

Евстафеев Евгений Александрович
PhD, преподаватель, Филиал
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Evstafeev Evgeniy Aleksandrovich, Branch
RSU of oil and gas (NRU) named after I.M. Gubkin

Бекбосынова Балауса Казыбековна, студент, Филиал
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Bekbosynova Balausa Kazybekovna, Branch
RSU of oil and gas (NRU) named after I.M. Gubkin

**КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА РАБОТЫ
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ
СЕВЕРНЫЙ МУБАРЕК ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ДАННЫМ
COMPREHENSIVE ASSESSMENT OF THE PERFORMANCE OF GAS-CONDENSATE
WELLS AT THE NORTH MUBAREK FIELD BASED ON OPERATIONAL DATA**

Аннотация. В данной работе проведена комплексная оценка работы эксплуатационных скважин газоконденсатного месторождения Северный Мубарек по данным пассивного мониторинга на основании расчетов параметра $V(t)$, характеризующего эффективность выноса конденсата и являющегося соотношением текущего конденсатогазового фактора и потенциального содержания конденсата в добываемом газе. Анализ динамики дебита газа и выноса конденсата позволил выявить скважины с признаками накопления жидкой фазы и обосновать применение геолого-технических мероприятий для недопущения аварийных ситуаций при их дальнейшей эксплуатации.

Abstract. This study presents a comprehensive assessment of the performance of producing wells at the North Mubarek gas-condensate field based on passive monitoring data using the $V(t)$ parameter, which characterizes condensate carryover efficiency and is defined as the ratio of the current condensate-to-gas ratio to the potential condensate content in the produced gas. Analysis of gas production rates and condensate carryover dynamics made it possible to identify wells showing signs of liquid phase accumulation and to substantiate the application of geological and technical measures aimed at preventing operational complications during further field development.

Ключевые слова: Скважина, конденсатогазовый фактор (КГФ), потенциальное содержание конденсата, призабойная зона пласта, ретроградный конденсат.

Keywords: Well, condensate-to-gas ratio (CGR), potential condensate content, near-wellbore formation zone, retrograde condensate.

В процессе разработки газоконденсатных месторождений одной из наиболее актуальных проблем эксплуатации скважин является снижение степени выноса жидкой углеводородной фазы из призабойной зоны пласта и ствола скважины. В процессе разработки по мере снижения пластового давления происходят фазовые превращения пластовой углеводородной системы, которые влекут за собой накопление конденсата в жидкой фазе в призабойной зоне пласта, что ухудшает фильтрационные условия, снижает продуктивность скважины и может привести к необходимости проведения дополнительных геолого-технических мероприятий [1].

На практике снижение дебита газа часто рассматривается как один из первых признаков ухудшения работы скважины. Однако данный показатель не всегда позволяет однозначно определить причину падения продуктивности. Уменьшение дебита может быть связано не только с накоплением жидкой фазы в призабойной зоне пласта, но и с изменением пластового давления, депрессии на пласт, технического состояния скважины или технологического режима ее эксплуатации. Поэтому для более обоснованной оценки состояния газоконденсатных скважин необходимо рассматривать не только динамику дебита газа, но и



показатели, характеризующие фактический вынос конденсата, одним из которых является конденсатогазовый фактор (КГФ), отражающий количество конденсата, приходящееся на единицу объема добытого газа [2]. Сопоставление фактического конденсатогазового фактора с потенциальным содержанием конденсата с помощью условного параметра $V(t)$ позволяет оценить, насколько полно реализуется вынос жидкой углеводородной фазы в процессе эксплуатации. При этом расчет КГФ осуществляется по формуле:

$$КГФ(t) = \frac{Q_k(t)}{Q_g(t)} \cdot 1000 (1)$$

где $Q_k(t)$ – дебит конденсата в t-й год разработки, т/сут; $Q_g(t)$ – дебит газа в t-й год разработки, тыс. м³/сут.

Параметр $V(t)$, являясь безразмерным, определяется по формуле:

$$V(t) = \frac{КГФ(t)}{П_{C5+}(t)} (2)$$

где КГФ(t) – фактический конденсатогазовый фактор в рассматриваемый период, г/м³; $П_{C5+}(t)$ – потенциальное содержание конденсата, г/м³.

При $V(t) > 1$ фактический вынос конденсата превышает потенциальное содержание, при $V(t) \approx 1$ скважина находится в пограничном состоянии, а при $V(t) < 1$ фактический вынос конденсата становится ниже потенциального. Последний случай может указывать на ухудшение условий выноса жидкой фазы и возможное накопление конденсата в призабойной зоне пласта.

В данной работе выдвигается гипотеза о том, что совместная оценка динамики среднесуточного дебита газа и параметра $V(t)$ позволяет без применения дорогостоящего оборудования и проведения газогидродинамических исследований выделить из эксплуатационного фонда проблемные скважины, эксплуатация которых осложнена накоплением в призабойной зоне ретроградного конденсата с целью применения различных геолого-технических мероприятий, в числе которых продувка или газлифт [3].

В качестве объекта исследования рассмотрены эксплуатационные скважины №50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57 газоконденсатного месторождения Северный Мубарек, введенные в эксплуатацию с 2019 года. Для каждой скважины использовались месячные эксплуатационные данные, включающие дату работы, дебит газа и дебит конденсата. На основе этих данных выполнен расчет параметра $V(t)$ и построены графики, иллюстрирующие динамику дебита газа и данного параметра. Для расчета $V(t)$ текущий КГФ оценивался по формуле (1), тогда как потенциальное содержание конденсата в пластовом газе определялось по изотерме дифференциальной конденсации, представленной на рисунке 1. Пример совместной иллюстрации вышеописанных показателей для эксплуатационной скважины №50 представлен на рисунке 2.

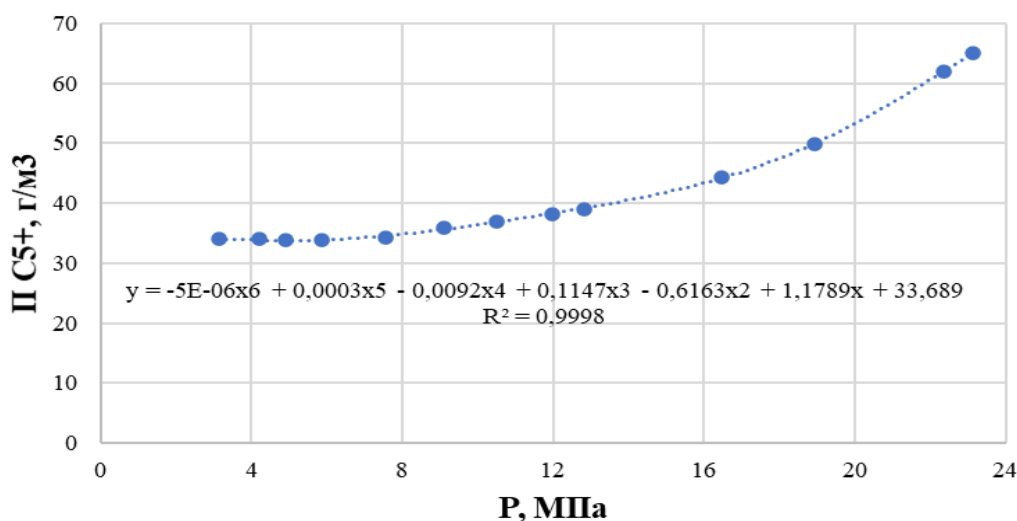


Рис. 1. Изотерма дифференциальной конденсации пластового газа газоконденсатного месторождения Северный Мубарек



Анализ полученных результатов расчетов показал, что скважины №51 и №53 работают в устойчивом режиме и не имеют признаков ухудшения выноса конденсата. В то же время по скважинам №50, 52, 54 и 56 выявлены признаки осложненного режима работы, связанные со падением параметра $V(t)$ ниже единицы и уменьшением дебита газа, что может свидетельствовать о накоплении жидкой фазы в призабойной зоне пласта. Скважины №55 и №57 находятся в пограничном состоянии и требуют дальнейшего наблюдения для своевременного принятия решений о проведении геолого-технических мероприятий.

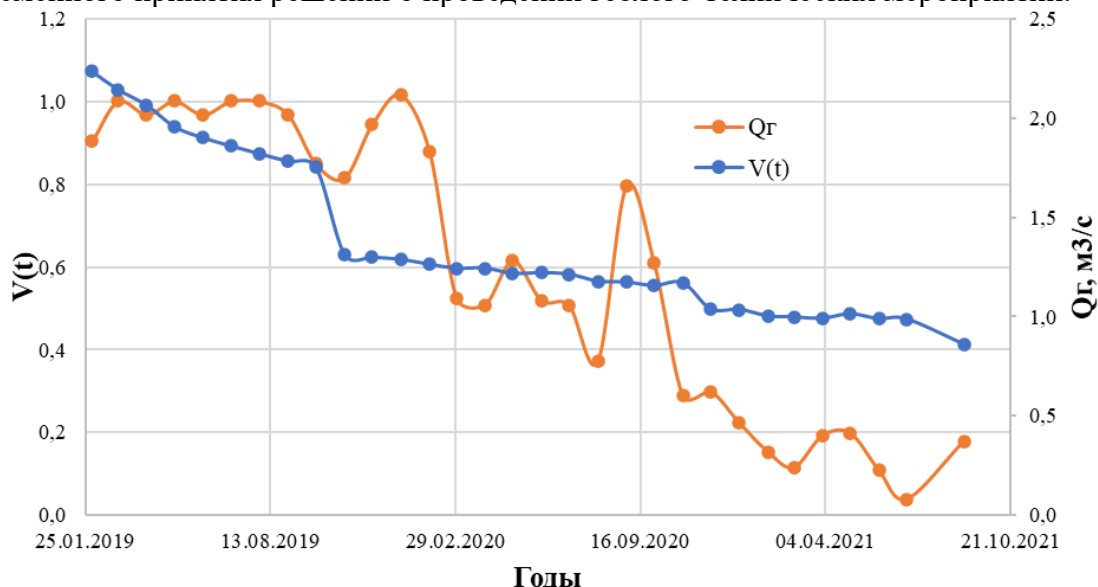


Рис. 2. Динамика среднесуточного дебита и параметра $V(t)$ скважины №50 газоконденсатного месторождения Северный Мубарек

На основании полученных результатов выполнена группировка скважин по степени риска ухудшения условий эксплуатации и необходимости проведения продувки и сведена в таблицу 1.

Таблица 1

Группировка скважин по результатам анализа динамики Q_g и $V(t)$

Группа	Скважины	Характеристика	Рекомендации
Скважины с наиболее устойчивым режимом работы	№51, №53	Параметр $V(t)$ сохраняется на уровне единицы или выше, признаки накопления жидкой фазы не наблюдаются, условия выноса жидкости остаются стабильными	Продолжить эксплуатацию в текущем режиме и осуществлять регулярный мониторинг показателей
Скважины, требующие проведения продувки	№50, №52, №54, №55, №56, №57	Для части скважин наблюдается снижение параметра $V(t)$ ниже единицы и ухудшение условий выноса жидкости, тогда как остальные требуют дополнительного контроля для оценки устойчивости режима работы	Усилить мониторинг, а для скважин с признаками накопления жидкости рекомендуется проведение продувки с последующей оценкой эффективности выполненных мероприятий



Таким образом, по результатам проведенного анализа скважины №51 и №53 выделены как наиболее устойчиво работающие, для которых на текущем этапе не требуется проведение дополнительных технологических мероприятий. Наиболее неблагоприятная динамика установлена по скважинам №50, №52, №54 и №56, где снижение дебита газа сопровождается ухудшением условий выноса конденсата. Данные скважины рекомендуется рассмотреть в качестве первоочередных объектов для проведения дополнительных газогидродинамических исследований с целью обоснования необходимости продувки или очистки призабойной зоны пласта. Скважины №55 и №57 находятся в пограничном состоянии и требуют дальнейшего мониторинга. Для всех исследуемых скважин рекомендуется продолжить контроль эксплуатационных показателей с целью своевременного выявления признаков накопления жидкой фазы и оценки эффективности принимаемых технологических решений

Список литературы:

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989. – 272 с.
2. Алиев З.С., Самуйлова Л.В. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных скважин: Учебное пособие для вузов. – М.: МАКС Пресс, 2011. – 340 с.
3. Тер-Саркисов Р.М., Гриценко А.И., Шандрыгин А.Н. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт. – М.: Недра, 1996. – 239 с

