ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РЕКОМЕНДУЕМЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Деряев Аннагулы Реджепович

канд. техн. наук, старший научный сотрудник, Научно-исследовательский институт природного газа ГК «Туркменгаз», Туркменистан, г. Ашгабат

Аннотация. В статье рассматриваются возможные изменения режимов работы энергоресурсов в результате воздействия на них. При этом оценивается возможность совместной достаточно продолжительной эксплуатация пластов при режиме истощения или напорном режиме. Следует иметь в виду, что лучший результат достигается при совмещении пластов с одинаковыми режимами работы, так как в этом случае в значительной степени облегчается работа с фондом скважин при переводе их с одного режима работы на другой и при осуществлении контроля и регулирования разработки. При формировании эксплуатационных объектов учитывается и величина запасов нефти в совмещаемых пластах. Выбранный объект должен содержать запасы нефти, разработка которых самостоятельной сеткой скважин обеспечивает улучшение технико-экономических показателей добычи нефти.

Ключевые слова: глубина залегание, искривление ствола, газовый фактор, глубинные насосы, уровень жидкости, начальное давление.

На газоконденсатном месторождении проявляется ряд геолого-промысловых, природно-климатических и технологических факторов, которые характеризуют работу скважин, как эксплуатацию в осложненных условиях.

Основными особенностями, осложняющими эксплуатацию нефтяных скважин данного месторождения являются:

- большие глубины залегания продуктивных пластов;
- высокие начальные давления резко падают, соответственно снижается уровень жидкости в скважинах;
- эксплуатация скважин при давлениях ниже давления насыщения;
- высокие значения газовых факторов;
- кривизна и искривление столбов скважин;
- нефтяные пласты обладают резкой степенью цементации от плотных песчаников и алевролитов до рыхлых песков и алевролитов, что приводит к пескопроявлению;
- добываемая нефть высокопарафинистая;
- коэффициенты продуктивности колеблются в широких пределах;
- увеличения расчетной глубины ввода газа в подъемник газлифтных скважин от устья .

Выбор механизированных способов добычи нефти на газоконденсатном месторождении осуществляется с учетом вышеперечисленных факторов. Помимо них учитываются также рельефные климатические условия, межремонтные периоды, наличие парафина и мехпримесей в извлекаемой жидкости, надежность оборудования, необходимость обслуживающего персонала и ремонтной техники, простота обслуживания в процессе механизированной добычи нефти, добывные возможности, потребность в энергетических

ресурсах [1, 2].

Многопластовое газоконденсатное месторождение по характеру насыщения отмечается наличием чисто нефтяных залежей, чисто газовых залежей и газовых залежей с нефтяными оторочками. По большинству залежей смешанный режим характеризуется преобладанием энергии выделяющегося из нефти газа и проявлением активности контурных вод на более позднем этапе разработки.

В работах [4] выдается обоснование области применения, эффективности, надежности и возможности максимального извлечения запасов нефти из многопластовых нефтегазовых горизонтов с большой глубиной залегания, сложенных слабосцементированными породами. В указанных работах приведены критерии выбора рациональных способов механизированной добычи нефти. Ниже, на примере рассмотрим возможность использования различных способов механизированной добычи нефти применительно к условиям газоконденсатного месторождения Корпедже.

Анализ условий применения УЭЦН

Основным критерием, обуславливающим нецелесообразность и невозможность применения является большая глубина скважин - от 2965 до 4084м. Максимальная глубина спуска УЭЦН (установка электроцентробежных насосов) не превышает 1600м. Помимо этого ограничивающего фактора, отмечается также наличие высокого газосодержания в откачиваемой жидкости и планируемые дебиты, которые значительно ниже, чем минимальная производительность УЭЦН. Эти факторы противостоят возможности применения УЭЦН на данном месторождении.

Анализ условий применения УШГН

В условиях газоконденсатных месторождений применение УШГН (установка штанговых глубинных насосов) имеет весьма ограниченную область. Однако, УШГН отличается совершенством конструкции, широким ассортиментом выпускаемого оборудования нормального ряда, а также простотой обслуживания. Установки штанговых глубинных насосов могут быть использованы при откачке жидкости со сравнительно небольших глубин. Они уступают по развиваемому напору только гидропоршневым установкам, могут быть эффективно использованы в низкодебитных скважинах с высокой обводненностью продукции. Ограничивающими факторами их применения являются: высокие газовые факторы, большие глубины, кривизна стволов скважин. С увеличением глубины спуска насоса снижается надежность его работы, увеличивается степень утечек через зазоры, а также сокращается межремонтный период.

Современный нормальный ряд приводов глубинного насоса станка- качалки (СК) и скважинных насосов вставного типа (НСВ) позволяют теоретически осуществлять подъем жидкости из глубин 3500м.

Однако, при такой величине спуска насоса, из-за недостаточной эксплуаатационной надежности насосных труб и штанг, возникают проблемы, относящиеся к обеспеченности ремонтной базы промыслов.

В условиях месторождений Туркменистана добыча нефти установками УШГН обеспечивается из максимальной глубины, равной 2300м. Из-за влиянияразличных отрицательных факторов фактическая подача с глубины 2300м не превышает 5,3 м /сут при коэффициенте подачи не более 0,17 [3].

Таким образом, применение установок УШГН на данном месторождении не может рассматриваться как перспективное. Кроме низкой производительности, при применении УШГН предвидится нерациональное расходование материальных и энергетических ресурсов в связи с существенным снижением надежности работы оборудования УШГН при откачке жидкости со скважин с пескопроявлением, образованием парафиновых и солевых отложений, обрывах штанг и других неполадок. По имеющемуся опыту эксплуатации УШГН в таких условиях значительно снижается коэффициент эксплуатации, который по аналогичным

месторождениям Туркменистана не превышает 0,7. Исходя из вышеизложенного, применение способа добычи нефти установками УШГН не рекомендуется на данном месторождении.

Анализ условий применения УГПН (погружной поршневой насос с гидроприводом)

Блочные автоматизированные установки гидропоршневых насосов (УГПН) предназначены для эксплуатации 2-8 кустовых наклонно-направленных и глубоких скважин (свыше 4000м) с низкими динамическими уровнями (3000м) и с дебитами до 100 $м^3$ /сут. Малогабаритные размеры этих насосов позволяют спускать их в скважины с внутренним диаметром эксплуатационной колонны 117,7-155,3мм.

Принцип действия установки основан на использовании гидравлической энергии жидкости, закачиваемой под высоким давлением по специальному каналу в гидравлический забойный поршневой двигатель возвратно поступательного действия, преобразующий эту энергию в возвратно поступательное движение жестко связанного с двигателем поршневого насоса.

Эти насосы имеют высокий КПД (0,65), который незначительно уменьшается при снижении динамического уровня в скважинах. Отличительная способность гидропоршневых насосов - возможность применения одного и того же агрегата для работы с различными напорами, т.е. вести эксплуатацию скважин с различными глубинами и отбирать жидкость в нужных количествах.

В качестве гидропоршневых установок рекомендуются УГН 25-150-25, УГН 40-25 0-20, УГН 100-200-18.

Для откачки пластовой жидкости из скважин рекомендуются гидропоршневые агрегаты сбрасываемого типа ГН-59-89-10-118, ГН-59-89-25-25, ГН-59-89-40-20.

По своей добывной характеристике, простоте эксплуатации, они полностью удовлетворяют условиям эксплуатации месторождения Корпедже. Однако, на данном этапе применение указанных установок нами не предусматривается. Для их использования необходимо произвести специальные работы с точки зрения выбора рациональных технологических схем применительно к условиям данного месторождения. Необходимо также изучить энергетические технико-экономические показатели, без учета которых выбор рационального способа не может быть осуществлен. Считаем целесообразным их применение на конечном этапе, когда скважины будут эксплуатироваться с обводненностью продукции более 90% и возникает необходимость их перевода с их механизированных способов добычи нефти на УГПН [5].

Анализ условий применения УЭВНТ

Установки погружных винтовых электронасосов (УЭВНТ) предназначены для откачки пластовой жидкости повышенной вязкости из нефтяных скважин.

Наиболее эффективна эксплуатация этими установками скважин с низким коэффициентом продуктивности, большим газосодержанием, высокой вязкостью нефти в пластовых условиях.

УЭВНТ выпускают для пластовой жидкости температурой до 70°С, максимальная вязкость которой равна 1.10^{-3} $м^2/с$, содержание мехпримесей не более 0,8 г/л, объемное содержание свободного газа на приеме насоса не более 50%, сероводорода - не более 0,01 г/л.

При эксплуатации установок в условиях отличных от указанных (повышенное содержание мехпримесей, газосодержания, температуры перекачиваемой жидкости, искривление ствола скважин), ресурс насоса снижается из-за износа рабочих органов, что ведет к преждевременному выходу его из строя.

На промыслах Туркменистана внедрены электровинтовые насосы немецкого производства марки NTZ-240.ДТ16. Теоретическая подача их составляет 15-30 $м^3$/сут, максимальная глубина спуска 1900 м, объемное содержание свободного газа на приеме насоса не выше 50%.

Практика их применения показала возможность использования их только в вертикальных скважинах и ненадежность, невозможность применения в искривленных скважинах. Фактическая подача насоса не выше 15 м^3/сут, нежелательно содержание мехпримесей, из-за низкого качества пластика эластомер быстро выходит из строя (в течение 1-1,5 месяца).

Таким образом, электровинтовые насосы с учетом вышесказанного имеют весьма ограниченную область применения и могут быть использованы на месторождении Корпедже в вертикальных, низкопродуктивных скважинах с динамическим уровнем не ниже 1700м, при пластовой температуре откачиваемой жидкости не выше 70°С и объемном содержании свободного газа на приеме насоса не более 50%.

Анализ условий применения газлифтного способа добычи нефти

На месторождениях Туркменистана, в том числе и Корпедже, широкое применение получил газлифтный способ добычи нефти.

Добывные возможности, а также надежность применения газлифтной эксплуатации показали, что она более эффективна, чем другие способы механированной добычи.

Условия подъема жидкости в газлифтной скважине, в основном, зависят от параметров самого подъемника, величины давления рабочего агента и параметров пласта. Наибольшую роль играет высота подъема жидкости. На месторождении Корпедже специфическими факторами являются: большая высота подъема, низкие дебиты, увеличение обводненности продукции во времени, наличие ресурсов рабочего агента (газа).

Практика газлифтной эксплуатации на данном месторождении доказывает целесообразность ее применения как при непрерывном, так и периодическом лифтировании жидкости. С целью наиболее эффективной эксплуатации, скважины с дебитами выше 30 т/сут рекомендуется эксплуатировать непрерывным газлифтом. Скважины, работающие с дебитами ниже 30т/сут, целесообразно эксплуатировать периодическим газлифтом. В условиях этого месторождения периодический газлифт является наиболее реальным, обеспечивающим проектные объемы добычи до конца разработки месторождения.

При изучении геолого-эксплуатационных характеристик месторождения было выявлено, что нефтяные и газовые пласты, чередующиеся в продуктивных горизонтах, изолированы между собой непроницаемыми прослойками, имеющими сравнительно большие толщины. В значительной мере газовые пласты по площади перекрывают нефтяные, что создает благоприятные условия для осуществления методов одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) нефтегазовых объектов одной скважиной. При этом целесообразно также частично использовать технологию внутрискважинного газлифта, наиболее эффективного способа эксплуатации, не требующего дополнительных капиталовложений.

Список литературы:

1. 1. Гулуев А.Т. "Прогнозирование развития способов добычи нефти на ме¬сторождениях объединения "Туркменнефть" на 1975-1980гг. Фонды института "Небитгазылмытаслама", 1990.

2. Гулуев А.Т. "Исследование условий применения механизированной добычи на месторождениях Западной Туркмении. Фонды института "Небитгазылмытаслама", 1990.

3. Игнатенко Ю.К., Н.Р. Акопян и др. Временная инструкция по удалению жидкости из газовых и газоконденсатных скважин с помощью пенообра¬зующих веществ. Ставрополь, 1977г. - 12-15 с.

4. Коротаев Ю.П., Козлов А.П. и др. Расчеты, проводимые в процессе разра¬ботки газовых месторождений. - М.: Недра, 1971. – 23 с.

5. Пермяков И.Г., Шевкунов Е.Н. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1971. – 58 с.