

- отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE). Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. – 2016. – С. 102-103.
- Инякин В.В., Усачев И.А., Леонтьев С.А. Особенности газоконденсатных исследований пласта Ач52-3 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Горные ведомости. – 2016. – №3-4 (142-143). – С. 174-179.
 - Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Газпром ЭКСПО, 2011. Ч. 1. – 234 с.
 - Соколов В.А. Учет неравновесности движения смеси в трещинно-поровых коллекторах при контроле газоконденсатной характеристики пласта / В.А. Соколов, А.Г. Банникова // Вести газовой науки. – 2012. – №2(10). – С. 57-63.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРОВ ВОДЫ НА ПРОГНОЗНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА

Е.И. Инякина

Научный руководитель профессор С.И. Грачев
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В процессе разработки нефтегазоконденсатных залежей происходят изменения параметров и свойств добываемой продукции. Связано это с фазовыми превращениями в продуктивном пласте при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации, что приводит к выпадению высококипящих углеводородных компонентов. Не учет дополнительных факторов, таких, как наличие паров воды в системе, при прогнозировании конечного коэффициента извлечения конденсата (КИК) [4], приводит к его существенному превышению над фактическим [3].

В данной работе представлены результаты исследования (рисунок 1), которые были проведены на установке фазовых равновесий Chandler Engineering 3000G [5,6] методом дифференциальной конденсации. Обычно с целью определения прогнозного КИК, экспериментальные PVT-исследования проводят без учета воды на стадии геолого-разведочных работ (ГРП). В то время как ее наличие ведет к увеличению потерь ценных углеводородов.

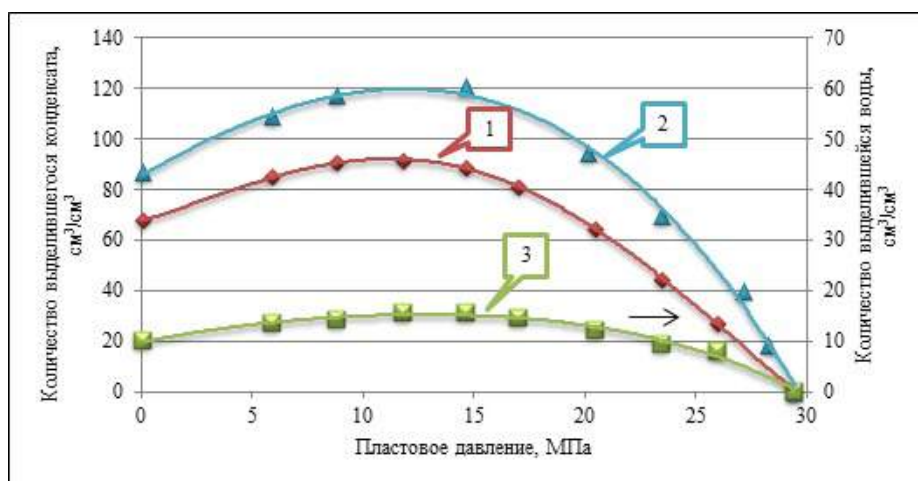


Рис. 1. Кривые дифференциальной конденсации пластовой системы

Методика проведения эксперимента базируется на «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» (под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева) [2], «Руководству по исследованию скважин» (под ред. А.И. Гриценко, З.С. Алиева, О.М. Ермилова, В.В. Ремизова, Г.А. Зотова) [1] и «Инструкции по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин» [7].

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

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

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

При исследовании фазовых процессов системы «пластовый газ – вода» по характеру кривой дифференциальной конденсации паров воды (кривая 3) следует, 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 рисунке 2.

На долю разработки месторождения в период ретроградной конденсации пластовой смеси без воды приходится 39% добычи конденсата. Прогноз по дальнейшей разработке, до достижения уровня давления 0,1 МПа в области испарения пластовой системы показал, что приходится 29% добычи конденсата. Пластовые потери конденсата составили 32%. В эксперименте для газоконденсатной системы «конденсат – вода» потери конденсата составили величину 40%. На долю разработки в области конденсации пластовой системы пришлось 34% добычи конденсата, а на период испарения – 26 % добычи.

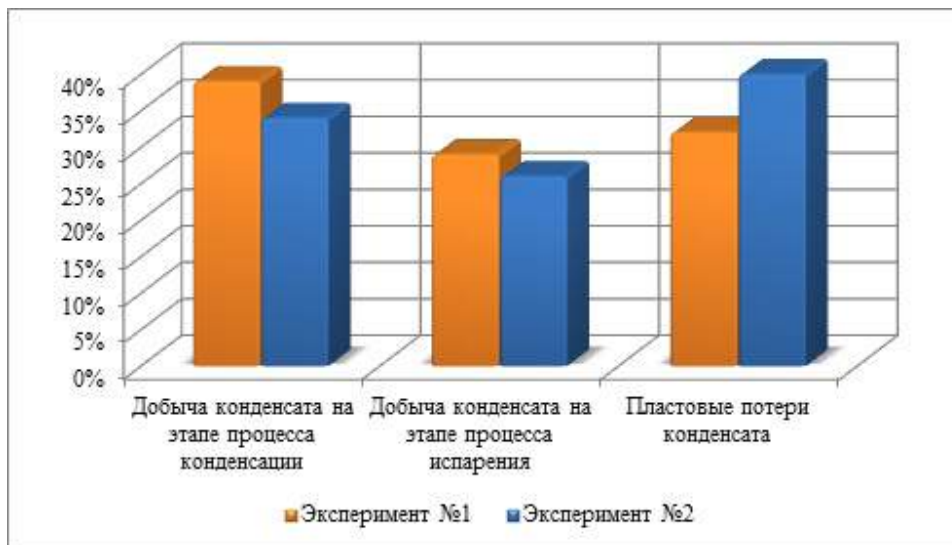


Рис. 2. Сравнение прогнозного распределения добычи конденсата в процессе разработки валанжинских залежей при наличии и отсутствии конденсационной воды

Как видно из рисунка 2, пластовые потери конденсата для газоконденсатных систем, не насыщенных (эксперимент №1) и насыщенных водой (эксперимент №2), существенно различаются (19,2 см³/м³) 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. 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.
2. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
3. Изюмченко Д.В. Конденсатоотдача при разработке нефтегазоконденсатных залежей на истощение / Д.В. Изюмченко, В.И. Лапшин, В.А. Николаев, В.М. Троицкий, Р.И. Гатин // Газовая промышленность. – 2010. – №1. – С. 24–27.
4. Краснова Е. И. Влияние конденсационной воды на фазовые превращения углеводородов на всех этапах разработки / Е. И. Краснова // Известия вузов. Нефть и газ. – 2012. – №6. – С.44–47.
5. Краснова Е. И. Изучение фазовых превращений пластовых смесей с помощью современных лабораторных установок / Е. И. Краснова // Материалы II Международной Научно-практической конференции «Нефтегазовые горизонты» РГУ Нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва, 2010. – С. 213–214.
6. Краснова Е. И. Особенности прогнозирования конденсатоотдачи на оборудовании фирмы Chandler Engineering / Е. И. Краснова, И. И. Краснов, Т. Д. Островская, С. И. Грачев, М. В. Матвеева // Академический журнал Западной Сибири. – Тюмень, 2012г. – №6. – С. 64.
7. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Газпром ЭКСПО, 2011. Ч. 1. – 234 с.