

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27

ТЕСТИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПУТЁМ СРАВНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ С АНАЛОГИЧНЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИМУЛЯТОРОВ

А.Г. Кучиков, Ш. Ж. Құдайбергенов, Б.Е. Бекбауов
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Использование инструментов численного моделирования, в т. ч. и гидродинамических симуляторов, помогает нефтедобывающим компаниям в принятии решений и обеспечении успешной разработки месторождений. Данная работа посвящена тестированию гидродинамического симулятора, основанного на новой формулировке дифференциальных уравнений в частных производных композиционной модели химического заводнения пласта, путём сравнения результатов моделирования полимерного заводнения с аналогичными результатами Eclipse 100.

Ключевые слова: полимерное заводнение, гидродинамическое моделирование пласта, химические методы увеличения нефтеотдачи.

Введение

Данное исследование является продолжением работы [1], в которой были описаны результаты тестирования гидродинамического симулятора (далее – ГДС) KMGESim путём моделирования традиционной технологии заводнения и сравнения с аналогичными результатами симулятора Eclipse 100.

В настоящей работе для проверки достоверности результатов моделирования полимерного заводнения (далее – ПЗ) модель была приближена к реальным условиям: создан несимметричный высокопроницаемый канал, который является причиной прорыва воды и обводнения добывающей скважины.

Хотя в вышеописанной модели достигается приближение к реальным условиям путем создания высокопроницаемого канала, ГДС KMGESim подлежит тестированию на возможность моделирования ПЗ в условиях реального месторождения. Для этого была выбрана модель 5-го блока м. Каламкас. Данное месторождение содержит 2 гибридные скважины с закачкой полимера в пласт на протяжении 5 лет (2014–2020 гг.). Так как модель существует в ГДС tNavigator и Eclipse 100, было принято решение адаптировать существующую модель для ГДС KMGESim и сравнить полученные результаты.

Уравнения модели полимерного заводнения

Симулятор KMGESim

Вычисления, связанные с полимерным заводнением, в ГДС KMGESim проводятся по формулам, описанным в работах [2–8].

Адсорбция полимера в симуляторе KMGESim вычисляется по формуле (1):

$$a_4 = (a_{41} + a_{42} C_{SEP}) \left(\frac{k_{ref}}{k} \right)^{1/2} \quad (1)$$

где a_{41} , a_{42} – постоянные, C_{SEP} – эффективная соленость, k_{ref} – опорная проницаемость, при которой задаются входные параметры адсорбции.

Также симулятор KMGESim использует нижеприведенные формулы для расчета вязкости полимерного раствора (2):

$$\mu_p^0 = \mu_w (1 + (A_{p1} C_{4l} + A_{p2} C_{4l}^2 + A_{p3} C_{4l}^3) C_{SEP}^{Sp}) \quad (2)$$

где μ_p^0 – вязкость полимерного раствора, C_{4l} – концентрация полимера в воде, S_p – наклон логарифмического графика между $(\mu_p^0 - \mu_w) / \mu_w$ и C_{SEP} , A_{p2} , A_{p3} – постоянные.

Кажущаяся вязкость раствора рассчитывается по формуле (3):

$$\mu_p = \mu_w + \frac{\mu_p^0 - \mu_w}{1 + \frac{\hat{V}}{\hat{V}_{1/2}} k} P^{\alpha-1} \quad (3)$$

где $\hat{V}_{1/2}$ – скорость сдвига, при которой вязкость равна среднему значению суммы μ_p^0 и μ_w , P_a – эмпирический коэффициент, \hat{V} – скорость сдвига (считается как эквивалентная скорость сдвига).

Эквивалентная скорость сдвига рассчитывается по формуле (4):

$$\hat{V}_{eq} = \frac{\hat{V}_c - |u_l|}{\sqrt{k_x k_y} \varphi S_i} \quad (4)$$

где \hat{V}_c – коэффициент скорости сдвига, используемый для учета неидеальных эффектов, таких как скольжение по стенкам пор.

Средняя проницаемость \bar{k} рассчитывается по формуле (5):

$$\bar{k} = \left[\frac{1}{k_x} \left(\frac{u_{xl}}{u_l} \right)^2 + \frac{1}{k_y} \left(\frac{u_{yl}}{u_l} \right)^2 + \frac{1}{k_z} \left(\frac{u_{zl}}{u_l} \right)^2 \right]^{-1} \quad (5)$$

Уменьшение проницаемости полимера рассчитывается по формуле:

$$R_k = 1 + \frac{(R_{kmax} - 1) b_{rk} C_{4l}}{1 + b_{rk} C_{4l}} \quad (6)$$

где (7):

$$R_{kmax} = \min \left\{ \left[1 - \frac{c_{rk} (A_{p1} C_{SEP}^{Sp})^{1/3}}{\left(\sqrt{k_x k_y} \right)^{1/2} \varphi} \right]^4, 10 \right\} \quad (7)$$

Симулятор Eclipse

Симулятор Eclipse использует другие формулы для вычисления вышеперечисленных параметров в симуляторе KMGESim [5, 9, 10].

Эффективная вязкость полимера рассчитывается по формуле (8):

$$\mu_{p,eff} = \mu_m (C_p)^\omega \mu_p^{1-\omega} \quad (8)$$

где $\mu_m (C_p)$ – возрастающая функция концентрации полимера в растворе, μ_p – вязкость раствора при максимальной концентрации полимера, ω – параметр смешивания Тодда-Лонгстафа.

Вязкость частично смешанной воды вычисляется аналогично с использованием вязкости полностью смешанного полимера и вязкости чистой воды (μ_w) (9):

$$\mu_{w,e} = \mu_m (C_p)^\omega \mu_w^{1-\omega} \quad (9)$$

Для вычисления эффективной вязкости воды формула модели для вязкости воды записывается как сумма слагаемых,

отражающих вклады вязкости полимерного раствора и вязкости чистой воды (10):

$$\frac{1}{\mu_{w,eff}} = \frac{1 - \bar{C}}{\mu_{w,e}} + \frac{\bar{C}}{\mu_{p,eff}}, \quad \bar{C} = \frac{C_p}{C_{p,max}} \quad (10)$$

где \bar{C} – эффективная концентрация нагнетаемого полимерного раствора в совокупной водной фазе в данной ячейке.

Адсорбция полимера вызывает уменьшение проницаемости пористой среды для водной фазы, что непосредственно связано с концентрацией удерживаемого полимера. Соответственно, по приведенной ниже формуле может быть вычислен фактический коэффициент сопротивления (11):

$$R_k = 1 + (RRF - 1) \frac{C_a}{C_{a,max}} \quad (11)$$

где RRF – коэффициент остаточного сопротивления.

Результаты работы

Тестирование KMGESim путём сравнения его результатов по традиционной технологии заводнения с аналогичными результатами симулятора Eclipse для неоднородной модели с одним несимметричным высокопроницаемым каналом

Модель для ПЗ содержит две скважины по краям модели – одну добывающую и одну нагнетательную, соединенные одним несимметричным высокопроницаемым каналом. Размер модели составляет 10 x 10 x 1 ячейек, длина и ширина равны 150 футов, а высота – 30 футов. Пласт расположен на глубине в 4000 футов со средним давлением в 2000 psi. За первые 10 дней симуляции скорость закачки воды в пласт равномерно увеличивается с 50 stb/day до 500 stb/day. ПЗ начинается на 1000-й день и длится 1500 дней. После 2500-го дня снова начинается закачка воды, которая заканчивается на 10001-й день симуляции.

В симуляторах KMGESim и ECLIPSE 100 система единиц измерения разная, поэтому и значения параметров для двух симуляторов имеют разные величины. В симуляторе KMGESim скорость закачки воды измеряется в «ft³/day», соответственно, аналогичные значения в 50 stb/day на первый день симуляции и 500 stb/day с 10-го и до завершения моделирования равны 280,729 ft³/day и 2807,29 ft³/day соответственно. Единица измерения плотности

тоже отличается: в симуляторе KMGESim – «psi/ft», в симуляторе Eclipse – «lb/ft³». Следовательно, плотность воды равно 0,444 psi/ft в симуляторе KMGESim и 64 lb/ft³ в симуляторе Eclipse, а плотность нефти – 0,3611 psi/ft и 52 lb/ft³ соответственно.

Коэффициент сжимаемости породы и опорное давление равны $5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ 2000 psi для обоих симуляторов соответственно. Коэффициенты сжимаемости для воды и нефти – $3,13 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ и $1 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. Вязкость нефти равна 2 сП, а воды – 0,5 сП. У ячеек, через которые проходит высокопро-

ницаемый канал, значение проницаемости равно 150 мД, а у остальных ячеек – 50 мД. Пористость вычисляется по формуле Тимура (12):

$$\varphi = 4,4 \sqrt{\frac{kS_{wi}^2}{0,136}}, \quad (12)$$

где k – проницаемость, S_{wi} – неснижаемая водонасыщенность.

В зонах с высокой проницаемостью пористость равна 21,2%, а в зоне с низкой проницаемостью – 16,5%.

Список основных входных данных представлен в табл. 1.

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

Данные	Симулятор KMGESim	Симулятор Eclipse 100
Размер модели	1500 x 1500 x 30 ft	
Проницаемость	150 мД для ячеек, входящих в высокопроницаемый канал, 50 мД для остальных ячеек	
Пористость	21,2% для ячеек, входящих в высокопроницаемый канал, 16,5% для остальных ячеек	
Остаточная водонасыщенность	25%	
Остаточная нефтенасыщенность	30%	
Исходное среднее давление пласта	2000 psi	
Глубина залегания пласта	4000 ft	
Вязкость нефти	2 сП	
Плотность нефти	0,361 psi/ft	52 lb/ft ³
Вязкость воды	0,5 сП	
Плотность воды	0,444 psi/ft	64 lb/ft ³
Расход закачки воды	2807,29 ft ³ /day	500 stb/day
Концентрация полимера в закачиваемом растворе	0,1426 %wt	50 lb/stb
Забойное давление в начальный момент добычи	1500 psi	
Продолжительность	10001 день	

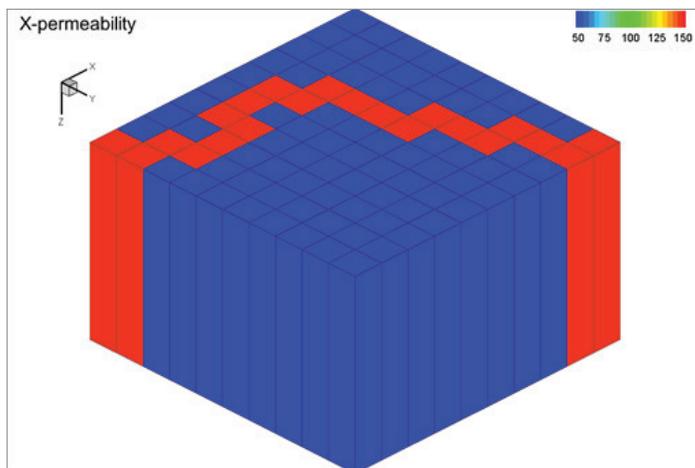


Рисунок 1. Трехмерное представление проницаемости рассматриваемой модели

Для изучения влияния ПЗ были сравнены результаты моделирования традиционной технологии и ПЗ. При моделировании традиционной технологии заводнения появляются «вязкие пальцы»

(рис. 2). Нагнетаемая вода прорывается по высокопроницаемому каналу, что способствует раннему прорыву воды в добывающую скважину.

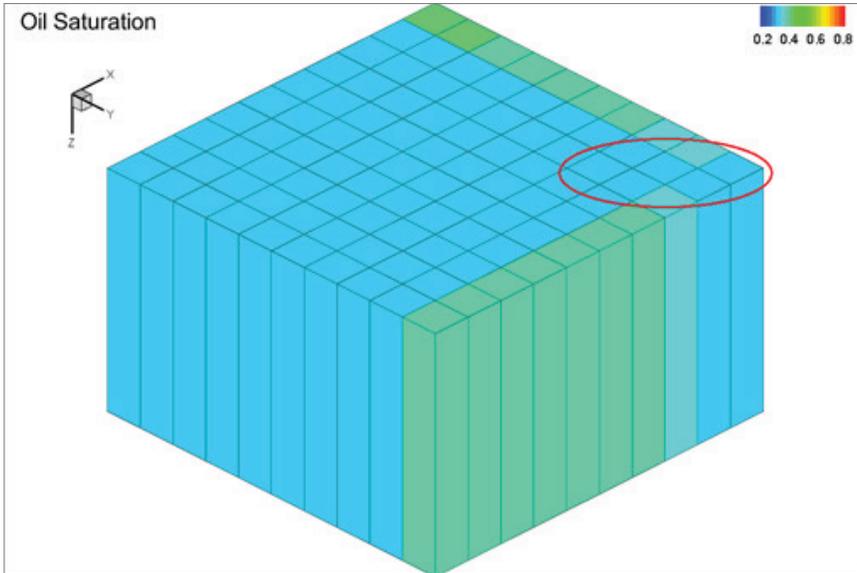


Рисунок 2. Трёхмерный вид вычислительной области с изображением прорыва воды по высокопроницаемому каналу

Результаты традиционной технологии заводнения показаны на рис. 3–6.

Среднее давление снижается со временем и стремится к постоянному значе-

нию примерно в 1250 psi. Кривые среднего давления, полученные с помощью симуляторов KMGESim и Eclipse 100, полностью совпадают (рис. 3).

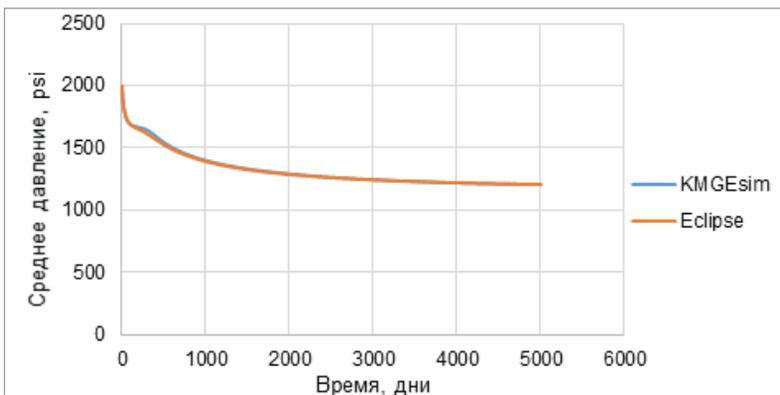


Рисунок 3. Среднее давление

Рис. 4 показывает зависимость общего количества добытой нефти от времени. Из-за существования высокопроницаемо-

го канала нефть из остальных ячеек почти не добывается и остается в пласте.

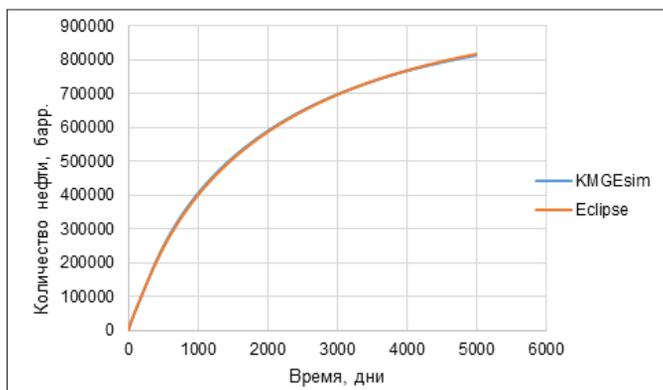


Рисунок 4. Общее количество добытой нефти

На рис. 5 представлен график сравнения дебита нефти по двум симуляторам.

Со временем скорость добычи падает и стремится к нулю.

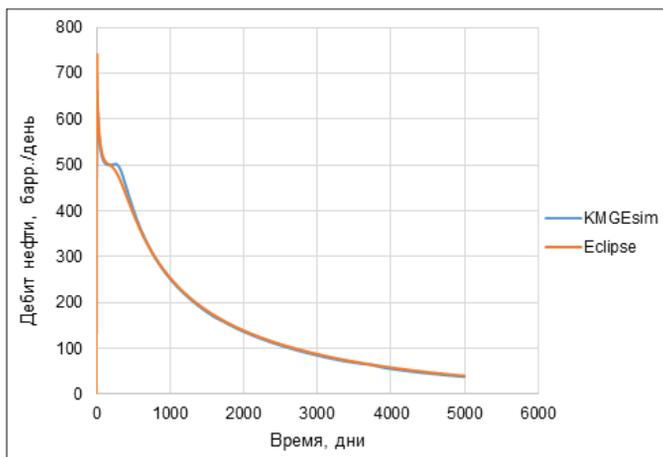


Рисунок 5. Дебит нефти

Дебит воды, напротив, со временем увеличивается почти сразу после начала симуляции. К концу процесса скорость до-

бычи воды составляет почти 500 stb/day, что равно скорости закачки воды в пласт (рис. 6).

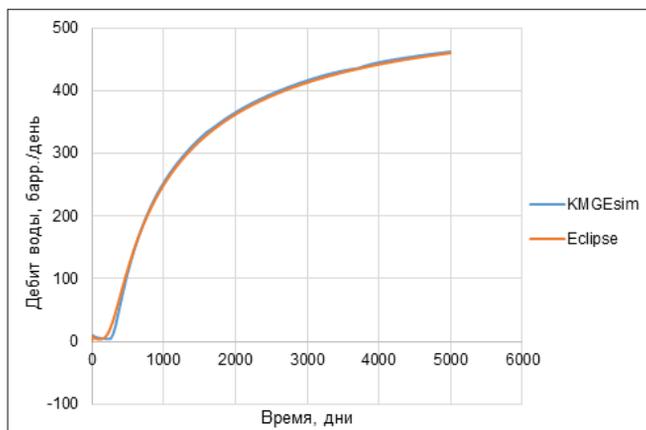


Рисунок 6. Дебит воды

На 1000-й день начинается ПЗ. Для записи концентрации закачиваемого полимера в нагнетаемом потоке симуляторы используют разные единицы измерения: симулятор Eclipse 100 использует «lb/stb», а в симуляторе KMGEsim концентрация

полимера измеряется в «weight percent», или «%wt». Изначально была задана величина в 50 lb/stb в симуляторе Eclipse 100. В симуляторе KMGEsim после некоторых вычислений это значение равно 0,1426 %wt:

$$1 \%wt = 1000000 ppm = 1000 kg/m^3 = 350,507 lb/stb$$

После закачки полимера наблюдается заметное замедление развития «вязких пальцев», фронт закачиваемой воды выравнивается, а нефть добывается со всех

ячеек. Представление данной модели показано на рис. 7. Результаты ПЗ приведены на рис. 8–11.

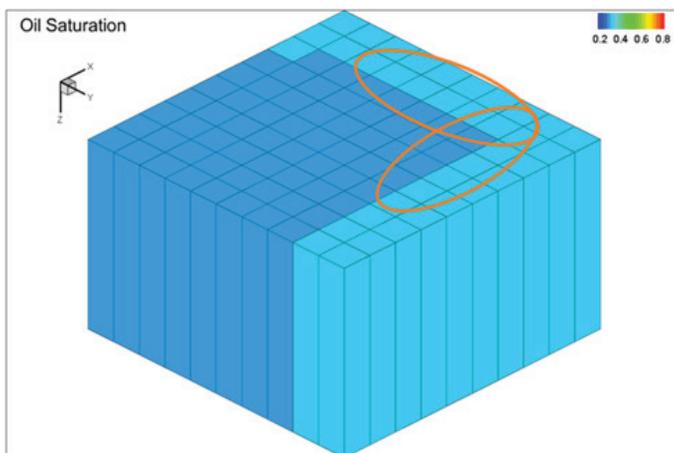


Рисунок 7. Трехмерное представление нефтенасыщенности рассматриваемой модели

Отмечается схожий характер поведения кривых, полученных путем применения симуляторов KMGEsim и Eclipse 100, однако имеется небольшое различие в изменении среднего давления по времени.

Максимальное значение среднего давления после закачки полимерного раствора в 1500 psi достигается в разные моменты времени.

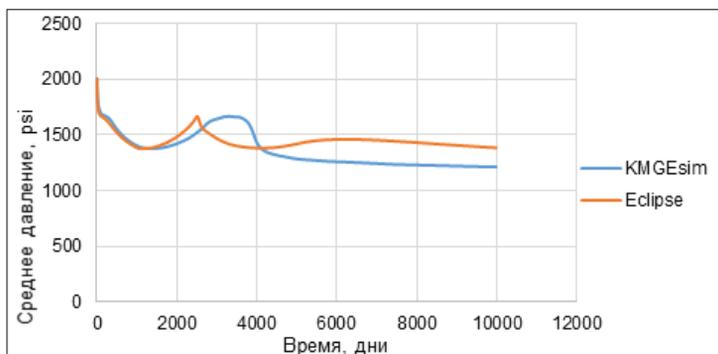


Рисунок 8. Среднее давление при ПЗ

На рис. 9 показано сравнение результатов моделирования с помощью симуляторов KMGEsim и Eclipse 100 по общему количеству добытой нефти. Можно заметить хорошее сходство кривых и увеличе-

ние добычи по времени на 2500-й день. Однако заметна небольшая разница в значениях общего количества добытой нефти после окончания ПЗ.

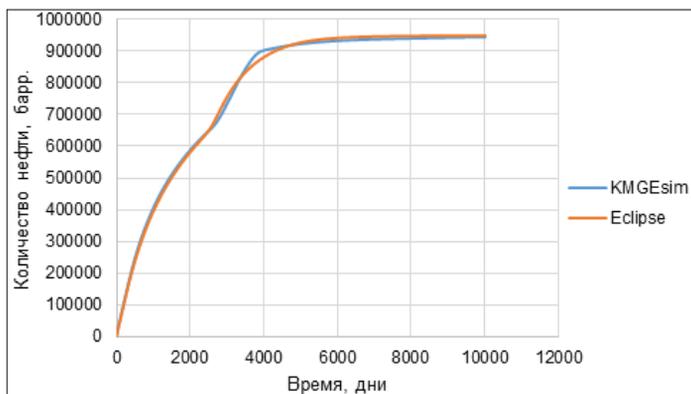


Рисунок 9. Общее количество добытой нефти при ПЗ

Скачок в общем количестве добытой нефти происходит из-за увеличения дебита нефти, происходящего по причине закачки полимера в пласт. Характер пове-

дения кривых совпадает, хотя кривые расходятся в значениях. Результаты симуляции продемонстрированы на рис. 10.

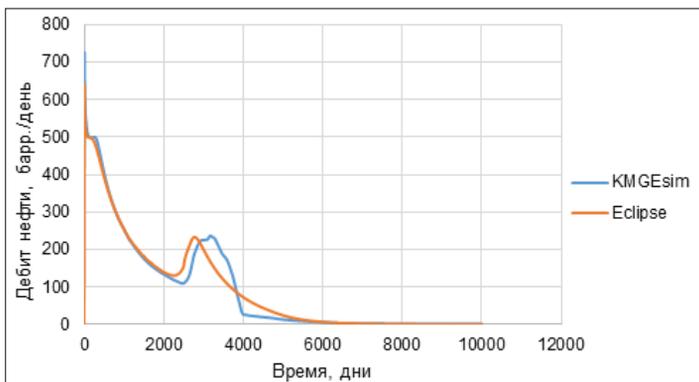


Рисунок 10. Дебит нефти при ПЗ

После закачки полимера дебит воды резко уменьшается, что показано на рис. 11. Время падения совпадает для обоих симуляторов, тенденция движения кривых

схожа, но есть незначительная разница в значениях, которая появляется после окончания закачки полимера в пласт.

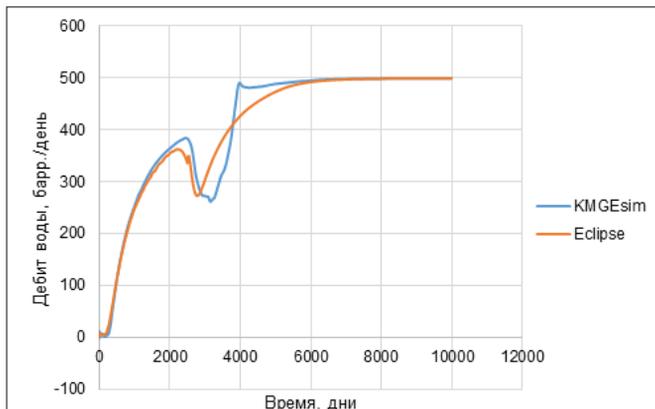


Рисунок 11. Дебит воды при ПЗ

с глубиной залегания верхней грани ячеек по данным глубины залегания угловых точек ячеек. Сравнение визуализации из Petrel для Eclipse (рис. 14) и результата

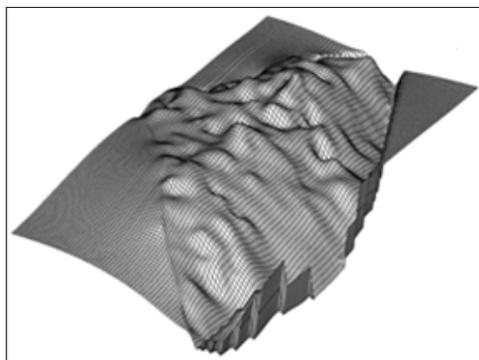


Рисунок 14. Результат чтения данных по TOPS для KMGESim

чтения данных KMGESim (рис. 15) показывает, что модели похожи и имеют незначительные отличия.

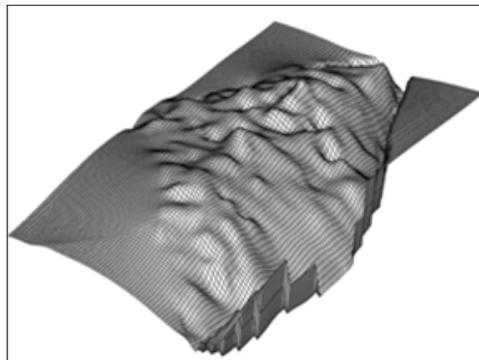


Рисунок 15. Результат чтения данных по расчетной сетке

В результате были получена геометрическая модель м. Каламкас для ГДС KMGESim путем считывания геометрических характеристик модели, созданной в

Petrel для Eclipse. Расчетная сетка в Petrel для ECLIPSE и результат чтения данных по расчетной сетке представлены с помощью постпроцессора Tecplot 360 (рис. 16–17).

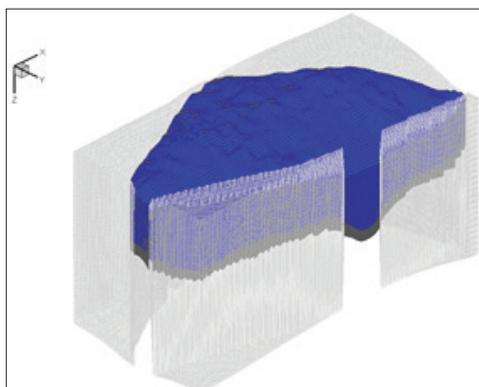


Рисунок 16. Расчетная сетка в Petrel для ECLIPSE

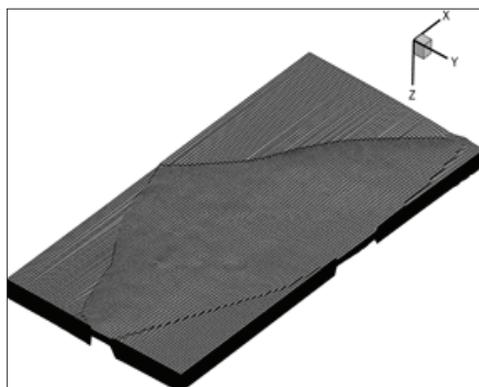


Рисунок 17. Результат чтения данных по расчетной сетке

В данном подразделе представлены предварительные результаты построения модели ПЗ уч. Запад 5-го блока м. Каламкас.

Процесс эксплуатации м. Каламкас длится с 01.06.1984 г. по 01.02.2020 г. ПЗ начинается 01.11.2014 г. через нагнетательные скв. 2041 и 2049.

Данные по проницаемости, пористости и значению песчаности для каждой ячейки содержатся в отдельных файлах, которые считываются симулятором KMGESim. Также для обозначения неактивных ячеек модели их пористость

записывается как 0,01, а проницаемость 0,00001 мД.

После перемасштабирования была проведена симуляция модели м. Каламкас в симуляторе ECLIPSE 100 для сравнения с аналогичными данными симулятора KMGESim. Чтобы удостовериться в соответствии новой модели результатам до перемасштабирования, дебиты нефти и воды были выведены на графики (рис. 18–19). Модель поведения схожая, однако небольшая разница в значениях присутствует. В табл. 2 приведены данные по накопленным запасам нефти и воды.

Таблица 2. Накопленные запасы модели м. Каламкас

Накопленные запасы	Исторические, млн м ³	Рассчитанные, млн м ³	Разница
Нефть	1412,660757	1437,421831	1,72%
Вода	2759,035287	2729,936013	1,05%

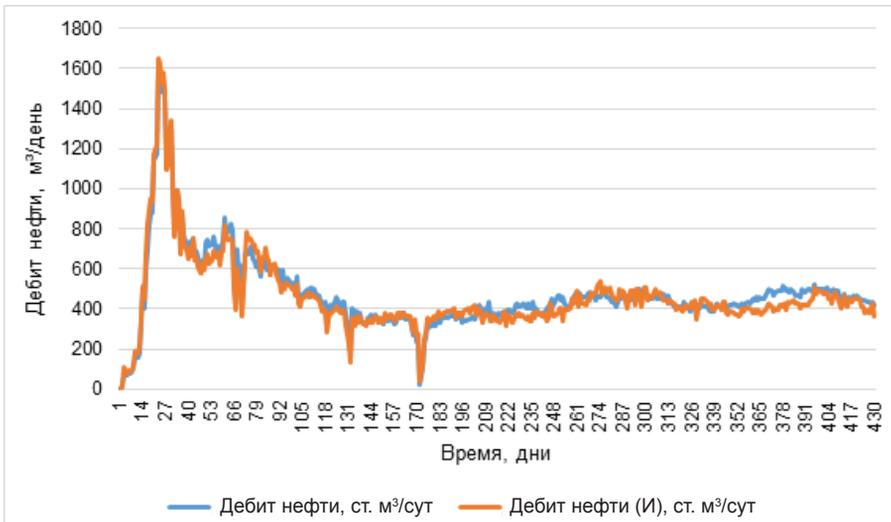


Рисунок 18. Сравнение дебитов нефти до и после перемасштабирования

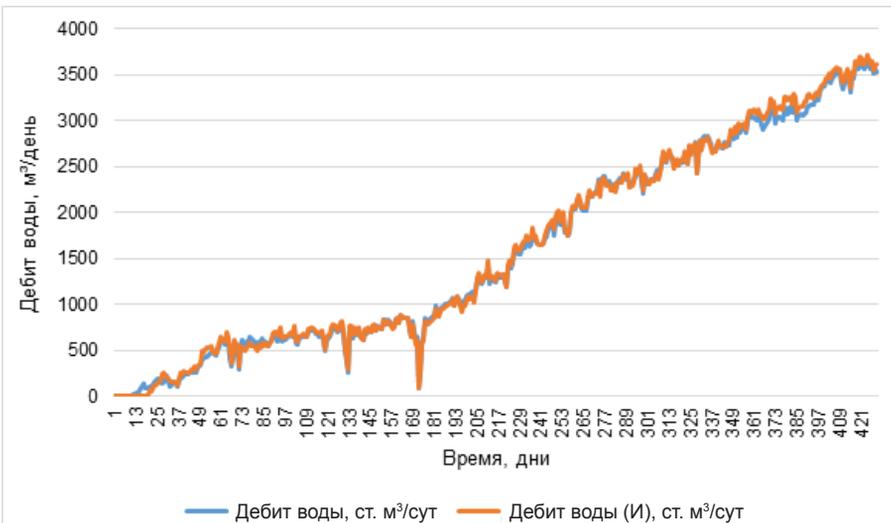


Рисунок 19. Сравнение дебитов воды до и после перемасштабирования

Для первоначального тестирования симулятора KMGESim был выбран участок модели, содержащий 2 гибридные скважины с ПЗ. Модель содержит 38 скв., из которых 33 добывающие, 4 гибридные и 1 нагнетательная. Модель содержит сетку 47 x 21 x 92, их размеры были приняты постоянными для каждой из ячеек: длина и

ширина составляют 50 м, а высота – 0,3 м. Входные данные по пористости, проницаемости и значению песчаности также были считаны из модели симулятора Eclipse и адаптированы под формат симулятора KMGESim. В настоящее время ведется адаптация по истории разработки для данной модели.

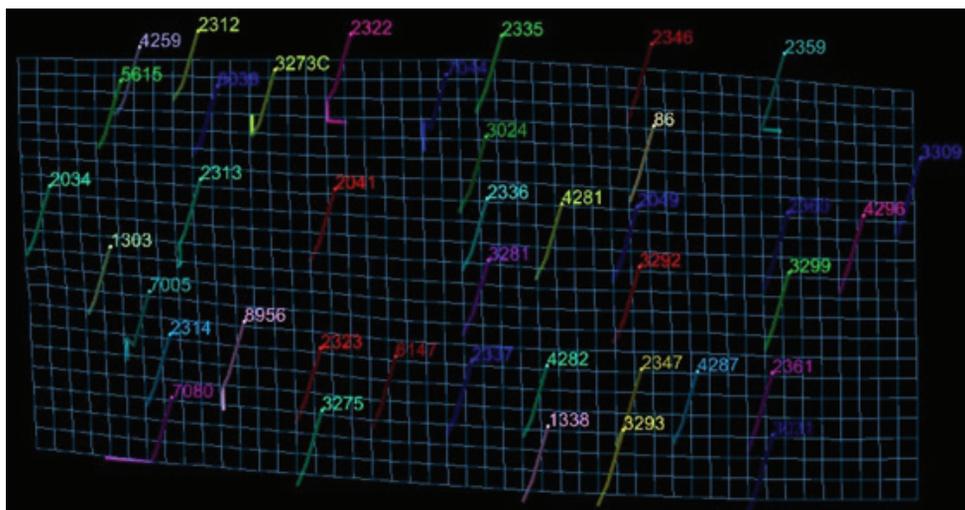


Рисунок 20. Модель сектора м. Каламкас на ПО Petrel

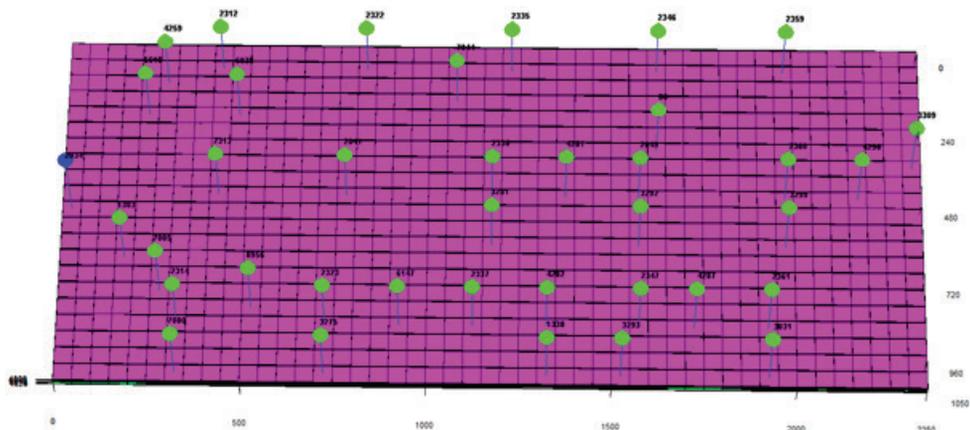


Рисунок 21. Модель сектора м. Каламкас для первоначального тестирования симулятора KMGESim

Заключение

Проведено тестирование разработанного ГДС KMGESim путём создания неоднородной модели с одним несимметричным высокопроницаемым каналом и сравнения результатов моделирования ПЗ с аналогичными результатами симулятора Eclipse 100. По кривым среднего давления, дебитов нефти и воды, общего количества добытой нефти заметно, что химическое заводнение имеет значительное влияние на процесс нефтедобычи. Результаты ПЗ симуляторов KMGESim и Eclipse 100 идентичны по характеру поведения, однако не совпадают по периоду времени.

Для полноценной проверки ГДС KMGESim на химическое заводнение про-

ведено сравнение результатов симуляции модели пятого блока м. Каламкас. Из-за ограничений памяти, задействованной при симуляции процесса эксплуатации, участок месторождения со скв. 2041 и 2049, через которые происходит ПЗ, был вырезан. Были созданы входные файлы по пористости, проницаемости по каждой оси и песчаности, которые были конвертированы из модели симулятора tNavigator и адаптированы под симулятор KMGESim. На данном этапе работ осуществляется перераспределение и освобождение памяти при моделировании массивов в ГДС KMGESim.

Список использованной литературы

1. Бекбауов, Б.Е., Темірқас, М.М., Кучиков, А.Г. Разработка композиционного гидродинамического симулятора процессов повышения нефтеотдачи пластов химическими методами. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана 2020, т. 2, № 3, с. 56–69. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi95634>. // Bekbauov, B.E., Temirqas, M.M., Kuchikov, A.G. Razrabotka kompozitsionnogo gidrodinamicheskogo simuljatora processov povysheniya nefteotdachi plastov himicheskimi metodami [Development of a composite hydrodynamic simulator of enhanced oil recovery processes by chemical methods]. – Vestnik neftegazovoj otraslii Kazakhstana [Kazakhstan journal for oil & gas industry] 2020, v. 2, No. 3, pp. 56–69. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi95634>.
2. Saad, N. Field Scale Studies With a 3-D Chemical Flooding Simulator. – Ph.D. dissertation, The University of Texas at Austin, 1989.
3. Goudarzi, A. A Critical Assessment of Several Reservoir Simulators for Modeling Chemical Enhanced Oil Recovery Processes. – SPE International, February 2013.
4. Goudarzi, A. Modeling Wettability Alteration in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs. – Master of Science dissertation, The University of Texas at Austin, September 2011.
5. Goudarzi, A. A Chemical EOR Benchmark Study of Different Reservoir Simulators. – SPE International, September 2016.
6. Volume I: User's Guide for UTCHEM 2011_7, A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator. – Center for Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin, July 2011.
7. Volume II: Technical Documentation for UTCHEM 2011_7, A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator. – Center for Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin, July 2011.
8. User's Guide for KMGESim 2020_1, A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator. – KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan, February 2020.
9. Eclipse Reference Manual, Version 2020.4. – Schlumberger, 2020.
10. Eclipse Technical Description, Version 2020.4. – Schlumberger, 2020.
11. tNavigator Reference Manual, Version 21.2. – Rock Flow Dynamics, 2021.

ХИМИЯЛЫҚ СУЛАНДЫРУДЫҢ ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ СИМУЛЯТОРЫН ПОЛИМЕРЛІК СУЛАНДЫРУДЫ МОДЕЛЬДЕУ НӘТИЖЕЛЕРІН ҚОЛДАНЫСТАҒЫ СИМУЛЯТОРЛАРДЫҢ СӘЙКЕС НӘТИЖЕЛЕРІМЕН САЛЫСТЫРУ ЖОЛЫМЕН ТЕСТІЛЕУ

А.Г. Кучиков, Ш.Ж. Құдайбергенов, Б.Е. Бекбауов

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Нұр-Сұлтан қ-сы, Қазақстан

Сандық модельдеу құралдарын, олардың ішінде гидродинамикалық симуляторларды қолдану мұнай өндіруші компанияларға шешім қабылдауда және мұнай кен орындарын сәтті өңдеуді қамтамасыз етуде көмегін тигізеді. Бұл жұмыс полимерлік су басу модельдеу нәтижелерін Eclipse 100 ұқсас нәтижелерімен салыстыру арқылы химиялық су тасқынының композициялық моделінің жартылай туындыларындағы дифференциалдық теңдеулердің жаңа тұжырымына негізделген гидродинамикалық симуляторды сынауға арналған.

Негізгі сөздер: полимерлік суландыру, қабатты гидродинамикалық модельдеу, мұнай өндіруді арттырудың химиялық әдістері.

TESTING OF A HYDRODYNAMIC CHEMICAL FLOODING SIMULATOR BY COMPARING THE RESULTS OF POLYMER FLOODING SIMULATION WITH SIMILAR RESULTS OF EXISTING SIMULATORS

A.G. Kuchikov, Sh.Zh. Kudaibergenov, B.E. Bekbauov
KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan

The use of numerical modeling tools, including reservoir simulators, helps oil companies in making decisions and ensuring successful field development. This work is devoted to the testing of a reservoir simulator based on a new formulation in partial derivatives of a compositional model of chemical flooding by comparing the results of polymer flooding simulation with similar results of Eclipse 100.

Keywords: polymer flooding, reservoir simulation, chemical enhanced oil recovery methods.

Информация об авторах

Бекбауов Бахберген Ермекбаевич – докт. наук PhD, ведущий научный сотрудник службы моделирования департамента интегрированного моделирования, b.bekbauov@niikmg.kz.

***Кучиков Асар Габдыганиулы** – инженер службы моделирования департамента интегрированного моделирования, a.kuchikov@niikmg.kz.

Құдайбергенов Шыңғыс Жұмабекұлы – стажер в компании ТОО «КМГ Инжиниринг», участник программы подготовки и развития молодых специалистов «Жас өркен», kudaybergenov@skcu.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

*Автор, ответственный за переписку