|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | | | |
| Федеральное государственное бюджетное  образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» | | | |
|  | | | |
| Кафедра прикладной математики | | | |
|  | | | |
| Курсовой проект | | | |
| по дисциплине «Компьютерные технологии моделирования и анализа данных» | | | |
| **МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ВЯЗКОСТЬ ПОЛИМЕРА** | | | |
|  | | | |
|  | Группа | ПММ-22 |
| Студент | Леонович Дарьяна |
|  |  |
|  |  |
| Преподаватель | Патрушев И.И. |
|  |  |
|  | | | |
| Новосибирск | | | |
| 2022 | | | |

1. **Постановка задачи**

Провести численное исследование по совместному использованию технологии полимерного заводнения и тепловых методов увеличения нефтеотдачи для повышения эффективности разработки месторождения высоковязкой нефти.

1. **Актуальность**

В настоящее время актуальными являются задачи моделирования нефтяных месторождений с учетом использования различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). При разработке месторождений высоковязкой и сверхвязкой нефти широко применяются химические (полимерное заводнение) и тепловые (закачка горячей воды или пара) МУН. Использование растворов полимера повышает эффективность вытеснения нефти за счет существенного повышения вязкости воды, а использование тепловых методов значительно снижает вязкость нефти. В настоящее время отмечается повышенный интерес к совместному использованию этих методов.

1. **Математическая модель**

Будем использовать подход к численному моделированию неизотермической многофазной фильтрации в пористой среде на основе метода конечных элементов. Модификация решения краевой задачи поиска поля давления в задачах фильтрации, учитывающая зависимость вязкости фаз от температуры:

 (1)

с краевыми условиями, определенными на границе  расчетной области ,

 (2)

 (3)

где  – тензор структурной проницаемости,  – номер фазы,  – число фаз,  – коэффициент относительной фазовой проницаемости, вязкость и плотность фазы ,  – массовая доля полимера в фазе ,  – температура,  – давление.  – ускорение свободного падения,  – давление, заданное на границах , а  – поток смеси сжимаемых фаз, заданный на границах .

Краевая задача (1)–(3) решается с использованием метода конечных элементов. Полученное распределение давления используется для вычисления численных потоков смеси, перетекающих через грани конечных элементов. Для выполнения закона сохранения фильтрующейся смеси используется метод балансировки потоков, корректирующий численные потоки. Сбалансированные потоки смеси делятся на потоки фаз, которые используются для расчета нового распределения насыщенности и изменения температуры смеси за счет конвективного теплопереноса.

1. **Исследование**

Проведем вычислительный эксперимент по совместному использованию технологии закачки горячей воды и раствора полимера.

Месторождение состоит из одного слоя, включает в себя одну добывающую скважину и три нагнетательных. Мощность добычи - 40 м3/сут, нагнетательные скважины закачивают 40, 20 и 20 м3/сут. Горячая вода имеет температуру 90, холодная вода, как и холодный раствор полимера, имеет температуру пласта 20, горячий раствор полимера 60, концентрация полимера в растворе 0.25%. На скважинах установлено ограничение на давление: оно должно быть не ниже 10 и не выше 300атм. В результате при разных режимах работы используется разное количество полимера.

Зависимость вязкости воды от концентрации раствора полимера и температуры взята из работы (Anna-Lena Kjøniksen, Neda Beheshti, Hans Kristian Kotlar, Kaizheng Zhu, Bo Nyström, Modified polysaccharides for use in enhanced oil recovery applications // European Polymer Journal. – 2008. – Vol. 44. – p.959-967) и представлена на рисунке 1.

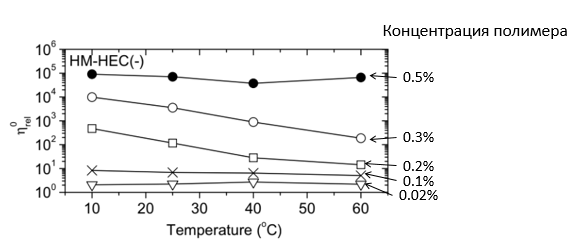


Рисунок 1 – Зависимость вязкости от раствора полимера в зависимости от концентрации и температуры

Исследуемые режимы работы скважин представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Режимы работы скважин

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **0 – 360сут** | **360 – 720сут** | **720 – 5000сут** | **Масса закаченного полимера, т** | **Масса добытой нефти, т** | **Дополни-тельно добытая нефть, т** | **Дополни-тельно добытая нефть, %** | **Отношение доп. добытой нефти к затраченному полимеру** |
| Вода,  Т = 20˚С | Вода,  Т = 20˚С | Вода,  Т = 20˚С | 0.0 | 30290.2 | 0 | 0 | - |
| Раствор полимера, Т = 20˚С | Вода,  Т = 20˚С | Вода,  Т = 20˚С | 11.1 | 31068.8 | 778.6 | 2.6 | 70.14616 |
| Раствор полимера, Т = 60˚С | Вода,  Т = 20˚С | Вода,  Т = 20˚С | 44.1 | 32132.2 | 1842.1 | 6.1 | 41.76997 |
| Вода,  Т = 20˚С | Раствор полимера, Т = 60˚С | Вода,  Т = 20˚С | 46.7 | 32669.5 | 2379. 4 | 7.9 | 50.9502 |
| Вода,  Т = 90˚С | Раствор полимера, Т = 20˚С | Вода,  Т = 20˚С | 36.1 | 31663.0 | 1372.9 | 4.5 | 38.02901 |
| Вода,  Т = 90˚С | Раствор полимера, Т = 60˚С | Вода,  Т = 20˚С | 76.6 | 33045.2 | 2755.1 | 9.1 | 35.96689 |

Как видно из таблицы, предварительный нагрев пласта позволяет закачать больше раствора полимера, не нарушая технических ограничений. Нагретый полимер имеет меньшую вязкость и поэтому может быть закачен в большем объеме.

На рисунках 2-3 показаны графики мгновенной и накопленной добычи нефти при использовании перечисленных выше технологий разработки месторождения.

D:\Leonovich\НТИ_2022\итого\sum_oil2.emf

Рисунок 2 – Суммарный отбор нефти

D:\Leonovich\НТИ_2022\итого\мгнов_отбор.emf

Рисунок 3 – Мгновенный отбор нефти

Из представленных результатов видно, что наибольший суммарный отбор нефти достигается при предварительной закачке горячей воды, а затем нагретого полимера. Наименьший эффект относительно добычи с помощью холодной воды дает использование раствора полимера с температурой пласта.

График мгновенного отбора показывает, что при использовании полимера удается добиться повышения нефтеотдачи пласта в первой половине времени моделирования по сравнению с использованием только холодной воды.

1. **Выводы**

* В результате численного эксперимента были сравнены комбинации тепловых и химических методов увеличения нефтеотдачи.
* Наибольший суммарный отбор нефти достигается при предварительной закачке горячей воды, а затем нагретого полимера. Такой режим позволяет добыть на 2755.1 т больше нефти, чем при закачке только холодной воды.
* Наилучшее соотношение дополнительно добытой нефти к закаченному полимеру наблюдается при предварительной закачке холодной воды, а затем нагретого раствора полимера.
* Наименьший эффект относительно добычи с помощью холодной воды дает использование раствора полимера с температурой пласта – добыча нефти увеличивается примерно на 2.6%.