УДК 622.276.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

USE OF FORMATION HYDRAULIC FRACTURING FOR OIL RECOVERY ENHANCEMENT

В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский, С. К. Сохошко

V. V. Panikarovski, E. V. Panikarovski, S. K. Sohoshko

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень.

Ключевые слова: **гидравлический разрыв пласта**; **интервал перфорации**; **трещина ГРП**; **толицина глинистого экрана**

Key words: formation hydraulic fracturing; perforation interval; FHF. fracture; clayscreen thickness

В практике разработки нефтяных и газовых скважин существуют два основных метода увеличения нефтеотдачи — это методы интенсификации притоков скважин, которые увеличивают текущую добычу нефти и газа в процессе эксплуатации скважин, и методы увеличения нефтеотдачи, основным назначением которых является повышение нефтеотдачи пластов за счет вовлечения в разработку ранее невыработанных запасов. Такое деление данных методов увеличения нефтеотдачи носит некоторую долю условности, так как все эти методы увеличивают конечную нефтеотдачу.

Процесс заводнения продуктивных пластов является обычным базовым вариантом при составлении проектов разработки нефтяных месторождений.

Нефть и газ

√ 4, 2015

В случае, когда возникает необходимость уплотнения эксплуатационной сетки скважин или использования в процессе разработки методов увеличения нефтеотдачи, то эффективность оценивается по базовому варианту разработки месторождения.

Если разработка месторождения базовым методом — методом заводнения — уже завершена, то вся последующая добыча ведется за счет применения методов увеличения нефтеотдачи. Эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи может определяться после определенного периода эксплуатации объекта на базовом режиме разработки при наличии фактических промысловых данных по этому периоду и фактических промысловых результатов применения методов увеличения нефтеотдачи с показателями базового метода разработки.

Применение методов увеличения нефтеотдачи, таких как гидравлический разрыв пласта (ГРП), позволяет удерживать темпы падения добычи нефти и газа на низком уровне, что обеспечивает проведение рациональной разработки месторождений нефти и газа. Обобщенный анализ влияния ГРП на показатели разработки месторождений Западной Сибири показывает, что в большинстве имеются общие признаки, характеризующие успешность проведения данного вида работ. В обобщенном виде они представляют собой систему критериев, отражающих совокупность диапазонов изменения геолого-промысловых, технологических, экономических критериев, в пределах которых можно ожидать высокой эффективности применения ГРП. Основное назначение критериев — обеспечение возможности выполнения оперативной выборки фонда скважин для проведения ГРП на данном объекте разработки. В представленную группу критериев входят геологические и технологические факторы.

К геологическим факторам относятся текущие запасы нефти и газа на участке разработки, которые обеспечат дополнительный объем добычи. В процессе ГРП не должна произойти разгерметизация залежи и подключение к добыче водоносных горизонтов. Наличие у залежи нефти газовой шапки, близость трещины ГРП к водонефтяному контакту (ВНК) могут привести к прорыву газа из газовой шапки или к преждевременному обводнению скважины подошвенной водой.

Из технологических причин на проведение ГРП влияют следующие факторы: объем жидкости гидроразрыва; концентрация расклинивающего материала. Данные факторы определяют глубину проникновения трещины ГРП в пласт и ее проводимость.

Основные требования к эксплуатационным скважинам для проведения ГРП сводятся к следующим критериям. Толщина перекрывающих и подстилающих экранов в разрезе скважин, где проводится процесс ГРП, должна быть не менее 5 м, а отношение текущего пластового давления к начальному пластовому давлению должно составлять не менее 0,9 и должно поддерживаться с помощью нагнетательных скважин за два или три месяца до проведения ГРП. Особые требования предъявляются к техническому состоянию скважин, связанному с состоянием заколонного пространства и качеством цементирования. Цементирование заколонного пространства должно быть на 20 м выше и ниже интервала перфорации при наличии водоносных горизонтов. Рекомендуемый для проведения ГРП объект должен иметь толщину не менее 5 м и давать приток нефти с обводненностью менее 50 %.

Аналогичные требования предъявляются для нагнетательных скважин.

Все эти критерии и факторы влияют на технологическую эффективность проведения ГРП и получение дополнительной добычи нефти.

На Красноленинском месторождении гидроразрыв пласта в эксплуатационных скважинах проводится по технологии фирм «Haliburton» и «Катконефть». Основная часть процессов ГРП проведена в песчаниках викуловской свиты Ем-Ёговской и Каменной площадей.

На Ем-Ёговской площади дебит нефти после проведения ГРП по технологии «Haliburton» в среднем увеличился с 2,7 до 25,8 т/сут, дебит жидкости возрос с 3,1 до 40,0 т/сут, обводненность возросла с 18,7 до 23,7 % [1].

ГРП, проведенные по технологии «Катконефть» позволили увеличить дебит нефти с 2,9 до 20,3 т/сут, дебит жидкости вырос с 3,8 до 47,0 т/сут, обводненность скважин возросла с 23,6 до 56,8 %. Продолжительность действия ГРП оценивается в 24 месяца, а дополнительная добыча за счет одной операции ГРП составляет 7,2 тыс. т.

В качестве основного критерия результативности ГРП принимается величина дополнительной добычи за счет ГРП, которая обеспечивает целесообразность применения данного метода. Дополнительная добыча рассчитывается по приросту дебита нефти в результате проведения ГРП относительно среднего дебита нефти, взятого за 5 месяцев работы скважины перед проведением ГРП. Временем завершения действия эффекта ГРП принимается снижение дебита нефти ниже базового дебита.

Всего рассматривались две группы скважин с достигнутым эффектом ГРП и дополнительной добычей нефти более 2 300 т на одну скважино-операцию, а также скважины с малой дополнительной добычей менее 2 300 т на одну скважино-операцию.

По всем скважинам были определены геолого-геофизические параметры и оценена динамика добычи нефти, обводненности продукции как до проведения ГРП, так и после него.

Всего на Ем-Ёговской площади с малой дополнительной добычей после ГРП отмечены 10 из 78 скважин, где был проведен ГРП в пластах викуловской свиты.

Исследование результатов работы скважин позволили выделить основные причины низкой эффективности ГРП в отдельных скважинах.

В первой группе скважин низкий прирост дебита нефти и жидкости после проведения ГРП связан с низкими потенциальными возможностями пласта. У второй группы скважин наблюдается прирост дебита жидкости и низкий прирост дебита нефти после проведения ГРП, который происходит в результате обводнения эксплуатационных скважин, расположенных в районе нагнетательных скважин и наличия межколонных перетоков.

Основными параметрами, определяющими величину дебитов скважин, являются эффективная толщина пород-коллекторов и фильтрационно-емкостные свойства пород призабойной зоны пласта.

Состав притока в скважине, предложенной для проведения ГРП, определяется текущей нефтенасыщенностью пород-коллекторов, соотношением толщин нефтенасыщенных и водонасыщенных пластов и размерами толщин, вскрытых при ГРП, нефтенасыщенных и водонасыщенных пород-коллекторов.

Нижний предел нефтенасыщенности, при котором породы-коллекторы могут отдавать нефть и воду, составляет от 46 до 52 %, а нижний предел нефтенасыщенности, при которой породы не содержат подвижной нефти, составляет от 28 до 36 %.

Минимальная толщина глинистого раздела между нефтенасыщенными и водонасыщенными коллекторами, обеспечивающими водоизоляцию от водоносных горизонтов, должна быть от 6 до 14 м в зависимости от технологии ГРП, что обусловлено ограничениями на высоту трещины.

Расчетным путем могут быть определены зависимости высоты, прорываемого трещиной глинистого экрана от толщины пласта, темпов закачки жидкости ГРП и ее вязкости. В этом случае принимаются средние для месторождений значения параметров, характеризующие прочностные характеристики пород: модуль Юнга и коэффициент Пуассона. Величина напряжений между пластом и глинистым экраном принимается равной 4 МПа для пластов с коэффициентом песчаннистости ниже 0,6, а при напряжении 5 МПа — с коэффициентом песчаннистости выше 0,6.

При минимальных темпах закачки жидкости ГРП от 2,0 до 2,5м³/мин проникновение трещины в глинистый экран составляет от 5 до 7 м. При смещении интервала перфорации относительно середины пласта изменяется глубина проникновения трещины ГРП в перекрывающие и подстилающие глинистые экраны.

Для вычисления проникновения трещины ГРП в верхний и нижний экраны используют следующие формулы:

$$D_e = h/2 - (h_{nep} - h_{nep}); D_u = h/2 - (h_{noo} - h_{nep}),$$

где $D_{\rm e}$ — глубина проникновения трещины в верхний экран, м; $D_{\rm h}$ — глубина проникновения трещины в нижний экран, м; h — максимальная высота трещины, м; $h_{\rm nep}$ — глубина середины интервала перфорации, м; $h_{\rm kp}$, $h_{\rm nod}$ — глубины кровли и подошвы пласта, м.

Абсолютная величина толщины глинистого раздела между нефтенасыщенными и водонасыщенными пластами может ограничивать проведение ГРП в каждой скважине. Для принятия окончательного решения для проведения ГРП необходимо учитывать

общую толщину пласта, расчлененность разреза, положение интервала перфорации для предложенной технологии ГРП.

Для уточнения предельных значений толщины глинистого экрана необходимо проведение большого объема дополнительных исследований прочностных свойств пород.

Перед проведением процесса ГРП определяется техническое состояние скважины, отсутствие слома или смятия эксплуатационной колонны, ее герметичность, качество цементирования колонны в интервале перфорации на 15-20 м вверх и вниз от него в зависимости от технологии ГРП. Данные требования определяются образованием трещин ГРП, которые могут достигать высоты от 30 до 50 м.

Оптимальная величина угла отклонения скважины от вертикали при входе в продуктивный пласт должна быть не более 10°, а интервал перфорации должен быть не менее 2–4 м при глубине перфорации от 0,2 до 0,8 м.

Выполнение данных условий по изучению влияния зенитного и азимутального углов ствола скважины на структуру образующихся трещин на моделях обсаженных скважин позволило установить, что при значении зенитного угла не более 10° образуется единая трещина ГРП, а не система трещин. В скважинах с зенитным углом от 10° до 30° необходимо обеспечивать эффективный объем перфорации с учетом соотношения высоты интервала перфорации и глубины проникновения перфорационных каналов в пласт.

Меньшему интервалу перфорации должна соответствовать большая глубина перфорационных каналов.

Критериями выбора скважины для проведения ГРП, определяющими данное условие, являются: близость зоны нагнетания, состояние выработки запасов и состояние пластового давления в залежи [2].

Необходимым условием успешности проведения ГРП является обеспеченность запасами в зоне дренирования скважин. При отборе более 75 % от извлекаемых запасов возрастает вероятность увеличения обводненности после проведения ГРП.

Необходимо избегать проведения ГРП в зонах нагнетания воды, где по выше- и нижезалегающему объекту при толщине глинистых разделов от 10 до 15 м увеличивается вероятность заколонных перетоков.

С целью подбора скважин для проведения ГРП проведена обработка действующего фонда скважин Ем-Ёговской площади. Среди добывающих скважин действующих и бездействующих выделены группы скважин по величине текущего дебита жидкости и величине текущей обводненности. По величине текущего дебита жидкости выделены две группы скважин: низкодебитные (с дебитами менее 20 т/сут) и высокодебитные (с дебитами более 20 т/сут). В данных группах установлены две группы скважин по величине текущей обводненности: с обводненностью меньше 50 % и высокообводненные (с обводненностью более 50 %).

При данном делении скважин на группы и подгруппы упрощается выбор скважин для проведения ГРП.



Рис. 1. Распределение объемов геологических мероприятий на Красноленинском месторождении за период 2012–2014 гг.

Для условий Ем-Ёговской площади целесообразно рассматривать возможность проведения ГРП в скважинах, где величины текущего дебита по жидкости не более 5 т/сут.

Высокодебитные скважины с низкой обводненностью должны быть исключены из кандидатов на проведение ГРП ввиду нецелесообразности его проведения.

Успешность проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Красноленинского месторождения достаточно высокая (рис. 1).

Исходя из структуры остаточных запасов на месторождении, необходимо подобрать скважины для проведения ГРП в низкопродуктивной части коллектора, а в ближайшей перспективе необходимо проведение ряда повторных ГРП в низкопроницаемой части пород-коллекторов в добывающих скважинах. Проведение ГРП в нагнетательных скважинах требует проведения дополнительных исследований.

Список литературы

- 1. Ревенко В. М., Гузеев В. В. и др. Особенности разработки Красноленинского свода. М., 2010. 36 с.
- 2. Каневская Р. Д., Дияшев И. Р. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотлачи. М., 2002. 89 с.

Сведения об авторах

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)305700

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)296697

Сохошко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)416889

Information about the authors

Panikarovski V. V., Doctor of Engineering, professor of the chair «Geology of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)305700

Panikarovski E. V. Candidate of Science in Engineering, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)296697

Sohoshko S. K., Doctor of Engineering, professor of the chair «Modeling and management of oil and gas production processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8 (3452)416889