

УДК 532.5:519.63

РАЗРАБОТКА КОМПОЗИЦИОННОГО ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА ПРОЦЕССОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Б.Е. Бекбауов, М.М. Темірқас, А.Г. Кучиков

Для принятия решений и обеспечения успешной разработки месторождений нефтесодобывающие компании используют инструменты численного моделирования, в том числе, и гидродинамические симуляторы. Данная работа посвящена разработке гидродинамического симулятора, основанного на новой формулировке дифференциальных уравнений в частных производных композиционной модели химического заводнения пласта, а также его тестированию путём сравнения результатов моделирования традиционного и ASP заводнения с аналогичными результатами широко известных симуляторов.

Ключевые слова: химический композиционный поток, формулировка модели, моделирование пласта, химическое заводнение, повышение нефтеотдачи пластов.

Введение

Разработка месторождений углеводородов представляет собой комплексную задачу, для решения которой требуется привлечение знаний и опыта, накопленных в различных областях науки и инженерной практики. Лабораторные и опытно-промышленные испытания показывают эффективность применения химических методов увеличения нефтеотдачи (далее – МУН), таких как полимерное заводнение, вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ), щелочное заводнение и совместное применение щелочи, ПАВ и полимера (ASP заводнение). Химические методы повышения нефтеотдачи имеют высокую эффективность, но они являются дорогостоящими, технически сложными и рискованными. Одним из основных методов обоснованного принятия стратегических, тактических и инвестиционных решений при проектировании химических МУН пластов является моделирование. Разработка оптимальных стратегий повышения нефтеотдачи химического заводнения требует применения гидродинамического симулятора, который включает в себя методы сопряжения геомеханики и потока жидкости наряду с детальным представлением фазовых равновесий и эффектов тепло- и массопереноса. Даже если существуют симуляторы для этих целей, они зависят от производителей и являются дорогими для исследовательских учреждений. Стоимость программного обеспечения, лицензирования и обслуживания составляет десятки тысяч долларов в год. В этой связи разработка программного обеспечения для моделирования пластов является од-

ним из важных направлений в Казахстане на сегодняшний день.

Целью данной работы является разработка и тестирование гидродинамического симулятора под названием KMGESim, основанного на новой формулировке дифференциальных уравнений в частных производных композиционной модели химического заводнения пласта.

Большинство многофазных композиционных моделей, описанных в открытой литературе [1–9], так или иначе ограничены в своей применимости (однокомпонентная модель, равновесный массообмен и отсутствие модели смешения, возникающего при заводнении ПАВ). Математическая формулировка, разработанная в рамках данной работы, является продолжением формулировки модели UTCHEM для использования в исследовании химического заводнения, которая не имеет указанных ограничений. Отметим, что IMPES симулятор химического заводнения UTCHEM был первоначально разработан Поупом и Нельсоном в 1978 г. и постоянно обновлялся с момента его первоначальной разработки. Здесь мы ссылаемся лишь на несколько работ, наиболее тесно связанных с нашими исследованиями [10–12].

Разработаны и опубликованы различные формулировки композиционных моделей [13–29]. Эти формулировки отличаются выбором основных переменных и уравнений и степенью неясности. Вонг и Азиз провели всестороннее исследование наиболее широко используемых формулировок [30].

Основными уравнениями, используемыми в композиционной модели химического заводнения пласта, описывающей

многофазное многокомпонентное течение в проницаемых средах, являются уравнения сохранения массы компонентов, уравнение давления (непрерывности) и уравнение сохранения энергии. Нестационарные члены в уравнениях сохранения массы компонентов, используемых в существующей композиционной модели химического заводнения, учитывают уменьшение объема пор, вызванное адсорбцией. В ходе настоящего исследования было обнаружено, что этот широко используемый подход достаточно подробно оценивает влияние адсорбции на перенос компонента, но не удовлетворяет уравнению сохранения массы компонентов. Уравнение сохранения энергии вовсе не учитывает изменения объема пор вследствие адсорбции. С помощью этих уравнений сохранения массы и энергии в частных производных в качестве основных уравнений было разработано несколько симуляторов для моделирования химических композиционных явлений в нефтяных пластах.

В настоящей работе используется новый подход к моделированию уменьшения объема пор за счет адсорбции, удовлетворяющий уравнению непрерывности. В случаях значительного изменения эффективного размера пор вследствие адсорбции эти усовершенствования важны для корректного моделирования процессов,

происходящих в нефтяных пластах. Предложенная нами формулировка не требует изменений в используемом в настоящее время алгоритме и позволяет применять последовательный подход решения для композиционного моделирования химического заводнения пласта.

Основные допущения, принятые при выводе основных уравнений композиционной модели химического заводнения, таковы: (i) твердая и жидкие фазы слабо сжимаемы; (ii) диффузионный процесс подчиняется закону Фика; (iii) закон Дарси применим; (iv) концепция локального термодинамического равновесия может быть использована; и (v) модель идеального смешения может быть применена.

Новизна исследовательской работы заключается в разработке гидродинамического симулятора процессов повышения нефтеотдачи пластов на основе улучшенной математической формулировки уравнений сохранения массы, давления и энергии для композиционного моделирования химического заводнения пласта.

Для тестирования разработанного гидродинамического симулятора путём сравнения результатов традиционного и ASP заводнения с аналогичными результатами широко известных гидродинамических симуляторов были выбраны симуляторы ECLIPSE 100 и UTCHEM.

Формулировка композиционной модели химического заводнения пласта

Предположим, что элементарный объём V_b в пористой среде состоит из $n_p + 1$ фаз (n_p жидких фаз и твердой фазы, состоящей из зёрен горных пород или почвы) с n_c химическими компонентами. Известно, что пористость ϕ определяется как объёмная доля проницаемой среды, занимаемая поровым пространством, т.е. объём пор V_p , деленный на общий объём V_b . В нашей модели модифицированная пористость $\tilde{\phi}$ определяется как доля проницаемой среды, занимаемая поровым пространством, оставшимся после адсорбции химических компонентов на поверхности горной породы. Каждая пара (i, α) является составной частью сплошной среды, причем индекс i обозначает компоненты, а α – фазы. Поскольку в процессах, связанных с адсорбцией, локальный перенос и реакция происходят в измененном вследствие адсорбции поровом пространстве, каждая составляющая (i, α) имеет свою объемную долю компонента i в жидкой

фазе α , $c_{i\alpha}$: модифицированную за счет адсорбции. Модифицированная фазовая насыщенность S_α определяется как доля измененного объема пор, занимаемая фазой α . Пусть \tilde{c}_i обозначает общую концентрацию, \tilde{u}_α – барицентрическую скорость фазы α , подобную фазовой скорости по закону Дарси, $\tilde{K}_{i\alpha}$ – модифицированный тензор дисперсии, ρ_i – массовую плотность компонента в единицах массы компонента i на единицу объема компонента i и ρ_{iR} – опорную плотность компонента i при стандартном давлении P_R , которая постоянна для каждого компонента. Общий композиционный баланс в терминах механических переменных, определенных выше, и безразмерной плотности $\rho_i = \rho_i / \rho_{iR}$, выражается следующим уравнением:

где \tilde{k} – тензор проницаемости, $k_{r\alpha}$

$$\frac{\partial(\phi\bar{\rho}_i\tilde{c}_i)}{\partial t} + \nabla \cdot \left[\hat{\phi}\bar{\rho}_i \sum_{\alpha=1}^{n_p} (S_{\alpha}c_{i\alpha}\bar{u}_{\alpha}) \right] - \nabla \cdot \sum_{\alpha=1}^{n_p} [\bar{K}_{i\alpha} \cdot \nabla(\hat{\phi}\bar{\rho}_i S_{\alpha}c_{i\alpha})] = -k_i\phi\bar{\rho}_i\tilde{c}_i + \frac{Q_i}{\rho_{iR}}, \quad i = 1, \dots, n_c. \quad (1)$$

где k_i – постоянная распада или коэффициент скорости реакции в единицах обратного времени, а источниковый член Q_i – скорость закачки/добычи компонента i на общий объем элементарной ячейки, который представляет собой физические источники (скважины).

$$\bar{u}_{\alpha} = -\frac{\bar{k}k_{r\alpha}}{\hat{\phi}S_{\alpha}\mu_{\alpha}} (\nabla p_{\alpha} - \gamma_{\alpha}\nabla z), \quad \alpha = 1, \dots, n_p, \quad (2)$$

относительная фазовая проницаемость жидкой фазы α , μ_{α} – динамическая вязкость жидкой фазы α , p_{α} – давление в жидкой фазе α , γ_{α} – удельный вес жидкой фазы α и z представляет глубину.

Подробности относительно вывода уравнения общего композиционного баланса (1) приведены в нашей предыдущей публикации [31].

Фазовая скорость по закону Дарси равна:

Мы суммируем общие уравнения композиционного баланса (1) по компонентам n_c для получения уравнения непрерывности, или сохранения полной массы. Уравнение непрерывности имеет следующий вид:

$$\phi_R c_t \frac{\partial p_1}{\partial t} + \Delta_t F(\tilde{c}_i) + \nabla \cdot \left\{ \hat{\phi} \sum_{\alpha=1}^{n_p} \left(S_{\alpha} \bar{u}_{\alpha} \sum_{i=1}^{n_c} \bar{\rho}_i c_{i\alpha} \right) \right\} = \sum_{i=1}^{n_c} \frac{Q_i}{\rho_{iR}}, \quad (3)$$

–где мы использовали предположение о том, чистый дисперсионный поток в фазе равен нулю, или

$$\sum_{i=1}^{n_c} \nabla \cdot [\bar{K}_{i\alpha} \cdot \nabla(\hat{\phi}\bar{\rho}_i S_{\alpha}c_{i\alpha})] = 0, \quad \alpha = 1, \dots, n_p, \quad (4)$$

Также в соответствии с определением суммарной реакции мы имеем:

$$\phi \sum_{i=1}^{n_c} (k_i \bar{\rho}_i \tilde{c}_i) = 0, \quad (5)$$

Общая сжимаемость c_t равна:

$$c_t = c_r + [1 + c_r(2p_1 - p_s - p_R)] \sum_{i=1}^{n_c} (c_i^0 \tilde{c}_i), \quad (6)$$

где c_r – сжимаемость породы при определенном давлении, p_s , p_1 – давление водной фазы, а постоянная величина c_i^0 – сжимаемость компонента i .

Член

$$\Delta_t F(\tilde{c}_i) = \phi(p_1 - p_R) \sum_{i=1}^{n_c} \left(c_i^0 \frac{\partial \tilde{c}_i}{\partial t} \right) \quad (7)$$

может рассматриваться при численной реализации как известная функция (типа источника), которая определяется с использованием значений из предыдущего временного шага.

Уравнение для давления получается путем подстановки уравнения закона

$$\begin{aligned} \phi_R c_t \frac{\partial p_1}{\partial t} - \nabla \cdot (\bar{k} \lambda_{rTc} \nabla p_1) \\ = \nabla \cdot \left(\bar{k} \sum_{\alpha=2}^{n_p} \lambda_{rac} \nabla p_{c\alpha 1} \right) - \nabla \cdot \left(\bar{k} \sum_{\alpha=1}^{n_p} (\lambda_{rac} \gamma_\alpha) \nabla z \right) - \Delta_t F(\bar{c}_i) + \sum_{i=1}^{n_c} \frac{Q_i}{\rho_{iR}}, \end{aligned} \quad (8)$$

где

$$\lambda_{rac} = \lambda_{r\alpha} \sum_{i=1}^{n_c} \bar{\rho}_i c_{i\alpha}, \quad \lambda_{r\alpha} = \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha}, \quad \alpha = 1, \dots, n_p, \quad (9)$$

а общая относительная мобильность составляет

$$\lambda_{rTc} = \sum_{\alpha=1}^{n_p} \lambda_{r\alpha c}. \quad (10)$$

Уравнение энергетического баланса выводится из предположения, что энергия является функцией только температуры, а поток энергии в водоносном горизонте или пласте происходит только за счет адвекции и теплопроводности. Мы пишем урав-

Дарси (2) в уравнение (3), используя определение капиллярного давления $p_{c\alpha 1} = p_\alpha - p_1$, где $\alpha = 2, \dots, n_p$. Уравнение давления в терминах давления опорной фазы (фаза 1) имеет вид:

нение сохранения энергии в терминах модифицированной пористости $\hat{\phi}$, в отличие от существующей формулировки композиционной модели химического заводнения. Уравнение сохранения энергии имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\hat{\phi} \sum_{\alpha=1}^{n_p} \rho_\alpha S_\alpha C_{V\alpha} + (1 - \hat{\phi}) \rho_s C_s \right] T + \nabla \cdot \left(\hat{\phi} \sum_{\alpha=1}^{n_p} \rho_\alpha S_\alpha C_{p\alpha} \vec{u}_\alpha T - k_T \nabla T \right) = q_c - q_L, \quad (11)$$

где T – температура, $C_{V\alpha}$ и $C_{p\alpha}$ – теплоемкость фазы α при постоянном объеме и давлении соответственно, C_s – теплоемкость твердой фазы, k_T – теплопроводность, q_c – член источника тепла, q_L – потери тепла на кровельную и подошвенную части пласта.

Процедура последовательного решения выполняется в следующем порядке:

1) решение уравнения давления (8) методом сопряженных градиентов с преобусловливанием Якоби;

2) решение системы уравнений сохранения массы компонентов (1) явно относительно общей концентрации каждого компонента (отметим, что данная математическая формулировка уравнений сохранения массы компонентов позволяет применять последовательный подход к решению каждого из этих уравнений отдельно и не-

явно для общей концентрации компонента в жидких фазах, $c_i = \sum_{\alpha=1}^{n_p} (S_\alpha c_{i\alpha})$;

3) решение уравнения сохранения энергии (11) не явно;

4) выполняются «расчеты испарения» для получения фазовых насыщенностей и концентраций компонентов в каждой фазе (линейная изотерма адсорбции, а также изотермы адсорбции Фрейндлиха и Ленгмюра могут быть применены для расчета концентрации адсорбированного компонента \hat{c}_i).

Подходы к моделированию адсорбции, химической реакции, фазового поведения и скважин в настоящем исследовании остаются неизменными по сравнению с исходной моделью UTCHEM, детали которой можно найти в работе [12].

Результаты и обсуждение

Представленный в данной работе композиционный гидродинамический симулятор химического заводнения может быть использован для моделирования и оценки эффективности широкого спектра процессов заводнения нефтяных пластов как в лабораторном, так и в полевом масштабе. Критическим этапом процесса разработки гидродинамического симулятора является оценка того, точно ли он описывает гидродинамические процессы, протекающие в пласте.

Тестирование разработанного гидродинамического симулятора путём сравнения результатов моделирования традиционного заводнения с аналогичными результатами симулятора ECLIPSE 100

В работе исследователей Техасского университета в Остине [32] было замечено, что гидродинамические симуляторы UTCHEM и ECLIPSE 100 имеют схожие результаты для одинаковых входных данных. Поскольку KMGESim использует математическую модель UTCHEM, в рамках данной модели было решено использовать аналогичный подход к апробации результатов. Для проверки достоверности результатов разработанного гидродинамического симулятора проведено сравнение результатов традиционного заводнения с аналогичными результатами симулятора ECLIPSE 100.

Была построена модель в декартовой системе координат с сеткой $5 \times 5 \times 1$ (рис. 1), которая имеет 1 нагнетательную скважину и 4 добывающих скважины. В данной модели расстояние от нагнетательной скважины, находящейся в центре модели, до всех добывающих скважин, размещенных по углам модели, является одинаковым. Данные по проницаемости постоянны по каждой из осей и равны 75 mD по осям x и y , 25 mD – по оси z . Пористость также была выбрана постоянной по всему пласту и равна 30%. Начальная водонасыщенность и остаточная нефтенасыщенность равны 22% и 20% соответственно. Исходное значение среднего давления в пласте в обоих симуляторах было взято равным 2000 psi, глубина залегания – 4000 ft. Ко-

эффициент сжимаемости породы и опорное давление равны 5×10^{-6} psi⁻¹ и 2000 psi для обоих симуляторов. Коэффициент сжимаемости воды равен $2,67 \times 10^{-6}$ psi⁻¹, в то время как коэффициент сжимаемости нефти равен $1,6 \times 10^{-5}$ psi⁻¹. Вязкость нефти равна 10 cP.

Числовые значения плотности флюидов не совпадают из-за различия единиц измерений. Для симулятора ECLIPSE 100 данные задаются в системе измерений FIELD, где единица измерения «lbs/ft³», и равны 52 lbs/ft³ для нефти и 64 lbs/ft³ для воды. KMGESim использует метрическую (METRIC) и английскую (ENGLISH) системы единиц измерения. В модели для KMGESim, используемой в этой работе, данные задаются в английской системе единиц измерения. Значение удельного веса или плотности для воды принимается равным 0,444 psi/ft, для нефти – 0,361 psi/ft. Также различия в числовых значениях существуют при вводе данных по закачке воды. Поскольку ECLIPSE 100 использует систему измерений «FIELD», то расход вычисляется в «stb/day».

Вода закачивается в пласт через нагнетательную скважину с постепенно увеличивающейся скоростью закачки. В течение первых 10 дней для ECLIPSE 100 закачка воды в пласт через нагнетательную скважину постепенно увеличивается с 50 до 500 stb/day, а потом нагнетание воды в пласт производится с постоянной скоростью 500 stb/day. В данной модели для симулятора KMGESim дебит скважин измеряется в «ft³/day». Для KMGESim аналогичным образом в течение первых 10 дней нагнетание воды в пласт постепенно увеличивается со значения 280,729 ft³/day до максимального значения 2807,29 ft³/day. Для удобства сравнения результатов было решено моделировать процесс одинаковой продолжительности в течение 1800 дней с помощью обоих симуляторов. В данной модели задается постоянное значение забойного давления в добывающих скважинах, которое в обоих симуляторах имеет единицу измерения «psi». Забойное давление равно 900 psi для 1-й и 4-й скважин и 1000 psi для 2-й и 3-й скважин. Ниже в табл. 1 представлены входные данные.

Таблица 1. Основные входные данные для симуляторов KMGESim и ECLIPSE 100

Данные\Симулятор	KMGESim	ECLIPSE 100
Размер модели	500 ft × 500 ft × 50 ft	500 ft × 500 ft × 50 ft
Проницаемость	75 mD, 75 mD, 25 mD по X, Y, Z соответственно	75 mD, 75 mD, 25 mD по X, Y, Z соответственно
Пористость	30%	30%
Остаточная водонасыщенность	22%	22%
Остаточная нефтенасыщенность	20%	20%
Исходное среднее давление пласта	2000 psi	2000 psi
Глубина залегания пласта	4000 ft	4000 ft
Вязкость нефти	10 cP	10 cP
Плотность нефти	0,361 psi/ft	52 lbs/ft ³
Плотность воды	0,444 psi/ft	64 lbs/ft ³
Расход закачки воды	2807,29 ft ³ /day	500 stb/day
Забойное давление в начальный момент добычи	900 psi для 1-й и 4-й скважин 1000 psi для 2-й и 3-й скважин	
Продолжительность	1800 дней	1800 дней

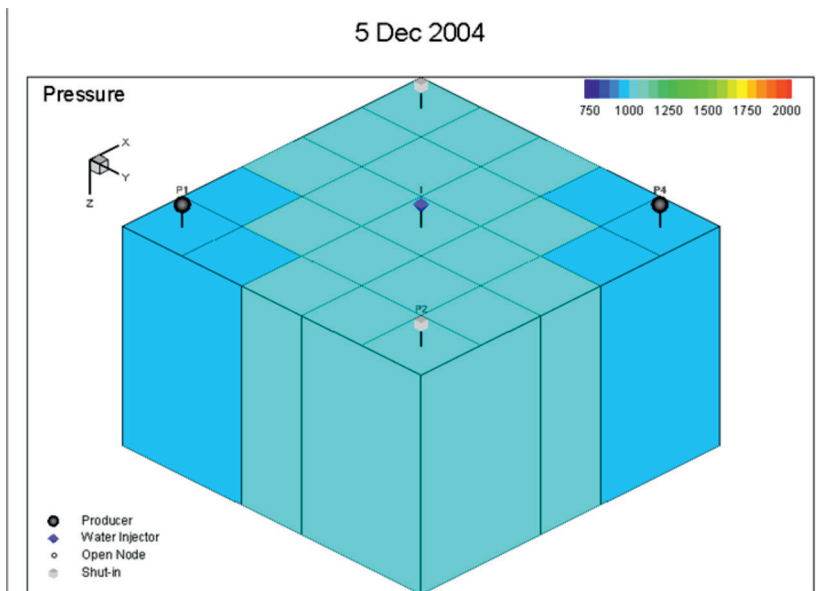


Рисунок 1. Трехмерное представление рассматриваемой области

Динамика изменения основных параметров представлена на рис. 2–5. Расшифровка сокращённых обозначений касательно рисунков ниже показана в табл. 2.

Таблица 2. Расшифровка сокращённых обозначений на графиках

ECLIPSE 100	KMGESim	Значение
FPR (Pressure)	PAVE (Average Pressure)	Среднее давление
FOPR (Oil Production Rate)	QOP (Oil Production Rate)	Дебит по нефти
FOPT (Oil Production Total)	COP (Cumulative Oil Production)	Накопленная добыча нефти
FWPR (Water Production Rate)	Q1 (Water Production Rate)	Дебит воды

Рис. 2 описывает изменение среднего давления в пласте по времени. Результаты расчётов показали, что при значениях вязкости нефти до 2 сР в момент прорыва воды в добывающую скважину кривые среднего давления, полученные с помощью моделирования в ECLIPSE 100 и KMGESim, слегка отдаляются друг от друга.

Данное поведение происходит по причине разницы по устойчивости численных схем, использованных в симуляторах. В ходе исследований была замечена более высокая устойчивость численного решения при моделировании вытеснения высоковязкой нефти с использованием симулятора KMGESim.

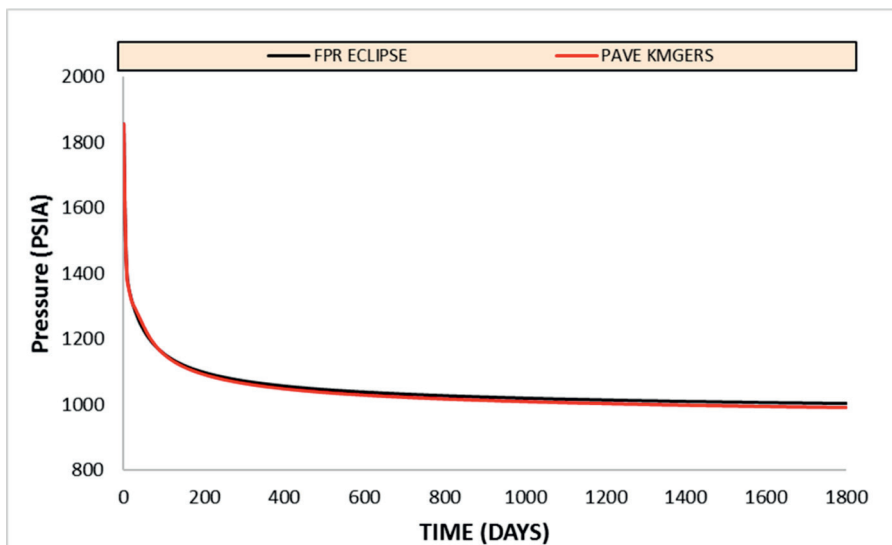


Рисунок 2. Изменение среднего давления по времени

Рис. 3 представляет дебит нефти, уменьшающийся по времени. Отметим, что при значениях вязкости нефти ниже 2 сР может наблюдаться малое различие между кривыми дебита нефти в симуляторах ECLIPSE 100 и KMGESim на стадии прорыва воды, связанное с

вышеописанным поведением среднего давления. За исключением короткого отрезка времени прорыва воды кривые дебита нефти, полученные в результате расчёта применением двух симуляторов, во всех моделях совпадают

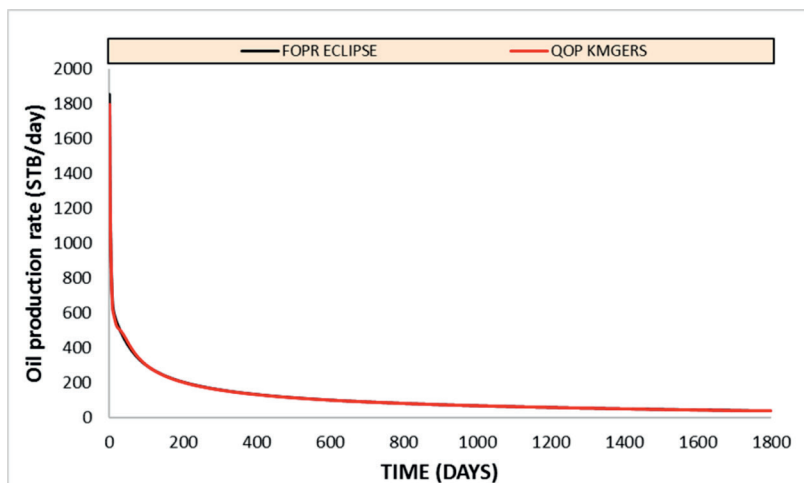


Рисунок 3. Дебит нефти

Рис. 4 показывает изменение общего количества добытой нефти по времени. Как видно из рисунка, на протяжении всего

процесса добычи кривые по суммарному количеству добытой нефти достаточно хорошо совпадают.

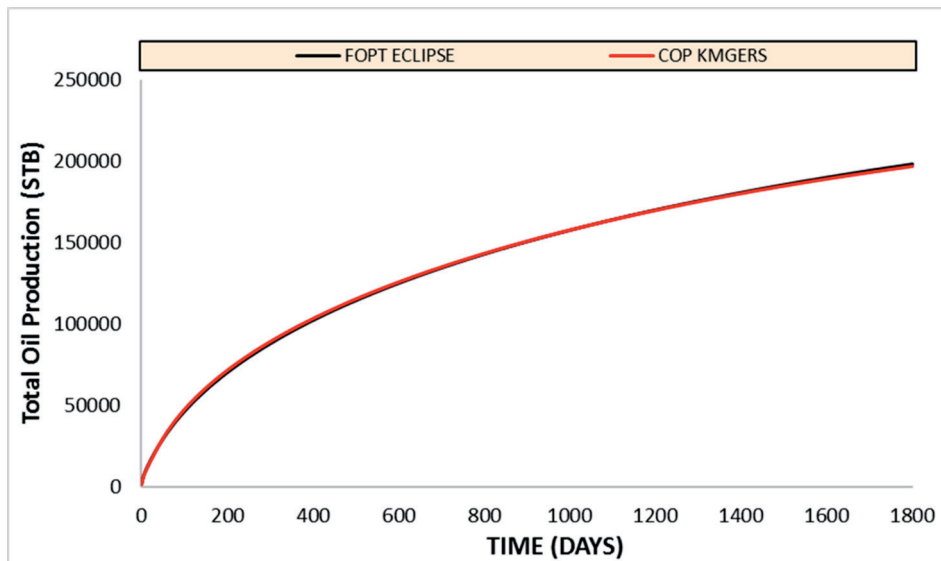


Рисунок 4. Общее количество добытой нефти

Рис. 5 изображает зависимость дебита воды от времени. Согласно результатам расчёта по симулятору KMGESim, развитие обводнённости по

времени с Кривые скорости нагнетания воды (WWIR) и жидкости (Q1) совпадают и идентичны в значениях по результатам обоих симуляторов.

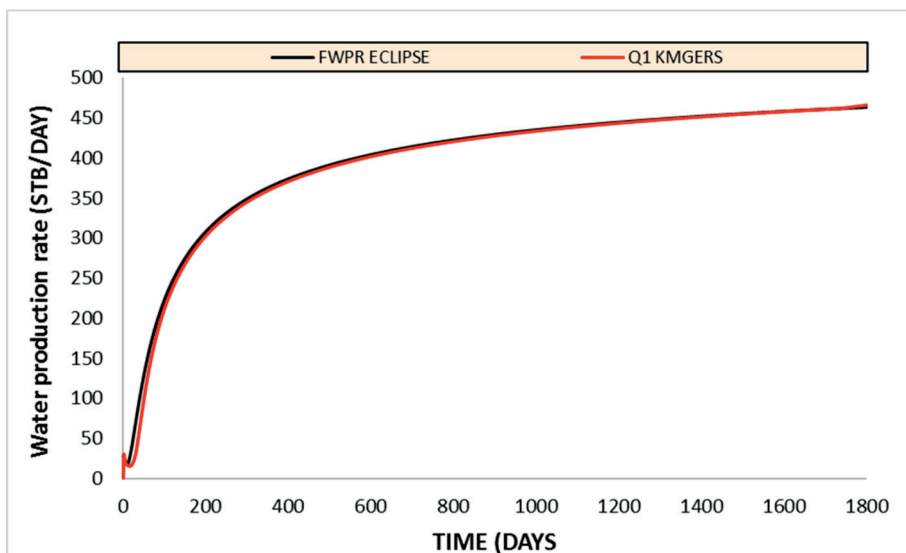


Рисунок 5. Дебит воды

Тестирование разработанного гидродинамического симулятора путём сравнения результатов моделирования ASP заводнения с аналогичными результатами симулятора UTCHEM

Разработанная математическая формулировка была оценена при моделировании процессов извлечения нефти из пластов с использованием МУН на основе изменения смачиваемости в наших предыдущих исследованиях [33-34]. Основная цель данного подраздела заключается в оценке того, подходит ли предложенная нами математическая

формулировка для моделирования ASP заводнения.

Как показано на рис. 6, пилот ASP-заводнения имеет 2 нагнетательные и 2 добывающие скважины. Общая продолжительность закачки составляет 2,0 объёма порового пространства. Свойства пласта включают в себя неоднородную проницаемость, пористость и начальное поле водонасыщенности. Глубина до кровли пласта колеблется примерно от 2200 до 2300 футов. Вязкость сырой нефти при опорной температуре составляет 52,5 сП, начальная минерализация или жесткость раствора – 0,477 мэкв/мл.

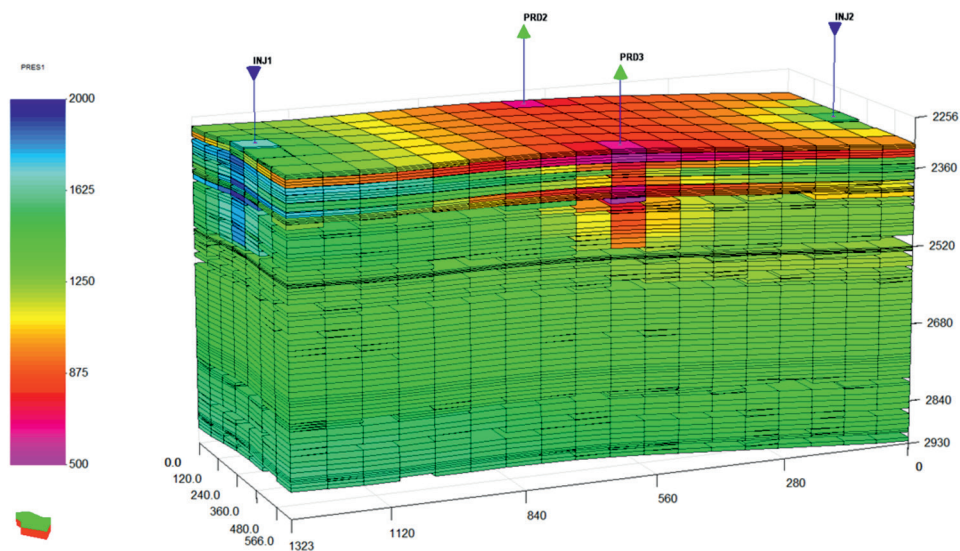


Рисунок 6. Вычислительная область

В этой модели рассматриваются 3 жидкие фазы и 11 компонентов. Фазами являются вода, нефть и микроэмульсия, а компонентами – вода, нефть, ПАВ, полимер, хлоридные анионы, катионы кальция и натрия, щелочь и нафтеновая кислота. Взаимодействия ASP моделируются с учётом *in situ* генерируемого ПАВ, осаждения и растворения минералов, катионного обмена с глиной и мицеллами, а также химической адсорбции.

Поскольку аналитическое решение рассматриваемой задачи отсутствует, проверочный тест основан на сравнении с симулятором UTCHEM для случая, когда изменение пористости за счет адсорбции существенно не влияет на процесс. Приведенные ниже сравнительные исследования показывают, что результаты,

полученные в рамках IMPES реализации предложенной формулировки, хорошо согласуются с аналогичными результатами расчёта симулятора UTCHEM. Для обработки выходных данных было использовано программное обеспечение S3GRAF, которое разработано и лицензировано компанией Sciencesoft Ltd. Количество используемых сеток – 7 × 18 × 89.

Сравнения между численными результатами существующей и разработанной формулировок композиционной модели химического заводнения для соответствующих переменных показаны на рис. 7 и 8 в диапазоне 0–0,012 прокачанных поровых объемов вытесняющего агента.

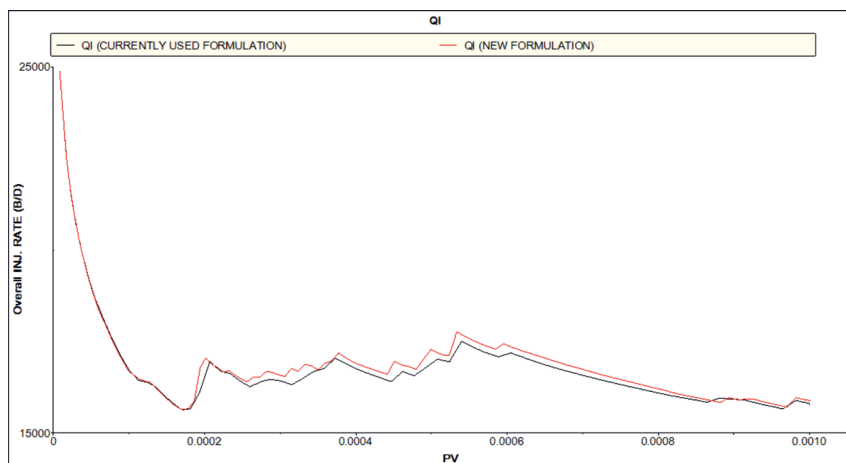


Рисунок 7. Зависимость скорости закачки от количества прокачанных поровых объемов вытесняющего агента

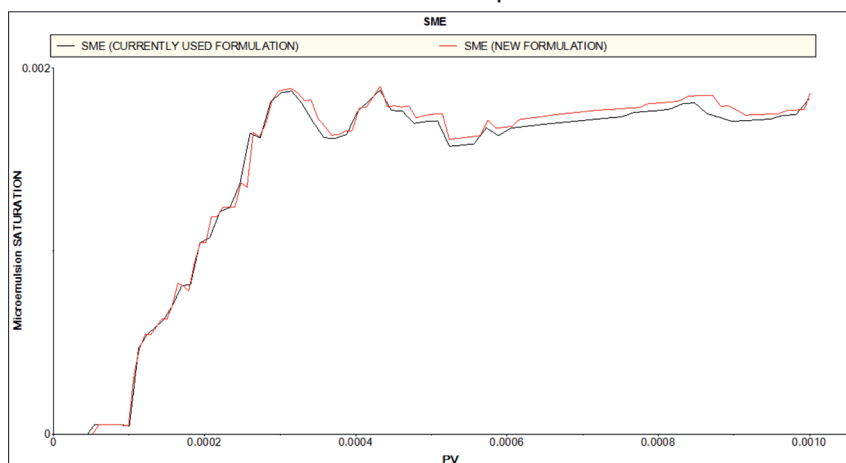


Рисунок 8. Зависимость насыщенности микроэмульсии от количества прокачанных поровых объемов вытесняющего агента

Из приведённого в ранее опубликованной работе [31] теоретического анализа видно, что предложенная нами и существующая формулировки одинаковы для случая пренебреженной объемной доли компонентов, адсорбированных на твердой поверхности. В результате применения к вышеупомянутому численному эксперименту и сравнения с численными результатами существующей композиционной модели химического заводнения для случая, когда влияние адсорбции на перенос компонентов незначительно, разработанная формулировка оказалась практичной и надежной. Как и ожидалось, предлагаемая и существующая формулировки дают практически одинаковые результаты

в случае пренебреженной объемной доли компонентов, адсорбированных на твердой поверхности.

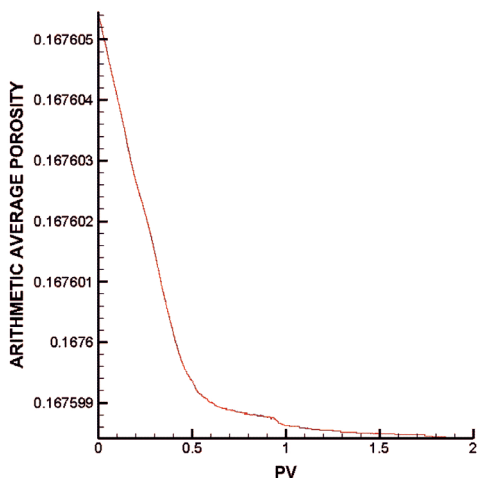
Кроме того, для повышения устойчивости и точности в численном моделировании, в отличие от того, что обычно используется в литературе, мы сохраняем члены второго порядка малости в уравнениях общего композиционного баланса и давления.

Для определения среднего значения пористости пласта используются арифметические и средневзвешенные по объему средние значения. Эти методы усреднения выражаются математически в следующих формах:

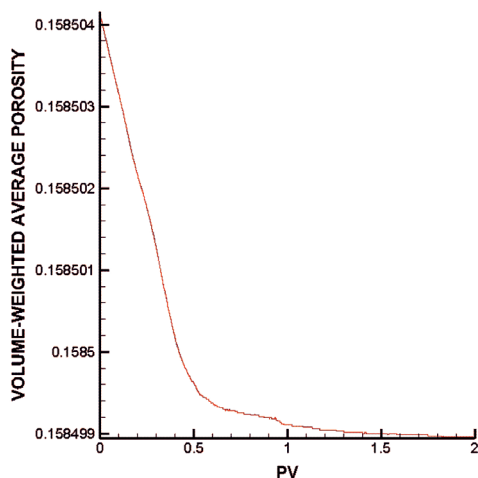
$$\bar{\phi}_{ar} = \sum_{I=1}^{NBL_A} \hat{\phi}_I / NBL_A \quad \text{и} \quad \bar{\phi}_{vw} = \sum_{I=1}^{NBL_A} \hat{\phi}_I V_I / \sum_{I=1}^{NBL_A} V_I,$$

где $\bar{\phi}_{ar}$ – средняя арифметическая пористость пласта, $\bar{\phi}_{vw}$ – средневзвешенная по объему пористость пласта, $\hat{\phi}_I$ – модифицированная пористость блока пласта I , NBL_A –

количество активных блоков или ячеек (8515 из 11214), V_I – объем блока пласта I . Для данного случая ASP заводнения изменение объема пор пласта, вызванное адсорбцией, мало, что видно на рис. 9а и 9б.



а) Зависимость средней арифметической пористости пласта от количества прокачаных поровых объемов вытесняющего агента. Абсолютное изменение средней арифметической пористости составляет приблизительно $7,05 \times 10^{-6}$.



б) Зависимость средневзвешенного по объему пористости пласта от количества прокачаных поровых объемов вытесняющего агента. Абсолютное изменение средневзвешенного по объему пористости составляет примерно $5,2 \times 10^{-6}$.

Рисунок 9. Зависимость усреднённых по пространству значений пористости от количества прокачаных поровых объемов вытесняющего агента

В настоящее время проводится исследование влияния изменения пористости на процесс добычи нефти, которое будет опубликовано в отдельной статье.

Заключение

Проведено тестирование разработанного гидродинамического симулятора путём сравнения результатов моделирования традиционного заводнения с аналогичными результатами симулятора ECLIPSE 100. Согласно результатам расчётов, кривые развития суммарного количества добытой нефти и обводнённости во времени, полученные с использованием симулятора KMGesim, достаточно хорошо совпадают с аналогичными результатами симулятора ECLIPSE 100. В ходе исследований была выявлена высокая устойчивость численного решения при моделировании вытеснения высоковязкой нефти с использованием

симулятора KMGesim. Данная особенность является положительной, т.к. симулятор KMGesim предназначен для моделирования химического заводнения как метода вытеснения высоковязкой нефти.

Разработанная математическая формулировка композиционной модели химического заводнения пласта была оценена при моделировании процессов МУН на основе ASP заводнения. Данная оценка основана на сравнении с симулятором UTCHEM для случая, когда изменение пористости за счет адсорбции существенно не влияет на процесс. Предлагаемая и существующая формулировки композиционной модели химического заводнения дают практически одинаковые результаты в случае пренебреженной объемной доли компонентов, адсорбированных на твердой поверхности.

Список использованной литературы

1. Abriola L.M., Pinder G.F. A multiphase approach to the modeling of porous media contamination by organic compounds: 2. Numerical Simulation. – *Water Resources Res.*, 1985, 21 (1), p. 19-26.
2. Abriola L.M., Pinder G.F. Two-dimensional numerical simulation of subsurface contamination by organic compounds. – *A Multiphase Approach*. – Proceedings of Specialty Conference on Computer Applications in Water Resources, Buffalo, NY, USA, 1985.
3. Baehr A.L., Corapcioglu M.Y. A compositional multiphase model for groundwater contamination by petroleum products: 2. Numerical Solution. – *Water Resources Res.*, 1987, 23(10), p. 201-213.
4. Faust J.C., Guswa J.H., Mercer J.W. Simulation of Three-Dimensional Flow of Immiscible Fluids within and Below the Saturated Zone. – *Water Resources Res.*, 1989, 25(12), 2449-2464.
5. Letniowski F.W., Forsyth P.A. A control volume finite element approach for three-dimensional NAPL groundwater contamination. – University of Waterloo, Ontario, Canada, Dept. of Computer Science, Report No. CS90-21, 1990.
6. Sleep B.E., Sykes J.F. Numerical simulation of three-phase multidimensional flow in porous media. – *Computational Methods in Subsurface Hydrology*, 1990, 211-216.
7. Mayer A.S., Miller C.T. A Compositional Model for Simulating Multiphase Flow, Transport and Mass Transfer in Groundwater Systems. – Materials of Eighth Int. Conference on Computational Methods in Water Resources, Venice, Italy, June 11–15, 1990.
8. Kalurachchi J.J., Parker J.C. Modeling Multicomponent Organic Chemical Transport in Three-Phase Porous Media. – *J. of Contaminant Hydrology*, 1990, № 5, 349-374.
9. Sleep B.E., Sykes J.F. Compositional Simulation of Groundwater Contamination by Organic Compounds: 1. Model Development and Verification. – *Water Resources Res.*, 1993, 29(6), p. 1697–1708.
10. Pope G.A., Nelson R.C. A Chemical Flooding Compositional Simulator. – *Soc. Pet. Eng. J.*, 1978, 18, p. 339–354.
11. Saad N. Field Scale Studies With a 3-D Chemical Flooding Simulator. – Ph.D. dissertation, The University of Texas at Austin, 1989.
12. Delshad M., Pope G.A., Sepehrmoori K. UTCHEM Version-9.0, Technical Documentation. – Center for Petroleum and Geosystems Engineering. The University of Texas at Austin, Texas, 2000.
13. Acs G., Doleschall S., Farkas, E. General Purpose Compositional Model. – Paper SPE 10515, *SPE Journal*, 1985, 25(4), p. 543–553.
14. Branco C., Rodriguez, F. A Semi-Implicit Formulation for Compositional Reservoir Simulation. – Paper SPE 27053, *SPE Advanced Technology Series*, 1996, 4(1), p. 171–177.
15. Cao H. Development of Techniques for General Purpose Simulators. – Ph.D. Dissertation, Department of Petroleum Engineering, Stanford University, 2002.
16. Chang Y., Pope G.A. and Sepehrmoori K. A higher-order finite-difference compositional simulator. – *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1990a, 5(1), p. 35–50.
17. Chien M., Lee S., Chen, W. A New Fully Implicit Compositional Simulator. – Paper SPE 13385, 8th SPE Symposium on Reservoir Simulation, Dallas, TX, 1985.
18. Coats K.H. An Equation of State Compositional Model. – SPE Paper 8284, *SPE Journal*, 1980, 20(5), p. 363–376.
19. Collins D., Nghiem L., Li Y. and Grabonstotter J. An Efficient Approach to Adaptive-Implicit Compositional Simulation with an Equation-of-State. – Paper SPE 15133, *SPE Reservoir Engineering*, 1992, 7(2), p. 259–264.
20. Fussell L., Fussell D. An Iterative Technique for Compositional Reservoir Models. – Paper SPE 6891, *SPE Journal*, 1979, 19(4), p. 211–220.
21. Kazemi H., Vestal C. and Shank D. An Efficient Multicomponent Numerical Simulator. – Paper SPE 6890, *SPE Journal*, 1978, 18(5), p. 355–368.
22. Kendall R., Morrell G., Peaceman D., Silliman W., Watts J. Development of a Multiple Application Reservoir Simulator for Use on a Vector Computer. – Paper SPE 11483, 1983, Middle East Oil Technical Conference, Manama, Bahrain.
23. Lins A.G. Advanced Compositional Simulation of CO₂ Processes. – Ph.D. Dissertation, University of Calgary, Calgary, 2010.
24. Nghiem L.X., Fong D., Aziz K. Compositional Modeling with an Equation-of-State. – Paper SPE 9306, *SPE Journal*, 1981, 21(6), 687–698.

25. Quandalle P., Savary D. An Implicit in Pressure and Saturations Approach to Fully Compositional Simulation. – Paper SPE 18423, SPE Symposium on Reservoir Simulation, Houston, TX, 1989.

26. Wang P., Wheeler M., Parashar M., Sepehrmoori K. A New Generation EOS Compositional Reservoir Simulator: Part I – Formulation and Discretization. – Paper SPE 37979, SPE Reservoir Simulation Symposium, Dallas – TX, 1997.

27. Watts J. A Compositional Formulation of the Pressure and Saturation Equations. – Paper SPE 12244, SPE Reservoir Engineering, 1986, 1(3), 243–252.

28. Wei Y., Michelsen M., Stenby E., Berenblyum R., Shapiro A. Three-phase Compositional Streamline Simulation and Its Application to WAG. – SPE Paper 89440, SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 2004.

29. Young, L. and Stephenson, R. A Generalized Compositional Approach for Reservoir Simulation. – Paper SPE 10516, SPE Journal, 1983, 23(5): 727–742.

30. Wong, T.W., Aziz, K. Considerations in the Development of Multipurpose Reservoir Simulation Models. – First and Second International Forum on Reservoir Simulation, Alpbach, Austria, 1988, p. 12–16.

Bekbauov B.E., Kaltayev A., Berdyshev A. A New Mathematical Formulation of the Governing Equations for the Chemical Compositional Simulation. – arXiv:1512.08170 [physics.flu-dyn], 2015.

31. Goudarzi, M.D. A Critical Assessment of Several Reservoir Simulators for Modeling Chemical Enhanced Oil Recovery Processes. – SPE International, 2013.

Bekbauov B., Berdyshev A. and Baishemirov Zh. Numerical Simulation of Chemical Enhanced Oil Recovery Processes. In: A. Kononov et al. (eds.) –: DOOR 2016, published online on the CEUR web site <http://ceur-ws.org> with ISSN 1613-0073. Vol-1623, p. 28–34.

32. Bekbauov B., Berdyshev A., Baishemirov Zh., and Baù D. Numerical Validation of Chemical Compositional Model for Wettability Alteration Processes. – Open Engineering, Volume 7, Issue 1, 2017, p. 416–427.

ҚАБАТТАРДЫҢ МҰНАЙ БЕРУІН ХИМИЯЛЫҚ ӘДІСТЕРМЕН АРТТЫРУ ПРОЦЕСТЕРІНІҢ КОМПОЗИЦИЯЛЫҚ ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ СИМУЛЯТОРЫН ЖАСАУ

Б.Е. Бекбауов, М.М. Темірқас, А.Г. Кучиков

Мұнай компаниялары шешім қабылдауды және мұнай кен орындарын сәтті игеруді іске асыру үшін сандық модельдеу құралдарын, соның ішінде, гидродинамикалық симуляторларды қолданады.

Бұл жұмыс қабатты химиялық суландырудың композициялық моделінің дербес туындыларындағы дифференциалдық теңдеулердің жаңа тұжырымына негізделген гидродинамикалық стимулятор жасауға, сондай-ақ, дәстүрлі және ASP суландырудың модельдеу нәтижелерін танымал симуляторлардың ұқсас нәтижелерімен салыстыру арқылы тестілеуге арналған.

Түйін сөздер: химиялық композициялық ағын, модель формулировкасы, қабатты модельдеу, химиялық суландыру, қабаттың мұнай бергіштігін арттыру.

DEVELOPMENT OF A COMPOSITIONAL RESERVOIR SIMULATOR FOR CHEMICAL ENHANCED OIL RECOVERY PROCESSES

B.E. Bekbauov, M.M. Temirkas, A.G. Kuchikov

To make decisions and ensure successful field development, oil companies use numerical simulation tools, including hydrodynamic simulators. This work is devoted to the development of a reservoir simulator based on a new formulation of partial differential equations of the chemical compositional model, as well as its testing by comparing the results of traditional and ASP flooding simulation with similar results of well-known simulators.

Keywords: chemical compositional flow, model formulation, reservoir simulation, chemical flooding, enhanced oil recovery.

Информация об авторах

- 1. Бекбауов Бахберген Ермекбаевич** – доктор PhD , директор департамента новых технологий и повышения нефтеотдачи пластов, b.bekbauov@niikmg.kz.
- 2. ТОО «КМГ Инжиниринг»**, г. Нур-Султан, Казахстан.
- 3. Темірқас Мерей Мерекеұлы** – студент специальности «Нефтегазовое дело» Satbayev University, практикант в ТОО «КМГ Инжиниринг», mtemirkas@gmail.com.
- 4. Кучиков Асар Габдыганиулы** – студент специальности «Нефтегазовое дело» Satbayev University, практикант в ТОО «КМГ Инжиниринг», assarkuchikov@gmail.com.
- 5. Satbayev University**, г. Алматы, Казахстан.