

## АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ РАСТВОРЕННОГО В НЕФТИ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Майлат Я. А. (инженер 2 кат.<sup>1</sup>, аспирант кафедры «НГР и ГПА»<sup>2</sup>)

<sup>1</sup> БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

<sup>2</sup> Гомельский государственный технический университет им. П.О. Сухого, Республика Беларусь

**Актуальность.** Для месторождений летучих нефтей с высоким газосодержанием и давлением насыщения одной из ключевых проблем является снижение коэффициентов продуктивности добывающих скважин. Основными причинами данного процесса являются деформационные процессы, происходящие в породе-коллекторе и снижение относительной фазовой проницаемости при дегазировании нефти в пласте и образовании свободной газовой шапки [1].

**Цель работы:** оценка изменения коэффициента продуктивности скважин с учетом выделения газа в призабойной зоне скважин и воспроизведения динамики работы скважин на одном из месторождений Западной Сибири.

**Анализ полученных результатов.** На рассматриваемом объекте Западной Сибири при эксплуатации залежи в раннем периоде разработки наблюдается сильное снижение дебитов жидкости за 2-3 года работы скважин при нулевой обводненности и неизменной депрессии. При этом, забойное давление в периоде работы скважин сохранялось на крайне низком уровне, что может косвенно говорить о снижении продуктивности работающих скважин в результате выделения попутного газа в призабойную зону пласта. Так как пластовое давление в периоде разработки не опускалось ниже давления насыщения (рисунок 1, а), первая реализация модели была произведена в двухфазной системе. Однако, при фактической эксплуатации месторождения, за последний период работы (2023-2025 гг.) наблюдался рост газового фактора действующих скважин с 218 м<sup>3</sup>/т до 372 м<sup>3</sup>/т (рисунок 1, б). Двухфазная модель пластового флюида не позволяет учесть рост газового фактора скважин при работе залежи на упруго-водонапорном режиме, что объясняет необходимость перехода к трехфазной системе фильтрации.

Согласно экспериментам по определению формы кривых ОФП в системе «нефть-газ», проводимым на месторождениях РФ [2], при достижении значения объемного газосодержания в 10%, эффективная проницаемость нефти снижается от 2 до 4 раз, при значении 40-60% фильтрация жидкости в пласте уже прекращается. Формы кривых и значения критической нефтенасыщенности могут зависеть от композиционного состава пластового флюида, проницаемости пласта и его литологической неоднородности (наличие каверн и трещин в пласте).

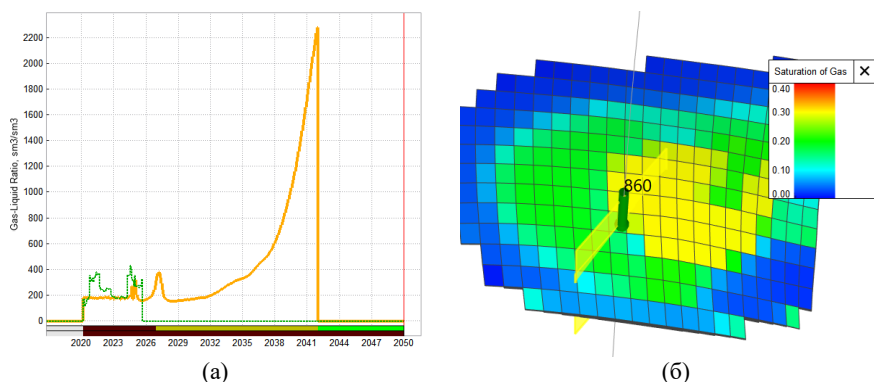


Рисунок 1 – Динамика изменения газового фактора (а) и распределение объемного газосодержания (б) в зоне отработки скважины на конец расчета базового варианта

По причине отсутствия собственных исследований в качестве исходной формы были использованы кривые ОФП месторождений-аналогов одновозрастных отложений. После проведения настройки ОФП для адаптации гидродинамической модели получилось добиться динамики роста газового фактора при прогнозном расчете модели, воспроизведения фактических забойных давлений в работающих скважинах без использования дополнительных модификаций. При переходе к трехфазной системе фильтрации также удалось решить проблему оптимистичного прогноза при неучете газовой фазы, КИН на конец базового варианта сократился с 0,267 до 0,227, что согласуется с результатами расчетов сценариев разработки аналитическими методами.

**Закключение.** По результатам настройки кривых ОФП в результате адаптации модели был сделан вывод, что в рассматриваемом объекте при объемном газосодержании в 10% эффективная проницаемость для нефти снижается в 4.6 раз, 20% - в 14.5 раз, при достижении значения в 30% фильтрация жидкости фактически прекращается.

**Благодарность.** Выражаю признательность и благодарность научному руководителю, д. г.-м. н., доценту Порошину Валерию Дмитриевичу за консультацию и помощь при проведении данного исследования.

**Список литературы:**

1. Сонич, В. П. Влияние снижения пластового давления фильтрационно-емкостные свойства пород / В. П. Сонич, Н. А. Черемисин, Ю. Е. Батуриин // Нефтяное хозяйство. – 1997. – №9. – с. 52-57.
2. Саломатин, Е. Н. Определение относительных фазовых проницаемостей и кривых капиллярного давления методом центрифугирования в термобарических условиях / Е. Н. Саломатин, А. С. Филипп, О. Н. Шульга // Тюмень: сетевое научное издание «Нефтяная провинция», 2023 – № 1(33) – с. 1-15.