

DOI:

## СИНГУЛЯРНЫЕ УПРАВЛЯЮЩИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Ахметзянов А.В., Крупина Е.И., Самохин А.В.

Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, Россия,  
г. Москва, ул. Профсоюзная д.65

atlaswa@gmail.com , lizonk@bk.ru , samohinalexey@gmail.com

*Аннотация:* В процессе разработки месторождений нефти применяются периодические возмущения для увеличения дебита скважин. В неоднородной среде, при наличии диссипации и/или дисперсии, гармонические колебания, создаваемые в забоях скважин, превращаются в пилообразные волны с периодическими ударными фронтами, которые изменяют динамику фазовых переходов и могут приводить к возникновению кавитации в жидких фазах. Учёт этого обстоятельства позволит адекватно прогнозировать динамику фазовых переходов и оптимизировать управление процессом нефтедобычи.

Ключевые слова: фазовые переходы, пилообразные волны в неоднородной среде, дисперсия, диссипация, дифракция, кавитация.

### Введение: Волновые технологии и динамика фазового обмена

В перспективных методах нефтедобычи, связанных с мощными вибрационными воздействиями на трещиноватый или пористый нефтесодержащий пласт, процессы становятся достаточно сложными. Гармонические волны в вязкой и/или диспергирующей среде преобразуются в серию ударных волн, на фронтах которых характеристики меняются разрывно. Скачкообразное изменение давления, особенно выраженное в случае дифракции на неоднородной среде, приводит к кавитации, и процесс фазового перехода периодически меняет свой характер с равновесного на неравновесный и обратно. Следовательно, традиционный подход будет приводить к значительным ошибкам в оценках скорости фазовых переходов.

Заметим, однако, что под ударной волной подразумевается двумерная поверхность нулевой толщины, на которой и происходит разрыв гидродинамических параметров, является полезной идеализацией. Фактически же это слой ненулевой толщины, в котором очень велики градиенты гидродинамических параметров — давления, плотности, температуры и скорости частиц. Эта идеализация позволяет достаточно точно решать задачи, связанные с распространением ударной волны. Такое решение подразумевает нахождение скорости ударной волны и значений гидродинамических параметров на разных сторонах разрыва, т. е. перед и после этой волны. Состояния вещества по обе стороны ударной волны — давления, плотности, скорости течения и удельной внутренней энергии — связаны соотношениями Гюгонио—Ренкина, которые следуют из законов сохранения массы, импульса и энергии.

Фактически же гармоническое возмущение в диспергирующей среде переходит в пилообразную функцию. Ударный слой имеет конечную толщину и в нем происходят интенсивные диссипативные процессы, что и приводит к скачку температуры и возникает необратимый рост энтропии за фронтом. Это – ещё одна причина, по которой фазовые переходы изменяют свою динамику и локализацию.

Характерны вид периодической ударной волны для этого уравнения представлен на рис.1, см. [1, 2]. По мере удаления от оси вибратора пиковые амплитуды ударных волн уменьшаются. Такая картина характерна для одного вибратора без учета дифракции.

Наличие дисперсии меняет эту картину лишь незначительно, но неоднородность среды вносит значительные коррективы. Для нескольких излучателей или при самофокусировке за счёт дифракции удалённые пики могут превышать начальный сигнал, см. [3]. Функции такого типа являются, например решениями одномерных уравнений Бюргера,

$$u_t = -2uu_x + \varepsilon^2 u_{xx},$$

Кортвега-де Фриза–Бюргера

$$u_t = -2uu_x + \varepsilon^2 u_{xx} + \lambda u_{xxx},$$

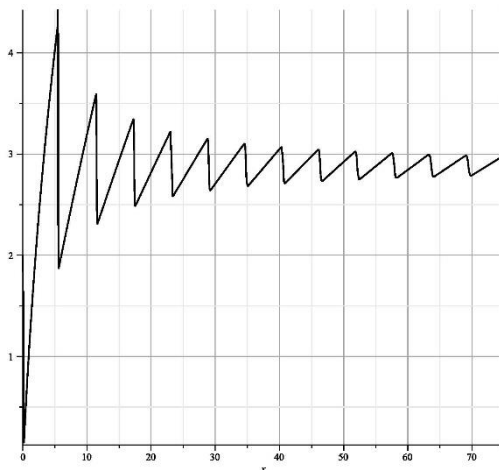
и, для двумерной среды, у Хохлова-Заболотской

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\partial u}{\partial z} - u \frac{\partial u}{\partial x} \right) = \frac{N}{4} \left( u_{rr} + \frac{1}{r} u_r \right).$$

и других нелинейных уравнений сплошной среды, учитывающих диссипацию, приводящих к принципиально верному описанию характерных эффектов. (Различие между первыми двумя

уравнениями состоит в том, учитывается ли дисперсия среды или нет:  $\varepsilon, \lambda$  – коэффициенты, постоянные для однородных сред, и связанные с вязкостью/диссипацией и дисперсией среды,  $u$  – приведённая величина возмущения).

Такие уравнения неплохо изучены и ждут своего применения во многих практических приложениях. Однако на практике часто приходится иметь дело с нестационарной во времени ударными волнами, распространяющейся в неоднородном пространстве, содержащем границы раздела между средами с различными свойствами. В этой ситуации на практике предпочитают численно решать уравнения, не пытаясь достичь аналитически чистого результата.



*Рис.1 Пилообразная волна, преобразованная из гармонического возмущения в среде с вязкостью.*

## 1 Классический подход к фазовым переходам и его недостатки

Термодинамическое равновесие – это такое состояние системы, при котором остаются неизменными во времени макроскопические величины этой системы (температура, давление, объём) в условиях изолированности от окружающей среды, [4].

При изменении давления или общего состава углеводородной смеси в отдельном элементарном объеме пласта (ячейке численной модели) может меняться ее фазовое состояние: число, доли и составы фаз, которые она образует. Такие процессы называют фазовыми переходами.

В нефтяных и газоконденсатных пластах возможно появление так называемых неравновесных фазовых переходов, например, если давление падает ниже давления насыщения, или в случае нагнетания газа, или при испарении конденсата при низких давлениях [5].

Неравновесными называют процессы, характерное время протекания которых сопоставимо или больше характерного времени изменения внешних условий.

Переход из однофазного в двухфазное состояние (выделение газа из нефти, выпадение конденсата из газовой фазы) и обратный переход в сторону однофазного состояния (растворение газа, испарение конденсата) происходят по-разному. В первом случае новая фаза формируется в объеме существующей в виде пузырей или капель, и характерное время межфазной диффузии компонент мало по сравнению со скоростью изменения внешних параметров (давления, состава смеси) при разработке месторождения. Во втором случае фазовый переход происходит в условиях уже сформированной межфазной границы, поэтому он связан с медленной диффузией компонент через нее, что существенно увеличивает время [6]. Таким образом, необходимость учитывать неравновесность фазового перехода возникает именно во втором случае.

В классической постановке задач многофазной фильтрации считается, что термодинамические процессы проходят равновесно, то есть фазовые переходы происходят мгновенно по сравнению с темпом изменения давления и состава углеводородной смеси [7]. Но в реальных нефтяных и газоконденсатных системах фазовые переходы проходят в прямую и обратную сторону не с одинаковой скоростью [8]. Например, растворение газа происходит значительно медленнее, чем выделение газа из нефти, в связи с чем влияние неравновесности может сильно сказываться на результатах моделирования.

Однако в перспективных методах нефтедобычи, связанный с мощными вибрационными воздействиями на трещиноватый или пористый нефтесодержащий пласт картина становится

неоднозначной. Гармонические волны в вязкой и/или диспергирующей среде преобразуются в серию ударных волн, на фронтах которых характеристики имеют разрывы. Скачкообразное изменение давления, особенно выраженное в случае дифракции на неоднородной среде, приводит к кавитации, и процесс фазового перехода периодически меняет свой характер с равновесного на неравновесный и обратно. Вообще во многих ситуациях знание особенностей фазового перехода является решающим при выборе тактики освоения месторождений. Здесь можно упомянуть паро-гравитационный метод, метод волновых воздействий, при котором происходит генерация пилообразных ударных волн и др. Присутствие ударных волн радикально меняет динамику переходов и даже их тип. (равновесный / неравновесный).

Следовательно, традиционный подход будет приводить к значительным ошибкам в оценках скорости фазовых переходов.

Если не учитывать время установления термодинамического равновесия, то ставится под сомнение достоверность многих результатов моделирования. Соответственно необходимо иметь достоверные экспериментальные данные, опираясь на которые можно строить достаточно надёжные модели фазообмена внутри пластов. Один из таких методов описан в следующем разделе.

### 3 Экспериментальные методы оценки характеристик фазовых переходов

Исходя из описанных выше особенностей, в работах [6, 10] были предложены критерии для определения характера фазового перехода – равновесный или неравновесный. В этом разделе мы следуем изложению [10]. Базовый критерий можно сформулировать следующим образом. Если при изменении давления на текущем шаге фазы являются нестабильными (т.е. стремятся распасться на другие фазы), то фазовый переход происходит в объеме каждой из них и будет равновесным [10]. Тогда для расчета долей и составов фаз следует использовать систему уравнений фазового равновесия (1), [9]. Если же обе фазы являются стабильными, то фазовый переход возможен только через межфазную границу и будет неравновесным. В этом случае используется система уравнений (2) [9].

$$(1) \begin{cases} \ln(f_{i,L}) = \ln(f_{i,V}), & i = 1 \dots m \\ x_i L + y_i V - z_i = 0, \\ \sum_{i=1}^m y_i - 1 = 0 \\ L + V = 1 \end{cases}$$

где

$x_i$  – молярная концентрация компоненты  $i$  в жидкой углеводородной фазе;

$y_i$  – молярная концентрация компоненты  $i$  в паровой углеводородной фазе;

$z_i$  – молярная доля компоненты  $i$  в смеси в целом;

$p$  – давление, обычно принимаемое равным давлению в нефти для обеих углеводородных фаз;

$f_{i,L}$  – летучесть компоненты  $i$  в жидкой фазе;

$f_{i,V}$  – летучесть компоненты  $i$  в паровой фазе;

$V$  – молярная доля паровой фазы;

$L$  – молярная доля жидкой фазы.

$$(2) \begin{cases} \ln(f_{i,L}) - \ln(f_{i,V}) = w_i, & i = 1 \dots m \\ x_i L + y_i V - z_i = 0, \\ \sum_{i=1}^m y_i - 1 = 0 \\ L + V = 1 \end{cases}$$

где

$w_i$  – интенсивность межфазного потока  $i$ -го компонента [10].

В практике лабораторного и математического моделирования фазового поведения нефтяных и газоконденсатных систем используют различные эксперименты, приближенно отражающие процессы в пласте при разработке месторождений. Их называют PVT-экспериментами.

Свойства PVT – это некий общий термин, используемый для описания объемного поведения пластовой смеси, в зависимости от давления и температуры.

К таким экспериментам относятся равновесные эксперименты SSE и CVD.

Constant-mass expansion experiment (CCE) – эксперимент расширения с постоянной массой (или с постоянным составом). Обычно выполняется для газоконденсатной смеси, но также может быть выполнен и для нефтяных смесей.

Фиксированное количество газоконденсатной смеси помещается в закрытую камеру, в которой температура поддерживается постоянной. Объем камеры может изменяться с помощью перемещения поршня вверх и вниз (рис. 2).

Эксперимент начинается при давлении выше точки насыщения. Регистрируется начальный объем смеси, после чего он постепенно увеличивается. На каждом этапе увеличения объема смеси измеряется давление в камере. Кроме того, регистрируется точка насыщения – это давление, при котором начинает формироваться вторая фаза. Для газового конденсата эта фаза выглядит как капля жидкости, а для нефти – как газовый пузырь. На каждом этапе эксперимента регистрируется относительный объем определяемый как отношение между фактическим объемом и объемом при давлении насыщения.

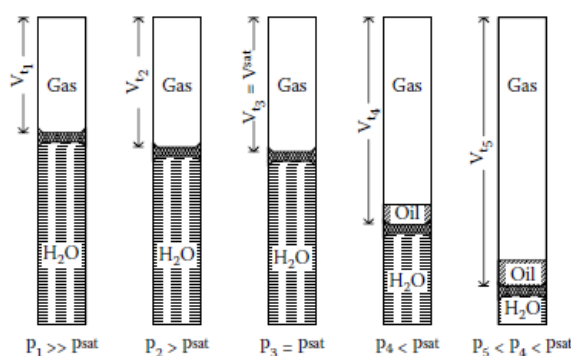


Рис. 2. Схематическое изображение эксперимента CCE [10]

Эксперимент CCE дает информацию о давлении насыщения при пластовой температуре и об относительных объемных количествах газа и нефти в пласте на различных этапах его жизненного цикла.

Constant-volume depletion experiment (CVD) – эксперимент истощения при постоянном объеме.

Как и в эксперименте CCE, фиксированное количество пластовой смеси помещается в камеру, поддерживаемую при фиксированной температуре. Камера построена практически таким же образом, как и для эксперимента CCE, только снабжена клапаном сверху, позволяющим отбирать газ во время эксперимента.

Эксперимент начинается в точке насыщения. Записываются давление точки насыщения,  $p_{нас}$ , и объем смеси в точке насыщения,  $V_{нас}$ . Объем увеличивается, что приводит к снижению давления, и в ячейке образуются две отдельные фазы. Объем смеси впоследствии уменьшается до  $V_{нас}$  за счет выпуска избыточного газа через клапан сверху при поддержке постоянного давления. Регистрируется молярное количество отобранного газа в процентах от газа, первоначально находящегося в камере, и объем жидкости в камере в процентах от объема в точке насыщения. Измеряется коэффициент сверхсжимаемости (5) в условиях камеры и молярный состав отобранного газа. Объем снова увеличивается, избыточный объем газа отбирается и так далее, пока давление не достигнет минимального значения где-то между 100 и 40 бар (1 бар =  $10^5$  Па).

Эксперимент CVD позволяет получить информацию об изменениях со временем PVT-свойств добываемых скважинной потоков из газоконденсатных и нефтяных пластов.

При использовании процесса CVD для моделирования истощения газоконденсатного месторождения предполагается, что выпавшая в пласте жидкая фаза (сырой конденсат) неподвижна. Из пласта отбирают только газовую фазу, вследствие чего происходит снижение давления. При этом температура и объем, занимаемый пластовой смесью, остаются неизменными. Из-за отбора газовой фазы изменяется не только давление, но и общий состав смеси.

Алгоритм математического моделирования процесса CVD на  $j$ -м этапе снижения давления [4] состоит в следующем.

1. Определяются составы и количественное соотношение равновесных паровой и жидкой фаз при заданных давлении, температуре и общем составе смеси. Для этого используется система (1). Эта система отражает условие равенства летучестей компонент в сосуществующих фазах в равновесной углеводородной системе при заданных давлении, температуре и общем составе смеси:

2. Вычисляется число молей жидкой фазы (далее нижние индексы  $m$ ,  $V$ ,  $L$  обозначают смесь в целом, паровую и жидкую фазы соответственно. Верхний индекс обозначает номер этапа снижения давления):

$$N_L^{(j+1)} = N_m^{(j)} \cdot L$$

где  $N$  – число молей. Поскольку на начальный момент в рабочей камере присутствует только жидкая фаза, то  $N_L^{(0)} = 1$ .

3. Определяется объем, занимаемый жидкой фазой:

$$V_L^{(j+1)} = N_L^{(j+1)} / \rho_{mol L}^{(j+1)} = N_L^{(j+1)} z_L RT / p$$

где  $\rho_{mol}$  – молярная плотность;  $z$  – коэффициент сжимаемости;  $R$  – универсальная газовая постоянная;  $T$  – абсолютная температура;  $p$  – давление.

4. Рассчитывается объем, который займет паровая фаза после выпуска газа:

$$V_V^{(j+1)} = V_m^{(0)} - V_L^{(j+1)}$$

где  $V_m^{(0)} = N^{(0)} \left( \frac{L}{\rho_{mol L}^{(0)}} + \frac{V}{\rho_{mol V}^{(0)}} \right)$ .

5. Вычисляется число молей паровой фазы после выпуска газа

$$N_V^{(j+1)} = V_V^{(j+1)} \cdot \rho_{mol V}^{(j+1)}$$

6. Определяется число молей смеси, которая осталась в рабочей камере после выпуска газа:

$$N_m^{(j+1)} = N_V^{(j+1)} + N_L^{(j+1)}$$

7. Рассчитывается мольный состав смеси, оставшейся в рабочей камере после выпуска газа

$$z_i^{(j+1)} = \frac{N_V^{(j+1)} y_i + N_L^{(j+1)} x_i}{N_m^{(j+1)}}$$

Данные описанные процессы (PVT-эксперименты) реализуются в равновесных условиях. Но как отмечалось выше, реальные процессы при разработке месторождений могут быть существенно неравновесными. Поэтому для равновесных процессов (PVT-экспериментов) CCE и CVD были предложены неравновесные аналоги – NCCE и NCVD соответственно [4, 7].

NCVD – процесс неравновесного истощения при постоянном объеме.

Пошаговый алгоритм NCVD реализуется в той же последовательности, что и равновесный CVD-алгоритм. Отличия состоят в расчете долей и составов фаз на каждом шаге по давлению [4].

Для определения составов и количественного соотношения неравновесных паровой и жидкой фаз при заданных давлении, температуре и общем составе смеси вместо равновесной системы (1) необходимо использовать систему уравнений (2) для расчета неравновесных долей и составов сосуществующих жидкой и паровой фаз.

Кроме того, необходимо задать интенсивность межфазного потока компоненты.

Предполагается, что при неравновесном изотермическом процессе интенсивность межфазного потока компоненты можно задать следующим образом [11]:

$$\bar{w}_{i,L-V} = [\ln f_{i,L}(\vec{x}^{j-1}, p^j) - \ln f_{i,V}(\vec{y}^{j-1}, p^j)] \exp(-\lambda \Delta t)$$

где  $\lambda$  – параметр, обратный к характерному времени релаксации. Параметр  $\lambda$  вводится при моделировании неравновесных процессов и уточняется при настройке модели на лабораторные или промысловые данные.

NCCE – неравновесный процесс истощения при постоянной массе.

Аналогично процессу NCVD, неравновесный процесс NCCE практически не отличается от равновесного CCE. Неравновесность учитывается только при расчете системы для долей и составов фаз на каждом шаге изменения давления, с учетом заданного интервала времени.

#### 4 Пример расчета в пакете RFD tNavigator

Ниже представлен выполненный нами пример расчета в пакете RFD tNavigator процесса NCVD для газоконденсатной смеси, состав которой соответствует пластовому флюиду Вуктыльского месторождения, [4].

Месторождение разрабатывается в режиме истощения пластовой энергии. В основе данного эксперимента предположение о том, что выпавшая в пласте жидкая фаза неподвижна, а из пласта отбирают только газовую фазу. Поэтому в данном процессе снижение давления происходит за счет отбора газовой фазы смеси при сохранении постоянными температуры и объема, занимаемого смесью. Вследствие этого непрерывно меняются не только давление, но и состав смеси.

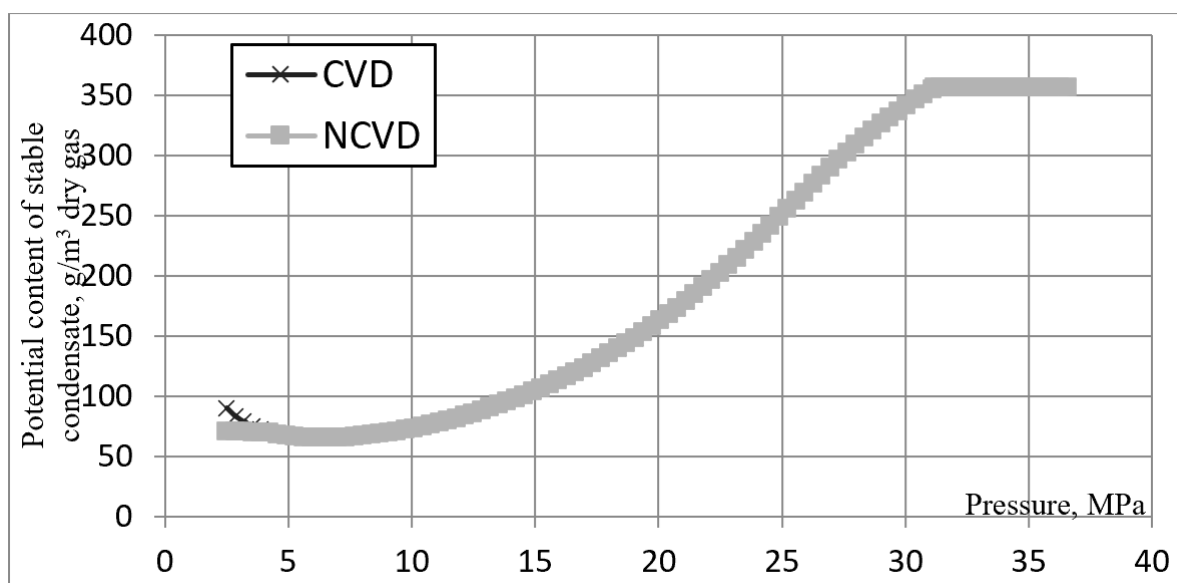


Рис. 3. Результат экспериментов CVD и NCVD

Компонентный состав смеси Вуктыльского месторождения: CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, C1 (метан), C2 (этан), C3 (пропан), i-C4 (изобутан), n-C4 (нормальный бутан), i-C5 (изопентан), n-C5 (нормальный пентан), C6+ (гексан и старшие углеводы). Минимальное значение давления – 25 бар, максимальное – 366 бар. λ = 0.033 1/сутки, пластовая температура 67°C, наблюдение вводится в течение 46 лет.

На рисунке 3 представлены результаты экспериментов для неравновесного процесса NCVD и равновесного CVD, построенного для той же смеси. Показана зависимость потенциального содержания группы C5+ от давления (в МПа). Потенциальное содержание считается по следующей формуле:

$$\Pi = \frac{\sum_i^{C5+} y_i m_i}{0.02404 * \sum_j^{1-C5+} y_j}$$

где

$y_i$  – концентрация компонента C5 и выше в газовой фазе;

$y_j$  – концентрация компонента до C5 в газовой фазе;

$m_i$  – молекулярная масса компонента.

Из рисунка 3 видно, что в области давлений ниже ~ 5 – 6 МПа, т.е. давления максимальной конденсации, где преобладает испарение компонент из выпавшей жидкой фазы обратно в газовую, отмечается влияние неравновесности. Потенциальное содержание при NCVD растёт значительно меньше, чем при равновесном расчёте CVD, так как из-за медленной релаксации компоненты не успевают испариться в газовую фазу до равновесной концентрации.

## Заключение

В перспективных методах нефтедобычи, связанный с мощными вибрационными воздействиями на трещиноватый или пористый нефтесодержащий пласт классическая модель фазовых переходов становится неадекватной. Гармонические волны в вязкой и/или диспергирующей среде преобразуются в серию ударных волн, на фронтах которых характеристики имеют разрывы. Скачкообразное изменение давления может приводить к кавитации, и процесс фазового перехода периодически меняет свой характер с равновесного на неравновесный и обратно. Вообще во многих ситуациях знание особенностей фазового перехода является решающим при выборе тактики освоения месторождений. Здесь можно упомянуть паро-гравитационный метод, метод волновых воздействий, при котором

происходит генерация пилообразных ударных волн и др. Присутствие ударных волн радикально меняет динамику переходов и даже их тип. (равновесный / неравновесный).

Гармоническое возмущение в диспергирующей среде переходит в пилообразную функцию. Ударный слой имеет конечную толщину и в нем происходят интенсивные диссипативные процессы, что и приводит к скачку температуры и возникает необратимый рост энтропии за фронтом. Это – ещё одна причина, по которой фазовые переходы изменяют свою динамику и локализацию.

Следовательно, традиционный подход будет приводить к значительным ошибкам в оценках скорости фазовых переходов. Наша работа нацелена на элиминацию этих серьезных погрешностей.

Ближайшей перспективой наших исследований является

- определение характерных зависимостей показателей среды, таких как вязкость (диссипация), дисперсия и др. от пространственных координат в нефтеносных слоях;
- моделирование радиально-симметричного поля для вибратора одной скважины для определения критических зон возможной кавитации и оценок скорости и локализации зон вынужденных фазовых переходов;
- описание динамического взаимодействия ударных волн от двух и более скважин.

В последующих исследованиях планируется проведение исследований явлений образования нестационарных кавитационных областей при распространении ударных волн в сильно неоднородной среде нефтеносных трещиноватых и пористых слоев. Будет проведено компьютерное моделирование нелинейного режима излучения упругих волн в нефти различной вязкости для выявления вынужденных фазовых переходов. Внимание будет уделяться научным аспектам использования и контроля в технологических процессах нефтедобычи при наличии быстрых фазовых переходов. В теоретических исследованиях будут использоваться как оригинальные аналитические методы, так и численные алгоритмы для моделирования динамики в интенсивных акустических полях; в частности, планируется применение анализа симметрий и законов сохранения дифференциальных уравнений Бюргера и Хохлова-Заболоцкой и его обобщений.

Работа выполнена при частичной поддержке гранта РФФИ 18-29-10013

## Литература

1. Руденко О.В. Нелинейная пилообразные волны // УМН, **165**, № 9, 1995 – С. 1011-1036
2. *Samokhin A.V.* On nonlinear superposition of the KdV-Burgers shock waves and the behavior of solitons in a layered medium. // Journal of Differential Geometry and its Applications. **54**, Part A, October 2017, pp. 91--99.
3. Бахвалов Н С, Жилейкин Я М, Заболотская Е А. *Нелинейная теория звуковых пучков* -М.: Наука, 1982
4. *Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R.* Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling // Computational Geosciences, 21(5), 2017, P. 1173-1188.
5. *Усенко В.Ф.* Исследование нефтяных месторождений при давлениях ниже давления насыщения. М.: Недра. 1967. 214 с.
6. *Богачев К., Земцов С., Милютин С., Лобанова О., Индрупский И.* Численное моделирование неравновесных фазовых переходов в изотермической композиционной модели фильтрации углеводородов // Доклады Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 22 – 24 ноября 2019 г.
7. *Salehi A., Voskov D.V., Tchelepi H.A.* Thermodynamically Consistent Transport Coefficients for Upscaling of Compositional Processes. SPE Reservoir Simulation Symposium. Woodlands, Texas, USA. 18-20 February 2013. SPE-163576-MS.
8. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: «Грааль», 2002, 575 с.
9. *Лобанова О.А., Индрупский И.М.* Моделирование неравновесного фазового поведения углеводородных смесей. // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. SPE-176632-RU.
10. *Pedersen K.S., Christensen P.L.* Phase behavior of petroleum reservoir fluids. CRC Press , 2015, 465 pp.