

С целью учета особенностей обоих алгоритмов была разработана метрика сравнения «MEGA», объединяющая достоинства и нивелирующая недостатки алгоритмов DTW и DFT. «MEGA» может применяться при поиске аналогов, при проектировании новой точки бурения, а также при оценке стартового дебита и темпов падения: из любой ячейки геомодели можно извлечь ПС-каротаж и предсказать параметры пласта. В результате можно прогнозировать различные технологические параметры скважин в рамках выделенных кластеров. Метрика была опробована на реальном месторождении Западной Сибири (Рис. 6).

Таким образом, различные методы цифровизации позволяют значительно повысить эффективность аналитических работ по прогнозированию технологических параметров скважин, а также реализовать аспекты умного месторождения в рамках сектора разведки и добычи.

#### Литература

1. Байназаров Н. Какие IT-профессии востребованы в нефтянке (2019) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rb.ru/longread/oil-career/>
2. Егорова И.В. Перспективы использования технологии больших данных (Big Data) [Текст] / Егорова И.В., Калинин В.А. // Информационные технологии Сибири. ООО "Западно-Сибирский научный центр". – 2016. – с. 126 – 128.
3. Зорина С. Журнал «Сибирская нефть» №177 (декабрь 2020) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/>

### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ЗАКАЧКИ НА ОСНОВЕ SLIMTUBE-МОДЕЛИРОВАНИЯ Бурков Н.А.

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Технология смешивающего вытеснения активно применяется в США, где показывает эффективность снижения остаточной нефтенасыщенности вплоть до 5% и роста коэффициента извлечения нефти до 70% [2].

Исследование по закачке газа начинается с уравнения состояния. Оно позволяет оценивать различные газы и влияние состава нефти, и различных режимов давления на процесс извлечения нефти с закачкой газа в пласт.

После получения уравнения состояния для определенного пласта, оно может быть использовано для оценки минимального смешивающегося давления для газа определенного состава, закачиваемого в этот пласт. Если уравнение состояния было откалибровано с соответствующими составами при пластовом давлении и температуре для условий близких к условиям смешиваемости, это даст точные расчеты смешиваемости [1].

Затем выполняется Slimtube-моделирование для различных составов газов на одномерной модели с размерностью 100 ячеек, чтобы определить оптимальный рабочий агент закачки для каждого пласта. В существующих условиях существует два газовых потока, которые могут быть смешаны для достижения желаемого состава смешивающегося агента. Жирный газ, который будет использоваться во всех случаях, обозначен как «растворитель» в таблице, с содержанием метана 47 %. Поскольку он жирнее, чем требуется для смешиваемости, его можно разбавить более сухим газовым потоком. Более лучшим вариантом может быть получение более обогащенного сухого газа для смешивания с растворителем [3].

Таблица

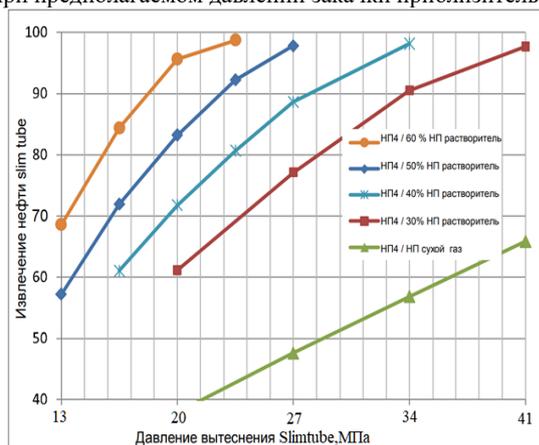
Состав газа, молярной доли

Компонент	Сепарированный конденсат	Газ для закачки (сухой газ)	Растворитель (жирный газ)	Смешивание в объемном соотношении 40:60	Смешивание в объемном соотношении 50:50	Смешивание в объемном соотношении 60:40
CO <sub>2</sub>	0	0,0068	0,0102	0,00884	0,008500	0,00816
Гелий	0	0,0001	0	0,00004	0,000050	0,00006
Азот	0	0,0061	0,0009	0,00298	0,003500	0,00402
Метан	0	0,9357	0,4715	0,65718	0,703600	0,75002
Этан	0	0,0388	0,1429	0,10126	0,090850	0,08044
Пропан	0,000522	0,0106	0,1978	0,12292	0,104200	0,08548
i-бутан	0,025791	0,0013	0,0789	0,04786	0,040100	0,03234
n-бутан	0,028488	0,0006	0,0665	0,04014	0,033550	0,02696
i-пентан	0,090983	0	0,0164	0,00984	0,008200	0,00656
n-пентан	0,028901	0	0,0074	0,00444	0,003700	0,00296
n-гексан	0,162715	0	0,0037	0,00222	0,001850	0,00148
n-гептан	0,446304	0	0,0029	0,00174	0,001450	0,00116
n-октана	0,179837	0	0,0008	0,00048	0,000400	0,00032
n-нонан	0,029224	0	0	0	0	0
n-декан	0,005846	0	0	0	0	0
n-C <sub>11</sub>	0,001017	0	0	0	0	0
n-C <sub>12</sub>	0,00037	0	0	0	0	0

## СЕКЦИЯ 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

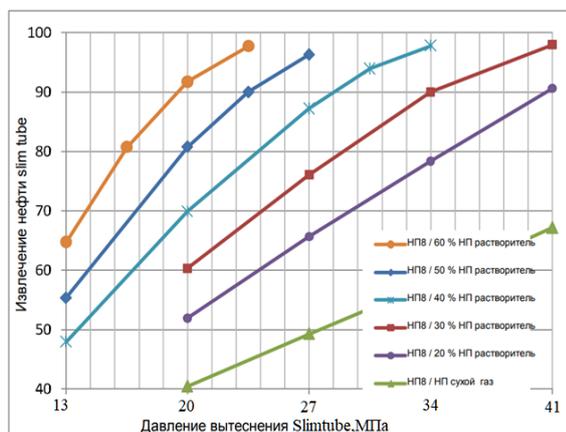
Компонент	Сепарированный конденсат	Газ для закачки (сухой газ)	Растворитель (жирный газ)	Смешивание в объемном соотношении 40:60	Смешивание в объемном соотношении 50:50	Смешивание в объемном соотношении 60:40
H <sub>2</sub> O	0	0	0,0001	0,000050	0,000050	0,000050
Итого	1	1	1	1	1	1

Slimtube-моделирование было выполнено для различных составов газов, чтобы определить подходящий рабочий закачиваемый агент для пласта НП4 Новопортовского месторождения (Рис.1). Минимальное давление смешиваемости очень чувствительно реагирует на содержание C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>+ в закачиваемом газе. Похоже, что требуемый рабочий агент для закачки в пласт НП4 содержит метан в количестве приблизительно 65 %. Это гарантирует, что растворитель будет смешиваться при предполагаемом давлении закачки приблизительно 24 МПа.



**Рис. 1 Slimtube-моделирование для пласта НП4**

Slimtube-моделирование было выполнено и для пласта НП8 Новопортовского месторождения (Рис.2). Минимальное давление смешиваемости также чувствительно реагирует на содержание C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>+ в закачиваемом газе. Похоже, что требуемый рабочий агент для закачки в пласт НП8 содержит метан в количестве приблизительно 65 %. Это гарантирует, что растворитель будет смешиваться при предполагаемом давлении закачки приблизительно 24 МПа.



**Рис. 2 Slimtube-моделирование для пласта НП8**

### Литература

1. Закачка жирного газа с целью увеличения нефтеотдачи / М.В. Вершинина, Н.Г. Главнов, А.В. Пенигин, Д.О. Прокофьев // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019. – № 2(12). – С. 25 – 29.
2. Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст]: учеб. пособие / О. А. Морозюк, Л. М. Рузин– Ухта: УГТУ – 2014. – 127 с.
3. Полищук А.М. Использование слиммоделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть 1. Методология эксперимента / А.М. Полищук, В.Н. Хлебников // Нефтепромышленное дело. – 2014. – №. 5. – С. 19 – 24.