

# ДИНАМИКА ОБВОДНЁННОСТИ НЕФТЕНАСЫЩЕННОГО ОБРАЗЦА В УСЛОВИЯХ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

В работе представлены результаты численного моделирования процесса двухфазной фильтрации жидкостей в модельном нефтенасыщенном образце в условиях волн давления. Приведён анализ полученных результатов.

*Ключевые слова:* двухфазная фильтрация, насыщенность, волны давления, обводнённость.

## Введение

Для эффективного управления разработкой нефтяных месторождений необходимо учитывать изменение фильтрационных свойств призабойной зоны скважины и всего пласта в целом. Эти изменения определяются на основе регулярного проведения гидродинамических исследований (ГДИ) скважин и пластов с применением разнообразных методов (Эрлагер, 2004).

Все методы ГДИ можно разделить на две большие группы – это околоскважинные и межскважинные (полнопластовые) методы. В первую группу входят широко известные методы кривой восстановления давления (КВД), кривой падения давления (КПД), кривой восстановления уровня (КВУ), индикаторной диаграммы (ИД) и др.

Вторая группа представлена методами гидропрослушивания, включающими исследования скважин на интерференцию и импульсные методы исследования. Среди них выделяется метод фильтрационных (гармонических) волн давления (ФВД), важным достоинством которого является достоверное определение фильтрационных свойств по всему межскважинному интервалу.

Метод ФВД достаточно полно разработан в рамках моделей однофазной фильтрации жидкости (Бузинов, Умрихин, 1964; Непримеров, 1978). На современном этапе совершенствуются методики проведения экспериментов в межскважинных интервалах, в призабойной зоне и проводится анализ развития метода ФВД в целях интенсификации добычи углеводородов (Овчинников и др., 2008; Ovchinnikov & Zavidonov, 2008). В последние годы усовершенствована система автоматизации сбора и обработки экспериментальных данных, получаемых методом ФВД (Одиванов, 2010).

Вместе с тем действие волн давления не достаточно исследовано с точки зрения многофазной фильтрации жидкостей. В монографии (Овчинников, 2004) рассмотрена фильтрация двух жидкостей в системе скважин, вскрывающих однослойный пласт однородный по толщине с использованием модели Баклея-Левретта (Buckley, 1942) в крупномасштабном приближении, и показано, как меняется характер волн давления в модельном пласте с течением времени.

В данной работе в условиях линейной одномерной фильтрации двухфазной жидкости предпринята попытка показать на основе численного моделирования поведение насыщенности внутри модельного лабораторного образца, на его срезах, и дать оценку зависимости динамики насыщенности от амплитуды и частоты волн давления.

## Модели двухфазной фильтрации

Математическое описание процесса изотермической фильтрации двухфазной жидкости основано на следующих уравнениях.

1. Обобщённый закон Дарси:

$$\bar{w}_i = - \frac{k \cdot k_i(s)}{\mu_i} \text{grad}(p_i), \quad (1)$$

в котором скорость фильтрации каждой фазы  $\bar{w}_i$  пропорциональна градиенту давления и определяется функциями относительных фазовых проницаемостей (ОФП)  $k_i(s)$ , зависящих от насыщенности  $s$ ; индекс  $i=v, n$  – здесь и далее относится соответственно к воде и нефти,  $\mu$  – вязкость,  $k$  – абсолютная проницаемость.

2. Уравнение неразрывности:

$$\frac{\partial}{\partial t}(m\rho_i s) + \text{div}(\rho_i \bar{w}_i) = 0, \quad (2)$$

где  $\rho$  – плотность жидкостей,  $m$  – пористость.

3. Условие сохранения насыщенности:

$$s_n + s_o = 1, \quad s_o \equiv s, \quad (3)$$

которое показывает, что в элементарном макрообъёме сумма долей отдельных фаз постоянна. Под  $s$ , как правило, понимается насыщенность водной фазы.

4. Уравнение для капиллярного давления:

$$p_n - p_o = p_c(s) = \alpha \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} \mathfrak{Z}(s), \quad (4)$$

в котором  $\alpha$  – межфазное натяжение,  $\theta$  – угол смачивания,  $\mathfrak{Z}(s)$  – функция Левретта, её вид зависит от конкретных условий эксперимента.

Комбинируя (1)-(3) в допущении несжимаемости жидкости и флюидов, однородности и изотропности образца, в одномерном случае получим базовую систему уравнений двухфазной фильтрации жидкостей, впервые выведенную С. Бакли и М. Левреттом (Buckley, 1942), представленную здесь в виде, в котором проводилось численное моделирование:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_o(s)}{f(s)} \frac{\partial P(x,t)}{\partial x} \right] = 0 \\ \left[ \frac{\partial s(x,t)}{\partial t} - \frac{k}{m \mu_o} \frac{\partial}{\partial x} [k_o(s) \cdot \frac{\partial P(x,t)}{\partial x}] \right] = 0. \end{cases}$$

$$f(s) = \frac{k_o(s)}{k_o(s) + \frac{\mu_o}{\mu_n} k_n(s)}. \quad (5)$$

Главное отличие от однофазных моделей – введение понятия насыщенности флюида  $s$  и функций относительных фазовых проницаемостей, комбинацией которых является функция Баклея-Лeverетта  $f(s)$ , выражающая соотношение потоков фаз. Эта модель предполагает непоршневое вытеснение жидкости с разделением на зону совместного течения жидкостей – зону смеси, и зону перед фронтом вытеснения – зону течения нефти.

В отдельной микропоре на границе нефти и воды возникает капиллярный скачок давления порядка 10 кПа, что, часто, существенно превышает внешний градиент давления. Л. Раппопорт и В. Лис предложили модель двухфазной фильтрации с учетом капиллярных сил, встречающейся в литературе ещё и как модель Маскета-Лeverетта. Дополняя систему (5) уравнением (4), получим систему с учетом капиллярных сил:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k_e(s)}{f(s)} \frac{\partial p_e}{\partial x} + \frac{k_n(s)}{\mu_n} p_k \frac{\partial s}{\partial x} \right] = 0 \\ m \frac{\partial s}{\partial t} - \frac{k}{\mu_n} \frac{\partial}{\partial x} \left[ k_n(s) \frac{\partial s}{\partial x} \right] = 0 \\ p'_k(s) = \alpha \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} \mathfrak{I}'(s) \end{cases} \quad (6)$$

Зависимость  $\mathfrak{I}(s)$  взята в двух вариантах:

$$\mathfrak{I}(s) = \frac{1}{s - s_* + 0,1} \quad (\text{Сигунов, 2007}), \quad \mathfrak{I}(s) = -\frac{1}{s} + 7s \quad (\text{Дро-$$

бышевич, 2007), где  $s^*$  – неснижаемая насыщенность.

В масштабах разработки месторождения часто пренебрегают действием этих сил, ссылаясь на малый их вклад и локализацию в пределах фронта вытеснения. Тем не менее, они существенно влияют как на характер изменения самого фронта, так и на вымывание нефти, оставшейся за фронтом вытеснения.

Системы (5)-(6) решались численно IMPES-методом (Азиз, Сеттари, 1982) в пакете «Matlab» со следующими начальными и граничными условиями: для насыщенности  $s(x, 0)=0, s(0, t)=1$ ; для давления  $P(x, 0)=1, P(L, t)=1$ , и специфичным для данной работы периодическим граничным условием, отражающим набор амплитуд  $A_j$  и частот  $\omega_n$  (периодов  $T_n$ ) волн давления  $P_{jn}(0, t) = A_j \sin(\omega_n t + \phi_0)$ .

Расчёт проводился при следующих параметрах среды и жидкостей: абсолютная проницаемость  $k=1$  Дарси, пористость  $m=0,3$ , длина образца  $L=1$  м, вязкость  $\mu_n=4$  сПз,  $\mu_v=1$  сПз; функции ОФП взяты по Чарному-Чэнь Чжунсяну (Чарный и др., 1960) с нижним и верхним пределом водонасыщенности 0,2 и 0,85. Выбор значений всех этих

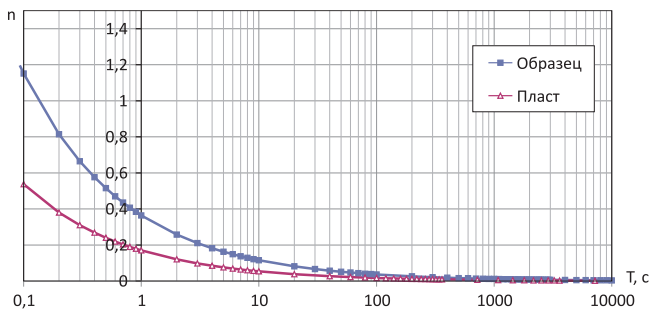


Рис. 1. Сопоставление количества  $n$  укладывающихся длин волн в лабораторном и натурном образцах в зависимости от периода  $T$ .

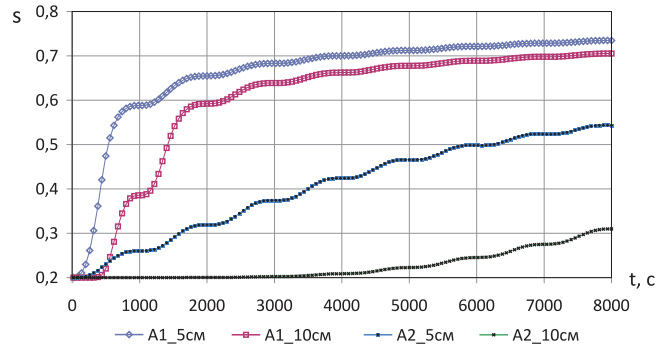


Рис. 2. Изменение насыщенности на срезах 5 и 10 см при амплитудах давления на входе образца  $A1=0,5$  атм и  $A2=0,05$  атм.  $T=1000$  с.

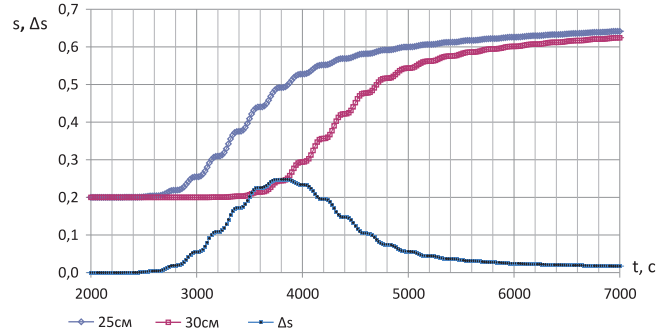


Рис. 3. Сопоставление изменения насыщенности во времени на срезах 25 и 30 см (верхние кривые) с её приращением (кулообразная кривая) в этом интервале.  $T=200$  с,  $A=0,5$  атм.

параметров обусловлен предстоящим лабораторным экспериментом на насыпных моделях пласта.

### Период волн давления

При моделировании волн давления в лабораторном образце длины  $L$  встал вопрос, а какие периоды задавать для анализа вытеснения? Вопрос можно переформулировать: а сколько длин волн должно укладываться в образце? Для ответа на этот вопрос обращено внимание на экспериментальные данные, полученные при исследовании волнами давления реальных пластов (Непримеров, 1978). Также было определено, что если рассматривать лабораторный образец как элемент пласта, то в него необходимо поместить такое количество волн (задать соответствующие периоды), сколько их умещается на той же длине в натурном пласте, т.е. количество длин волн должно примерно совпадать.

Длина волны  $\lambda$  в пористой среде определяется, как  $\lambda = v_f T$ , где  $v_f$  – фазовая скорость распространения волны,  $T$  – период. Для модели фильтрации В.Н. Щелкачева, применение которой для описания рассматриваемых сред подтверждено экспериментом,  $v_f = (4\pi\chi / T)^{1/2} \leftrightarrow \lambda = (4\pi\chi T)^{1/2}$ , где  $\chi$  – пьезопроводность. Количество длин волн  $n$  на единицу длины среды  $n(T) = (\lambda(T) \cdot L)^{-1}$ ;  $\chi$  и  $L$  для образца и пласта, соответственно, 0,6 и 2,76 м<sup>2</sup>/с, 1 и 349 м.

Совмещённые на одном графике (Рис. 1) кривые  $n(T)$  для насыпного и пластового образца, обнаруживают область совпадения  $n$  для периодов  $T > 100$  с. Моделирование проводилось в интервале значений периодов волн  $T$  давления от 200 до 1000 сек.

### Результаты расчётов

В результате получены пространственно-временные

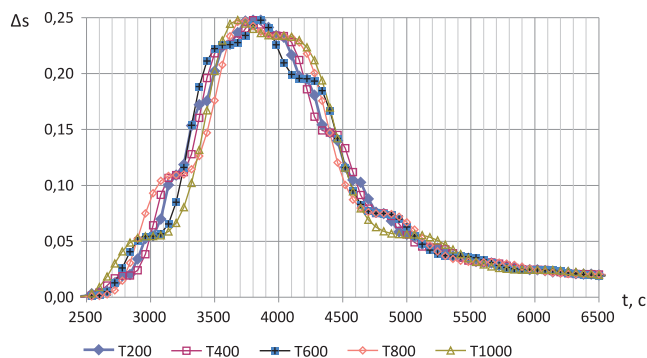


Рис. 4. Приращение насыщенности в интервале 25-30 см в зависимости от периода волн давления.  $T=200, 400, 600, 800, 1000$  с.  $A=0,5$  атм.

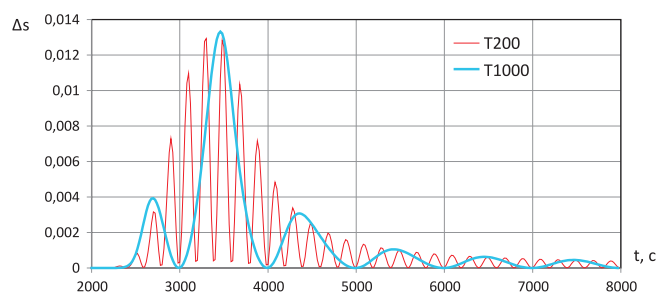


Рис. 5. Динамика приращения насыщенности на срезе 25 см. Сравнение для периодов воздействия 200 и 1000 с.

массивы изменения давления и насыщенности в образце. Проанализировано поведение насыщенности в зависимости от амплитуды и частоты воздействия на образец.

На рис. 2 показано, как меняется насыщенность образца на срезах 5 и 10 см со временем для двух входных амплитуд волн давления, которые отличаются в 10 раз. Наблюдается сильное отличие поведения водонасыщенности. Для амплитуды давления  $A1=0,5$  атм наблюдается резкий скачок насыщенности уже во время первого периода (верхние кривые). Напротив, меньшая амплитуда воздействия  $A2=0,05$  приводит к равномерному изменению насыщенности водной фазы (нижние кривые).

На рис. 3 представлено распределение насыщенности на срезах образца 25 и 30 см для периода воздействия  $T=200$  с. На графике отчетливо видно движение фронта насыщенности от среза к срезу, также наблюдается уменьшение темпа обводнения по мере продвижения фронта к выходу образца (кривая для 30 см ниже кривой для 25 см). Приращение насыщенности в этом интервале имеет куполообразную структуру: её нарастание связано с началом замещения в порах нефтяной фазы водой, а её падение отражает тот факт, что часть нефти остаётся «запечатанной» в образце, остаётся за фронтом вытеснения и вымывается очень медленно. Площадь под куполообразной кривой равна объёму вытесненной в этом интервале нефти.

Представляет интерес характер изменения насыщенности в зависимости от периода воздействия. С этой целью были рассчитаны приращения насыщенности в интервале образца 25-30 см для ряда периодов.

Как видно из Рис. 4, кривые с разными периодами  $T$  ведут себя по-разному. Однако, не удаётся выделить закономерности поведения насыщенности от меньшей к большей частоте. Также в данных условиях не оправдалось ожидание влияния частоты на крутизну фронта. Вместе с тем,

куполообразная форма характерна для всех кривых. Стоит также отметить, что по мере прохождения фронта частотная зависимость приращения насыщенности падает и на больших временах ( $>6000$  с) практически не наблюдается.

Поведение приращения насыщенности на самом срезе отличается от усреднённого по интервалу. На рис. 5 отражена динамика приращения насыщенности на срезе 25 см для двух периодов воздействия: 200 и 1000 секунд.

Наблюдаются отчетливые колебания насыщенности, согласно заданным периодам волн давления. Приращения отличаются резкостью подъёмов и спадов, что отражает понятие среза как точки, в то время как под интервалом понимается определённая длина, на которой колебания насыщенности усредняются. Действительно, на рис. 4 колебания проходят вдоль огибающей купол линии, здесь же мы наблюдаем полное соответствие с действием волн давления на входе образца.

Все расчёты были также проведены для системы (6). Однако при данных параметрах различия с расчётом по модели Баклея-Лeverетта обнаружены не были.

## Выводы

1. Рост амплитуды волны давления приводит к возрастанию темпа обводнённости образца.
2. Частотная зависимость изменения насыщенности значительно проявляется в сдвигах на фронте вытеснения и практически отсутствует после прохождения фронта.
3. В рамках заданных параметров и общей картины вытеснения влияние капиллярных сил на поведение насыщенности крайне незначительно.
4. Численное исследование двухфазной фильтрации жидкостей методом волн давления в интервале периодов воздействия  $T=200-1000$  с на лабораторных моделях пласта показало несущественную зависимость поведения насыщенности водной фазы от частоты.

## Литература

- Buckley S., Leverett M. Mechanism of fluid displacement in sands. Trans. *AIME*. 1942. Vol. 146.
- Ovchinnikov M.N., Zavidonov A.Yu. Searching for an optimum frequency. *Georesources*. 2008. N1. 21-22.
- Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра. 1982. 407.
- Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. М.: Недра. 1964. 273.
- Дробышев В.И., Литвиненко С.А. Алгоритм решения задачи двухфазной фильтрации несжимаемых жидкостей в двухмерной постановке. *Сиб. журн. индустр. матем.* 2007. Т.10. №3. 37-42.
- Непримеров Н.Н. Трёхмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов. Изд-во КГУ, Казань. 1978. 216.
- Овчинников М.Н. Динамика жидкостей и контроль ресурсов подземной гидросферы. Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та. 2004. 140.
- Овчинников М.Н., Куштанова Г.Г., Гаврилов А.Г., Одиванов В.Л. Метод фильтрационных волн давления как средство исследования нефтяных месторождений. Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та. 2008. 148.
- Одиванов В.Л., Гаврилов А.Г., Овчинников М.Н. Автоматизация исследований флюидонасыщенных пластов методом волн давления. *Учён. зап. Казан. ун-та. Сер. физ.-мат. науки*. 2010. Т.152. Кн.1. 73-79.
- Сигунов Ю.А., Усманова Г.Р. Влияние межпластовых перетоков и капиллярных сил на процесс вытеснения нефти в слоисто-неоднородном пласте. *Изв. РАН. МЖГ*. 2007. № 6. 85-92.
- Чарный И.А., Донецкий В.Н., Чжун-сян Ч. Об эквивалентной насыщенности при решении задач двухфазной фильтрации. *Изв. высш. учебн. завед. Нефть и газ*. № 2. 1960.
- Эрлагер Р. Гидродинамические исследования скважин. Москва-Ижевск: Инс.комп.исслед. 2004. 469.



# ДОЛОМИТИЗАЦИЯ КАК ОСНОВНОЙ ФАКТОР ДЕФОРМАЦИОННО-МЕТАСОМАТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В работе рассмотрен процесс доломитизации, как один из основных факторов изменения фильтрационно-емкостных свойств и объема пустотно-порового пространства пород-коллекторов залежей нефти в процессе их разработки. Доломитизация может происходить в сжатые сроки и существенно изменять первоначальные коллекторские свойства залежей нефти.

*Ключевые слова:* доломитизация, деформация, метасоматоз, углеводороды, нефть.

## 1. Введение

Несмотря на обилие многочисленных данных о влиянии тектоники и глубинных флюидов на залежи углеводородов, до сих пор практически нигде не учитываются процессы изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов в процессе их разработки. Многими исследователями доказано (Розин, Сердюк, 1970; Холодов и др., 1985; Карнюшина, Леоненко, 1989; Гладков, 2008; Гладков, Гладкова, 2009; Предтеченская, 2009 и др.), что тектоническая активность способствует привнесу «агрессивных», насыщенных большим количеством карбонатного вещества флюидов из верхней мантии. Кроме того, специальными исследованиями было установлено, что объемы накопленной добычи углеводородов и доказанные их запасы, могут быть сопоставимы с количеством привнесенного вещества (Коробов, Малюшко, 2002).

На основе фактических данных об изменении объема и структуры пустотно-порового пространства под действием эффективного давления (Абасов и др., 2010 и др.), из-за уменьшения пластового давления, в условиях некомпенсированного отбора флюидов из продуктивных отложений, доказано, что при изменении структуры порового пространства изменяются и относительные фазовые проницаемости, в результате уменьшения порового пространства, приводящего к изменению радиуса поровых каналов. Изменение радиуса поровых каналов приводит к изменению величины капиллярного давления. Однако исследования подобного рода не учитывают движение пластовых флюидов, которые также могут изменять геометрию пустотно-порового пространства за счёт метасоматических процессов и вторичного минералообразования.

В частности, изучение коллекторских свойств палеозойских отложений фундамента Западной Сибири (осадочные, метаморфические и изверженные породы) по-

казало, что они характеризуются резкой неоднородностью и трещинно-кавернозным характером, возникшим за счёт метасоматической переработки пород гидротермальными (флюидами) растворами. Аналогичная ситуация и в Шаимском нефтеносном районе Западной Сибири, где большое количество нефтепроявлений и небольших залежей нефти обнаружены в кровельной части доюрских отложений (Толуомское, Мортимь-Тетеревское, Убинское, Даниловское, Потанайское и др.). Породы фундамента сложены изверженными породами, кремнистыми сланцами и сланцами, которые несут следы интенсивных вторичных изменений, обусловленных процессами гидролиза и выщелачивания, имеющих зональный характер (Коробов, Коробова, 2002).

Современная гидротермальная деятельность, способствующая формированию метасоматитов, установлена в пределах Припятской впадины и других районов древних платформ. На Тынгизском месторождении повторными геохимическими съемками были выявлены геохимические аномалии, «свидетельствующие о пульсирующем потоке глубинных флюидов по разрывным нарушениям» (Багдасарова, 2001). При этом растворение карбонатных пород происходит с выделением углекислого газа и образованием сульфатов, что и определяет неравномерность газового состава и температурного поля по площади месторождения.

Специальными исследованиями было установлено, что объемы накопленной добычи углеводородов и доказанные их запасы могут быть сопоставимы с количеством привнесенного вещества (Багдасарова, 2001).

## 2. Деформационно-метасоматическое преобразование пород

Предлагается рассматривать деформационные и ме-

Окончание статьи С.И. Родыгина «Динамика обводнённости нефтенасыщенного образца...»

S.I. Rodygin. **Water-cut dynamics in oil-saturated porous media under pressure waves propagation. Numerical Simulations.**

In this work, we present numerical simulations of two-phase fluid filtration in the model of oil-saturated porous media under pressure waves propagation.

*Keywords:* two-phase filtration, saturation, pressure waves, water-cut.

*Сергей Иванович Родыгин*

Аспирант кафедры радиоэлектроники Института Физики Казанского (Приволжского) федерального университета. Научные интересы: гидродинамические исследования скважин и пластов, метод фильтрационных волн давления, многофазные потоки в пористых средах.

420008, Казань, ул. Кремлёвская, 16а. Тел: (843) 233-70-02.