

ВЛИЯНИЕ МАССЫ ПРОППАНТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГРП

Алмаз Ильдарович Низамутдинов

магистрант, Тюменский индустриальный университет, РФ, г. Тюмень

EFFECT OF PROPPANT MASS ON HYDRAULIC FRACTURING EFFICIENCY

Almaz Nizamutdinov

Undergraduate, Tyumen industrial University, Russia, Tyumen

Аннотация. В статье рассмотрены влияние эффективной мощности пласта и массы проппанта на дебит скважины после проведения гидравлического разрыва на объекте БВ₈.

Abstract. The article considers the influence of the effective reservoir capacity and proppant mass on the well flow rate after hydraulic fracturing at the BV8 facility.

Ключевые слова: проппант, нефть, месторождение, ГРП

Keywords: proppant, oil, field, hydraulic fracturing

Применение гидравлического разрыва пласта (ГРП) на Повховском месторождении начато в 1989 году (скважина № 487, запущена 30.01.1990 года). По состоянию на 01.01.2013 года проведено 3205 обработок (рисунок 1). По объекту БВ₈ – 2799 ГРП [1].

Доля дополнительной добычи нефти за счет ГРП на объекте БВ₈ составляет 28 % от общего объема накопленной добычи по объекту за всю историю эксплуатации. Охват фонда скважин методом гидроразрыва пласта составляет 64 % (или 74 % скважин добывающего фонда).

При ГРП на скважинах действующего фонда с годами наблюдается значительный рост массы проппанта и его максимальной концентрации, что позволяет увеличить длину и проводимость трещин ГРП. Так, при ГРП в 2011-2012 гг. на действующих скважинах средняя масса проппанта, закачанного в пласт, составила 45,1 т, что в 7 раз больше, чем в первые годы применения данного метода на объекте 1990-1995 гг. – 6,3 т [2].

Оценка влияния геологических характеристик обрабатываемых пластов на дебиты после ГРП показывает, что начальные дебиты жидкости и нефти увеличиваются при воздействии на пласты большей мощности (рисунок 1).

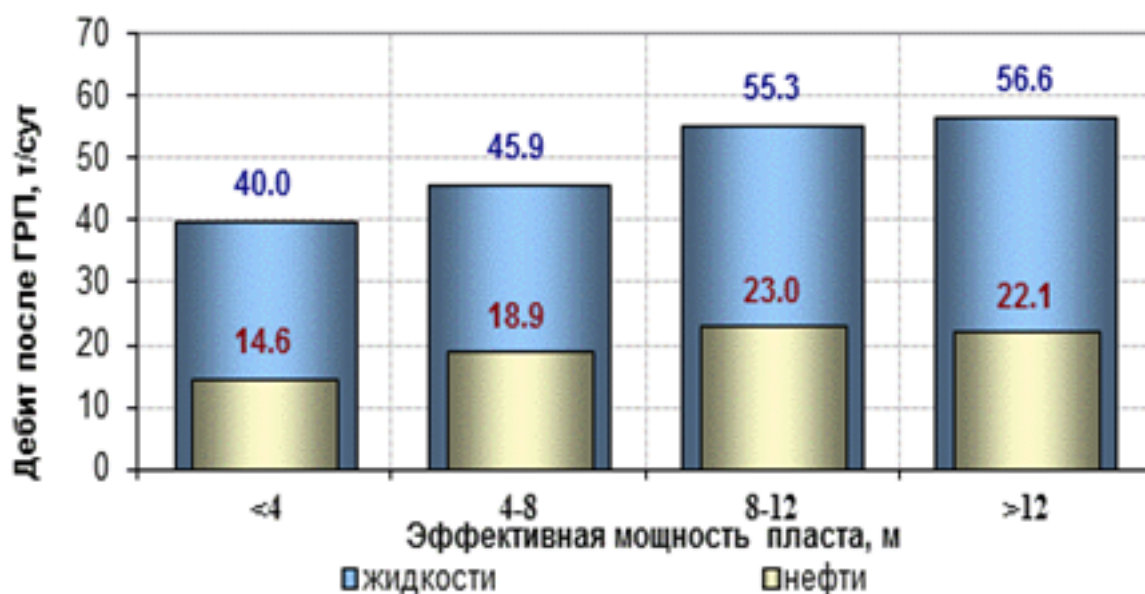


Рисунок 1. Распределение дебитов жидкости и нефти после ГРП на эксплуатационном фонде скважин по диапазонам эффективной мощности пласта БВ₈

Для дебита жидкости после ГРП характерен рост с увеличением массы пропантa, закачанного в пласт (рисунок 2). Для дебита нефти такой зависимости не установлено. Наибольший дебит нефти получен после ГРП с малыми массами пропантa – менее 10 т, данные операции преимущественно выполнялись в начальный период применения метода ГРП на объекте БВ₈. В последующие годы происходит увеличение накопленной добычи нефти и обводнение фонда, что сопровождается наращиванием массы пропантa.

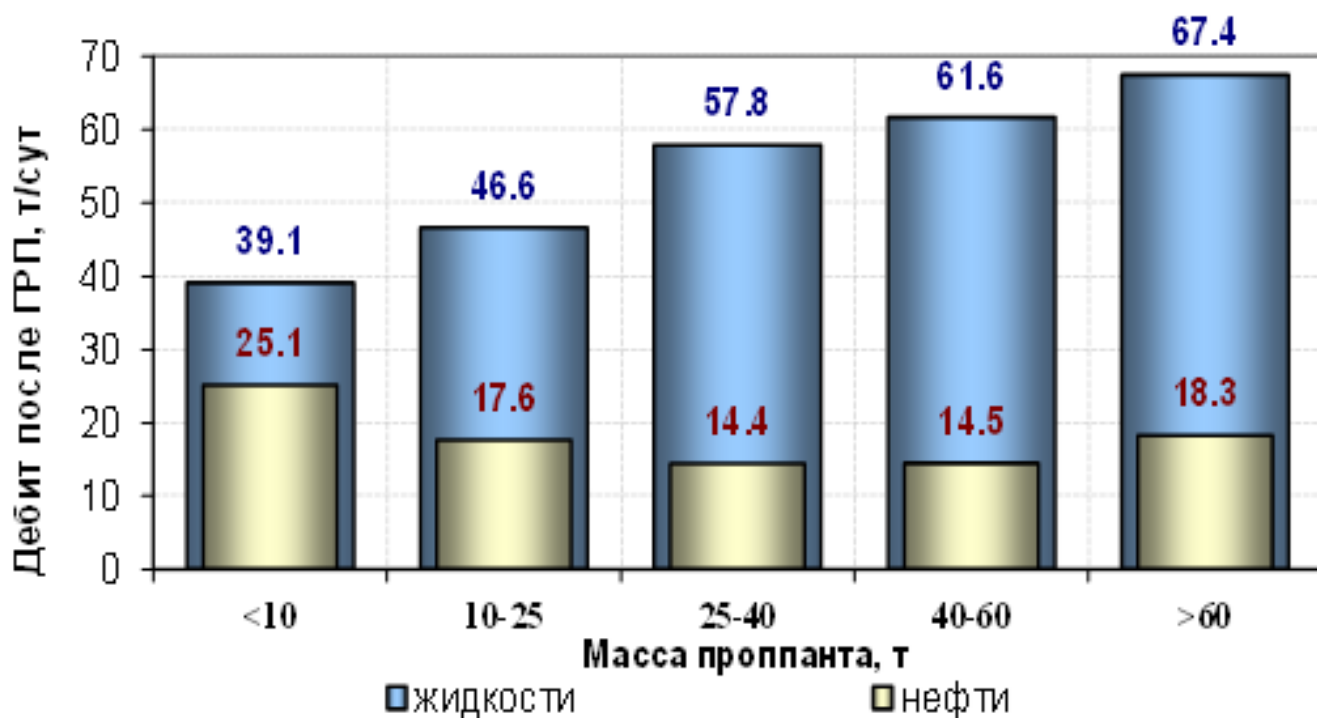


Рисунок 2. Распределение дебитов жидкости и нефти после ГРП на эксплуатационном фонде скважин по диапазонам массы пропантa на объекте

С увеличением массы проппанта на метр эффективной мощности пласта наблюдается рост удельного дебита жидкости (рисунок 3), наибольшее его значение получено при удельной массе проппанта более 6 т/м – 19,1 т/сут/м.

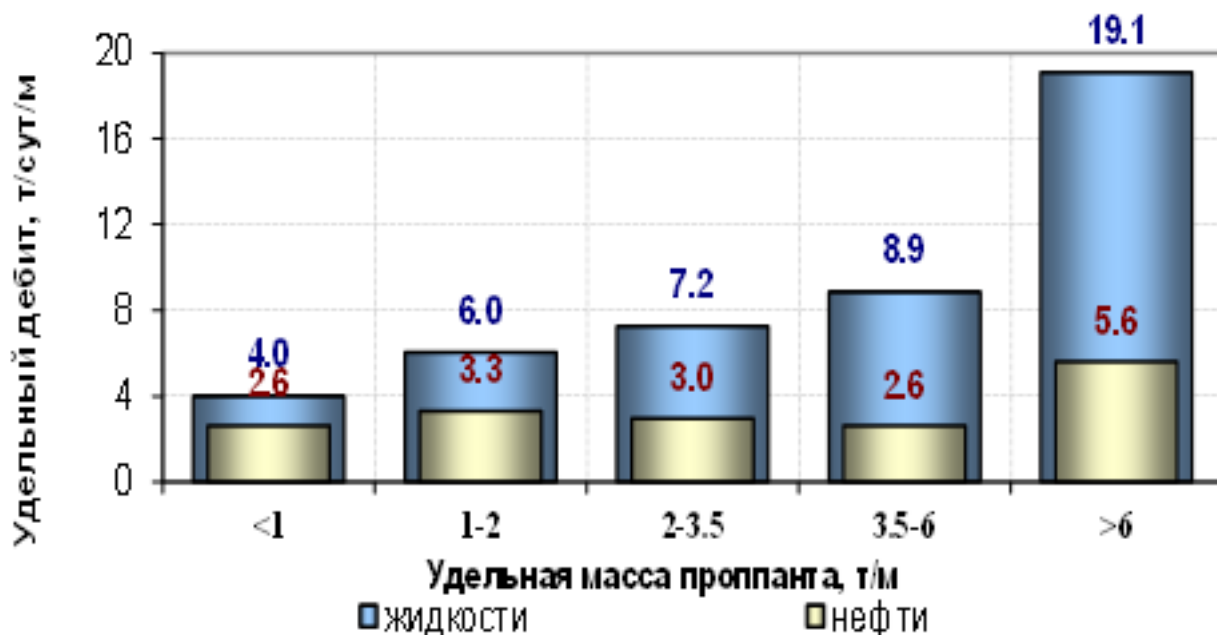


Рисунок 3. Распределение дебитов жидкости и нефти после ГРП на эксплуатационном фонде скважин по диапазонам удельной массы проппанта на объект БВ₈

После ГРП на эксплуатационном фонде скважин наблюдается высокий уровень обводненности добываемой продукции (в среднем 60 %). Чем выше накопленная закачка жидкости на ближайшей нагнетательной скважине, тем выше обводненность после ГРП на добывающей скважине. Высокие темпы снижения дебита жидкости связаны с пониженным пластовым давлением, прерывистостью разреза и его низкой проницаемостью, что не позволяет обеспечить эффективную работу системы ППД с равномерным вытеснением по всему разрезу [3].

Наряду с проблемой высокой обводненности отмечены самые высокие темпы падения дебита жидкости из-за истощения энергетики пласта, рекомендуется применение азотно-пенных ГРП в системе с усилением ППД в нижней части разреза.

Список литературы:

1. Технологическая схема разработки Повховского месторождения. // Тюмень, 2011.
2. Отчет по теме «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа Повховского месторождения». // Тюмень, 2019.
3. Басик Е.П. и др. Построение геологической модели продуктивного горизонта БВ₈

Повховского месторождения для уточнения геологических запасов нефти и создания постоянно действующей геолого-технической модели. ТПП «Когалымнефтегаз», Когалым, 1997.