

АНАЛИЗ КРИТЕРИЕВ, СВЯЗАННЫХ С РОСТОМ ЗНАЧЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.С. Никонова

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из главных проблем разработки месторождений на поздней стадии является превышение промышленного газового фактора над проектным значением. Комплекс исследований по контролю за разработкой месторождений нефти и газа обязательно включают в себя промышленные работы по измерению величины газового фактора. Наличие чрезмерного свободного газа негативно влияет на напорно-расходные характеристики насоса. Вызывая перегрев кабельной линии или образуя твердые отложения в насосе, свободный газ может привести к его отказу. Знать величину газового фактора необходимо для прогнозирования объемов добычи попутного нефтяного газа, на основании чего планируются мероприятия по его рациональному использованию. Таким образом, прогнозирование данного показателя является необходимым условием разработки месторождения. Следовательно, выявление причин роста газового фактора и их анализ становятся одним из основных задач для дальнейшей добычи природного ресурса.

Ключевым фактором роста газового фактора является давление насыщения нефти газом. Снижение давления ниже давления насыщения приводит к разгазированию пластового флюида. Свободный газ накапливается вокруг ствола скважины в призабойной зоне, происходит увеличение газонасыщенности пласта, что приводит к возрастанию относительной фазовой проницаемости. Имея малую плотность, подвижный газ начинает опережать нефть и прорываться к забою добывающей скважины.

Ввод в эксплуатацию систему поддержания пластового давления позволяет решить проблему внутрипластового разгазирования. Но даже при давлениях выше давления насыщения происходит увеличение газового фактора. Многочисленные исследования отметили тенденцию увеличения газового фактора при увеличении обводненности месторождения. Данная связь объясняется тем, что при условиях, существующих в пласте, контакт нагнетаемой воды с нефтью приводит к диффузии легких газовых компонентов нефти, таких как азот, метан, этан и пропан, в воду [1]. В процессе добычи привлечение существенных объемов пластовой воды приводит к значительному увеличению газового фактора по причине увеличения растворенного в воде газа (рис.1). Одновременно с растворением газа в воде происходит другой процесс – изменение свойств нефти (уменьшение остаточного газосодержания и давления насыщения, рост плотности и вязкости). Увеличение плотности и вязкости приводит к снижению подвижности нефти в пласте, что негативно сказывается на добыче такого сырья.

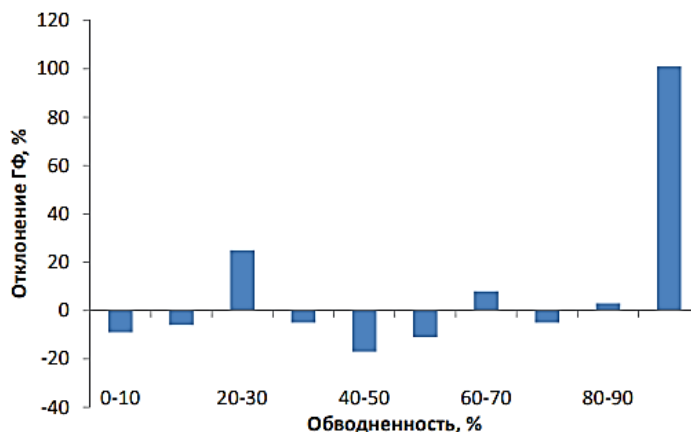


Рис. 1 Отклонение замеренных значений газового фактора от проектных в зависимости от обводненности продукции (по данным выборки из 120 скважин одного из нефтедобывающих предприятий Западной Сибири)

В своей работе В.Г. Михайлова, А.И. Пономарева и А.С. Топольникова [3], основываясь на математическом моделировании растворения газа в попутно добываемой воде, разработали подход способный прогнозировать рост газового фактора от величины обводненности продукции скважины. Модель базируется на равновесии химических потенциалов компонентов в смеси во всех существующих фазах. Исходя из уравнения состояния Соаве-Редлиха-Квонга, дополнительно были введены бинарные эмпирические коэффициенты, уточняющие влияние парного взаимодействия молекул компонентов в жидкой и газовой фазах, для повышения расчетов. Авторы рассмотрели зависимости бинарных коэффициентов от давления и температуры для осуществления наилучшего согласования с экспериментальными данными о растворении легких углеводородов (метана, этана, пропана) в воде. Отмечается, что при увеличении температуры наблюдается монотонное снижение растворимости газов, равно как и при уменьшении давления.

Основываясь на уравнении Сеченова и на коэффициенте активности Debye and Huckel, авторами также получены бинарный коэффициент для расчета растворимости метана в воде с различной концентрацией соли NaCl.

Данный бинарный коэффициент был получен за счет наличия экспериментальных данных из работы Z.Duan, S.Mao по исследованию растворимости метана в минерализованной воде:

$$h_{ms} = -0,42493 \cdot 10^{-4} \cdot W_{NaCl}^2 + 0,049314 \cdot W - 0,27388,$$

где W_{NaCl} – концентрация соли в весовых процентах.

Сравнение замеренных и рассчитанных показателей доказала наличие связи минерализации воды с растворимостью упругих газов. Из зависимостей на рис. 2 следует, что с ростом концентрации соли в воде растворимость метана при заданной температуре падает. Следовательно, увеличение минерализации воды уменьшает растворимость газа в ней.

Последние стадии разработки характеризуются повышенной величиной обводненности (около 80-90 %), которая влияет не только на величину газового фактора, но и на термодинамические условия подготовки нефти. Увеличение объема добываемой жидкости приводит к росту скорости движения потока пластового флюида в скважине и за счет этого происходит снижение времени теплообмена между потоком и стенками скважины, т.е. понижение интенсивности охлаждения добываемого флюида [4]. Одновременно с этим происходит процесс перехода части углеводородов из нефти в газообразное состояние из-за увеличения температуры на объектах подготовки нефти. Рассмотрим Западно-Сибирское месторождение X, где температура потока на 1-й ступени сепарации на дожимной насосной станции с установкой предварительного сброса воды (ДНС УПСВ) возрастает на 1°C при увеличении дебита жидкости на 100 т/сутки (при постоянном значении обводненности) и с ростом обводненности продукции на 7 % при условии, что дебит жидкости остается постоянным.

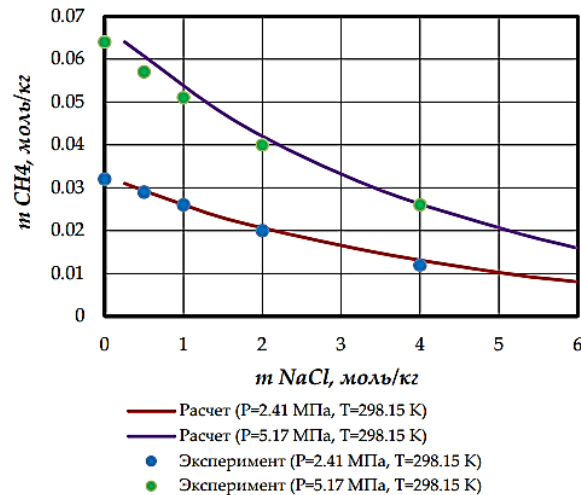


Рис. 2 Сравнение расчетных и замеренных зависимостей растворимости метана от концентрации соли NaCl в воде

Таким образом, для контроля свободного газа надо не только придерживаться забойное давление выше давления насыщения, но и учитывать влияние объемов закачиваемой жидкости, её минерализации и термодинамические условия сепарации нефти. В режиме интенсивного заводнения за счет экстрагирования легких углеводородных газов из нефти в воду происходит рост фактического газового фактора относительно проектного значения.

Литература

1. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / М. К. Баймухаметов [и др.] // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 8. – С. 104–111.
2. Кордик К.Е. Исследование закономерностей изменения газового фактора при эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири: Автореферат. Дис. ... канд.техн.наук. – Тюмень, 2018г. – 123с.
3. Михайлов В.Г. Прогнозирование газового фактора с учётом растворенного в воде газа на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений/ В.Г. Михайлов, А.И. Пономарев, А.С. Топольников // SOCAR Proceedings. – 2017. – №3. – С.41–48.
4. О тенденциях изменения газового фактора в процессе эксплуатации месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / К.Е. Кордик, В.В. Шкандратов, А.Е. Бортников, С.А. Леонтьев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 54–57.