Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Горно-нефтяной факультет
Кафедра «Геофизические методы исследований»

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ

Студент группы ГФ 15-01 Р.Ф. Шархмуллина

Руководитель (доц., канд. техн. наук) З.Г. Гарейшин

Уфа 2020

Актуальность

Выявление заколонных перетоков выше перфорационной зоны является одной из сложных задач промысловой геофизики при оценке технического состояния скважины и выявлении источника обводнения.

Целью данной работы является анализ причин неоднозначного выделения заколонных перетоков сверху комплексом ГИС и повышение точности локации места стока ЗП.

Задачи, необходимые для достижения цели:

- анализ современных методов определения источников ЗП и локаций стоков;
- оценка определения заколонных перетоков на месторождениях Западной Сибири;
- решение недостатком метода термометрии и шумометрии;
- математическое моделирование дефектов скважины до и после ожидания затвердевания цемента;
- разработка способов по устранению недостатков ИННК;
- построение калькулятора захвата макроскопического сечения;
- совмещение ИННК с методами состава и активационным каротажем;
- математическое моделирование дефектов цементирования в скважине:
- нахождение критериальных значений перепадов давления;

Каналы возникают

Во время ожидания затвердевания цемента

После ожидания затвердевания цемента

Анализ современных методов определения источников заколонных перетоков

Рассматривая в качестве примера данные промысловых ГИС по определению интервалов притока на месторождениях за 2016 – 2019, получается, что ЗП определены в 22% и 16% соответственно от общего числа скважин.

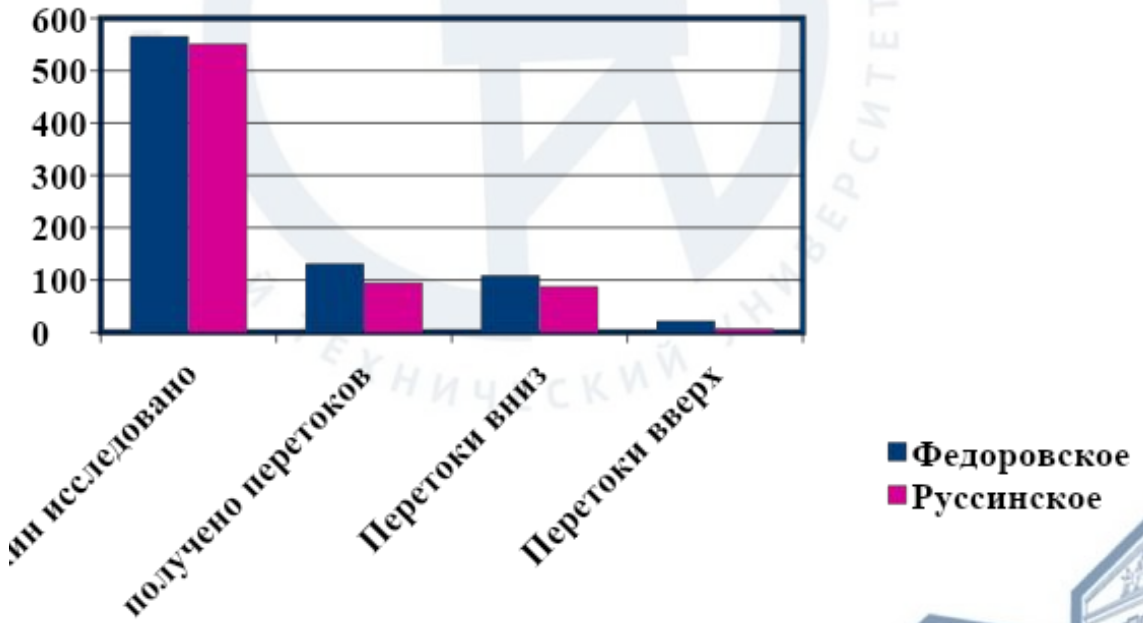


Рисунок 1 – Данные по промысловым исследованиям за 4 года

Методы, над которыми сейчас ведётся активная работа – это шумометрия, активная термометрия при использовании нагревающего элемента, ИННК при закачке нейтронно-контрастной жидкости, методы моделирования.

ИННК при закачке меченой жидкости

В основе выявления с помощью метода ИННК интервалов, поглощающих закачиваемую жидкость, лежит контрастирование закачиваемой жидкости с пластовым флюидом по нейтронно-поглощающим свойствам.

Недостатки метода:

- сложность в подборе количества раствора для закачки меченого раствора;
- требуется специальная подготовка скважины;
- удлинение временных рамок проведения работ;
- воздействие производится на режимах, отличающихся от эксплуатационных;
- высокое давление в пласте-источнике перетока могут служить препятствием для закачки в водоносные пласты меченого вещества;
- ограниченность метода в количестве решаемых задач;
- не заменяет проведение стандартного комплекса ГИС по определению профиля

Математическое моделирование возникновения заколонного перетока в начальный период ожидания затвердевания цемента

Для построения модели скважины потребуется:

- составить план цементирования;
- знать профиль скважины;
- уточнить условия в скважине;
  - значения пластового давления;
  - геостатическая температура на забое и поверхности скважины;
  - давления на устье;
- получить план бурения с информацией о:
  - размерах бурильных труб и долота;
  - глубинах спуска каждой из колонн;
  - глубине установки «стоп-кольца»;
- подобрать оптимальный рецепт ТР;
- оценить литолого-геологическую обстановку цементируемой скважины:
  - интервалы залегания коллекторов и их насыщение;
  - кавернозность.
- оценить геолого-технические данные по скважине:
  - параметров обсадных колонн;
  - параметров бурового и ТР;
  - режимов закачивания жидкостей;

Математическое моделирование поведения флюида при наличии дефектов цементирования

Целью моделирования является определение критериальных перепадов давления и значений кольцевых зазоров, при которых нефть или вода поползёт только вниз относительно перфорационного отверстия или станет подниматься вверх по зазору.

Для этого необходимо:

- смоделировать дефект цементирования, проходящий сквозь перфорационное отверстие (ПО);
- воспроизвести модель при разных значениях переменных величин;
- построить графики зависимостей:
  - $L_y = f(\Delta P_1)$, при $\Delta P_{2,3}$, a – const,

где L_y – статический уровень жидкости в зазоре;

ΔP_1 – перепад давления между давлением в коллекторе и на выходе из ПО;

ΔP_2 – перепад давления между давлением в зазоре сверху и в коллекторе;

ΔP_3 – перепад давления между давлением в зазоре снизу и в коллекторе;

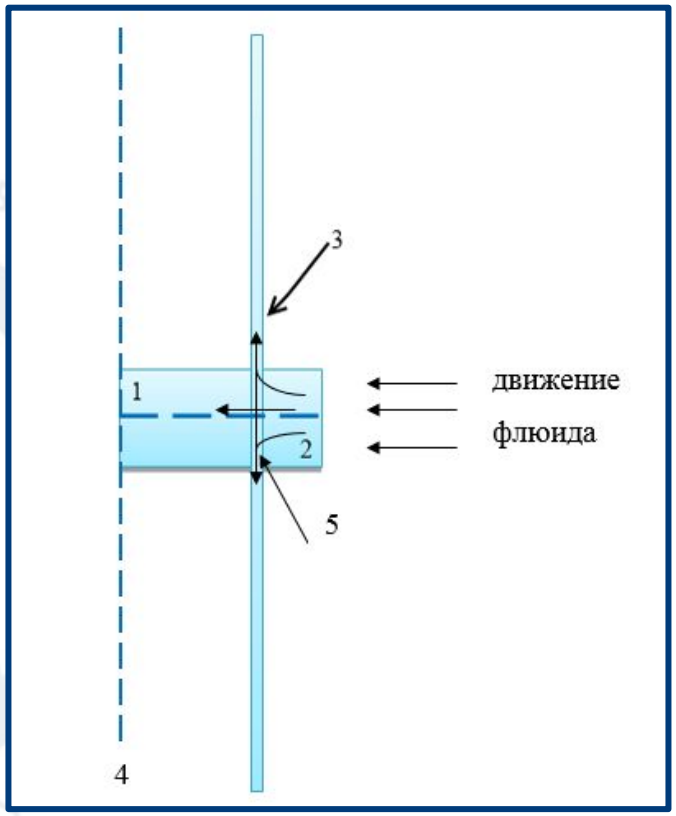
а – величина зазора;

  - $L_{y23} = f(\Delta P_{2,3})$, при ΔP_1, a – const;
  - $L_y = f(a)$, при ΔP_1, $\Delta P_{2,3}$– const;
- определить по графикам точку пересечения статического уровня жидкости в зазоре с точкой, где флюид находится на уровне ПО;

Описание модели

Флюид сначала заходит по перфорационному отверстию (ПО) диаметром 20 – 25 мм из пласта в колонну диаметром 146 мм, далее при определённых перепадах давления начинает заполнять заколонное пространство 500 мм при скорости 2,5 м/с, тем самым образуя заколонные перетоки, или уходит в колонну.

В модели используется двухфазная среда: вода и газ. Движение жидкости ламинарное и осуществляется под влиянием гравитации. Моделирование происходит в 2D режиме.



1– часть колонны; 2 – перфорационное отверстие; 3 – дефект цементного кольца; 4 – ось симметрии скважины; 5 – граница колонна – перфорационное отверстие;

Рисунок 2 – Схематическая модель цементного кольца

Таблица 1 – Исходные данные

Параметры	Значения параметров
Скорость потока из коллектора в ПО, U, м/с	2,5
Время расчёта, tt, с	0,01
Ширина кольцевого зазора, a, м,	0,001 – 0,005
Длина зазора вверх, L_{up}, м	0,5
Длина зазора вниз, L_{dn}, м	0,5
Диаметр перфорационного отверстия, D_{po}, м	0,2
Диаметр бурового инструмента, D_{bi}, м	0,216
Внутренний диаметр обсадной колонны, D_{ok_vn}, м	0,13
Углубление ПОв коллектор, h_k, м	0,2
Толщина стенки обсадной колонны, b_{ok}, м	0,008
Наружный диаметр обсадной колонны, D_{oknr}, м	0,146
Радиальное расстояние до зазора, Ra, м	0,108
	4650 – 4800, 92 – 98
	92 – 98
	92 – 98
Гравитация, Ga, Н	0,2

Методика определения параметров дефектов цементирования

Методика определения параметров дефектов цементирования основана на расчёте объёма фигуры, занятого жидкостью, в зазоре. Расчеты производятся в той же модели, что и ранее.

Сложность подбора количества вещества для закачки меченой жидкости в скважину

Одним из главных недостатков ИННК при закачке меченой жидкости для выявления заколонной циркуляции является сложность подбора количества меченой жидкости с учётом особенностей скважины, а также затруднительная оценка поглощающих свойств различных растворов с учётом концентраций.

Для решения данной задачи в дипломной работе разработан калькулятор, который позволяет устранить некоторые недостатки ИННК.

Калькулятор захвата макроскопического сечения представляет из себя файл Excel, где заранее введены формулы, необходимо менять лишь входные данные для получения результата.

Таблица 2 – Калькулятор расчёта сечения захвата

Данные:	Gd_2O_3	$Gd(NO3)_3 \cdot 6H_2O$	$Na_2B_4O_7 \cdot 10H_2O$
Число атомов поглотителеля в молекуле, n	2	1	4
Сечение захвата атома поглотителя, S, c.u.	49000	49000	750
Молярная масса вещества-поглотителя, M, г/моль	362	515,5	381,4
Атомная масса элемента-поглотителя, m, кг	157,3	157,3	10,8
Концентрация раствора, C, г/л	0,1	0,2	15
Сечение захвата раствора, $\Sigma_{р\text{-}ра,}$ c.u.	38,78	33,79	95,15
Концентрация элемента поглотителя, c, г/л	0,087	0,061	1,699
Коэффициент пористости $К_{пэфф}$, доли ед.	0,17	0,25	0,05
Коэффициент пористости скелета, $К_{пск}$, доли ед. (расчёт)	0,83	0,75	0,95
Минерализация воды, $\eta_в$,г/л	20	20	20
Сечение воды, $\Sigma_в$, c.u.(расчёт)	29	29	29
Сечение скелета, $\Sigma_{с\text{-}та}$, c.u.	24	22,9	32
Сечение раствора, $\Sigma_{р\text{-}ра}$, c.u. (расчёт)	38,78	33,79	95,15
Сечение породы, $\Sigma_п$, c.u. (расчёт)	24,85	24,43	31,85
Сечение породы при закачке, $\Sigma_{п.з\text{-}ка}$, c.u. (расчёт)	26,51	25,62	35,16
Аномальность, A, % (расчёт)	6,69	4,9	10,38

Ограниченность метода в количестве решаемых задач

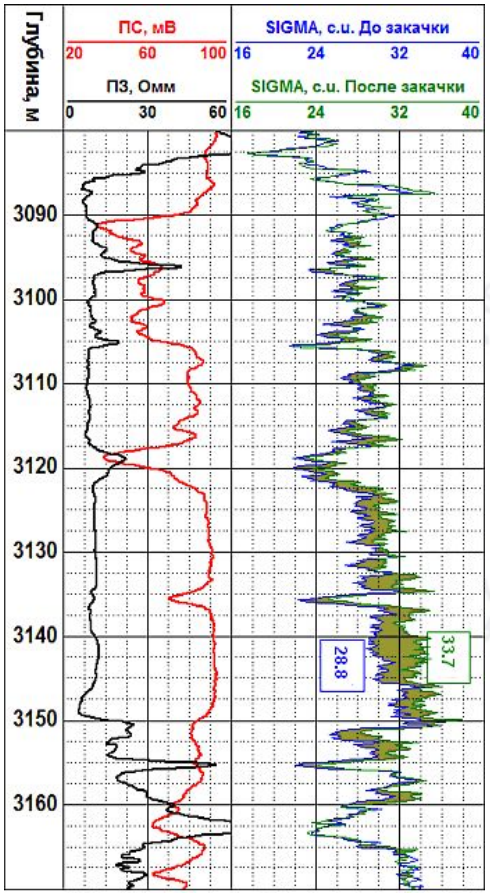


Рисунок 4 – Показания ИННК при закачке *NaCl*

Таблица 4 – Калькулятор расчёта сечения захвата породы для раствора *NaCl*

Данные	NaCl
Число атомов поглотителя в молекуле, n	1
Сечение захвата атома поглотителя, S, c.u.	33
Молярная масса вещества-поглотителя, M, г/моль	58,40
Атомная масса элемента-поглотителя, m, кг	35,50
Концентрация раствора, C, г/л	220,00
Сечение захвата раствора, $\Sigma_{р\text{-}ра}$, c.u.	99,08
Концентрация элемента поглотителя, c, г/л	133
Коэффициент пористости Кпэфф, доли ед.	0,07
Коэффициент пористости скелета, $К_{пск}$, доли ед. (расчёт)	0,93
Минерализация воды, $\eta_в$, г/л	20,00
Сечение воды, $\Sigma_в$, c.u.(расчёт)	29,00
Сечение скелета, $\Sigma_{с\text{-}та}$, c.u.	28,8
Сечение раствора, $\Sigma_{р\text{-}ра}$, c.u. (расчёт)	99,08
Сечение породы, $\Sigma_п$, c.u. (расчёт)	28,81
Сечение породы при закачке, $\Sigma_{п.з\text{-}ка}$, c.u. (расчёт)	33,72
Аномальность, A, % (расчёт)	17,02

Допустим, дефект связан с вертикальным каналом в цементном камне, или линейной зоной разуплотнения породы стенки скважины вдоль связанной с гидравлическим разрывом пласта. В этом случае 7% в объёме измерения ИННК составит канал раскрытостью 30 – 35 мм.

$\Sigma_{с\text{-}та}$ **– 28,8 с.u.**

$К_{пск}$ **– 0,93 доли ед.**

$К_{Пэфф}$ **– 0,07 доли ед.**

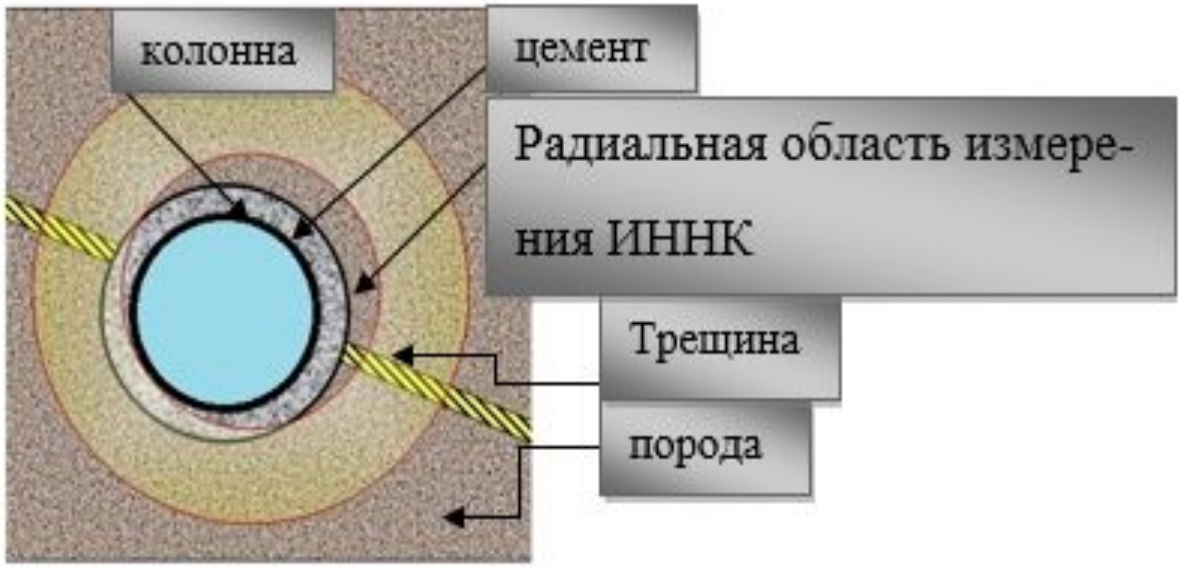


Рисунок 5 – Модель скважины

Дополнительное количество спусков скважинных приборов с целью контроля движения пачки нейтронно-поглощающего раствора

Внедрение комплексного скважинного прибора позволит полностью исключить раздельное использование приборов импульсно-нейтронного каротажа с приборами промыслово-геофизических исследований.

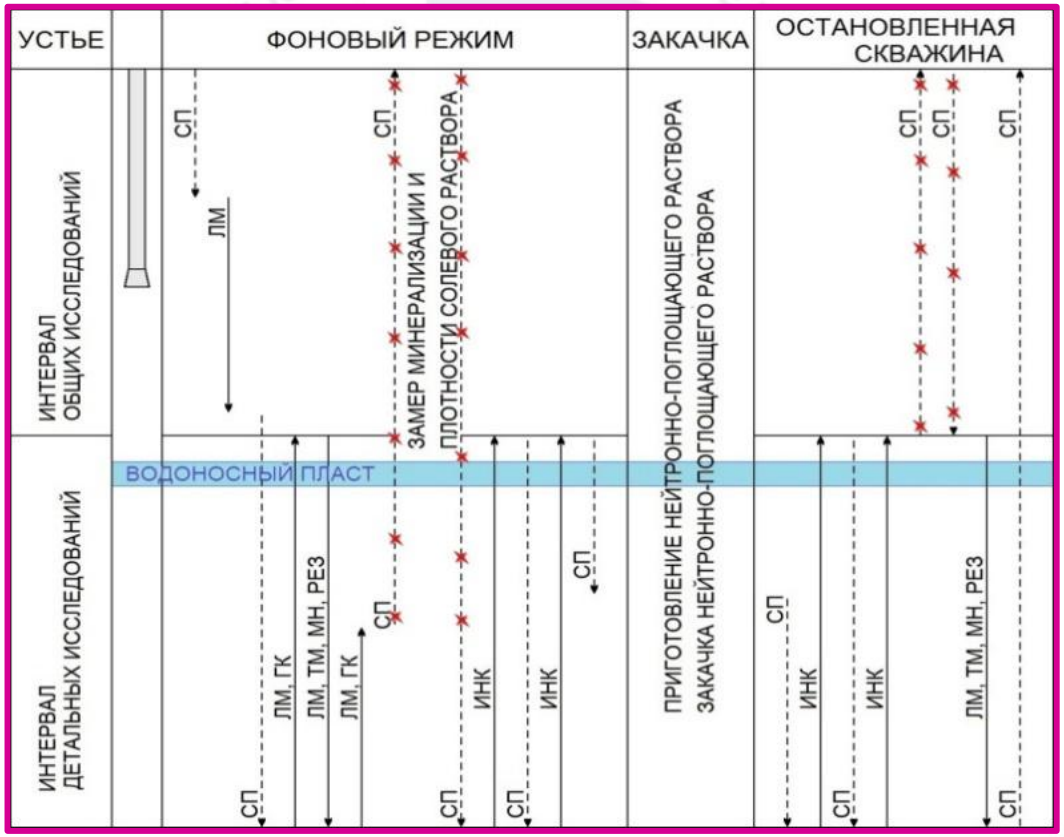


Рисунок 6 – Технологическая схема для определения заколонных перетоков методом закачки нейтронно-контрастных растворов

Оптимизация импульсного нейтрон-нейтронного каротажа при его совмещении с активационным каротажем

Реализация в приборе трёх походов – замеров термометрии с замерами состава, применения методики ИННК с закачкой меченой жидкости и использование данных активационного каротажа даёт возможность их комплексировать в зависимости от особенностей каждой конкретной скважины и её эксплуатационных характеристик.

Преимущества комплекса:

- не требуется дополнительная подготовка скважины;
- нет необходимости в спуске лифта насосно-компрессорной трубы;
- не нужна промывка скважины на пресный раствор.

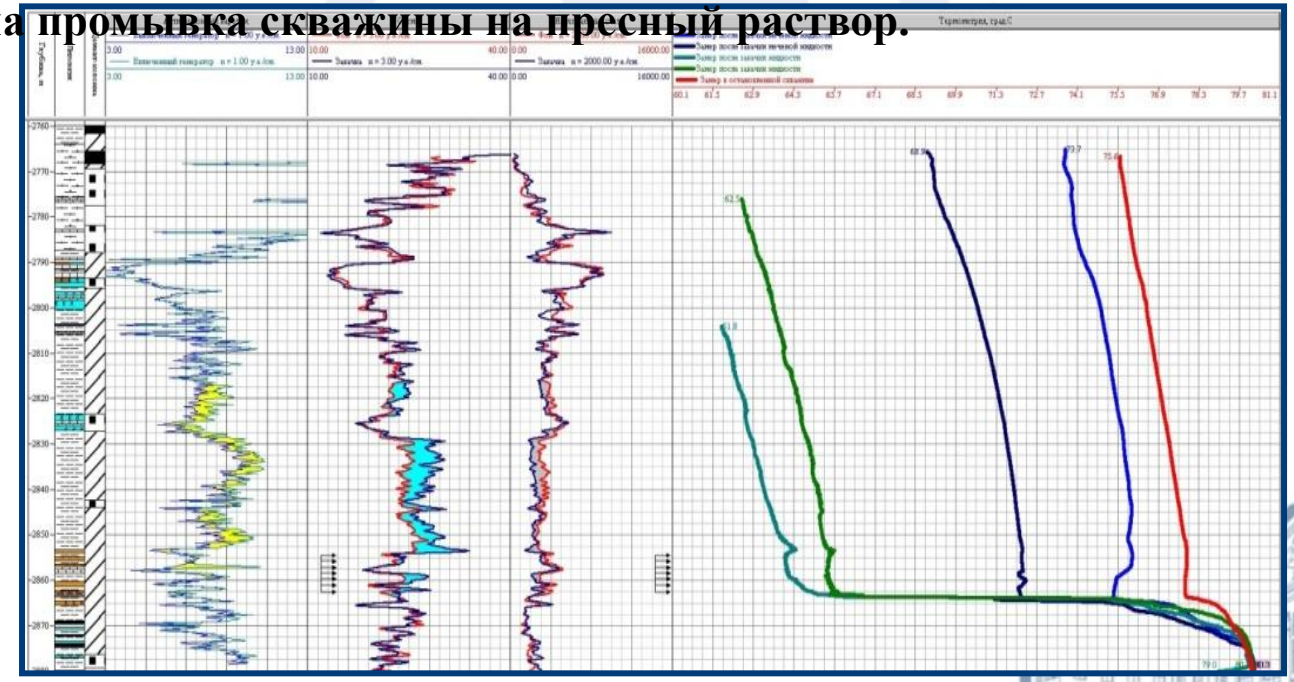


Рисунок 7 – Результаты интерпретации по определению перетоков

Расчёт критериального значения перепада давления между давлением в коллекторе и на выходе из перфорационного отверстия

Для расчёта давления ΔP_1, необходимо построить графическим образом зависимость $L_y = f(\Delta P_1)$, при $\Delta P_{2,3}$, a – const.

Таблица 5 – Исходные данные для $L_y = f(\Delta P_1)$

Параметры	Значения параметров					
	98	97	96	95	94	92
	96					
	96					
Площадь заполненного пространства, $S*10^{-4}$, м^2	6,6	8,8	10,6	11,6	12	12,6
	3,35	3,12	2,86	2,8	2,4	2

С увеличением перепада давления между давлением в коллекторе и на выходе из перфорационного отверстия, статический уровень жидкости в зазоре увеличивается как вниз, так и вверх, а площадь заполнения колонны уменьшается. Это связано с тем, что при высоких перепадах давления создаётся сопротивление движению жидкости, и в результате флюид не может прорваться через созданное препятствие, и он потечёт по направлению наименьшего сопротивления, то есть в колонну.

Для нахождения критериального значения давления построен график, показывающий зависимость *Ly=f(ΔP1)*, а также прямая *Ly=0,02*, соответствующая значению статического уровня перфорационного отверстия, пересекаемого дефектом цементирования.

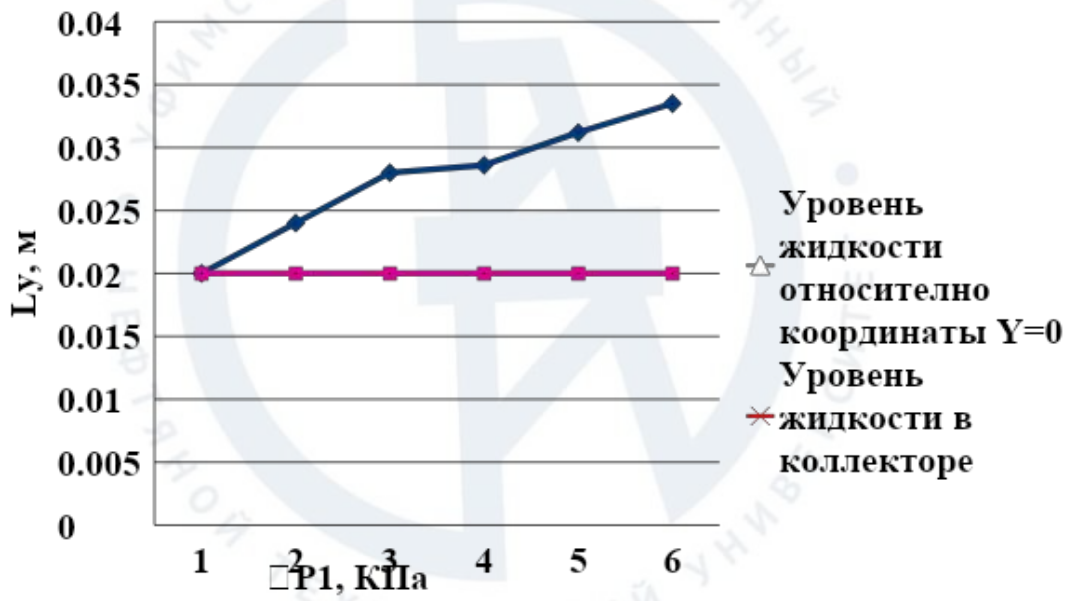


Рисунок 8 – График зависимости $L_y = f(\Delta P_1)$

Критериальным значением *ΔP1* является число, равное 92 КПа, при котором происходит пересечение кривых *Ly=f(ΔP1)* и *Ly=0,02*.

Уменьшение статического уровня жидкости в зазоре сопровождается увеличением площади течения жидкости по колонне.

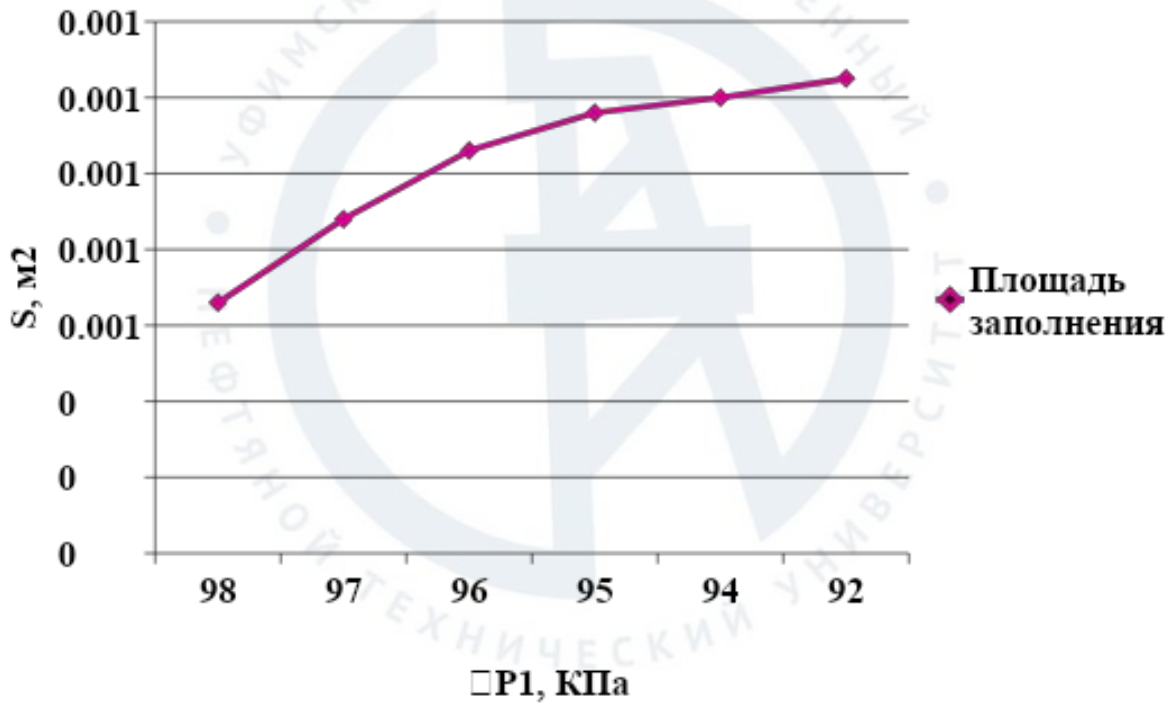
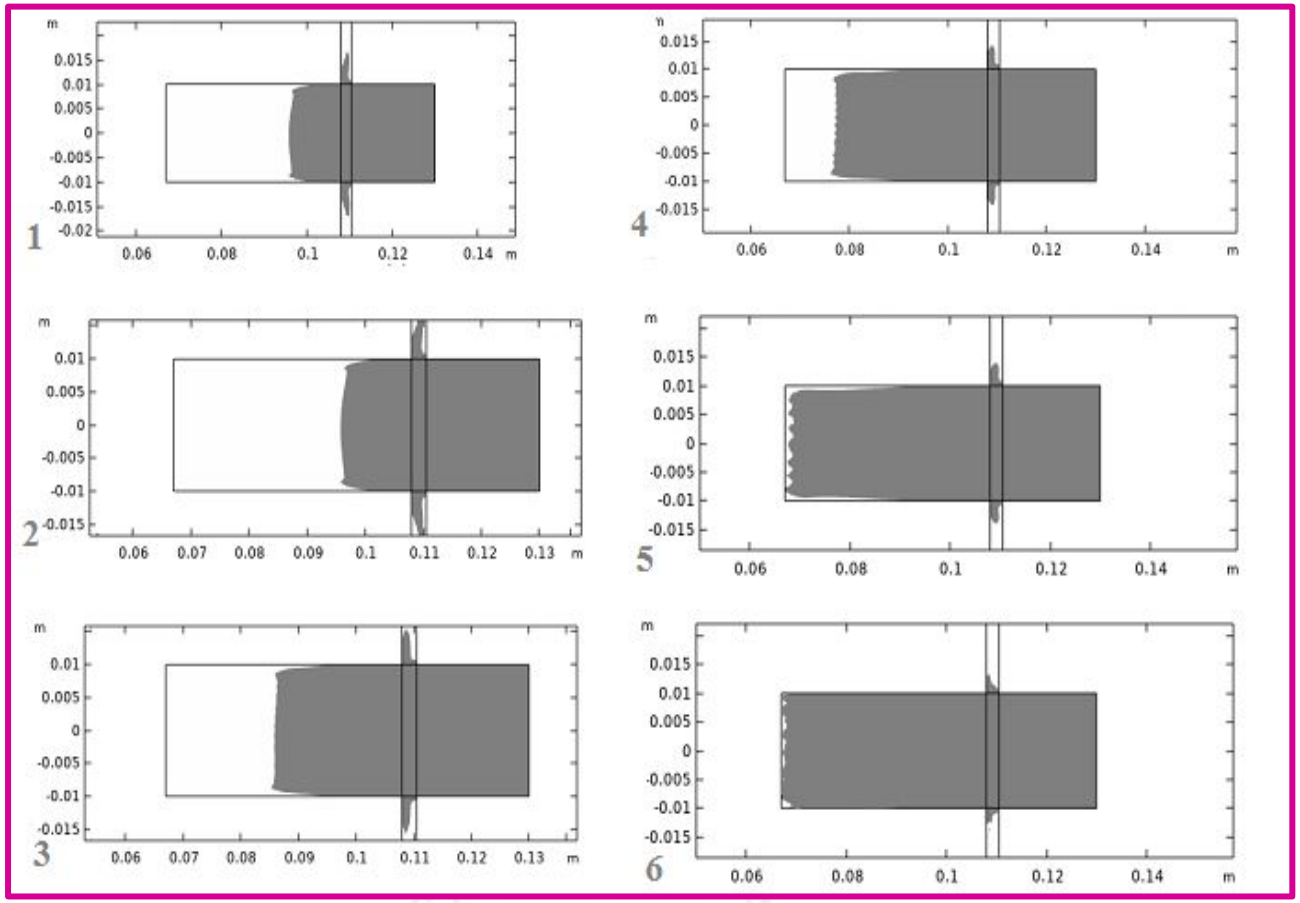


Рисунок 9 – Изменение площади распространения флюида по колонне



$1 - L_y = f(92)$; $2 - L_y = f(94)$; $3 - L_y = f(95)$; $4 - L_y = f(96)$;

$5 - L_y = f(97)$;$6 - L_y = f(98)$.

Рисунок 10 – Распространения жидкости при разных значениях ΔP_1

Таблица 6 – Результаты моделирования для $L_y=f(\Delta P_1)$ при низких значениях

Параметры	Значения параметров							
	4650	4670	4700	4710	4750	4770	4790	4800
	4900							
	5000							
	2	2	2,2	2,4	2,8	3	3,8	4,6

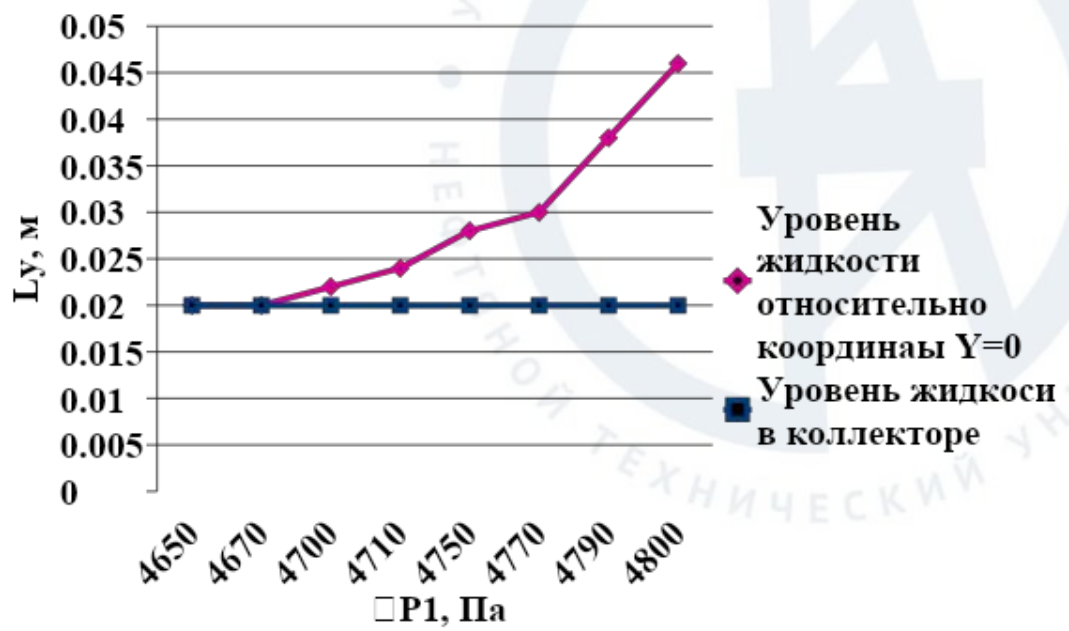


Рисунок 11 – График зависимостей $L_y = f(\Delta P_1)$ и $L_{y3} = 0,02$ для низких значений перепадов давления

$\Delta P1 \approx 93,9\%$

$$\delta_{92} = \frac{92000*100\%}{98000} = 93,8\%;$$

$$\delta_{4695} = \frac{4695*100\%}{5000} = 93,9\%.$$

Расчёт критериального значения перепада давления между зазором и коллектором

Расчёт ведётся при тех же исходных данных, что и ранее, но в данном случае меняются значения $\Delta P2$, $\Delta P3$, при $\Delta P1$, a – const.

Цель расчёта – найти значения $\Delta P2$, $\Delta P3$, при которых флюид потечёт только вверх или вниз.

Для расчёта критериальных значений давлений $\Delta P2,3$, необходимо построить графическим образом зависимости $Ly2=f(\Delta P2)$, при $\Delta P1,3$, a – const и $Ly3=f(\Delta P3)$, при $\Delta P1,2$, a – const.

Таблица 7 – Результаты моделирования для $L_{y2} = f(\Delta P_2)$ и $L_{y3} = f(96)$

Параметры	Значения параметров				
	98				
	96				
	90	92	94	96	98
	4,2	2,72	2,1	1,68	1,1
	1	1,48	1,62	1,66	1,7

При увеличении значений *ΔP3*, статический уровень жидкости для верхнего зазора увеличивается, и при значении *ΔP3=96,02* КПа происходит пересечение кривых, что означает, что при этом значении уровни жидкости *Ly2* и *Ly3* равны.

Пересечение кривых происходит не при значении *ΔP2=ΔP3* из-за того, что при движении жидкости вниз оказывает влияние ещё действие гравитации, создавая силу притяжения флюида вниз.

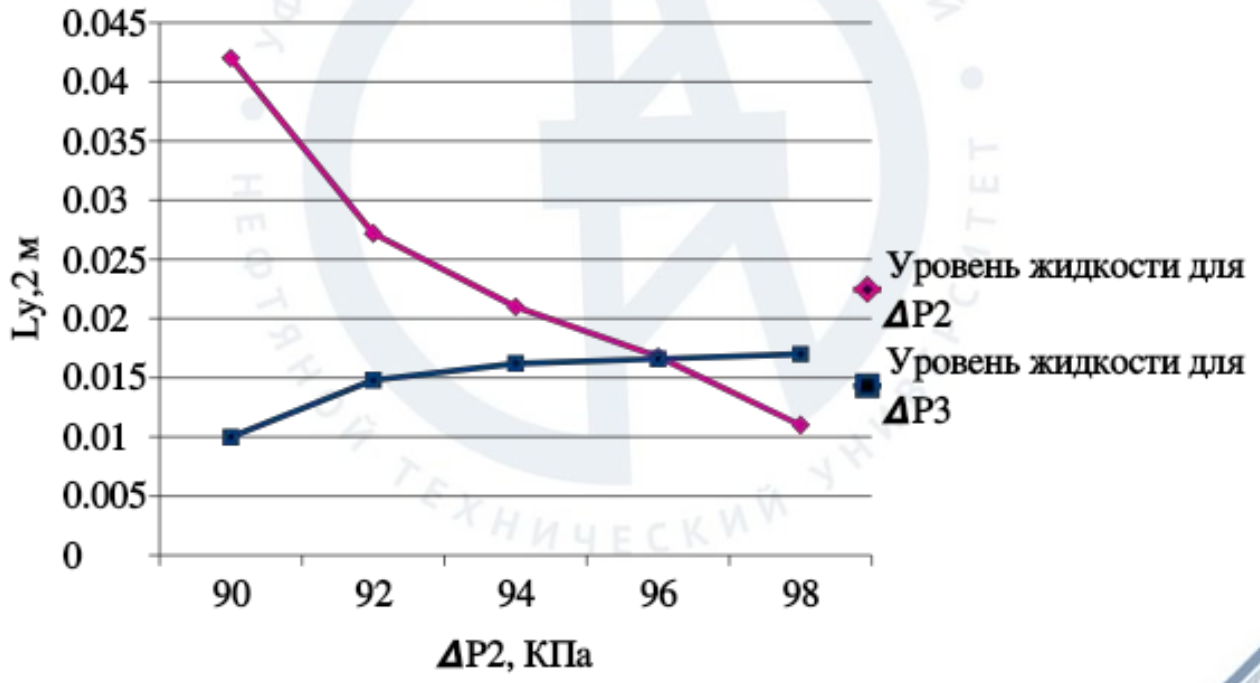
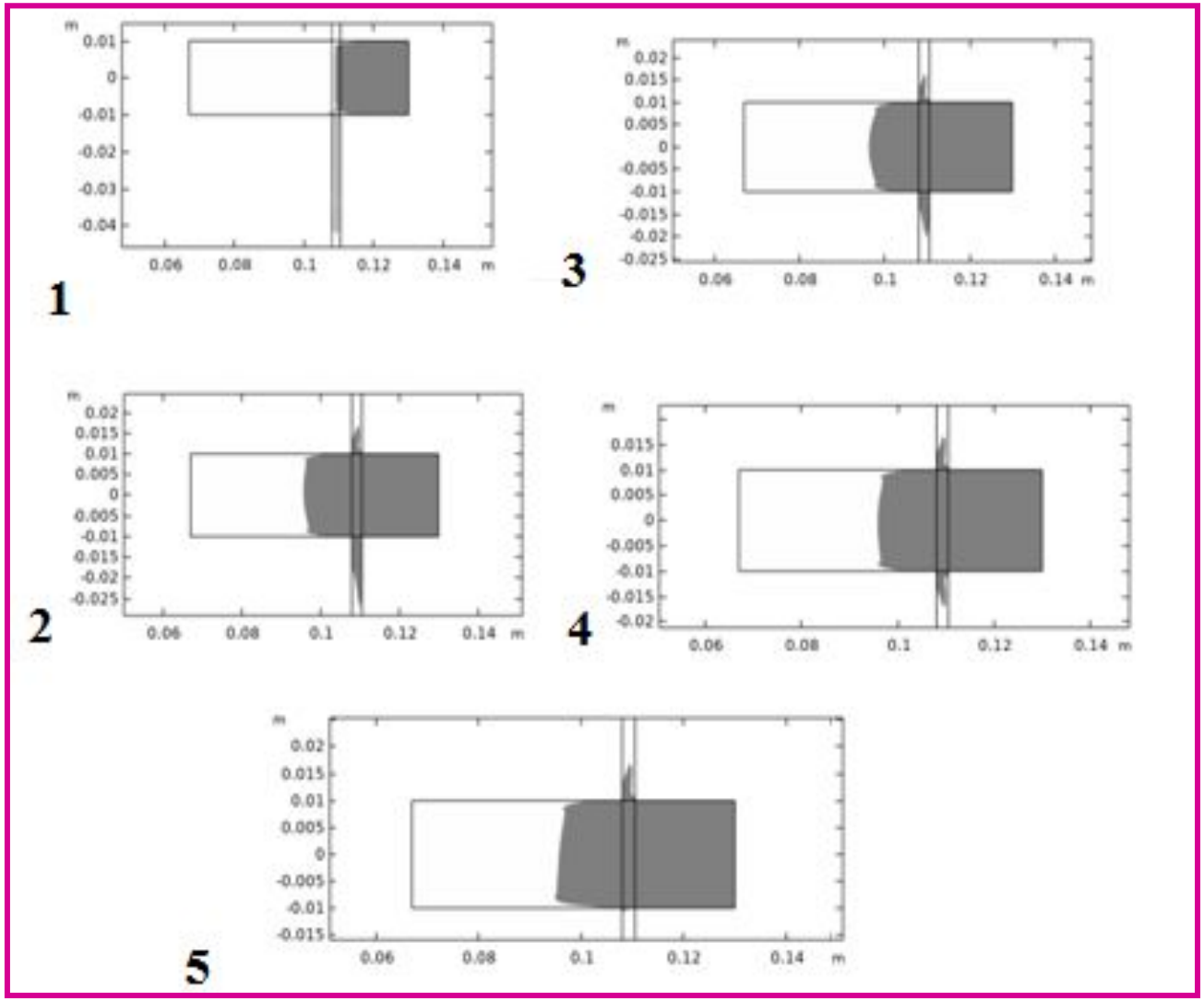


Рисунок 12 – График зависимостей $L_{y2} = f(\Delta P_2)$ и $L_{y3} = f(96)$



$1 - L_{y2} = f(90)$; $2 - L_{y2} = f(92)$; $3 - L_{y2} = f(94)$; $4 - L_{y2} = f(96)$; $5 - L_{y2} = f(98)$.

Рисунок 13 – Распространение флюида по колонне при разных значения ΔP_2

При разнице значений перепадов давлений между верхней частью дефекта цементирования и нижней, движение статического уровня жидкости будет направлено в сторону большего давления. А точка пересечения кривых $L_{y2} = f(\Delta P_2)$ и $L_{y3} = f(\Delta P_3)$ будет являться критериальной точкой давления, при котором статический уровень жидкости будет равным.

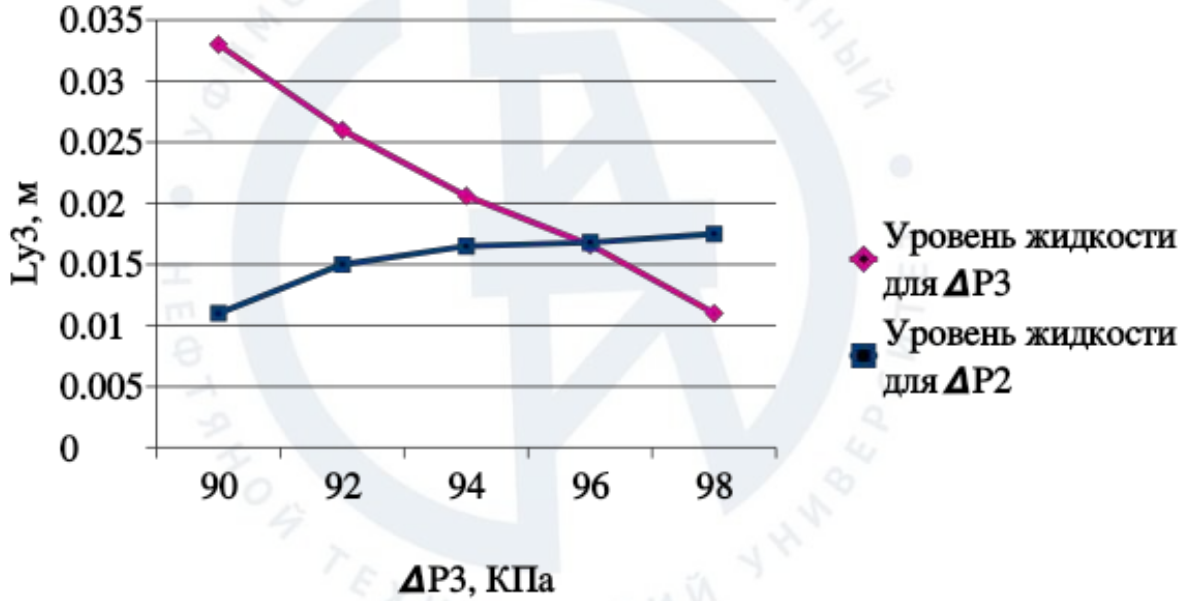


Рисунок 14 – Графики зависимостей $L_{y3} = f(\Delta P_3)$ и $L_{y2} = f(96)$

Критериальными значениями для ΔP_2 и ΔP_3, при которых жидкость потечёт по дефекту цементирования, являются значения ниже перепада давления между коллектором и на выходе из перфорационного отверстия.

Влияние ширины зазора на статический уровень жидкости

Значения *Ly* зависят от ширины дефекта, и при увеличении *a*, статический уровень жидкости также увеличивается. Для узких каналов соответствует низкое значение *Ly*, что связано с тем, что при уменьшении ширины зазора снижается пропуская способность дефекта. И как следствие, заполняется на меньшую высоту, тогда как площадь заполняемости по колонне увеличивается.

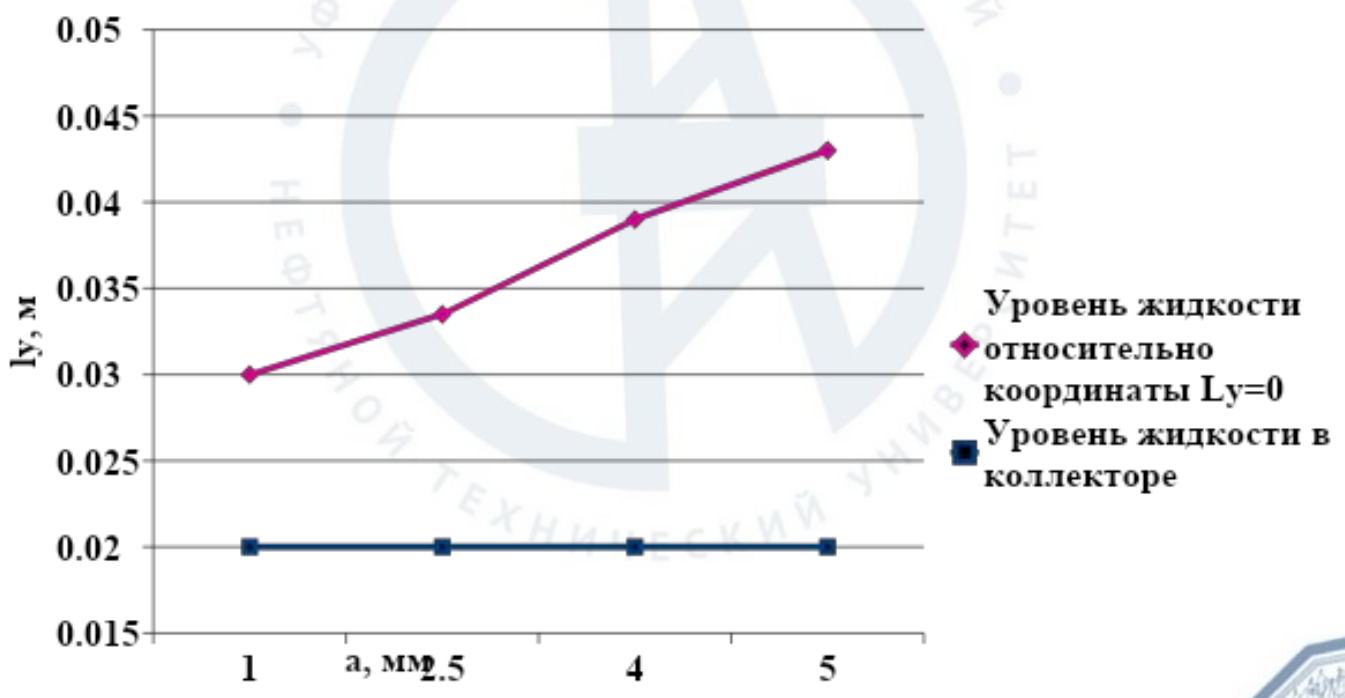


Рисунок 15 – Графики зависимостей $L_y = f(a)$ и $L_y = 0,02$

Определение параметров дефектов цементирования

Методика определения параметров дефекта цементирования заключается в подсчёте эффективной площади сечения, используя численную модель, полученную расчётным путём, меняя перепады давлений между зазором и коллектором, коллектором и на выходе из перфорационного отверстия, расхода жидкости.

Расход жидкости вычисляется по формуле:

$$Q = v * S,$$

где Q – расход жидкости, м^3/с;

υ – скорость движения жидкости, м/с;

S – площадь сечения, м^2.

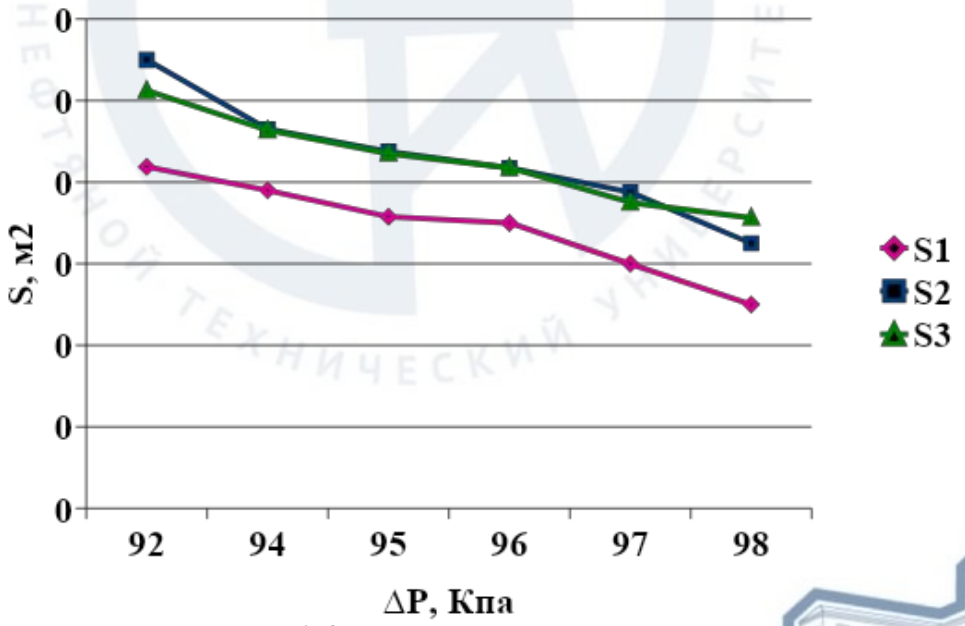


Рисунок 16 – Графики зависимостей

Таблица 7 – Результаты моделирования

Параметры	Значения параметров					
Скорость потока из коллектора в ПО, U, м/с	2,5					
Ширина кольцевого зазора, $a*10^{-2}$, м	0,25					
	92	94	95	96	97	98
Статический уровень жидкости, $Ly1*10^{-2}$, м	3,35	3,12	2,86	2,8	2,4	2
Статический уровень жидкости, $Ly2*10^{-2}$, м	4,4	3,72	3,5	3,34	3,1	2,6
Статический уровень жидкости, $Ly3*10^{-2}$, м	4,1	3	3,48	3,4	3	2,85
Эффективная площадь сечения, $S1*10^{-4}$, $м^2$	0,84	0,78	0,72	0,7	0,6	0,5
Эффективная площадь сечения, $S2*10^{-4}$, $м^2$	1,1	0,93	0,88	0,84	0,78	0,65
Эффективная площадь сечения, $S3*10^{-4}$, $м^2$	1,03	0,93	0,87	0,84	0,75	0,71
Расход жидкости, $Q1*10^{-4}$, $м^3/с$	2,09	1,95	1,79	1,75	1,5	1,25
Расход жидкости, $Q2*10^{-4}$, $м^3/с$	2,75	2,33	2,19	2,09	1,94	1,63
Расход жидкости, $Q3*10^{-4}$, $м^3/с$	2,56	2,32	2,18	2,09	1,88	1,78

Расход жидкости зависит от скорости потока. В модели использовалась скорость флюида, равная 2,5. Исходя из таблицы, можно предположить, что при увеличении скорости – увеличивается расход, соответственно и площадь сечения, что говорит об увеличении ширины раскрытия дефекта или уровня жидкости в зазоре.

Заключение

В ходе дипломной работы решены следующие задачи:

- **проведён анализ современных методов определения источников заколонных перетоков (ЗП) и локаций стоков, из которого следует, что современными методами локаций являются шумометрия, термометрия, ИННК при закачке меченой жидкости, ТМ и шумометрия в комплексе, методы моделирования; так же установлено, что заколонные перетоки определяются в 22% и 16% соответственно от общего числа скважин;**

- **разработаны методы по устранению недостатков ИННК в виде: создания калькулятора, который упрощает процесс закачки меченой жидкости; совмещения ИННК с методами состава и активационным каротажем; применения ИННК для решения задач при строительстве скважин;**

- **представлены результаты математического моделирования дефектов цементирования в скважине при их возникновении в начальный период ожидания затвердевания цемента, что помогает спрогнозировать вероятность появления заколонных перетоков, моделирование гидродинамики дефекта в виде зазора между цементным кольцом и горной породой позволяет прогнозировать площади сечений дефектов цементирования по перепадам давлений в граничных элементах дефектов цементирования;**

- **разработана методика по определению параметров дефекта цементирования по каротажным данным.**

Спасибо за внимание!

Каналы возникают

Во время ожидания затвердевания цемента

- нарушение эксцентриситета колонны;
- изменение течения цементного раствора;
- неправильный подбор плотности раствора;
- разрушение цементного камня;
- изменение геометрии областей размыва;
- преждевременное загустевание цемента;
- чрезмерная водоотдача;
- некачественная водоизоляция;

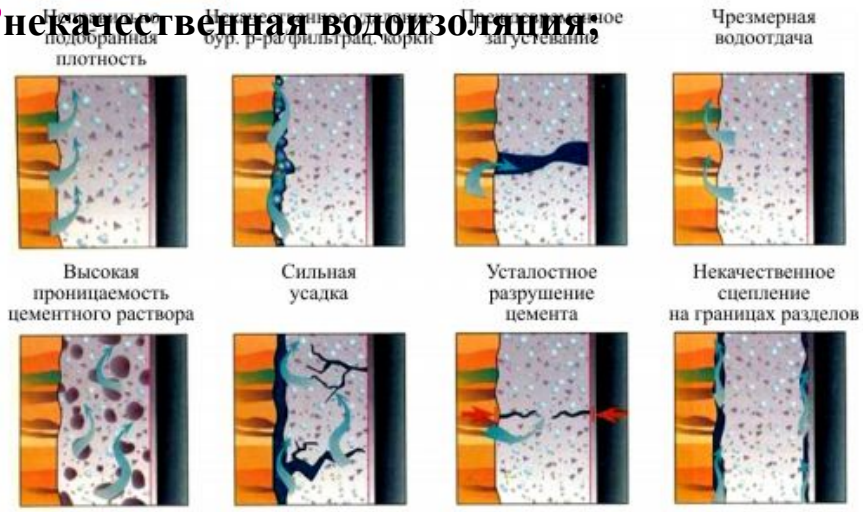
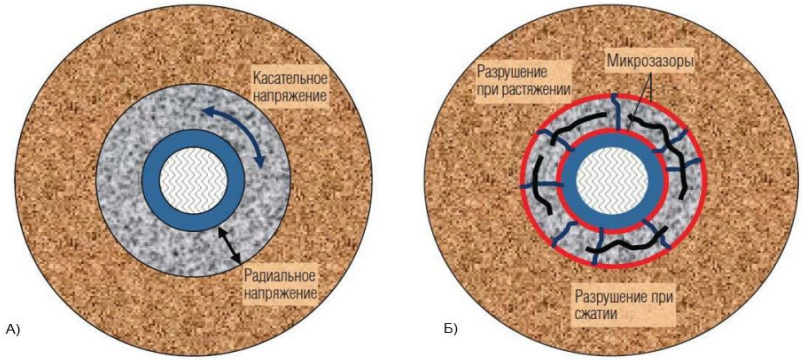


Рисунок 1 - Причины образования каналов в колонне во время ОЗЦ

После ожидания затвердевания цемента

- изменение режима нагружения скважины
- испытание обсадных колонн на герметичность избыточным давлением;
- перфорация обсадных колонн;
- удары долота и бурильных труб о стенки обсадной колонны;
- воздействие тектонических напряжений.



А – изменение касательных и радиальных напряжений;
Б – образование микрозазоров.

Рисунок 2 – Образование трещин и микрозазоров

Известные методы локации заколонных перетоков

Определение положения заколонного перетока состоит в установлении источника и локации места стока ЗП.

Методы определения ЗКЦ не всегда дают эффективный результат. Так как у них есть ряд преимуществ и недостатков. Каждый из них можно усовершенствовать и постараться избавиться от ограничений, но в дипломной работе уделено внимание лишь на некоторых из них.

Методика определения параметров дефектов цементирования

Методика определения параметров дефектов цементирования основана на расчёте объёма фигуры, занятого жидкостью, в зазоре. Расчеты производятся в той же модели, что и ранее.

Методика заключается в:

- **определении объёма жидкости в кольцевом зазоре;**
- **определении расчётного расхода жидкости в зазоре;**
- **калибровке спектрального скважинного шумомера на метрологическом оборудовании с дефектами цементирования в виде кольцевых зазоров разной величины в заколонном пространстве и разной скорости перемещения жидкостей в зазоре по интегральному уровню шума и его спектральному составу;**
- **определении уровня шумов, возникающих в скважине при перемещении жидкостей по каротажным диаграммам термоакустического метода (ТАМ);**
- **определении расхода и скорости перемещения жидкости в дефекте по градуированным характеристикам интегральному уровню шума и его спектральному составу по каротажным диаграммам ТАМ;**
- **определении диаграммы направленности угла раскрытия дефекта и его длины по каротажным диаграммам ТАМ;**
- **определении эффективной площади дефекта по расходу и скорости перемещения жидкости в дефекте;**
- **определении площади и ширины дефекта по эффективной площади дефекта, его длине**

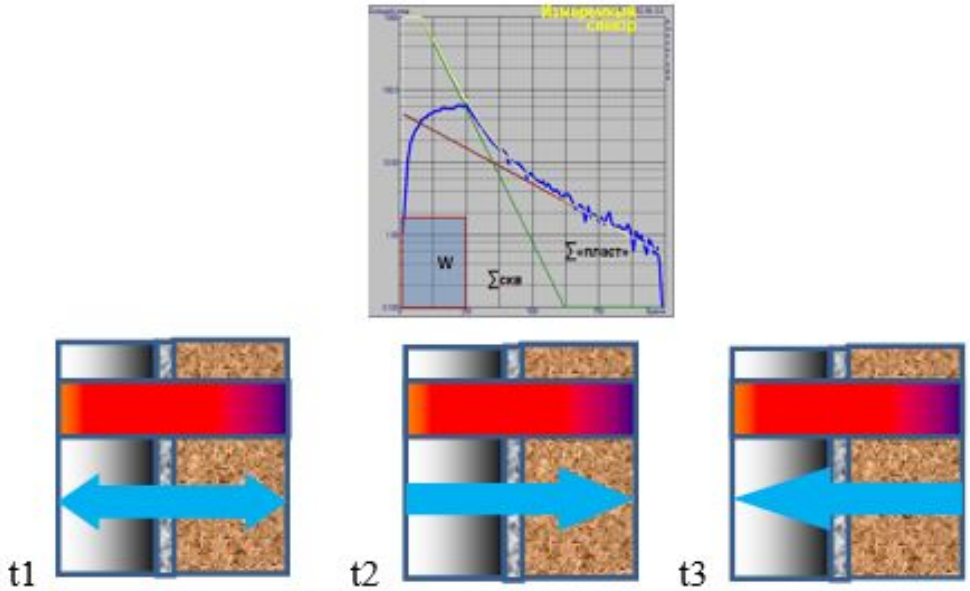


Рисунок 5 – Зарегистрированный временной спектр тепловых нейтронов

Из анализа временного распределения тепловых нейтронов при ИННК следует:

- **на показания ИННК слабо влияет конструкция скважины и остатки в скважине нейтроно-поглощающего раствора**
- **метод эффективен при наличии дефектов, расположенных в радиусе физической глубинности метода 40 – 50 см от стенки скважины, то есть, в области дефектов, лежащих вне эффективности термометрии.**

Для визуальной оценки работы калькулятора были рассчитаны зависимости сечения захвата раствора от концентрации растворов и аномальности от концентрации растворов (рисунок 6).

При увеличении концентрации раствора сечение захвата раствора увеличивается, причём, для раствора $CaCl_2$ это увеличение более существенно, как и его коэффициент аномальности выше (рисунок 5).

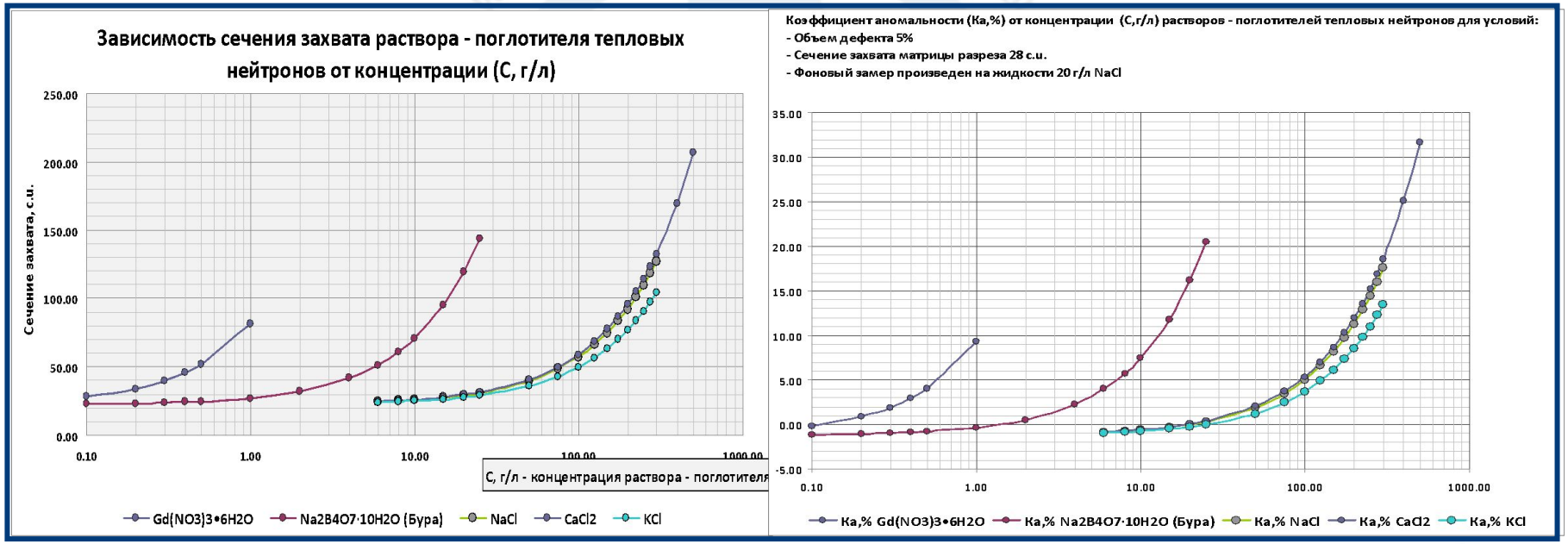


Рисунок 5 - Графики зависимостей сечения раствора-поглотителя и аномальности от концентрации растворов

Провели серию последовательных замеров ИННК в баке с водой, и после добавления раствора гадолиния $Gd(NO_3)_3*6H_2O$, концентрацией 0,26 г/л.

По результатам обработки $\Sigma_в$ = 23,2 с.u., $\Sigma_{GD(NO3)3*6H2O}$ = 37,1 с.u.

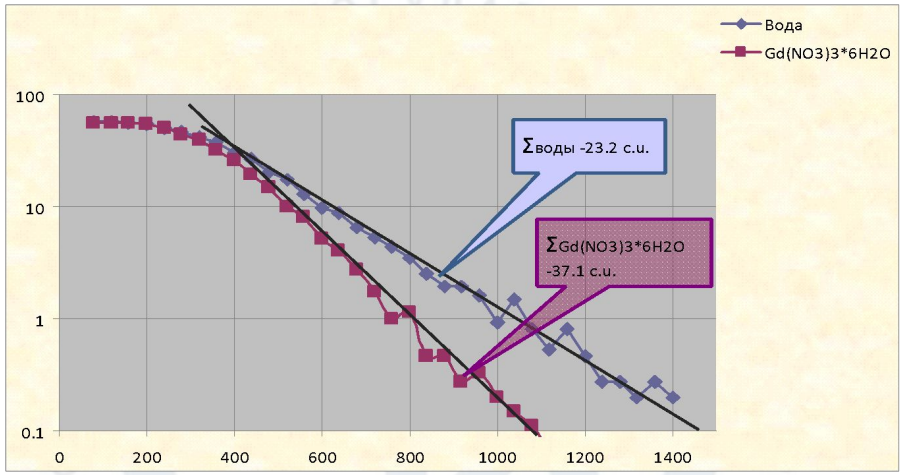


Рисунок 7 – Измеренные временные спектры тепловых нейтронов

Таблица 3 – Рассчитанные значения параметров для раствора $Gd(NO_3)_3•6H_2O$

Данные:	$Gd(NO_3)_3•6H_2O$
Число атомов поглотителя в молекуле, n	1
Сечение захвата атома поглотителя, S, с.u.	49000
Молярная масса вещества-поглотителя, M, г/моль	515,50
Атомная масса элемента-поглотителя, m, кг	157,30
Концентрация раствора, C, г/л	0,26
Сечение захвата раствора, $\Sigma_{р-ра,}$ с.u.	37,47
Концентрация элемента поглотителя, c, г/л	0,080

Для представления калькулятора необходимо рассчитать макроскопическое сечение раствора. Значение макроскопического сечения Σ_a для водного раствора реагента содержащего n атомов в одном моле вещества (на примере *NaCl*):

$$\Sigma = 22 + 0,35 * C,$$

$$\Sigma_{р\text{-}ра} = 22 + 0,62M * \Sigma * C * n,$$

где n – количество атомов поглотителя в одном моле вещества;

Σ – макроскопическое сечение захвата поглотителя, c.u.;

M – молярная масса *NaCl*..

C – концентрация раствора, %.

Для того чтобы найти концентрацию элемента поглотителя необходимо:

$$c = m * \frac{n}{M} * C,$$

где m – атомная масса элемента-поглотителя, кг.

Учитывая, что $К_{пск} = 1 - К_{пэфф}$,

где $К_{пск}$ – коэффициент пористости скелета породы, доли ед.;

$К_{пэфф}$ – коэффициент эффективной пористости, доли ед.

$$\Sigma_в = 22 + 0,35 * \eta_в,$$

где $\Sigma_в$ – макроскопическое сечение воды, c.u.;

$\eta_в$ – минерализация воды, г/л.

Находим сечение породы:

$$\Sigma_{п-ды} = k_{пск} * \Sigma_{с-та} + k_{пэфф} * \Sigma_в,$$

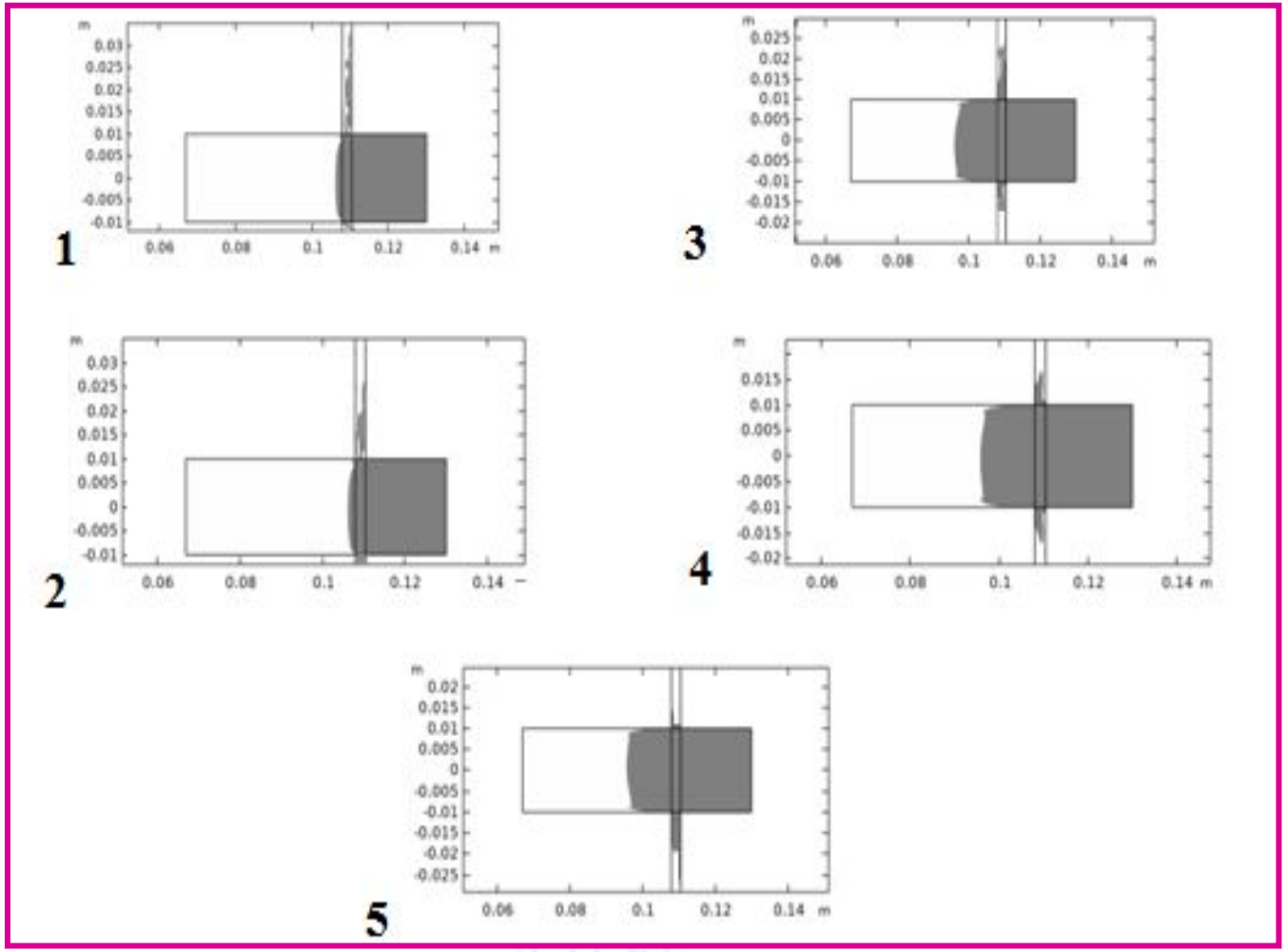
где $\Sigma_{с-та}$ – макроскопическое сечение скелета, c.u.

При этом сечение породы при закачке будет равно:

$$\Sigma_{п.з-ка} = k_{пск} * \Sigma_{р-ра} + k_{пэфф} * \Sigma_в.$$

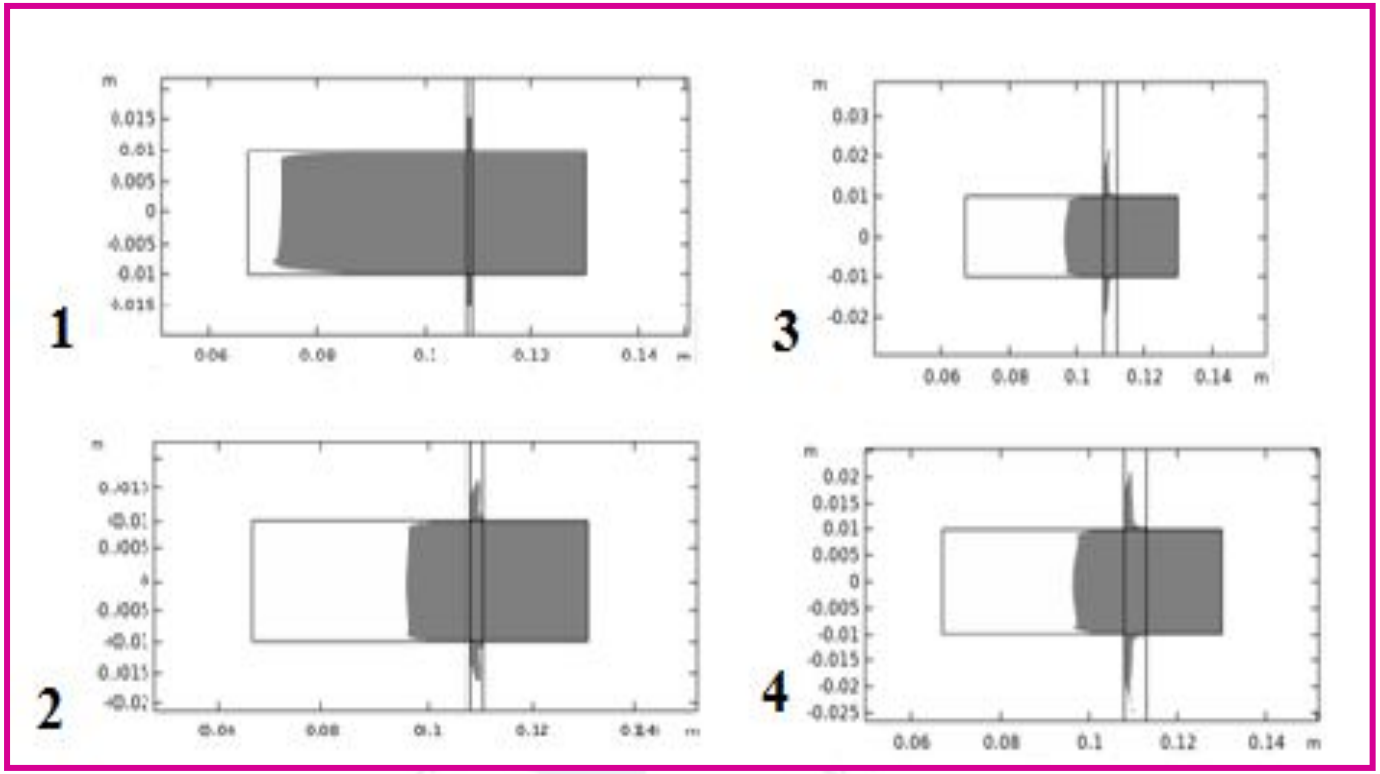
Учитывая выражения выше, находим аномальность, выраженную в процентах:

$$А = \frac{\Sigma_{п.з-ка} - \Sigma_{п-ды}}{\Sigma_{п-ды}} * 100.$$



$1 - L_{y3} = f(90)$; $2 - L_{y3} = f(92)$; $3 - L_{y3} = f(94)$; $4 - L_{y3} = f(96)$; $5 - L_{y3} = f(98)$.

Рисунок 22 – Распространение флюида по колонне при разных значениях ΔP_3



$1 - L_y = f(1)$; $2 - L_y = f(2,5)$; $3 - L_y = f(4)$; $4 - L_y = f(5)$.

Рисунок 23 – Распространение флюида по колонне при разных значения