

подходящей установки из числа имеющихся. Определяются параметры работы установки, ее компоновка, выводится графическая характеристика работы насоса (рисунок 3). Вообще данная программа способна выдавать огромное количество текстовой и графической информации, возможно трехмерное построение модели скважины с указанием ее кривизны (рисунок 2) [1].

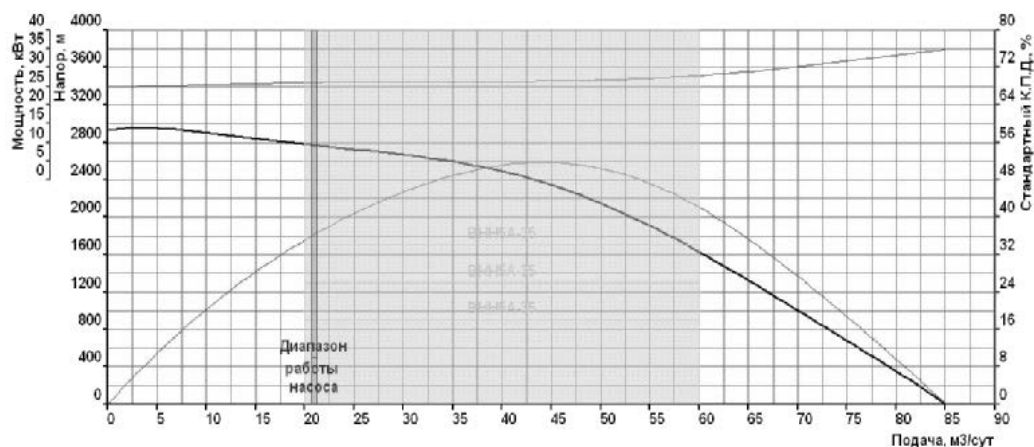


Рис.3 Характеристика работы насоса УВНН-5А-35-2700

Итак, преимущества и возможности машинного подбора очевидны, однако стоит сказать об ограничениях данного метода. Большая точность работы и отказ от упрощений требуют ввода максимально полной и точной информации, что, как показывает практика, выполняется не всегда. Основная причина в том, что заказчик, заполняя опросный лист, указывает устаревшие данные, или вовсе не указывает их значимую часть, так как сбор и обновление этих данных требуют времени и средств. Еще одна проблема состоит в том, что программа ориентирована на подбор оборудования для скважин, в которые уже были спущены установки. Это упрощает и делает более точным процесс подбора оборудования для планируемой скважины. В результате случается, что подобранные установки не выходят на запланированный режим. В пример приведем скважину 53 Вуктыльского месторождения. На данной скважине производился перевод с газлифтного режима добычи на режим добычи с помощью УЭЦН. Основная проблема на данной скважине – высокий газовый фактор ($184 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Подбор оборудования к скважине 53 производился по программе NovometSel-Pro. Была рассчитана установка УВНН-5А-35-2700, характеристика которой представлена на рисунке 3. Однако данную установку не удалось вывести на постоянный режим, хотя справиться с основными осложнениями удалось. Неудача была связана с несоответствием указанных в опросном листе данных действительным. Заявленный дебит и коэффициент продуктивности скважины были значительно больше реальных. К тому же скважина эксплуатировалась с помощью газлифта, что усложнило процесс подбора.

В целом, современные компьютерные программы, ориентированные на подбор установок к скважине решают широкий спектр задач, возникающих в технологии нефтедобычи. Данные технологии на сегодняшний день используются повсеместно и хорошо справляются с поставленными задачами. Рациональный подбор оборудования позволяет добиваться эффективной работы скважины, что приводит к экономии значительных средств.

Литература

1. Ареев Ш.Р. Программные продукты «NovometSel-Pro», «Калькулятор ЭЦН», «Программа расчета энергоэффективности» / Ш.Р. Ареев, А.М. Джалаев, И.В. Золотарев, А.С. Ермакова, Е.В. Пошвин // Бурение и нефть – 2013. – № 10. – С. 36 – 40.
2. Ивановский В.И. Домашнее задание по машинам и оборудованию для добычи нефти. Часть 2. / В.И. Ивановский, Н.Н. Соколов – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.
3. Ляпков, П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине / П.Д. Ляпков – М.: МИНГ, 1987. – 71 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН АЗОТОМ, ПОСЛЕ ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВКИ ГНКТ НА ЮЖНО-ПРИБОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.К. Костадинов, И.Н. Валиев

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Приобское – гигантское нефтяное месторождение в России. Географически месторождение приурочено к Западно-Сибирской равнине. Открыто в 1982 году. В настоящее время разработку южной части месторождения ведёт ООО «Газпромнефть-Хантос», принадлежащее компании «Газпром нефть». Территория работ удалена на

восток от г. Ханты-Мансийск на 65 км, на запад от г. Нефтеюганск на 180 км, на юго-запад от п. Горноправдинск на 75 км, на юго-запад от г. Тобольск на 325 км.

Геологический разрез Приобского месторождения сложен мощной толщей терригенных отложений осадочного чехла мезо-кайнозойского возраста, залегающих на породах доюрского комплекса. Промышленная нефтеносность установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено 90 % разведанных запасов.

В настоящее время это месторождение находится в стадии активной разработки. Прогнозировалось, что пиковая активность южной части Приобского месторождения наступит в конце 2012 г.

На переходящем фонде скважин по горизонту АС₁₀ Приобского месторождения за период с 2007–2011 г. проведено 100 операций гидроразрыва пласта. Из них на левобережной части горизонта АС₁₀ 93 %, на правобережной части – 7 %. Наибольшее количество скважино-операций и максимальная кратность прироста дебита жидкости получена на левобережном участке пласта АС₁₀. Меньшее количество мероприятий по ГРП на правом берегу связано с тем, что он активно разбуривается с ГРП и эффект от ГРП еще не закончился. Для скважин пласта АС₁₀ правого берега средний дебит нефти до мероприятия составляет 60 т/сут, после – 126 т/сут. На левобережной части месторождения средний дебит скважин до стимуляции был равен 14 т/сут, после стимуляции – 68 т/сут. Сопоставление динамик добычи жидкости по скважинам показывают, что по скважинам правого берега длительность эффекта выше, чем для скважин левобережной части. Это связано с лучшими ФЕС и более эффективной организацией системы ППД правобережной части месторождения.

ГРП на новых скважинах по горизонту АС₁₀ за тот же период проведено 279 операций гидроразрыва пласта на скважинах, вводимых из бурения. Из них на левобережной части горизонта АС₁₀ 70 операций (25 %), на правобережной части 87 операций гидроразрыва пласта (31 %) и на островной части 122 операции гидроразрыва пласта (44 %). Наибольшее количество скважино-операций на скважинах, вводимых из бурения по пласту АС₁₀, проведено на островной части месторождения, максимальные приросты были получены на правом берегу месторождения. Меньшее количество мероприятий по ГРП на левом берегу связано с тем, большинство скважин здесь вводится из бурения с ГРП из-за низкой проницаемости объекта.

Рассмотрим повторные операции: по горизонту АС₁₀ за период 2007–2011 г. проведено 22 повторные операции гидроразрыва пласта. Из них на левобережной части горизонта АС₁₀ 20 операций (90 %), на правобережной части 2 операции гидроразрыва пласта (10 %). Наименьшее количество рефрактов проведено на правобережном участке пласта АС₁₀. Для скважин правого берега средний дебит нефти вырос почти в 2 раза, а на левобережной части в 3,6 раза.

Повышение эффективности ГРП достигается путем оптимизации дизайна ГРП, закачки более крупного пропанта и размещение большей его части в эффективных толщинах. В случае, если промывка скважины с целью удаления не закрепленного пропанта была сделана недостаточно качественно, при дальнейшей эксплуатации скважины, оборудованной УЭЦН, возможны проблемы и осложнения.

При освоении скважины после ГРП важным условием для очистки пласта от пропанта, не закрепившегося в трещине, является создание плавно возрастающих депрессий на пласт.

Оптимальной технологией освоения скважин после ГРП, позволяющей максимально эффективно очистить скважину от механических примесей и пропанта явилось применение гибкой трубы с азотом в качестве рабочего агента [1, 3, 4]. К положительным его свойствам следует отнести нетоксичность, инертность, плохое растворение в воде и углеводородных жидкостях. Использование газа позволяет резко снизить величину гидростатического давления на забой скважины [1]. Азот используют для вызова притока, для подачи в скважину пены, необходимой для повышения продуктивности скважины или для её очистки.

Скорость восходящего потока при работе с ГНКТ, как и при любой промывке, должна превосходить скорость оседания в ней твердых частиц. Это условие справедливо для вертикальных скважин и наклонных участков в последних с отклонением от вертикали до 45°. Для более пологих, и тем более горизонтальных участков скважины, процесс выноса твердых частиц гораздо сложнее. В таких случаях происходит образование застойных зон в местах контакта гибкой трубы со стенкой скважины или эксплуатационной колонной [3, 4].

Подводя итог, можно сказать, что технология применения ГНКТ для скважин после проведения ГРП является наиболее эффективной, позволяющей добиться стопроцентной очистки ствола скважины от пропанта и частиц разрушенных горных пород. Технология применения гибкой трубы позволяет положительно решать проблему качественной очистки скважины от пропанта и механических примесей, а также позволяет совместить процесс очистки забоя с процессом вызова притока путем создания депрессии на пласт. Дебит, полученный после освоения скважин с применением гибкой трубы и азота в разы больше, чем после освоения скважин традиционным способом.

Безусловно, данная технология является не дешевой и ее стоимость превышает стоимость традиционного способа освоения скважины после ГРП. Но экономический эффект достигается при дальнейшей эксплуатации скважин путем многократного сокращения затрат на производство ремонтов и замену электропугружных насосов.

Литература

1. Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. — М.: Издательство Академии горных наук, 1999. — 224 с.
2. Габриэлянц Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. — М.: Недра, 1978.
3. Трахтман Г.И. Применение колонн гибких труб при ремонте и бурении скважин (ГАНГ им. И.М. Губкина).
4. <http://www.cttimes.org/> – Нефтегазовый сервис нового времени – электронный режим – режим доступа: открытый – 01.06.14.