В сумматоре создан полный набор вариаций, в нашем случае, это 3\*104 штук, вызванных из генераторов случайных чисел (с учетом GCos и вероятностей насыщения газ/оторочка с газовой шапкой). Всего пластов у нас 10: уНП6, уНП7-1, уНП8, уНП8-1, уНП9, фНП7-1, фНП8-1, фНП11, фНП11-2, фНП12.

* На дереве решений в отдельную ветку отведен вариант, где не сыграли все GCos, т.е. нет насыщения УВ.
* В случае наличия хотя бы одного пласта с УВ-насыщением – это уже другая ветка. В этой, другой, ветке присутствует разделение: реализация (из 3\*104 штук), где все УВ-насыщенные пласты, присутствующие на Южном острове (это 5 пластов: уНП8, уНП8-1, фНП11, фНП11-2, фНП12.), чисто газовые – одна ветка, назовем ее условно, A; где хотя бы один пласт имеет нефтяную оторочку – ветка B.

Simple. Gas case (ветка A). Выбор реализаций

* В рамках ветки выбираются (управленческое решение) реализации с 4-мя пластами: уНП8, уНП8-1, фНП11, фНП11-2. В рамках общей статистики ветки участвуют все варианты: 1, 2, 3, 4 и 5 пластов.
* Обращается внимание на столбцы: НИЗ газа, плотность запасов пластов уНП8, уНП8-1, фНП11, фНП11-2.

Что касается НИЗ газа, коэффициенты охвата дренированием выбраны следующие (бурение только с острова Юг): уНП8 – 0.8, уНП8-1 – 0.8, фНП11 – 0.5, фНП11-2 – 0.5, фНП12 – 0.6.

* Были выбраны профили персентилей P10 и P50:

Для варианта P50: квантиль НИЗ газа в районе P50, квантили плотностей запасов по порядку убывания запасов преимущественно в районе 0.5 (по порядку убывания запасов: фНП11 и фНП11-2 – квантиль плотности запасов = 0.45; для уНП8-1 = 0.46; для уНП8 = 0.78), эффективность проходки = 0.76, Кпр ~ P50 (23.8 мД для фондоформы, 24.9 мД для ундаформы) – реализация 735.

Для варианта P10: квантиль НИЗ газа в районе P10, квантили плотностей запасов по порядку убывания запасов преимущественно в районе 0.2 (по порядку убывания запасов: фНП11 – квантиль плотности запасов = 0.21; для фНП11-2 = 0.18; для уНП8-1 = 0.25; для уНП8 = 0.23), эффективность проходки = 0.81, Кпр ~ P30 (29.5 мД для фондоформы, 36.6 мД для ундаформы) – реализация 13529.

(P10 Кпр: 41 мД для фондоформы, 60 мД для ундаформы.)

Расчет профилей газа осуществлялся для выбранных реализаций геологии в макросе Mbal от В.А. Хилько.

Simple. Oil case (ветка B). Выбор реализаций

* Изначальный подход: южный остров разрабатывается, если на юге есть толщины >10 м в одном из 5 пластов (уНП8, уНП8-1, фНП11, фНП11-2, фНП12). Если на южном острове нет пластов с толщинами больше 10м, то нет разработки на южном острове, нет разработки и на северном и центральном островах. – детальнее не описывается в связи со схожестью в этой части со следующим, нынешним подходом.
* Нынешний подход – со снятием значений ННТ с точек 1ПО и 2Р:

***ОПИСАНИЕ С ПРИМЕРОМ ДЕРЕВА И СЛАЙДОВ ПО KH/MU***

Алгоритм расчета показателей добычи:

Расчет осуществляется методом единичной скважины с фиксированным темпом падения. Для каждого пласта каждой итерации (из 3\*104) осуществляется расчет запускного дебита и профиля добычи.

**Расчет запускного дебита.**

###

**Выбор темпа падения.**

По итогам обсуждения замечания ашуранса ГиР принято решение брать текущий темп падения (средний с пластов НП2-3 и НП4 до начала уплотнения) для реализаций пластов с M-factor > 0.3, для M-factor < 0.3 берем ТП пласта НП5-1а до начала закачки в пласт (M-factor у пласта НП5-1а – 0.3).

**Способ расчета.**

Для каждой реализации определяем максимальный фонд. После этого определяется доля фонда каждого пласта на все 3 острова. С соответствующими долями от площади залежи:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **Доля фонда** | | |
| **Пласт** | **Южный остров** | **Центральный остров** | **Северный остров** |
| уНП6 | 0 | 0.33 | 0.67 |
| уНП7-1 | 0.45 | 0.55 | 0 |
| уНП8 | 0.9 | 0.1 | 0 |
| уНП8-1 | 0.9 | 0.1 | 0 |
| уНП9 | 1 | 0 | 0 |
| фНП7-1 | 0 | 0.3 | 0.7 |
| фНП8-1 | 0 | 0.4 | 0.6 |
| фНП11 | 0.39 | 0.32 | 0.29 |
| фНП11-2 | 0.37 | 0.4 | 0.23 |
| фНП12 | 0.6 | 0.4 | 0 |

Т.о. знаем максимальный фонд для каждого пласта для каждого острова.

В первую очередь бурятся скважины с самым большим запускным дебитом, как только срабатывает одно из 2-х ограничений (предел по свободным местам на залежи (68 га/скв – плотность разработки, взятая с аналогов – Новопортовских НП2-3 и НП4) или КИН = 0.36 (предел из КПРА пластов НП Новопортовского НГКМ)), происходит переключение на след.пласт по рейтингу (на котором есть свободные места для бурения скважин). Скважины располагаются в толщины не менее 10 м.

В след.итерации можно применить оптимизацию определения числа скважин на остров на пласт – брать от геолога площадь зоны >10м ННТ в пределах круга с R = 5000 м по каждому пласту каждого острова.

Расчет профиля газа и жидкости/обводненности осуществляется по характеристикам вытеснения (с учетом запасов нефти, газа и отборов от них).