

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОУДАЧИ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ

Азизова Диляром Гайратовна
Доцент Каршинского Государственного Технического Университета

АННОТАЦИЯ

В статье рассмотрены исследования процессов увеличения углеводородоудачи газоконденсатных и газоконденсатнонефтяных месторождений путем заводнения. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки в пласт сухого газа будет способствовать извлечению только незначительного количества остаточной нефти за счет частичного испарения ее в газовую фазу.

Ключевые слова: увеличения углеводородоудачи, нефтенасыщенность, воздействия на призабойную зону, остаточная нефть.

TECHNOLOGY FOR INCREASING HYDROCARBON PRODUCTION FROM GAS-CONDENSATE-OIL DEPOSITS

Dilyar Gayratovna Azizova

Associate Professor, Karshi State Technical University

ABSTRACT

This article examines research into enhanced hydrocarbon recovery processes in gas condensate and gas condensate-oil fields through waterflooding. Developing gas condensate fields by maintaining reservoir pressure through dry gas injection will only allow for the recovery of a small amount of residual oil due to its partial evaporation into the gas phase.

Key words: increased hydrocarbon recovery, oil saturation, impact on the bottomhole zone, residual oil.

Многие газоконденсатные месторождения содержат остаточную (рассеянную) нефть. Средняя величина нефтенасыщенности газоносных

пластов обычно ниже значения, при котором нефть становится гидродинамически подвижной, и не превышает 20 – 30%. Частичное движение и извлечение остаточной нефти возможно из ограниченных по размерам призабойных зон скважин, где в результате выпадения и скопления конденсата насыщенность пористой среды жидкими углеводородами превышает предельное значение и позволяет им двигаться в поровом пространстве.

Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки в пласт сухого газа будет способствовать извлечению только незначительного количества остаточной нефти за счет частичного испарения ее в газовую фазу.

Возможным направлением повышения коэффициента углеводородоотдачи газоконденсатных месторождений с остаточной нефтью является вытеснение нефти из пористой среды углеводородными растворителями. О принципиальной возможности извлечения остаточной нефти с помощью растворителей свидетельствуют промысловые данные по скважинам Карадагского газоконденсатного месторождения, а также результаты лабораторных исследований процесса нефтеотдачи при вторжении нефтяных оторочек в газонасыщенную часть пластов, содержащую остаточную нефть. Известные углеводородные растворители дефицитны. Поэтому необходимы поиски других вытесняющих агентов для извлечения остаточной нефти.

Применительно к разработке газоконденсатных месторождений с остаточной нефтью может быть предложена технология повышения коэффициента углеводородоотдачи, основанная на растворении остаточной нефти в выпавшем в пласте газовом конденсате и последующем вытеснении из пористой среды смеси нефти и конденсата закачкой вытесняющего агента. Растворение конденсата в нефти приводит к снижению ее плотности и вязкости и к одновременному росту насыщенности пор пласта жидкими углеводородами. Поэтому для извлечения остаточной нефти наиболее

благоприятно давление, соответствующее максимальной насыщенности пористой среды нефтеконденсатной смесью. В качестве вытесняющего агента может быть использована вода, которую целесообразно обработать химреагентами для улучшения ее вытесняющих свойств. Более высокие значения коэффициента углеводородоотдачи следует ожидать в случае применения растворителей и двуокиси углерода.

Для определения эффективности предложенной технологии извлечения остаточной нефти Р.М.Кондрат совместно с Е.И.Лискевичем провели экспериментальные исследования на горизонтальной модели пласта длиной 0,5 м и диаметром 0,028 м. Пористая среда была составлена из отдельных образцов песчаника длиной 0,1-0,2 м, отобранных из продуктивных отложений Глинско-Розбышевского газоконденсатного месторождения. Среднее значение коэффициента абсолютной проницаемости пористой среды составляло 0,145 мкм², коэффициент^а открытой пористости – 0,16, содержание связанной воды равнялось 0,145. В опытах применялись рекомбинированные пробы пластовой нефти Чижевского нефтяного месторождения. Давление насыщения нефти газом составляло 35 МПа, пластовый газовый фактор при этом давлении равнялся 146 м³/м³, объемный коэффициент нефти – 1,46. Опыты проводились в условиях приближенного моделирования. Начальное пластовое давление равнялось 42 МПа, температура – 100°С. Содержание конденсата в рекомбинированной пробе при этих условиях было 400 см³/м³.. Для различных опытов она изменялась в пределах от 0,1 до 0,3. Дальнейшая закачка газа после создания остаточной нефтенасыщенности не приводила к вытеснению нефти из пористой среды. В процессе нагнетания воды часть остаточной нефти извлекалась только при насыщенностях свыше 15-16%.

В первой серии опытов моделировалась разработка газоконденсатной залежи при отсутствии в пористой среде остаточной нефти. Путем отбора части газа давление в пласте снижалось до 20 МПа, что приводило к выпадению в пористой среде углеводородного конденсата. Затем

газоконденсатная смесь (выпавший конденсат и пластовый газ) вытеснялась водой при постоянном давлении.

Во второй серии экспериментов дополнительно моделировалось наличие в пористой среде остаточной нефти, насыщенность которой составляла в среднем 16%. Опыты проводились в аналогичной последовательности. Извлекаемый из пласта конденсат имел темный цвет, что свидетельствовало о растворении в нем остаточной нефти, а его объем превышал количество конденсата, полученного в первой серии экспериментов. Коэффициент извлечения остаточной нефти, установленный по дополнительной добыче из пласта углеводородной жидкости, составил 36-38%.

В сопоставительных целях также проведены исследования по извлечению остаточной нефти с помощью углеводородного растворителя. Для этого в модель пласта была закачана оторочка нестабильного конденсата в количестве 25% от объема пор, занятых остаточной нефтью и газом. Оторочка конденсата перемещалась по пласту последующим нагнетанием воды. При начальной нефтенасыщенности 0,15-0,16 коэффициент вытеснения остаточной нефти в безводный период составил 31-32%. Близкие результаты также получены при прокачке через модель пласта трех поровых объемов обогащенного газа, содержащего 17% пропан-бутановой смеси.

Проведенные исследования свидетельствуют о принципиальной возможности и эффективности применения предложенной технологии извлечения остаточной нефти при разработке газоконденсатных залежей. Опытные данные также подтверждают возможность получения высоких значений коэффициента конденсатоотдачи при определенных условиях заводнения газоконденсатных пластов. Так, в первой серии экспериментов в результате вытеснения из пористой среды газоконденсатной смеси водой при давлении 20 МПа получено 74% выпавшего в пористой среде конденсата.

Список литературы

1. Справочная книга по добыче нефти. В.В.Андреев, К.Р.Уразов, В.У.Далимов.; Под.ред. К.Р.Уразов.–М.:ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
2. Элияшевский И.В. Технология добычи нефти и газа. Учебник. Недра, Москва, 1976 г., 256 стр., УДК: 622.276.5.
3. Матвеев С.Н. Справочная книга по добыче нефти. НГДУ Комсомольскнефть, 2001 г., 269 стр.
4. П.Э.Аллакулов, Д.Г.Азизова, Н.М.Авляярова, Б.Ю.Номозов. Исследования по повышению углеводородоотдачи и прогнозирование показателей разработки месторождений природных газов при водонапорном режиме. Карши.2021.