

ФИЗИКОХИМИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ В ПОРОВЫХ СРЕДАХ. ОТ ИДЕИ К ПРАКТИКЕ

О.Ю. Баталин
ИПНГ РАН

Исследование физико-химических свойств углеводородных флюидов является одним из основных направлений деятельности института. Именно фазовые превращения, кинетические характеристики флюидов, силы взаимодействия с породами определяют эффективность разработки залежей, конечную нефтеотдачу. Целью работы лаборатории физико-химии углеводородных флюидов в поровых средах являются исследования по следующим направлениям.

- Фазовые превращения углеводородных флюидов в процессах формирования залежей и при их разработке.
- Влияние электромагнитных полей на структуру и свойства углеводородных жидкостей, направленное изменение их физико-химических свойств.
- Внутрипоровые взаимодействия флюид – порода в различных геолого-физических условиях, создание эффективных технологий разработки залежей.

1. Исследование фазовых превращений углеводородных флюидов

Работы по моделированию процессов разработки месторождений успешно развивались в ИПНГ РАН с момента создания института. В лаборатории, куда перешла большая группа сотрудников МИНГ и ГП им.И.М. Губкина (заведующий – проф С.Н. Закиров), исследованы фазовые превращения углеводородных флюидов, созданы новые уравнения состояния, разработаны методы расчета условий образования твердой фазы при пониженных температурах [1]. Созданы композиционные модели, описывающие фильтрацию многокомпонентных смесей с фазовыми переходами и изменяющимися свойствами коллектора. Разработаны модели флюидов с различными типами межмолекулярных связей, на основе которых исследовались возможности нового метода повышения нефтеотдачи, такого как закачка водно-спиртовой оторочки, при которой реализуется полная смешиваемость воды и нефти по всей глубине фронта вытеснения [2]. Стало возможным количественное описание основных видов фазовых превращений углеводородных флюидов при добыче и транспорте, в том числе осложнений, связанных с образованием асфальто-смоло-парафиновых отложений в скважинах и трубопроводах [3].

Дальнейшие работы были направлены на расширение сферы применения разработанных моделей, исследование малоизученных свойств углеводородных флюидов.

Моделирование гидратообразования в нефтяных скважинах. Увеличение доли низкодебитных нефтяных скважин, пробуренных в районах многолетнемерзлых пород, приводит к осложнениям, связанным с гидратами. Для восстановления работоспособности скважин используется периодическая их обработка горячей нефтью, что является энергозатратным методом.

Многие важные закономерности процесса гидратообразования в нефтяных скважинах оставались не ясными. Методы расчета условий гидратообразования и термобарического режима работы скважин позволили создать модели гидратообразования в НКТ [4] и затрубном пространстве [5, 6], разработать компьютерные программы (рис. 1).

Были разработаны методы предупреждения гидратообразования, основанные на нагреве гидратоопасных зон скважин составным кабелем, подаче дозированных порций ингибитора (пат. №2194150 РФ, пат. №2193647 РФ).

Критическая область. На большой глубине природные углеводородные флюиды находятся в состоянии, близком к критическому. Как известно, окологкритическое состояние многокомпонентных систем плохо поддается теоретическому описанию. Для корректного моделирования фазового равновесия с учетом специфики критической области разработан приближенный метод, который заключается в трансформации состояния, рассчитанного с использованием классических методов.

Методика основывается на иерархической модели вложенных кубов (рис. 2). На каждом из уровней система рассматривается как решеточный газ. Кубы А представляют жидкую фазу, кубы В – газовую. При переходе на другой уровень масштаба энергия взаимодействия «больших» кубов (А' и В') определяется как сумма энергий кубов предыдущего уровня (рис. 2). При этом каждая из сосуществующих фаз разбавляется другой фазой, свойства фаз постепенно сближаются. Следствием этого является смещение критической температуры системы (рис. 3).

Классическое описание производилось по дырочной квазихимической модели решеточного газа (Баталин, Викторов, 1986). Энергии взаимодействия молекулярных сегментов подбирались на основе данных по фазовому равновесию бинарных смесей. Сопоставление результатов расчета фазового равновесия тройных смесей алканов

показало хорошее соответствие с экспериментальными данными, в том числе и в критической области.

2. Конденсационная модель образования залежей нефти и газа

В нефтяной геологии остаются пока еще малоизученными вопросы фазовых превращений флюидов при формировании залежей. Исключение составляет использование строгих методов термодинамики для объяснения закономерностей изменения состава Карачаганакского месторождения по глубине [1]. Конденсационная модель образования залежей [7] является фактически первым опытом рассмотрения фазовых превращений. Концепция основывается на анализе фазовых превращений при подъеме углеводородного потока. На больших глубинах (более 4 км) углеводородный флюид находится в сверхкритическом состоянии (рис. 4). При достижении несколько меньших глубин происходит его сепарация на газовую и жидкую фазы. Обосновывается, в том числе с помощью расчетов, что выпавшая жидкость является нефтью.

На примере Уренгойского месторождения показано, как, имея состав сверхкритического флюида, можно рассчитать фазовое разделение восходящего потока при его миграции. Продемонстрировано, что тенденции изменения характеристик пластовых флюидов Уренгойского месторождения, определенные расчетным путем, соответствуют фактическим данным и совпадают с известными закономерностями изменения свойств флюидов многопластовых залежей с глубиной (рис. 5).

При достижении сверхкритическим потоком некоторой ловушки пришедшая туда порция флюида разделится на жидкую и газовую фазы. Образование жидкости происходит в виде микрокапель нефти, которые постепенно собираются в нижней части ловушки, образуя нефтяную оторочку. Более легкий газ займет верхнюю часть ловушки. В результате нефть останется в пласте, а газ, пусть и медленно, продолжит движение через покрывку вверх. При достижении следующей ловушки, которую восходящий поток может заполнить, из него вновь выделится жидкая фаза. Нефть будет оттеснена вниз на границу с водой, а газовая фаза продолжит движение вверх, и так далее. С уменьшением глубины состав газоконденсата (Г/К) закономерно облегчается (рис. 6).

Показано, что известные типы зональности размещения углеводородных залежей – разные стороны проявления единого процесса фазовой дифференциации, развивающегося в пространстве и во времени. В начальный период в залежи конденсируется мало нефти,

однако со временем, по мере прихода новых порций глубинного флюида и конденсации из него жидкости, количество нефти увеличивается. Газ просачивается через покрывку и уходит. Поэтому сначала возникают газовые (газоконденсатные) залежи, которые постепенно замещаются нефтяными. Наличие газовых залежей свидетельствует об относительной "молодости" газоносного региона, а присутствие исключительно нефтяных залежей – о том, что флюидный поток, вероятно, давно иссяк.

Если восходящая миграция происходит продолжительное геологическое время, то поток, движущийся в основном в вертикальном направлении, заполнив все встретившиеся на его пути ловушки, начнет «расползаться» в латеральном направлении. Показано, что известное в геологии правило дифференциального улавливания является частным случаем рассматриваемых процессов. Нефть из оторочки начнет мигрировать, из нее станет выделяться газ (рис. 6).

Начальная стадия возникновения потока представляется следующей [8, 9]. Органическое вещество, погруженное на большие глубины, испытывает деструкцию при высоких температурах и давлениях, что продуцирует восходящий флюидный поток. Основными компонентами потока будет большой спектр углеводородов и вода. На рис. 7 представлена общая схема фазовых превращений, от образования единого углеводородного потока до его сепарации на углеводороды и воду с последующей конденсацией нефти. Отмечается, что разделение углеводородов и воды на соответствующие фазы происходит не полностью. В углеводородной фазе будет оставаться некоторое количество воды, которое в определенный момент подъема потока начнет конденсироваться, образуя оторочку пресных вод вокруг углеводородных залежей.

Повышенные температуры, необходимые для генерации природных углеводородов, зафиксированы не повсеместно, а только в особых геодинамических бассейнах, быстрого опускания пород, накопления массы органических осадков зонах. Принципиально важно наличие мантийного плюма, который является непосредственной причиной образования осадочного.

Мантийный плюм под осадочным бассейном приводит к развитию высокотемпературных гидротерм, функционирование которых непосредственно связано с глубинными разломами, характерными для зоны рифта (рис. 8). Перенос тепла высокотемпературными гидротермами имеет принципиальное значение для образования нефти: при их пересечении с пластами, насыщенными органическим веществом,

происходит деструкция ОВ, генерация углеводородных компонентов, что может приводить к возникновению АВПД. На участке выше пластов, в которых происходит деструкция ОВ, возникают многофазные углеводородно-водные системы. Далее от них отделяются углеводородные потоки, формируются залежи нефти и газа.

3. Коллоидная структура углеводородных жидкостей, механизм действия электромагнитного поля

Углеводородные флюиды, такие как нефти, нефтепродукты, буровые растворы являются коллоидными растворами, структура и свойства которых изучены недостаточно. В результате проведенных исследований стали понятны многие важные характеристики таких систем, созданы соответствующие модели.

Фрактальная структура агрегатов коллоидных частиц нефти. Экспериментально в нефти зарегистрированы коллоидные агрегаты фрактального строения, включающие в себя стержнеобразные частицы железа [10–12]. Гипотетическая структура таких агрегатов была предсказана ранее [13]. На рис. 9 приведено изображение типичного агрегата, состоящего из коллоидных частиц нефти (округлые полупрозрачные частицы диаметром 30–50 нм) и неорганических наночастиц оксида железа (темные короткие стержни длиной 50–100 нм и диаметром около 10 нм).

Коллоидные частицы нефти имеют мицеллярное строение. Ядро мицеллы (размер 3–5 нм) образуется в результате совместной агрегации асфальтенов и смол, а легкие фракции нефти составляют внешнюю оболочку. Частицы оксидов железа, по-видимому, служат центрами роста агрегатов коллоидных частиц, образующих разветвленную цепочечную структуру. Характеристики наночастиц железа были исследованы методами ЭМР, порошковой микродифрактометрии, методом характеристических неупругих потерь энергии электронов. Была установлена структура частиц железа и наличие у них хорошо выраженных ферромагнитных свойств. Каждая наночастица обладает магнитным моментом 10^{-7} – 10^{-8} мВ. Их концентрация в нефти составляет 50 – 100 г/ 1000 кг.

Формула вязкости коллоидных растворов. Коллоидные частицы нефти, объединяясь, образуют разветвленные коллоидные агрегаты довольно рыхлой структуры. Их связность может легко нарушиться под влиянием внешних воздействий. На основе данных представлений построена ясная физическая модель, связывающая размер коллоидных агрегатов с характеристиками течения жидкости [14, 15].

В присутствии агрегатов вязкость коллоидного раствора увеличивается вследствие того, что агрегаты имеют большой характерный радиус R и разветвленную структуру, что препятствует свободному движению слоев жидкости. Требуется дополнительная энергия на обтекание агрегатов. При увеличении скорости сдвига агрегаты деформируются, а затем разрушаются (раствор, в котором отсутствуют агрегаты, называется флюидом с полностью разрушенными структурами; его вязкость определяется как η_∞). Дополнительный вклад в вязкость полагается пропорциональным концентрации фрактальных агрегатов и площади их поверхности. Площадь поверхности агрегата определяется как $\sim R^{D+1}$, где D – размерность поверхности фрактального агрегата ($2 \leq D \leq 3$).

Следующим важным положением является задание обратно пропорциональной зависимости радиуса фрактального агрегата от скорости сдвига G ($G=dV/dx$), $R \sim G^{-p}$, где p – параметр, характеризующий энергию связи между коллоидными частицами. Иными словами, относительное движение слоев жидкости деформирует и частично разрушает фрактальный агрегат. Его радиус уменьшается. В итоге имеем следующую формулу вязкости коллоидных растворов:

$$\eta = \eta_\infty (1 + K G^{-p(D+1)}).$$

Полученная зависимость описывает вязкость широкого круга коллоидных жидкостей. Формула связывает как стационарную, так и мгновенную вязкости с радиусом фрактальных агрегатов, что позволяет проводить независимую оценку вязкости на основании измерений размеров коллоидных агрегатов. Теория хорошо согласуется с экспериментом, объясняет механизм действия магнитного поля на вязкость коллоидных растворов, колебательный характер релаксации вязкости [16].

Справедливость теоретических представлений была подтверждена экспериментально на образцах нефти, полимерных растворов, нефтепродуктов, буровых растворов. На рис. 10 представлен пример обработки экспериментальных данных для сырой нефти. Эксперимент проводился при температуре 15 °С.

Показано, что существуют две области, в которых вязкость (в соответствующих логарифмических координатах) связана линейной зависимостью со своим наклоном. Обнаружено наличие фазового перехода второго рода. При переходе из одной области в другую происходит скачкообразное изменение некоторых, пока непонятных, параметров строения фрактальных агрегатов.

Проанализирована возможность применения полученной формулы для описания течения неньютоновской жидкости в трубах. Показано, что получаются все основные виды стационарных течений: течение ньютоновской жидкости, течение с начальным напряжением сдвига, течение с плоским участком профиля скорости в центре трубы [15]. Для каждого типа течения существует своя область параметров.

Действие магнитного поля на вязкость коллоидного раствора. Обнаружение ферромагнитных частиц в составе агрегатов позволило объяснить механизм воздействия магнитного поля на коллоидные растворы, что ранее оставалось неясным. Принцип действия магнитного поля на структуру коллоидных агрегатов иллюстрируется на рис. 11.

Как можно видеть, наложение магнитного поля заставляет магнитные частицы ориентироваться одинаковым образом, что создает между ними силы отталкивания (а). В результате коллоидные агрегаты разрушаются (б). Таким образом, магнитная обработка сопровождается уменьшением размеров коллоидных агрегатов. В соответствии с формулой происходит уменьшение вязкости коллоидного раствора. Данный эффект был подтвержден экспериментально. На рис. 12 приведены результаты экспериментов, демонстрирующие изменение вязкости нефти после ее обработки магнитным полем.

Из рисунков следует, что размер фрактальных агрегатов релаксационно неустойчив даже в случае отсутствия поля. Течение устанавливается на продолжительном временном интервале. При магнитной обработке происходит разрушение фрактальных агрегатов, из-за чего вязкость нефти многократно уменьшается. Эффект может наблюдаться в течение нескольких часов [14, 16]. При обработке высоковязких нефтей химреагентами, как известно, наблюдаются подобного рода релаксационные процессы. Предложенная модель вязкости объясняет и это.

Практическое применение. Согласно теории, изменяя радиусы фрактальных агрегатов, можно управлять вязкостью нефти. Это достигается как химическим способом, например путем введения центров формирования агрегатов, так и с помощью магнитной обработки.

Разработаны основы направленного воздействия на одно из важнейших свойств углеводородных флюидов – вязкость. Созданы модели, объясняющие действие магнитного поля на интенсивность отложения парафинов, образование накипи, скорость разрушения нефтяной эмульсии, приемистость водонагнетательных скважин.

Действие магнитного поля на отложение парафинов известно давно. Магнитные депарафинизаторы (МД) применяются при эксплуатации скважин и в выкидных линиях. В настоящее время дано физическое объяснение рассматриваемого эффекта, определены условия, при которых он может наблюдаться. В основе механизма действия магнитного поля лежит дробление агрегатов частиц в магнитном поле на фрагменты меньших размеров с образованием на них пузырьков газа микронных размеров. Магнитная депарафинизация исследовалась экспериментально в лабораторных условиях [17]. Разработано специальное оборудование для магнитного воздействия на нефть с целью предотвращения АСПО, уменьшения вязкости нефти, разрушения эмульсии. Объяснен физико-химический механизм предотвращения парафиноотложения [18], обоснован выбор глубины места установки МД для получения максимального эффекта защиты насосно-компрессорных труб нефтедобывающих скважин [19].

Образование волн плотности электрического заряда при течении флюидов.

Экспериментально обнаружен и теоретически объяснен эффект образования волн плотности электрического заряда при течении флюидов, как в пористой среде, так и в трубопроводе. Данный эффект проявляется в колебаниях скорости течения, градиента давления, напряженности электрического поля [20]. Суть явления состоит в формировании значительных объемов (от см³ до м³), имеющих ненулевой электрический заряд. Экспериментально оно было обнаружено при течении водного коллоидного раствора через насыпную модель пористой среды путем измерения колебаний электрического потенциала. Вывод о существовании движущихся объемных зарядов (волн плотности заряда) был сделан также при анализе проведенных измерений электрофизических и гидродинамических характеристик течения в наземном трубопроводе.

Неоднородности электрического заряда возникают при изменении условий протекания флюида, что приводит к возникновению дополнительных сил (до 10–100 атм/м). Поскольку величины передаваемых градиентов давлений, вызванных электрическими полями, сопоставимы с величинами капиллярного давления на границах пористых сред, прохождение “волны” объемного заряда может резко изменить условия фильтрации в пласте.

Основные результаты. Экспериментально обнаружена фрактальная структура коллоидных агрегатов. Создана физическая модель, на основе которой получена формула

вязкости, справедливая для широкого круга коллоидных растворов. Обнаружены эффекты многократного уменьшения вязкости под действием магнитного поля. Объяснены механизмы действия магнитного поля на отложение парафинов, скорость разрушения эмульсий, приемистость скважин. Заложены основы для создания новых технологий воздействия электромагнитными полями на структуру и физико-химические свойства углеводородных жидкостей.

4. Изучение внутривисочных взаимодействий флюид – порода

Характеристики смачиваемости. Смачиваемость пород углеводородами и водой влияет на характеристики двухфазной фильтрации и поэтому определяет эффективность разработки месторождений. Поверхность пород-коллекторов включает минералы с различными свойствами; углеводородные жидкости являются смесью разных компонентов, а водная фаза представлена растворами разного состава. В воду вводят гидрофобизирующие агенты в целях снижения остаточной водонасыщенности и увеличения фазовой подвижности нефти, применяют многофункциональные поверхностно-активные реагенты для интенсификации технологических процессов. В силу этого изучение поверхностных взаимодействий флюид – порода, взаимосвязей между различными показателями смачиваемости, специфики влияния коллектора является важной задачей, решить которую необходимо для выбора эффективных технологий разработки месторождений, увеличения нефтеотдачи [21].

Для достижения поставленных целей использовался разработанный ранее метод определения степени гидрофобизации газо-нефтедержащих пород-коллекторов, основанный на исследовании пленочного течения воды по гидрофобной и гидрофильной поверхностям пор. Суть метода состоит в сопоставлении объема свободной воды, испарившейся из гидрофобизованного образца, и объема свободной воды, испарившейся из образца после устранения гидрофобизации. Это позволяет определить коэффициент гидрофобизации как долю площади поверхности пор, занятую углеводородами или иными гидрофобизаторами. Данным методом исследовалась гидрофобизация на образцах пород терригенных и карбонатных коллекторов месторождений: Карачаганакское, Астраханское, Средний Тюнг, Уренгойское, Медвежье, Ромашкинское, Хузинское, Талинское, Телети, Тэдинское. Анализировались возможности использования метода для изучения гидрофобизации пород различными типами жидкостей. Исследовалась

гидрофобизация поверхности пор индивидуальными углеводородами, продуктами переработки нефти. Было, в частности, установлено [22], что степень гидрофобизации повышается с ростом температуры кипения углеводородного сырья (рис. 13а).

Исследовалась зависимость гидрофобизации от характеристик породы. Установлено [23], что степень гидрофобизации повышается с ростом пористости на нефтяных месторождениях и понижается – на газовых и газоконденсатных (рис. 13б). Определено влияние емкости катионного обмена глин и содержания глин в образце пород на адсорбцию углеводородов различного строения и состава [24]. Установлены корреляционные связи между коэффициентом гидрофобизации и порометрической характеристикой образцов.

При движении углеводородных смесей через пласты-коллекторы происходит селективное осаждение отдельных их фракций во внутривпоровом пространстве, формирование микроструктурной смачиваемости. Исследования показали, что участки с различным типом смачиваемости приурочены к микроструктурным неоднородностям пласта [25]. Отдельные поры и капилляры могут проявлять как гидрофильный, так и гидрофобный тип смачивания. Усредненные параметры смачивания не соответствуют ни гидрофильному, ни гидрофобному, ни гетерогенному типу смачивания.

Проведенные на математических сеточных моделях исследования влияния величины и структуры смачивания на фазовую проницаемость, капиллярное давление, неподвижную водо- и нефтенасыщенность, электрическую проводимость образцов, насыщенных смесью флюидов, показали, что влияние структуры смачивания бывает весьма существенно. Факторами, влияющими на микроструктурную смачиваемость, являются состав пород, углеводородный состав и порометрическая характеристика. Микроструктурной смачиваемостью объясняются изменения петрофизических характеристик на сложных пластах, таких, например, как ЮК-10 и ЮК-11 Талинского месторождения.

Результаты исследования специфических взаимодействий системы порода – вода – углеводороды позволяют более осознанно определять меры по увеличению нефтеотдачи: выбор гидрофобизирующих агентов для водных растворов в целях снижения остаточной водонасыщенности и увеличения фазовой подвижности нефти; подбор многофункциональных поверхностно-активных реагентов для интенсификации

технологических процессов добычи нефти; предотвращение капиллярного защемления флюидов.

Влияние техногенных изменений коллекторских свойств пород на эффективность работы скважин. При разработке залежей происходит изменение коллекторских свойств пород, объясняемое блокировкой проницаемых каналов, образованием твердых отложений, сжатием скелета поровой среды. Наиболее значимые изменения наблюдаются в околоскважинной зоне. В результате производительность скважин многократно снижается. Действие всех факторов ранее учитывалось интегрально в форме скин-фактора, что не позволяло выявить основную причину поражения пласта и выбрать правильные действия по восстановлению производительности скважин. Цель работы лаборатории являлся анализ всех возможных механизмов ухудшения проницаемости (влияния типов породы и условий эксплуатации), выбор эффективных методов повышения производительности скважин.

Были определены следующие виды воздействия на породу: загрязнение, деформация, защемление флюидов, температурное воздействие. Загрязнение задавалось как функция, зависящая от расстояния от скважины. Влияние деформации определялось в виде зависимости от градиента давления [26]. При определении характеристик защемления флюидов учитывалось, что процессы вытеснения нефти фильтрами технологических жидкостей приводят к образованию неподвижных фаз. В зависимости от капиллярного числа определено три режима фильтрации, характеризующих поведение капиллярно-защемленных фаз [26].

Для каждого из режимов фильтрации получена система дифференциальных уравнений, учитывающая влияние всех факторов [26]. Система уравнений в части случаев решена аналитически, в остальных случаях она решалась численно. В частности, определены условия, когда термическое воздействие на околоскважинную зону, соответствующее изменению свойств пород и флюидов не приводят к позитивному результату [27].

При повышении температуры уменьшается вязкость нефти, однако тепловое расширение породы и возникающие термобарические напряжения могут приводить к изменению проницаемости околоскважинной зоны. Так, на месторождении Зыбза, несмотря на снижение вязкости нефти на порядок при повышении температуры, применение пластового горения оказалось неэффективным из-за особенностей строения коллектора. После начала работы нагревателя температурное расширение породы

приводило к закрытию трещин, являющихся путями сообщения в пласте, к снижению приемистости нагнетательных скважин.

На рис. 14 и 15 приведены результаты расчета зависимости относительного дебита скважины (Q/Q_0) от изменения температуры (ΔT). Параметр β определяется свойствами породы. Как видно из рис. 14, при некоторых значениях β кривая имеет максимум, далее значение дебита уменьшается. Это означает неэффективность дальнейшего прогрева пласта.

Критические значения β находятся в результате решения соответствующих уравнений [27]. Показано, как учет термокольтматации позволяет устранить негативные явления при проведении тепловых методов, увеличить производительность работы скважины.

Построенная модель дает возможность решить задачу идентификации механизмов поражения пласта, определить степень влияния каждого из них. Рассчитывается комплексное действие всех факторов на работу вертикальных и горизонтальных скважин. Разработанные модели и методы [26, 27] позволяют обоснованно выбирать технологии интенсификации добычи в зависимости от реального состояния околоскважинной зоны, оптимизировать эффективность проводимых мероприятий. Разработана компьютерная программа, рекомендованная для использования при проведении работ, связанных с временным глушением скважин. Создана методика оценки потерь производительности скважин при вводе их в эксплуатацию после консервации. Ее применение в ОАО “Самаранефтегаз” показало хорошие результаты.

Исследование динамики извлечения матричной нефти (совместно с лабораторией Н.А. Скибицкой). С целью создания эффективной технологии разработки нетрадиционного вида залежей – матричной нефти, большие запасы которой выявлены на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении, изучены закономерности извлечения высокомолекулярных компонентов из различных типов пород. Предполагается три основных стадии процесса. Первая – закачка в пласт некоторого объема растворителя, вторая – растворение в нем высокомолекулярных соединений (ВМС) пород в течение заданного промежутка времени, третья – вытеснение полученного раствора. Первую и третью стадии можно с достаточной точностью смоделировать с помощью известных уравнений фильтрации, для описания второй количественные закономерности процесса остаются неизвестными. Для разработки метода расчета

динамики выхода ВМС из породы в растворитель предпринято теоретическое изучение закономерностей этого процесса. Анализ опирается на результаты экспериментов по экстракции ВМС на реальных ядрах Оренбургского месторождения и искусственной модели пласта, выполненных при различных температурных условиях [28].

В результате проведенных исследований предложена расчетная модель, описывающая экстракцию ВМС из различных типов поровых сред [29]. Показано, что количество ВМС, остающееся в породе от цикла к циклу, экспоненциально уменьшается. Определены коэффициенты уравнений. Выявлены особенности извлечения ВМС для различных температур и типов пород. В качестве примера на рис. 16 приводится сопоставление результатов расчета с фактическими данными для насыпной модели пласта. Как видно из рис. 16, результаты расчетов хорошо соответствуют фактическим данным.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю.* Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. М.: Недра, 1992. 272 с.
2. *Вафина Н.Г., Баталин О.Ю.* Моделирование фазового равновесия систем сложного компонентного состава при разработке новых методов повышения нефтеотдачи пласта// *Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности.* М., 2000, С. 253–258.
3. *Баталин О.Ю.* Методы представления тяжелых фракций нефти в задаче расчета отложения парафинов в скважинах и трубопроводах// *Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности.* М., 2000. С. 262–268.
4. *Вятчинин М.Г., Баталин О.Ю., Вафина Н.Г., Щепкина Н.Е.* Определение режимов и зон гидратообразования в нефтяных скважинах // *Нефт. Хоз-во.* 2000. № 7. С. 38–44.
5. *Вятчинин М.Г., Праведников Н.К., Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Закономерности гидратообразования в затрубном пространстве нефтяных скважин// *Нефт. Хоз-во.* 2001. № 4. С. 54–57.
6. *Вятчинин М.Г., Праведников Н.К., Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Условия и зоны гидратообразования в затрубном пространстве нефтяной скважины// *Нефт. Хоз-во.* 2001. №6. С. 56–58.

7. *Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. М.: Наука, 2008. 248 с.
8. *Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Источники образования углеводородных залежей в конденсационной модели// Геология морей и океанов: XVIII Междунар. науч. конф. по морской геологии. М., 2009. С.15–20.
9. *Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Полигенез факторов образования залежей нефти и газа// XIX Международная Научная конференция по морской геологии. М., 2011. Т. 2. С. 2–6.
10. *Лесин В.И., Кокшаров Ю.А., Хомутов Г.Б.* Магнитные наночастицы в составе агрегатов коллоидных частиц нефти// Нефт. Хоз-во. 2009. №3. С. 95–97.
11. *Lesin V.I., Koksharov Yu.A., Khomutov G.B.* Magnetic nanoparticles in petroleum// Petroleum chemistry. 2010. V.50, N 2. P. 102–105.
12. *Лесин В.И., Кокшаров Ю.А., Хомутов Г.Б.* Магнитные наночастицы в нефти// Нефтехимия. 2010. Т. 50, №2. С. 114–117.
13. *Лесин В.И., Лесин С.В.* О физической природе степенной зависимости вязкости буровых суспензий от скорости сдвига// Нефтепромышленное дело. 2004. №1. С. 37–39.
14. *Lesin V.I., Koksharov Yu.A., Khomutov G.B.* Viscosity of liquid suspensions with fractal aggregates: magnetic nanoparticles in petroleum colloidal structure// Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects. 2011. V. 392. P. 88–94.
15. *Лесин В.И., Лесин С.В.* Анализ фрактальной формулы вязкости// Нефт. хоз-во. 2011. № 6. С. 104–107.
16. *Лесин В.И.* Особенности релаксации вязкости неньютоновской нефти после воздействия градиентами скорости и магнитными полями// Нефтепромышленное дело. 2008. № 1. С. 43–46.
17. *Сейткасымов Б.С., Баталин О.Ю., Лесин В.И.* Лабораторные исследования влияния магнитного поля на процесс отложения асфальтосмолопарафинов из нефти// Нефтепромышленное дело. 2005. № 7. С. 37–39.
18. *Лесин В.И.* Область наиболее эффективного применения магнитных депарафинизаторов при защите от отложений насоснокомпрессорных труб добывающих скважин// Бурение и нефть. 2003. №1. С. 24–27.
19. *Лесин В.И.* Физико-химический механизм предотвращения парафиноотложений с помощью постоянных магнитных полей// Нефтепромышленное дело. 2001. №3. С. 15–17.

20. *Лесин В.И.* Возникновение волн плотности электрических зарядов при течении жидких коллоидных растворов// Нефть. хоз-во. 2005. №4. С. 124–126.
21. *Михайлов Н.Н.* Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 1992. 270 с.
22. *Михайлов Н.Н., Сечина Л.С.* Особенности смачивания природных нефтенасыщенных коллекторов// Материалы II Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов», Б.м., 2009. С. 80–85.
23. *Семенова Н.А., Сечина Л.С.* Влияние микроструктурной смачиваемости на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов// Вестник ЦКР Роснедра. 2008. №2.
24. *Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Савочкина К.А.* Влияние адсорбированных углеводородов на физико-химическую активность заглинизированных коллекторов// Науч.-техн. вестн. "Каротажник". 2011. №7.
25. *Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С.* Влияние микроструктурной смачиваемости на петрофизические характеристики пород коллекторов// Науч.-техн. вестн. "Каротажник". 2011. №7.
26. *Зайцев М.В., Михайлов Н.Н.* Влияние остаточной нефтенасыщенности на фильтрацию в окрестности нагнетательной скважины // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. 2006. №4. С.94–99.
27. *Зайцев М.В.* Влияние термокольматации околоскважинных зон на производительность скважин// Нефть. хоз-во. 2011. №2. С.83–85.
28. Извлечение высокомолекулярных соединений из газоносных осадочных пород/ Н.А. Скибицкая, Ю.П. Сомов, Р.Р. Файзрахманов и др// Химия твердого топлива. 2008. №3. С. 49–55.
29. *Скибицкая Н.А., Баталин О.Ю., Мишута М.Н.* Расчетная модель извлечения высокомолекулярных соединений из газоносных осадочных пород// Химия твердого топлива. 2011. № 3. С. 71–77.

ПРИЛОЖЕНИЕ

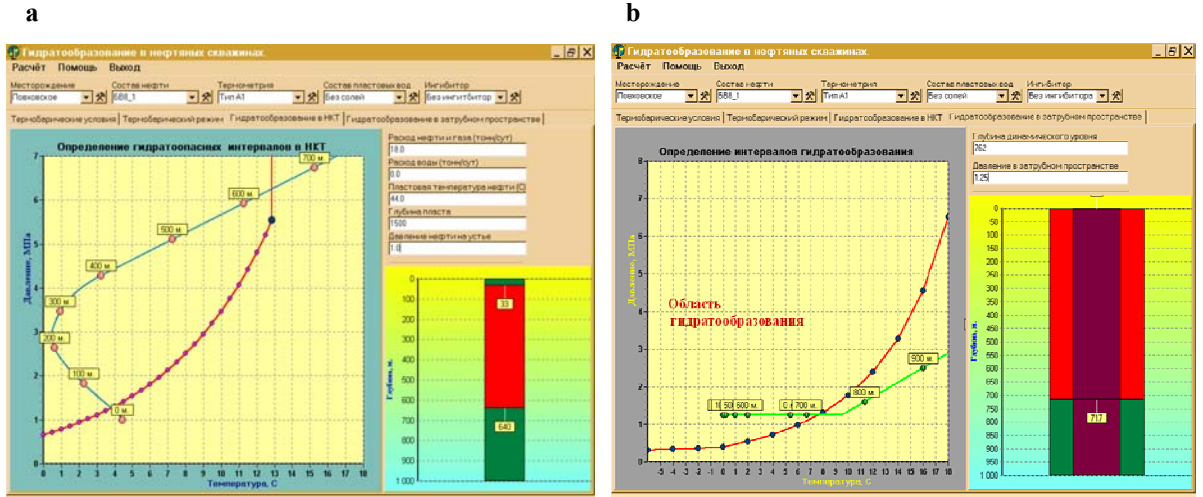


Рис. 1. Пример расчета условий гидратообразования в НКТ (а) и затрубном пространстве скважины (б)

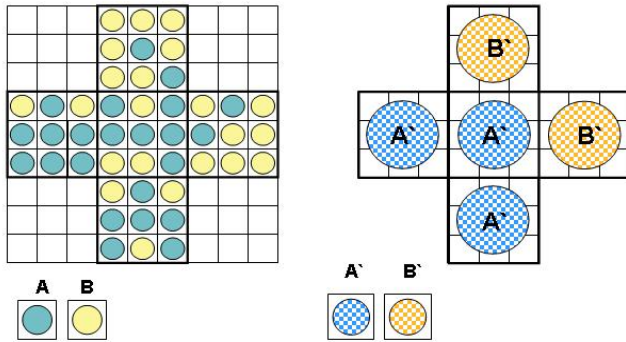


Рис. 2. Иерархическая система вложенных кубов

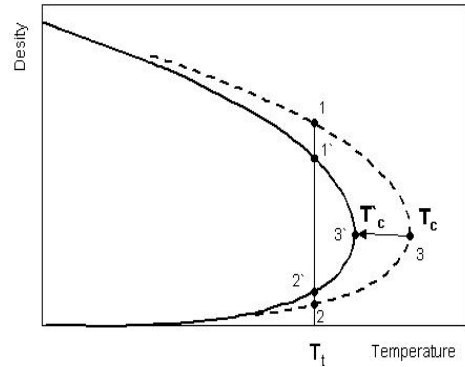


Рис. 3. Принцип изменения характеристик фаз

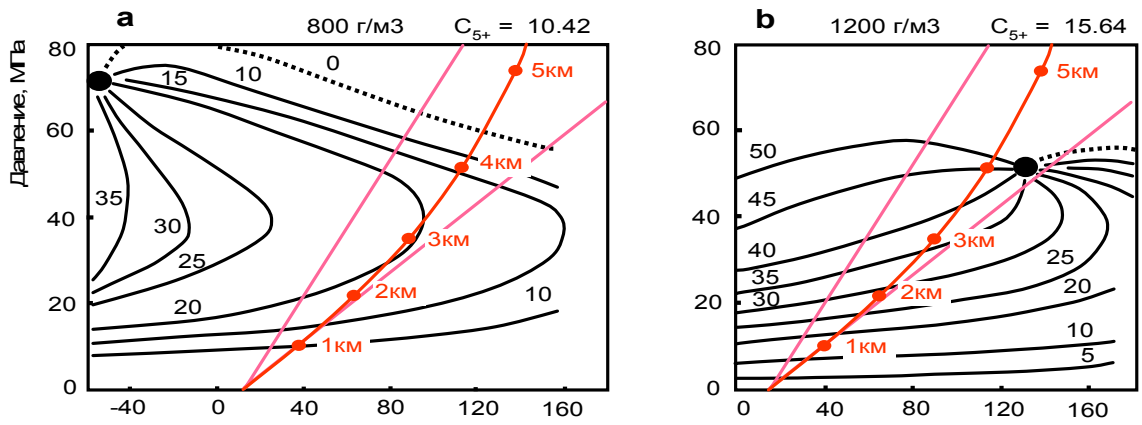


Рис. 4. Фазовые превращения углеводородного потока. Случай, когда термобарический путь проходит правее (а) и левее (б) критической точки

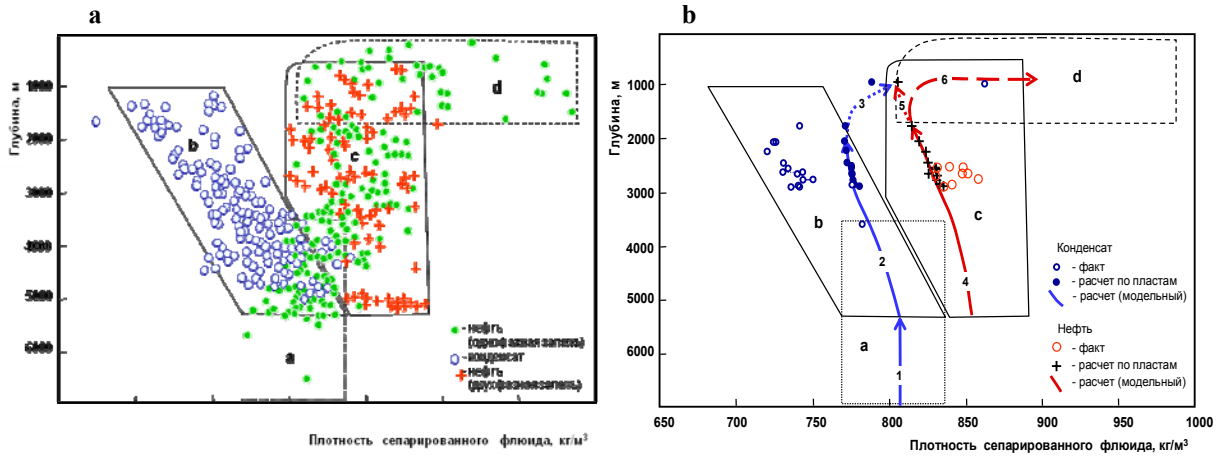


Рис. 5. Изменение плотности флюидов залежей с глубиной. Закономерности изменения плотности нефти и газоконденсата по большому числу залежей (а), расчетные и фактические плотности флюидов Уренгойского месторождения (б)

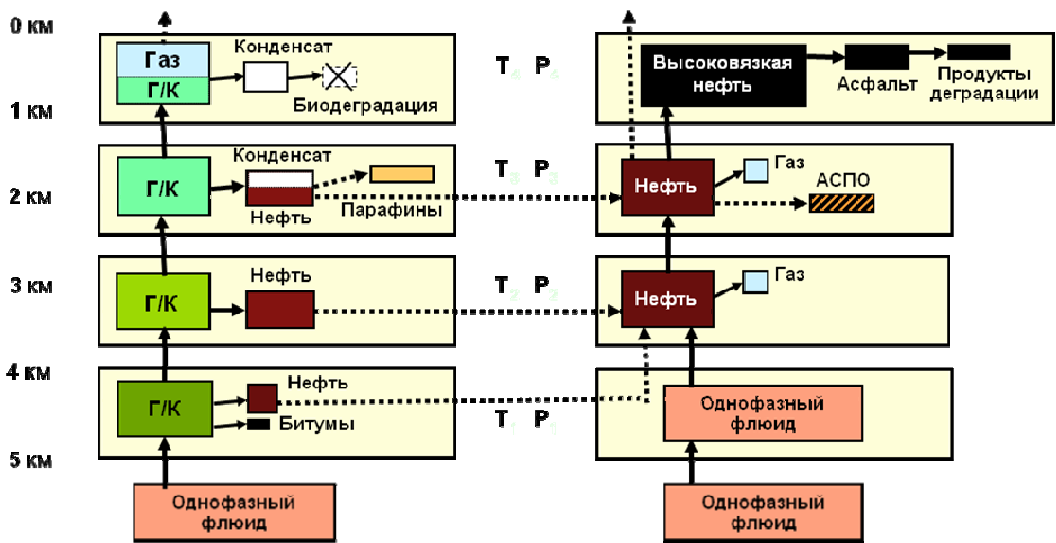


Рис. 6. Общая схема вертикальной зональности залежей

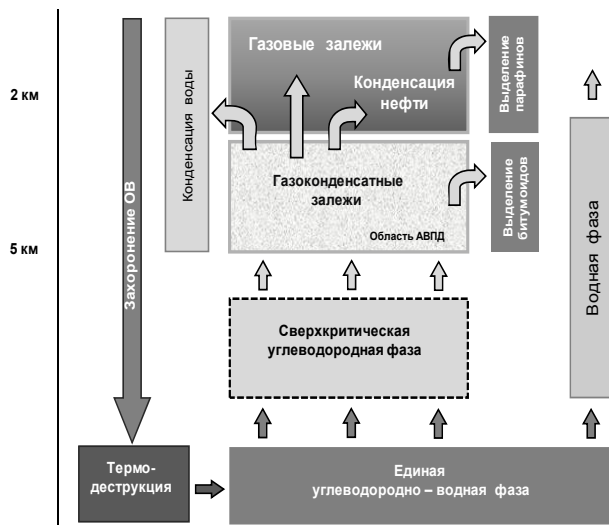


Рис. 7. Общая схема фазовых превращений углеводородно-водного потока

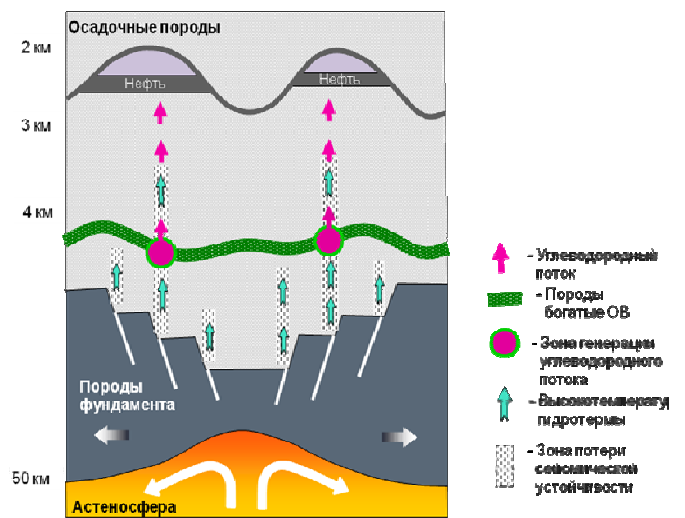


Рис. 8. Схема образования углеводородных потоков и залежей

a

b

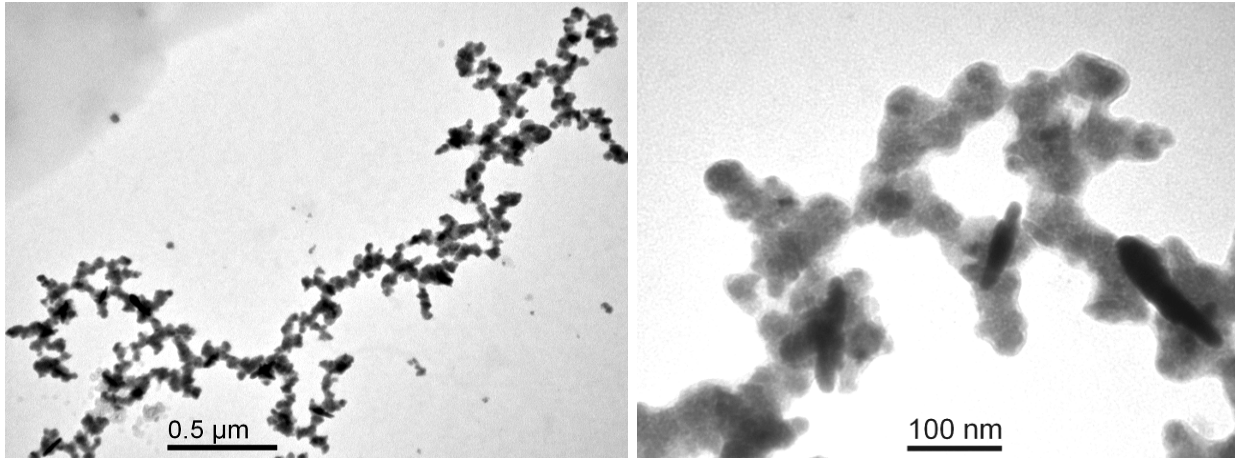


Рис. 9. Изображение коллоидных агрегатов, полученное методом электронной просвечивающей микроскопии при различных масштабах увеличения (a, b)

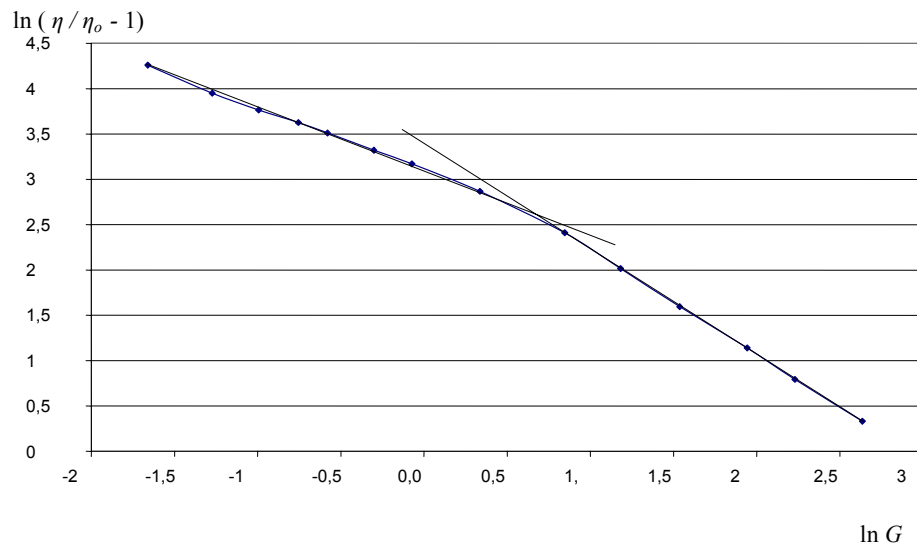


Рис. 10. Зависимость $\ln(\eta/\eta_0 - 1)$ сырой нефти от $\ln G$

a) Силы между элементарными магнитами



b) Диспергация коллоидных агрегатов

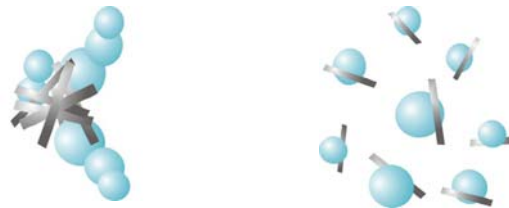
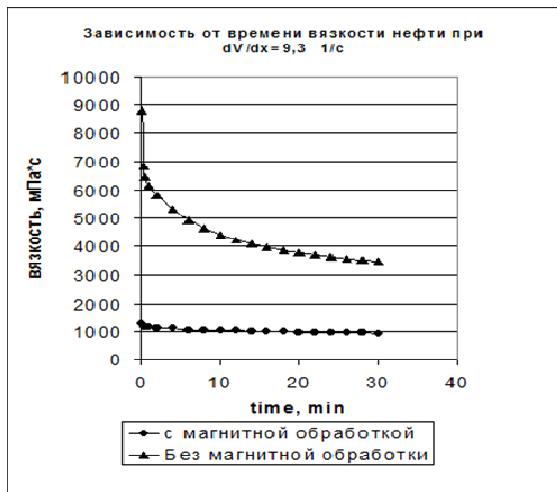


Рис. 11. Принцип действия магнитного поля на структуру коллоидных агрегатов

a



b

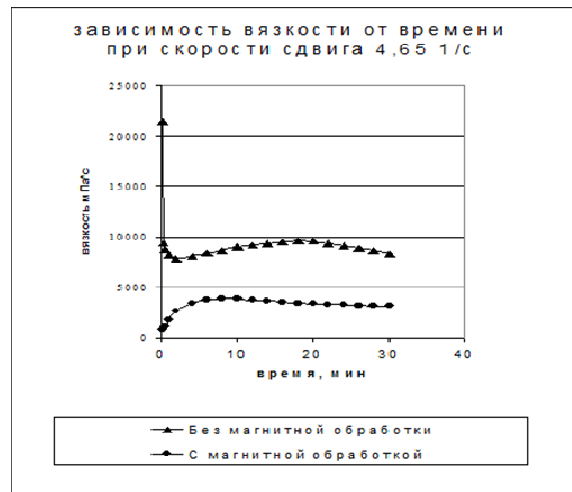
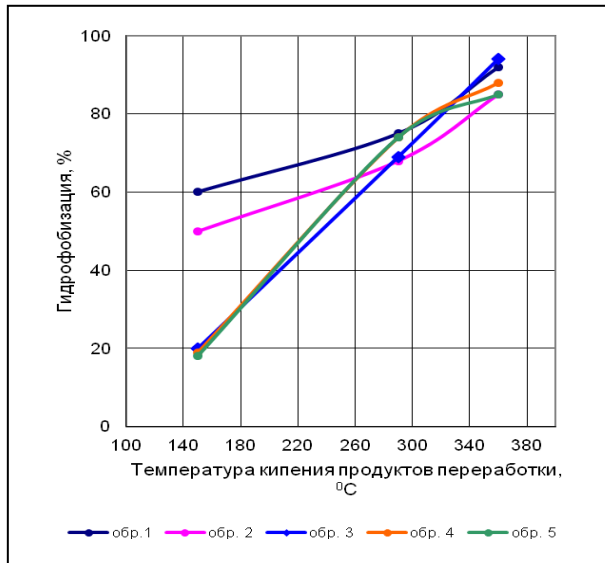


Рис. 12. Влияние магнитной обработки на вязкость нефти
а) скорость сдвига 9.3 сек^{-1} , б) скорость сдвига 4.65 сек^{-1}

а



б

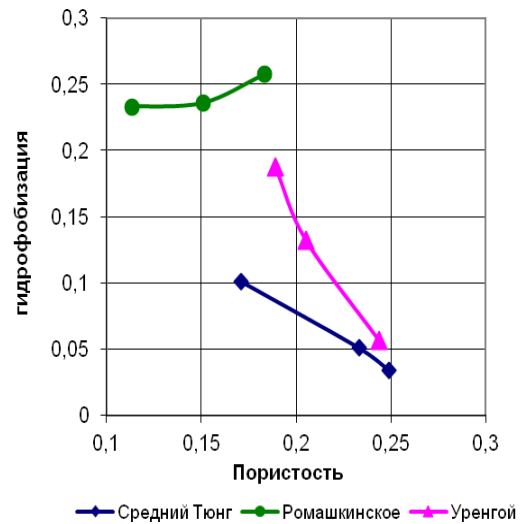


Рис. 13. Зависимость степени гидрофобизации от температуры кипения углеводородного сырья (а) и от пористости (б). Точки соответствуют температуре кипения флюида, цветные линии - различным образцам

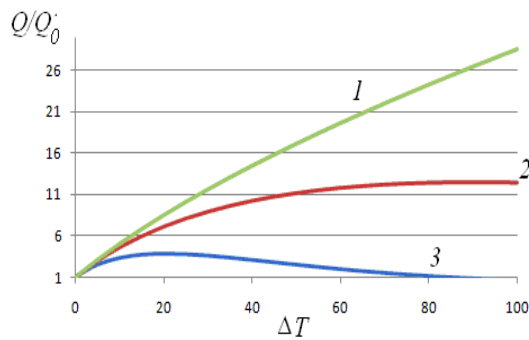


Рис. 14. Относительное изменение дебита при различных режимах нагрева призабойной зоны. 1. $\beta = 0$; 2. $\beta = 0,0005$; 3. $\beta = 0,001$

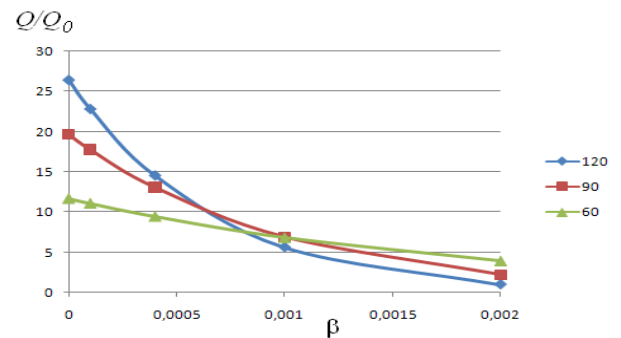


Рис. 15. Зависимость относительного изменения дебита от коэффициента температурного расширения β при различном перепаде температур ($^{\circ}\text{C}$)

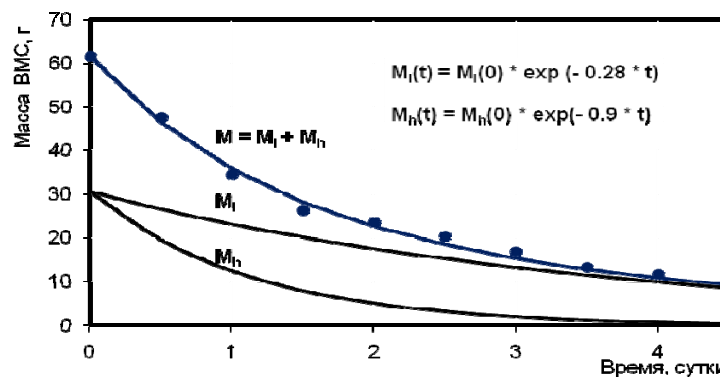


Рис. 16. Расчетная (линии) и фактическая (точки) масса ВМС, остающихся в породе, от времени растворения. M – общая масса ВМС, M_1 – легкие смолы, M_h – тяжелые смолы

