

Выполненные исследования и анализ разработки ГКМ позволили оценить прирост КИК при реализации сайклинг-процесса [4]: прирост КИК оценивается примерно в 40% (рисунок).

Влияние на КИК оказывает также коэффициент проницаемости коллектора. Так при коэффициент проницаемости, равном $0,001 \text{ мкм}^2$, КИК равен 20%.

При коэффициент проницаемости, равном $0,1 \text{ мкм}^2$, КИК составляет уже 42 %.

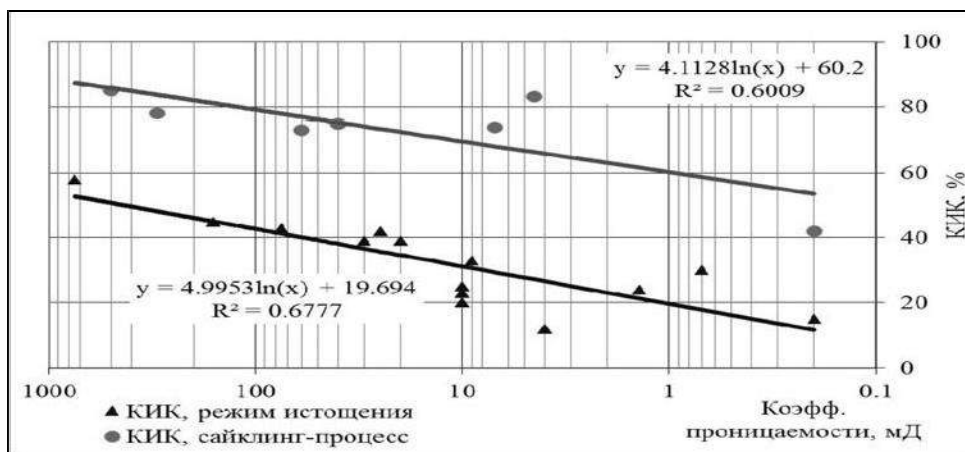


Рис. Зависимость КИК от коэффициента проницаемости при разработке ГКМ (данные по рудороссийских и зарубежных месторождений):
1 – сайклинг-процесс, 2 – режим истощения

Эти результаты являются первым шагом для выработки рекомендаций по повышению конденсатоотдачи пласта путем вовлечения в активную разработку запасов ГКМ.

В процессе промысловых испытаний технологии повышения конденсатоотдачи были выявлены и достоверно отслежены закономерности поведения пластовых давлений и изменения дебитов скважин. Установлено, что рост пластового давления и прорыв нагнетаемого газа в эксплуатационные скважины приводит к увеличению их производительности, в некоторых скважинах более чем в 1,5 раза.

По результатам оценки авторов предложенной технологии к 2010 г. на полигоне было дополнительно извлечено около 12 % метана и около 6 % компонентов C_{2-4} . Дополнительная добыча конденсата по обоим УКПГ составила примерно 1 % начальных запасов. Абсолютное выражение суммарной доп. добычи конденсата составило 420 тыс. т., что подтверждает эффективность данной технологии.

Опыт реализации сайклинг-процесса за рубежом (Америка, Канада) показывает его высокую технологическую и экономическую эффективность. Прирост КИК, по сравнению с режимом истощения составляет до 40 абсолютных % [1].

Промышленная разработка газоконденсатных месторождений в России ведется исключительно на истощение, хотя как показывают исследования применение технологии сайклинг-процесс, при современных ценах на углеводородное сырье и нынешних налоговых льготах, является экономически привлекательным [3].

Литература

1. Вяжнев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа. – М., Недра, 1998.
2. Самсонов Р.О., Люгай Д.В., Николаев В.А. Трудноизвлекаемые запасы жидких углеводородов: проблемы освоения / Газовая промышленность. – 2007 – с. 52 – 54.
3. Юшков Ю.Ф. Обоснование коэффициентов конденсатоизвлечения на стадии ТЭО и проектирования разработки газоконденсатных месторождений / Материалы научно-практической сессии ЦКР. Новосибирск издательство Сибирского отделения Российской академии наук, 2007. – С. 31 – 32.

АНАЛИЗ РАБОТЫ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТАНОУГОЛЬНЫХ СКВАЖИН

Т.М.Черных

Научный руководитель ассистент Е.В. Курганова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время возникла тенденция эффективного использования всех природных ресурсов. В связи с этим созрела необходимость использования природного газа метана для промышленно-хозяйственных нужд (заправка автотранспорта, освещения и т.д.).

В России наиболее перспективным и подготовленным регионом для добычи метана из газоносных угольных пластов является Кузнецкий угольный бассейн (Кузбасс).

Среди известных угольных бассейнов мира по своим углегазопромысловым характеристикам Кузбасс уникален и ему практически нет равных:

- угленосная толща представлена наиболее предпочтительными с точки зрения метаносности марками углей с суммарной мощностью пластов до 90 – 120 м при содержании метана до 25 – 30 м³/т;
- высокая плотность (концентрация) ресурсов метана в угольных пластах – до 3 млрд. м³/км²;
- большие суммарные прогнозные ресурсы метана в угольных пластах бассейна (до глубины 1800 м) 13 трлн. м³ на площади 21 тыс. км², при этом в наиболее перспективных южных районах (Ерунаковском, Терсинском, Томь-Усинском, Мрасском) ресурсы оцениваются в 0,9 – 3,2 трлн. м³, а на отдельных перспективных площадях в 100 – 480 млрд. м³. Газ практически чистый и в дополнительной очистке не нуждается [2].

Созданная в Кузбассе промышленная инфраструктура создает исключительно благоприятные условия для организации здесь добычи метана из угольных месторождений.

Метан, добываемый из угольных пластов с помощью пробуренных скважин, является экологически чистым углеводородным сырьем как для газификации самого региона, так и для использования его в промышленности, газохимии, как моторного топлива и т.д.

При решении вышеперечисленных задач важную роль играет интенсификация и оптимизация использования газопромыслового оборудования на всех этапах добычи и подготовки газа к транспортировке. Причем, именно этап добычи газа в значительной мере определяет эффективность функционирования метаноголевого комплекса в целом. Поэтому в сложившейся ситуации оптимальность использования скважинного оборудования, рациональность расходования его ресурса и продление срока службы приобретают особую актуальность [3].

Целью работы является анализ эффективности работы механизированного фонда скважин оборудованного газонефтяным оборудованием (ГНО) на Нарыкско-Осташкинском месторождении, а также грамотный анализ и подбор усовершенствованных технологий для решения части эксплуатационных причин, которые ведут к неисправности оборудования в конкретных скважинах, для обеспечения их надежной работы и снижения затрат на извлечение пластовой жидкости.

Освоение метаногольных скважин осуществляют в два этапа. Первый этап характеризуется интенсивным выносом жидкости после проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) с повышенным содержанием механических примесей: проппанта, глинистого раствора, угольного шлама.

При откачке пластовой жидкости, в процессе снижения динамического уровня в скважине необходимо контролировать момент начала десорбции газа, который сопровождается изменением давления (повышением давления газа) в затрубном пространстве.

Особо важно контролировать состояние и свойства откачиваемой жидкости (цвет, наличие примесей – угольного шлама и т.д.). Так темная вода с угольной пылью позволяет судить о том, что началось разрушение угольного пласта, что приводит к кольтматации призабойной зоны пласта.

Результаты, полученные в специализированной лаборатории показали, что на скважинах Талдинской площади среднее содержание механических примесей в перекачиваемой жидкости составляет 12 мг/л. На скважинах Нарыкско-Осташкинской площади значения достигают 406 мг/л.

Отсюда следует вывод, что на начальном этапе освоения происходит значительный вынос мехпримесей, а в процессе эксплуатации содержание взвешенных веществ –кратно снижается. Поэтому целями первого этапа освоения являются:

- удаление механических примесей;
- минимизация отказов погружного оборудования, которое будет использовано в период пробной эксплуатации;
- косвенное определение потенциальных дебитов воды и газа.

На начальном этапе освоения компоновку насосного оборудования для откачки пластовой жидкости изначально спускали в скважину на глубину 300-450 м.

Наиболее оптимальной глубиной спуска компоновки глубинно-насосного оборудования на первом этапе освоения является спуск на глубину 50 м выше глубины залегания верхнего продуктивного пласта [3]. Если скважина не подвергалась гидравлическому разрыву, то первый этап освоения исключается.

Данный этап освоения позволяет с большей точностью определить потенциальные возможности скважины по дебиту газа и воды, а также подобрать наиболее подходящий типоразмер насосного оборудования на второй этап - вывод на установившийся режим эксплуатации, и максимально исключить риски засорения мехпримесями газонефтяного оборудования.

На втором этапе (скважины Нарыкско-Осташкинской площади) исключили применение газопесочного якоря (т.к. в процессе эксплуатации происходит забивание приемной сетки мехпримесями, что приводит к преждевременному отказу оборудования).

В 2002-2003 гг. в Кузбассе при проведении газодинамических исследований на разведочной скважине, был получен первый опыт применения установок штанговых глубинных насосов (УШГН) плунжерного типа для откачки пластовой жидкости [4].

Применение установок штанговых глубинных насосов плунжерного типа не получило должного распространения,

в связи с засорением мехпримесями клапанных пар, невозможностью обратной промывки, и поглощением промывочной жидкости продуктивными пластами.

Более широкое применение получили штанговые винтовые насосные установки (УШВН), являющиеся наиболее универсальными для условий метаноугольных месторождений [2].

Основными причинами отказов данного вида оборудования явились: не герметичность и отворот насосно компрессорных труб, отворот и обрыв штанг, заклинивание насоса.

Средняя наработка штанговых винтовых насосных установок на отказ по фонду составила 99 суток (за период 2009-2012г).

Таким образом для эксплуатации на метаноугольных скважинах наиболее оптимальными типами погружного оборудования являются штанговые винтовые насосные установки.

В связи с этим, на данном этапе целесообразно использовать штанговые винтовые насосные установки, в силу их универсальности и устойчивости к повышенному содержанию мехпримесей в откачиваемой пластовой жидкости.

При этом рекомендуется соблюдать следующие условия

1. исключить из компоновки газопесочный якорь с целью минимизации и исключения дальнейших рисков отказов штанговых винтовых насосных установок на начальном этапе освоения скважин;
2. Оптимально применять и размещать центраторы с целью уменьшения механического износа при контакте насосной штанги с насосно-компрессорными трубами (НКТ) и увеличения срока ее эксплуатации;
3. Применять в составе штанговых винтовых насосных установок динамический противоотворотный анкер А-168 во избежание отворотов резьбовых соединений узлов компоновки штанговых винтовых насосных установок при заклинивании винтовой пары;
4. Использовать систему погружной телеметрии с разрешающей способностью 0,01 атм;
5. По возможности исключить работу газонефтяного оборудования в периодическом режиме [1].

В результате, по длительности работы оборудования, по финансовой доходности и по эффективности эксплуатации, была предложена установка штанговых винтовых насосов. Данный вид установок изначально используется для откачки пластовой воды.

Использование метана угольных пластов экономически выгодно, прежде всего за счет сравнительно незначительного «транспортного плеча» от месторождения до потребителя. Кроме того, содержание метана в угольном газе достигает 98-99%, а значит не требуется дополнительных затрат на очистку и переработку газа перед его транспортировкой [4].

Литература

1. Дроздов А.Н. Применение установок погружных гидроструйных насосов для эксплуатации осложненных скважин// Нефтегазовая вертикаль. – 2009. – №12 – С.70 – 73.
2. Карасевич А.М. Методология и средства управления развитием региональных систем газоснабжения: Автореферат. Дис. док. тех. наук. – Иркутск, 2003г.
3. Лопатин Р.Р. Модели и алгоритмы частотно-регулируемого процесса расклинивания электроцентробежного насоса при добыче нефти в осложненных условиях: Автореферат. Дис. канд. тех. наук. – Томск, 2011г.
4. Спицын Г.С. Газ из угольных пластов. Электронный ресурс URL: <http://www.twidler.ru> (дата обращения 07.02.2016)

ВНЕДРЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ УЭЦН ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ВЫНОСОМ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК

К.С. Шевяков

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ускоренные темпы нефтедобычи, которые требуют повышенных нагрузок на пласт, использование наклонно-направленного и горизонтального бурения, а так же методов забуривания боковых стволов для увеличения площади дренирования, повсеместное применение гидравлических разрывов пласта, направленных на интенсификацию притока и задавка в эксплуатационные пласты различных химических реагентов влекут за собой повышение содержания механических примесей в добываемой продукции скважин. Увеличение количества взвешенных частиц на приеме УЭЦН становится причиной повышенного износа глубинно-насосного оборудования. По этой причине работы по защите электроцентробежных насосов от пагубного влияния механических примесей, является весьма актуальным.

Механические примеси представляют собой твердые вещества, которые содержатся в пластовой жидкости и входят в состав отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования.

Согласно анализа базы отказов ОАО «Томскнефть» ВНК за 2010 год (таблица), процентная доля поломок электроцентробежных насосов в результате засорения механическими примесями весама и занимает одну из лидирующих позиций списка.

Методы борьбы с механическими примесями, применяемые на данный момент в производственных подразделениях ОАО «Томскнефть» ВНК включают в себя применение следующего оборудования:

- Шламоуловитель ШУМ производства ЗАО «Новомет-Пермь»
- Фильтр МВФ производства ЗАО «Новомет-Пермь»
- Фильтр ЖНШ производства ЗАО «Новомет-Пермь»