

ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОНДЕНСАТООТДАЧИ В ПРИСУТСТВИИ ВОДЫ

Е.И. Инякина, В.В. Инякин
Тюменский индустриальный университет,
e-mail: krasnova.spe@gmail.com

В процессе разработки нефтегазоконденсатных залежей происходят изменения параметров и свойств добываемой продукции, обусловленные фазовыми превращениями в продуктивном пласте при снижении пластового давления ниже давления на момент начала конденсации, которое приводит к выпадению высококипящих углеводородных компонентов. Неучет дополнительных факторов, таких как наличие паров воды в системе, при прогнозировании конечного коэффициента извлечения конденсата (КИК) [1] приводит к его существенному превышению над фактическим (рис. 1) [2].

В работе [3] экспериментально установлено явление ретроградной конденсации воды вместе с высококипящими углеводородами в пластовых газоконденсатных системах. Изучение влияния конденсационной воды на КИК необходимо для наиболее точного проектирования разработки месторождений углеводородов. Содержание паров воды в нефтегазоконденсатных системах обуславливает ее влияние на фазовые переходы в процессе разработки месторождения на режиме естественного истощения.

В работе [4] показано, что в газоконденсатных залежах присутствует пластовая вода в различных видах: конденсационная в парогазовой и жидкой фазах, связанная в жидкой фазе в поровом пространстве. В зависимости от коллекторских свойств пород остаточная вода занимает различную часть порового объема залежи. В коллекторах валанжинских залежей Уренгойского месторождения водонасыщенность варьирует в пределах 26–47%. Остаточная вода играет важную роль в ходе разработки залежей углеводородов, т. к. создает гидрофильную пленку на поверхности породы, что существенно облегчает продвижение пластовой воды. Конденсационные воды, являющиеся производными фазовых превращений водяных паров, содержащихся в газоконденсатных залежах, могут образовываться путем перехода из газообразного состояния в жидкое в процессе снижения пластового давления при миграции углеводородов. Этот тип вод некоторыми исследователями называется эпиконденсационным.

В настоящей статье представлены результаты исследований (рис. 2), проведенных на установке фазовых равновесий Chandler Engineering 3000G [5, 6] методом дифференци-

альной конденсации. Обычно с целью определения прогнозного КИК экспериментальные PVT-исследования проводят без учета воды на стадии геолого-разведочных работ. В то же время ее наличие ведет к увеличению потерь ценных углеводородов, о чем было сказано ранее.

Методика проведения эксперимента базируется на «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» (под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева) [7], «Руководстве по исследованию скважин» (под ред. А.И. Гриценко, З.С. Алиева, О.М. Ермилова, В.В. Ремизова, Г.А. Зотова) [8] и «Инструкции по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин» [9].

Опыты проводились на рекомбинированных пробах газа сепарации, насыщенного конденсата и воды, отобранных из валанжинских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, при пластовой температуре 80 °С, давлении 29,5 МПа, содержании воды в системе 36,3 см³/м³ и конденсато-газовом факторе 390 см³/м³.

При отсутствии воды в смеси (кривая 1 на рис. 2) пластовые потери конденсата при давлении максимальной конденсации, равном 11,8 МПа, составили 91,3 см³/м³, а итоговые потери при давлении 0,1 МПа равны 67,6 см³/м³.

Характер кривой 2 на рис. 2 указывает на усиление процесса ретроградной конденсации высококипящих углеводородов в присутствии воды, т. е. на большие пластовые потери конденсата. Давление максимальной конденсации повысилось на 2,9 МПа и составило 14,7 МПа. Потери при давлении максимальной конденсации составили 120,7 см³/м³, а на момент завершения эксперимента – 86,8 см³/м³.

Характер кривой дифференциальной конденсации паров воды (кривая 3 на рис. 2) показывает, что она будет проявлять себя с самого начала разработки, что повлияет на процесс добычи углеводородов.

Доля прогнозной добычи конденсата при разработке валанжинских залежей показана на рис. 3.

На долю разработки месторождения в период ретроградной конденсации пластовой смеси без воды приходится 39% добычи конденсата. На дальнейшую разработку, до достижения уровня давления 0,1 МПа в области испарения пластовой системы, приходится 29% добычи конденсата. Пластовые потери конденсата составили 32%.

Доля прогнозной добычи конденсата при наличии конденсационной воды в пластовой системе представлена на рис. 4.

В эксперименте для газоконденсатной системы конденсат – вода потери конденсата составили 40%. На долю разработки в области конденсации пластовой системы пришлось 34% добычи конденсата, а на период испарения – 26% добычи.

Как видно из рис. 2, пластовые потери конденсата для газоконденсатных систем, не насыщенных (кривая 1) и насыщенных (кривая 2) водой, существенно различаются ($19,2 \text{ см}^3/\text{м}^3$) на момент окончания исследования. По итогам проведенного эксперимента № 1, пластовые потери конденсата составили 32% и прогнозный КИК равен 0,68. В результате эксперимента №2 за счет учета влияния воды на фазовые процессы углеводородов для группы залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, представленных валанжинскими отложениями, коэффициент извлечения конденсата уменьшился на 8% и составил 0,60.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Краснова Е.И.* Влияние конденсационной воды на фазовые превращения углеводородов на всех этапах разработки // Изв. вузов. Нефть и газ. 2012. № 6. С. 44–47.
2. *Изюмченко Д.В., Лапшин В.И., Николаев В.А., Троицкий В.М., Гатин Р.И.* Конденсатоотдача при разработке нефтегазоконденсатных залежей на истощение // Газовая пром-сть. 2010. № 1. с. 24–27.
3. *Гриценко А.И.* Исследование влияния воды на фазовые превращения газоконденсатных смесей // Газовое дело. 1964. № 4. С. 3–5.
4. *Петренко В.И., Зиновьев В.В., Зленко В.Я.* и др. Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ. М.: Недра, 2003. 511 с.
5. *Краснова Е.И.* Изучение фазовых превращений пластовых смесей с помощью современных лабораторных установок // Материалы II Международной научно-практической конференции «Нефтегазовые горизонты» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2010.
6. *Краснова Е.И., Краснов И.И., Островская Т.Д., Грачев С.И., Матвеева М.В.* Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы Chandler Engineering // Акад. журн. Запад. Сибири. 2012. № 6.
7. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. М.: Недра, 1980. 301 с.

8. *Гриценко А.И.* Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов. М.: Наука, 1995. 523 с.
9. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. М.: Газпром экспо, 2011. Ч. 1. 234 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

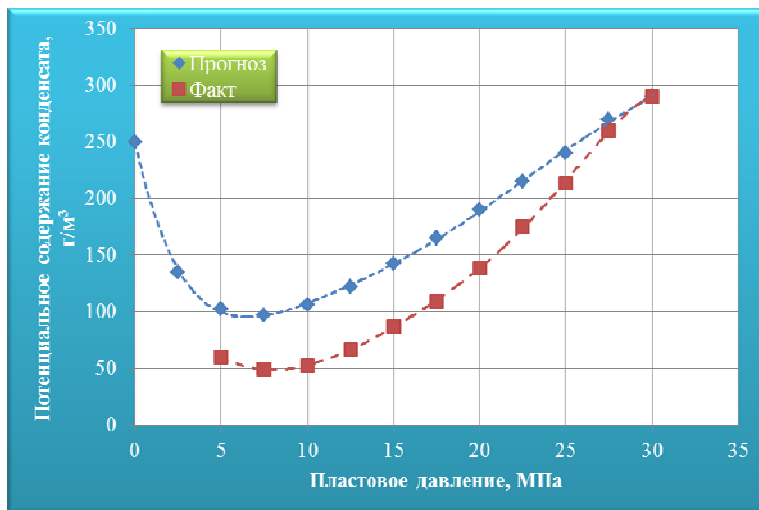


Рис. 1. Прогнозные и фактические данные потенциального содержания конденсата в зависимости от пластового давления

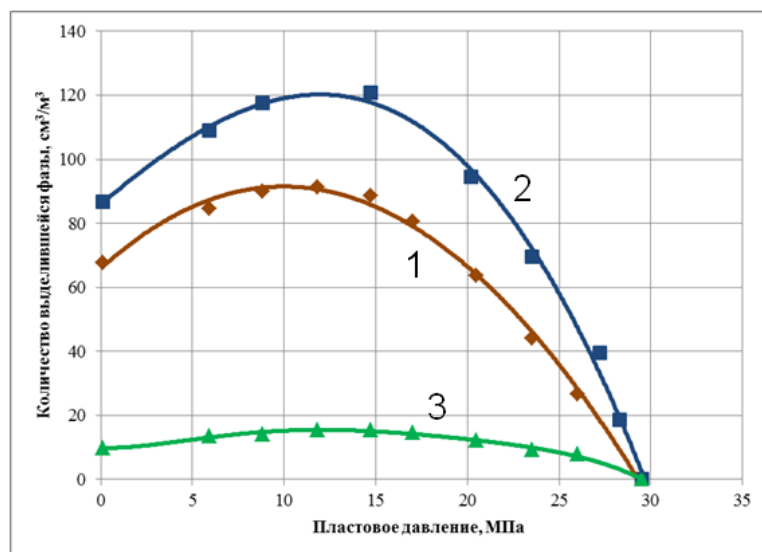


Рис. 2. Кривые дифференциальной конденсации пластовой системы:
 1 – кривая дифференциальной конденсации пластовой системы;
 2 – кривая конденсации пластовой системы конденсат – вода;
 3 – кривая потерь конденсационной воды системы пластовый газ – вода



Рис. 3. Прогноз распределения доли добычи конденсата в процессе разработки валанжинских залежей

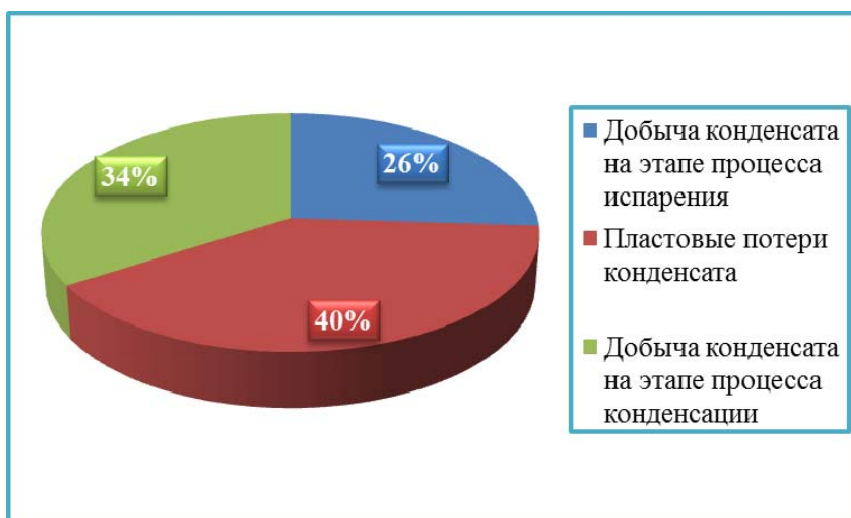


Рис. 4. Прогноз распределения доли добычи конденсата при разработке пластовой смеси