

Уважаемый Председатель и уважаемые члены ГЭК. Вашему вниманию предлагается дипломная работа на тему – Технология проведения гидравлического разрыва пласта ЮС-2 Федоровского месторождения.

Целью выпускной работы является рассмотрение техники и технологии проведения ГРП на скважинах Федоровского месторождения. Задачи выпускной работы:

- дать описание сущности ГРП, критериев подбора объектов для проведения гидроразрыва;
- рассмотреть технологический процесс проведения ГРП;
- провести оценку эффективности ГРП на месторождении;
- выполнить расчёт параметров ГРП;
- определить затраты на проведение ГРП и его экономическую эффективность.

В административном отношении Федоровское месторождение расположено на территории Ульт-Ягунской сельской администрации Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Район работ представляет собой слабо пересеченную, сильно заболоченную, неравномерно залесенную равнину, приуроченную к широтному течению р. Оби. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 м до +75 м.

Основная водная артерия района – р. Обь. Течение реки медленное (0,3-0,5 м/сек), спокойное. Ширина реки колеблется от 850 м до 1300 м, глубина 8-18 м. Река судоходная в течение всей навигации, со второй половины мая до конца октября.

Непосредственно на площади месторождения гидрографическая сеть представлена множеством ручьев и рек. Наиболее крупная из них р. Черная - правый приток Оби. На всей территории наблюдается большое количество болот и озер. Самое крупное озеро Пильтон-Лор имеет площадь около 100 км². Болота непроходимые, замерзают лишь к концу января.

Федоровское газонефтяное месторождение расположено в центральной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. Месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию второго порядка, расположенному в центральной части Сургутского свода.

В тектоническом отношении район месторождения представляет сложную антиклинальную зону, состоящую из ряда локальных поднятий: Северо-Сургутского, Федоровского, Мохового, Восточно-Мохового и Оленьего. Все они оконтуриваются общей сейсмоизогипсой – 2625 метров, отражающего горизонта «Б», отождествляемого с кровлей верхнеюрских отложений.

На месторождении установлены следующие нефтегазоносные комплексы: Нижне-среднеюрский; Келловей-оксфордский; Берриасский; Валанжин-готеривский; Апт-альбский.

При ГРП в призабойной зоне пласта создаются протяжённые трещины, через которые происходит фильтрация жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону скважины

Поскольку при ГРП в большинстве случаев (за исключением мелких скважин) возникают давления, превышающие допустимые для обсадных колонн, то предварительно в скважину спускают НКТ, способные выдержать это давление. Выше кровли пласта или пропластка, в котором намечается произвести разрыв, устанавливают пакер, изолирующий кольцевое пространство и колонну от давления, и устройство, предупреждающее его смещение и называемое якорем. По спущенным НКТ нагнетается сначала жидкость разрыва в таких объемах, чтобы получить на забое давление, достаточное для разрыва пласта. Момент разрыва на поверхности отмечается как резкое увеличение расхода жидкости (поглотительной способности скважины) при том же давлении на устье скважины или как резкое уменьшение давления на устье при том же расходе.

Успешное проведение ГРП позволяет многократно увеличить дебит скважины.

На чертеже 1 показана схема проведения ГРП.

После разрыва пласта в скважину закачивают жидкость-песконоситель при давлениях, удерживающих образовавшиеся в пласте трещины в раскрытом состоянии. Это более вязкая жидкость, смешанная с песком или другим наполнителем. В раскрытые трещины вводится песок на возможно большую глубину для предотвращения смыкания трещин при последующем снятии давления и переводе скважины в эксплуатацию. Жидкости-песконосители проталкивают в НКТ и в пласт продавочной жидкостью, в качестве которой используется любая маловязкая недефицитная жидкость

ГРП сразу после бурения рекомендуется проводить в скважинах, которые эксплуатируют низкопроницаемые пласты, имеющие высокую расчлененность. Проведение ГРП на добывающих скважинах сразу после бурения позволяет обеспечить высокие начальные дебиты скважины, существенно повысить эффективность заводнения пластов с низкой проницаемостью и, соответственно, увеличить коэффициент извлечения нефти.

Выбор скважин для выполнения ГРП проводится на основании следующих критериев:

- оценка горно-геологических условий;
- требования к характеристикам скважины и ее техническому состоянию;
- характеристики состояния разработки месторождения.

Эффективность ГРП определяется: степенью обводнённости продукции, начальной нефтенасыщенностью коллекторов, эффективной мощностью интервала гидроразрыва, неоднородностью строения пласта и расчленённостью его разреза, изолированностью интервала гидроразрыва пласта мощными глинистыми прослоями, а также расположением нагнетательных скважин и степенью заводнения пласта на участке воздействия.

Успешность ГРП во многом зависит от правильного выбора скважин для его проведения. Критерии подбора скважин для выполнения ГРП разбиты на три группы:

1. Оценка горно-геологических условий;
2. Требования к характеристикам скважины и ее техническому состоянию;
3. Характеристики состояния разработки месторождения.

Оборудование для проведения ГРП предназначено для работы в жёстких условиях нефтяных месторождений, приспособлено для перекачивания кислот и других жидкостей, предназначенных для взаимодействия с проппантом и управляется дистанционно с компьютерной станции, установленной на шасси автомашины или установки контроля. Оборудование может работать в температурном режиме от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

Для проведения ГРП применяется комплекс специальной техники, в состав которой входят насосные агрегаты, ёмкости для проппанта, реагентов и жидкостей, смесительные агрегаты, станция управления, специальная арматура, рассчитанная на высокое давление. Расстановка спецтехники и обвязка наземного оборудования показана на чертеже 2.

К основному подземному оборудованию ГРП относятся пакеры. На чертеже 3 показана конструкция пакера ПРО-ЯМ. Пакер ПРО-ЯМ состоит из уплотняющего и заякоривающего устройства. При посадке пакера осуществляют поворот колонны труб с пакером, при этом срезаются стопорные винты и под действием пружин плашки надвигаются на конус. Плашки раздвигаются и соприкасаются с эксплуатационной колонной. Далее производится разгрузка колонны труб на пакер – под весом колонны труб конус перемещается вверх и сжимает манжеты которые герметизируют межтрубное пространство.

С 2001 года на месторождении разрабатывается пласт ЮС2, запасы нефти которого являются трудноизвлекаемыми вследствие низкой проницаемости, высокой расчленённости и неоднородности продуктивных коллекторов. В таких условиях рентабельная разработка пласта возможна только за счёт массового проведения ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах.

В целом по скважинам эксплуатационного фонда начальные приросты дебитов жидкости и нефти после ГРП составили 18,0 и 9,8 т/сут соответственно, среднегодовые показатели составили 14,8 и 8,5 т/сут соответственно.

Для эксплуатационных скважин установлено следующее:

- рост дебита жидкости после ГРП с увеличением массы проппанта;
- рост обводнённости после ГРП с наращиванием массы проппанта и удельной массы проппанта, что связано с прорывом трещины ГРП в зону влияния нагнетательных скважин либо, на скважинах, расположенных в краевых зонах, подтягиванием пластовых вод. Для уменьшения риска прорыва трещины в водонасыщенную часть пласта, масса проппанта на 1 метр эффективной мощности пласта не должна превышать 1,5 т.
- оптимальная мощность пласта в интервале ГРП составляет 6...10 м.

Успешность проведённых ГРП составила 78,5%. Причины низкой технологической эффективности части проведённых ГРП обусловлена в первую очередь высокой начальной обводнённостью скважины, прорывом трещины в водонасыщенную часть пласта.

Перспективный и текущий планы по производству продукции формируются на основе принятой стратегии, а также перспективного и текущего планов сбыта (продаж). Планы сбыта являются основой формирования портфеля заказов, т.е. перечня заключённых с заказчиком договоров и планов поставок в натуральном выражении и на оказание услуг.

На основе плана поставок составляется план производства продукции в натуральном выражении с календарным распределением внутри планового периода.

Производственная программа строится на основе расчетов производственной мощности всего предприятия и основных цехов и баланса производственных мощностей.

Далее для обоснования производственной программы используют расчеты требуемых для его выполнения основных фондов, материальных, трудовых и финансовых ресурсов.

В работе я провёл расчёт по определению технологических параметров проведения ГРП. К основным технологическим параметрам, необходимым для проведения ГРП и определяемых расчётным путём относятся: давление жидкости разрыва на устье скважины – это давление должно быть достаточным для образования трещины; объёмы жидкостей разрыва и жидкости-песконосителя (определяются в зависимости от мощности пласта); число насосных агрегатов; предполагаемый прирост добычи нефти.

Также в ВКР были рассмотрены вопросы охраны труда и промышленной безопасности, охраны недр и окружающей среды.

В экономической части работы я определил затраты и показатели экономической эффективности проведения ГРП на скважине месторождения. (чертёж 4).

Анализ показателей дает возможность успешно разрабатывать оптимальные управленческие решения в целях наиболее рационального использования производственных мощностей, основных фондов, оборотных средств предприятия для дальнейшего положительного развития нефтегазодобывающего управления.

Экономическая эффективность гидроразрыва определяется приростом добычи нефти и затратами на обработку. Затраты на проведение ГРП составили 3463797,05 руб. Прирост добычи нефти составил 2347,68 т, за счёт чего получено снижение себестоимости 1 т нефти на 379,07 руб. Экономическая эффективность ГРП составила 1607196,15 руб.

Таким образом, Цель работы достигнута.
Спасибо за внимание!