

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА СЕВЕРО-КОЧСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Лушанков А.С.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: lushas@mail.ru

Анализ методов интенсификации притока добывающих скважин показал, что эффективность данного вида работ на Северо-Кочевском месторождении составляет 78 %, средний технологический эффект по эффективным – 209 т/скв.-опер. Эффект длится в среднем 5 месяцев. В целом проведенные обработки призабойных зон показали хорошие результаты. Имеющийся перечень технологий позволяет достаточно успешно достигать на Северо-Кочевском месторождении необходимые приросты дебита жидкости и нефти. В качестве перспективных методов обработок призабойных зон для пластов Северо-Кочевского месторождения можно выделить следующие: кислотные обработки с содержанием 6-12 % соляной кислоты с добавками модификаторов в виде органических кислот, многоатомных спиртов, поверхностно-активных веществ, без выдержки на реакцию, сочетание химического и физического воздействия на ПЗП. Основной причиной не достижения эффекта от обработок призабойных зон на Северо-Кочевском месторождении является рост обводненности продукции, что связано с наличием перетоков из выше- и нижележащих горизонтов, а также по высокопроницаемым пропласткам или созданным после гидроразрыва трещинам. В дальнейшем при подборе скважин под кислотные обработки необходимо учитывать данный отрицательный факт и на подобных скважинах не проводить мероприятия с кислотными составами.

Ключевые слова: интенсификация притока, добывающая скважина, нефть, кислотная обработка, призабойная зона

ANALYSIS OF THE INFLOW STIMULATION METHODS EFFECTIVENESS IN THE NORTH KOCHSKOE FIELD

Lushankov A.S.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”, Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: lushas@mail.ru

Analysis of methods of intensification of the inflow of production wells has shown that the efficiency of this type of work in the North Kochevskoye field is 78%, the average technological effect for efficient production is 209 t / well. The effect lasts an average of 5 months. In general, the treatment of bottomhole zones has shown good results. The existing list of technologies makes it possible to successfully achieve the necessary increments in the flow rate of liquid and oil at the Severo-Kochevskoye field. As promising methods for treating bottomholes for the North Kochevskoye field, the following can be distinguished: acid treatments with 6-12% hydrochloric acid with additives of modifiers in the form of organic acids, polyhydric alcohols, surfactants, without exposure to reaction, a combination of chemical and physical impact on the PPP. The main reason for not achieving the effect of bottomhole zone treatments at the Severo-Kochevskoye field is the increase in water cut in production, which is due to the presence of overflows from the above and below horizons, as well as high permeability layers or fractures created after fracturing. In the future, when selecting wells for acid treatment it is necessary to take into account this negative fact and do not carry out activities with acid compositions on such wells.

Keywords: intensification of inflow, production well, oil, acid treatment, bottomhole zone

По состоянию на 01.01.2016 года из методов интенсификации и повышения КИН применялось бурение горизонтальных скважин, ЗБГС, ОПЗ, гидроразрыв пласта (ГРП), МУН, перфорационные методы, гидродинамические методы [1-5].

С начала разработки было проведено 421 скважино-операция с эффективностью 2021,3 тыс. т, в том числе за счет бурения 88 скважин и 13 ЗБС прирост составил 1490,8 тыс. т или 73,7 % от общей эффективности, за счет 218 скважино-операций по воздействию на пласт с эффективностью – 231,1 тыс. т или 11,4 % от общей эффективности (гидродинамические методы ПНП приводятся без учета мероприятий по циклической закачке) и за счет проведения 102 скважино-операций на скважинном оборудовании получен эффект - 299,4 тыс. т или 14,8 % от общего прироста добычи (рисунок 1).

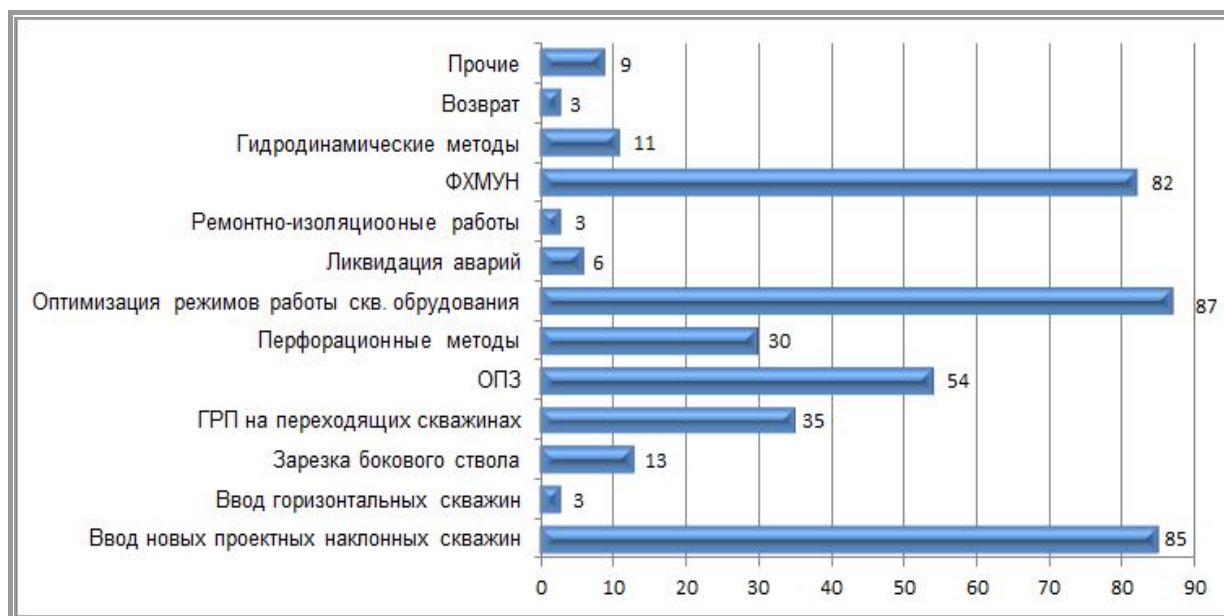


Рисунок 1 - Объем выполненных ГТМ за весь срок разработки по состоянию на 01.01.2016 года. Северо-Кочское месторождение в целом

Последние два года (2014 и 2015 года) разработка месторождения велась в соответствии с действующим проектным документом: «Дополнение к технологической схеме разработки Северо-Кочского месторождения» (протокол ЦКР Роснедр по УВС № 8214 от 09.12.2014 г.).

В целом проектным документом планировалось проведение 57 скважино-операций с эффективностью 75,3 тыс. т, фактически было выполнено 95 скважино-операций с эффективностью 68,4 тыс. т. Отставание эффективности на 6,9 тыс. т. или 9,1 %, объясняется, в основном, более низкими дебитами пробуренных скважин и меньшим их количеством.

Проектным документом было предусмотрено в период с 2014 по 2015 год бурение 7 скважин, в т. ч. пяти наклонных скважин с эффективностью 4,2 тыс. т. и двух горизонтальных (на объект ЮС₁¹) с эффективностью 21,8 тыс. т., фактически было пробурено и

введено в разработку шесть скважин, в т. ч. три скважины – с наклонно-направленным окончанием с эффективностью 2,4 тыс. т., и три горизонтальных с суммарной эффективностью 9,6 тыс. т.

Проектом предусматривалось бурение пяти боковых горизонтального стволов с эффективностью 19,2 тыс. т, фактически было пробурено два боковой горизонтальных ствола с эффективностью 11,4 тыс. т.

За период действия последнего проектного документа 2014-2015 гг. планировалось выполнить 10 ГРП, в том числе 6 – на переходящем фонде скважин, фактически выполнено 11 ГРП, в том числе 8 - на скважинах переходящего фонда.

Планировалось провести 9 ОПЗ с эффективностью 2,7 тыс. т, фактически выполнено 7 ОПЗ с эффективностью 1,0 тыс. т. Фактически проведено 12 скважино-операций с применением перфорационных технологий с эффективностью 8,4 тыс. т, проектом применение перфорационных технологий не предусматривалось. Проведено 31 скважино-обработок потокоотклоняющими составами (МУН) с эффективностью 20,7 тыс. т, по проекту – 30 операций с эффективностью 18 тыс. т. Также фактически проведено 16 ГТМ на скважинном оборудовании с эффектом 7,5 тыс. т.

Высокие показатели разработки нефтяных месторождений и конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) можно получить только при рациональной эксплуатации объекта, соответствующем действенном и эффективном регулировании процесса фильтрации. Регулирование обеспечивается изменением темпов и распределением отбора жидкости по скважинам, изменением плотности размещения скважин, увеличением проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) и др.

При разработке нефтяной залежи воздействие на пласт осуществляется в дискретных точках – в добывающих скважинах. Такое воздействие приводит к возникновению в нефтенасыщенной толще фильтрационных потоков и образованию как активно дренируемых, так и «застойных» зон, не охваченных в пласте процессом фильтрации.

Регулирование процесса фильтрации и управление им в нефтяном пласте возможно лишь при наличии определенного резерва в производительности добывающих скважин, который во многом определяется состоянием ПЗП и ее фильтрационными характеристиками. Таким образом, эффективность разработки нефтяных месторождений влияет на состояние призабойных зон пласта всех скважин.

На продуктивность скважин наиболее сильно влияет снижение проницаемости призабойной зоны скважины (ПЗС). Поэтому на всех стадиях проведения технологических операций, в той или иной степени связанных с воздействием на продуктивный коллектор, необходимо сохранять или восстанавливать естественную проницаемость ПЗП, что является

актуальной задачей повышения эффективности разработки месторождения. Однако методы воздействия на продуктивный пласт должны соответствовать конкретным горно-геологическим условиям скважины, селективно и направленно устранять причины снижения проницаемости и не влиять отрицательно на другие свойства коллектора.

Большинство неудачных обработок получается при незначительном снижении дебита по жидкости и малым истечением времени после проведенного ГРП. Рекомендуем оптимальным временем для проведения ОПЗ считать период после 6 месяцев ранее проведенного ГРП, и снижение по жидкости от максимального должно быть не менее 2-2,5 раз.

Исходя из вышеизложенного, во избежание потерь в добыче нефти в дальнейшем необходимо проводить кислотные обработки для стабилизации уровня добычи нефти.

Технологии ОПЗ нашли широкое применение из-за простоты проведения воздействия, низких эксплуатационных затрат и низкой стоимости. Цель ОПЗ - восстановление или улучшение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП. Также ОПЗ проводят для подключения в работу ранее не работавших интервалов продуктивных пластов.

На Северо-Кочском месторождении нашли широкое применение ОПЗ на основе химических реагентов-кислот (КСПЭО, Алдинол-20, Элтинокс), технологии воздействия кислотными составами с последующей очисткой ПЗП (НПП «Гелий»), гидровоздействие.

Состав Алдинол-20 представляет собой смесь многоатомных спиртов, катионных и неионогенных ПАВ и соляной кислоты.

Кислотный состав КСПЭО представляет собой смесь соляной кислоты и модификаторов МК-Р и МК-Н. Модификатор МК-Р представляет собой смесь растворителя и поверхностно-активных ингредиентов, содержащихся в строго определенных соотношениях, с плотностью 0,9 г/см³. Модификатор МК-Н представляет собой смесь поверхностно-активных ингредиентов, содержащихся в строго определенных соотношениях, с плотностью 1,05 г/см³.

Комплексная технология Гелий включает в себя обработку многокомпонентным кислотным составом, в который входят синтетическая соляная кислота, катионные и неионогенные ПАВ, реагенты на основе уксусной и лимонной кислоты, деэмульгаторы и комплекс «Трилон-В».

Технология Элтинокс представляет собой кислотный состав на основе соляной кислоты с катионными и неионогенными ПАВ.

Селективный метод газо-импульсной обработки (ГИО) призабойной зоны пласта заключается в обработке намеченных точек в интервалах перфорации импульсами (длительностью 0,1-0,15 сек.) высокого давления (порядка 800-1000 Ат) с применением

глубинного скважинного генератора, использующего в качестве рабочего агента газообразный азот, что позволяет обеспечить давление в зоне обработки в несколько раз превышающее горное и избирательно воздействовать на выбранные участки.

ПГДА (пороховой генератор давления акустический) предназначен для изменения и перераспределения профиля притока и вовлечение пропластков с низкой проницаемостью или увеличение их доли участия в разработке. Увеличение коэффициента продуктивности, очистка ПЗП от АСПО увеличение притока нефти, стабилизация или снижение обводненности на 1-10 %.

За последние пять лет (2011-2015 гг.) на Северо-Кочском месторождении на действующем фонде проведено 27 обработок призабойной зоны пласта. На скважинах неработающего (бездействующего, консервационного) фонда ОПЗ не проводилось. Дополнительная добыча от ОПЗ составила 5648,5 т, удельная эффективность - 209 т на одну скважино-операцию.

За период действия последнего проектного документа 2014-2015 гг. планировалось провести 9 ОПЗ с эффективностью 2,7 тыс. т, фактически выполнено 7 ОПЗ с эффективностью 1,0 тыс. т.

За 2011-2015 гг. успешность проведенных ОПЗ составляет 78 % (21 обработка из 27 является успешной, рисунок 2), в том числе по пласту БС10₂⁰⁻¹ – 69% (9 из 13) и по пласту ЮС₁¹ – 86 % (12 из 14).

Как видно из графика, в 2012 и 2014 годах наблюдается наименьшее количество обработок, в 2011, 2013 и 2015 годах объем значительно выше.

Распределение обработок ПЗП по объектам отражает рисунок 3. Как видно из рисунка, немного больше обработок проведено по пласту ЮС₁¹ (14 ОПЗ – 52 % от общего числа операций, проведенных на добывающих скважинах); кроме того ОПЗ проводится по пласту БС10₂⁰⁻¹ - 13 ОПЗ).

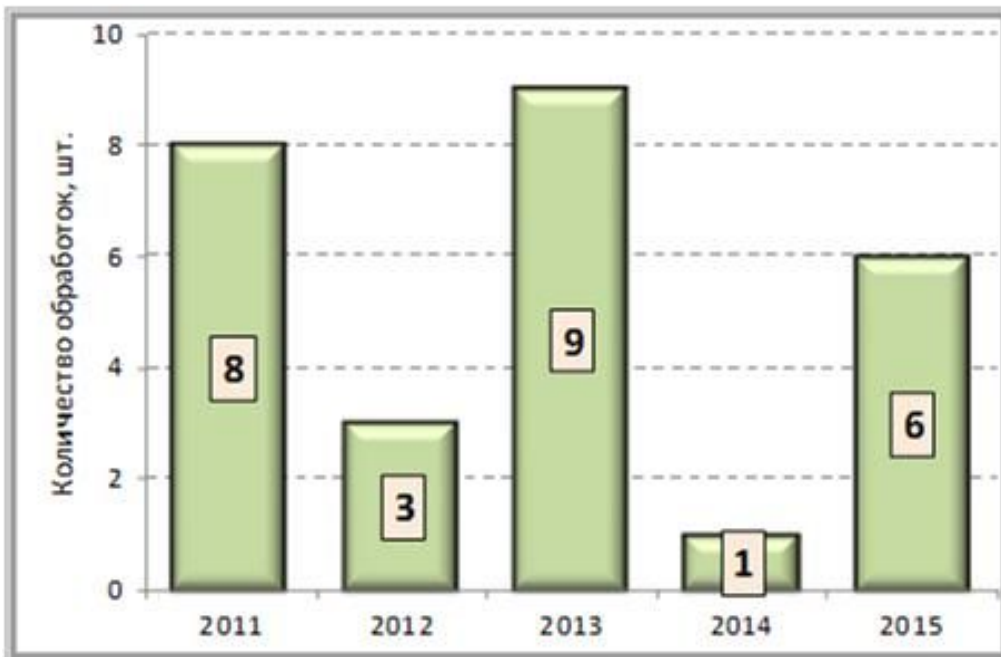


Рисунок 2 - Динамика изменения количества мероприятий с применением ОПЗ, выполненных на Северо-Кочском месторождении за период 2011-2015 гг.

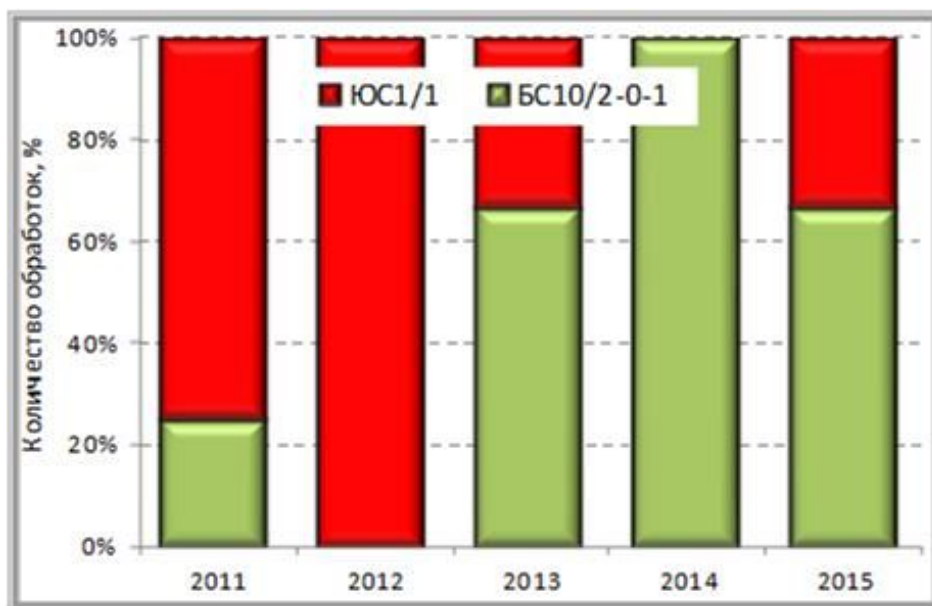


Рисунок 3 - Распределение обработок ОПЗ по объектам разработки на Северо-Кочском месторождении за период 2011-2015 гг.

На графике (рисунок 4) приведено распределение обработок по видам ОПЗ, а так же дополнительная добыча нефти и удельная эффективность от этих обработок.

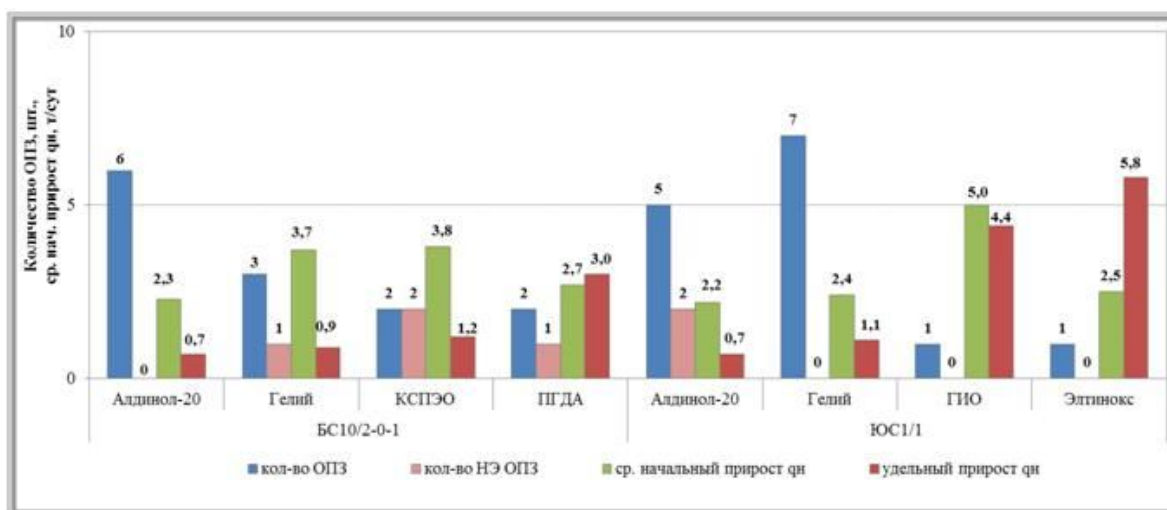


Рисунок 4 - Результаты применения кислотных составов на Северо-Кочском месторождении за период 2011-2015 гг

По пласту BC10₂⁰⁻¹ кислотные обработки проведены кислотными составами Алдинол-20, КСПЭО и технологиями Гелий и ПГДА. За период с 2011 по 2015 год проведено 6 обработок кислотной композицией Алдинол-20. В среднем начальный прирост дебита нефти составил 2,3 т/сут, удельный среднесуточный эффект ниже начального и составляет всего 0,7 т/сут.

Кислотным составом КСПЭО выполнено 2 мероприятия. Средний начальный прирост дебита нефти составил 3,8 т/сут, удельный среднесуточный эффект ниже начального и составляет 1,2 т/сут.

Технологией Гелий проведены три обработки. Фактический начальный прирост дебита нефти составил 3,7 т/сут, удельный – 0,9 т/сут.

Технологией ПГДА выполнено два мероприятия. Средний начальный прирост составил 2,7 т/сут, удельный – 3,0 т/сут. Одна из обработок низкоэффективна по причине длительного вывода скважины на режим.

По пласту BC10₂⁰⁻¹ Северо-Кочского месторождения высокие технологические показатели эффективности получены от технологий Гелий, ПГДА и кислотного состава Алдинол-20, данные технологии рекомендуются для дальнейшего применения.

По пласту YU1¹ ОПЗ проведены кислотными составами Алдинол-20, Элтинокс, а так же технологиями ГИО и Гелий. Кислотным составом Алдинол-20 обработано 5 скважин. Средний начальный прирост составил 2,2 т/сут, удельный эффект - 0,7 т/сут.

Технологией ГИО выполнено единичное мероприятие. В среднем прирост дебита нефти получен - 5,0 т/сут, удельный среднесуточный эффект ниже начального и составляет 4,4 т/сут.

Так же проведено 7 ОПЗ технологией Гелий, данные обработки имеют средние показатели приростов дебитов нефти - 2,4 и 1,1 т/сут соответственно.

Технологией Элтинокс проведено единичное мероприятие, средний начальный прирост дебита нефти составил 2,5 т/сут, удельный – 5,8 т/сут.

Исходя из вышесказанного по пластам БС10₂⁰⁻¹ и ЮС₁¹ рекомендуется к применению кислотный состав Алдинол-20, а так же технология ГИО и Гелий, по которым прослеживаются самые высокие приросты дебитов нефти. Технология ПГДА и кислотная композиция Элтинокс рекомендуется для дальнейшего апробирования.

Успешность проведения ОПЗ в период 2011-2015 гг. осталась практически на одном уровне, кроме 2014 года. Так, в 2011 году она составляла 75 %, в 2012 году – 67 %. В период 2013-2015 гг. успешность обработок составила 0-100 %.

Таким образом, основной причиной не достижения эффекта от ОПЗ на Северо-Кочском месторождении является рост обводненности продукции, что связано с наличием перетоков из выше- и нижележащих горизонтов, а также по высокопроницаемым пропласткам или созданным после ГРП трещинам. В дальнейшем при подборе скважин под ОПЗ необходимо учитывать данный отрицательный факт и на подобных скважинах не проводить мероприятия с кислотными составами.

Основными причинами не достижения планового прироста дебита нефти являются: проведение ОПЗ с целью недопущения дальнейшего падения дебитов, для поддержания базового уровня добычи; рост обводненности продукции после ОПЗ.

Список литературы:

1. Лысенко В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. - М.: Недра, 2000.
2. Лысенко В. Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1987.
3. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. - М.: Гостоптехиздат, 1953.
4. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: Добыча нефти /Под ред. Ш.К. Гиматудинова. - М.: Недра, 1983.
5. Щелкачев В.Н. Избранные труды. 1990. - Т. 1. - (ч. 1, 2). -Т. 2 - М.: Недра