдаёт более 40% пластовой нефти, второй керн — менее 15%.

Проницаемость коллекторов принято выражать через коэффициент пропорциональности k_{np} в эмпирическом уравнении Дарси

$$Q = k_{np} S (P_1 - P_2) / L \mu \quad (1.1)$$

где Q — расход жидкости через пористую среду; S — площадь фильтрации; L — длина пористой среды; μ — динамическая вязкость жидкости; $(P_1 - P_2)$ — перепад давлений.

Здесь проницаемость имеет размерность площади. В качестве единицы проницаемости принято считать Дарси (Д). При этом $1 \text{ Д} = 1 \times 10^{-12} \text{ м}^2$. Различают проницаемость абсолютную, когда фильтруется однофазная система, фазовую — при одновременной фильтрации нескольких фаз, относительную — как отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Лабораторные методы и средства определения структуры и фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) породы коллекторов жёстко регламентированы. ГОСТ 26450.1-85 и ОСТ 39-181-85 устанавливает порядок определения коэффициента пористости, ГОСТ 26450.2-85 и ОСТ 39-235-89 — коэффициентов абсолютной и фазовой проницаемости, ОСТ 39-195-86 — коэффициента вытеснения нефти водой. Нефтегазонасыщенные горные породы характеризуются широким спектром по величине проницаемости от 10^{-4} до нескольких Дарси. Принято считать,

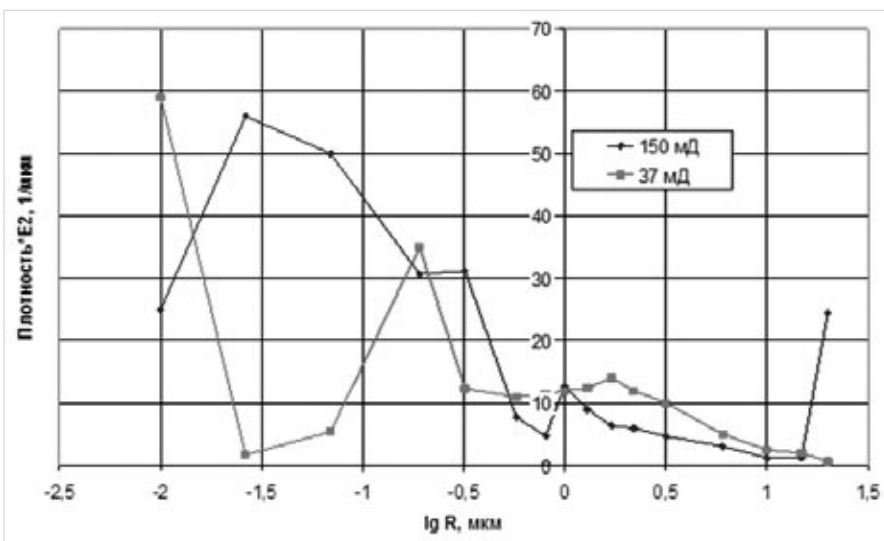


Рис. 1 — Распределение порового объема керна по диаметрам поровых каналов

что проницаемость и пористость – взаимосвязанные характеристики.

Оценка проницаемости в скважинах является характерной задачей при построении геологической модели любого резервуара. Решение этой задачи основывается на использовании результатов геофизических исследований скважин (ГИС). В частности, устанавливается эмпирическая связь между пористостью, определяемым параметром по ГИС, и проницаемостью. Рассмотрим несколько вариантов таких эмпирических связей.

Оценим проницаемость идеального коллектора. Расход жидкости по цилиндрическим поровым каналам малого диаметра d подчиняется закону Пуазейля.

$$Q = \pi (P_1 - P_2) d^4 / 128 \mu L \quad (1.2)$$

Считаем поровые каналы капиллярами равного диаметра d_k и длины L_k . Решая совместно уравнения (1.1) и (1.2) получим выражение для оценки величины проницаемости идеального коллектора при $L = L_k$

$$k_{np} = 0,0313 d_k^2 k_n \quad (1.3)$$

Широко используемое на практике уравнение Козени–Кармана [2, 3], связывает проницаемость, пористость и удельную поверхность смачиваемых зёрен поровых каналов $S_{уд}$. Уравнение получено из совместного решения уравнений Пуазейля и Дарси и имеет вид:

$$k_{np} = k_n^3 / S_{уд}^2 k_n^2 \alpha \quad (1.4)$$

где α – коэффициент, учитывающий форму поровых каналов, k_n^2 – коэффициент, учитывающий длину каналов.

Рассмотрим два идеальных образца коллектора диаметром 0,03 м и длиной 0,03 м с одинаковой величиной коэффициента пористости 0,20. В первом образце содержится $18 \cdot 10^3$ поровых каналов диаметром 100 мкм, во втором – $18 \cdot 10^7$ поровых каналов диаметром 1 мкм.

Из выражения (1.3) следует, что первый образец идеального коллектора характеризуется проницаемостью 49,14 Д, второй образец – проницаемостью 4,914 мД. Уравнение (1.4) Козени-Кармана даёт значения проницаемостей в 2,5 раза выше, если

поверхность поровых каналов полностью смачиваемая.

Практика показывает, что полученные проницаемости для идеальных образцов коллектора существенно завышены. Так, по результатам лабораторных исследований образцы керн с коэффициентом пористости 0,20 характеризуются абсолютной проницаемостью по газу и по воде соответственно:

- скважина 384, АВ1 – 0,23 мД и 0,02 мД;
- скважина 63, ЮВ2 – 195 мД и 118 мД;
- скважина 6, БВ8 – 140 мД и 63 мД.

Приведённые результаты подтверждают отсутствие прямой связи между пористостью и проницаемостью, но подчёркивают связь проницаемости с геометрическими размерами поровых каналов и свойствами флюида. Совершенно очевидно, что отличие между проницаемостью в несколько порядков при равной пористости образцов идеального коллектора и реального керна, так и между последними, невозможно объяснить разницей в величине коэффициентов, учитывающих длину и форму поровых каналов. Отличительным признаком формы поровых каналов могут являться капиллярные силы, характеризующие энергетическую структуру коллектора

Практический интерес представляет метод ГЕП [4], в котором сделана попытка связать гидродинамические особенности близких по пористости горных пород с особенностями формирования отложений, состава и свойств пород. В основу метода ГЕП положено обобщенное уравнение Козени-Кармана [2, 3] в виде

$$k_{np} = k^3 \pi / (1 - k_n^2) S_{уд}^2 k_n^2 \alpha \quad (1.5)$$

Считается, что горные породы с близкой гидропроводностью должны иметь близкие значения параметра, названного Индикатором Зоны Течения FZI (Flow Zone Indicator), который имеет вид

$$FZI = S_{уд}^{-1} k_n^1 \alpha^{-0,5} \quad (1.6)$$

С учётом (1.7) уравнение (1.6) для коэффициента проницаемости принимает вид

$$k_{np} = FZI^2 k^3 \pi / (1 - k_n^2) \quad (1.7)$$

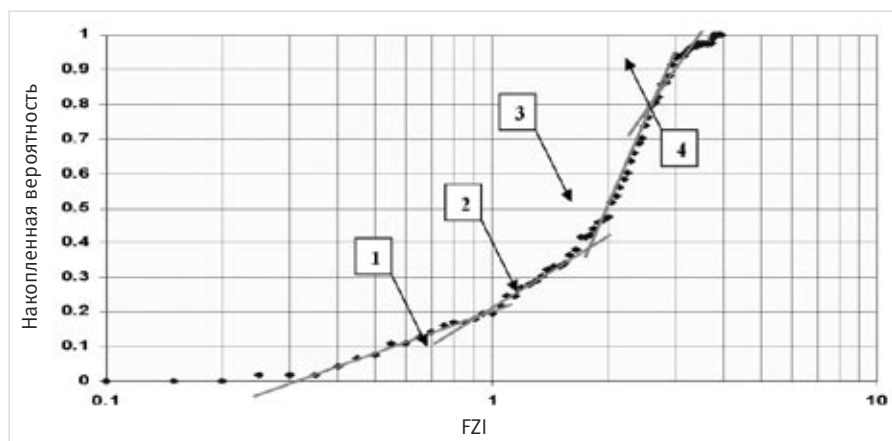


Рис. 2 – Накопленная вероятность появления параметра FZI

Abstract

We justify the need to determine the statistical structure of the reservoirs for enhanced oil recovery. Confirmed the effectiveness of the filtering mode adjustable foam in the reservoir for deep extraction of oil from hard-built reservoirs.

Materials and methods

Talinskaya oilfield core samples, layer UK₁₀₋₁₁. Permeability determination by GOST 26450.1 and OST 39-181-85, absolute and phase permeability coefficients determination by GOST 26450.2-85 and OST 39-235-89, water-oil displacement coefficient determination by OST 39-195-86, collector permeability estimation reliability increase - Hydrodynamical Flow Unit allocation method.

Results

Energetic structure of Talinskaya UK₁₀₋₁₁ collector models is built, dependance of mobile reserves on applied pressure gradient is shown.

Conclusion

Necessity of transfer of watered, low-permeable and complex built reserves exploitation problem solution to non-linear hydrodynamical sphere.

Keywords

oil, gas, recovery factor, porosity, permeability

References

1. Yaryshev G.M. Kachestvennoe izmenenie bazy dannyh kak neobhodimoe uslovie povysheniya jeffektivnosti razrabotki nefiti i gaza. // V sb. Osnovnye napravleniya nauchno-issledovatel'skikh rabot v nefjtanoj promyshlennosti Zapadnoj Sibiri. – Tyumen, OAO «SibNIINP». – 2000. – S. 51 – 56.
2. Kozeny, J.: “Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Stizurgs-berichte,” Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class I (1927) V. 136, 271-306
3. Wyllie, M.R.J., and Gardner, G.H.F.: “The Generalized Kozeny-Carmen Equation,” World Oil, March and April 1958.
4. Amaefule, J.O., Altunday, D., Tiab, D., Kersey, D.G., and Keelan, D.K.: “Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/ Wells”, SPE 26436 (1993)
5. Kupcov A.V. i dr. Issledovanie zavisimosti izvlachenija nefiti v vodonapornom rezhime ot gradienta davlenija. // V sb. Problemy razvitiya nefjtanoj promyshlennosti Zapadnoj Sibiri. – Tyumen', OAO «SibNIINP». -2001. -S.9-15.
6. Yaryshev G.M. i dr. Pochemu padaet KIN. Jekspozicija Neft' Gaz. № 4/N avgust 2010.

ГЕП	1	2	3	4
Среднее значение FZI	0.5	1.3	2.1	3.1
Граничные значения FZI	< 0.85	0.85 – 1.75	1.75 – 2.55	> 2.55
Вероятность появления	0.168	0.244	0.345	0.244

Таб. 1 — Средние значения параметра FZI

Радиус, м	1	10	50	200
Средняя скорость, м/сутки	1,87	0,187	0,037	0,009
Градиент давления, МПа/м	0,113	0,081	0,015	0,004

Таб. 2 — Поле линейной скорости

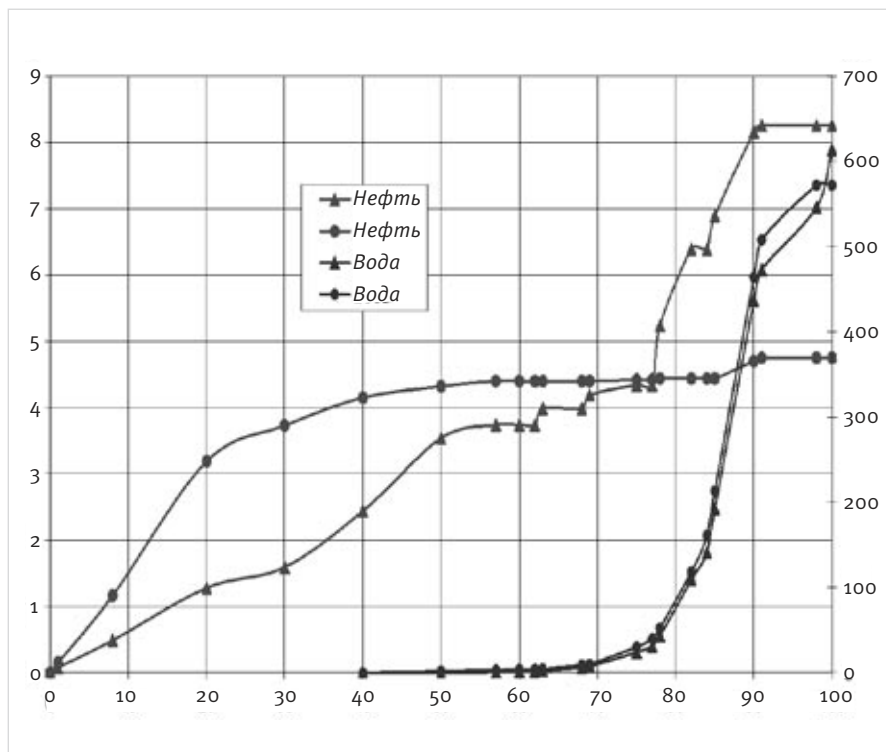


Рис. 2 — Вытеснение нефти водой при различных градиентах давления: 0,07; 0,087; 0,137; 0,22; 0,54 МПа/м

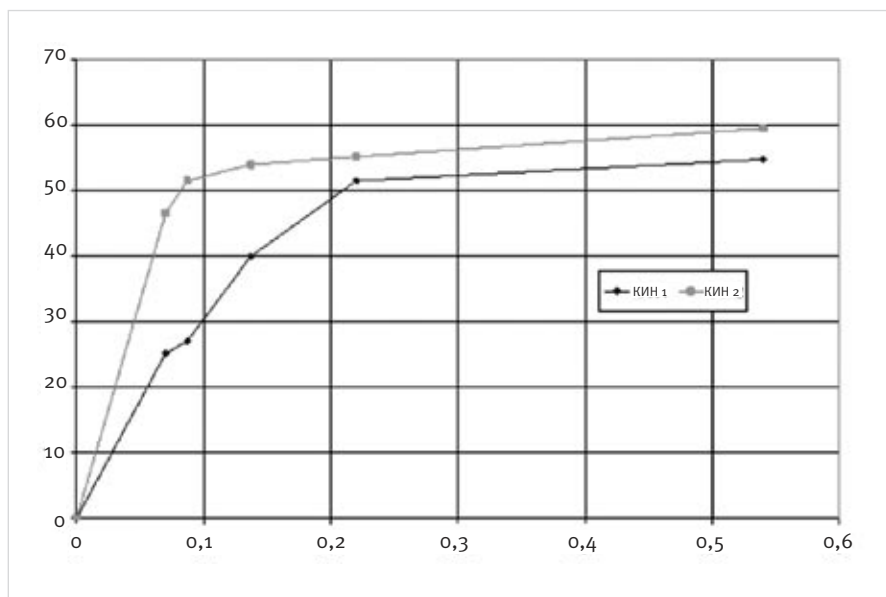


Рис. 3 — Зависимость подвижных запасов от приложенного градиента давления F_i

Каждой выделенной Гидродинамической Единице Потока присваивается определенное значение FZI на базе результатов исследования фильтрационно-ёмкостных свойств керна (ФЕС) и геофизических исследований (ГИС). Полученные значения FZI используются для оценки проницаемости по скважинам согласно выделенным по ГИС группам ГЕП. Метод выделения Гидродинамических Единиц Потока (ГЕП), позволяет значительно повысить надёжность оценки проницаемости коллекторов за счёт использования элементов статистического подхода к выделению ГЕП.

График накопленной вероятности появления параметра FZI для 116 образцов керна, взятых из скважин, представлен на рисунке 2.

Из рисунка видно, что экспериментальные значения с достаточной точностью могут быть аппроксимированы четырьмя прямыми линиями, что должно соответствовать суперпозиции четырех нормальных распределений параметра FZI для каждого класса. Граничные и средние значения параметра FZI выделенных классов сведены в таблицу 1.

Согласно действующим стандартам ФЕС горной породы следует определять при линейной скорости фильтрации 1–5 м в сутки, если нефтенасыщенность менее 20% и проницаемость модели коллектора менее 10^{-3} мкм². Если нефтенасыщенность и проницаемость больше указанных значений линейную скорость следует поддерживать 0,1–1,0 м в сутки. Не трудно убедиться, что подобные условия реализуются лишь вблизи забоя скважины. В таблице 2 показано поле линейной скорости и градиента давления в зоне питания скважины, продуктивность которой 0,25 м³/МПа*м², проницаемость 20 мД, нефтенасыщенность 0,2. Из таблиц следует, что большая часть запасов находится на площади с низкой линейной скоростью фильтрации и градиентами давления. Действующие ГОСТ, ОСТ и другие нормативные документы ограничивают исследования ФЕС коллектора линейной гидродинамикой Дарси, что стало тормозом в решении проблем разработки трудно извлекаемых запасов нефти.

На рис.2 приведены результаты исследования ФЕС модели коллектора Талинской площади, ЮК¹⁰⁻¹¹ на пяти режимах линейной скорости фильтрации 0,001–0,1 м/сутки. Переход на следующую ступень производился на стадии поддержания 100% обводнённости в течении нескольких суток [5].

Из эксперимента следует, что коллектор представляет собой набор гидродинамических каналов, в каждом из которых нефть приобретает способность двигаться при конкретном для канала градиенте давления F_i . Снижение перепада давления приводит к отключению i -го канала от фильтрации. Следовательно, градиент давления F_i компенсирует потери энергии на преодоление внешнего трения поровых каналов и является характеристикой капиллярных сил.

Различные сколь угодно малые части керна, как и горной породы, по величине пористости, проницаемости и внешнего трения отличаются от соседних частей. Численные значения этих характеристик носят случайный характер и не зависят друг от друга. Следовательно в основу геологических и моделей

залежей с преобладанием поровых каналов микрокапиллярного и наноккапиллярного типа необходимо положить статистическую поровую, гидродинамическую и энергетическую структуру запасов.

В общем случае нет строгого критерия, по которому ту или иную горную породу можно отнести к классу **коллектор** или **не коллектор**. Способность вмещать и отдавать накопленные флюиды в значительной степени определяется величиной приложенных внутренних и внешних сил. Соотношение приложенных внутренних и внешних сил определяет степень проявления коллекторских свойств горных пород, и, как следствие, технологическую правомерность отнесения этих пород к классу **коллектор не коллектор**.

На рис. 3 по результатам исследования процесса вытеснения нефти водой при различных градиентах давления, приведённых на рис. 2, построена энергетическая структура моделей коллектора Талинской ЮК₁₀₋₁₁ залежи. Модели характеризуются абсолютной проницаемостью по газу 115 мД, по нефти 85 мД, начальной водонасыщенностью 0,42 и 0,58 соответственно первой и второй модели при коэффициенте пористости 0,26. Длина моделей 1,91 м и 1,82 м.

Исследования показали, что коллектор представляет собой набор гидродинамических, не связанных либо слабо связанных между собой *i*-тых поровых каналов, способность которых отдавать нефть проявляется при наличии внешней силы F_i , выполняющую работу по преодолению сил капиллярного сопротивления. Если на границах коллекторов Рис 2, 3 перепад давления нагнетаемой воды обеспечивает градиент давления 0,05 МПа/м, то коллектором для образца 1 является лишь 17% горной породы, охваченной воздействием, а для образца 2–32%. Увеличение либо уменьшение поля давления изменяет соотношение «коллектор-неколлектор» и, как следствие, КИН. А это и есть нелинейная гидродинамика.

Капиллярные силы в микро и нанопоровых коллекторах переводят решение проблемы разработки геологических запасов нефти обводнённых, низкопроницаемых и сложно построенных залежей в область нелинейной гидродинамики. В работах [6, 7] показана перспективность нелинейного молекулярно-статистического подхода в решении ряда актуальных задач, в частности, для уточнения реально достижимых КИН, для выбора эффективных геолого-технологических решений

повышения нефтеотдачи пластов.

В целях разработки и практического применения нелинейной гидродинамики представляется целесообразным:

- внести изменения в действующие государственные и отраслевые нормативные документы, регламентирующие лабораторные исследования ФЕС горной породы.
- разработать эффективные методы и средства определения статистической энергетической, поровой и гидродинамической структуры горной породы.
- решить проблему адаптации громадного объёма накопленных данных по ФЕС и ГИС горной породы с нелинейной геологической и гидродинамической моделью.

Итоги

Построена энергетическая структура моделей коллектора Талинской ЮК₁₀₋₁₁ залежи, показана зависимость подвижных запасов от приложенного градиента давления.

Выводы

Необходимость перевода решения проблемы разработки геологических запасов нефти обводнённых, низкопроницаемых и сложно построенных залежей в область нелинейной гидродинамики.

Список использованной литературы

1. Ярышев Г.М. Качественное изменение базы данных как необходимое условие повышения эффективности разработки нефти и газа. // В сб. Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. – Тюмень, ОАО «СибНИИ НП». – 2000. – С. 51 – 56.
2. Kozeny, J.: "Über Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Stizurgs-berichte," Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class I (1927) V. 136, 271-306
3. Wyllie, M.R.J., and Gardner, G.H.F.: "The Generalized Kozeny-Carmen Equation," World Oil, March and April 1958.
4. Amaefule, J.O., Altunday, D., Tiab, D., Kersey, D.G., and Keelan, D.K.: "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/ Wells", SPE 26436 (1993)
5. Купцов А.В. и др. Исследование зависимости извлечения нефти в водонапорном режиме от градиента давления. // В сб. Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири. – Тюмень, ОАО «СибНИИ НП». – 2001. – С. 9-15.
6. Ярышев Г.М. и др. Почему падает КИН. .Экспозиция Нефть Газ. № 4/Н август 2010.

ЭКСПЛОАТАЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК
РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ по ПОДПИСКЕ, на ВЫСТАВКАХ и КОНФЕРЕНЦИЯХ

В ГОРОДАХ
РОССИИ
и СНГ

Альметьевск, Анапа, Волгоград, Воскресенск, Геленджик, Екатеринбург, Ижевск, Иркутск, Казань, Краснодар, Красноярск, Москва, Нов. Уренгой, Наб.Челны, Нижневартовск, Нижнекамск, Новосибирск, Ноябрьск, Оренбург, Пермь, Салехард, Самара, Саратов, С-Петербург, Сочи, Сургут, Томск, Тюмень, Усинск, Уфа, Ухта, Челябинск, Якутск
Казахстан: АЛМАТЫ, АТЫРАУ, АКТАУ Туркменистан: АШХАБАД
Азербайджан: БАКУ Узбекистан: ТАШКЕНТ Украина: КИЕВ Грузия: ТБИЛИСИ

ДОБЫЧА • БУРЕНИЕ • БЕЗОПАСНОСТЬ • ГЕОФИЗИКА • ТРУБЫ
АРМАТУРА • ОБОРУДОВАНИЕ • КИПиА • ПЕРЕРАБОТКА • ЭНЕРГЕТИКА

НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ
+7 (8552) 38-51-26, +7 (499) 681-04-25
www.runeft.ru

