

Рис.4 Выбор направления бурения скважин



Рис. 5 Оптимальная плотность портов МГРП

Плотность портом МГРП

Опыт бурения ГС с МГРП на месторождениях Канады показывает перспективность уплотнения портов МГРП до 100 м, поскольку происходит пропорциональный рост дебита жидкости – рисунок 5.

Однако опыт проведения МГРП на месторождениях Западной Сибири говорит о существенном росте стоимости за счет необходимости привлечения флота ГНКТ – рисунок 6.

Подобные результаты объясняются большей глубиной скважины и менее современные технологии.

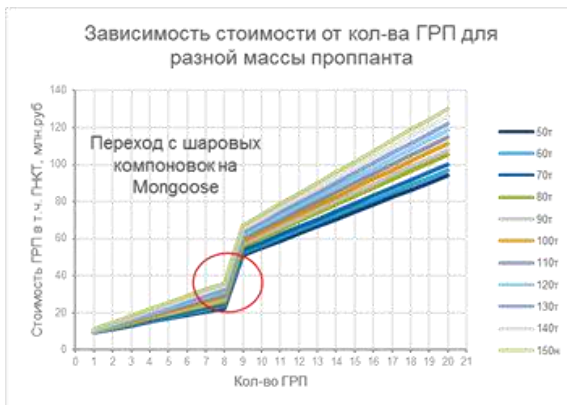


Рис. 6 Стоимость МГРП для месторождений Западной Сибири

Здесь также стоит сказать, что не существует оптимальной цены, однако иногда существуют технологические ограничения, а иногда ограничения касающиеся оптимальности с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств.

Из проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

- Бурение горизонтальных скважин на пласты менее 30 м имеет значительно более высокую экономическую эффективность.
- Оптимальная длина горизонтального участка скважины в настоящий момент 1000 м. Дальнейшее увеличение длины имеет высокий потенциал в связи с линейным ростом дебита, однако требует дополнительной проработки.
- Для проницаемости менее 10 мД на горизонтальных скважинах необходимо проведение МГРП.
- Скважины с поперечным расположением трещины имеют более высокую продуктивность.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Д.И. Квинт

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

На сегодняшний день разработка месторождений Западной Сибири, где сосредоточено более две трети нефти и 90% российского газа, находится, либо вступает в последнюю стадию разработки, и актуальным становится добыча трудноизвлекаемых запасов. Но ввиду ряда определённых факторов, технология извлечения уже не будет такой результативной, как на месторождениях, характеризующихся низким числом осложняющих факторов. Одними из таких причин, затрудняющих добычу, относятся высокие значения неоднородности, газового фактора, не маловажным являются особенности геологического строения самих залежей. Поэтому, в настоящее время разработка таких месторождений требует эффективных методов извлечения углеводородов.

Большинство месторождений имеет многопластовое строение, и применение эффективных технологий в настоящее время особенно актуально в эпоху завершающей стадии разработки. Одним из перспективных и широко используемых в нефтедобывающих компаниях технологических решений является одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) нескольких пластов с применением специальных насосных установок. Промысловый опыт

разработки многопластовых месторождений данным методом показывает высокую эффективность, ведь существенно снижаются капитальные вложения по сравнению с затратами на бурение отдельных скважин.

Основными технологиями ОРЭ, применяемыми на месторождениях Западной Сибири, являются установки электроцентробежного насоса (ЭЦН) ЭЦН-ЭЦН и установки электроцентробежного насоса совместно со штанговым глубинным насосом (ЭЦН+ШГН). За период опытно-промышленных работ в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» на 58 скважинах компании были установлены соответствующие насосные установки. За время эксплуатации скважин, оборудованных системой ОРЭ, был получен средний прирост дебита нефти – 5,9 т/сут, а дополнительная добыча нефти составила 32,2 тыс.т. У 62% скважин был отмечен положительный эффект, отсутствие прироста показателей других скважин связан с неподтверждением дебита приобшаемых пластов и также с неподтверждением фильтрационно-емкостных свойств или нефтенасыщенности. Больше число внедрений (49 скважин) пришлось на компоновку ЭЦН-ЭЦН [4].

Самым распространённым способом извлечения углеводородов является эксплуатация месторождений с помощью ЭЦН. В Западной Сибири с помощью данных насосных установок добывается порядка 80-90% нефти. Но на насосное оборудование, используемое в эксплуатации, вредное воздействие оказывает газ, содержащийся в добываемой нефти. На таких месторождениях Западной Сибири, как Харампурское, Тарасовское, Фестивальное значение газового фактора составляет около 450 м³/т, что является очень высоким показателем, осложняющим процесс добычи углеводородов.

Фонд скважин данных месторождений составляет 75% установок электроцентробежных насосов, которые особенно зависимы от значения газосодержания на приёме насоса. В первых рабочих колёсах насоса, газ, выделяющийся из нефти, образует в них газовые каверны, которые не участвуют в движении, из-за чего характеристики насосной установки и, следовательно, её производительность ухудшаются. Также, высокое значение газосодержания на приёме насоса, может привести к срыву подачи. Для уменьшения негативного влияния газа на работу насосного оборудования, на приёме насоса используют дополнительное оборудование: газосепаратор, диспергатор. Помимо установки на приём насоса дополнительного оборудования, используют еще один распространённый метод: спуск насоса на глубину, где давление на приёме насоса будет равным давлению насыщения нефти газом. Основной недостаток – неэкономичность, так как требуются дополнительный расход на насосно-компрессорных трубы (НКТ), погружной кабель, повышение нагрузки на колонну НКТ.

Опыт добычи нефти на месторождениях с высоким газовым фактором, предусматривает и другие способы эксплуатации скважин, помимо использования ЭЦН с необходимым оборудованием: штанговые глубинные и штанговинтовые насосы. В дополнение к вышеперечисленному имеется технология, распространённая ещё не так широко – непрерывно-дискретный газлифт (НДГ).

В таблице представлены условия применения перечисленных методов.

Таблица

Условия применения распространённых методов эксплуатации

Параметры	ЭЦН + дополнительное оборудование	Штанговый глубинный насос	Штанговый винтовой насос	Непрерывно-дискретный газлифт
Глубина спуска	3000м.	2000м.	1800м	более 3000м
Рейтинг	2	3	4	1
Высокая температура	170°C	130°C	170°C	373°C
Рейтинг	2	3	2	1
Механические примеси	500 мг/л	1300 мг/л	более 1500 мг/л	1500 мг/л
Рейтинг	3	2	1	2
Общий рейтинг	3	4	2	1

Анализ приведённой таблицы показывает, что при эксплуатации месторождений в условиях значения высокого газового фактора эффективность данных методов добычи различна. Наивысший рейтинг у непрерывно-дискретного газлифта.

Технология НДГ имеет ряд преимуществ перед традиционным газлифтным способом: 1) низкие эксплуатационные затраты; 2) низкие финансовые затраты на обустройство скважин; 3) простота конструкции; 4) независимость от электрического питания. Основой данной технологии является регулятор потока подачи РД-50, устанавливаемый на подъёмной колонне в скважинной камере на расчётной глубине. В основе работы непрерывно-дискретного газлифта лежит использование собственного газа нефтяной скважины. Добыча жидкости происходит за счет перепада давления, возникающего между верхними и нижними клапанами регулятора. Это происходит автоматически с постепенным накоплением смеси в НКТ. В момент заданного перепада давления, который регулируется настройкой клапанов регулятора, происходит поднятие жидкости за счет энергии расширения газа, поступающего из газового затвора регулятора.

Основной недостаток НДГ – сложное освоение скважины после ремонта, для запуска скважины необходимо отобрать раствор глушения, а только потом запустить РД-50. Для решения данной проблемы была совмещена технология непрерывно-дискретного газлифта с электроцентробежным насосом. ЭЦН выполняет функции системы пуска и после освоения скважины он может быть отключён. Переключение скважины с режима ЭЦН на непрерывно-дискретный газлифт или наоборот осуществляется с помощью клапанного отсекавателя без

глушения скважины. Данное сочетание скважинного оборудование обеспечивает длительную эксплуатацию скважины.

В ООО «РН-Пурнефтегаз» внедрена эта технология более чем на 16 скважинах трех вышеперечисленных месторождений. Средний прирост дебита на 1 скважину составил 10т/сут., суммарный эффект от внедрения технологии составил 148т/сут. Также удалось достичь стабильной работы скважин без дополнительных затрат и работ на технологические обработки и промывки. На рисунке представлены значения дебитов нефти на скважинах до внедрения и после внедрения непрерывно-дискретного газлифта.

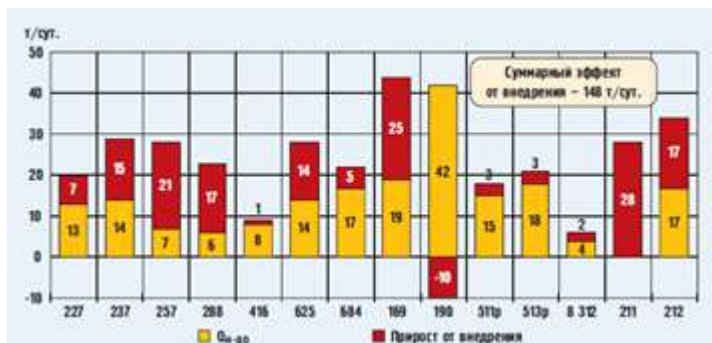


Рис. Результаты внедрения технологии НДФ

Наибольший эффект наблюдался у скважин со значением обводненности до 40%, дебита газа свыше 20000м³/сут. и пластового давления более 250 атм. Из-за данных критериев использование технологии непрерывно-дискретного газлифта имеет ограниченный характер, так как большая часть месторождений находится на поздней стадии разработки, фонд в основном высокообводнённый.

В настоящее время добыча нефти на большинстве месторождений затруднительна из-за ряда определенных осложняющих факторов, и на данный момент все усилия направлены на то, чтобы снизить их негативное влияние на процесс

извлечения углеводородов. Каждая технология имеет свои достоинства и недостатки и своевременное ее применение обеспечит стабильную работу насосного оборудования и более эффективную добычу углеводородов.

Литература

1. Грехов И.В. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из залежей с высоким газовым фактором // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2012. – Т.10. №3. – С.10-14.
2. Грехов И.В. Комплекс технических и технологических решений добычи нефти из неоднородных многопластовых залежей с высоким газосодержанием. Диссертация. кандидат технических наук. – Уфа, 2013г. – 131с.
3. Субарев Д.Н. Проблемы оперативного управления погружными установками системы «УЭЦН – скважина» в условиях малопродуктивных пластов // Вестник кибернетики. – Сургут, 2011. – №10. – С.41-46.
4. Хурматулин Р.Ф., Газаров А.Г., Насибуллина Е.М. Опыт использования и эксплуатации установок ОРЭ в Западной Сибири // Инженерная практика. – Москва, 2012. – №3. – С.72-76.

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ РАБОТЫ И УГЛА УСТАНОВКИ ДИФФУЗОРА НА КОЛЕБАНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЦЕНТРОБЕЖНОМ НАСОСЕ:

А.А. Кегелик

Научный руководитель - профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Цель работы - дать анализ по данным эксперимента [4] деталей математического моделирования больших вихрей на центробежном насосе, чтобы исследовать влияние на флуктуации давления во вращающихся и стационарных каналах как в зависимости от скорости потока, так и ориентации лопатки диффузора.

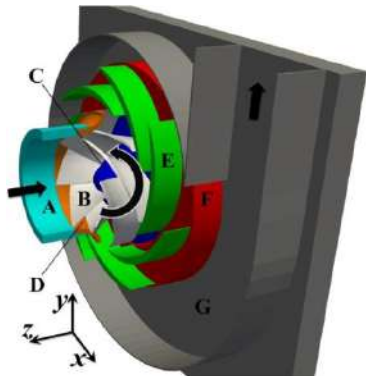


Рис. 1 Схема центробежного насоса [4]

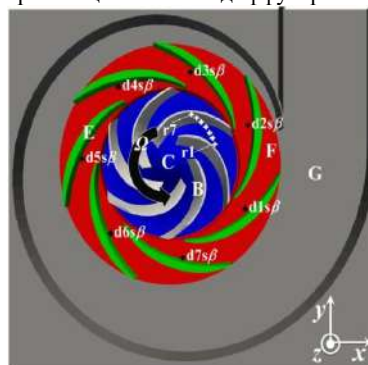


Рис. 2 Вращающиеся и стационарные каналы в пределах среза r [4]

Колебания давления в насосах являются серьезной проблемой, особенно в нестандартных условиях труда, из-за структурного напряжения, которое они производят на насос и другие элементы системы, где насос работает,