

# СОЗДАНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НА ОСНОВЕ НОВЫХ ФИЗИКО- МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ И АДЕКВАТНОГО ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В.М. Максимов<sup>1</sup>, Н.М. Дмитриев<sup>2</sup>, Н.Н. Михайлов<sup>1</sup>,  
Л.А. Ковалева<sup>3</sup>, Д.Ю. Семигласов<sup>1</sup>.

1 - ИПНГ РАН, 2 - РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 3 - Башкирский государственный университет

## Введение

В настоящее время большое количество месторождений характеризуются наличием трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. Существенная часть этих запасов (около 30% мировых нефтяных запасов) приходится на месторождения высоковязких нефтей и битумов. Как правило, такие нефти обладают неньютоновской реологией и требуют обобщения законов фильтрации и применения нетрадиционной технологии их извлечения. Во многих случаях в качестве реологической модели высоковязких нефтей может быть использована модель вязкопластичных жидкостей, течение которых возникает только после превышения некоторого предельного (начального) градиента давления.

В то же время реальные породы-коллекторы обычно обладают анизотропией фильтрационно-емкостных свойств, и поэтому для описания фильтрационных течений аномальных нефтей в этих коллекторах необходимо использовать законы, учитывающие как тензоры предельных градиентов давления, так и тензоры фильтрационно-емкостных свойств. В предыдущих исследованиях [1, 2] даны обобщения закона фильтрации с предельным градиентом в анизотропных средах, одно из которых может быть представлено в виде:

$$w_i = -\frac{k_{ij}}{\mu} \left[ \delta_{ij} - \frac{\gamma_{ij}}{|\nabla p|} \right] \nabla_j p$$

при условии  $|\nabla p| > \gamma_{ij} n_i n_j$ , которое задает возможность начала течения жидкости. Здесь  $w_i$  — суть компоненты вектора скорости фильтрации,  $k_{ij}, \gamma_{ij}$  — компоненты тензоров абсолютной проницаемости и предельных градиентов, соответственно;  $\nabla_j p$  — компоненты

вектора градиента давления, а  $|\nabla p|$  — его модуль. Поскольку в качестве «движущей силы» может выступать не только градиент давления, но и его проекция на какое-либо направление, возможны случаи, когда фильтрационное течение имеет место и при невыполнении неравенства  $|\nabla p| > \gamma_{ij} n_i n_j$ . Все возможные случаи начала течения исследованы в работе [2]. В настоящей статье эти законы фильтрации будут протестированы лабораторными экспериментальными исследованиями. В частности, будут экспериментально подтверждены тензорный характер предельных градиентов и многовариантность закона фильтрации с предельным градиентом в анизотропных средах, имеющих важное значение при выборе технологий разработки месторождений.

Низкая нефтеотдача пластов при применении традиционных методов разработки обуславливает скопление огромных остаточных запасов в заводненных техногенно измененных залежах [3]. Доразработка таких залежей требует научного обоснования, новых технологий, адекватных новому техногенно измененному состоянию залежей. Структура запасов в техногенно измененных залежах и качественно и количественно отлична от структуры запасов в залежах в природном состоянии. Увеличивается доля запасов в пластах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (в глинодержащих пластах, алевролитах и песчаниках); в блоках матрицы карбонатных пластов с трещинно-поровым типом пористости. Авторами изложены основные результаты экспериментальных и теоретических исследований подвижности капиллярно-защемленной остаточной нефти.

В последнем разделе статьи представлены научные основы интегрированных технологий воздействия на нефтяную залежь высокочастотными электромагнитными полями в комбинации с растворителями.

## **1. Комплексная методика определения фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред при фильтрации высоковязких нефтей с неньютоновской реологией на реальном керновом материале**

В последнее время большой интерес исследователей обращен к проблеме выявления латеральной анизотропии коллекторов углеводородного сырья. Многие исследования проводятся на керновом материале. При этом используются разные методики, основанные на измерениях различных физических свойств. Например, в ряде работ наличие латеральной анизотропии коллектора устанавливается с помощью стандартных методик по определению упругих свойств. Ниже будет показано, что по

результатам измерений упругих деформаций в плоскости, перпендикулярной оси симметрии керна, можно определить как факт наличия анизотропии, так и тип анизотропной симметрии. Последнее обстоятельство является важным для определения относительных фазовых проницаемостей и расчетов двухфазной фильтрации. В других работах для выявления анизотропии применяется ядерный магнитный резонанс, а также широко используется прибор, измеряющий скорость прохождения ультразвуковых волн через боковую поверхность керна. В ряде работ с помощью анализа литолого-петрофизических исследований ориентированного керна определяется предпочтительная ориентация удлинений частиц, слагающих коллектор, и определяется его эллиптическая аппроксимация. Нами рассмотрен метод установления факта наличия анизотропии путем измерения скорости прохождения ультразвуковых волн через боковую поверхность керна.

## 1.2. Типы симметрии фильтрационных свойств

После того, как установлено наличие анизотропии симметрии фильтрационно-емкостных свойств и определен ее тип, требуется выпилить несколько образцов для проведения гидродинамических исследований. Количество образцов определяется типом симметрии исходного керна. Ниже рассмотрены четыре возможных случая.

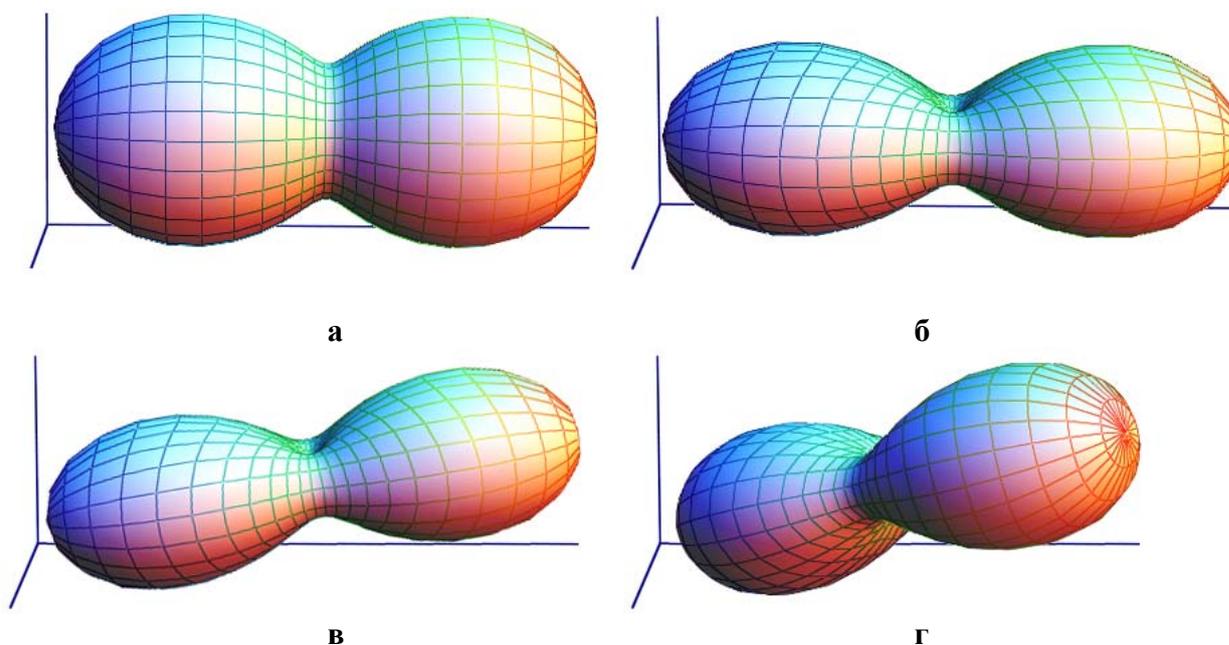


Рис. 1. Поверхности величин направленной проницаемости для различных типов симметрии в декартовой системе координат

Для трансверсально-изотропного материала задача наиболее простая – необходимо определить лишь два главных значения тензора коэффициентов проницаемости. Минимальное число образцов равно двум. Измерения проводятся в плоскости изотропии фильтрационных свойств и в перпендикулярном к ней направлении. На рис. 1а изображена типичная поверхность фильтрационных свойств, характерная для этого случая. В сечениях плоскостью, проходящей через начало координат и ось OZ, получается «восьмерка», меньший диаметр которой одинаков во всех сечениях. Так как фильтрационные свойства и тензор предельных градиентов задаются симметричными тензорами второго ранга, в общем случае с одинаковой симметрией, то поверхность предельных градиентов имеет аналогичный вид.

Для ортотропной по фильтрационным свойствам пористой среды известно положение всех трех главных осей. Поэтому для задания фильтрационных свойств достаточно определить три главных значения тензора коэффициентов проницаемости. Для решения задачи необходимо иметь три образца, выпиленных вдоль главных направлений. Типичная поверхность фильтрационных свойств, характерная для этого случая, показана на рис. 1б. В сечениях плоскостью, проходящей через начало координат и ось Oz, получается «восьмерка», меньший диаметр которой изменяется от сечения к сечению.

В случае моноклиной симметрии, когда известно положение одной из главных осей (полагается, что это ось OZ), требуется определить четыре компоненты тензора коэффициентов проницаемости. Следовательно, минимально необходимое число образцов равно четырем. Направления выпиливания образцов удобно выбирать следующим образом: одно — по направлению главной оси, два других — взаимно перпендикулярно в плоскости, перпендикулярной главной оси, и последнее — в той же плоскости, под углом в  $45^\circ$  между двумя предыдущими направлениями. Типичная поверхность фильтрационных свойств, характерная для этого случая, представлена на рис. 1в. В сечениях плоскостью, проходящей через начало координат и ось OZ, получаются все те же «восьмерки», меньший диаметр которой изменяется от сечения к сечению, но теперь положение главных осей неизвестно, и «восьмерки» произвольно ориентированы относительно лабораторной системы координат. Поэтому при прозвучивании ортотропный и моноклиный случаи симметрии не различимы. Однако данный факт при использовании только линейных законов фильтрации (закон Дарси) и кусочно-линейных законов (закон фильтрации с предельным градиентом) не является принципиальным. Более того, при

данной методике после прозвучивания производится необходимое число измерений, для того чтобы определить положение главных осей.

В самом общем случае (триклинная симметрия) неизвестно положение всех главных осей тензора коэффициентов проницаемости, и задача состоит в определении шести компонент. Типичная поверхность фильтрационных свойств, характерная для этого случая, приведена на рис. 1г. Минимальное число образцов равно шести. Данный случай по приведенной методике не исследуется, для него необходимо привлечение более сложной системы измерений.

### **1.3. Последовательность проведения комплексных исследований [4]**

Для проведения комплексных исследований по определению фильтрационно-емкостных свойств реальных кернов предлагается следующая методика исследований.

- a. По измерениям скоростей прохождения ультразвуковых волн устанавливается факт наличия анизотропии фильтрационно-емкостных свойств и ее тип.
- b. В зависимости от типа симметрии определяются число и направления выпиливания образцов для лабораторных измерений.
- c. Выпиливается необходимое количество образцов для определения компонент тензора абсолютной проницаемости и предельных градиентов.
- d. По гидродинамическим исследованиям для каждого из образцов определяются тензор проницаемости и тензор предельных градиентов.
- e. Для дальнейшей проверки результатов измерений вырезаются несколько контрольных образцов, результаты измерений на которых позволяют проверить тензорный характер определяемых величин и оценить погрешности измерений.

Подготовка исходного образца горной породы к определению типа анизотропии заключается в его экстрагировании, просушке и разметке. Фотографии размеченных образцов горных пород-коллекторов представлены на рис. 2.



Рис. 2. Размеченные и подготовленные к исследованиям образцы кернов

Для определения типа анизотропии, как было сказано выше, использовался ультразвуковой метод. Образец, представляющий собой цементированный песчаник, был размечен на 12 секторов; в свою очередь, боковая поверхность по вертикали была разбита на сечения с шагом 20 мм, поскольку в дальнейшем для проведения гидродинамических исследований из исходного образца планировалось высверливать керны диаметром 25 мм. Результаты «прозвучивания» керна по его боковой поверхности представлены на рис. 3.

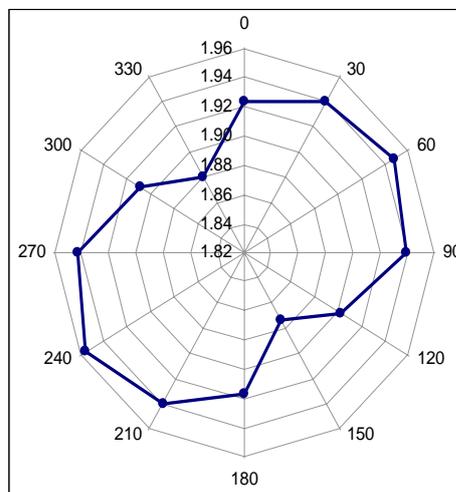


Рис. 3. Распределения скоростей прохождения ультразвуковых волн в различных сечениях образца

Числа, отложенные по оси ОУ, представляют собой скорости ультразвуковых волн, которые измерены в км/с. Для определения главных осей тензора коэффициентов проницаемости распределение скоростей в этом сечении было аппроксимировано с помощью теоретической кривой. Для дальнейших гидродинамических исследований из

исходного образца были выпилены керны диаметром 25 мм (два — по направлению главных осей, один — под углом в  $45^0$  между осями и еще один — в направлении вертикальной оси, перпендикулярно плоскости напластования). Теоретическое (красная линия) и экспериментальное (синие точки) распределения скоростей представлены на рис. 4, а фотография выпиленных кернов — на рис. 5.

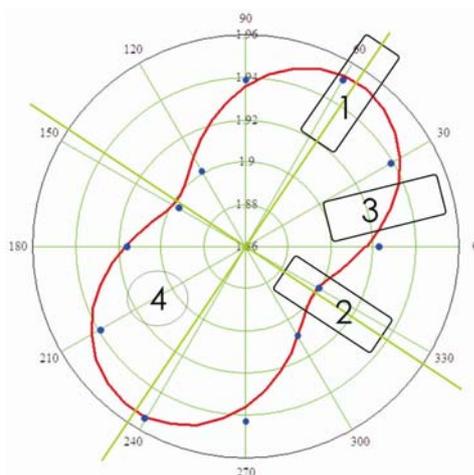


Рис. 4. Аппроксимированное распределение скоростей прохождения ультразвуковых волн в сечении исходного образца

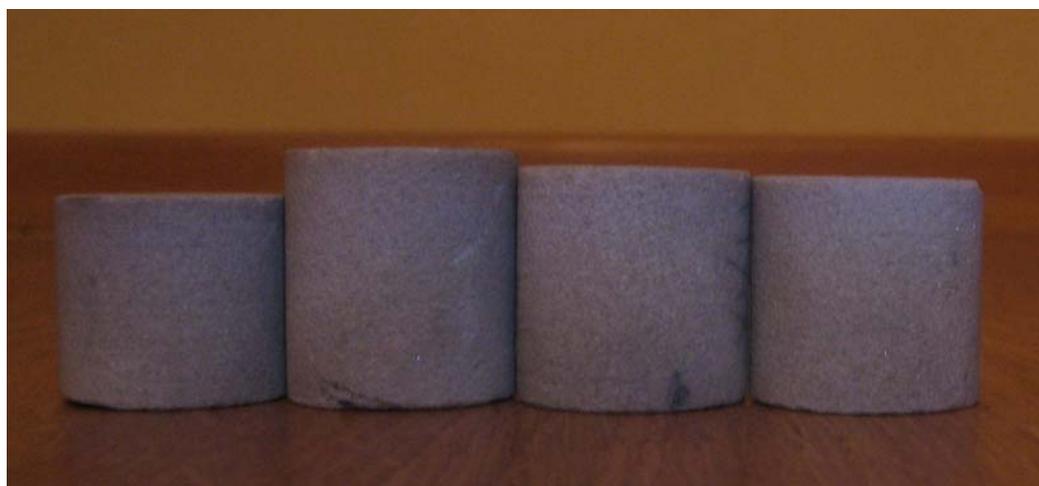


Рис. 5. Керны, выпиленные из бокового сечения исходного образца

Таким образом, был получен набор кернового материала для исследования процесса фильтрации вязкопластичной жидкости с проявлением предельного градиента давления.

Исследования по определению пористости и проницаемости подготовленных образцов кернового материала проводились на установке AP-608. Экспериментальная установка AP-608 рассчитана на исследования одного образца, загружаемого вручную, и

предназначена для измерения проницаемости и пористости при горном давлении до 69 МПа. Проницаемость измеряется по методике Клинкенберга, а поровый объем определяется по методу, основанному на законе Бойля—Мариотта.

Были проведены эксперименты по определению абсолютной проницаемости и пористости при фильтрации гелия в атмосферных условиях.

В итоге экспериментов получены следующие данные:  $k_1 = 968 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $k_2 = 753 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $k_3 = 778 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $k_4 = 907 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , где  $k_1, k_2, k_3$  — значения проницаемости вдоль главных направлений, при этом  $k_1$  и  $k_2$  — в плоскости напластования,  $k_3$  — перпендикулярно к ней, значение  $k_4$  получено для контрольного образца, среднее значение пористости  $m = 0,208$ .

Контрольный образец был изготовлен для проверки тензорного характера проницаемости. Согласно теории

$$k_4 = k_1 \cos^2(\alpha) + k_2 \sin^2(\alpha) = 0.5(k_1 + k_2) = 860.5 \text{ мД}$$

Полученное экспериментальное значение отличается от теоретического менее чем на 6%, что подтверждает тензорную природу проницаемости и дает оценку погрешности проводимым экспериментальным исследованиям.

#### **1.4. Экспериментальное подтверждение тензорной природы предельного градиента [5].**

Экспериментальные исследования природы предельного градиента заключаются в серии опытов на реальном керновом материале. Образцы были выпилены по схеме, представленной на рис. 6, то есть в направлениях главных осей тензора коэффициентов абсолютной проницаемости, полученных при использовании ультразвукового метода.

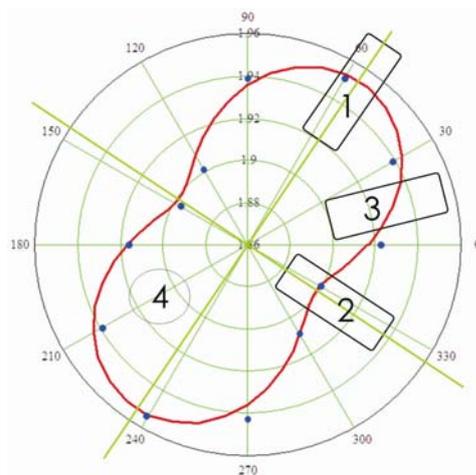


Рис. 6. Схема распила исходного образца

Для проведения экспериментов по изучению процесса фильтрации вязкопластичной жидкости в пористой среде было необходимо создать модель этой жидкости. В качестве модельной жидкости из различных флюидов были выбраны водные растворы глицерина с объемной долей 85 и 91%, которые обеспечивали вязкости соответственно 155 и 360 мПа·с. Эти флюиды являются стабильными соединениями, не взаимодействуют с породой и, что самое важное, обладают начальным (предельным) напряжением сдвига. К тому же реальные нефти с неньютоновской реологией обычно обладают значительно меньшими вязкостями (100—500 мПа·с).

Таким образом, были подготовлены два указанных раствора глицерина, для которых проведены эксперименты по снятию реологической кривой и определению начального напряжения сдвига. Экспериментальные исследования проводились на ротационном вискозиметре Брукфильда.

В результате измерений было установлено, что начальное напряжение сдвига в 85%-ном растворе глицерина составляет 0,019 Па, а в 91%-ном растворе – 0,026 Па.

Для экспериментальных исследований по фильтрации вязкопластичной жидкости использовались ранее подготовленные образцы, проницаемость по гелию которых была определена. При исследовании образца с наименьшей проницаемостью было установлено, что раствор глицерина вязкостью 360 мПа·с для экспериментов не подходит из-за невозможности обеспечить достаточную для фильтрации депрессию.

Таким образом, эксперименты проводились на 85%-ном растворе глицерина, с вязкостью 154 мПа·с и начальным напряжением сдвига 0,019 Па. Фильтрационное течение

моделировалось в условиях, аналогичных пластовым условиям. Для создания течения раствора глицерина через образцы было необходимо создать депрессию не менее 0,7 МПа. Для этого на входе в кернодержатель было установлено давление 12,0 МПа, а на выходе — оно варьировалось в зависимости от условий эксперимента. Во избежание проскальзывания жидкости между образцом и манжетой давление обжима в кернодержателе создавалось равным 16,8 МПа, то есть на 25% больше, чем внутреннее (поровое) давление в образце.

Экспериментальные значения проницаемости и предельного градиента определялись после наступления стационарного режима фильтрации. Стационарный режим наступал после того, как при постоянном расходе, создаваемом насосом, депрессия на образец также стабилизировалась. Депрессия на образец измерялась прецизионным дифференциальным манометром и регистрировалась самописцем. Для подтверждения наступления стационарного режима фильтрации при неизменных расходе и депрессии через образец прокачивалась жидкость, объем которой составлял не менее 3 поровых объема образца. Далее для замера одной точки индикаторной диаграммы через образец фильтровалось еще три поровых объема образца, после чего фиксировались показания расходомера и самописца. Результаты проведенных экспериментов представлены в табл. 1 и на рис. 7. Заметим, что большим значениям проницаемости ( $k_1 > k_2 > k_3$ ) соответствуют меньшие значения предельного градиента давления, что соответствует теории. Полученные экспериментальные значения для контрольного образца отличаются от значений для теоретического менее чем на 7%. Данное обстоятельство является экспериментальным подтверждением как тензорной природы предельного градиента давления, так и абсолютной проницаемости.

Сравнение результатов экспериментов, проведенных для жидкости и газа. Таблица 1.

Образец	m, % (пов. усл.)	k, $10^{-15} \text{ м}^2$ (пов. усл.)	k, $10^{-15} \text{ м}^2$ (пл. усл.)	$\gamma$ , атм/м (пл. усл.)
Maximum	21.6	968	310	0.028
Minimum	20.3	753	68	0.099
Z	20.5	777	110	0.074
45 <sup>0</sup>	21	907	175	0.058

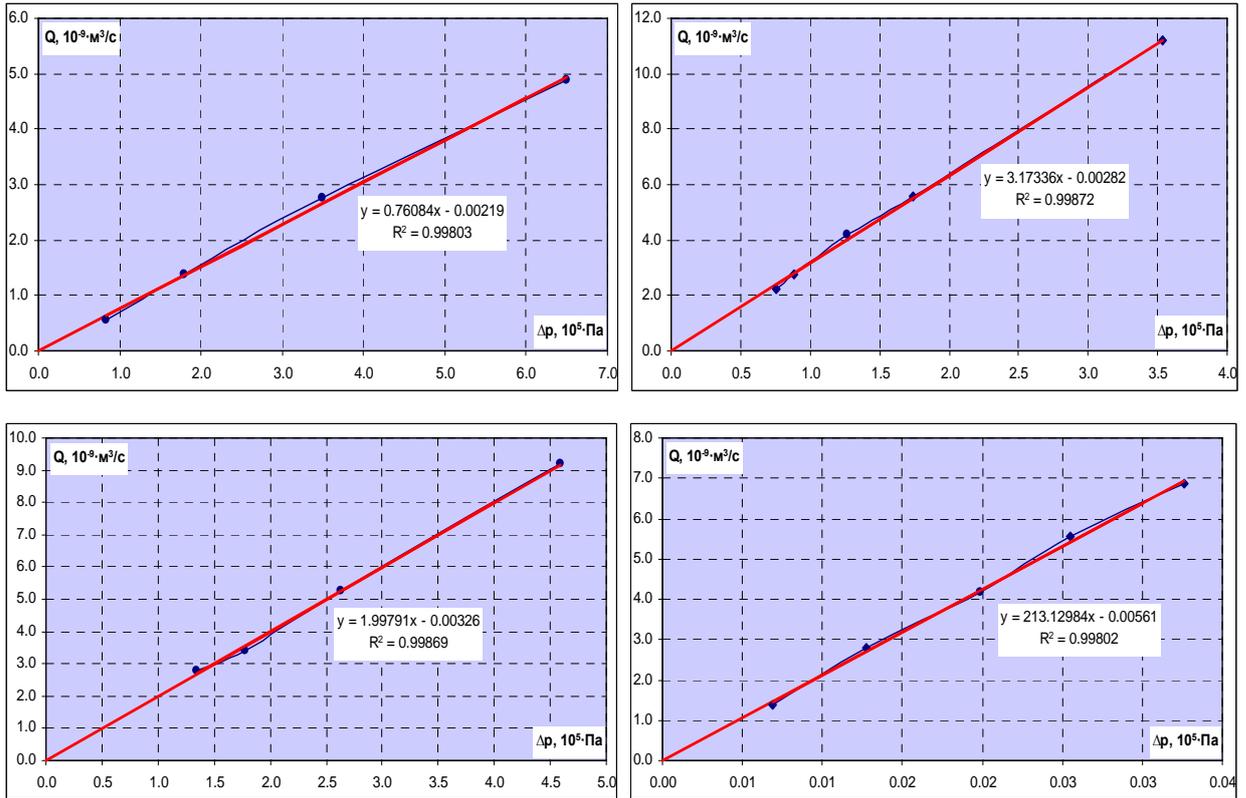


Рис. 7. Индикаторные линии при фильтрации на каждом из образцов

## 2. Моделирование пористых сред с триклинными фильтрационными свойствами [6,7].

**2.1. Установлена структура связи фазовых и абсолютных проницаемостей для компонент тензоров фазовых проницаемостей с триклинной симметрией фильтрационных свойств, когда неизвестно положение всех трех главных осей тензора фазовых проницаемостей.** Показано, что в случае триклинной симметрии фильтрационных свойств связь тензоров абсолютных и фазовых проницаемостей имеет вид:

$$\begin{aligned}
 k_{11}^{\alpha} &= f_{11}^{\alpha} k_{11} + f_{12}^{\alpha} k_{22} + f_{13}^{\alpha} k_{33} + 2f_{14}^{\alpha} k_{23} + 2f_{15}^{\alpha} k_{13} + 2f_{16}^{\alpha} k_{12} \\
 k_{22}^{\alpha} &= f_{12}^{\alpha} k_{11} + f_{22}^{\alpha} k_{22} + f_{23}^{\alpha} k_{33} + 2f_{24}^{\alpha} k_{23} + 2f_{25}^{\alpha} k_{13} + 2f_{26}^{\alpha} k_{12} \\
 k_{33}^{\alpha} &= f_{13}^{\alpha} k_{11} + f_{23}^{\alpha} k_{22} + f_{33}^{\alpha} k_{33} + 2f_{34}^{\alpha} k_{23} + 2f_{35}^{\alpha} k_{13} + 2f_{36}^{\alpha} k_{12} \\
 k_{23}^{\alpha} &= f_{14}^{\alpha} k_{11} + f_{24}^{\alpha} k_{22} + f_{34}^{\alpha} k_{33} + 2f_{44}^{\alpha} k_{23} + 2f_{45}^{\alpha} k_{13} + 2f_{46}^{\alpha} k_{12} \\
 k_{13}^{\alpha} &= f_{15}^{\alpha} k_{11} + f_{25}^{\alpha} k_{22} + f_{35}^{\alpha} k_{33} + 2f_{45}^{\alpha} k_{23} + 2f_{55}^{\alpha} k_{13} + 2f_{56}^{\alpha} k_{12} \\
 k_{12}^{\alpha} &= f_{16}^{\alpha} k_{11} + f_{26}^{\alpha} k_{22} + f_{36}^{\alpha} k_{33} + 2f_{46}^{\alpha} k_{23} + 2f_{56}^{\alpha} k_{13} + 2f_{66}^{\alpha} k_{12},
 \end{aligned} \tag{1}$$

где:  $f_{mn}^\alpha$  — компоненты тензора четвертого ранга, а номера индексов в обозначении приняты такими же, как в кристаллофизике при матричном представлении тензоров четвертого ранга. Равенство (1) можно записать в главных осях тензора абсолютной проницаемости:

$$\begin{aligned}
 k_{11}^\alpha &= \varepsilon_{11}^\alpha k_1 + \varepsilon_{12}^\alpha k_2 + \varepsilon_{13}^\alpha k_3 \\
 k_{22}^\alpha &= \varepsilon_{21}^\alpha k_1 + \varepsilon_{22}^\alpha k_2 + \varepsilon_{23}^\alpha k_3 \\
 k_{33}^\alpha &= \varepsilon_{31}^\alpha k_1 + \varepsilon_{32}^\alpha k_2 + \varepsilon_{33}^\alpha k_3 \\
 k_{23}^\alpha &= \varepsilon_{41}^\alpha k_1 + \varepsilon_{42}^\alpha k_2 + \varepsilon_{43}^\alpha k_3 \\
 k_{13}^\alpha &= \varepsilon_{51}^\alpha k_1 + \varepsilon_{52}^\alpha k_2 + \varepsilon_{53}^\alpha k_3 \\
 k_{12}^\alpha &= \varepsilon_{61}^\alpha k_1 + \varepsilon_{62}^\alpha k_2 + \varepsilon_{63}^\alpha k_3,
 \end{aligned} \tag{2}$$

где:  $\varepsilon_{mn}^\alpha$  — значения компонент тензора коэффициентов относительных фазовых проницаемостей в системе координат, совпадающей с главными осями тензора абсолютной проницаемости,  $k_i$  — главные значения тензора абсолютной проницаемости.

Положив в соотношениях (2), что компоненты  $\varepsilon_{mn}^\alpha$  одного порядка, можно дать следующую аппроксимацию связи компонент тензоров абсолютных и фазовых проницаемостей:

$$\begin{aligned}
 k_{ij}^1 &= \left[ a_{ij} + \left( \frac{I_1(k)}{3k_l} - 1 \right) (s_{ij}^* - s) \right] \left( \frac{s - s_{ij}^*}{s_{ij}^* - s_{ij}^*} \right)^{\gamma_{ij}} k_l \\
 k_{ij}^2 &= \left[ b_{ij} + \left( \frac{I_1(k)}{3k_l} - 1 \right) (s - s_{ij}^*) \right] \left( \frac{s_{ij}^* - s}{s_{ij}^* - s_{ij}^*} \right)^{\beta_{ij}} k_l,
 \end{aligned} \tag{3}$$

где при  $i \neq j$  индексы  $i, j, l$  образуют циклическую перестановку из чисел 1, 2, 3, а при  $i = j$  все индексы одинаковы ( $i = j = l$ ), но суммирование по  $i$  не производится. Формулы (3) задают фазовые проницаемости для триклинной симметрии фильтрационных свойств, поэтому они являются наиболее общими и из них можно получить фазовые проницаемости для всех типов анизотропии (классов симметрии). Для моноклинной симметрии в равенствах (3) нужно положить  $k_{13}^\alpha = k_{23}^\alpha = 0$ , для

ортотропной симметрии  $k_{13}^\alpha = k_{23}^\alpha = k_{12}^\alpha = 0$ , для трансверсально-изотропной — к последнему условию необходимо добавить равенство  $k_{11}^\alpha = k_{22}^\alpha$ .

**2.2. Показана зависимость положения главных осей тензора фазовых проницаемостей от насыщенности, что имеет принципиальное значение при разработке численных разностных схем.** Как известно, любой симметричный тензор второго ранга может быть приведен к главным осям, в которых он принимает диагональный вид. В частности, при моноклинной симметрии фильтрационных свойств известно положение одной главной оси и приведение к главным осям осуществляется путем поворота относительно этой главной оси. Положим, что главная ось совпадает с осью Z, тогда угол поворота  $\varphi^\alpha$  определяется по формуле:

$$\operatorname{tg} 2\varphi^\alpha(s) = \frac{2k_{12}^\alpha(s)}{k_{11}^\alpha(s) - k_{22}^\alpha(s)}. \quad (4)$$

В равенстве (4) значения компонент тензоров  $k_{ij}^\alpha$  зависят от насыщенности и изменяются, поэтому и значения углов  $\varphi^\alpha(s)$  также могут изменяться. Однако углы  $\varphi^\alpha(s)$  не будут зависеть от насыщенности, только если в равенстве (4) все выражения, содержащие насыщенность, будут сокращаться. Но это невозможно, поскольку значения экспериментальных констант в (3) зависят от направления.

**2.3. Построена математическая модель изотермической двухфазной фильтрации в анизотропной пористой среде.** Рассмотрим систему уравнений для изотермической двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей в анизотропной пористой среде без учета силы тяжести и капиллярного давления. Уравнения неразрывности и закон А. Дарси для каждой из фаз имеют вид:

$$\frac{\partial m s^\alpha \rho^\alpha}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho^\alpha \vec{w}^\alpha) = 0,$$

$$w_i^\alpha = -\frac{k_{ij}^\alpha}{\mu^\alpha} \frac{\partial P}{\partial x_j}.$$

Для замыкания системы уравнений переноса построены компоненты тензоров фазовых проницаемостей как функции от насыщенности одной из фаз, уравнения состояния фаз и пористой среды, а также зависимости абсолютной проницаемости и

динамической вязкости каждой фазы от давления. Таким образом, получена замкнутая система уравнений для нахождения неизвестных компонент векторов скоростей фильтрации фаз  $W_x^\alpha, W_y^\alpha, W_z^\alpha$ , насыщенностей  $S^\alpha$  и распределения давления, при определенных граничных условиях. Проведена серия численных расчетов.

Результаты моделирования заводнения триклинного анизотропного пласта с учетом всех вышеописанных зависимостей и эффектов показывают, что эффекты анизотропии значительны, когда вытесняемый и вытесняющий агенты обладают существенно отличающимися подвижностями. Поэтому при вытеснении нефти водой влияние анизотропии на характер фронта вытеснения минимален; напротив, при вытеснении водой газа эффект значителен даже при небольшой анизотропии.

При нагнетании вытесняющего агента в пласт изменение положения главных осей тензоров фазовых проницаемостей приводит к невозможности выбора «удобного» положения системы координат и, как следствие, к усложнению расчетной схемы. Изменение фильтрационных свойств в моноклинных и триклинных коллекторах в отличие от коллекторов, обладающих ортотропными и трансверсально-изотропными свойствами, не дает возможности использовать стандартные расчетные методы как при интерпретации гидродинамических исследований скважин, так и при классическом моделировании. Для описания гидродинамических характеристик таких коллекторов необходимы дополнительные исследования керна материала, которые позволяют определять тензорные характеристики коллекторов и их зависимость от давления и насыщенности.

### **3. Экспериментальное и теоретическое исследование подвижности капиллярно-защемленной остаточной нефти (КЗОН)**

**3.1. Экспериментальные результаты.** Проведены эксперименты по изучению влияния градиента давления (скорости) на изменение остаточной нефтенасыщенности сложнопостроенных коллекторов (карбонатные коллектора Тимано-Печорской провинции, терригенные коллектора Самотлорского месторождения). Показано, что на подвижность остаточной нефти влияют структура порового пространства и характер смачиваемости исследуемых образцов керна [8].

Впервые экспериментально показано, что на величину КЗОН, определенную по результатам лабораторного моделирования, оказывает влияние масштабный фактор. При фиксированных условиях эксперимента значение КЗОН уменьшается с увеличением объемов исследуемых кернов [9].

Впервые экспериментально установлено, что в анизотропном коллекторе значения КЗОН по разным направлениям разные: по главному направлению фильтрации значения КЗОН меньше, чем по перпендикулярному к нему направлению [10]. Для объяснения этого феномена проведен микроструктурный анализ внутрипорового строения анизотропных коллекторов и выявлены значимые различия в структуре порового пространства в главном и перпендикулярном к нему направлениях [11].

Экспериментально показано влияние компонентного состава фильтрующейся нефти на значения КЗОН. Установлена роль полярных компонентов нефти в изменении КЗОН.

**3.2. Теоретические результаты** [12]. Разработана гидродинамическая модель, позволяющая моделировать распределение КЗОН в межскважинном пространстве. Показана роль системы разработки (система размещения скважин, плотность сетки скважин, темпы отбора и закачки) на распределение КЗОН в однородных и неоднородных по фильтрационным свойствам пластах.

**4. Разработаны научные основы интегрированной технологии воздействия на нефтяную залежь высокочастотных электромагнитных (ВЧ ЭМ) полей в комбинации с растворителями с целью повышения коэффициента извлечения высоковязких нефтей и битумов.**

**4.1. Методами исследований** в данной работе являются:

а. Теоретическое обоснование интегрированной технологии воздействия ВЧ ЭМ поля на нефтяную залежь с учетом адсорбционных процессов [13, 15].

б. Экспериментальное изучение воздействия ВЧ ЭМ поля и, для сравнения, теплового воздействия на процессы тепло- и массопереноса в пористой среде при фильтрации многокомпонентной углеродной системы. Оценка влияния ЭМ поля на адсорбционные процессы при вытеснении высоковязких нефтей и структуру их полярных компонентов с применением сканирующей атомно-силовой микроскопии [14]. Определение коэффициента нефтывытеснения с использованием образцов кварцевого песка при различных видах воздействия.

в. Математическое моделирование применительно к конкретному месторождению циклического трехэтапного воздействия на скважину: 1-й этап – ВЧ воздействие с закачкой растворителя; 2-й этап – «выдержка» скважины (отсутствие ВЧ воздействия); 3-й этап – отбор образовавшейся продукции и далее — циклическое повторение этапов.

Расчет технологических показателей и энергетической эффективности обработки скважины.

#### 4.2 Основные результаты [14 — 16]

Расчетным путем получены графики распределения температуры и адсорбированной нефти при воздействии ВЧ ЭМ полем, при тепловом прогреве и без внешнего воздействия в моменты времени  $t = 1, 2$  и  $6$  часов. Из вида кривых распределения концентрации сорбирующегося вещества в модели пористой среды, представленных на рис. 8, следует, что воздействие ВЧ ЭМП в значительной степени замедляет процесс адсорбции. Это связано с тем, что при ВЧ ЭМ излучении в рабочей среде наряду с распределенными источниками тепла возникает и силовое действие (пондеромоторные, термомеханические, термоэлектрические силы и т.д.), которое влияет на процесс образования и разрушения структур полярных компонентов нефти. При отсутствии внешнего воздействия происходит естественное повышение процесса адсорбции.

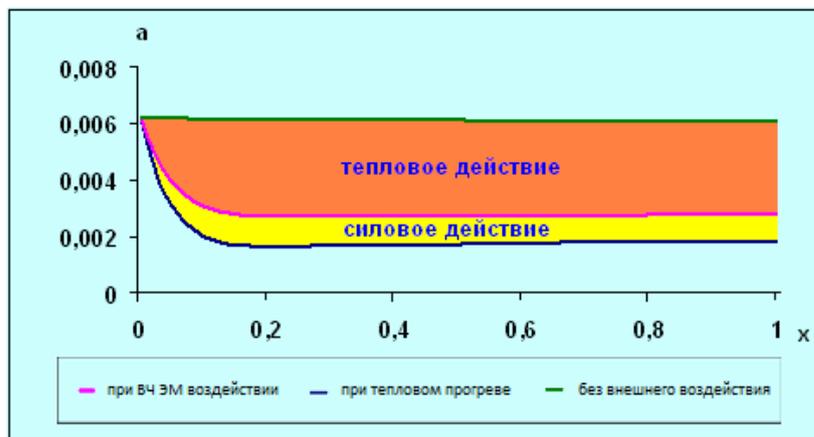


Рис. 8. Распределение концентрации адсорбированной нефти

На рис. 9 представлен экспериментальный график зависимости количества вышедшей нефти из образца пористой среды (кварцевый песок фракции 0,2 мм) после воздействия от температуры при ВЧ ЭМ и тепловом воздействиях. По рис. 9 можно заметить выполаживание кривых, которое означает, что при дальнейшем увеличении температуры выделения нефти из образцов не происходит. Причем максимальное количество вышедшей нефти при ВЧ ЭМ воздействии в 2 раза больше количества нефти, вышедшей при тепловом нагреве.

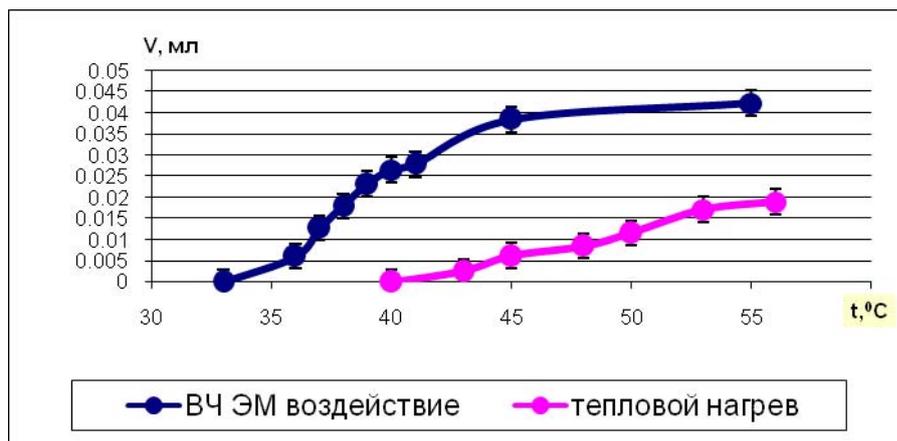


Рис. 9. Зависимость количества вышедшей после воздействия нефти от температуры нагрева

Экспериментально на моделях пористой среды определена зависимость коэффициента нефтевытеснения от относительного объема закачки растворителя (рис. 10). Из анализа данных следует, что наиболее сильное воздействие на адсорбционные процессы оказывает ВЧ ЭМ поле, что объясняется различной природой взаимодействий. ВЧ ЭМ поле оказывает дополнительное “нетепловое” действие, в отличие от обычного нагрева. Из графиков видно также, что в начале эксперимента коэффициент нефтевытеснения не отличается ни в одном случае.

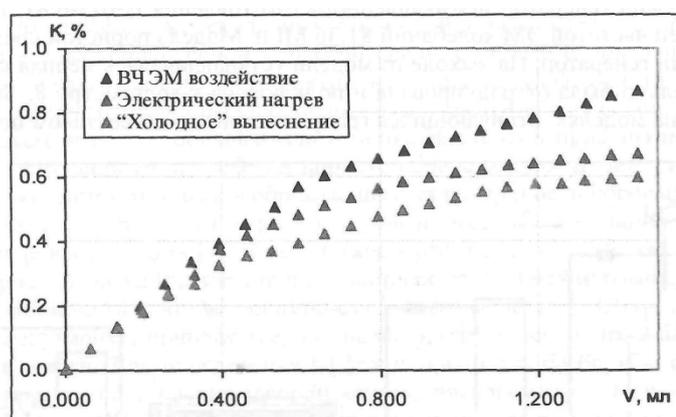


Рис. 10. Зависимость коэффициентов нефтевытеснения от объема закачиваемого растворителя

На примере Русского месторождения проведены оценочные расчёты увеличения дебита скважины при ВЧ ЭМ воздействии, в которых определялось отношение  $R=q/q_0$  достигнутого в течение рассматриваемого промежутка времени дебита скважины к первоначальному дебиту скважины.

### 4.3. Основные выводы

Проведенный расчетный анализ, а также имеющийся экспериментальный и промысловый опыт показывают, что метод ВЧ ЭМ воздействия может быть достаточно эффективен при внедрении на таком месторождении, как Русское. Ориентировочные расчеты показали, что наиболее приемлемым является вариант с обработкой скважин в течение 30 суток. При этом в год может быть обработано порядка 10 скважин одной ВЧ ЭМ установкой. Суммарная дополнительная добыча в этом случае составит около 2000 тонн нефти при окупаемости оборудования за 1,5 года.

Опытно-промышленные работы по осуществлению ВЧ ЭМ воздействия предлагается провести в двух вариантах:

А. Последовательная или циклическая обработка эксплуатационных скважин по описанной выше методике с одновременным отбором продукции.

В. Циклическая либо постоянная обработка призабойных зон как эксплуатационных, так и нагнетательных скважин в сочетании с закачкой смешивающегося агента.

### ЛИТЕРАТУРА:

1. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Рябчуков Е.А.* Законы фильтрации ВПЖ в анизотропных пористых и трещиноватых средах // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. 2006. №4. С. 112—120.
2. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Мамедов Т.М.* Законы фильтрации с предельным градиентом в анизотропных пористых средах // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. 2010. № 2. С. 65—72.
3. *Максимов В.М.* О современном состоянии нефтедобычи, коэффициенте извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи // Бурение и нефть. 2011. №2. С. 12—16.
4. *Кадет В.В., Дмитриев Н.М., Семенов А.А.* Комплексные лабораторные исследования керн для определения фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред // Интеграл. 2006. №8. С. 26—27.
5. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Мамедов Т.М.* Фильтрация с предельным градиентом в анизотропных средах. Теория и эксперимент. // Вестн. Нижегород. ун-та им. Н.И. Лобачевского. 2011. № 4. С. 749—750.
6. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Дмитриев М.Н., Семигласов Д.Ю.* Эффекты анизотропии при двухфазных фильтрационных течениях // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. 2010. № 3. С. 140—146.
7. *Максимов В.М., Семигласов Д.Ю.* Эффекты обобщенных законов фильтрации в многофазных течениях в сложнопостроенных коллекторах // Сборник материалов 3-го международного симпозиума "Теория и практика применения методов

- увеличения нефтеотдачи пластов", ВНИИНЕФТЬ, 20—21 сентября 2011 г. М., 2011. С. 5-6.
8. *Гурбатова И.П., Михайлов Н.Н.* Анализ информативности различных методик определения емкостных свойств карбонатных пластов со сложным типом пористости // Вестн. ЦКР Роснедра. М., 2008. № 2.
  9. *Гурбатова И.П., Михайлов Н.Н.* Масштабный эффект при экспериментальном определении фильтрационно-емкостных свойств, электрических, акустических характеристик пласта в сложнопостроенных карбонатных коллекторах // Материалы II Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». М., 2009. С. 98—105.
  10. *Гурбатова И.П., Кузьмин В.А., Михайлов Н.Н.* Влияние структуры порового пространства на масштабный эффект при изучении фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. 2011. №2. С. 74—82.
  11. *Кузьмин В.А., Михайлов Н.Н., Максимов В.М., Гурбатова И.П.* Экспериментальные исследования микроструктурных особенностей проявления анизотропии карбонатных коллекторов // Вестн. ЦКР Роснедра. 2011. №4. С. 39—47.
  12. *Максимов В.М., Михайлов Н.Н.* Актуальные проблемы развития методов и технологий разработки нефтегазовых месторождений // Сборник материалов конференции, посвященной памяти Н.Н. Лисовского: «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений». М., 2011. С. 68—81.
  13. *Давлетбаев А.Я., Ковалева Л.А., Насыров Н.М.* Исследование процессов теплопереноса в многослойной среде при нагнетании смешивающегося агента с одновременным электромагнитным воздействием // Теплофизика высоких температур. 2009. т.47, №4. С. 605—610.
  14. *Ковалева Л.А., Давлетбаев А.Я., Степанова З.Ю., Хисматуллина Ф.С.* Исследование адсорбционных процессов в нефтенасыщенных пористых средах при ВЧ ЭМ воздействии с применением атомно-силовой микроскопии // Материалы II Международной конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям», Москва, 21—22 окт. 2010 г. М., 2010. С. 168—172.
  15. *Kovaleva L., Davletbaev A., Babadagli T., Stepanova Z.* Effects of electrical and radio-frequency electromagnetic heating on the mass-transfer process during miscible injection for heavy-oil recovery // Energy & Fuels. 2011. 25 (2). p. 482—486.
  16. *Kovaleva L.A., Minnigalimov R.Z., Zinnatullin R.R.* Destruction of water-in-oil emulsions in radio-frequency and microwave electromagnetic fields. // Energy & Fuels. 2011. 25 (8). p. 3731—3738.