

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность начала развиваться в Т-й области с открытием С-го месторождения в году. В году С-е месторождение было введено в промышленную разработку.

В данный момент разработку месторождения осуществляет «Р-ТЬ». Следует отметить, что С-е месторождение в данный момент времени находится в четвертой, завершающей стадии разработки и обводненность продукции на составила %.

На сегодняшний день любая нефтяная компания ставит перед собой задачи правильного подбора глубинно-насосного оборудования для нефтедобывающих скважин и расчета оптимальных условий его эксплуатации, продлевающих межремонтные периоды работы установок. Особенно большое внимание надо уделять установкам электроцентробежных насосов, на которые приходится основная доля добываемой продукции.

Широкое использование установок погружных электроцентробежных насосов в нашей стране обусловлена необходимостью подъема больших объемов жидкости, учитывая ее большую обводненность.

Установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) широко применяют для эксплуатации обводнённых с высокими динамическими уровнями скважин, так как этот способ обеспечивает высокие темпы разработки нефтяных месторождений в условиях поддержания пластового давления.

Последние годы эксплуатация добывающих скважин осложнена. В основном это связано с коррозией рабочих органов погружных насосов, абразивным износом оборудования из-за повышенного содержания механических примесей продукции скважин, отложениями солей и парафинов на подземном оборудовании, обводнённостью пластов.

Наработка на отказ является основным показателем совместной работы системы «скважина – ЭЦН» - это время эксплуатации скважины между двумя

ремонтами суток, отнесённое к общему числу ремонтов за анализируемый промежуток времени (за один год, три года).

Контроль и анализ наработки на отказ фонда скважин, программы мероприятий, направленных на повышение наработки на отказ – актуальный вопрос современного этапа разработки С-го месторождения.

Применение УЭЦН со специальными характеристиками, позволило эффективно эксплуатировать их в осложненных условиях эксплуатации при откачке сильно коррозионной пластовой жидкости с большим содержанием механических примесей.

При таком многообразии предложений особенно ощущается отсутствие в России систематизированной информации по сравнительным характеристикам электропогружного оборудования.

Потребность в таком оборудовании возрастает со старением эксплуатируемого фонда скважин, находящихся в поздней стадии разработки месторождения.

Качественный подбор компоновки УЭЦН к скважине влияет на срок службы оборудования и сохранность недр.

Целью данного проекта является анализ эффективности добычи нефти механизированным способом на С-м нефтяном месторождении, а так же грамотный анализ и подбор усовершенствованных технологий, для решения части эксплуатационных причин, которые ведут к неисправности оборудования УЭЦН, для обеспечения их надежной работы и снижения затрат на извлечение нефти, так как недостаток информации и несовершенная система контроля за эксплуатацией УЭЦН, ведет к преждевременному отказу установки.

В первой главе изложены общие сведения о месторождении.

Во второй главе кратко описывается геологическое строение месторождения, стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность.

В третьей главе приводится характеристика текущего состояния разработки продуктивного горизонта.

В четвертой главе приводится анализ эффективности эксплуатации скважин с помощью УЭЦН, технология эксплуатации УЭЦН, монтаж УЭЦН, метод расчета МРП. В четвертой главе приводится анализ эффективности эксплуатации скважин с помощью УЭЦН, технология эксплуатации УЭЦН, монтаж УЭЦН, метод расчета МРП.

В пятой главе описывается Организационная структура управления и основные направления деятельности «Т-ть». Приводится расчет эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи.

В шестой главе анализируются вредные и опасные факторы при выполнении работ на кустовой площадке, влияние этих факторов на экологическую безопасность окружающей среды. Рассмотрены вероятные чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть при разработке или эксплуатации нефтяных скважин.

Заключение

Увеличение фонда скважин ЧРФ произошло за счет увеличения отказов по скважинам после оптимизации, ГРП и вывода скважин из бездействия прошлых лет силами ТИ КРС.

В году была выполнена оптимизация на скважинах согласно утвержденного бизнес – плана.

Из выполненных оптимизаций, являются рентабельными (%), три скважины вышли за пределы рентабельности (%) по следующим причинам:

- выработка запасов (1 скважина);
- снижение эффекта от ГРП (1 скважина);
- обводнение по пласту (1 скважина).

Основные причины не достижения запланированных приростов дебита нефти от общего количества оптимизированных скважин такие же, как и в году (в основном это рост обводнения, снижения притока из пласта).

В году объем дополнительной добычи нефти, полученной за счет проведения гидроразрыва пласта на скважинах Советского месторождения за

период –гг. составил тыс. т или % от всей добычи нефти по месторождению за отчетный год.

По результатам работы фонда УЭЦН. можно сделать следующие выводы:

- Увеличение доли ремонта оборудования двухпорного исполнения и закупка нового оборудования в спец. исполнении позволило выполнить план наработки на отказ по УЭЦН в г.

- В г. произошло снижение доли отказов по причине R=0, в результате использования качественного кабеля «».

- В связи с увеличением осложняющих факторов необходимо увеличить закупку кабельной линии производства «», дополнительных устройств (сдвоенных газосепараторов, диспергаторов).

- Для контроля работы скважин необходимо использовать системы телеметрии.

- После ГРП использовать освоение скважины.

С целью повышения наработки на отказ фонда скважин оборудованных УЭЦН в НГДУ «»постоянно выполняются и должны выполняться технические и организационные мероприятия.

Технические мероприятия

1. Применение ТМС в скважинах осложненного фонда ,позволит иметь более достоверную информацию для подбора подземного оборудования и снизить риски в реализации инвестиционных проектов.

2. Проводить гидродинамические исследования скважин (КВД) после проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти для корректного подбора погружного оборудования и сокращения преждевременных отказов.

3. Использовать СУ ЧРП на скважинах после проведения ГРП, что позволит вывести УЭЦН на режим без остановок на охлаждение (это снижает риск оседания механических примесей в насос); уменьшить депрессию на пласт (для предотвращения выноса проппанта); оценить эффективность проведённого ГТМ с перспективой оптимизации без проведения ПРС.

Организационные мероприятия

1. Развивать супервайзинг качества ремонтного и нового оборудования на базах по обслуживанию УЭЦН.
2. Закупать погружное оборудование в специальном исполнении в соответствии с динамикой изменения категорий сложности скважин.
3. Производить градацию фонда скважин на группы, в зависимости от скважинных условий и факторов, осложняющих эксплуатацию УЭЦН.
4. Закупать отечественные УЭЦН специального исполнения.
5. Проводить обучение технологического персонала