

MODELLING OF THE EFFECT OF RETROGRADE CONDENSATION ON GAS CONDENSATE WELL PRODUCTIVITY

Abdullahi M. (Russian Federation) Email: Abdullahi426@scientifictext.ru

Abdullahi Mujahid - graduate student,
DEPARTMENT OF GAS AND GAS CONDENSATE FIELD DEVELOPMENT,
UFA STATE PETROLEUM TECHNOLOGICAL UNIVERSITY

Abstract: gas condensate reservoir wells undergo a significant drop in their productivity due to the accumulation of condensate in the near well region as bottom hole pressure falls below dew point. Condensate accumulation continues until its saturation reaches a critical level after which fluid flow in the near wellbore region becomes two-phase, this results in a reduction of the gas relative permeability a process known as condensate banking. The purpose of this study is to model and analyze the effect of fluid composition and bottom hole pressure on productivity loss due to retrograde condensation.

Keywords: retrograde condensation, condensate accumulation, critical saturation, relative permeability.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕТРОГРАДНОЙ КОНДЕНСАЦИИ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Абдуллахи М. (Российская Федерация)

Абдуллахи Муджахид - студент магистратуры,
кафедра разработки газовых и газоконденсатных месторождений,
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Аннотация: при эксплуатации газоконденсатных месторождений происходит накопление конденсата в призабойной зоне скважин, приводящее к уменьшению продуктивности. После достижения критической насыщенности конденсата, фильтрационный поток в призабойной зоне становится двухфазным, это приводит к уменьшению относительной проницаемости газа - процесс, известный как конденсатная пробка. Целью данного исследования является моделирование и анализ процесса ретроградной конденсации, и изучение влияния состава жидкости и забойного давления на снижение производительности в процессе ретроградной конденсации.

Ключевые слова: ретроградная конденсация, накопление конденсата, критическая насыщенность, относительная проницаемость.

УДК 622.324.061

Газоконденсат в пластовом состоянии является газом, с температурой между критической и критикондентерм, при падении давления происходит ретроградную конденсацию высококипящих углеводородов с выпадением части из них в жидкую фазу и потерей их в пластах. Скважины газоконденсатного месторождения претерпевают значительное снижение их производительности в результате накопления конденсата в призабойной зоне скважины. Количество выпадающего конденсата зависит не только от изменения пластового давления и температуры, но также зависит от состава конденсата. Легкий газовый конденсат содержит меньший процентный состав тяжелых фракций, поэтому в пластах легкого конденсата происходит меньше выпадения жидкости, как правило, менее 561 мЗмлн/ на миллион мЗ, в отличие от тяжелого конденсата у которого более 8 мЗмлн/на миллион мЗ [1]. В области высоких градиентов давления (область призабойной зоны пласта, в которой происходит резкое снижение давления) выпавшая жидкость может быть неподвижной, если ее насыщенность ниже критической, либо фильтруется со скоростью, меньше скорости фильтрующегося газа. После достижения критической насыщенности конденсата фильтрационный поток в этой области становится двухфазным, это приводит к уменьшению относительной проницаемости газа - процесс, известный как конденсатная пробка [2]. После исследования газоконденсатных месторождений стало известно, что при разработке газоконденсатных месторождений образуется три области, когда забойное давление падает ниже давления конденсации.

Первый участок содержит газ и конденсат, поступающие в добывающую скважину. Второй участок содержит конденсат меньше критической насыщенности и, следовательно, является неподвижным. На третьем участке находится большая часть залежи на расстоянии от добывающей скважины, давление которого выше точки конденсации, таким образом, газ находится в газовом состоянии [3]. Было получено несколько сообщений о больших потерях производительности в газоконденсатных скважинах. Exxon Mobil

сообщили о том, что на месторождении Арун в некоторых скважинах наблюдалась потеря производительности, превышающая 50%, из-за конденсатной пробки. Снижение продуктивности газоконденсатных скважин в ходе накопления ретроградного конденсата у призабойной зоны пласта в большой степени зависит от относительной проницаемости и состав флюида. Для изучения процесса ретроградной конденсации была построена модель пласта в петрел, а также композиционная модель флюида, где было использовано уравнение состояния Пенг-Робинсона, а также коэффициентов, зависящих от давления. Залежь находится на глубине 304.8м-609.6м ниже уровня моря с начальным пластовым давлением 35.9 Мпа (360 бар) и температурой 400 к. Моделирование проводилось с жидкостью, содержащей большой процент тяжелых фракций (флюид А), которая имеет давление насыщения 34,42 Мпа, и легкая жидкость (жидкость В) с давлением насыщения 18 Мпа. Фазовая диаграмма обеих жидкостей А и В показана на рисунке 1.

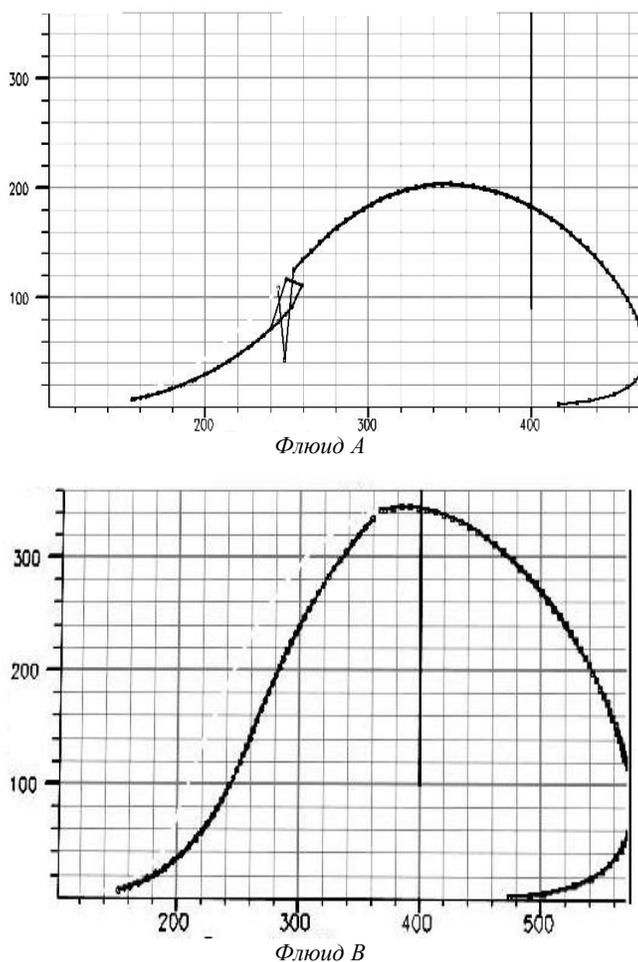


Рис. 1. Фазовая диаграмма. Флюиды А и В

Результаты моделирования с высоким содержанием газоконденсата на рис. 3 и 4 показывают стабильный дебит по газу и конденсату в течение первых трех месяцев, когда как давление было ниже давления начала конденсации, сразу же после этого, забойное давление падает ниже давления насыщения 35.9 Мпа, дебит сырого газа снизился с 53348 кубических футов газа / сутки до 50061 кубических футов газа/сутки, в течение этого периода происходила постепенное увеличение конденсатонасыщенности в призабойной зоне, которое характеризуется мгновенным падением уровня добычи нефти на поверхности. Процесс насыщения конденсатом до критической насыщенности, зависит от кривой относительной проницаемости после которого происходит резкое падение добычи газа от 50061 кубических футов газа/сутки до 25274 кубических футов газа/сутки в результате снижения относительной проницаемости газа. График в верхней правой части

показывает увеличение газонефтяного фактор, это объясняется постоянным падением дебита нефти в течение всего времени моделирования.

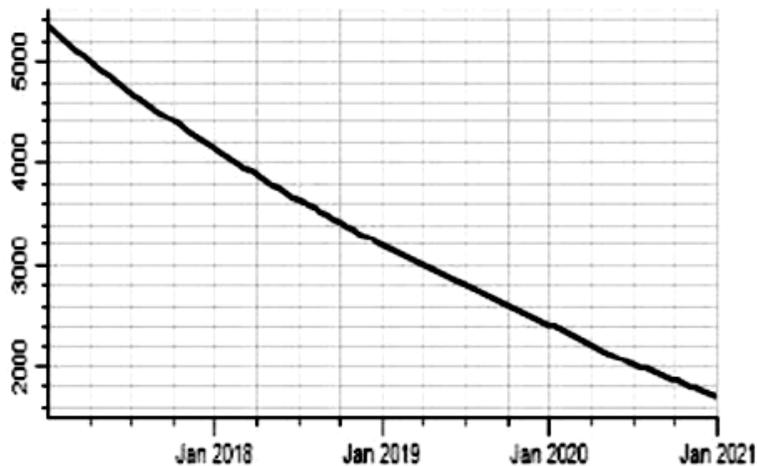


Рис. 2. Изменение забойного давления

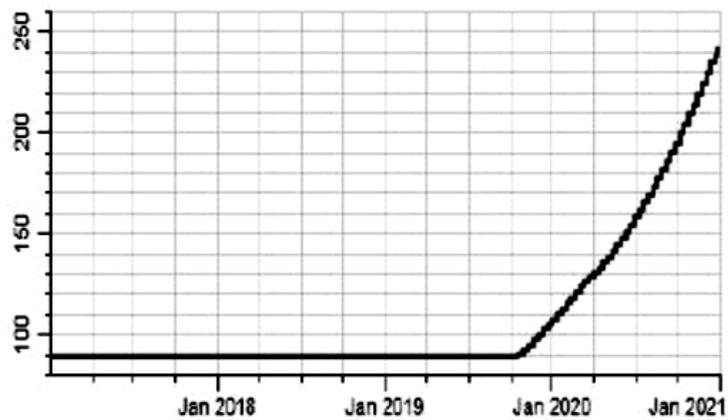


Рис. 3. Изменение газонефтяного фактора

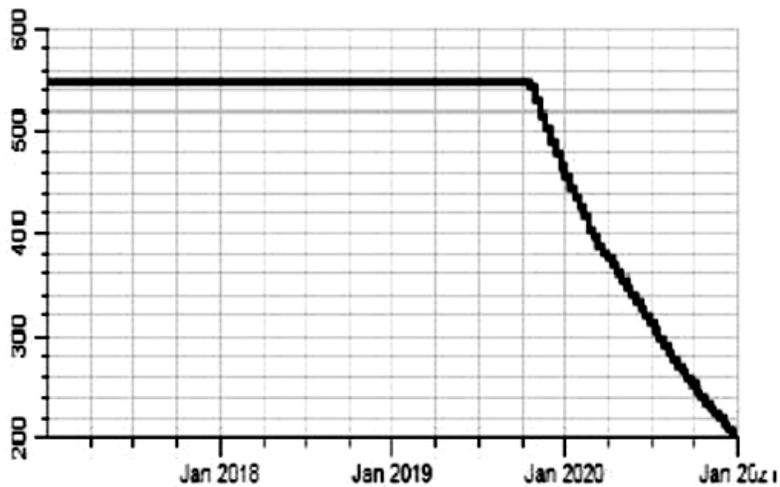


Рис. 4. Изменение дебита конденсата

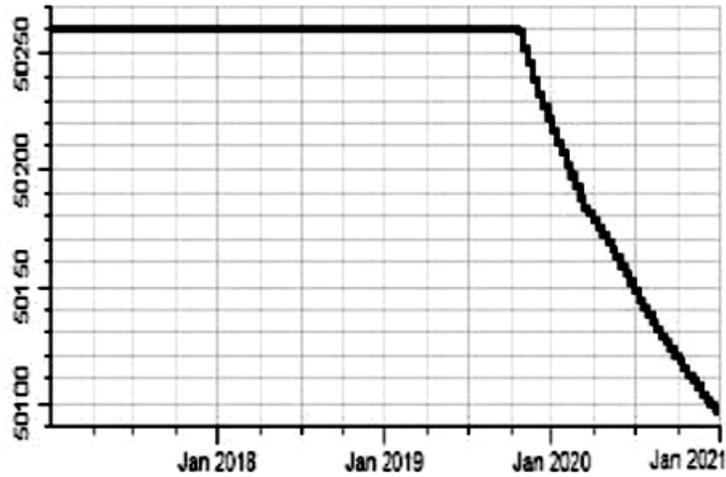


Рис. 5. Изменение дебита газа

Согласно рис. 8 и 9 можно видеть, что в отличие от тяжелого газоконденсатного флюида не было изменения дебит газа и нефти в течение 3 лет, это происходит потому, что давление насыщения для легкого газа-конденсат намного меньше, чем Давление насыщения тяжелого газоконденсатного флюида, поэтому до тех пор, пока забойное давление не опустится ниже давления начала конденсации, не будет никаких изменений в параметрах добычи. После падения забойного давления ниже давления начала конденсации можно увидеть на нижнем левом и правом графиках, что добыча газа и нефти падают, что приводит к постепенному увеличению газа нефтяного фактора. Это исследование показывает, как свойства флюида влияют на параметры добычи при разработки газоконденсатного месторождения, и необходимость проведения детальное исследование процесса фазовое превращения при снижении пластового давления.

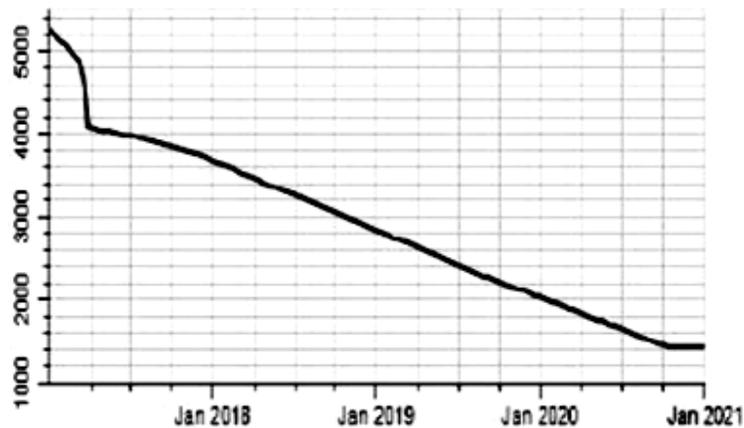


Рис. 6. Изменение забойного давления

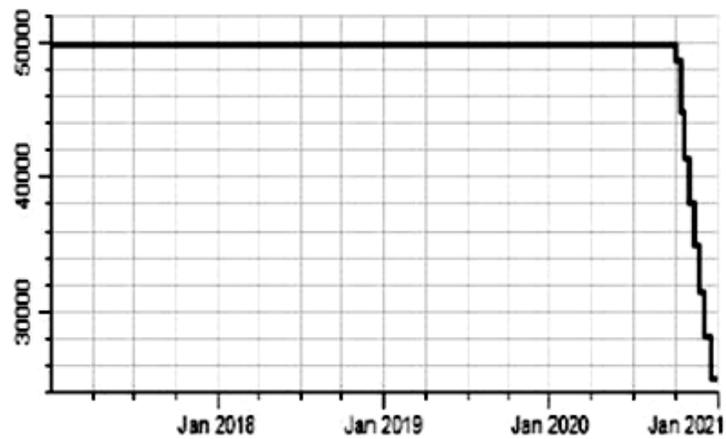


Рис. 7. Изменение газонефтяного фактора

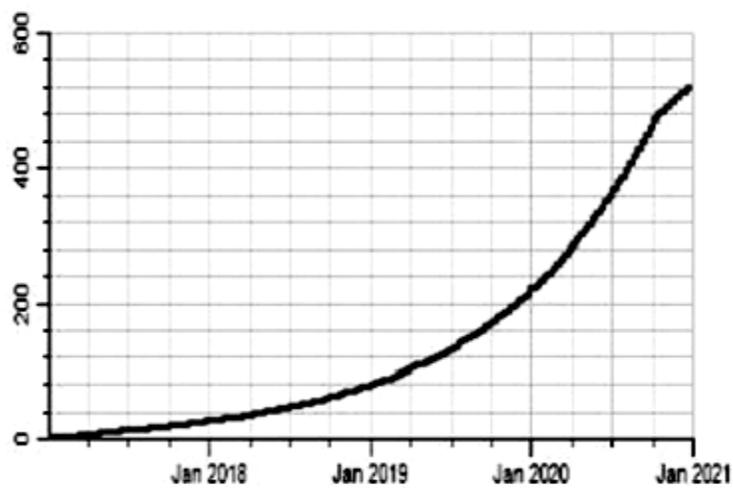


Рис. 8. Изменение дебита конденсата

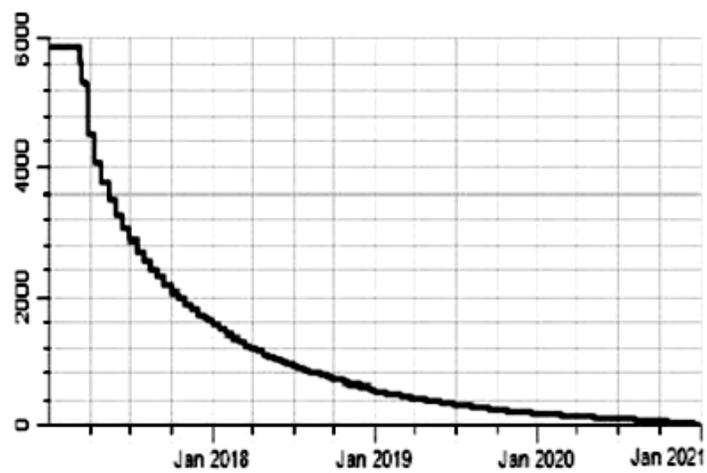


Рис. 9. Изменение дебита газа

Список литературы / References

1. Ли Фам, Харрис Б.В., Джамабуддин А., Каматх Дж., Мотт Р. Поне Г.А. Шандрыгин А. и Витсон С.Н., 2005. Понимание газоконденсатных резервуаров. Обзор нефтяного месторождения, 17 (4), Колледж Техас США, с. 14-27.
2. Окпорри Кирилл И, Косо И. Идигбе. Моделирование влияния банковского депонирования конденсата на большие резервуары CGR, Academic Research International. Vol. 5 (2) Март 2014 года, Департамент нефтяной промышленности Бенин-Сити, Нигерия, стр. 41-51.
3. Даунгкель С., Грингартен А.С. Испытания скважин на определение выпадения конденсата в водохранилище обедненного газоконденсата Северного моря, SPE77548, документ, представленный на ежегодной технической конференции и выставке SPE 2002, проходившей в Сан-Антонио, штат Техас, 29 сентября - 2 октября 2002 г. стр. 91- 116.

Список литературы на английском языке / References in English

1. Fan L., Harris B.W., Jamaluddin A., Kamath J., Mott R., Pope G.A., Shandrygin A. and Whitson C.H., 2005. Understanding gas-condensate reservoirs. *Oilfield Review*, 17(4), College station Texas U.S.A. Pp. 14-27.
2. Okporiri I Cyril, Koso I. Idigbe. Modelling the Effects of Condensate Banking on High CGR Reservoirs, Academic Research International. Vol. 5 (2). March, 2014. Department of petroleum engineering Benin City. Nigeria. Pp. 41-51.
3. Daungkaew S., Gringarten A.C. Well test investigation of condensate drop-out behavior in a North Sea lean gas condensate reservoir, SPE77548, paper presented at the 2002 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 29 September – 2 October, 2002. Pp. 91 - 116.