

Анализ методов повышения нефтеотдачи на Усть-Котухтинском месторождении

Сагов Ибрагим Абукарович

Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень

Рассматривая результаты работ за 2015-2017 гг., можно отметить, что оценка эффективности гидродинамических методов на Усть-Котухтинском месторождении затруднена по причине несовершенства системы проведения выбранных мероприятий (проведение одновременно нескольких видов воздействия на одном участке с небольшими временными промежутками, а также несформированность системы разработки по эксплуатационному объекту).

В районах скважин, на которых проводились ГДМ ПНП, выделено 4 участка с добывающими скважинами, отреагировавшими на проведённые мероприятия. Если мероприятия проводились на двух и более скважинах в близком промежутке времени (1 – 3 месяцев) и находящихся на близких расстояниях друг от друга, то участки этих скважин объединялись в один, и расчёт дополнительной добычи нефти проводился от их совместного воздействия. Одновременно с ФОЖ, НЗ и ОСН на некоторых исследуемых участках, проводились и другие ГТМ: перфорация, запуск добывающих скважин ГРП, ОПЗ и др. В число оценочных не включены скважины, на которых за период расчета технологической эффективности были выполнены вышеперечисленные мероприятия. Эффективность мероприятий рассчитывалась в программе «EOR Effect+», по характеристикам вытеснения. При этом дополнительная добыча нефти делится на 2 части, эффект полученный за счёт изменения обводненности пласта и эффект полученный за счёт интенсификации нефтедобычи. Этот способ позволяет рассчитать компенсацию потерь добычи нефти за счёт проведённого мероприятия, поэтому если, например, дополнительная добыча нефти за счет интенсификации нефтедобычи получилась отрицательной, а по нефтеотдаче положительной, то это свидетельствует о том, что в результате проведённого мероприятия при падении темпов добычи нефти увеличивалась текущая

нефтеотдача пласта на участке.

На Усть-Котухтинском месторождении обработки ПЗП не проводились, в связи с чем решено провести анализ выполненных обработок по Повховскому месторождению (южная часть) и оценить технологическую эффективность применяемых составов и технологий для интенсификации добычи нефти по данному объекту.

В период 2013-2017 гг. на южной части Повховского месторождения выполнено 225 обработок, все обработки на объекте БВ8. Дополнительная добыча нефти составила 122,2 тыс. т или 544 т в среднем на одну скважино-операцию. Средний начальный прирост по ОПЗ за 2013-2017 гг. составил 2,4 т/сут, при плане 2,2 т/сут, удельный прирост дебита нефти – 2,9 т/сут. Количество низкоэффективных обработок 68 скв.-опер., успешность 70 %.

При выполнении ОПЗ применялись составы и технологии: КСПЭО, «Алдинол-20», «Гелий», БелНИПИ, ПИВ, ПГДА, ГИВ «Навигатор», СКО, ГИО

В разрезе применяемых составов/технологий начальные приросты составляют 2,0-3,8 т/сут. Наибольшим удельным приростом характеризуется состав «Гелий» - 3,6 т/сут.

По результатам проведенного анализа наиболее эффективными составами являются КСПЭО, «Алдинол-20», «Гелий»

На основании расчета эффектов от смены оборудования и химического воздействия на призабойную зону установлено, что на большинстве скважин весь прирост либо бóльшая его часть относится к эффекту от ОПЗ.

Список использованных источников

1. Технологический регламент по проектированию и контролю траекторий скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». - Когалым, 2015.

2. Технологический регламент на строительство скважин с горизонтальным окончанием ствола на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». - Когалым, 2015.