



Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука
ИНГГ СО РАН

Применение неконформного метода конечных элементов для
численного моделирования трёхмерных процессов переноса при
бурении вертикальных скважин.

М. Н. Петров¹, С. И. Марков^{1,2}

¹ *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН),*

^{1,2} *Новосибирский государственный технический университет*

г. Новосибирск, Российская Федерация

** e-mail: PetrovMN@ipgg.sbras.ru*

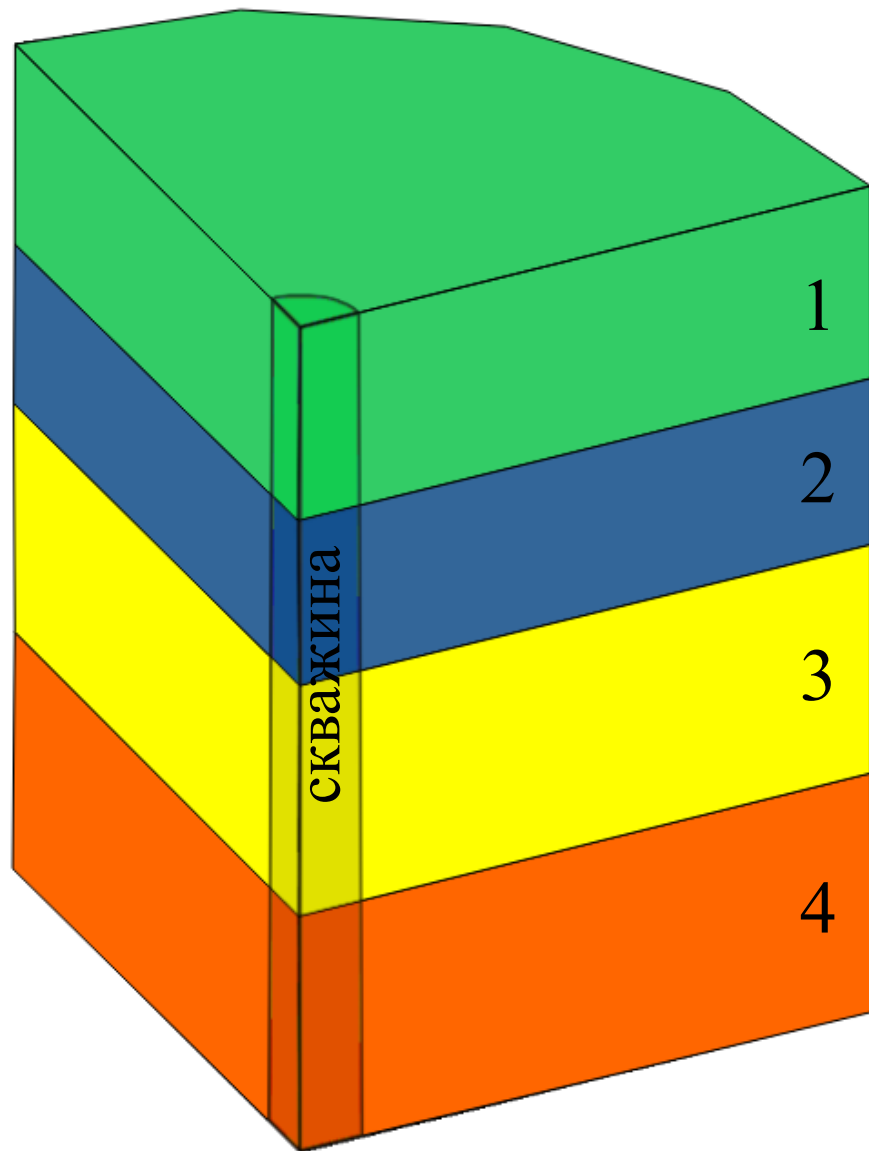
*XXI Всероссийская научная конференция "Современные проблемы математического моделирования",
посвященная памяти Л.А. Крукиера*

Дюрсо, 2025





Постановка задачи



Имеется нефтенасыщенный коллектор, представленный четырьмя горизонтальными плоскопараллельными пластами с собственными значениями пористости, проницаемости и нефте-водонасыщенности

Пласты вскрываются горизонтальной цилиндрической скважиной бурением на репрессии

Цель вычислительного эксперимента – выполнить численное моделирование фильтрации бурового раствора на глинистой основе с учетом процессов переноса: поле распределения напора, изменение водонасыщенности и солености с проникновением бурового раствора в пласт, оценка толщины глинистой корки и электрофизических свойств околоскважинной зоны



Математическая модель

Для численного моделирования фильтрации бурового раствора будем использовать напорную функцию:

$$h = \frac{p}{\rho g} - z,$$

где h – пьезометрический напор, p – давление, ρ – плотность жидкости, g – ускорение свободного падения, z – геометрическая высота.

Положим, что k_{ϕ_w} коэффициент фильтрации по воде, тогда закон сохранения движения можно записать в виде:

$$V_w = -k_{\phi_w} \nabla h,$$

где V_w – скорость фильтрации, k_{ϕ_w} – коэффициент фильтрации.

Последний связан с коэффициентом абсолютной проницаемости как:

$$k_{\phi_w} = \frac{k \rho_w g}{\mu_w},$$

Здесь k – абсолютная проницаемость, ρ_w – плотность воды, μ_w – динамическая вязкость воды.

Закон сохранения массы имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\varphi S_w \rho_w) + \nabla \cdot (V_w \rho_w) = 0$$

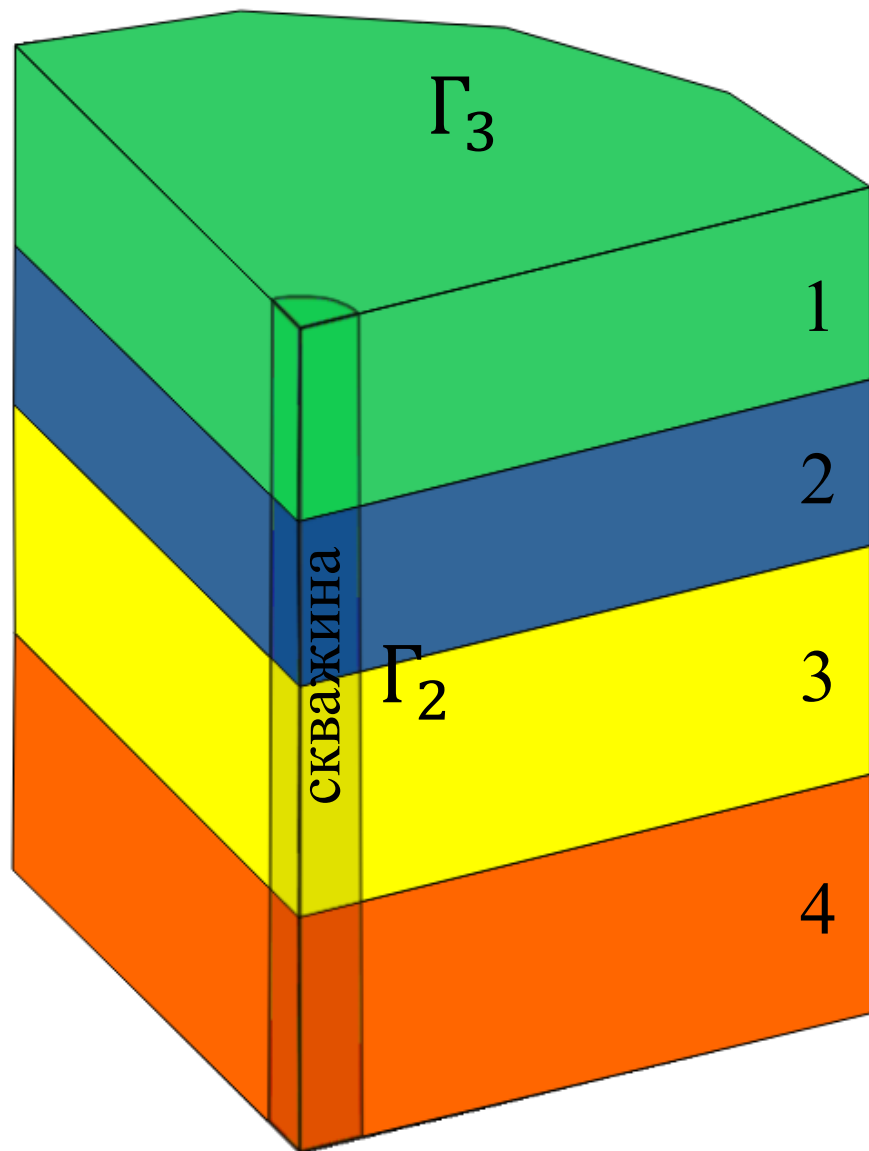
Где φ – пористость, S_w – водонасыщенность.

Пологая, что вода несжимаемая жидкость, и поровое пространство не деформируется, с учетом выше сказанного изменение напора рассчитывается из уравнения:

$$\nabla \cdot k_{\phi_w} \nabla h = 0.$$



Граничные условия



Обозначим внешнюю границу «бака» как Γ_1 , границу Между пластом и скважиной Γ_2 и верхнюю границу Γ_3 . Полагаем, что в начальный момент времени для пьезометрического напора верно:

$$h|_{t=0} = h_t.$$

На границе Γ_1 пьезометрический напор постоянный:

$$h|_{\Gamma_1} = h_t.$$

На границе Γ_3 считаем, протекание отсутствует:

$$k_{\phi_w} \nabla h \cdot n|_{\Gamma_3} = 0.$$

Γ_1 Для границы Γ_2 полагаем, что объемный расход жидкости пропорционален изменению напора:

$$S k_{\phi_w} \nabla h \cdot n|_{\Gamma_2} = \gamma \rho_w g (h|_{\Gamma_2} - h_0).$$

Здесь h_t и h_0 – напоры в пласте и скважине,

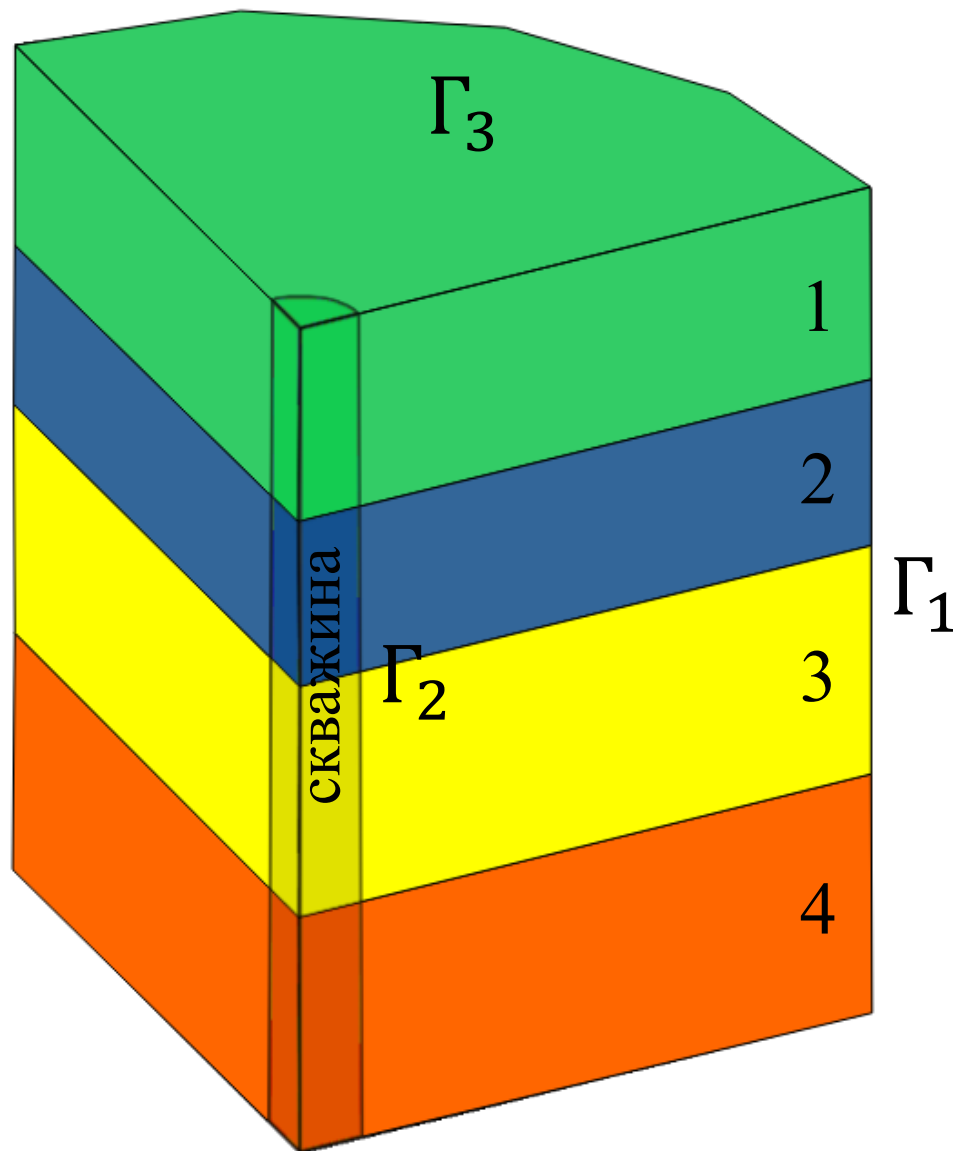
S – площадь поверхности фильтрации,

γ – коэффициент гидропроводности, который вычисляется из абсолютной проницаемости k и толщины слоя H .

$\gamma \rho_w g$ – проводимость коллектора.



Водонасыщенность и минерализация



Для вычисления изменения водонасыщенности будем использовать уравнение:

$\varphi \frac{\partial}{\partial t} S_w + \nabla \cdot (f(S_w)V) = 0$, где V – суммарная скорость, а доля воды $f(S_w)$ вычисляется согласно функции Леверетта:
 $f(S_w) = k_w(S_w) / \{k_w(S_w) + \frac{\mu_w}{\mu_o} k_o(S_w)\}$,

где фазовые проницаемости вычисляются согласно модели Брукса-Кори:

$$k_w(S_w) = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{\frac{2+3\theta}{\theta}},$$

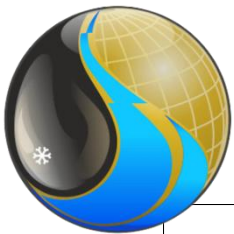
$$k_o(S_w) = \left(1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{\frac{2+\theta}{\theta}} \right).$$

Здесь S_w – водонасыщенность, S_{wi} – остаточная водонасыщенность, θ – Коэффициент распределения пор по размерам.

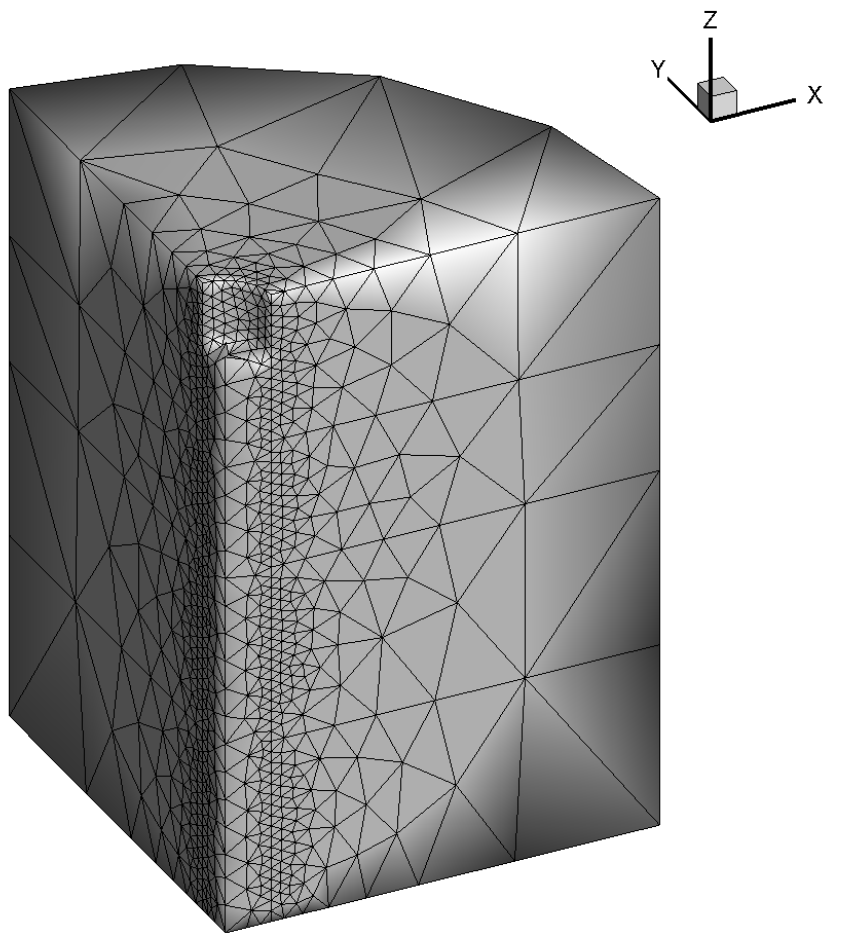
Аналогично решается и уравнение солепереноса.

В качестве начальных условий, полагаем, что в начальный момент времени: $S_w|_{t=0} = S_i$, $C|_{t=0} = C_p$, где S_i водонасыщенность в соответствующем пласте ($i=1-4$), C_p минерализация пластовой воды.

А в качестве граничных считаем, что: $S_w|_{\Gamma_2} = 1$ – только вода, $C|_{\Gamma_2} = C_0$ – минерализация бурового раствора.



Пример стеки для МКЭ



Вычислительные эксперименты проводились с использованием метода конечных элементов. Расчетная сетка строилась с использованием программы netgen.

Использовались тетраэдральные элементы, при этом поскольку предполагается, что основные процессы протекают в небольшой зоне прискважинной области, здесь использовались более мелкие размеры элементов, с последующим увеличением в удалении от скважины в направлении внешней границы.

Число элементов составило 9252, сформированных 1994 узлами.

Кроме того, в процессе вскрытия пластов, происходит удаление элементов сетки, которое симулирует формирование ствола скважины.



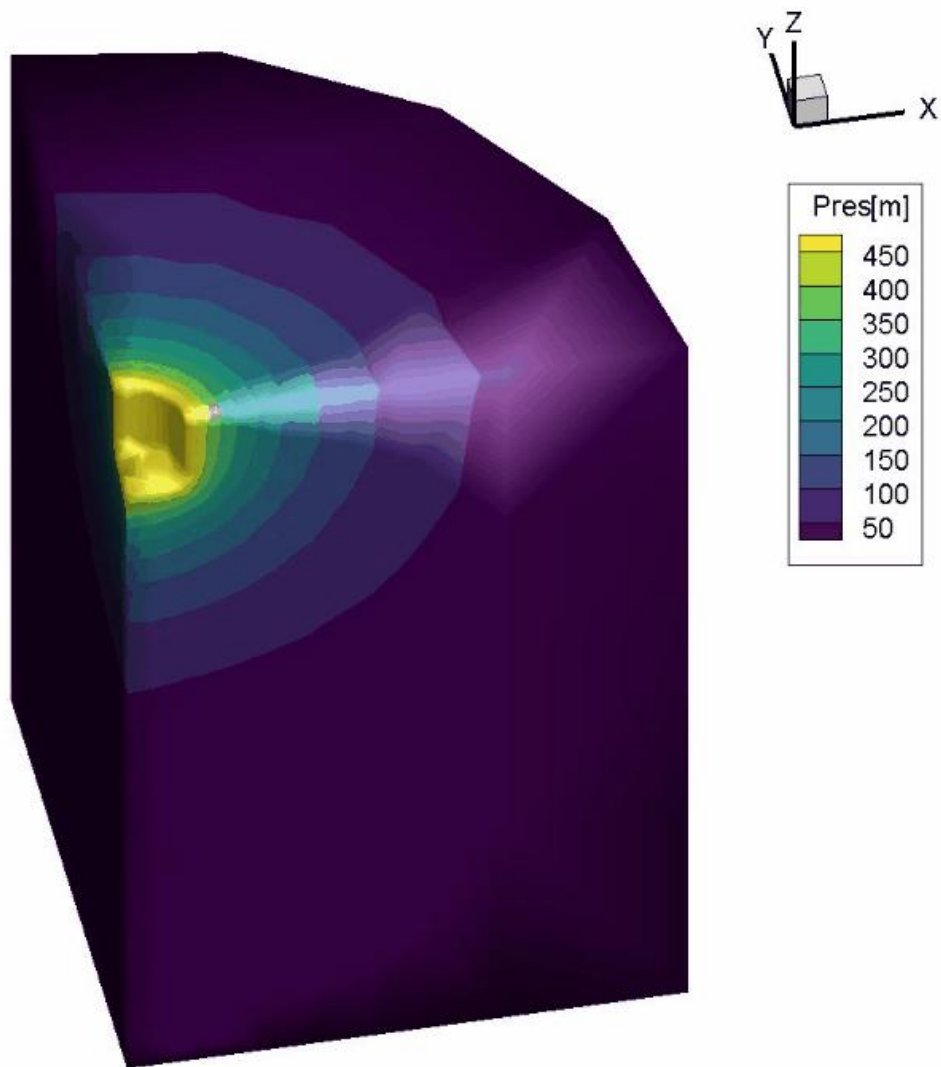
В качестве входных параметров модели использовались следующие значения:

- Параметры расчетной области. Радиус скважины $r_w = 0.21$ м, расстояние от центра скважины до внешней границы $R = 2$ м. Высота $z = 3$ м.
- Параметры флюидов. Плотность нефти и воды $\rho_w = 1000$ кг/м³, $\rho_o = 850$ кг/м³ вязкости $\mu_w = 1$ мПа · с, $\mu_o = 3$ мПа · с, минерализация пластовой воды $C_p = 0.6$ г/л и бурового раствора $C_w = 0.2$ г/л, содержание глинистых частиц $\delta = 0.3$
- Параметры пластов приведены в таблице

Г ₁	слой	Пористость, %	Водонасыщенность	Абсолютная проницаемость, мД
	1	9	0,28	2
	2	9	0,25	2
	3	9	0,25	5
	4	10	0,32	2



Распределение напора



В процессе бурения инжекция раствора осуществляется под напором 500 м. Скорость бурения 0.3 м/с.

Поскольку изменение напора можно отнести к параболическому процессу, система уравнения решается классическим МКЭ.

По результатам численного эксперимента было получено изменение распределения напора в процессе вскрытия. как видно из анимированного рисунка, при проходе бура, на предыдущем участке из-за формирования глинистой корки, напор постепенно ослабевает.

слой	Пористость, %	Водонасыщенность	Абсолютная проницаемость, мД
1	9	0,28	2
2	9	0,25	2
3	9	0,25	5
4	10	0,32	2



Глинистая корка

Изменение толщины глинистой корки на стенке скважины учитывается в коэффициенте гидропроводности:

$$\gamma = (\gamma_0^{-1} + \mu_w / (D k_c))^{-1}$$

γ_0^{-1} – где фильтрационное сопротивление в начальный момент вскрытия $[(\text{Па} \cdot \text{с})/\text{м}^3]$, D – толщина корки $[\text{м}]$, k_c – проницаемость корки $[\text{м}^2]$.

Расчет толщины глинистой корки проводился согласно предположению, что в начальный момент времени корка имеет нулевую толщину и в каждый момент времени ее толщина удовлетворяет уравнению:

$$\frac{\partial D}{\partial t} = \frac{\delta}{(1 - \delta)(1 - \varphi_c)} k_{\phi_w} \nabla h \cdot n|_{\Gamma_2} - G$$

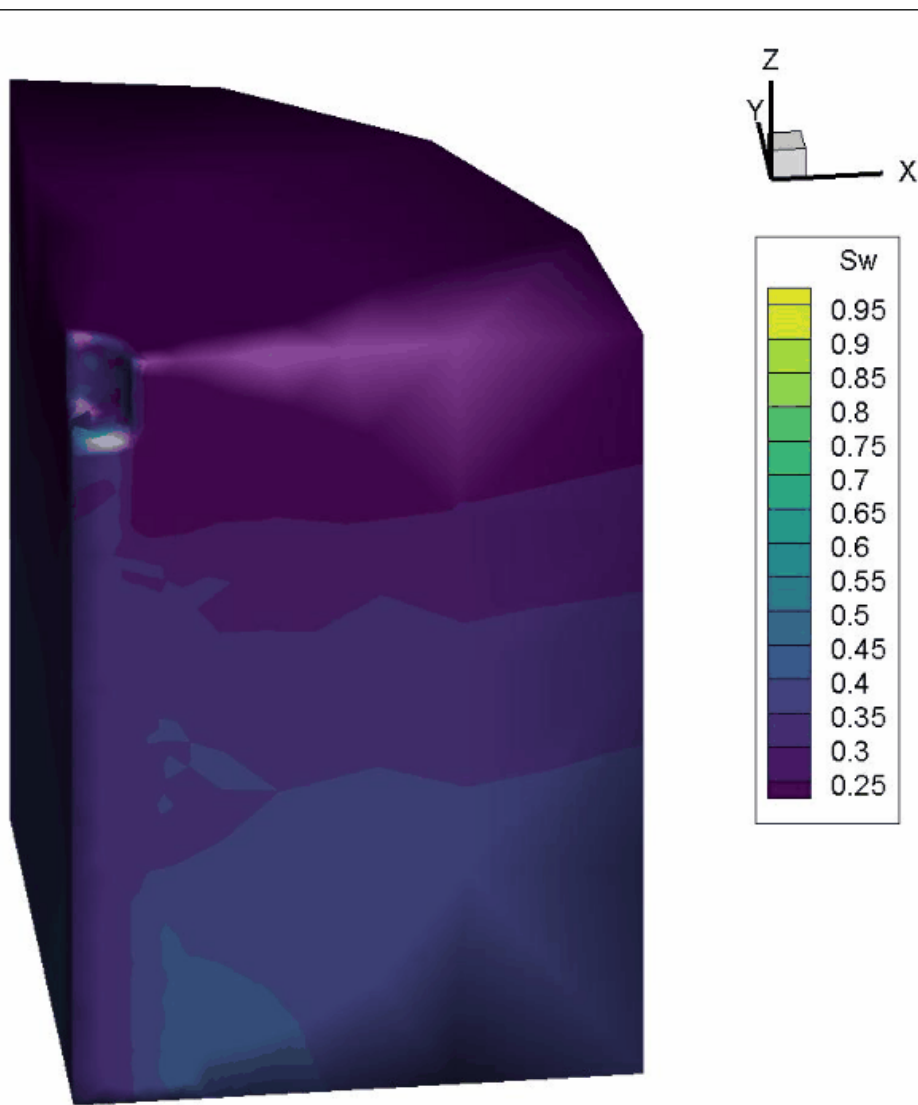
где δ – объемная доля глинистых частиц в БР, φ_c – пористость корки, G – функция смыва, n – нормаль к стенке скважины.

Полученные в результате численного эксперимента величины толщины глинистой корки после вскрытия всех пластов, приведены в таблице.

Пласт	Толщина глинистой корки, мм
1	0,15
2	0,2
3	0,6
4	0,1



Распределение водонасыщенности



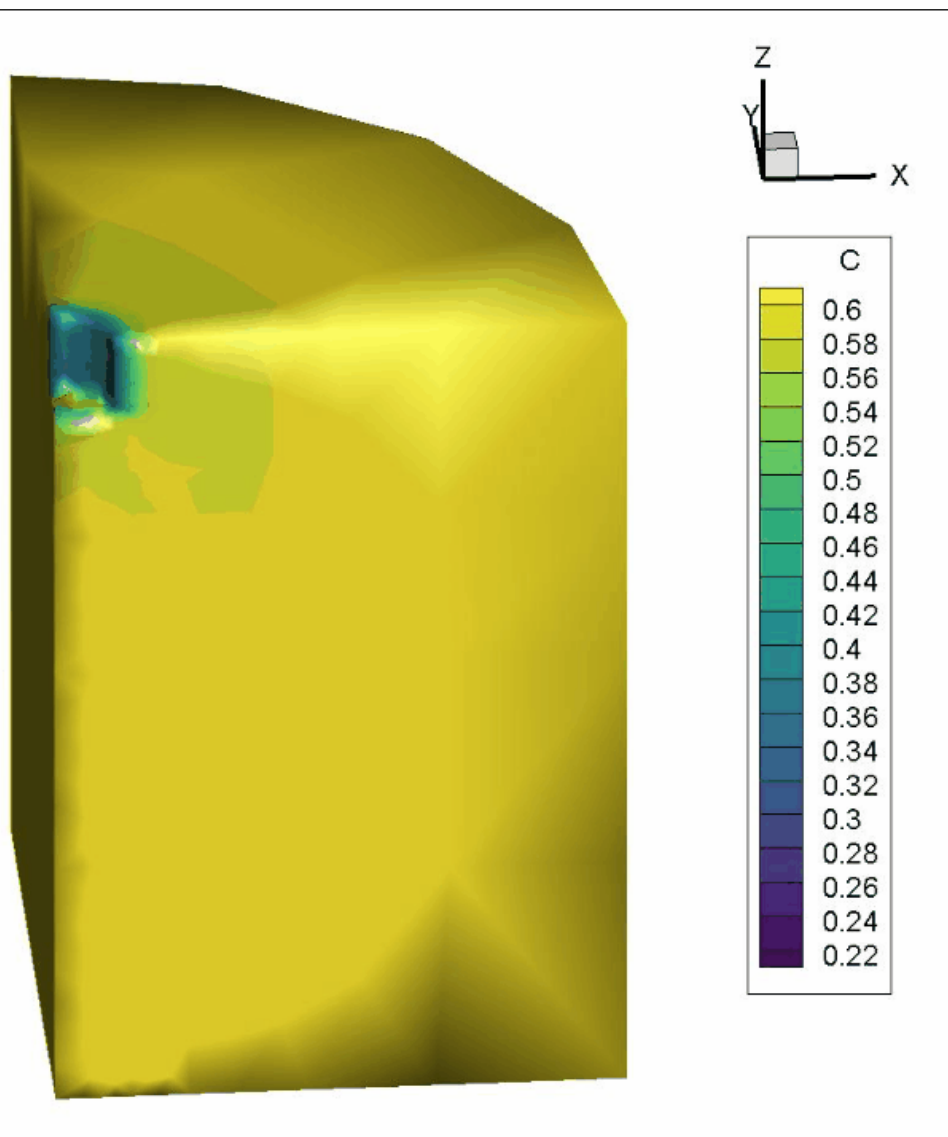
Процесс изменения водонасыщенности является гиперболическим, таким образом для решения этой задачи использовался разрывный метод Галеркина.

На анимированном рисунке показано проникновение бурового раствора в пласт. Из особенностей можно отметить, что на границе с пластом обладающим большей проницаемостью заметно вертикальное опережающее проникновение.

слой	Пористость, %	Водонасыщенность	Абсолютная проницаемость, мД
1	9	0,28	2
2	9	0,25	2
3	9	0,25	5
4	10	0,32	2



Минерализация



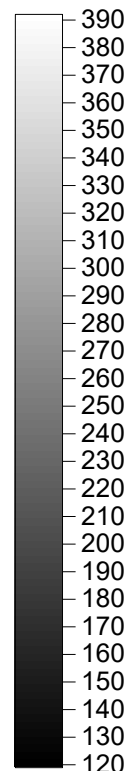
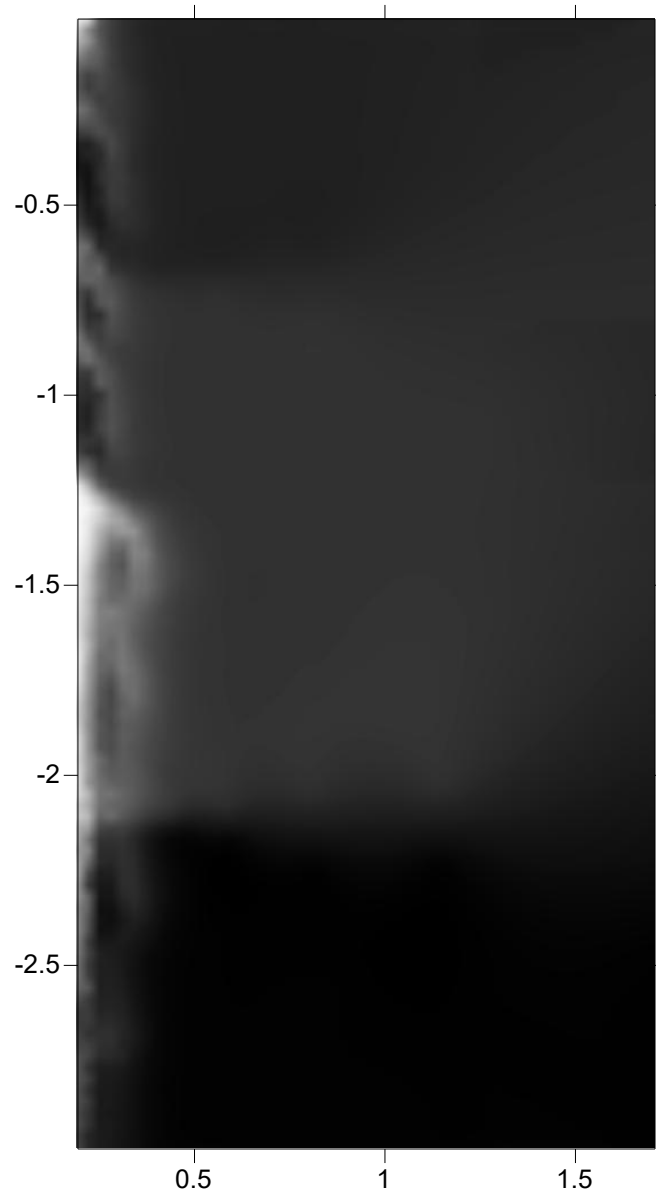
Аналогично как и для водонасыщенности, моделировался процесс солепереноса. Как и в предыдущем случае здесь так же видны опережающие проникновения в пласт на анимированном рисунке.

Таким образом, имея распределения водонасыщенности и солености можно оценить и профиль УЭС.

слой	Пористость, %	Водонасыщенность	Абсолютная проницаемость, мД
1	9	0,28	2
2	9	0,25	2
3	9	0,25	5
4	10	0,32	2



Профиль УЭС



Для численной оценки распределения электрического сопротивления была использована обобщенная формула Арчи:

$$\sigma = A / (C + C_0)^p (S_w + S_{w0})^q (\varphi + \varphi_0)^q$$

где A, p, q – параметры Арчи, C_0 – остаточная соленость, S_{w0} – остаточная водонасыщенность.

Как видно из рисунка, в зоне с большим содержанием нефти УЭС ниже, кроме того в прискважинной области видны скачкообразные с понижением и повышением сопротивления, так называемые «ступеньки», которые характерны для профилей УЭС в нефтенасыщенных горизонтах

слой	Пористость, %	Водонасыщенность	Абсолютная проницаемость, мД
1	9	0,28	2
2	9	0,25	2
3	9	0,25	5
4	10	0,32	2



Заключение

Были проведены вычислительные эксперименты по моделированию процесса инжекции бурового раствора в нефтенасыщенный слоистый коллектор, по результатам которых были получены результаты:

- Поле распределения напора с учетом формирования глинистой корки.
- Поле распределения водонасыщенности и солености, на которых наблюдается опережающее проникновение в горизонты с более высокой абсолютной проницаемостью
- Проведена оценка толщины глинистой корки, формирующейся в процессе вскрытия пластов: наибольшая толщина глинистой корки обнаруживается в на уровне более проницаемых слоев.
- Проведена оценка профиля электрического сопротивления, на котором видны характерные особенности для нефтенасыщенных горизонтов: в процессе вытеснения нефти формируются две зоны – зоны с повышенным УЭС, заполненная только БР на глинистой основе, и окаймляющая зона с пониженным УЭС, в которой присутствует пластовый флюид и вытесненная нефть.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российской академией наук в рамках государственного задания FWZZ-2022-0030.



Благодарю за внимание!