

New Technology to Increase Productivity of Oil and Gas Wells

Новые технологии увеличения продуктивности нефтегазовых скважин

Dr Valentin Grebennikov (Academy of Sciences), Anatoly Ivanov, Mikhail Popov

Д. т. н., академик Валентин Гребенников, Анатолий Иванов, Михаил Попов

Currently, the oil and gas industry uses numerous technologies to stimulate production. However in practice such technology is frequently applied without sufficient scientific substantiation, ignoring the requirement that any negative impact upon productivity should be fully taken into account. The situation is still more aggravated by a long-standing desire to solve any geotechnical problems based on rule of thumb, and, combined with an empirical approach to stimulating production and attaining full well potential, this will inevitably result in a 1.5 to 2 times reduction in overall operating efficiency.

A decrease in permeability around the well bore in a production reservoir is caused by the following two key factors:

- the development of tangential compressing ring stress during drilling due to rock pressure;
- sediment around the well bore caused by solids from process fluids (well-killing and washing fluids, drilling muds, etc.), and other solid deposits;

The physical and chemical characteristics of reservoir stimulation caused by these factors are various. The first results in a decrease of pore sizes around the well bore, whilst the second results in pores plugged by foreign objects. For maximum efficiency in any given technology to stimulate production it is clearly necessary to take into consideration both factors and to seek ways to eliminate their negative consequences.

This paper describes two technologies: slot-hole reservoir relief and chemical treatment. They can be considered as an addition or, in some cases, as an alternative for such well-known and now common technologies as hydraulic fracturing and acid treatment.

Reservoir Cracking Relief (RCR)

The essence of cracking relief (RCR) around the well bore of a production reservoir consists in controlling tangential stresses developing around the well bore due to rock pressure; two diametrically opposite radial cracks are made along the axis across the production reservoir. The geometry of each crack should be calculated on the basis of geological conditions and rock stresses. The width of each mine opening (crack) matches the hole's diameter, with its depth equal to 7-10 diameters. The cracks transform compressing circular stresses around the well bore into tensile stresses which relieves the zone around the well bore and therefore opens pores, improving reservoir properties around the well bore.

Thus it is feasible to achieve a maximum production capacity from the reservoir under given hydrodynamic conditions. In addition, the RCR technology is free from a number of hydrofrac (HF) requirements on wells, such as maximum reserve maturity (HF \geq 30 percent, SR \geq 70 percent), minimum payout bed thickness (HF \geq 4 m, SR \geq 0.5 m), minimum distance between water contact and deposit, clay barrier thickness, and others.

For the implementation of this technology unique special equipment (Fig. 1) has been developed, manufactured and tested in industrial conditions as well as RCR cutting technology.

The technology has efficiently been used in Russian fields (Udmurtneft, Orenburggazdobycha, Permneft, Obneftegazgeologiya, Samaraneftgaz, Lyantorneft) and abroad – in China (Manchuria), Yemen (Western and Eastern Ayad) and the United States (Kansas, California).

The use of RCR technology in 57 oil wells in carbonaceous and terigenous reservoirs, has brought an average additional oil production

В настоящее время известно множество различных технологий интенсификации добычи углеводородов, однако на практике выбор конкретных технологий часто осуществляется без достаточного научного обоснования, без учета того, что механизм воздействия должен строго соответствовать всем факторам, ухудшающим производительность скважин. Этому способствуют и традиционное стремление к самостоятельному решению любых геолого-технических проблем, что вкупе с эмпирическим подходом к вопросам интенсификации добычи и достижения потенциальных возможностей скважин неминуемо приводит к снижению общей эффективности работ более, чем в полтора-два раза.

Снижение проницаемости прискважинной зоны продуктивного пласта обусловлено двумя основополагающими факторами:

- образованием при бурении скважин касательных кольцевых сжимающих напряжений, вызванных горным давлением;
- осадением в прискважинной зоне коллектора твердой фазы технологических жидкостей (глушения, промывки, буровых растворов и т.п.) и иных твердых осадков;

Физико-химические характеристики воздействия этих факторов на пласт различны по своей природе. Если первый фактор приводит к уменьшению размеров пор в прискважинной зоне, то второй фактор вызывает закупорку пор инородным телом. Очевидно, что для получения максимального эффекта при выборе технологии интенсификации необходимо учитывать оба этих фактора и искать, соответственно, пути устранения их негативных последствий.

В данной работе представлены две технологии: щелевая разгрузка пласта и реагентная обработка, позиционирующиеся как дополнение, а в некоторых случаях как альтернатива таким известным, ставшим уже классическими, технологиям, как гидроразрыв пласта и кислотная обработка.

Щелевая разгрузка пласта (ЩРП)

Основой технологии щелевой разгрузки прискважинной зоны продуктивного пласта (ЩРП) является возможность управления величиной касательных напряжений, возникающих в прискважинной зоне за счет горного давления, путем создания вдоль оси скважины на всю мощность продуктивного пласта двух радиальных щелей, ориентированных в диаметрально противоположные стороны. Геометрия каждой щели рассчитывается в зависимости от геологических условий и горных напряжений. Ширина каждой горной выработки (щели) соизмерима с диаметром скважины, глубина – 7-10 диаметров скважины. Геометрия каждой щели рассчитывается в зависимости от геологических условий и горных напряжений. Создаваемые щели преобразуют кольцевые сжимающие напряжения в прискважинной зоне в растягивающие напряжения. За счет этого происходит разгрузка прискважинной зоны и, соответственно, раскрытие пор, обеспечивающее улучшение коллекторских свойств прискважинной зоны.

Это позволяет получить максимальную по гидродинамическим условиям отдачу пласта. При этом технология ЩРП свободна от ряда ограничений, предъявляемых к скважинам под ГРП, таких как максимальная выработанность запасов (ГРП \geq 30%, ЩРП \geq 70%), минимальная мощность продуктивного пласта (ГРП \geq 4 м, ЩРП \geq 0,5 м), минимальная удаленность водяного контакта от залежи или толщина глинистого экрана и некоторых других.

Для реализации этой технологии разработано, изготовлено и апробировано в промышленных условиях уникальное специальное оборудование (рис.1) и методика резки разгружающих щелей.

Технология эффективно использовалась на месторождениях в России («Удмуртнефть», «Оренбурггаздобыча», «Пермнефть», «Обьнеfteгазгеология», «Самаранефтегаз», «Лянторнефть») и за рубежом в КНР (Манчжурия), Йемене (Западный и Восточный Аяд), США (Канзас, Калифорния).

В результате обработок 57 нефтяных скважин в карбонатных и терригенных коллекторах по технологии ЩРП средняя дополнительная добыча нефти по скважине составила 3,4 тыс. т, при продолжительности действия эффекта 3-4 года. При об-