

Таким образом, оптимальная конструкция ПП позволит увеличить степень согласованности оператора и технических средств в системе О – ЭС, сократить время поиска компонентов на ПП, уменьшить число ошибок оператора в процессе работы, повысить надежность всей системы О – ЭС.

#### Список литературы

1. Барбашин Д. И. Разработка математических моделей и алгоритмов для автоматизированного проектирования

передних панелей информационно-измерительных систем // Измерения, контроль и диагностика : докл. I Всерос. науч. конф. – Ижевск : Проект-2010. – С. 80–84.

2. Майника Э. Алгоритмы оптимизации на сетях и графах : пер. с англ. – М. : Мир, 1981. – 323 с.

3. Гладков Л. А., Курейчик В. В., Курейчик В. М. Генетические алгоритмы : учеб. пособие. – 2-е изд. – М. : Физматлит, 2006 – 320 с.

4. Рейнгольд Э., Невергель Ю., Део Н. Комбинаторные алгоритмы, теория и практика. – М. : Мир, 1980. – 476 с.

D. I. Barbashin, Postgraduate Student, Izhevsk State Technical University

A. I. Nistyuk, Doctor of Technical Sciences, Professor, Izhevsk State Technical University

#### Modeling of Telecommunications Equipment Front Panels

*The models of electronic equipment front panels and a novel way of optimal packaging of electronic equipment front panel units are presented.*

**Key words:** reliability, front panel, telecommunications equipment, human-operator, packaging.

УДК 004.94 + 532.685

В. Е. Лялин, доктор технических наук, профессор, Ижевский государственный технический университет

В. А. Санников, Ижевский государственный технический университет

### МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КАПИЛЛЯРНОГО ЧИСЛА НА ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ФЛЮИДОВ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА ЛИНИЙ ТОКА

*Предложен способ учета влияния капиллярного числа на выбор функции относительной проницаемости пласта при моделировании двухфазного вытеснения нефти водой на базе метода линий тока.*

**Ключевые слова:** капиллярное число, гидродинамическое моделирование месторождений, программный симулятор, метод линий тока (МЛТ).

При заводнении и добыче нефти с применением различных методов интенсификации происходит захват нефти вследствие сложных взаимодействий между вязкими, массовыми и капиллярными силами. Метод добычи с воздействием на пласт с целью повышения нефтеотдачи месторождения обычно включает непостоянную информацию об относительной роли вязких и капиллярных сил. Капиллярное число, которое определяется как отношение вязких сил к капиллярным, устанавливает основное выражение для количественного сопоставления этих сил. Капиллярное число зависит от скорости  $v$ , вязкости  $\mu$  и межфазного натяжения  $\sigma$  смачивающего флюида и часто представляется в виде [1, 2]

$$N_c = \frac{v\mu}{\sigma}$$

Большинство процессов вытеснения осуществляются в условиях увеличения вязких сил и/или уменьшения капиллярных сил, чтобы понизить остаточную нефтенасыщенность и повысить добычу

нефти. Множество авторов (см. ссылки в [1, 2]) исследовали влияние капиллярного числа на нормализованную остаточную нефтенасыщенность в керновом масштабе. Эту зависимость часто представляют в виде кривой капиллярного вытеснения, как схематично показано на рис. 1 (capillary desaturation curve или CDC). CDC является графиком, где по оси  $x$  откладывают капиллярное число, а ось  $y$  соответствует нормализованной остаточной нефтенасыщенности. Эти кривые содержат пологий участок нормализованной остаточной нефтенасыщенности в отрезке от очень небольших капиллярных чисел и приблизительно до  $N_c \approx 10^{-6}$ , после которого нормализованная остаточная нефтенасыщенность уменьшается с увеличением капиллярного числа. Точка, в которой нормализованная остаточная нефтенасыщенность начинает снижаться при возрастании капиллярного числа, называется критическим капиллярным числом ( $N_{cc}$ ). Величина  $N_{cc}$  варьируется от участка к участку вследствие множества факторов, таких как строение породы, ее смачиваемость, режим испытаний и тип флюидов.

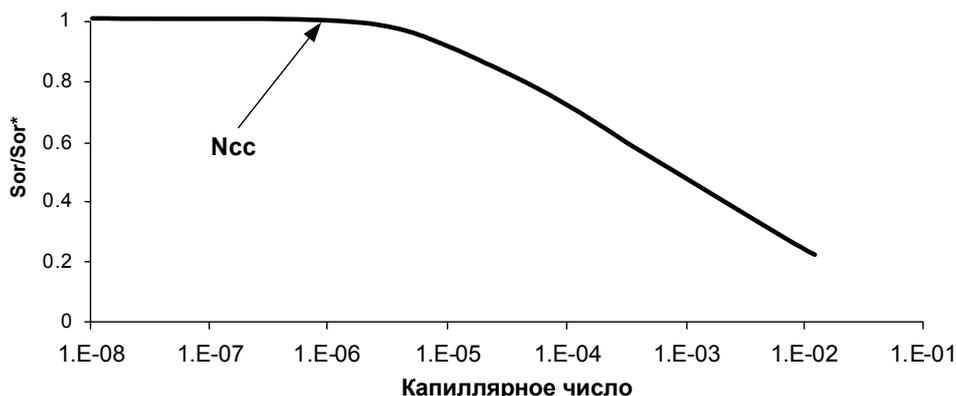


Рис. 1. Кривая капиллярного вытеснения

Традиционно полагают, что зоны с большим капиллярным числом имеют тенденцию образовываться вблизи скважин и что их воздействие на добычу минимально. Для однородной среды эта гипотеза имеет право на существование, но по-настоящему однородные коллекторы встречаются очень редко. Кроме того, в определенной части коллектора могут наблюдаться высокие скорости флюидов вследствие возникновения каналов, обусловливаемых неоднородностью пласта. На рис. 2, а показано поле распределения капиллярных чисел для однородной среды, а на рис. 2, б – распределение значений капиллярных чисел для некоррелированной неоднородной среды с тем же самым средним значением проницаемости, что и для однородной среды. Для последнего случая большие значения капиллярных чисел встречаются по всему объему пласта, а не только вблизи скважин. Этим высокоскоростным каналам соответствуют достаточно большие капиллярные числа, чтобы они могли оказывать влияние на значения в конечных точках и кривизну функций от насыщенности.

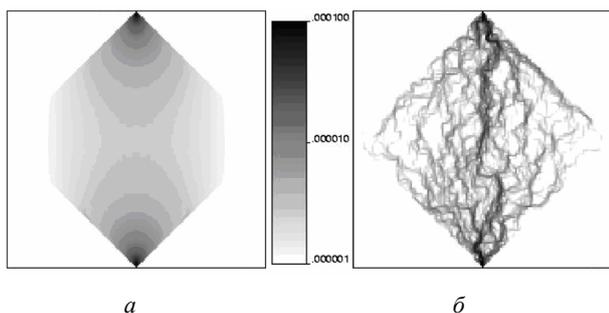


Рис. 2. Распределение значений капиллярных чисел для однородной (а) и неоднородной (б) сред

В статье описан способ учета капиллярного числа в масштабе месторождения с помощью МЛТ. Модификация МЛТ-симулятора требует выполнения двух этапов. Во-первых, необходимо получить значения подвижностей в сеточных блоках для определения поля давления. Затем, так же как и в исходном коде, используется схема «взвешивания вверх по потоку». Во-вторых, продвижение насыщенностей вперед во времени требует решения уравнения вдоль узлов

каждой линии тока. При этом каждому узлу назначаются сеточные значения капиллярного числа и насыщенности. На основании соответствующих таблиц значений относительной проницаемости для разных капиллярных чисел строятся кривые движения отдельных фаз. После трассировки линии тока значения насыщенности и капиллярного числа получаются из сеточных блоков, через которые проходит линия тока. Каждому блоку назначается подходящая с точки зрения капиллярного числа кривая доли фазы в общем потоке. Таким образом, для построения локальной функции движения отдельных фаз вдоль выбранной линии тока используются сеточные значения как насыщенности, так и капиллярного числа. В результате, когда локальная функция доли фазы определена, насыщенности продвигаются вперед во времени, и их новые значения отображаются обратно на основную сетку моделирования.

Путем таких модификаций появляется возможность в рамках одной пластовой области использовать множество кривых относительной проницаемости.

При продвижении насыщенностей вперед во времени могут наблюдаться неустойчивость (вследствие бесконечного значения тангенса угла наклона) и значительные флуктуации значений насыщенности. Эти явления возникают, когда двум соседним узлам линии тока значения функции доли фазы в общем потоке выбирались из разных таблиц (т. е. для разных зон на кривой CDC). Для устранения этих проблем предложено достаточно простое решение. Для соседних узлов, находящихся в разных зонах, вычислялся тангенс угла наклона кривой движения отдельных фаз в каждой зоне. Затем находилось среднее арифметическое значений этих тангенсов, которое использовалось для продвижения насыщенностей.

Уравнение (1) демонстрирует простой, но эффективный способ усреднения.

$$Slope = \frac{(f_{i-1, n} - f_{i, n}) + (f_{i-1, n+1} - f_{i, n+1})}{2(S_{w_i} - S_{w_{i-1}})}, \quad (1)$$

где  $n$  – текущий шаг по времени;  $i$  – текущий сеточный блок. Данная процедура наглядно представ-

лена на рис. 3. Существуют более сложные схемы усреднения [3], однако данная методика обеспечивает приемлемые переходы между зонами с разными капиллярными числами для продвижения насыщенных вдоль линии тока.

Типичная кривая капиллярного вытеснения (CDC) была поделена на три зоны, как показано на рис. 4. Области с преимущественно большими по значению капиллярными числами насыщенности в сеточных блоках характеризовались почти линей-

ными функциями относительной проницаемости и низкими остаточными насыщенностями, в то время как для областей с малыми капиллярными числами устанавливались более искривленные функции относительной проницаемости с высокой остаточной насыщенностью. В данном случае для кривых относительной проницаемости применялась модель Кори. В табл. 1 приведены параметры, используемые при построении кривых относительной проницаемости для каждой из зон.

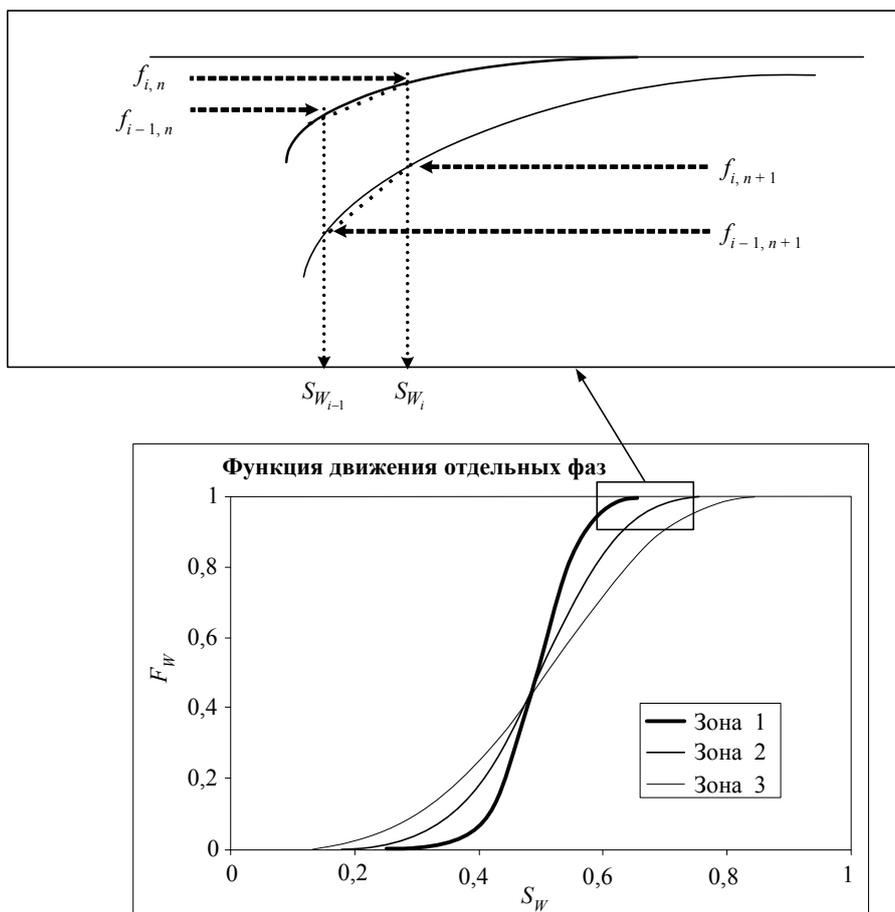


Рис. 3. Усреднение кривых движения отдельных фаз при переходе из одной капиллярной зоны в другую

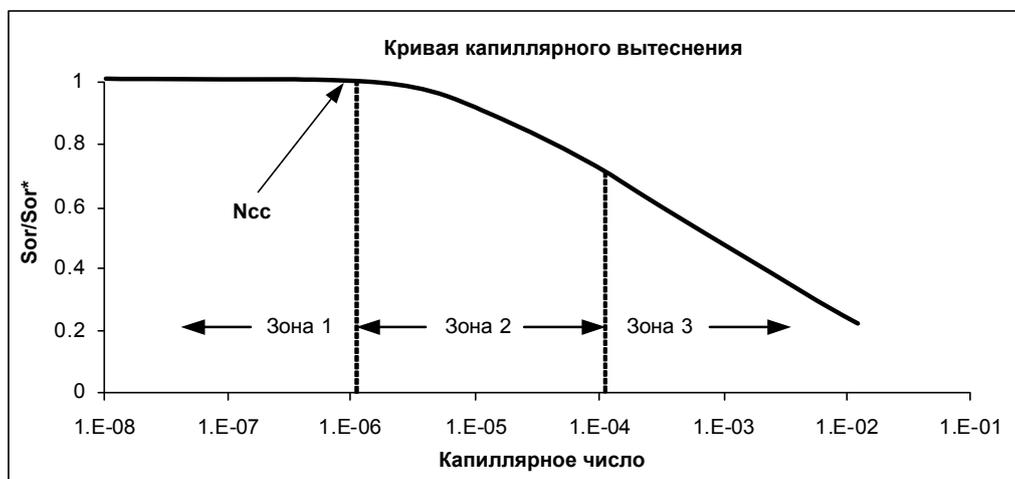


Рис. 4. Деление кривой капиллярного вытеснения на зоны

Таблица 1. Параметры кривых относительной проницаемости

Параметр	Зона 1	Зона 2	Зона 3
Диапазон изменения капиллярного числа	$N_c < 10^{-6}$	$10^{-6} < N_c < 10^{-4}$	$N_c > 10^{-4}$
Нормализованная остаточная нефтенасыщенность	1	0,7	0,4
$S_{wc}$	0,25	0,18	0,11
$S_{or}$	0,3	0,21	0,12
Показатель степени кривой относительной проницаемости для воды	3	2	2,25
Показатель степени кривой относительной проницаемости для нефти	3	2,5	1,6
Значение $k_{rw}$ в конечной точке	0,27	0,4	0,5
Значение $k_{ro}$ в конечной точке	0,45	0,7	0,9

В работе первая зона обозначена как зона с малыми значениями капиллярного числа ( $N_c < 10^{-6}$ ). В этой зоне используются данные об относительной проницаемости из столбца «Зона 1» в табл. 1. Вторая зона – это зона с промежуточными значениями капиллярного числа ( $10^{-6} < N_c < 10^{-4}$ ), в которой данные об относительной проницаемости берутся из столбца «Зона 2» в табл. 1. Наконец, третья зона соответствует области с большими значениями капиллярного числа ( $N_c > 10^{-4}$ ), для которой информация об относительной проницаемости получается из столбца «Зона 3» в табл. 1. Построенные таким образом кривые относительной проницаемости приведены на рис. 5.

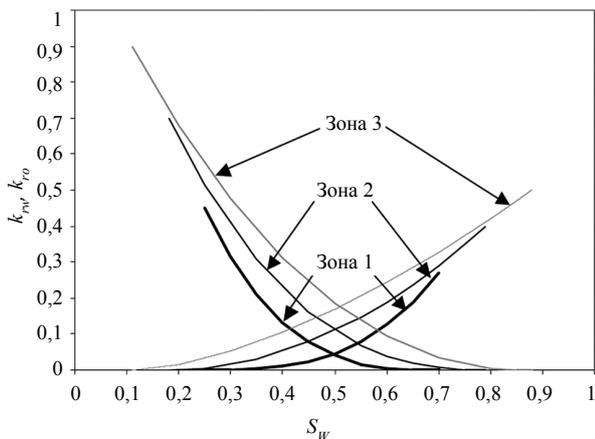


Рис. 5. Кривые относительной проницаемости

Для всех случаев моделирования глобальная начальная насыщенность водой принималась равной 0,25. Насыщенность остаточной водой для кривой относительной проницаемости, используемой в первой зоне, равнялась 0,25. В результате, когда значения капиллярных чисел лежат в первой зоне, в ней нет подвижной воды. Для больших значений капиллярного числа некоторые участки пласта соответствуют второй или третьей зонам, и в таких областях присутствует подвижная вода. Это связано с тем, что увеличение капиллярного числа влечет за собой уменьшение конечных значений насыщенности водой и нефтью, создавая в таких участках коллектора дополнительное количество подвижной воды/нефти. Насыщенность остаточной водой во второй зоне

равняется 0,18. Добавочная насыщенность подвижной водой составляет 0,07, которая вычисляется как разность между глобальной начальной насыщенностью водой и ее остаточной насыщенностью для второй зоны. Добавочная насыщенность подвижной водой в зоне 3 равняется 0,14. На рис. 6 показаны кривые доли фазы в общем потоке, полученные из соответствующих кривых относительной проницаемости на рис. 5.

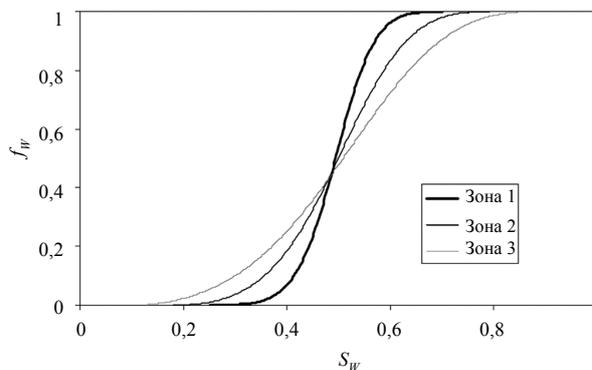


Рис. 6. Кривые функций движения отдельных фаз

Явления, связанные с капиллярным числом, исследовались моделированием гидродинамических процессов разработки месторождения. В табл. 2 приведены пластовые и сеточные свойства.

Таблица 2. Данные, используемые при моделировании

Размеры пласта, $n_x \times n_y \times n_z$	141×141×1
Число активных блоков	9 941
Длина сеточного блока, $dx$	2,012 м
Ширина сеточного блока, $dy$	2,012 м
Высота сеточного блока, $dz$	3,048 м
Пористость, $\phi$	0,3
Средняя проницаемость, $k$	0,0327 мкм <sup>2</sup>
Поверхностное натяжение, $\sigma$	25 $10^{-3}$ Па м
Вязкость воды, $\mu_w$	0,001 Па с
Вязкость нефти, $\mu_o$	0,001 Па с
Плотность воды, $\rho_w$	1000 кг/м <sup>3</sup>
Плотность нефти, $\rho_o$	1000 кг/м <sup>3</sup>
Начальная насыщенность водой, $S_{wi}$	0,25
Начальная насыщенность нефтью, $S_{oi}$	0,75
Число трассируемых линий тока, $N_{sl}$	3000

Общее количество сеточных блоков составило 19 881 (141×141×1) блок. Из-за влияния ориентации сетки модель была повернута на 45° с 9 941 активными блоками. Длина сеточного блока в направлении осей  $x$  и  $y$  равнялась 2,012 м, поэтому общая длина в каждом направлении составила 201,2 м, в результате чего вся пластовая система покрывала площадь в размере 0,647 км<sup>2</sup>. В работе, задавая расход в скважинном блоке, менялось значение капиллярного числа, чтобы исследовать его влияние на результаты отбора.

Поле капиллярных чисел меняется не только в результате переменных граничных условий, но также вследствие изменения поля подвижностей в процессе моделирования. Это связано с тем, что кривизна и значения в конечных точках кривых относительной проницаемости для нефти и воды также отличаются друг от друга. Поэтому условия, определяющие движение нефти, отличны от таковых для потока воды. Далее считалось, что расположение скважин и нагнетаемые расходы сохраняются постоянными на протяжении всего времени моделирования.

На рис. 7, *а* показано распределение капиллярных зон в момент  $t_D = 0,24$  (после прорыва), а на рис. 7, *б* – в момент  $t_D = 1,23$  (после прорыва) для одного и того же скважинного  $N_c = 2 \cdot 10^{-5}$ . Представленные рисунки демонстрируют едва заметные различия в выборе симулятором кривых относительной проницаемости в процессе моделирования. На рис. 7, *в* показаны результаты вычисления абсолютной разности капиллярных зон, устанавливаемых симулятором для всей модели на различных шагах по времени. Данный рисунок идентифицирует области, где проявились эти различия.

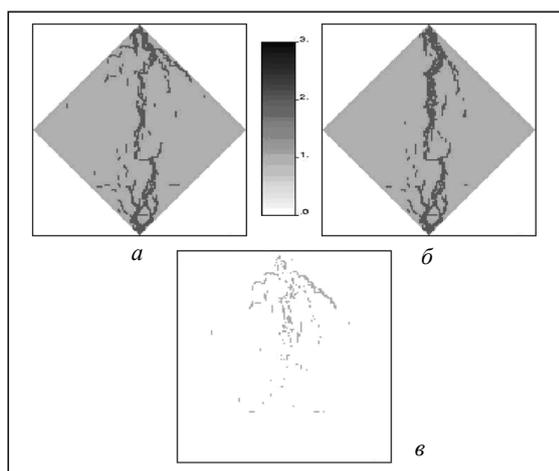


Рис. 7. Динамические капиллярные зоны при статических граничных условиях (скважинное  $N_c = 2 \cdot 10^{-5}$ )

Необходимо заметить, что используемые для нефти и воды значения вязкости были одинаковы. Очевидно, что большая разница в значениях вязкости вызвала бы более существенные отличия. Более того, различия становятся еще заметнее при возрастании  $N_c$ . На рис. 8 показано влияние переменного поля подвижностей при скважинном капиллярном числе ( $N_c = 2 \cdot 10^{-3}$ ), большем чем на рис. 7. На рис. 8, *а* и *б* представлены зоны с различными  $N_c$  в моменты  $t_D = 0,24$  и  $t_D = 1,23$  соответственно, а на рис. 8, *в* – поле разностей. Можно заметить более существенные отличия по сравнению с рис. 7, *в*.

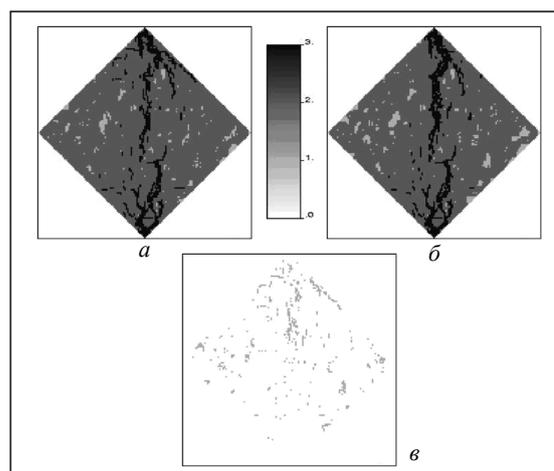


Рис. 8. Динамические капиллярные зоны при статических граничных условиях (скважинное  $N_c = 2 \cdot 10^{-3}$ )

Итак, с увеличением капиллярного числа изменения в поле подвижностей становятся более значимыми, что и было продемонстрировано в данной статье.

#### Список литературы

1. Санников В. А., Сидельников К. А. Способ учета влияния капиллярного числа на процесс отбора при моделировании пластовой системы с помощью метода линий тока // Вестник Московской академии рынка труда и информационных технологий. Серия «Прикладная информатика». – 2006. – № 25(47). – С. 124–131.
2. Сидельников К. А., Санников В. А. Верификация модифицированного метода линий тока, учитывающего влияние капиллярного числа на процесс двухфазного вытеснения // Вестник Московской академии рынка труда и информационных технологий. Серия «Прикладная информатика». – 2006. – № 25(47). – С. 160–169.
3. Blom, S.M.P. and J. Hagoort. How to include the capillary number in gas condensate relative permeability functions? // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, 1998.

V. E. Lyalin, Doctor of Technical Sciences, Professor, Izhevsk State Technical University

V. A. Sannikov, Izhevsk State Technical University

#### The Modeling of the Capillary Number Effect on Relative Phase Permeability Functions Using the Streamline Method

The capillary number influence on selection of relative permeability functions in two-phase water-oil displacement simulation based on the streamline method is considered.

**Key words:** capillary number, reservoir simulation, simulator, streamline method.