

Исследование влияния проницаемости межскважинного пространства на эффективность парогравитационного дренажа*

Д.А. ЛЕОНОВИЧ

630073, РФ, г. Новосибирск, пр. Карла Маркса, 20, Новосибирский государственный
технический университет

leonovich.2018@stud.nstu.ru

В работе на основе численного моделирования представлено исследование влияния проницаемости межскважинного пространства на эффективность парогравитационного дренажа при разных режимах работы нагнетательной скважины. Исследование проведено на модели коллектора, содержащего высоковязкую нефть, динамическая вязкость которой при пластовой температуре 8 градусов Цельсия составляет около 25 Па · с.

Моделирование процессов неизотермической многофазной фильтрации выполнено с использованием подхода, основанного на неявном расчете давления методом конечных элементов и пересчете насыщенностей фаз после их переноса в соответствии со значениями потоков, полученных по рассчитанным градиентам давления. Температурное поле рассчитывается в два этапа: конвективный перенос тепла учитывается при перетоках фаз, а распространение тепла за счет теплопроводности среды – путем решения краевой задачи для уравнения теплопроводности. Метод моделирования учитывает зависимости вязкостей фаз от температуры и их плотностей от температуры и давления, выделение или поглощение энергии при парообразовании и конденсации, а также неоднородность геологической модели.

Численные эксперименты по исследованию влияния проницаемости межскважинного пространства на эффективность парогравитационного дренажа проведены для неоднородного коллектора, в котором между горизонтальными скважинами расположен слой с отличающейся от остальной части коллектора проницаемостью. Результаты продемонстрировали разницу в добыче нефти и изменение формы паровой камеры в зависимости от контраста проницаемости в слое и в остальной части коллектора. При одинаковом режиме работы скважин модель со слоем проницаемостью в двадцать раз ниже, чем в остальном коллекторе, показала наибольший объем накопленной добытой нефти. Исследована возможность прорыва пара или уже сконденсировавшейся воды к добывающей скважине. При вариации объемов закачки пара получены ситуации, когда увеличение закачки пара приводит к снижению доли нефти в отбираемой смеси. Показано, что для эффективного применения паровых методов увеличения нефтеотдачи важен

* Стаття получена 10 сентября 2024 г.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского научного фонда № 24-11-00204, <https://rscf.ru/project/24-11-00204/>.

предварительный анализ коллектора и моделирование предполагаемых режимов работы скважин.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование в паровых средах, неизотермическая многофазная фильтрация, численное моделирование, разработка нефтяных месторождений, сверхвязкая нефть, моделирование паровых методов, парогравитационный дренаж, тепловые методы увеличения нефтедобычи

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время многие крупные месторождения нефти в значительной степени выработаны. В этой связи всё больше внимания уделяется освоению месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. По приведенным в работе [1] данным, в 2019 г. доля трудноизвлекаемой нефти в общем объеме добытой нефти в России составила более 60 %. В качестве примера можно привести такие западносибирские месторождения, как Северо-Комсомольское, Тазовское, Айтимское, Ваньеганское. Однако для их разработки необходимо применять специальные методы увеличения нефтеотдачи пласта: химические, тепловые или другие третичные методы [2, 3]. При использовании таких методов для планирования эффективных режимов работы скважин важную роль играет численное моделирование [4, 5].

Вязкость нефти в битуминозных песках может достигать сотен паскалей в секунду ($\text{Па} \cdot \text{с}$). И при разработке известных битумных залежей в провинции Альберта (Канада) весьма эффективно показали себя тепловые методы, например парогравитационный дренаж (SAGD) и циклическая закачка пара (CSS) [6, 7]. Полевые испытания паровых методов продемонстрировали экономическую выгоду и вызвали интерес к этим методам добычи нефти, в том числе из битумных залежей, что вызвало интерес к развитию методов моделирования гидро- и термодинамических процессов при использовании таких технологий [8–10].

Парогравитационный дренаж как способ повышения нефтеотдачи начал развиваться в 1980-х годах. Идея метода состоит в том, что пара горизонтальных, расположенных друг под другом скважин сначала месяц-два прогревает среду благодаря нагнетанию пара. Это позволяет снизить вязкость тяжелой нефти. После прогрева околоскважинного пространства нижняя из пары скважина переходит в режим добычи, а верхняя продолжает нагнетать пар, который под действием гравитационных сил поднимается вверх по коллектору, образуя паровую камеру. По фронту распространения пара высоковязкая нефть прогревается, становится более подвижной и спускается под давлением поднимающегося пара к добывающей скважине [11].

В 1980-х годах Р. Батлер одним из первых начал рассматривать способы моделирования парогравитационного дренажа и проводить лабораторные эксперименты по демонстрации процесса на уменьшенной модели пласта. В его работах был представлен подход к моделированию из предположения, что форма паровой камеры представляет собой треугольник, и его размеры в высоту и ширину зависят от размера коллектора и нагнетаемого объема пара, а движение нефти происходит по сторонам этого треугольника [12].

Применяемые в последние годы математические модели основаны на использовании аналитических формул для определения размеров паровой

камеры и задания механизма стекания нефти в добывающую скважину. Исследования в данной области связаны, как правило, с уточнением формы паровой камеры, модификацией формул на разных этапах разработки и усложнением моделей тепловых процессов на стенке паровой камеры [13, 14].

В представленной работе используется подход, в котором паровая камера формируется в процессе численного моделирования прогрева смеси и ее фильтрации. Этот подход позволяет получать форму паровой камеры в процессе моделирования, в том числе и при неоднородности коллектора.

Основной целью работы является исследование на основе численного моделирования влияния значений абсолютной проницаемости в неоднородном коллекторе и интенсивности закачки пара на добычу нефти.

1. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Моделируемый коллектор является пористой средой и характеризуется пористостью породы Φ и тензором абсолютной проницаемости \mathbf{K} . Фильтруемая смесь состоит из фаз, обладающих индивидуальными фильтрационными свойствами. К таким свойствам относятся динамическая вязкость η_{ph} (Па · с), плотность ρ_{ph} (кг/м³), фазовая проницаемость κ_{ph} (безразмерная величина) в виде множителя к абсолютной проницаемости, которая зависит от насыщенности фазы в среде, а также коэффициенты теплоемкости c_{ph} (Дж / (кг · °С)) и теплопроводности λ_{ph} (Вт / (кг · °С)). Насыщенностью фазы S_{ph} в среде называют ее долю в смеси, распределенной по расчетной области. Процесс фильтрации в пористых средах базируется на использовании закона Дарси, согласно которому скорость фильтрации фазы \vec{u}_{ph} определяется соотношением

$$\vec{u}_{ph} = -\frac{\kappa_{ph}(S_{ph}(P, T))}{\eta_{ph}(T)} \mathbf{K} \left(\text{grad } P + (0, 0, \rho_{ph}(P, T)g)^T \right), \quad (1)$$

где P – давление; g – ускорение свободного падения; T – температура.

На каждом временном интервале поле давления в среде рассчитывается по состоянию коллектора (распределению насыщенностей фаз) путем решения краевой задачи:

$$-\text{div} \left(\sum_{ph=1}^{NP} \frac{\kappa_{ph}(S_{ph}(P, T))}{\eta_{ph}(T)} \mathbf{K} \left(\text{grad } P + (0, 0, \rho_{ph}(P, T)g)^T \right) \right) = f^{\Omega}(P, T),$$

$$P|_{\Gamma^1} = P^{\Gamma^1},$$

$$\sum_{m=1}^{NP} \frac{\kappa_{ph}}{\eta_{ph}} \mathbf{K} \left(\text{grad } P + (0, 0, \rho_{ph}g)^T \right) \Big|_{\Gamma^2} \cdot \vec{n} = f^{\Gamma^2}, \quad (2)$$

где NP – количество фаз; f^{Ω} – функция, определяющая распределенный по пространству дефицит или профицит объема смеси, возникающий из-за зави-

симости плотности породы и фаз от давления или в результате фазового перехода, условия которого определяются давлением и температурой; Γ^1 и Γ^2 – границы расчетной области (включая зоны перфорации), на которых задано давление P^{Γ^1} или поток смеси f^{Γ^2} .

Краевая задача (2) решается методом конечных элементов. Расчетная область разбивается на конечные элементы, искомая функция распределения давления представляется в виде линейной комбинации базисных функций с неизвестными (искомыми) весами в узлах сетки [15]. При этом учитывается сильная нелинейность правой части дифференциального уравнения (из-за ее зависимости от искомого давления), а также зависимость f^{Ω} от температуры, для расчета которой применяется специальный метод с отдельным учетом конвективного теплопереноса и перетоков тепла за счет теплопроводности [16].

По полученному полю давления вычисляются объемы смеси и каждой фазы в отдельности, перетекающие через грани ячеек сетки, и рассчитываются новые объемы каждой фазы на элементах. Далее вычисляются новые насыщенности и температуры фаз (учитывается изменение температуры за счет конвективного теплопереноса).

После пересчета состояния ячеек на них вычисляются фазовые проницаемости и вязкости фаз согласно заданным зависимостям K_{ph} от насыщенности фазы и η_{ph} от температуры смеси. Затем решается тепловая задача, определяющая изменение температуры за счет теплопроводности.

Все описанные процедуры выполняются в цикле по временным шагам с использованием в процессе моделирования перетоков фаз метода локального дробления шага по времени для различных групп ячеек [17, 18].

2. ВЛИЯНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ МЕЖСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА НА ДОБЫЧУ НЕФТИ ПРИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОМ ДРЕНАЖЕ

Для исследования эффективности применения парогравитационного дренажа был проведен ряд вычислительных экспериментов. Были рассмотрены неоднородные коллекторы с разной проницаемостью слоя между добывающей и нагнетательной горизонтальными скважинами.

На рис. 1 слева представлен вид модели в плоскости YZ (горизонтальные скважины направлены вдоль оси X). Пористость в коллекторе равна 0,2, а доля объема пор, занимаемого свободной водой, – 20 %. Коллектор имеет толщину 50 м. От 25 до 45 м область в основном имеет проницаемость 2000 мД. В ней между скважинами на глубине от 33 до 35 м расположен исследуемый слой, в котором проницаемость была выбрана 10 мД, 100 мД, 1000 мД или 2000 мД. Выше и ниже проницаемой области расположены низкопроницаемые слои, в которых K равно 100 мД. Теплоемкость пласта принята 1000 Дж / (кг · °С), плотность 2300 кг/м³, теплопроводность 3 Вт / (м · °С). Вязкость воды и нефти в паскалях в секунду (Па · с) в зависимости от температуры представлена в таблице.

Вязкость воды и нефти**Viscosity of water and oil**

$T, ^\circ\text{C}$	8	25	35	65	95	120	150	175	260
$\eta^{\text{нефть}}$	24,8	5,8	1,4	0,2	0,05	0,02	0,008	0,005	0,0025
$\eta^{\text{вода}}$	0,0013	0,0009	0,0007	0,0004	0,0003	0,00023	0,00018	0,00015	0,0001

Расстояние между горизонтальными скважинами составляет 5 м. Длина зон перфорации скважин – по 600 м, но среда считается не меняющейся вдоль скважин, поэтому задача может рассматриваться как двумерная (все мощности и объемы здесь и далее приведены для полной длины зон перфорации). В нижнюю скважину сначала закачивается пар для прогрева пласта, после чего она работает только в режиме добычи. В верхнюю скважину нагнетается пар на протяжении всего времени моделирования. Мощность закачки пара сначала постепенно нарастает, а к концу времени моделирования снижается, чтобы после формирования паровой камеры снизить долю воды в отборе. В среднем мощность закачки пара составляет 75 000 кг/сут. Количество жидкости в отбираемой смеси также постепенно растет по мере прогрева пласта и в среднем составляет 85 м³/сут.

Начальная температура пласта задана 8 °С, пластовое давление – 1,5 атм. Температура закачиваемого пара 180 °С. Зависимости температуры кипения воды от давления и количества тепла в процессе фазового перехода «вода – пар» были взяты из справочника [19].

Для описания фазовых проницаемостей использовались кривые $k^{ph} = k^{ph} (S^{ph})^{\alpha^{ph}}$, параметры k^{ph} и α^{ph} были взяты следующими: $k^{\text{нефть}} = 0,425$; $\alpha^{\text{нефть}} = 1,5$; $k^{\text{вода}} = 0,01$; $\alpha^{\text{вода}} = 1,1$; $k^{\text{пар}} = 0,2$; $\alpha^{\text{пар}} = 1,5$.

На рис. 1 представлен график накопленной добычи нефти, полученный в результате моделирования. Менялась только проницаемость слоя в межскважинном пространстве, режим работы скважин одинаковый для всех вариантов, поэтому график отражает изменение доли нефти в отбираемой смеси в зависимости от фильтрационных свойств коллектора. Слишком низкопроницаемая среда затрудняет спуск нефти к добывающей скважине, что выражается в более медленном росте графика накопленной нефти. Однородная среда рядом со скважинами (проницаемость слоя в межскважинном пространстве 2000 мД совпадает с проницаемостью высокопроницаемой области коллектора) не затрудняет спуск воды и конденсирующегося пара к добывающей скважине, поэтому примерно до 900 суток добыча нефти ниже, чем в остальных вариантах. Через некоторое время рост графика накопленной нефти увеличивается, то есть доля нефти в отборе повышается, потому что большая часть пластовой воды уже сместилась и в прогретой смеси, спускающейся к добывающей скважине, доля нефти растет. В варианте с проницаемостью 1000 мД в период от 1000 до 1200 суток накопленная нефть увеличивается медленнее, а значит, в этот период, в отличие от варианта с проницаемостью 100 мД, больше воды подойдет к добывающей скважине.

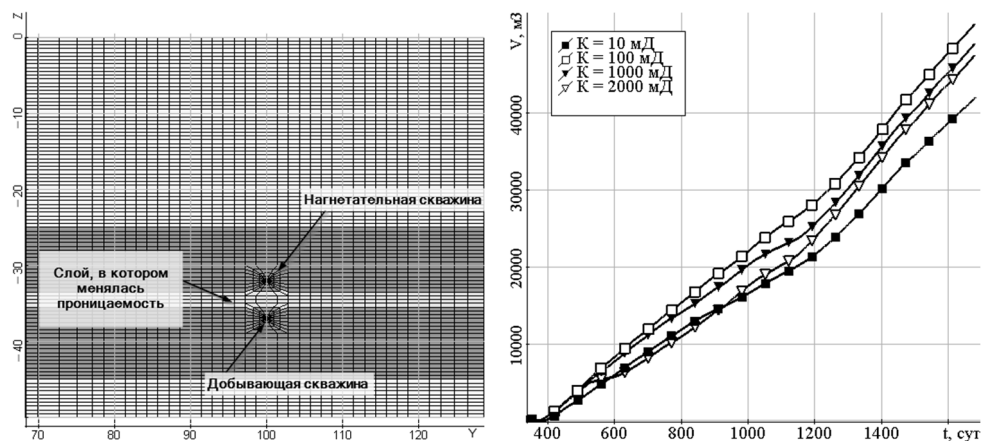


Рис. 1. Вид модели в плоскости YZ (слева) и объем накопленной нефти в процессе моделирования для разной абсолютной проницаемости K слоя в межскважинном пространстве (справа)

Fig. 1. The view of the model in the YZ plane (left) and the volume of accumulated oil in the modeling process for different absolute permeability K of the layer in the interwell space (right)

3. ВЛИЯНИЕ МОЩНОСТИ ЗАКАЧКИ ПАРА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Процесс формирования паровой камеры значительно влияет на объем добычи нефти. Поэтому для коллекторов с разными проницаемостями слоя в межскважинном пространстве было проведено исследование по влиянию мощности закачки пара на отбор нефти и распределение нефтенасыщенности в пласте.

Модель для исследований была взята такой же, что и описанная в предыдущем пункте. В качестве базового режима закачки был выбран план работы скважин из предыдущего пункта. Для исследований в данном пункте мощность нагнетательной скважины увеличивалась в 2,5, 5 и 10 раз. Также был рассмотрен вариант снижения мощности закачки пара на 30 %. Отбор не менялся во всех вариантах плана работы скважин.

Полученные графики накопленной нефти представлены на рис. 2. Увеличение мощности закачки в 5 и 10 раз приводит к резкому снижению объема добытой нефти из-за прорыва воды и пара. Увеличение мощности закачки в 2,5 раза на начальных этапах может привести к повышению доли нефти в отбираемой смеси, но потом всё равно приводит к прорыву пара и существенному снижению доли нефти. Уменьшение объема закачки на 30 % не приводит к увеличению доли нефти в отборе. Отметим, что в этом режиме объем воды (в эквиваленте по массе к нагнетаемому пару) закачивается в среду меньше, чем объем жидкости в добываемой смеси, и такой режим может стать нереализуемым из-за ухода значений давления на добывающей скважине за заданный нижний порог.

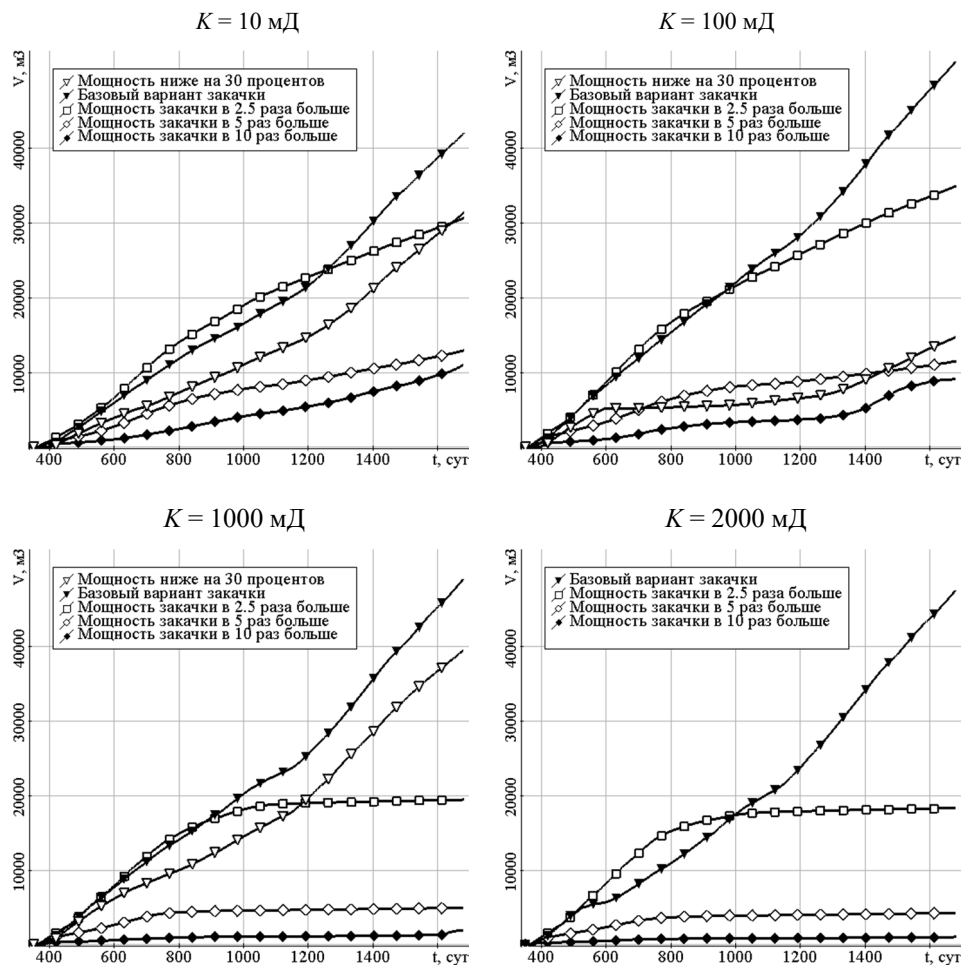


Рис. 2. Накопленная добыча нефти в зависимости от мощности закачки для разных проницаемостей слоя в межскважинном пространстве

Fig. 2. Accumulated oil production depending on the injection capacity for different permeabilities of the layer in the interwell space

В большинстве исследуемых вариантов после 1000 суток график накопленной нефти почти не растет (а значит, резко снижается доля нефти в отборе). На рис. 3 для этого времени приведены распределения насыщенности нефти для разных проницаемостей межскважинного пространства при мощности закачки в 2,5 раза больше базовой. Жирными линиями показаны границы слоя, где менялась проницаемость. Стрелки указывают на наиболее интересные области, где еще осталась значимая насыщенность нефти. Для низкопроницаемого слоя в межскважинном пространстве (10 и 100 мД) эти области находятся ниже этого слоя. Для высокопроницаемого слоя в межскважинном пространстве (1000 и 2000 мД) такой области к 1000 суток уже практически нет, и поэтому рост накопленной добычи нефти почти прекращается.

В случае проницаемости слоя 10 мД по распределению нефтенасыщенности видно, что остальные фазы пластовой смеси (вода и пар) заполняют область вокруг нагнетательной скважины и к 1000 суток эта смесь с низкой насыщенностью нефти подходит к добывающей скважине. Для слоя с прони-

цаемостью 100 мД в области добывающей скважины нефти чуть больше. В случае проницаемости 1000 и 2000 мД к рассматриваемому моменту времени вокруг добывающей скважины нефти практически не осталось.

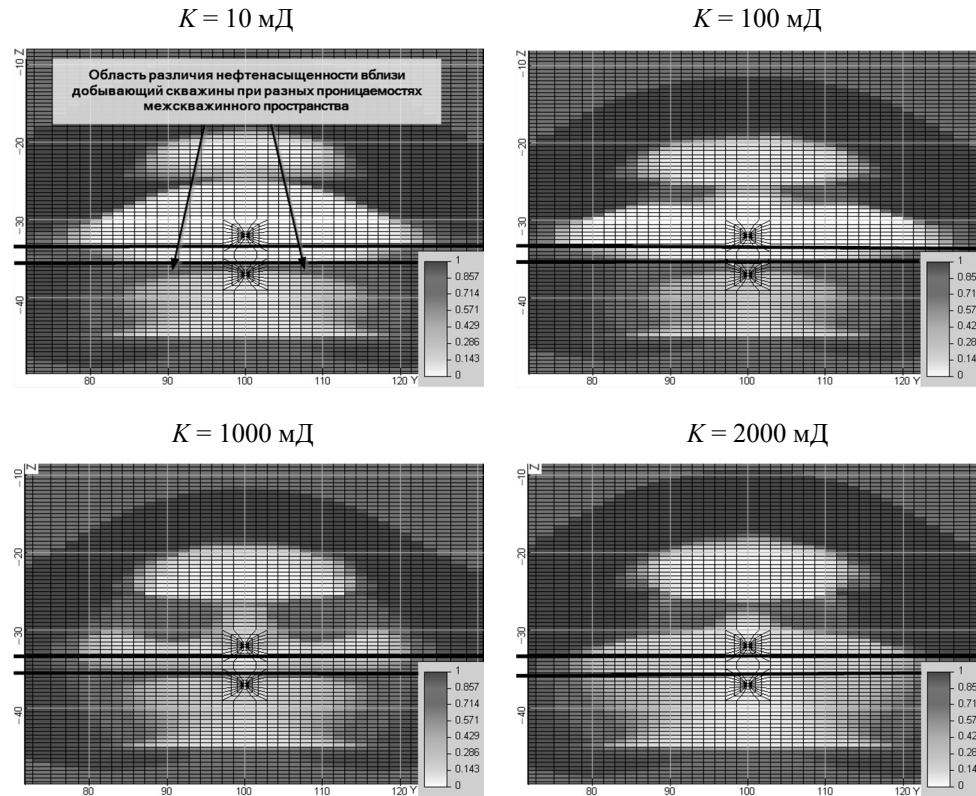


Рис. 3. Распределения насыщенности нефти в момент времени 1000 суток для мощности закачки в 2,5 раза выше базовой при разной абсолютной проницаемости слоя в межскважинном пространстве

Fig. 3. Distributions of oil saturation at the time of 1000 days for an injection rate 2,5 times higher than the base one with different absolute permeability of the layer in the interwell space

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате исследования показано влияние проницаемости слоя в межскважинном пространстве на добычу нефти при применении парогравитационного дренажа. Наибольшую эффективность исследуемый метод может показать в коллекторе с небольшой проницаемостью слоя в межскважинном пространстве, которая немного затрудняет перемещение смеси в область добывающей скважины. Показано, что увеличение мощности закачки пара может значительно снизить объемы добычи нефти. Хотя для всех рассмотренных вариантов среды базовый режим работы скважин оказался оптимальным, снижение объема закачки пара в моделях с более низкой проницаемостью межскважинного пространства дало результат лучше, чем при увеличении мощности закачки, особенно в 5 и 10 раз. Увеличение мощности в 2,5 раза увеличило

объем добытой нефти в начале моделируемого промежутка времени, но результат на всем исследуемом промежутке времени оказался заметно хуже базового режима работы скважин. Всё вышеперечисленное демонстрирует сложность эмпирического выбора режимов добычи при применении парового метода и необходимость проведения предварительного анализа на основе моделирования, максимально точно учитывающего все особенности протекающих в среде процессов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мишенин М.В. Динамика добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов в России // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2021. – Т. 2, № 4. – С. 294–301.
2. Jamaloei B.Y., Singh A.R. Hot water flooding and cold water flooding in heavy oil reservoirs // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects. – 2016. – Vol. 38 (14). – P. 2009–2017.
3. A comprehensive review of thermal enhanced oil recovery: techniques evaluation / E.M.A. Mokheimer, M. Hamdy, Z. Abubakar, M.R. Shakeel, M.A. Habib, M. Mahmoud // Journal of Energy Resources Technology. – 2019. – Vol. 141 (3). – P. 030801. – DOI: 10.1115/1.4041096.
4. Оптимизация разработки нефтяных месторождений на основе 3D-модели пласта, полученной в результате автоадаптации / М.Г. Персова, Ю.Г. Соловейчик, И.И. Патрушев, А.В. Насыбуллин, Г.Ж. Алтынбекова, Д.А. Леонович // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Математика. Механика. Информатика. – 2023. – Т. 23, вып. 4. – С. 544–558. – DOI: 10.18500/1816-9791-2023-23-4-544-558. – EDN: XGVLMB.
5. Mir H., Stavashi M. Whole-time scenario optimization of steam-assisted gravity drainage (SAGD) with temperature, pressure, and rate control using an efficient hybrid optimization technique // Energy. – 2022. – Vol. 239, pt. C. – DOI: 10.1016/j.energy.2021.122149.
6. Lawal K.A., Olamigoke O. On the optimum operating temperature for steam floods // SN Applied Sciences. – 2021. – Vol. 3. – P. 9. – DOI: 10.1007/s42452-020-04082-2.
7. Яраханова Д.Г. О перспективах процессов освоения сверхвязких нефтей и природных битумов горизонтальными скважинами // Георесурсы. – 2015. – № 3 (62). – С. 53–56. – DOI: 10.18599/grs.62.3.10.
8. Моделирование месторождений и залежей нефти и газа для решения задач разведки и разработки / В.Ю. Керимов, Р.Н. Бахтизин, К.И. Данцова, И.М. Салихова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 3. – С. 52–56. – DOI: 10.24411/0131-4270-2018-10307.
9. Experimental and numerical investigation on extra-heavy oil recovery by steam injection using vertical injector -horizontal producer / P. Liu, Y. Zhang, P.-ch. Liu, Y. Zhou, Z. Qi, L. Shi, Ch. Xi, Zh. Zhang, Ch. Wang, D. Hua // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 205 (3). – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108945.
10. Numerical modeling of steam injection in heavy oil reservoirs / S. Mozaffari, M. Nikoogar, M.R. Ehsani, L. Sahranavard, E. Roayaie, A.H. Mohammadi // Fuel. – 2013. – Vol. 112. – P. 185–192. – DOI: 10.1016/j.fuel.2013.04.084.
11. On the evaluation of steam assisted gravity drainage in naturally fractured oil reservoirs / S.M.T. Hosseini, Sh. Esfahani, M.H. Doulatabadi, A.H. Sarapardeh, A.H. Mohammadi // Petroleum. – 2017. – Vol. 3 (2). – P. 273–279. DOI: 10.1016/j.petlm.2016.01.003.
12. Chung K.H., Butler R.M. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process // Annual Technical Meeting. – Calgary, Alberta, 1987. – DOI: 10.2118/87-38-22.
13. A new SAGD comprehensive multi-stage model for oil production using a concave parabola geometry / Y. Guo, H. Liu, Y. Feng, X. Dong, W. Zheng // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208, pt. A. – P. 109321. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109321.
14. Особенности построения геологической модели залежи сверхвязкой нефти при планировании системы разработки методом парогравитационного дренажа / С.П. Новикова, Д.К. Нургалиев, В.А. Судаков, А.Н. Делев, Н.Г. Нургалиева // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 4, ч. 1. – С. 331–340. – DOI: 10.18599/grs.19.4.5.
15. A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs / Y.G. Soloveichik, M.G. Persova, A.M. Grif, A.S. Ovchinnikova, I.I. Patrushev, D.V. Vagin,

D.S. Kiselev // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. – 2022. – Vol. 390. – P. 114468. – DOI: 10.1016/j.cma.2021.114468.

16. Forecasting the efficiency of waterflooding, thermal and chemical Enhanced oil recovery methods in bobrikovian reservoirs / A.V. Nasybullin, M.G. Persova, A.A. Lutfullin, Yu.G. Soloveichik, E.V. Orekhov, L.R. Shaikhrazieva, L.G. Orekhova, D.A. Leonovich, A.P. Sivenkova // *SOCAR Proceedings*. – 2024. – N 2. – P. 30–40. – DOI: 10.5510/OGP20240200963.

17. Применение процедуры группирования конечных элементов для повышения эффективности моделирования нестационарного многофазного потока в высоконеоднородных трехмерных пористых средах / М.Г. Персова, Ю.Г. Соловейчик, И.И. Патрушев, А.С. Овчинникова // *Вестник Томского государственного университета. Управление, вычислительная техника и информатика*. – 2021. – Т. 57. – С. 34–44.

18. The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution / M.G. Persova, Y.G. Soloveichik, D.V. Vagin, A.M. Grif, D.S. Kiselev, I.I. Patrushev, A.V. Nasybullin, B.G. Ganiev // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 199. – P. 108245. – DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108245.

19. *Ривкин С.Л., Александров А.А.* Термодинамические свойства воды и водяного пара: справочник. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.

Леонovich Дарьяна Александровна, младший научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории моделирования и обработки данных наукоемких технологий Новосибирского государственного технического университета. Основное направление научных исследований – математическое моделирование процессов неизотермической многофазной фильтрации. Является автором четырех научных публикаций. E-mail: leonovich.D.A@yandex.ru

Leonovich Daryana A., junior researcher at the Scientific Research Laboratory of Modeling and Data Processing of High-tech Technologies, Novosibirsk State Technical University. The main area of scientific research is mathematical modeling of non-isothermal multiphase filtration processes. She is the author of four scientific publications. E-mail: leonovich.2018@stud.nstu.ru

DOI: 10.17212/2782-2001-2024-4-35-46

Study of the effect of the permeability of the interwell space on the efficiency of steam gravity drainage*

D.A. LEONOVICH

Novosibirsk State Technical University, 20 K. Marx Prospekt, Novosibirsk, 630073, Russian Federation

leonjvich.2018@stud.nstu.ru

Abstract

The paper presents a study of the influence of permeability of interwell space on the efficiency of vapour-gravity drainage under different modes of injection well operation on the basis of numerical modeling. The study was carried out on the model of a reservoir containing highly viscous oil, the dynamic viscosity of which at a reservoir temperature of 8 degrees Celsius is about 25 Pa · s.

Modeling of non-isothermal multiphase filtration processes is performed using an approach based on implicit pressure calculation by the finite element method and recalculation

* Received 10 September 2024.

The reported study was financially supported by the Russian Science Foundation under grant 24-11-00204, <https://rscf.ru/project/24-11-00204/>

of saturations of phases after their transfer in accordance with the flow values obtained from the calculated pressure gradients. The temperature field is calculated in two stages: a convective heat transfer is taken into account during phase transfers, and heat propagation due to thermal conductivity of the medium is calculated by solving the boundary value problem for the heat conduction equation. The modeling method takes into account the dependences of phase viscosities on temperature and their densities on temperature and pressure, energy release or absorption during vaporization and condensation, as well as the inhomogeneity of the geological model.

Numerical experiments to investigate the influence of permeability of interwell space on the efficiency of steam-gravity drainage were carried out for a heterogeneous reservoir in which a layer with different permeability from the rest of the reservoir is located between horizontal wells. The results demonstrated the difference in oil production and change in steam chamber shape depending on the permeability contrast between the layer and the rest of the reservoir. The model with a permeability layer twenty times lower than the rest of the reservoir showed the highest volume of accumulated produced oil when the wells were operated in the same mode. The possibility of steam or condensed water breaking through to the production well was investigated. At variation of volumes of steam injection, the situations when an increase in steam injection leads to a decrease in the oil share in the withdrawn mixture were obtained. It is shown that for effective application of steam methods of oil recovery enhancement it is important to perform a preliminary reservoir analysis and modelling of expected well operation modes.

Keywords: hydrodynamic modeling in pore media, non-isothermal multiphase filtration, numerical modeling, oil field development, ultra-viscous oil, modeling of steam methods, steam gravity drainage, thermal methods of increasing oil production

REFERENCES

1. Mishenin M.V. Dinamika dobychi nefi iz trudnoizvlekaemykh zapasov v Rossii [Dynamics of oil production from hard reserves in Russia]. *Intereks-po Geo-Sibir' = Interexpo Geo-Siberia*, 2021, vol. 2, no. 4, pp. 294–301.
2. Jamaloei B.Y., Singh A.R. Hot water flooding and cold water flooding in heavy oil reservoirs. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 2016, vol. 38 (14), pp. 2009–2017.
3. Mokheimer E.M.A., Hamdy M., Abubakar Z., Shakeel M.R., Habib M.A., Mahmoud M. A comprehensive review of thermal enhanced oil recovery: techniques evaluation. *Journal of Energy Resources Technology*, 2019, vol. 141 (3), p. 030801. DOI: 10.1115/1.4041096.
4. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Patrushev I.I., Nasybullin A.V., Altynbekova G.Z., Leonovich D.A. Optimizatsiya razrabotki nefyanykh mestorozhdenii na osnove 3D-modeli plasta, poluchenoii v rezul'tate avtoadaptatsii [Optimization of oil field development based on a 3D reservoir model obtained as a result of history matching]. *Izvestiya Saratovskogo universiteta. Novaya seriya. Seriya: Matematika. Mekhanika. Informatika = Izvestiya of Saratov University. Mathematics. Mechanics. Informatics*, 2023, vol. 23, iss. 4, pp. 544–558. DOI: 10.18500/1816-9791-2023-23-4-544-558.
5. Mir H., Siavashi M. Whole-time scenario optimization of steam-assisted gravity drainage (SAGD) with temperature, pressure, and rate control using an efficient hybrid optimization technique. *Energy*, 2022, vol. 239, pt. C. DOI: 10.1016/j.energy.2021.122149.
6. Lawal K.A., Olamigoke O. On the optimum operating temperature for steam floods. *SN Applied Sciences*, 2021, vol. 3, p. 9. DOI: 10.1007/s42452-020-04082-2.
7. Yarakhanova D.G. O perspektivakh protsessov osvoeniya sverkhvyazkikh neftei i prirodnykh bitumov gorizontaln'nyimi skvazhinami [Prospects for the development of heavy oil and natural bitumen by horizontal wells]. *Georesursy = Georesources*, 2015, no. 3 (62), pp. 53–56. DOI: 10.18599/grs.62.3.10.
8. Kerimov V.Yu., Bakhtizin R.N., Dantsova K.I., Salikhova I.M. Modelirovanie mestorozhdenii i zalezhei nefi i gaza dlya resheniya zadach razvedki i razrabotki [Modeling of oil and gas deposits for solving the problems of exploration and development]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodородного syr'ya = Transport and storage of oil products and hydrocarbons*, 2018, no. 3, pp. 52–56. DOI: 10.24411/0131-4270-2018-10307.

9. Liu P., Zhang Y., Liu P.-ch., Zhou Y., Qi Z., Shi L., Xi Ch., Zhang Zh., Wang Ch., Hua D. Experimental and numerical investigation on extra-heavy oil recovery by steam injection using vertical injector -horizontal producer. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 205 (3). DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108945.
10. Mozaffari S., Nikookar M., Ehsani M.R., Sahranavard L., Roayaie E., Mohammadi A.H. Numerical modeling of steam injection in heavy oil reservoirs. *Fuel*, 2013, vol. 112, pp. 185–192. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.04.084.
11. Hosseini S.M.T., Esfahani Sh., Doulatabadi M.H., Sarapardeh A.H., Mohammadi A.H. On the evaluation of steam assisted gravity drainage in naturally fractured oil reservoirs. *Petroleum*, 2017, vol. 3 (2), pp. 273–279. DOI: 10.1016/j.petlm.2016.01.003.
12. Chung K.H., Butler R.M. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process. *Annual Technical Meeting*, Calgary, Alberta, 1987. DOI: 10.2118/87-38-22.
13. Guo Y., Liu H., Feng Y., Dong X., Zheng W. A new SAGD comprehensive multi-stage model for oil production using aconcave parabola geometry. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, pt. A, p. 109321. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109321.
14. Novikova S.P., Nurgaliev D.K., Sudakov V.A., Delev A.N., Nurgalieva N.G., Lya-bipov M.R., Akhmadullin R.R. The main features of the geological modeling process of a shallow deposit of super-viscous oil in aspect of development strategy planning with the use of steam-assisted gravity drainage method. *Georesursy = Georesources*, 2017, vol. 19, no. 4, pt. 1, pp. 331–340. DOI: 10.18599/grs.19.4.5.
15. Soloveichik Y.G., Persova M.G., Grif A.M., Ovchinnikova A.S., Patrushev I.I., Vagin D.V., Kiselev D.S. A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 2022, vol. 390, p. 114468. DOI: 10.1016/j.cma.2021.114468.
16. Nasybullin A.V., Persova M.G., Lutfullin A.A., Soloveichik Yu.G., Orekhov E.V., Shaikhra-zieva L.R., Orekhova L.G., Leonovich D.A., Sivenkova A.P. Forecasting the efficiency of waterflooding, thermal and chemical Enhanced oil recovery methods in bobrikovian reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 2024, no. 2, pp. 30–40. DOI: 10.5510/OGP20240200963.
17. Persova M.G., Soloveichik Yu.G., Patrushev I.I., Ovchinnikova A.S. Primenenie protsedury gruppirovaniya konechnykh elementov dlya povysheniya effektivnosti modelirovaniya nestatsionarnogo mnogofaznogo potoka v vysokoneodnorodnykh trekhmernykh poristykh sredakh [Application of the finite element grouping procedure to improve the efficiency of unsteady multiphase flow simulation in high-heterogeneous 3D porous media]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Upravlenie, vychislitel'naya tekhnika i informatika = Tomsk State University Journal of Control and Computer Science*, 2021, vol. 57, pp. 34–44 DOI: 10.17223/19988605/57/4.
18. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Grif A.M., Kiselev D.S., Patrushev I.I., Nasybullin A.V., Ganiev B.G. The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 199, p. 108245. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108245.
19. Rivkin S.L., Aleksandrov A.A. *Termodinamicheskie svoistva vody i vodyanogo para: spravochnik* [Thermodynamic properties of water and water vapor: reference book]. 2nd ed., rev. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1984. 80 p.

Для цитирования:

Леонович Д.А. Исследование влияния проницаемости межскважинного пространства на эффективность парогравитационного дренажа // Системы анализа и обработки данных. – 2024. – № 4 (96). – С. 35–46. – DOI: 10.17212/2782-2001-2024-4-35-46.

For citation:

Leonovich D.A. Issledovanie vliyaniya pronitsaemosti mezhskvazhinnogo prostranstva na effektivnost' parogravitatsionnogo drenazha [Study of the effect of the permeability of the interwell space on the efficiency of steam gravity drainage]. *Sistemy analiza i obrabotki dannykh = Analysis and Data Processing Systems*, 2024, no. 4 (96), pp. 35–46. DOI: 10.17212/2782-2001-2024-4-35-46.