

УДК 622.244.5

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОНИКНОВЕНИЯ ФИЛЬТРАТА БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА С УЧЕТОМ ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫХ СВОЙСТВ НЕФТИ

Никитин Василий Игоревич,
nikitin@list.ru

Самарский государственный технический университет,
Россия, 43100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244.

Актуальность. Постановка задачи математического моделирования двухфазной фильтрации в приближениях классического закона Дарси в недостаточной точности описывает процесс вскрытия продуктивного пласта, содержащего нефть, проявляющую вязкопластичные свойства. Учёт вязкопластичных свойств нефти с использованием нелинейного закона фильтрации позволит расширить границы применения методики расчета насыщенности и глубины проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт для большего количества месторождений Российской Федерации. Практическая значимость использования математического моделирования процесса вскрытия продуктивного пласта заключается в возможности подбора жидкости вскрытия с целью сохранения фильтрационно-емкостных свойств породы коллектора и повышения дальнейшего дебита скважины. Расчет глубины проникновения в том числе позволяет оценить степень снижения проницаемости продуктивного пласта при первичном вскрытии.

Цель: разработка математической модели взаимодействия фильтрата буровой промывочной жидкости с вязкопластичной нефтью в поровом пространстве пласта и её применение к выбору жидкости вскрытия породы-коллектора.

Методы. Математическая постановка задачи проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт с вязкопластичной нефтью описывается теорией двухфазной фильтрации. Для расчета используется модифицированная функция распределения потоков фаз Баклея–Левверетта, в которой для вытесняемой фазы применяется гиперболический закон фильтрации. Описываются методики измерения входных параметров математической модели и их модельные аналоги. Для выбора промывочной жидкости используется расчетный критерий. Расчет производится с использованием языка Wolfram Language, реализованного в пакете Wolfram Mathematica.

Результаты. Разработана математическая модель взаимодействия фильтрата буровой промывочной жидкости с вязкопластичной нефтью в поровом пространстве пласта. Расчетная методика численного эксперимента проведена для тестирования фильтратов пяти промывочных жидкостей при их взаимодействии с вязкопластичной нефтью месторождений Самарской области, Татарстана и Башкортостана. Путём применения расчетного критерия к выбору промывочной жидкости обоснован выбор наиболее качественной рецептуры для вскрытия коллекторов с представленными свойствами пластового флюида.

Ключевые слова:

Вскрытие пластов, математическое моделирование, фильтрация, вязкопластичная нефть, буровой раствор, буровая промывочная жидкость.

Введение

В процессе бурения скважины в призабойной зоне продуктивного пласта происходят гидродинамические процессы взаимодействия технологических жидкостей и природных флюидов. В зависимости от типов взаимодействующих жидкостей, а также свойств и параметров горной породы прогнозируются дальнейшие фильтрационные характеристики призабойной зоны. На основании состояния прискважинной зоны коллектора рассчитывается дебит с учётом скин-фактора. Исследование влияния технологических жидкостей имеет особую важность при развитии горизонтального бурения в связи с увеличением площади контакта продуктивного пласта с буровой промывочной жидкостью и другими технологическими системами [1]. Среди способов оценки изменения фильтрационно-емкостных свойств пород наиболее распространены методы физического моделирования с использованием образцов натурального керна [2] или керамических дисков [3, 4] и методы математического моделирования, в том числе с использованием метода конечного элемента [5]. Гидродинамические процессы фильтрации подлежат мате-

матическому моделированию. Технологические жидкости и пластовые флюиды имеют реологическую классификацию ньютоновских и неньютоновских сред. Законы фильтрации, применяемые для описания взаимодействия бурового раствора и нефти, должны максимально соответствовать их реальным свойствам, что позволит повысить точность расчетных методов. Наиболее распространённый линейный закон фильтрации Дарси, применяемый при моделировании как однофазной, так и двухфазной фильтрации, имеет ряд ограничений, связанных с типом жидкостей и параметрами самого движения [6]. При движении, не подпадающем описанию законом Дарси, принято использовать нелинейные законы фильтрации, учитывающие особенности реологических параметров среды и динамических характеристик движения. Использование методов моделирования нелинейной фильтрации позволит наиболее адекватно описать процесс взаимодействия промывочной жидкости и пластового флюида в поровом пространстве пласта [7]. Результаты могут быть использованы в процессе совершенствования технологии вскрытия продуктивных пластов с точки зрения выбора жидкости вскрытия и оценки её влияния на призабойную зону.

Методика математического моделирования

Анализируя реологические характеристики фильтрата буровой промывочной жидкости, можно сделать вывод о достаточно хорошем соответствии ньютоновской реологической модели среды. Низковязкие нефти или керосин, который часто выступает в качестве модели углеводородной среды при проведении фильтрационных экспериментов на образцах кернового материала, также хорошо описываются законом фильтрации Дарси и являются ньютоновскими средами. Математическая постановка задачи использует принципы построения моделей двухфазной фильтрации в проницаемых породах, на основании которых можно рассчитать насыщенность и глубину проникновения фильтрата в пласт [8, 9]. В классической постановке задачи принято строить функцию распределения потоков фаз, именуемую функцией Баклея–Левератта, как отношение скорости фильтрации вытесняющей фазы к суммарной скорости фильтрации:

$$f_f = \frac{1}{\frac{k_{ro}\mu_f}{1+k_{rf}\mu_o}} \quad (1)$$

где k_{ro} и k_{rf} – относительные фазовые проницаемости для нефти и фильтрата, соответственно; μ_o, μ_f – динамические вязкости нефти и фильтрата.

Используя построенную для ньютоновских сред функцию Баклея–Левератта (1) и её производную f'_f , рассчитывают фронтальную S_{front} и среднюю насыщенность \bar{S} фильтратом по формулам:

$$df'_f(S_{front}) = \frac{f_f(S_{front}) - f_f(S_0)}{S_{front} - S_0}, \quad (2)$$

$$\bar{S} = S_0 + \frac{1}{df'_f(S_{front})}, \quad (3)$$

где S_0 – насыщенность связанной пластовой воды.

Важным параметром, характеризующим загрязнение призабойной зоны пласта, является радиус проникновения фильтрата r_f , рассчитываемый по показателю средней насыщенности:

$$r_f = \sqrt{r_{well}^2 + \frac{q_f A t}{\pi m h S}} - r_{well}, \quad (4)$$

где r_{well} – радиус скважины, от которого отсчитывается глубина проникновения, q_f ; A – площадь фильтрации; t – время фильтрации; m – пористость породы; h – длина интервала.

Важность вычисления данных параметров заключается в их дальнейшем использовании при вычислении скин-фактора призабойной зоны пласта и «кси»-критерия для выбора промывочной жидкости:

$$\xi = \bar{S}_f r_f / r_w. \quad (5)$$

Критерием для выбора оптимальной промывочной жидкости является условие минимума показателя ξ для обеспечения наибольшего сохранения фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны. Показателем надёжности данного критерия является его связь с коэффициентом восстановления проницаемости пласта, определяемым путём проведения фильтрационного эксперимента [10, 11].

Достаточно большое количество исследований посвящено изучению неньютоновских свойств нефти [12–14] и особенностей её движения [15, 16]. В работе [17] помимо географического распределения нефти на месторождениях России производится ещё анализ вязкости нефти в зависимости от возраста залежи, глубины залегания и стратиграфического подразделения. Согласно данным исследованиям на месторождениях России нередко встречается нефть с неньютоновскими свойствами, описываемыми реологической моделью вязкопластичной среды:

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}, \quad (6)$$

где τ_0 – начальное напряжение сдвига (статическое или динамическое напряжение сдвига); η – пластическая вязкость; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига.

У нефти данного вида отмечают процессы структурообразования в связи с наличием высокомолекулярных компонентов в её составе, а именно:

- жидких веществ (метановые, нафтенные, ароматические углеводороды);
- газообразных составляющих (углеводородные газы: метан, этан, пропан, бутан, н- и изопропантан, азот и др.);
- твердых веществ (высокомолекулярные парафины, асфальтены и смолы) [18].

Важно отметить, что существуют терминологические особенности подходов к описанию реологических параметров среды. Имеются различия в математической постановке задач о движении сред различной реологической классификации в кольцевых и щелевых каналах [19, 20] и в прикладных задачах фильтрации [21, 22]. В результате серий экспериментов по фильтрации вязкопластичной нефти через образцы кернового материала анализируют эмпирические зависимости скорости фильтрации q_o от градиента скорости ∇P [23]. Установлено, что достаточно качественно аппроксимировать зависимость $q_o(\nabla P)$ позволяет гиперболический закон фильтрации:

$$q_o = \frac{k \cdot k_{ro}}{\eta_{eff}} \frac{\nabla P}{H + \sqrt{H^2 + (\nabla P)^2}} \nabla P, \quad (7)$$

где k – абсолютная проницаемость пласта; η_{eff} – эффективная вязкость нефти с разрушенной структурой; ∇P – градиент давления; H – градиент динамического давления сдвига [24].

Тогда функция Баклея–Левератта, являющаяся отношением скорости фильтрации вытесняющей фазы к суммарной скорости фильтрации двух фаз, использует линейный закон фильтрации Дарси для фильтрата бурового раствора и гиперболический (7) для вязкопластичной нефти, принимает вид:

$$f(S_f) = \frac{k_{rf}}{k_{rf} + \frac{\mu_f k_{ro}}{\eta_{eff}} \frac{\nabla P}{(H + \sqrt{H^2 + (\nabla P)^2})}}. \quad (8)$$

Используя данный вид функции распределения потоков фаз, можно рассчитать фронтальную и среднюю насыщенность фильтратом призабойной зоны пласта и радиус его распространения по формулам (2)–(4) с учётом (8). При этом «кси»-критерий (5), использующий параметры проникновения фильтрата в

пласт с вязкопластичной нефтью (6), также будет являться расчетным показателем, подходящим для тестирования жидкостей вскрытия пласта.

Описание входных параметров математической модели

Анализируя математическую модель двухфазной фильтрации с использованием гиперболического закона, можно выделить входные параметры физической постановки задачи и описать способы их получения для реализации расчетного алгоритма. Входные параметры реализуемой модели представлены в табл. 1. Среди них параметры жидкостей, пласта, технологические параметры задачи, фильтрационные характеристики и время фильтрационного процесса. При постановке задачи о сравнении качества жидкостей вскрытия пласта, достаточно получить относительные параметры, косвенно показывающие, какая жидкость является наиболее предпочтительной. Некоторые параметры могут принимать модельные или условные значения, относительно которых производится расчет.

В качестве тестируемых жидкостей были взяты базовые промывочные жидкости кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Самарского Государственного технического университета. Их типы: № 1 – глинистый; № 2 – полимер-глинистый; № 3 – хлоркалиевый; № 4 – смолосодержащий; № 5 – полимерный. В качестве моделей относительных фазовых проницаемостей для всех растворов использовались функции Чень-Чжун-Сян, для которых параметры S_0 и S_{max} являются известными:

$$k_{rf} = \begin{cases} 0, & \text{при } 0 \leq S_f \leq 0.2 \\ \left[\frac{(S_f - 0.2)}{0.8} \right]^{3.5}, & \text{при } 0.2 \leq S_f \leq 1 \end{cases} \quad (9)$$

$$k_{ro} = \begin{cases} \left[\frac{(0.85 - S_f)}{0.85} \right]^{2.8} (1 + 2.4S_f), & \text{при } 0 \leq S_f \leq 0.85 \\ 0, & \text{при } 0.85 \leq S_f \leq 1. \end{cases} \quad (10)$$

Параметры промывочных жидкостей и их фильтратов представлены в табл. 2, где отражены только параметры, необходимые для произведения расчетов. Скорость фильтрации определялась из показателя фильтрации на основании теста на фильтр-прессе Fann LPLT Series 300 и рассчитывалась как отношение среднего расхода фильтрата за 30 минут к площади фильтровальной поверхности.

Параметры вязкопластичной нефти взяты из источников: № 1 – нефть Самарской области [24], № 2 – нефть башкирского яруса Татарстана [25], № 3 – нефть Игровского месторождения Башкортостана. Параметры нефти, участвующие в расчетах, приведены в табл. 3. В отличие от ньютоновской нефти в таблице указана не динамическая вязкость, а эффективная вязкость при разрушении структуры. Также такой параметр, как H – градиент динамического давления сдвига (ГДДС), в классической постановке задачи не учитывается, но при использовании гиперболического закона при описании фильтрации вязкопластичной нефти является необходимым.

Таблица 1. Входные параметры математической модели

Table 1. Input parameters of the mathematical model

Обозначение Symbol	Наименование, единица измерения Description, unit of measure	Пояснение Explanation
μ_f	Динамическая вязкость фильтрата, Па · с Dynamic viscosity of the filtrate, Pa · s	Определяется экспериментально Determined experimentally
η_{eff}	Вязкость нефти при разрушении структуры, Па · с Viscosity of oil at structure destruction, Pa · s	
H	Градиент динамического давления сдвига, $\frac{\text{Па}}{\text{м}}$ Dynamic shear pressure gradient, $\frac{\text{Pa}}{\text{m}}$	Определяется экспериментально или расчетным путём Determined experimentally or by calculation
	Относительная фазовая проницаемость для фильтрата Relative permeability for filtrate	Эмпирические или модельные функции, зависящие от насыщенности фильтратом Empirical or model functions depending on filtrate saturation
k_{ro}	Относительная фазовая проницаемость для нефти Relative phase permeability for oil	
S_0	Начальная насыщенность водной фазой, д.е. Initial saturation with water phase, u.f.	Экспериментальные или модельные параметры Experimental or model parameters
S_{max}	Предельная насыщенность фильтратом, д.е. Maximum saturation with filtrate, u. f.	
r_{well}	Радиус скважины, м Well radius, m	Значение радиуса скважины Borehole radius value
A	Площадь фильтрации, м ² Filtration area, m ²	Скважинная площадь фильтрации Well filtration area
q_f	Скорость фильтрации, м/с Filtration speed, m/s	Является характеристикой жидкости вскрытия пласта It is a characteristic of the drilling fluid
t	Время фильтрации, с Filtration time, s	Параметр технологического процесса Parameter of technological process
m	Пористость породы, д.е. Rock porosity, u. f.	Определяется экспериментально Determined experimentally
h	Длина интервала, м Interval length, m	Длина участка скважины Well section length

Для тестирования математической модели производился расчет взаимодействия каждого типа промывочной жидкости с каждой нефтью. При этом постоянные условия и рабочий градиент приняты постоянными величинами и представлены в табл. 4. По результатам тестирования можно будет определить изменение глубины проникновения фильтрата и насыщенности в зависимости от выбранного типа жидкости с учетом вязкопластичных свойств каждой нефти.

Таблица 2. Свойства промывочных жидкостей и их фильтратов

Table 2. Properties of drilling fluid and their filtrates

Наименование промывочной жидкости Drilling fluid name	Глинистая Clay	Полимер-глинистая Polymer-clay	Хлоркалевая Chloropotassium	Смолосодержащая Resin-containing	Полимерная Polymer
Параметр Parameter					
μ_f , Па·с/Pa·s	$1,01 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$3,31 \cdot 10^{-3}$	$13,6 \cdot 10^{-3}$	$6,5 \cdot 10^{-3}$
V_{30} , показатель фильтрации, см ³ /30 мин Filtration rate, cm ³ /30 min	12	7,5	8	6	6
q_f , см/мин cm/min	0,0088	0,0055	0,0058	0,0044	0,0044

Обсуждение результатов расчетов

На языке Wolfram Language программного комплекса Wolfram Mathematica по описанной методике двухфазной фильтрации был написан код для расчёта фильтрационных характеристик процесса вскрытия продуктивного пласта с использованием буровых промывочных жидкостей на водной основе. Для каждого фильтрата жидкости вскрытия пласта был произведен расчет взаимодействия с каждым из типов представленной вязкопластичной нефти. Результаты расчетов средней насыщенности и радиуса проникновения представлены графически на диаграммах рис. 1, 2. Так

как на восстановление проницаемости влияет как насыщенность, так и радиус проникновения, используется «кси»-критерий, в котором учитываются оба этих показателя (5). Наличие эмпирических функций относительных фазовых проницаемостей может повысить точность расчетов, но в связи со сложностью их определения допустимо использование характерных известных функций взаимодействия водной и углеводородной фазы в поровом пространстве, например, функций вида (9), (10).

Таблица 3. Реологические свойства нефти

Table 3. Oil rheological properties

№ образца Sample no.	Название Name	Вязкость, Па·с Viscosity, Pa·s	H, Па·м Pa·m
1	Самарская область Samara region	0,7321	2800,8
2	Татарстан/Tatarstan	0,183	5800
3	Башкортостан Bashkortostan	0,0319	1060

Таблица 4. Общие входные параметры

Table 4. Common input parameters

Длина рассматриваемого интервала, м Length of the considered interval, m	$h=1$
Пористость породы, д. е./Rock porosity, u. f.	$m=0,08$
Время фильтрации, ч/Filtration time, h	$t=1$
Радиус скважины, м/Well radius, m	$r_{well}=0,12$
Рабочий градиент давлений, МПа/м Operating pressure gradient, MPa/m	$\nabla P = 1$

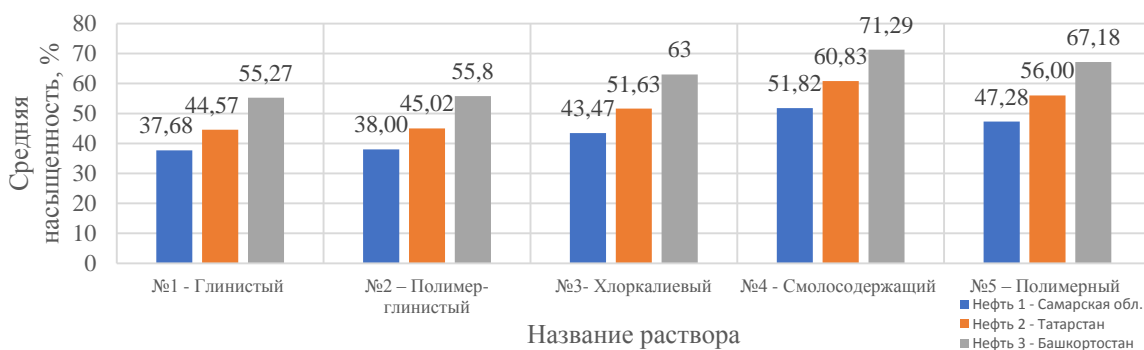


Рис. 1. Средняя насыщенность фильтратом

Fig. 1. Average filtrate saturation

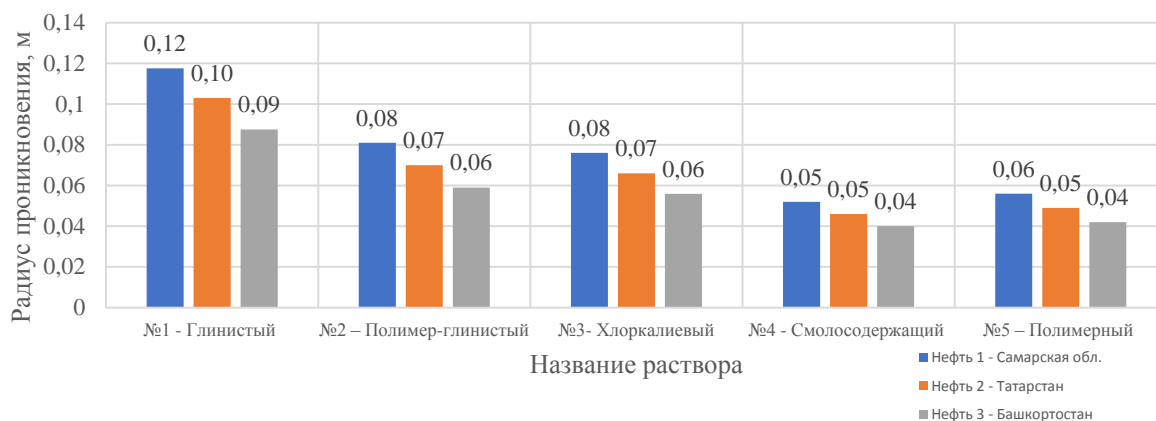


Рис. 2. Глубина распространения средней насыщенности

Fig. 2. Depth of medium saturation

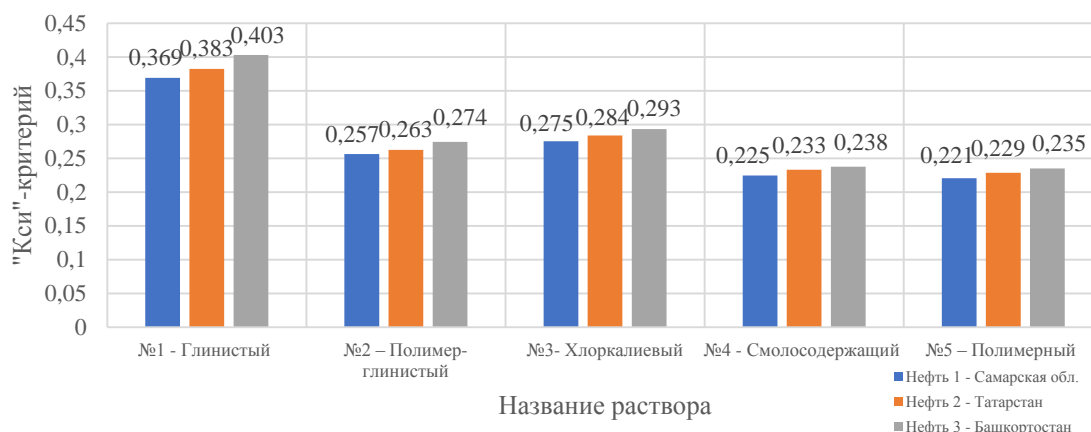


Рис. 3. Значения «кси»-критерия

Fig. 3. Values of «xi»-criterion

Анализируя результаты, представленные на рис. 3, на основании «кси»-критерия можно сделать вывод, что его наименьшие значения для тестируемых типов нефти соответствуют полимерной жидкости. Следовательно, раствор № 5 – наиболее предпочтителен для вскрытия пластов с рассматриваемыми видами нефти. Анализ диаграмм насыщенности и глубины проникновения показывает, что для всех типов растворов параметры нефти № 1 из Самарской области способствуют глубокому проникновению фильтрата, но с минимальной насыщенностью. Для нефти № 3 из Башкортостана видна обратная ситуация, при которой насыщенность выше, но глубина проникновения ниже. Если сравнивать сами эти нефти, то видно, что образцы из Самарской области имеют большую вязкость и градиент динамического давления сдвига, чем у нефти из Башкортостана. Помимо выбора жидкости вскрытия данные выводы могут быть полезны при проектировании обработки призабойной зоны пласта с целью интенсификации добычи и очистки от фильтрата. Анализируя результаты, на основании «кси»-критерия можно сделать вывод, что его наименьшие значения для всех типов нефти соответствуют полимерной жидкости. Следовательно, буровая промывочная жидкость под № 5 – наиболее предпочтительна для вскрытия пластов с рассматриваемыми видами нефти. Опыт проведения фильтрационных экспериментов и теория фильтрации обосновывают также данный вывод тем, что промывочным жидкостям, обладающим высокой вязкостью фильтрата и низким межфазным натяжением, соответствуют высокие значения капиллярного числа и относительно низкие значения капиллярного давления в поровом пространстве пласта [26]. Вязкость фильтрата учитывается в представленной математической модели. Возможность модификации математической модели с учётом межфазного натяжения также может повысить точность расчетов, но требует решения дополнительных расчетных и экспериментальных задач.

Заключение

В работе проведен анализ методов моделирования фильтрации при вскрытии продуктивных пластов. Классические работы по моделированию фильтрационных процессов при вскрытии продуктивного пласта ограничиваются только рассмотрением течения жидкостей, подлежащих описанию реологической модели ньютоновской среды. Данное допущение не позволяет применять существующие методики к месторождениям высоковязкой нефти, описываемой вязкопластичной реологической моделью. Использование нелинейных законов фильтрации является перспективной задачей при моделировании проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в пласт. Дополнительные исследования законов фильтрации вязкопластичных сред позволили изучить методы моделирования их движения в поровом пространстве. На основании гиперболического закона фильтрации предложена математическая модель проникновения фильтрата бурового раствора в пласт с вязкопластичной нефтью. Так как методика расчета использует специализированные математические операторы, для реализации модели выбран пакет символьных вычислений Wolfram Mathematica. С использованием «кси»-критерия и результатов расчетов определена промывочная жидкость, наиболее подходящая для вскрытия пластов с выбранными параметрами нефти. Определено, при каких параметрах нефти фильтрат имеет тенденцию к глубокому проникновению, а при каких – к максимальной насыщенности. Эти выводы также могут быть полезны при планировании обработки призабойной зоны после вскрытия продуктивного пласта. Представленная методика расчета может быть использована при разработке программного обеспечения для расчета фильтрационных характеристики пласта при бурении с использованием буровых промывочных жидкостей на водной основе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Experimental lab approach for water based drilling fluid using polyacrylamide friction reducers to drill extended horizontal wells / M. Metwallya, T. Nguyena, H. Wiggins, A. Saasen, M. Gipsond //

Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – V. 212. – Article № 110132.

2. Исследование качества вскрытия продуктивных пластов месторождений Западной Сибири различными типами биополимерных буровых растворов / А.С. Захаров, К.М. Минаев,

- А.В. Пестерев, А.С. Боев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 5. – С. 23–31.
3. Ronny K., Saasen K.A. A method for assessing drilling fluid induced formation damage in permeable formations using ceramic discs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – V. 213. – Article № 110324.
 4. Maximizing well productivity by using filter cake breaker for synthetic-based mud drilling fluid (SBMDIF) system / S. Irawan, S. Khaleeda, M. Shakeel, M. Fathaddin // *Upstream Oil and Gas Technology*. – 2022. – V. 9. – Article № 100075.
 5. A transient two-phase flow model for production prediction of tight gas wells with fracturing fluid-induced formation damage / Y. Wu, L. Cheng, L. Ma, S. Huang, S. Fang, J. Killough, P. Jia, S. Wang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 199. – Article № 108351.
 6. Fanchi J.R. Principles of applied reservoir simulation. 2nd ed. – Houston, TX: Gulf Publ. Company, 2001. – 376 p.
 7. Non-Darcy flows in layered porous media (LPMs) with contrasting pore space structures / X. Zhang, Z. Dou, J. Wang, Z. Zhou, C. Zhuang // *Petroleum Science*. – 2022. – V. 19. – № 2. – P. 2004–2013.
 8. A new approach to estimate invasion radius of water-based drilling fluid filtrate to evaluate formation damage caused by overbalanced drilling / K. Ling, H. Zhang, Z. Shen, A. Ghalambor, G. Han, J. He, P. Pei // *SPE Drilling & Completion Publisher: Society of Petroleum Engineers*. – 2015. – V. 30. – № 01. – P. 27–37.
 9. Zhang H., Ling K., Han G. Modified analytical equations of recovery factor for radial flow systems // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. – V. 137. – P. 250–257.
 10. Живаева В.В., Нечаева О.А., Никитин В.И. Применение расчетного критерия для выбора жидкости вскрытия продуктивного пласта // *Нефть. Газ. Новации*. – 2018. – № 6. – С. 48–50.
 11. Никитин В.И. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов путём применения расчётного критерия к выбору промывочной жидкости: дис. ...канд. техн. наук. – СПб, 2018. – 117 с.
 12. An improved viscosity prediction model of extra heavy oil for high temperature and high pressure / F. Jin, T. Jiang, C. Yuan, M.A. Varfolomeev, F. Wan, Y. Zheng, X. Li // *Fuel*. – 2022. – V. 319. – Article № 123852.
 13. Зиновьев А.М., Ольховская В.А., Ильин И.В. Экспериментальные исследования реологически сложной нефти месторождений Самарской области (Россия) // *Нефтепромысловое дело*. – 2017. – № 2. – С. 31–38.
 14. Особенности реологических свойств высоковязкой структурированной нефти / И.Н. Евдокимов, Н.Ю. Елисеев, А.П. Лосев, А.А. Фесан // *Фазовые превращения в углеводородных флюидах: теория и эксперимент: Тезисы докладов Международной научной конференции*. – М., 2016. – С. 69.
 15. Учет неньютоновских свойств высоковязкой нефти в процессе гидродинамического моделирования / А.В. Никитин, И.В. Каллин, В.А. Ольховская, П.В. Рошин, И.И. Киреев // *Нефтепромысловое дело*. – 2020. – № 12. – С. 64–69.
 16. Ильясов И.Р., Грачев С.И. Геолого-физические особенности разработки слабоконсолидированных коллекторов вязкой нефти // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 153–165.
 17. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств // *Электронный научный журнал нефтегазовое дело*. – 2005. – № 1. – С. 31–47. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PolishukYu/PolishukYu_1.pdf (дата обращения 27.06.2022).
 18. Heavy oil production / V.A. Olkhovskaya, P.V. Roschin, I.A. Struchkov, V.T. Litvin, A.M. Zinoviev, Ch.K. Dziwormu. – St. Petersburg: Publishing Press Association, 2021. – 264 p.
 19. Leonov E.G., Isaev V.I. Applied hydro-aeromechanics in oil and gas drilling. – New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. 2010. – 427 p.
 20. Bridges S., Robinson L. Practical handbook for drilling fluids processing // *Gulf Drilling Guides*. – Cambridge: Gulf Professional Publishing, 2020. – 594 p.
 21. Modelling of non-linear viscoplastic oil flow to a well and development system selection / V. Astafev, A. Markelova, V. Olkhovskaya, A. Zinoviev // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2017. – V. 7. – № 2. – P. 521–529.
 22. Application of data driven machine learning approach for modelling of non-linear filtration through granular porous media / A. Banerjee, S. Pasupuleti, K. Mondal, M. M. Nezhadd // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2021. – V. 179. – Article № 121650.
 23. Ольховская В.А. Подземная гидромеханика: Фильтрация неньютоновской нефти. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 224 с.
 24. Динамика неустойчивых процессов заводнения нефтяных пластов и фильтрация при наличии трещин в поровом объёме / В.И. Астафьев, В.А. Ольховская, А.М. Зиновьев, А.Е. Касаткин, Е.В. Андриянова, С.И. Губанов. – Самара: АНО «Издательство СНЦ», 2019. – 192 с.
 25. Исследования по определению градиентов давления сдвига и предельного разрушения структуры для высоковязкой нефти месторождений Татарстана / М.М. Ремеев, О.С. Сотников, А.В. Фомичев, К.М. Мусин // *Сборник научных трудов ТАТНИПИНЕФТЬ*. – 2015. – Т. 1. – № 1. – С. 97–100.
 26. Influence of capillary pressure on the restoration of the bottomhole zone permeability at the filtrate-oil interfacial phase / V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva, O.A. Nechaeva, E.A. Kamaeva // *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources*. – 2019. – V. 2. – P. 558–562.

Поступила: 30.06.2022 г.

Прошла рецензирование: 06.11.2022 г.

Информация об авторах

Никитин В.И., кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Самарского государственного технического университета.

UDC 622.244.5

MATHEMATICAL MODELING OF DRILLING FLUID FILTER PENETRATION INTO THE BOTTOM-HOLE OF FORMATION TAKING INTO ACCOUNT OIL VISCOPLASTIC PROPERTIES

Vasily I. Nikitin,
nikitin@list.ru

Samara State Technical University,
244, Molodogvardeyskaya street, Samara, 443100, Russia.

The relevance. The formulation of the problem of mathematical modeling of two-phase filtration in the approximations of the classical Darcy's law describes with insufficient accuracy the process of opening a productive formation containing oil exhibiting viscoplastic properties. Taking into account oil viscoplastic properties using a nonlinear filtration law will expand the scope of application of the methodology for calculating the saturation and depth of penetration of the drilling fluid filtrate into the formation for a larger amount of the fields in the Russian Federation. The practical significance of using mathematical modeling of the drilling-in process of a productive formation lies in the possibility of selecting the drilling fluid in order to preserve the porosity-reservoir properties of the reservoir rock and increase the further well production rate. The calculation of the penetration depth, among other things, makes it possible to assess the degree of decrease in the permeability of the reservoir during the initial opening.

The main aim: development of a mathematical model of the drilling fluid filtrate interaction with viscoplastic oil in the pore space of the reservoir and its application to the selection of the drilling fluid of the reservoir rock.

Methods. The mathematical formulation of the problem of drilling fluid filtrate penetration into a reservoir with viscoplastic oil is described by the theory of two-phase filtration. For the calculation, the modified Buckley–Leverett phase flow distribution function is used, in which the hyperbolic filtration law is applied to the displaced phase. Methods for measuring the input parameters of a mathematical model and their model analogs are described. A calculation criterion is used to select the drilling fluid. The calculation is performed using the Wolfram Language implemented in the Wolfram Mathematica package.

Results. A mathematical model was developed for drilling fluid filtrate interaction with viscoplastic oil in the pore space of the formation. The computational technique of the numerical experiment was carried out to test the filtrates of five drilling fluids during their interaction with viscoplastic oil from the fields of the Samara region, Tatarstan and Bashkortostan. By applying the calculation criterion to the choice of drilling fluid, the choice of the most high-quality formulation for opening reservoirs with the presented reservoir fluid properties is substantiated.

Key words:

Reservoir penetration, mathematical modeling, filtration, viscoplastic oil, drilling fluid, drilling mud.

REFERENCES

- Metwallya M., Nguyena T., Wiggins H., Saasen A., Gipsond M. Experimental lab approach for water based drilling fluid using polyacrylamide friction reducers to drill extended horizontal wells *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 212, Article no. 110132.
- Zakharov A.S., Minaev K.M., Pesterev A.V., Boev A.S. Influence of the composition of biopolymer drilling fluids on the quality of exposure of productive layers of the Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 5, pp. 23–31. In Rus.
- Ronny K., Saasen K.A. method for assessing drilling fluid induced formation damage in permeable formations using ceramic discs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 213, Article no. 110324.
- Irawan S., Khaleeda S., Shakeel M., Fathaddin M. Maximizing well productivity by using filter cake breaker for synthetic-based mud drilling fluid (SBMDIF) system. *Upstream Oil and Gas Technology*, 2022, vol. 9, Article no. 100075.
- Wu Y., Cheng L., Ma L., Huang S., Fang S., Killough J., Jia P., Wang S. A transient two-phase flow model for production prediction of tight gas wells with fracturing fluid-induced formation damage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 199, Article no. 108351.
- Fanchi J.R. *Principles of Applied Reservoir Simulation*. 2nd ed. Houston, TX, Gulf Publ. Company, 2001. 376 p.
- Zhang X., Dou Z., Wang J., Zhou Z., Zhuang C. Non-Darcy flows in layered porous media (LPMs) with contrasting pore space structures. *Petroleum Science*, 2022, vol. 19, no. 2, pp. 2004–2013.
- Ling K., Zhang H., Shen Z., Ghalambor A., Han G., He J., Pei P. A new approach to estimate invasion radius of water-based drilling fluid filtrate to evaluate formation damage caused by overbalanced drilling. *SPE Drilling & Completion Publisher: Society of Petroleum Engineers*, 2015, vol. 30, no. 01, pp. 27–37.
- Zhang H., Ling K., Han G. Modified analytical equations of recovery factor for radial flow systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 137, pp. 250–257.
- Zhivaeva V.V., Nechaeva O.A., Nikitin V.I. Application of calculated criteria to select reservoir penetrating fluid. *Oil. Gas. Novation*, 2018, vol. 6, pp. 48–50. In Rus.
- Nikitin V.I. *Povyshenie kachestva vskrytiya produktivnykh plastov putem primeneniya raschetnogo kriteriya k vyboru promyvochnoy zhidkosti*. Dis. kand. nauk [Improving the quality of the opening of productive layers by applying the calculation criterion to the choice of drilling fluid. Cand. Diss.]. St-Petersburg, 2018. 117 p.
- Jin F., Jiang T., Yuan C., Varfolomeev M.A., Wan F., Zheng Y., Li X. An improved viscosity prediction model of extra heavy oil for high temperature and high pressure. *Fuel*, 2022, vol. 319, Article no. 123852.
- Zinoviev A.M., Olkhovskaya V.A., Iliin I.V. Eksperimentalnye issledovaniya reologicheski slozhnoy nefi mestorozhdeniy Samarskoy oblasti (Rossiya) [Experimental studies of rheologically complex oil from the fields of the Samara region (Russia)]. *Neftepromyslovoe delo*, 2017, no. 2, pp. 31–38. In Rus.
- Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu., Losev A.P., Fesan A.A. Osobennosti reologicheskikh svoystv vysokovyazkoy strukturirovannoy nefi [Features of the rheological properties of high-viscosity structured oil]. *Fazovye prevrashcheniya v uglevodorodnykh flyuidakh: teoriya i eksperiment. Tezisy dokladov Mezhdunarodnoy nauchnoy konferentsii* [Phase Transformations in Hydrocarbon Fluids: Theory and Experiment. Abstracts of the International Scientific Conference]. Moscow, 2016. pp. 69.
- Nikitin A.V., Kallin I.V., Olkhovskaya V.A., Roshchin P.V., Kireev I.I. Accounting of heavy oil non newtonian properties in the process of hydrodynamic simulation. *Oilfield engineering*, 2020, vol. 12, pp. 64–69.
- Ilyasov I. R., Grachev S. I. Geological and physical characteristics of the field development of unconsolidated viscous oil reservoirs.

- Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 11, pp. 153–165. In Rus.
17. Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Vysokovyzkie nefiti: analiz prostranstvennykh i vremennykh izmeneniy fiziko-khimicheskikh svoystv [High-viscosity oils: analysis of spatial and temporal changes in physical and chemical properties]. *Elektronny nauchny zhurnal neftegazovoe delo*, 2005, no. 1, pp. 31–47. Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/PolishchukYu/PolishchukYu_1.pdf (accessed 27 June 2022).
 18. Olkhovskaya V.A., Roschin P.V., Struchkov I.A., Litvin V.T., Zinoviev A.M., Dziwormu Ch.K. *Heavy oil production*. St. Petersburg, Publishing Press Association, 2021. 264 p.
 19. Leonov E.G., Isaev V.I. *Applied Hydro-Aeromechanics in Oil and Gas Drilling*. New Jersey, John Wiley & Sons, Inc, 2010. 427 p.
 20. Bridges S., Robinson L. Practical handbook for drilling fluids processing. *Gulf Drilling Guides*. Cambridge, Gulf Professional Publishing, 2020. 594 p.
 21. Astafev V., Markelova A., Olkhovskaya V., Zinoviev A. Modeling of non-linear viscoplastic oil flow to a well and development system selection. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017, vol. 7, no. 2, pp. 521–529.
 22. Banerjee A., Pasupuleti S., Mondal K., Nezhadd M. M. Application of data driven machine learning approach for modelling of non-linear filtration through granular porous media. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2021, vol. 179, Article no. 121650.
 23. Olkhovskaya V.A. *Podzemnaya gidromekhanika: filtratsiya ne-nyutonovskoy nefiti* [Subsurface fluid mechanics: non-Newtonian oil filtration]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2011. 224 p.
 24. Astafev V.I., Olkhovskaya V.A., Zinoviev A.M., Kasatkin A.E., Andriyanova E.V., Gubanov S.I. *Dinamika neustoychivyykh protsessov zavodneniya neftyanykh plastov i filtratsiya pri nalichii treshchin v porovom obeme* [Dynamics of unstable processes of oil reservoir flooding and filtration in the presence of cracks in the pore volume]. Samara, SNC Publ., 2019. 192 p.
 25. Remeev M.M., Sotnikov O.S., Fomichev A.V., Musin K.M. Issledovaniya po opredeleniyu gradientov davleniya sdviga i predelnogo razrusheniya struktury dlya vysokovyzkoy nefiti mes-torozhdeniy Tatarstana [Research on determination of shear pressure gradients and ultimate destruction of the structure for high-viscosity oil of Tatarstan fields]. *Collection of scientific papers TATNIPINEFT*, 2015, vol. 1, no. 1, pp. 97–100.
 26. Nikitin V.I., Zhivaeva V.V., Nechaeva O.A., Kamaeva E.A. Influence of capillary pressure on the restoration of the bottomhole zone permeability at the filtrate-oil interfacial phase. *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources*, 2019, vol. 2, pp. 558–562.

*Received: 30 June 2022.
Reviewed: 6 November 2022.*

Information about the authors

Vasily I. Nikitin, Cand Sc., associate professor, Samara State Technical University.