ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ ГРП ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гузенко Ю.В.

Гузенко Юлия Владленовна – студент, кафедра разработки нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Аннотация: в статье анализируется эффективность применения технологии гидроразрыва на Тевлинско-Русскинском месторождении. Проведение геолого-технических мероприятий, предназначенных для интенсификации притока нефти к скважинам и снижения обводненности добываемой продукции, является одним из перспективных и быстроразвивающихся направлений технического прогресса в нефтяной промышленности. Во всех нефтегазодобывающих регионах ухудшение структуры запасов и истощение высокопродуктивных залежей приводят к возрастанию доли трудноизвлекаемых запасов с низкими дебитами скважин. При этом успешность геологотехнических мероприятий снижается, что особенно проявляется в связи с обводнением скважин. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных средств повышения дебитов скважин, поскольку не только интенсифицирует выработку запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и при определенных условиях существенно расширяет эту зону, приобщив к выработке слабодренируемые зоны и прослои, и, следовательно, позволяет достичь более высокой конечной нефтеотдачи.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, эксплуатационный фонд, проппант, обводненность, залежь, селективный гидроразрыв пласта.

На протяжении многих лет основным месторождением-донором скважин кандидатов было наиболее крупное Тевлинско-Русскинское месторождение. Технологию ГРП на данном месторождении начали внедрять в 1993 году. На текущий момент 82% фонда охвачено ГРП. При этом на самом крупном объекте $\mathrm{EC_{10}}^{2-3}$ на 77% добывающих скважин выполнен гидроразрыв пласта, из них на 68% скважин выполнена 1 обработка, на 26% - две обработки, на 6% скважин - 3 и более ГРП. Среди оставшихся скважин существуют ограничение по проведению данного вида ГТМ. В северной части месторождения располагаются залежи с контактными водоносными пропластками, также есть ряд скважин с высокими базовыми дебитами по нефти, на которых в ближайший период нецелесообразно проводить операцию ГРП. Текущая средняя обводнённость по объекту составляет 92%. Отборы от начальных извлекаемых запасов нефти составляют 77%.

С каждым годом увеличивается необходимость в длительных ремонтах при проведении ГРП. Данная ситуация усугубляется низким количеством ввода эксплуатационных скважин из бурения. В результате происходит объективное снижение количества потенциальных скважин-кандидатов и эффективности от ГРП.

На объекте $\mathrm{EC_{10}}^{2-3}$ Тевлинко-Русскинского месторождения выделено 13 участков геолого-промыслового анализа, отличающихся по своему геологическому строению, имеющих каждый свои промыслово-геологические и технологические особенности и охватывающих всю разбуренную часть. Получаемые приросты жидкости после ГРП коррелируют с эффективными толщинами и фильтрационными характеристиками участков — снижение эффективности в южных участках обусловлено худшими Φ EC.

Сохранение прироста дебита жидкости и обводненности продукции на уровне предыдущих лет или даже их снижение обусловлено увеличением количества селективных ГРП, в том числе с предварительными водоизоляционными и ремонтно-изоляционными работами. На пласте EC_{10}^{2-3} Тевлинско-Русскинского месторождения выполнено 130 селективных ГРП, из них 66 операций с предварительной закачкой глинистых растворов и 64 ГРП – эмульсионных составов.

Данная технология позволяет выполнять ГРП в условиях предельной обводненности (более 90 %). Особенностью пласта $\mathrm{EC_{10}}^{2\text{-}3}$ является высокая мощность и расчлененность разреза, отсутствие выраженных перемычек в разрезе пласта, нет возможности разобщить интервал РИР и интервал воздействия ГРП, прирост дебита нефти достигается при высоких отборах жидкости (около 200 т/сут), продолжительность эффекта по снижению обводненности составляет 3-4 месяца, удельный эффект 3-8 т/сут. В то же время эмульсии не являются жесткими составами и не могут быть прокачаны на большую глубину в силу своих реологических характеристик. Для повышения эффективности селективных ГРП на высокообводненном фонде скважин рекомендуется:

1. использовать полимерные составы с возможностью регулирования времени гелеобразования в пластовых условиях;

- 2. закачка полимерных композиций в больших объемах с целью обеспечения проникновения на значительные расстояния и создание более протяженных блок-экранов, для снижения риска прорыва трещины в обводненные пласты при проведении ГРП;
- 3. закачка полимерных составов с поэтапным увеличением концентрации полимера для увеличения вязкости композиции на каждом этапе закачки.

На пластах ачимовской толщи низкая эффективность операций ГРП обусловлена высокой обводненностью после обработок вследствие подключения низкопроницаемых пропластков с высоким содержанием связанной воды.

На пласте ЮС в наклонно-направленных скважинах рекомендуется опробовать технологию азотнопенного ГРП. Использование азота позволяет сократить объем жидкой фазы до 70 % (что благоприятно для пластов, чувствительных к воде из-за набухания глин), а также облегчает процесс освоения скважин за счет энергии растворенного газа, в т.ч. в зонах пониженного пластового давления.

При выполнении ГРП на эксплуатационном фонде скважин с годами наблюдается рост массы проппанта и его максимальной концентрации, однако эффективность по нефти не достигает результатов обработок начальных периодов применения ГРП на объекте, что связано с высокой выработкой запасов вследствие заводнения и высокой обводненность как до, так и после ГРП. Так, после ГРП установлено:

- 1. чем меньше расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами, тем выше уровень обводненности после ГРП, оптимальное расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной порядка 600 м.
- 2. чем выше накопленная закачка жидкости на ближайшей нагнетательной скважине, тем выше обводненность после ГРП на добывающей скважине;
- 3. эффективность по жидкости после ГРП увеличивается при воздействии на пласты большей мощности;
- 4. для коллекторов с эффективной мощностью менее 12 м масса проппанта на один метр эффективной толщины пласта не должна превышать 2,0 т/м, для коллекторов с мощностью более 12 м нецелесообразно использовать более 1,5 т/м проппанта

Для новых наклонно-направленных скважин установлено:

- наибольшие дебиты жидкости и нефти получают при воздействии на пласты большей мощности;
- тенденция роста дебитов жидкости и нефти с увеличением массы проппанта закачанной в пласт. Удельные показатели эффективности также растут с увеличением удельной массы проппанта. При ГРП на новых ННС, вскрывающих пласт $\mathrm{EC_{10}}^{2-3}$ с эффективной мощностью более 7 м, масса проппанта не должна превышать 4 т на 1 метр эффективной мощности пласта.

Сопоставление результатов за последние годы показывает, что наращивание массы проппанта в центральных частях не привело к увеличению прироста дебита жидкости (абсолютный дебит жидкости возрастает после ГРП, проводимых при более высоких базовых дебитах жидкости), но позволило сохранить эффективность по нефти.

Список литературы

- 1. Усачёв П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Издательство Недра, 1986. 165 с.
- 2. Дополнение к проекту разработки Тевлинско-Русскинского месторождения, выполнен ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре от 11.12.2014 г. № 6087).
- 3. Жданов С.А., Константинов С.В. Проектирование и применение гидроразрыва пласта в системе скважин // Нефтяной хозяйство, 1995. № 9. С. 24–25.
- 4. *Балакиров Ю.А., Буркинский И.Б.* Совершенствование технологии гидравлического разрыва пластов // Время колтюбинга, 2016. № 1. С. 44–47.
- 5. *Виноградова И.А.* Результаты применения технологии ГРП по снижению риска неконтролируемых водопроявлений на месторождениях Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации, 2009. № 5–6. С. 29–34.