

KAZAKH  BRITISH
T E C H N I C A L
U N I V E R S I T Y



Алтыншы Халықаралық ғылыми-практикалық
конференциясының
ЕҢБЕКТЕРІ
МҰНАЙ-ГАЗ ИНДУСТРИЯСЫНЫҢ ИННОВАЦИЯЛЫҚ
ДАМУ МӘСЕЛЕЛЕРІ
Алматы, ҚБТУ, 20-21 ақпан, 2014

PROCEEDINGS
Of the Sixth International Scientific & Practical Conference
INNOVATIVE DEVELOPMENT PROBLEMS IN OIL & GAS INDUSTRY
Almaty, KBTU, February 20-21, 2014

ТРУДЫ
Шестой Международной научно-практической конференции
ПРОБЛЕМЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ
Алматы, КБТУ, 20-21 февраля, 2014



Kazakh-British Technical University
SPE Student Chapter

O.Rybkin, G. Smailova
Genetic Programming and Computer Vision: Classical Panmictic Model and Internal Island Model in Spatial Image Analysis.....

А.Алибек, А.Б. Алтаева, Б.С. Байжанов, Б.Ш. Кулпешов
Логические вопросы моделирования гибридных систем.....

Е.С.Аскарлов
Повышение эффективности ветровой энергетической установки с вертикальной осью вращения ротора.....

У.К. Жапбасбаев, Г.И. Рамазанова, F.T. Pinho
Моделирование турбулентного потока нефтесмеси в трубе при воздействии полимерной присадки.....

Т.С. Иманкулов, Д. Лебедев, К. Айдаров, С.Т. Мухамбетжанов, Д.Ж. Ахмед-Заки
Компьютерные модели гибридных технологий повышения нефтеотдачи пластов с использованием высокопроизводительных вычислений.....

М. Нургас.
Задача акустики в слоистых средах.....

А. Сакабеков, Д.М. Шейх-Али, Е. Аужани, А. Достихунов
Совершенствование методики анализа кривых падения добычи.....

А. Сакабеков, Е. Аужани
Начально-краевая задача для одномерной нелинейной системы моментных уравнений Больцмана в пятом приближении.....

Ж.С. Узыканов, А.К. Касенов, Д.А. Дуйсенов
Modeling of the capillary effects impact on oil production by waterflood of fractured reservoirs.....

С.С. усупов, Б.Н. Абсадыков, Т.О. сейдалиев
Определение радиуса кривошипа и построение профиля поворотной головки баланчира станка-качалки.....

Г.И. Хасенова, Б.Б. Манаспаев
Поведенческие шаблоны программирования на языке JAVA.....

СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ И ВОПРОСЫ ПОДГОТОВКИ КАДРОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

A. Eraliyeva
Model of increasing of educational services competitiveness in Kazakhstan.....

J. Colonel
Best practices in professional english for business school students.....

G.A. Kholjigitov
Competitiveness issues of Kazakhstan.....

Рис.4 - Распределение кинетической энергии турбулентности: линия – результаты расчета для потока нефти с противотурбулентной присадкой FLO XL™

Список литературы:

1. Toms B.A. Some observations on the flow on linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers // Proc. Intern. Congr. On Reology. – Amsterdam, 1949. – V.11. – P.135.
2. Hoyt J.W. The effect of additives on fluid friction // Trans. ASME. J. Fluids Ing. -1972. - V. 94, № 2. - P. 73-91.
3. Virk P.S. Drag reduction fundamentals // AIChE Journal. - 1975. - V. 21, № 4.- P. 625-653.
4. Escudier M.P., Presti F., Smith S. Drag reduction in the turbulent pipe flow of polymers // Journal of Non-Newtonian Fluid Mech. - 1999. - Vol.81. - P.197–213.
5. Resende P.R., Escudier M.P., Presti F., Pinho F.T. and Cruz D.O.A. Numerical predictions and measurements of Reynolds normal stresses in turbulent pipe flow of polymers // Int. Journal of Heat and Fluid Flow. - 2006. - Vol.27. - P. 204-219.
6. Саяхов Б.К., Закирова Р.С., Рзиев С.А., Алдыяров Т.К., Кожабеков С.С., Сигитов В.Б. Применение противотурбулентной присадки FLO-XL при транспорте западно-казахстанской нефти по нефтепроводу Узень-Атырау-Самара // Нефтяное хозяйство. - 2003. - №3. - С. 59-61.
7. Park T.S., Sung H.J., Suzuki K. Development of a nonlinear near-wall turbulence model for turbulent flow and heat transfer // Int. J. Heat Fluid Flow. - 2003. - Vol.24. - P. 29–40.
8. Younis B.A. A computer program for two-dimensional turbulent boundary-layer flows. Internal report, Department of Civil Engineering, City University, London, UK, 1987.

Т.С. Иманкулов, Д. Лебедев, К. Айдаров, С.Т. Мухамбетжанов, Д.Ж. Ахмед-Заки

*Казахский национальный университет им. аль-Фараби
e-mail: imankulov_ts@mail.ru*

КОМПЬЮТЕРНЫЕ МОДЕЛИ ГИБРИДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ ВЫЧИСЛЕНИЙ

В данной статье рассмотрена гидродинамическая модель совместной фильтрации нефти, воды, раствора полимера и ПАВ для повышения нефтеотдачи пласта, в котором учитывается влияние изменений температуры и концентрации полимера и ПАВ на вязкости воды и нефти. Для математического описания процесса вытеснения нефти путем закачки полимера и ПАВ в пористой среде, мы воспользовались уравнениями баланса для нефтяной и водной фазы, уравнением переноса и уравнением теплопереноса. Так же представлена численная реализация поставленной задачи и определены значения давления, насыщенности, концентрации полимера/ПАВ и температуры. Алгоритм протестирован на объединенном вычислительном ресурсе состоящей из двух кластеров.

1. Введение

Разработка месторождений методами с закачки теплоносителей и поверхностно-активных веществ (ПАВ) в пласт успешно внедрены на ряде нефтяных месторождений Казахстана, таких как Кенкияк, Жетыбай, Каражанбас и т.д. Особое внимание при исследовании вопросов процесса теплообмена является реальная возможность повышения нефтеотдачи пласта за счет увеличения подвижности флюидов при снижении вязкостей фаз и влияния капиллярных сил при повышении температуры в пласте. Аналогично, особо актуально исследование проблем использования комбинированной (одновременной или оторочки) технологии увеличения нефтеотдачи пластов с учетом тепло и массообменных процессов: ПАВ и гелеполимерное заводнение. Обе технологии по отдельности хорошо себя зарекомендовали на практике, но их комплексное изучение до сих пор произведено не в полной мере [1-7].

Рассматривается задача фильтрации жидкостей в области Ω . Через нагнетательную скважину, начиная с некоторого момента, закачивается вода заданной температуры с наличием или без поверхностно-активных веществ и полимером. На нагнетательной и добывающей скважинах задано либо давления p_{in} и p_{out} ($p_{in} > p_{out}$), либо объемы закачиваемой жидкости или дебиты скважин. Нагнетаемая жидкость вытесняет оставшуюся в пласте нефть, которая поступает в добывающую скважину. Требуется исследовать и разработать компьютерную модель и информационную систему для анализа тепло и массообменных процессов при вытеснении нефти водой (с содержанием или без ПАВ и гелеполимера) в пласте.

Данный сложный физико-химический процесс можно описывать различными способами, строя математическую модель состоящей из системы уравнений с разными предположениями и допущениями в зависимости от учета влияния различных параметров.

2. Математическая модель

Основная система уравнений состоит из уравнений движения и сохранения масс несмешивающихся жидкостей. Если допустить, что жидкости несжимаемы, пренебречь влиянием полимера на относительные фазовые проницаемости и капиллярными эффектами, то система уравнений процесса существенно упрощается. Тогда, гидродинамическая модель процесса вытеснения нефти полимером может быть записана в следующем виде:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \operatorname{div} \vec{v}_1 = q_1 \quad (1.1)$$

$$-m \frac{\partial s}{\partial t} + \operatorname{div} \vec{v}_2 = q_2 \quad (1.2)$$

$$\vec{v}_i = -K_0 \frac{f_i(s)}{\mu_i} \nabla P \quad (1.3)$$

где K_0 – тензор проницаемости, s – насыщенность воды, q_i – источник или сток, f_i и μ_i – относительные фазовые проницаемости и вязкости жидкостей соответствующих фаз, которые представляют зависимости следующего вида:

$$\mu_i = \mu_{i0}(s, c, T) \\ f_1(s) = s^{3.5}; f_2(s) = (1 - s)^{3.5};$$

Уравнение для концентрации ПАВ с учетом диффузии и адсорбции:

$$m \frac{\partial}{\partial t} (c_{1нас} s + (1-s)c_{2нас}) + \frac{\partial a_{нас}}{\partial t} + \operatorname{div}(v_1 c_{1нас}) + \operatorname{div}(v_2 c_{2нас}) = \operatorname{div}(D_{1нас} s_1 \nabla c_{1нас} + D_{2нас} s_2 \nabla c_{2нас}) + q_1 c_{1нас} + q_2 c_{2нас} \quad (1.4)$$

Уравнение для концентрации полимера с учетом диффузии и адсорбции:

$$m \frac{\partial}{\partial t} (c_{1пол} s + (1-s)c_{2пол}) + \frac{\partial a_{пол}}{\partial t} + \operatorname{div}(v_1 c_{1пол}) + \operatorname{div}(v_2 c_{2пол}) = \operatorname{div}(D_{1пол} s_1 \nabla c_{1пол} + D_{2пол} s_2 \nabla c_{2пол}) + q_1 c_{1пол} + q_2 c_{2пол} \quad (1.5)$$

при $c_{1нас} = c_{нас}$ и $c_{2нас} = \varphi(c_{нас})$, $c_{1пол} = c_{пол}$ и $c_{2пол} = \varphi(c_{пол})$, где $c_{1нас}$, $c_{2нас}$, $c_{1пол}$ и $c_{2пол}$ - концентрация ПАВ и полимера в водной и нефтяной фазе соответственно; $a_{нас}$ и $a_{пол}$ - функции адсорбции ПАВ и полимера; $D_{1нас}$, $D_{2нас}$, $D_{1пол}$ и $D_{2пол}$ - коэффициенты диффузии ПАВ и полимера в каждой фазе.

Здесь предполагается, что ПАВ и полимер, находящиеся в растворе, влияют на его вязкость и от температуры зависит только вязкость нефти [9-12].

Теплоперенос, осуществляемый водой и нефтью, описывается уравнением следующего вида [13]:

$$\frac{\partial}{\partial t} ((1-m)\rho_0 + m(\rho_1 c_1 s + \rho_2 c_2 (1-s)))T + \operatorname{div}((\rho_1 c_1 v_1 + \rho_2 c_2 v_2)T) = \operatorname{div}(((1-m)\rho_0 + m(\rho_1 c_1 s + \rho_2 c_2 (1-s)))\nabla T) + \bar{q}_1 + \bar{q}_2 \quad (1.6)$$

где C_1, C_2 - удельные теплоемкости воды и нефти, также \bar{q}_1 и \bar{q}_2 - известные функции.

В свою очередь, вязкость природной нефти и степень ее зависимости от температуры существенно определяется ее химическим составом. В общем случае указанные зависимости не линейны и могут изменяться в широком диапазоне. Простейшими аппроксимациями таких зависимостей могут служить линейные функции вида [5].

$$\mu_1 = \mu_{10} (1 + \gamma_1 c_{пол} - \gamma_2 c_{нас} - \gamma_3 (T - T_p)) \quad (1.7)$$

$$\mu_2 = \mu_{20} (1 + \gamma_4 c_{пол} - \gamma_5 c_{нас} - \gamma_6 (T - T_p)) \quad (1.8)$$

где T_p - пластовая температура.

Начальные и граничные условия:

$$s|_{t=0} = s_0(x), \quad c|_{t=0} = c_0(x), \quad a|_{t=0} = a_0(x), \quad T|_{t=0} = T_0(x) \quad (1.9)$$

$$\frac{\partial s}{\partial n}|_{\partial} = 0; \quad \frac{\partial p}{\partial n}|_{\partial} = \gamma_p \cdot V_p; \quad \frac{\partial T}{\partial n}|_{\partial} = \gamma_T \cdot V_T; \quad (1.10)$$

$$-D \frac{\partial c_{нас}}{\partial n}|_{\partial} = \gamma_{нас} \cdot V_{нас}; \quad -D \frac{\partial c_{пол}}{\partial n}|_{\partial} = \gamma_{пол} \cdot V_{пол}; \quad (1.11)$$

где ∂ – граница области.

Обозначим, через $R_p(t)$ - фронт вытеснения, $R_T(t)$ - тепловой фронт, $R_{c_{\text{ПАВ}}}(t)$ и $R_{c_{\text{гел}}}(t)$ - фронты концентрации ПАВ и гелеполимера. Тогда в пористой среде с практической точки зрения при постоянной непрерывной закачке смеси (вода+гелеполимер+ПАВ) наиболее интересны следующие случаи:

- 1) $R_T(t) \leq \{R_{c_{\text{ПАВ}}}(t), R_{c_{\text{гел}}}(t)\} < R_p(t)$
- 2) $\{R_{c_{\text{ПАВ}}}(t), R_{c_{\text{гел}}}(t)\} \leq R_T(t) < R_p(t)$
- 3) $\{R_{c_{\text{ПАВ}}}(t), R_{c_{\text{гел}}}(t)\} \leq R_p(t) < R_T(t)$.
- 4)

Третий вариант соответствует случаю теплофизически неоднородных сред, степень влияния которых можно оценить, сравнив члены уравнения теплопереноса отвечающие за конвективный теплоперенос и теплопроводность [7].

$$\frac{\text{div}(\bar{\lambda}_{\text{скел}} \nabla T + \bar{\lambda}_{\text{смеси}} \nabla T_p)}{\text{div}((\rho_1 C_1 u_1 + \rho_2 C_2 u_2) T)} \approx \frac{\text{div}(\bar{\lambda}_{\text{скел}} \nabla T_{\text{скел}})}{\text{div}(\rho_{\text{см}} C_{\text{см}} u_{\text{см}} T_{\text{скел}})} \approx \frac{\bar{\lambda}_{\text{скел}}}{\rho_{\text{см}} C_{\text{см}} u_{\text{см}} L_x} \approx \frac{\bar{\lambda}_{\text{скел}} \mu_{\text{см}}}{\rho_{\text{см}} C_{\text{см}} k_{\text{скел}} \Delta p}$$

где представлены L_x - характерный размер, Δp - перепад давления и усредненные параметры скелета пласта и смеси флюидов. Из выражения можно заметить, что уменьшение скорости фильтрации смеси флюидов приводит к возрастанию роли теплопроводящих свойств системы «жидкость-пласт» и неоднородному распределению температурного поля. Последнее имеет особую практическую ценность при определении проницаемости слоев, подвергающихся тепловому воздействию до прохождения в них фронта вытеснения нефти водой [8].

Совокупность вышесказанного демонстрирует общую проблему адекватного моделирования всех трех случаев процессов массо- и теплопереноса в неоднородном и анизотропном пласте с учетом «транзитных» переходов фронтов сопровождаемых меж фазовыми обменов концентрациями (ПАВ и полимера).

3. Вычислительный алгоритм

Результаты численных расчетов, в частности распределение давления, температуры и концентрации полимера, полученные в случае, когда

$$\begin{aligned} (c_{\text{ПАВ}}) &= c_{1\text{ПАВ}} \quad (c_1 \ll 0) \\ (c_{\text{пол}}) &= c_{2\text{пол}} \quad (c_2 = 0) \end{aligned}$$

Функции адсорбции при небольших концентрациях является линейной и определяются по формуле Генри

$$\begin{aligned} a_{\text{ПАВ}} &= G_{\text{ПАВ}} c_{\text{ПАВ}} \\ a_{\text{пол}} &= G_{\text{пол}} c_{\text{пол}} \end{aligned}$$

С целью получения согласованности единиц измерений и порядка искомых переменных, сперва, приведем систему уравнений (1.1) – (1.11) в безразмерный вид с помощью следующих соотношений:

$$\begin{aligned} \bar{x} &= \frac{x}{L_x}; \quad \bar{y} = \frac{y}{L_y}; \quad \bar{k} = \frac{k}{k_c}; \quad \bar{\mu}_1 = \frac{\mu_1}{\mu_c}; \quad \bar{\mu}_2 = \frac{\mu_2}{\mu_c}; \quad \bar{p} = \frac{p}{p_c}; \quad \bar{\rho}_1 = \frac{\rho_1}{\rho_c}; \quad \bar{\rho}_2 = \frac{\rho_2}{\rho_c}; \quad \bar{\rho} = \frac{\rho}{\rho_c}; \\ \bar{\rho}_1 &= \frac{\rho_1}{\rho_c}; \quad \bar{\rho}_2 = \frac{\rho_2}{\rho_c}; \quad \bar{\rho} = \frac{\rho}{\rho_c}; \quad \bar{c}_1 = \frac{c_1}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_2 = \frac{c_2}{c_{2\text{пол}}}; \quad \bar{c} = \frac{c}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_p = \frac{c_p}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_g = \frac{c_g}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_s = \frac{c_s}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_t = \frac{c_t}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_w = \frac{c_w}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_n = \frac{c_n}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_d = \frac{c_d}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_e = \frac{c_e}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_f = \frac{c_f}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_g = \frac{c_g}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_s = \frac{c_s}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_t = \frac{c_t}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_w = \frac{c_w}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_n = \frac{c_n}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_d = \frac{c_d}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_e = \frac{c_e}{c_{1\text{ПАВ}}}; \quad \bar{c}_f = \frac{c_f}{c_{1\text{ПАВ}}}; \end{aligned}$$

Обозначив полученные безразмерные переменные как в исходной системе, получим следующую систему уравнения:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \text{div}(\mathbf{u}_1) = q_1 \quad (1.12)$$

$$-\frac{\partial p}{\partial t} + \text{div}(\mathbf{u}_2) = q_2 \quad (1.13)$$

$$\text{div}(\mathbf{u}) = -\theta \frac{\partial \rho(\mathbf{u})}{\partial \rho} \nabla p \quad (1.14)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_{1max} \rho + (1 - \rho) \rho_{2max}) + q_1 \cdot \frac{\partial \rho_{max}}{\partial t} + \text{div}(\rho_1 \mathbf{u}_{1max}) + \text{div}(\rho_2 \mathbf{u}_{2max}) = q_2 \cdot \text{div}(\rho_1 \mathbf{u}_{1max} \nabla \rho_{1max} + \rho_2 \mathbf{u}_{2max} \nabla \rho_{2max}) + q_1 \rho_{1max} + q_2 \rho_{2max} \quad (1.15)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_{1max} \rho) + q_1 \cdot \frac{\partial \rho_{max}}{\partial t} + \text{div}(\rho_1 \mathbf{u}_{1max}) = q_2 \cdot \text{div}(\rho_{1max} \nabla \rho_{1max}) + q_1 \rho_{1max} \quad (1.16)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} ((1 - \rho) \rho_0 + \rho (\rho_1 \rho_1 + \rho_2 \rho_2 (1 - \rho))) + \text{div}(\rho_1 \mathbf{u}_1 + \rho_2 \mathbf{u}_2) = \text{div} \left(((1 - \rho) \theta + \rho (\theta_1 + \theta_2 (1 - \rho))) \nabla p \right) + \tilde{q}_1 + \tilde{q}_2 \quad (1.17)$$

Путем суммирования уравнений (1.12) и (1.13), получим уравнение для давления, которое имеет вид:

$$\text{div}(\tilde{q}_1 + \tilde{q}_2) = q_1 + q_2 \quad (1.18)$$

Алгоритм построения решения сводится к следующему:

- Задаются температура пласта и закачиваемой воды, начальная нефтенасыщенность пласта, начальное распределение давления, технологические и физические параметры пласта и обеих фаз.
- Если в пласт закачивается раствор ПАВ или полимера, то задаются концентрации ПАВ и полимера на нагнетательных скважинах. Если закачивается только один из реагентов, то задается значение соответствующей концентрации на нагнетательных скважинах. В случае обычного режима заводнения, значение концентрации агентов в закачиваемой воде считается нулевым.
- Для численной реализации всех представленных уравнений используется пятиточечная явная разностная схема [8].

4. Результаты вычислительных экспериментов

Ниже представлены графики распределение давления, насыщенностей воды и нефти, температуры и концентрации полимера и ПАВ.

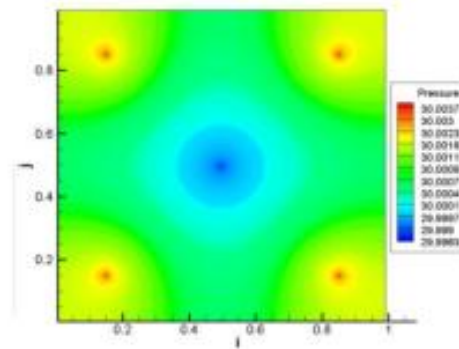


Рисунок 1.1 – Распределение давления 2D

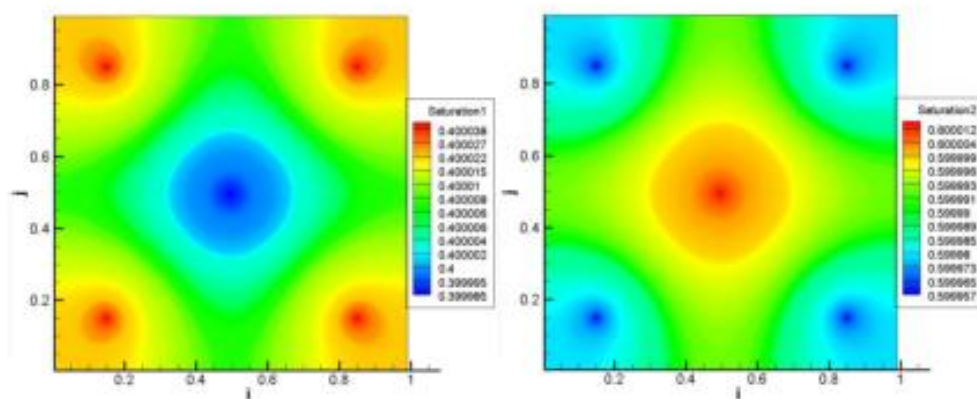


Рисунок 1.2 – Распределение насыщенностей нефти и воды

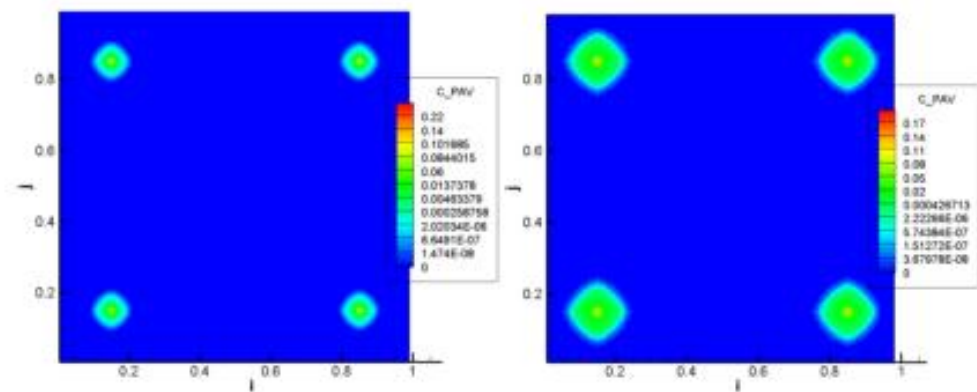


Рисунок 1.3 – Распределение концентрации ПАВ

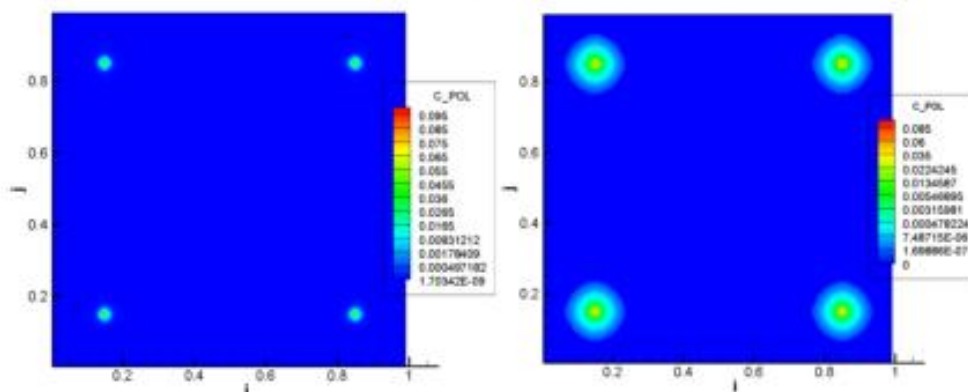


Рисунок 1.4 – Распределение концентрации полимера

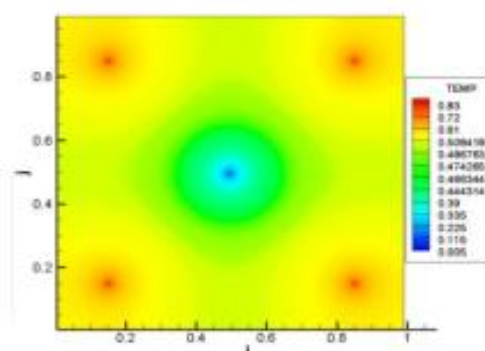


Рисунок 1.5 – Распределение температуры

В нашем случае, вычислительный эксперимент и расчет основных технологических показателей нефтедобычи, такие как средняя насыщенность нефти, текущая нефтеотдача пласта и т.д., производился при линейных соотношениях (1.7) - (1.8) в случаях закачки пласт (пластовая температура $T_{пл}$) раствора ПАВ ($C_{ПАВ}$) и гелеполимера ($C_{ГП}$) - как загустителя, получим при различных $C_{ПАВ}$:

а) при постоянном температурном режиме закачки до определенного момента с увеличением концентрации полимера в водной фазе и $C_{ПАВ}$ будет происходить увеличение нефтеотдачи, ввиду наиболее полного вытеснения нефти с загущенной полимером водой, т.е. если $C_{ПАВ} \uparrow$ пока не $C_{ПАВ} \approx C_{ГП}$ и выше до предельного случая подвижности водной фазы в пористой среде, тогда $Q_{нф} \uparrow$. Далее эффект будет отрицательный, увеличение концентрации приводит к замедлению в целом движения водной фазы и дальнейшему падению нефтеотдачи пласта, что частично согласовывается с результатами работ [4].

б) далее с увеличением температуры закачиваемого раствора смеси и соответственно $T_{пл} \uparrow$, также происходит увеличение нефтеотдачи пласта ввиду теплопередачи из водной в нефтяную фазу и снижению вязкости нефти, т.е. если $C_{ПАВ} \downarrow$ и также при $T_{пл} \uparrow$ то $Q_{нф} \downarrow$ за счет температурного эффекта, тогда $Q_{нф}$.

в) при совместном одновременном изменении коэффициентов γ_i получим: при одинаковых порядках роста $\gamma_1 \approx \gamma_2$, $\gamma_4 \approx \gamma_5$ и $\gamma_3 \uparrow$ вместе с увеличением температуры закачиваемого раствора смеси (по сравнению с пластовой температурой)

и соответственно $\gamma_6 \uparrow$, тогда *нефтеотдача* увеличивается значительно по сравнению с предыдущими случаями. А при одновременном $\gamma_1 \uparrow$ и $\gamma_2, \gamma_3 \downarrow$ вместе с уменьшением температуры закачиваемой раствора смеси (по сравнению с пластовой температурой) и соответственно $\gamma_6 \downarrow$, т.е. $\mu_1 \uparrow$ и $\mu_2 \uparrow$ тогда значение конечной *нефтеотдачи* будет неоднозначным, ввиду большой разницы подвижности и вязкости водной фазы (смеси с гелеполимером и ПАВ) при различных температурных режимах закачки и концентраций.

С другой стороны на характер распределения искомым параметров особое влияние оказывает процессы адсорбции и диффузии полимеров и ПАВ. В частности для коэффициента диффузии ПАВ D имеем общеизвестное соотношение [6]:

$$\frac{D \mu_{\infty}}{\tau} = const$$

где μ_{∞} вязкость среды (смеси). Откуда в нашем случае получим, что порядок чередования закачки ПАВ и гелеполимера в виде оторочек должно быть следующим:

закачка ПАВ – вода – гелеполимер – вода.

Тогда полезная работа ПАВ по снижению межфазного натяжения и вязкости нефтяной фазы, проталкивая оторочку водой, затем гелеполимер-загуститель максимально полно вытеснить оставшуюся нефть, что в конечном итоге позволит регулировать подвижности фаз в пористой среде и повысить конечную нефтеотдачу пласта.

5. Вычисления на объединенном метакомпьютере

На рисунке 1.6 показано время выполнения программы, решающей задачу фильтрации двухфазной жидкости методом Якоби на двумерной сетке размерности 200x200 на кластерах Ursa и TCluster [14] механико-математического факультета КазНУ им. Аль-Фараби и на их объединении для разного количества процессоров.

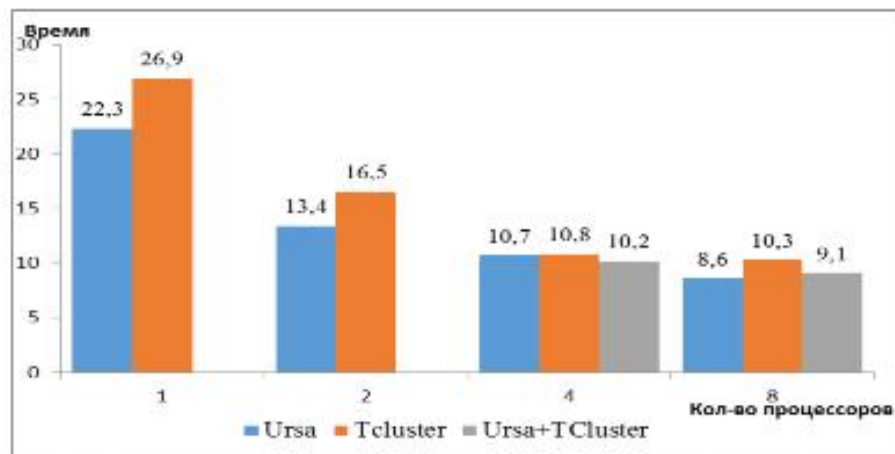


Рисунок 1.6 – Время выполнения программы для задачи двухфазной фильтрации на сетке размерности 200x200

В первом столбце показано время выполнения последовательной задачи (n-1). В следующих столбцах, используя явный параллелизм по данным, исходная расчетная область 200x200 была разбита на несколько неперекрывающихся областей. Расчеты по каждой подобласти выполнялись независимо друг от друга в рамках итераций Якоби. После каждой итерации Якоби необходимо было проводить согласование данных на границах подобластей. Данная задача была реализована с помощью технологии MPI на

языке Java. Для замера времени выполнения задачи была использована стандартная функция `Java System.currentTimeMillis()`, на основе которой составлен график времени выполнения.

Ускорение алгоритма оценивается как отношение времени выполнения на одном процессоре T_1 к времени выполнения на n процессорах T_n ($n=2, 4, 8$).

Из рисунка видно, что ускорение при $n=2$ наиболее значительно во всех перечисленных случаях на двух кластерах и примерно одинаково, и равно 1,6 (Ursa $T_2=1.66$, TCluster $T_2=1.63$). При увеличении количества процессоров увеличение ускорения замедляется. Таким образом при $n=4$ ускорение было равно Ursa $T_4=2.08$, TCluster $T_4=2.49$, а относительно $n=2$ ускорение было Ursa $T_4=1.25$, TCluster $T_4=1.52$. В случае $n=8$ ускорение получилось Ursa $T_8=2.59$, TCluster $T_8=2.61$, относительно $n=2$ ускорение Ursa $T_8=1.55$, TCluster $T_8=1.6$ и наконец относительно $n=4$ Ursa $T_8=1.24$, TCluster $T_8=1.04$.

Эффективность алгоритма E_n определяется как отношение ускорения к количеству процессоров n . При $n=2$ Ursa $E_2=83\%$ TCluster $E_2=82\%$, при $n=4$ Ursa $E_4=52\%$ TCluster $E_4=62\%$, при $n=8$ Ursa $E_8=32\%$ TCluster $E_8=32\%$.

Полученные значения ускорения и эффективности значительно зависят от текущей загруженности кластера задачами, поэтому они могут сильно варьироваться от времени суток, в которых проводился расчет. Одним из возможных решений данной проблемы могло бы быть планирование запуска задач при освобождении ресурсов кластера. Однако данное условие далеко не всегда может быть выполнено. Другой подход к решению этой проблемы является распределение нагрузки между двумя или более кластерами, организовав таким образом метакомпьютер состоящий из нескольких кластеров, объединенных между собой. Для объединения было использовано специальное программное обеспечение NumGrid[15]. Целью его использования при решении данной задачи было увеличение количества вычислительных ресурсов, за счет объединения двух кластеров, что позволит увеличить масштаб решаемой задачи. Из рисунка видно, что при использовании двух кластеров время расчета сопоставимо со временем расчета на одном кластере, что является вполне приемлемым результатом, учитывая цель использования NumGrid.

Результаты данной работы получены частично по итогам выполнения проекта программного целевого финансирования МОН РК: «Разработка больших реалистических численных моделей в нефтяной геофизике и средств автоматизации разработки параллельных программ крупномасштабного численного моделирования для неоднородных вычислительных комплексов экзафлопсного диапазона».

Список литературы:

- 1 Hirasaki G.J., Miller C.A., and Puerto M. 2011. Recent Advances in Surfactant EOR. SPE J. 2011. - № 16 (4). - P.889-907.
- 2 Larson R.G., & Hirasaki G. Analysis of Physical Mechanisms in Surfactant Flooding. Soc. Pet. Eng. J., 1978. - №8. -P.42-58.
- 3 MYERS D. Surfactant Science and Technology, 3rd edition. John Wiley & Sons, 2005. - 400 p.
- 4 Ibragimov R., Gusenov I., Tatykhanova G., Adilov Zh., Nuraje N., KudaibergenovS. Study of Gellan for Polymer Flooding // Journal of Dispersion Science and Technology. - 2013. - Vol. 34, № 9. - P.1240-1247
- 5 Zhu Wei-Yao, Sun Peng-Xiao, Ju Yan. A new thermal gel-polymer/polymer flooding compositional simulator // The seventh Asian congress of fluid mechanics. - Chennai (Madras). - 1997. - P. 661-668.

- 6 Бабалян Г.А., Леви Б.И., Тумасян А.Б., Халимов Э.М. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. – М.: Недра, 1983. – 216 с.
- 7 Ентов В.М., Шыганаков Н. О капиллярной пропитке гидрофобных нефтенасыщенных пород раствором активной примеси // ПМТФ СО АН СССР. - 1981. - №4. - С.116-118.
- 8 Гиматутдинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1983. – 615 с.
- 9 PUERTO M., HIRASAKI G.J., MILLER C.A., J.R. BARNES. Surfactant Systems for EOR in High-Temperature, High-Salinity Environment // SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa. – Oklahoma, USA, 2010.
- 10 Xu, Q., and Rossen, W. R. Experimental Study of Gas injection in surfactant-alternating-gas foam process // SPE Reservoir Evaluation and Engineering 7. – 2004. – P. 438-448.
- 11 Ziegler Victor M., Handy Lyman L. Effect of Temperature on Surfactant Adsorption in Porous Media // SPE Journal 1. – 1981. - Vol. 21. -P. 218-228.
- 12 Zeidani K., Gupta S. C. Surfactant-Steam Process: An Innovative Enhanced Heavy Oil Recovery Method for Thermal Applications // SPE Heavy Oil Conference. – Canada, 2013.
- 13 Mukhambetzhanov S.T., Akhmed-Zaki D.Zh. Modeling of a problem of phase transitions at not isothermal filtration and qualitative properties of the decision // Wiertnictwo Nafta gaz. – Poland, 2008. – Vol. 25/2. – P. 541-549.
- 14 URSA KazNU named after fl-FARABI. - ursa.kaznu.kz
- 15 Gorodnichev M. Задача объединения кластеров для крупномасштабного численного моделирования и ее решение в проекте NumGRID // Девятая Российская конференция с международным участием "Новые информационные технологии в исследовании сложных структур", 5-7 июня 2012.

УДК: 517.958:531.72, 517.958:539.3(4)

М. Нуртас

*Казахстанско-Британский технический университет, Алматы, Казахстан
e-mail: marat_nurtas@mail.ru*

ЗАДАЧА АКУСТИКИ В СЛОИСТЫХ СРЕДАХ

For the averaged acoustic problems in the poroelastic medium algorithm of numerical solution using the Fourier transform is assumed. We suppose that the studied area is divided into 3 blocks, where each of the block simulates different formations like limestone, oil-containing sandstone and shale.

There is ϱ considered the problem of acoustics in poroelastic medium, which is described by averaged equations obtained in [1] - [2] .

We consider a simple model where the solid skeleton is an elastic body, and the fluid is assumed viscous. The model is described by the following system of differential equations.