

УДК 622.262

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН БЕСКОМПРЕССОРНЫМ ГАЗЛИФТОМ

В.А.Леонов (НижневартовскНИПИнефть)

Международная конференция «Разработка газоконденсатных месторождений». Краснодар, 1990

Одной из проблем при разработке газоконденсатных месторождений является выпадение конденсата или скопление воды в стволе скважины. При этом уменьшается дебит газа и газоконденсата вплоть до полного его прекращения. Для предупреждения этих осложнений необходимо поддерживать дебит газа не ниже минимально необходимого значения, при котором обеспечивается стабильный вынос жидкости из призабойной зоны и ствола скважины. Иначе скважины работают неустойчиво, после продувки на факел при последующей эксплуатации они быстро останавливаются.

Если нельзя обеспечить минимально необходимую скорость смеси, достаточную для выноса жидкости путем выбора оптимальной компоновки (диаметра подъемника) газовой (газоконденсатной) скважины, то целесообразно этот процесс организовать газлифтным способом, учитывая при этом наличие природного ресурса газа высокого давления.

Некоторый опыт эксплуатации скважин бескомпрессорным газлифтом накоплен на Самотлорском месторождении. Пласты АВ₂₋₃, А₁¹⁺² и А₁³ имеют газовые шапки и обширные подгазовые зоны, в которых размещены кольцевые ряды (на АВ₂₋₃, А₁¹⁺² - два, а на А₁³ - один) для барьерного заводнения с целью "отрезания" газовой шапки нефтегазовой залежи от чистонефтяной части пласта. Несмотря на организацию барьерного заводнения методами радиоактивного каротажа по сетке контрольных скважин неоднократно было подтверждено продвижение газа на отдельных участках из газовой шапки к забоям добывающих скважин по кровельной части пласта вследствие создавшегося перепада давлений

между газовой шапкой и зоной отбора. При этом повышаются устьевые давления и газовые факторы на добывающих скважинах, что резко снижает их дебит нефти (в два-три раза). В этой связи важной задачей является регулирование давления в газовой шапке и в подгазовой зоне, что успешно можно осуществлять путем отбора газа из газовой шапки с помощью газовых скважин. Энергию газа, находящегося, под высоким давлением (16,3 МПа), в условиях дефицита компримированного газа для газлифтной эксплуатации, целесообразно использовать для дополнительной добычи нефти из скважин (бескомпрессорный газлифт). Возможность гибкого регулирования технологических режимов газлифтных скважин, вскрывающих подгазовую зону, позволяет частично решить и другую важнейшую задачу: так как давление насыщения изменяется в зависимости от абсолютной отметки кровли пласта и при приближении к газонефтяному контакту оно стремится к пластовому давлению, то при создании предельных депрессий в прискважинной зоне развивается режим растворенного газа. Чтобы предотвратить образование "газовых конусов", которые резко снижают темп выработки запасов нефти в подгазовой зоне, необходимо поддерживать технологические режимы с заданными депрессиями, что на практике можно осуществить (путем подбора) только газлифтным способом.

Такая же задача стоит при эксплуатации горизонта А₄₋₅ Самотлорского месторождения, который имеет несколько локальных газовых шапок. Кроме этого, при разработке водоплавающей залежи этого пласта при подтягивании конуса подошвенной воды к забою часто возникает необходимость снижения депрессии давления в призабойной зоне скважины и выравнивания фронта продвижения закачиваемой воды, что нельзя (сложно) сделать с помощью насосных установок.

При эксплуатации скважин бескомпрессорным газлифтом необходимо решить следующие задачи.

1. Выбор схемы бескомпрессорного газлифта - автономного или

внутрискважинного. При автономном газлифте газ из газовой скважины подается на газлифтные, а при внутрискважинном часть газа дополнительно идет на подъем жидкости из скважины, по которой отбирается газ.

2. Предупреждение образования гидратов и борьба с ними, в основном, производится тепловыми методами. Для улучшения термодинамических условий в затрубное пространство газовых скважин заливается нефть, а внутрискважинная схема газлифта позволяет прогреть газ на устье скважины до 45°C. На поверхности газ попадает в секционный теплообменник типа "труба в трубе", где в качестве теплового носителя используется добываемая жидкость одной из наиболее высокодебитной и высокообводненной газлифтной скважины. С целью осушки газа устанавливается сепаратор. Кроме этого, увеличивают до максимальных значений давления (пусковое и рабочее) на газлифтных скважинах для уменьшения депрессий на элементах газораспределительной системы. Несмотря на эффективность ингибиторной защиты с помощью метанола, он не нашел широкого применения из-за низкой надежности дозирующих насосов, трудности работы с метанолом, его высокой токсичности и стоимости.

3. Стабилизация давления в системе газораспределения обеспечивается за счет: установки на газовых скважинах регуляторов давления для поддержания давления после себя, предохранительного клапана на газосепараторе и подбора технологических режимов газлифтных скважин.

4. Замер дебита отбираемого газа осложнен тем, что через регуляторы расхода идет "сырой" газ с переменными свойствами, а наличие воды в газе особенно отрицательно влияет на регулируемую и измерительную аппаратуру газоманифольдов (от гидратов разрушаются мембраны датчиков). Поэтому для замера часто используют индикаторные кривые газовых скважин. Расход газа на газовых скважинах меняется от

150 до 1000 тыс.нм³/сут при изменении устьевого давления от 0 до 15 МПа.

Освоение газовых скважин обычно производится путем продувки на свечу и длительность этого процесса не превышает 20 мин. Для возможности освоения газовых скважин газлифтным способом они, как правило, снабжены двумя клапанами.

Отложение солей происходит преимущественно при использовании внутрискважинного газлифта по всей длине лифтовых труб, но наиболее интенсивно - в нижней части, что приводит к снижению дебита скважины и осложнению ремонтных работ. Практика эксплуатации таких скважин показала, что отложения солей происходят при дебитах жидкости более 200 м³/сут и обводненности продукции от 30 до 90 %. Основным методом борьбы с отложением солей является соляно-кислотная обработка скважин.

Исследование скважин, эксплуатируемых бескомпрессорным газлифтом, осложнено из-за образования гидратов на штуцерах и регуляторах расхода газа, отсутствия (неудовлетворительной работы) устройств по замеру дебита жидкости скважин с большим газосодержанием.

С другой стороны, скважины, эксплуатируемые бескомпрессорным газлифтом, в большей степени нуждаются в своевременных исследованиях не только для выбора оптимальных технологических режимов, но и для диагностирования различного рода неисправностей.

Проектирование скважин, эксплуатируемых бескомпрессорным газлифтом, отличается от проектирования компрессорных скважин тем, что при этом необходимо учитывать изменение компоновки, а значит и технологических режимов работы скважин в зависимости от пускового давления, т.е. выбор переходных давлений и сбросов давлений на каждом газлифтном клапане дополнительно будет зависеть от пускового давления.

При оптимизации распределения газа высокого давления в системе

скважин, эксплуатируемых бескомпрессорным газлифтом, необходимо учитывать, что как увеличение пускового давления, так и увеличение расхода газа, позволяют увеличить добычу нефти.

В то же время со стороны газовой скважины через индикаторную кривую можно определить, на сколько уменьшается расход подаваемого газа при увеличении пускового давления.

Приведенный экскурс решения задачи по эксплуатации 148 скважин бескомпрессорным газлифтом на Самотлорском месторождении может оказаться полезным при решении аналогичных задач в области технологии добычи природного газа и конденсата на газоконденсатных месторождениях.