

На правах рукописи

ОРЛОВ ДМИТРИЙ ГЕННАДЬЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ
СРЕДСТВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ
ПРИТОКОВ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА**

(на примере Самотлорского месторождения)

Специальность 25.00.15 — Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2005

Работа выполнена в открытом акционерном обществе «Самотлорнефтегаз» и научно-исследовательском и проектном институте технологий строительства скважин (НИПИ ТСС) при Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ)

Научный руководитель — доктор технических наук, профессор
Овчинников Василий Павлович

Официальные оппоненты: – доктор технических наук, профессор
Грачев Сергей Иванович,
– кандидат технических наук
Кузнецов Роман Юрьевич

Ведущая организация — открытое акционерное общество
«Сибирский научно-исследовательский
институт нефтяной промышленности»
(ОАО «СибНИИНП»)

Защита состоится 16 декабря 2005 года в 16-00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного нефтегазового университета по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан 16 ноября 2005 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук,
профессор

В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. На современном этапе разработки углеводородных месторождений значительно резко сократилось число фонтанирующих скважин при одновременном увеличении обводненности продукции. Новые месторождения имеют ухудшенную геолого-промысловую характеристику по сравнению с разрабатываемыми. Темпы прироста разведанных запасов отстают от темпов роста нефтедобычи. В этих условиях остро встает задача максимального использования возможностей каждой скважины, каждого продуктивного пласта с участка залежи. Регулирование состояния околоскважинных зон пласта — один из основных вопросов повышения эффективности разработки месторождений.

В последние годы стратегическим направлением решения этих задач была разработка методов воздействия на пласт в целом, а развитию технологий воздействия на призабойную зону скважин оказывали недостаточное внимание. Вместе с тем имеющийся опыт показывает, что воздействие на призабойную зону скважин, сопутствующее воздействию на пласт, существенно увеличивает нефтеизвлечение. Эффект может быть получен как при целенаправленных обработках призабойной зоны на стадии освоения скважины, так и в качестве попутного эффекта при воздействии на пласт в целом гидродинамическими, тепловыми и физико-химическими методами.

Вероятность увеличения добычи пластового флюида из них значительно повышается при использовании новых высокоэффективных технических средств и технологий.

Среди многообразия способов освоения наиболее перспективными являются методы, которые позволяют максимально решать проблемы по восстановлению коллекторских свойств прискважинной зоны продуктивного пласта.

Цель работы — повышение эффективности освоения скважин и дальнейшей их эксплуатации путем разработки технологий и технических средств, обеспечивающих направленные регулирующие воздействия на фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта.

Для достижения указанной цели поставлены следующие задачи:

- провести анализ современного состояния существующих научно-технических решений по созданию депрессий на продуктивные интервалы;
- научно обосновать перспективность, эффективность, целесообразность разработки и использования методов плавных регулируемых депрессий при освоении и эксплуатации скважин;
- разработать технические средства для создания регулируемых депрессионных воздействий на пласт;
- опробовать их в промысловых условиях и оценить эффективность.

Научная новизна выполненной работы

Обоснованы и разработаны:

— метод ступенчатого плавновозрастающего депрессионного воздействия на вскрытый разрез в процессе освоения и эксплуатации скважины;

— способ разработки нефтегазовых залежей включающий в себя определение зон с доминирующими фильтрационными каналами, определение их ориентации, гидродинамическое регулируемое воздействие на них с целью увеличения их проницаемости (приемистости), отбор жидкости из пласта в режиме «набор – сброс». Размещение скважин осуществляется по зонам: в зоне с доминирующими фильтрационными каналами — эксплуатационные скважины; в зонах с пониженной флюидопроводимостью — нагнетательные скважины;

— режимы ступенчатого плавновозрастающего депрессионного воздействия на пласт при освоении скважин.

Осуществлена модернизация конструкций забойных струйных насосов и технологий их использования, а также комплектующего оборудования.

Практическая ценность и реализация

Применение разработанных методов и технических решений по ступенчатому плавновозрастающему и регулируемому депрессионному воздействию на околоскважинную зону пласта позволило:

— повысить качество проводимых работ по освоению скважин и интенсификации притока, что существенно уменьшило, а по ряду скважин, прекратило вынос из пласта твердых частиц;

— проводить исследования скважин на приток для построения индикаторных диаграмм, а также оперативно, на стадии испытания и освоения скважины контролировать фильтрационные свойства пород в околоскважинной зоне пласта;

— осуществлять с помощью беспакерной компоновки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом добычу нефти, на малодебитных скважинах, оперативно контролировать и определять оптимальный режим работы пласта путем замера динамических и статических уровней;

— уменьшить ремонтируемый фонд, оборудованный УЭЦН и УШГН, и снизить затраты на текущий ремонт скважин;

— без подъема НКТ переводить скважины в оптимальный режим эксплуатации или нагнетания рабочего агента для поддержания пластовой энергии.

Разработанный комплекс технических средств и методических приемов успешно реализован при освоении и эксплуатации скважин на площадях ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Лукойл-Бурение», ООО «Варьеган-Ремонт», ПО «Беларусьнефть», ООО «Лукойл-Западная Сибирь», ОАО «ТНК-Нягань» и др. Опытные-промышленные работы проведены на 926 скважинах различных регионов.

Апробация работы

Материалы и основные результаты диссертационной работы докладывались на: техническом совещании СНГДУ-1 ОАО «ТНК» (Нижневартовск, 2002); Международной научно-технической конференции, посвященной 40-летию ТюмГНГУ «Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе» (Тюмень, 2003); научно-техническом совещании «Проблемы строительства и эксплуатации скважин Западно-Сибирского нефтегазового комплекса» (Тюмень, 2004), техническом совещании ООО «Югсон-Сервис» (Тюмень, 2004); региональной научно-практической конференции, посвященной 5-летию Института Нефти и Газа «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири» (Тюмень, 2005).

Публикации

По материалам диссертации опубликовано 8 работ, в т.ч. 6 статей в научных журналах, получено 2 патента РФ на изобретение.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4-х разделов, выводов и рекомендаций, списка использованных источников (107 наименований) и приложений. Изложена на 206 страницах машинописного текста, содержит 53 рисунка и 26 таблиц.

Автор выражает глубокую признательность д-ру техн. наук, профессору В.П. Овчинникову, канд. техн. наук А.М. Кирееву, канд. техн. наук Н.Н. Светашову, канд. геол.-минерал. наук Б.И. Кравченко за помощь и содействие в выполнении работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы работы, сформулированы цель и задачи исследований.

В первом разделе дан анализ условий разработки и освоения Самотлорского месторождения, работы погружного оборудования, описаны процессы, происходящие в околоскважинной зоне продуктивного пласта, и их влияние на продуктивность (приемистость) скважины.

Скважина, околоскважинная зона и межскважинная часть пласта — это взаимосвязанные и взаимодействующие элементы единой техноприродной системы. В процессе сооружения скважины наиболее существенные изменения фильтрационных свойств пласта происходят в ее околоскважинной зоне. Ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) оказывает влияние не только на ее производительность, но и темпы разработки месторождения и конечный коэффициент нефтеизвлечения.

В зонах ухудшенной проницаемости теряется значительная часть пластовой энергии. Известно, что ухудшение проницаемости околоскважинной зоны в 5 раз приводит к снижению производительности скважины в 3,5 раза, а уменьшение проницаемости в 50 раз может вызвать потерю производительности в 15 раз.

Научные основы этой проблемы решались в работах В.А. Амияна, А.И. Булатова, Г.И. Баренблатта, В.С. Войтенко, Ю.В. Вадецкого, А.А. Гайворонского, Т.Д. Голф-Рахт, В.М. Добрынина, Ю.П. Желтова, А.М. Киреева, Р.И. Медведского, В.П. Овчинникова, Г.Т. Овнатанова, Н.Н. Светашова, Е.М. Смехова, М.Л. Сургучева, М.Е. Стасюка, В.Н. Щелкачева, Р.С. Яремийчука и др.

Основной объем добычи пластового флюида на Самотлорском месторождении приходится на механизированный способ — с помощью спускаемого в скважину оборудования. И в этом случае в условиях низких забойных давлений, высокие величины депрессий, резко меняющиеся по величине и направлению, естественно способствуют поступлению в скважину мехпримесей. Нарботка установок погружных штанговых и центробежных электронасосов (УЭЦН) на отказ в таких условиях, как показывает промысловая практика, существенно снижается.

На рисунке 1 представлена динамика изменения фонда скважин за последние годы. К эксплуатационному фонду отнесены все скважины, имеющиеся на балансе ОАО «Самотлорнефтегаз»; к рабочим — скважины, эксплуатируемые на конец года; коэффициент использования — отношение рабочего фонда скважины к эксплуатационному.

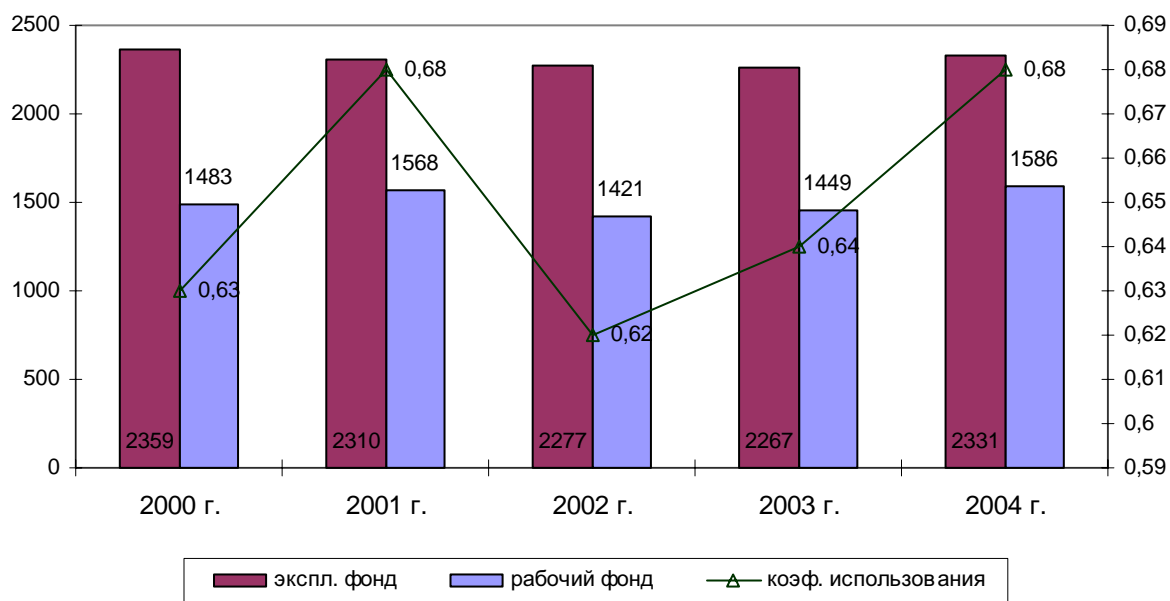


Рисунок 1 — Фонд скважин по ОАО «Самотлорнефтегаз»

При повышении депрессии в период вывода скважин на режим, пуска после остановок, при эксплуатации вследствие изменившихся условий объем мехпримесей в добываемой продукции, выносимых как из пласта в скважину, так и с забоя увеличивается. При этом происходит абразивный износ трущихся поверхностей насоса. Часть мехпримесей осаждается на рабочих органах погружных насосов, вследствие чего нарушается нормальный режим откачки, увеличивается коэффициент трения, насосы начинают работать с повышенной вибрацией, снижается дебит, ухудшается охлаждение

электродвигателя, в результате нарушаются термобарические условия в интервале установки насоса. С последним фактором связано осаждение солей на рабочих органах насоса из попутно-добываемой воды. В конечном итоге происходит преждевременный отказ подземного оборудования. В лучшем случае оплавление удлинителя ($R=0$) из-за недостаточного охлаждения, в худшем — аварийное расчленение насосной установки («полет») ЭЦН из-за вибрации.

Значительно содержание мехпримесей явилось и причиной снижения производительности скважин, а также «заклинивания» элементов насосной группы (рисунок 2). В целом распределение «осложненного» флюида ЭЦН по объединению имеет вид (рисунок 3). Еще раз подтверждено, что большая часть причин, приводящих к осложнениям (выходу из рабочего состояния) погружных электроцентробежных насосов является наличие механических примесей.

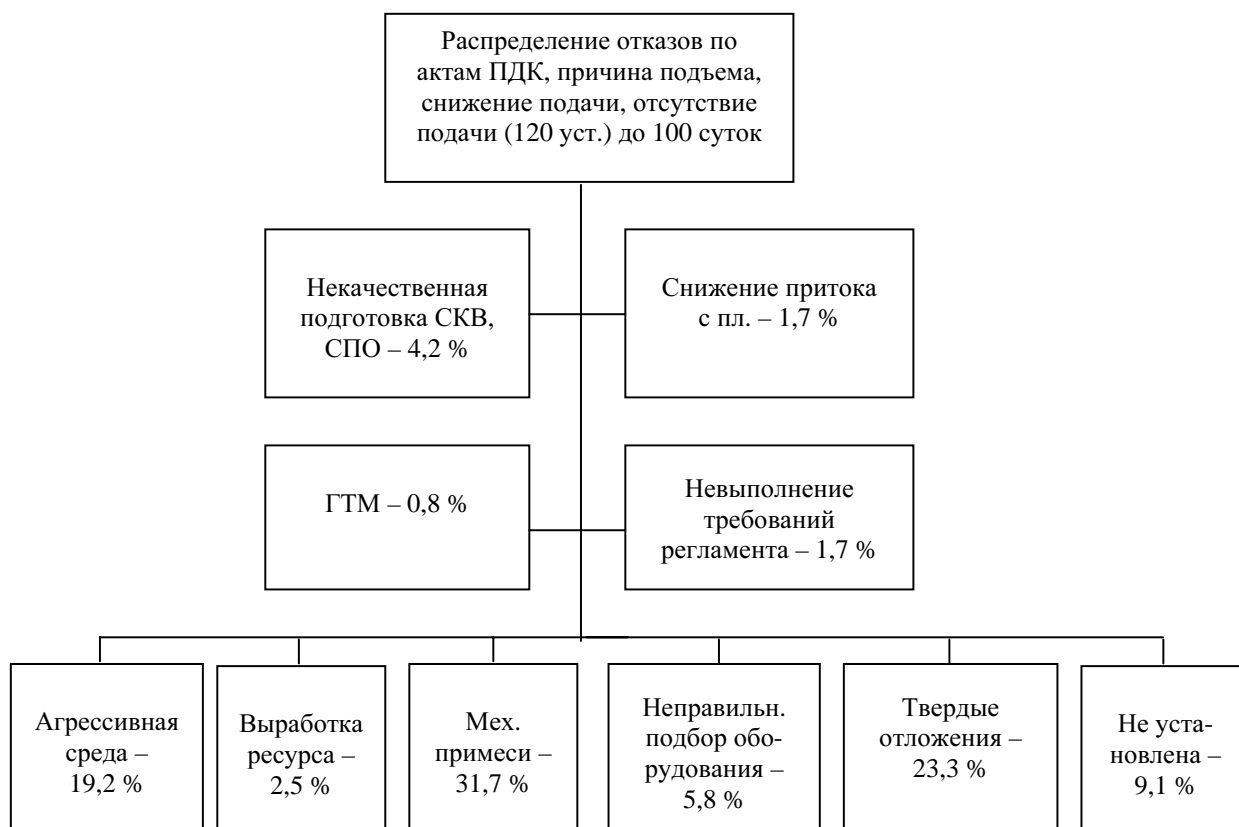


Рисунок 2 — Причины снижения производительности УЭЦН

Также было установлено:

- диапазон изменения мехпримесей от 0 до 100 мг/л наименее опасен для ЭЦН в обычном исполнении;
- диапазон изменения мехпримесей от 0 до 300 мг/л — неопасный диапазон для ЭЦН в специальном исполнении (износостойком);
- диапазон мехпримесей более 300 мг/л характеризуется повышенными эрозионным износом и вибрацией ЭЦН, сопровождающимися выпадением солей на рабочих органах насосов;

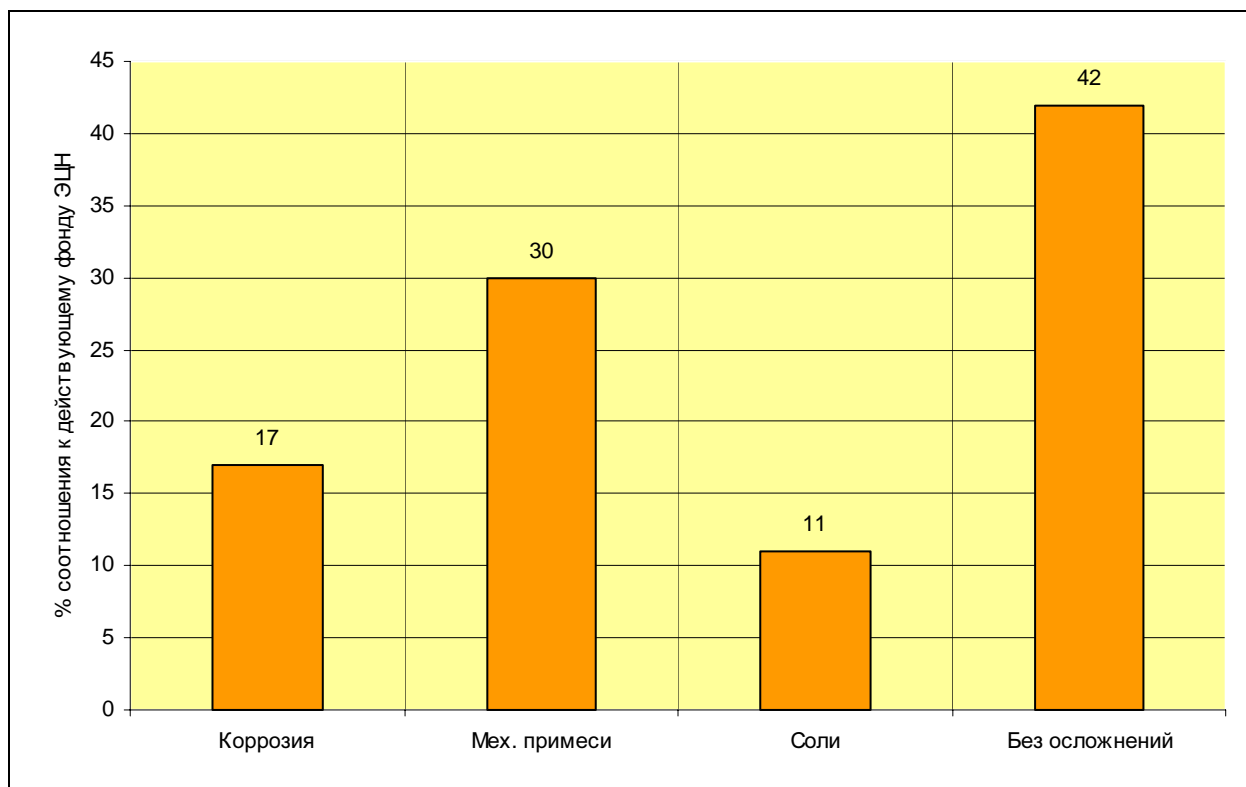


Рисунок 3 — Распределение осложненного фонда ЭЦН за 2004 год

– при появлении мехпримесей более 500 мг/л, зачастую, кроме эрозионного износа и вибрации, наблюдается заклинивание ЭЦН («клин»).

Анализ состояния регулирования фильтрационных свойств в околоскважинной зоне пласта указывает на наличие разноориентируемых фильтрационных путей (каналов), в том числе и искусственных, особенно в районе созданной и упакованной при гидроразрыве пластов пропантом трещины. Выявлена их восприимчивость к депрессионно-репрессионным воздействиям и возможность предотвращения выноса закрепляющего агента (пропанта) в скважину при вызове притока. Для этого необходимо создавать полный диапазон ступенчатых депрессий, но с обязательным плавным и постепенным возрастанием до оптимальной их величины.

Для регулирования фильтрационных свойств околоскважинных зон предложены способы и технологии, большинство из которых опробованы в промысловых условиях. Имеющийся практический опыт показал, что добиться значимого повышения продуктивности скважин удается лишь в тех случаях, когда механизм восстановления фильтрационных свойств пласта (ФСП) адекватен механизму их поражения. Соответственно потенциальные возможности регулирования достигаются, во-первых, за счет сведения к минимуму потерь продуктивности и, во-вторых, за счет планирования искусственного воздействия исходя из текущего состояния околоскважинных зон.

В условиях механического воздействия на пласт с помощью управляемого снятия давления механизм процесса представляется следующим образом: при плавных ступенчатых циклических снижениях давления непосредственно в пристволенной зоне поддерживается довольно высокий уровень максимальных градиентов давления, и они значительно выше таковых при однократном снижении давления; максимальное значение градиентов давления в момент снижения направлено из пласта в сторону ствола скважины, в этом случае совпадение снижения давления и максимальных градиентов давления способствует увеличению сил сдвига в каналах пласта и снижению сил трения на поверхности контакта частиц с поверхностью канала в породе. При внезапном снятии давления происходит кратковременное растяжение дисперсной среды материала, находящегося в пристволенной зоне, за счет чего снижается их статическое напряжение сдвига (эффект пружины). Реализация этого процесса возможна при использовании струйных насосов.

Установлено, что использование струйных аппаратов позволяет в одном цикле работ при освоении или искусственном воздействии на призабойную зону реализовать следующие виды работ:

- исследовать скважины по данным кривых восстановления давления;
- воздействовать на призабойную зону пласта многократными депрессиями;
- подачу в зону пласта различных химических реактивов с быстрым удалением продуктов реакции;
- исследование скважины на приток при разных депрессиях для построения индикаторных диаграмм;
- осуществлять эксплуатацию скважин в постоянном или регулируемом режимах отбора продукции, как на собственной пластовой энергии, так и с подачей извне, без подъема НКТ.

Промышленными испытаниями доказано, что основным недостатком эжекторных многофункциональных испытателей является то, что способ подачи рабочей жидкости на сопло струйного насоса серии УГИС 1-10 обязательно только по НКТ, а серии УГИС 11-20 — обратная, по межтрубному пространству и невозможность выполнять многоцикловые гидродинамические исследования от больших депрессий к меньшим, при обязательных плавных ступенчатых возрастающих, регулируемых депрессионных воздействиях на ОЗП.

Второй раздел посвящен разработке (совершенствованию) технологии и технических средств освоения скважин методом плавных регулируемых депрессионных воздействий.

Для деформируемых коллекторов сложнопостроенных залежей специфичны стойкая блокада проницаемости, возникающая вследствие кольматации фильтрационных путей твердой фазой буровых растворов, их сужения или смыкания под воздействием горного давления и сохранение закрепляющего агента (проппанта) в искусственно созданных, включая и

естественные фильтрационные каналы (трещины) после ГРП, в момент создания депрессии. Используемые способы освоения скважин таким видам осложнений не противодействуют.

В качестве основного технологического средства, используемого для декольматации и изменения раскрытости флюидопроводящих каналов при вызове и интенсификации притока, может быть способ ступенчатого плавновозрастающего депрессионного воздействия на вскрытый разрез в циклическом режиме.

Экспериментально установлено, чтобы противодействовать отрицательным воздействиям сужения и смыкания фильтрационных каналов, необходимо создать импульсы гидравлических воздействий в том интервале депрессий, в котором соотношение раскрытости фильтрационных каналов и перепада давлений в системе «скважина – пласт» приближается к оптимальному, а коэффициент продуктивности достигает максимального значения.

Для повышения эффективности в технологии необходимо соблюсти не только порядок и режимы осуществляемых данным способом операций вызова и интенсификации притока, но и общую последовательность рационального их применения в комплексе с другими способами освоения.

В качестве обязательных технологий в комплекс должны входить:

— плавное увеличение депрессии как средство эффективного освоения скважин в условиях отсутствия кольматации фильтрационных каналов или нестойких форм блокады их проницаемости;

— ступенчатое плавновозрастающее депрессионное воздействие как средство сохранения закрепляющего агента в трещинах после ГРП и противодействия стойким формам блокады проницаемости коллектора в пристволенной зоне;

— возможность воздействия на пласт, например, с помощью ГРП для формирования новых проницаемых фильтрационных путей, если их в пристволенной зоне недостаточно для обеспечения промышленных притоков нефти.

В общей схеме освоения скважин технологические операции, предназначенные для устранения нестойких форм блокады проницаемости, должны предшествовать применению способа ступенчатого плавновозрастающего депрессионного воздействия.

Установлено, что технологические операции, которые имеют целью расширение существующих и формирование новых проницаемых флюидопроводящих путей должны осуществляться на этапах освоения, последующих за применением способа ступенчатого плавновозрастающего депрессионного воздействия и предшествовать вызову притока этим же способом.

Схема рациональной последовательности освоения скважин с использованием метода ступенчатого плавновозрастающего депрессионного

воздействия в условиях предполагаемого проявления всех факторов осложнений, перечисленных выше, представлена на рисунке 4.

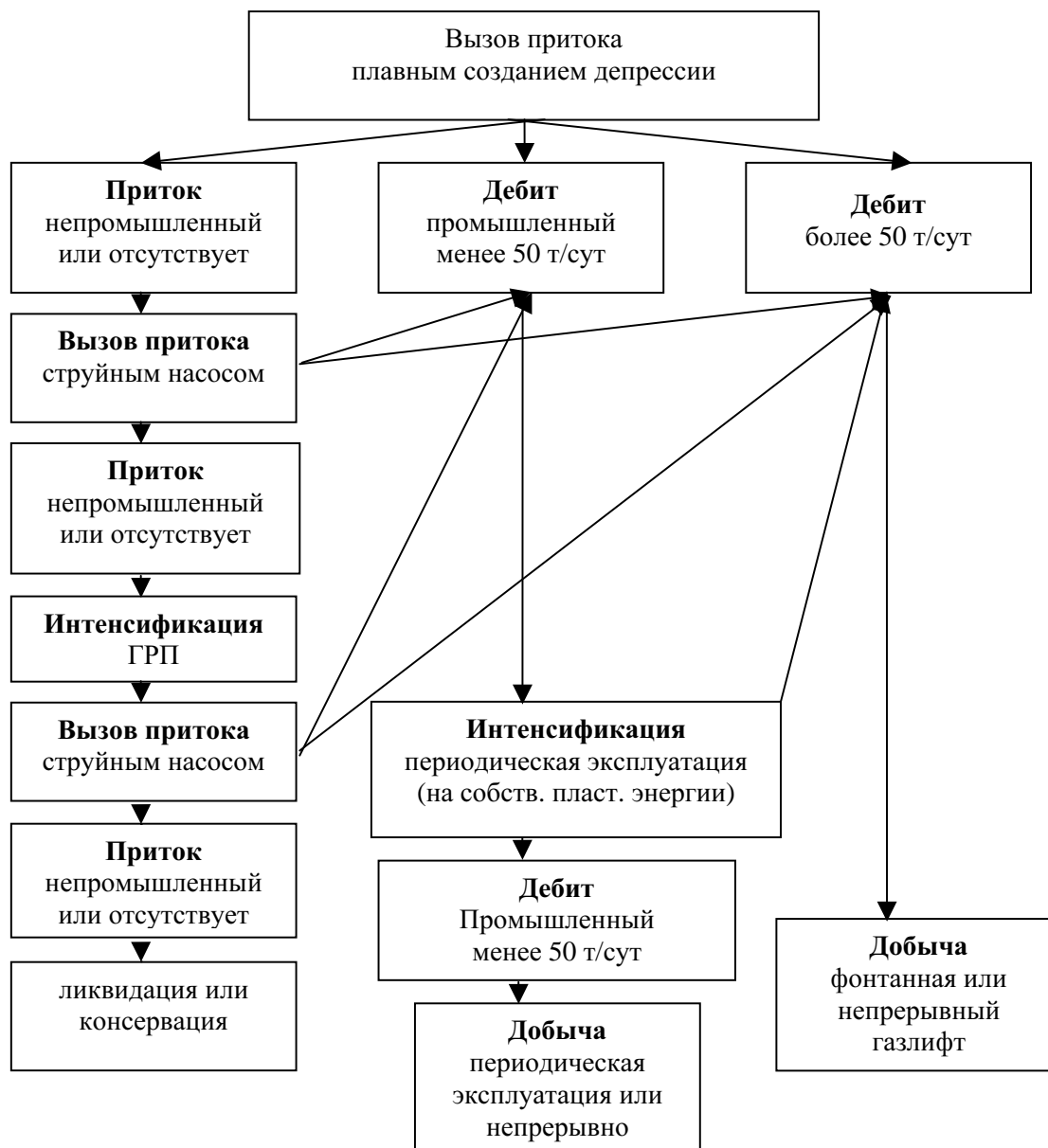


Рисунок 4 — Схема освоения скважин

Учитывая недостатки разработанных ранее струйных насосов, внесены конструктивные изменения, которые позволили производить освоение скважин исходя из сложившихся обстоятельств и условий, чередующимися между собой прямыми и обратными промывками при одном спуске струйного насоса СН-3М и одном технологическом процессе, без глушения скважины и подъема НКТ (рисунок 5). Это значительно сокращает затраты и потерю времени на освоение, за счет исключения операций по глушению скважины, снятия пакера, подъема НКТ со струйным насосом, замены его на установку с обратной промывкой и последующего спуска в скважину, а также за счет исключения материальных затрат на дорогостоящую для осуществления этих

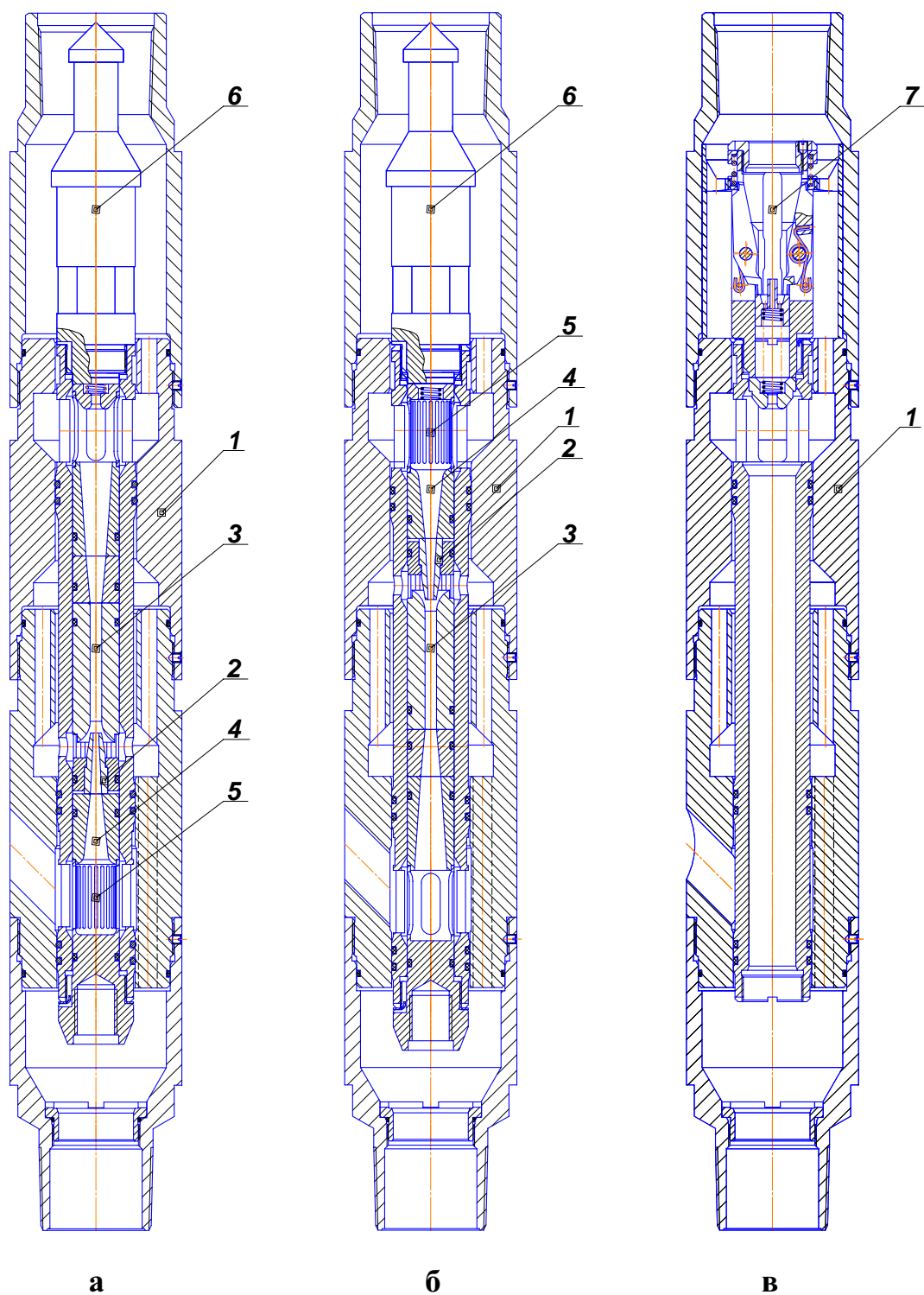


Рисунок 5 — Струйный насос СН-3М:

а — для обратной промывки скважины, б — для прямой промывки скважины, в — для обработки пласта и защиты колонны при эксплуатации скважины;
 1 — корпус, 2 — сопло, 3 — камера смешения, 4 — диффузор, 5 — фильтр, 6 — ловильная головка, 7 — замок

операций технику.

При создании, например, меньшей депрессии на пласт переходят на обратную промывку. Для этого осуществляют доставку ступенчатого вкладыша на поверхность с помощью канатной техники. При отсутствии канатной техники доставку осуществляют с помощью сваба. На поверхности меняют расположение содержимого вкладыша и с промывкой спускают его на свабе в скважину и устанавливают в корпусе струйного насоса.

После установки вкладыша в корпусе струйного насоса, на поверхности переключают задвижки и подают промывочную жидкость в затрубное пространство.

Конструкция струйного насоса позволяет:

— производить плавное снижение забойного давления и создавать требуемую депрессию на пласт без применения компрессорных установок;

— производить спуск в скважину автономных глубинных манометров с целью оценки величины создаваемой во время работы депрессии и характера притока из пласта;

— производить запись кривой восстановления давления в подпакерной зоне;

— создавать депрессию с подачей рабочей жидкости как в трубное, так и в затрубное пространство;

— производить промывку подпакерной зоны различными технологическими жидкостями, в том числе агрессивными (кислотостойкое исполнение струйного насоса СН-3М);

— производить отбор проб пластового флюида;

— производить все вышеперечисленные операции, включая замену изношенных частей насоса, без подъема труб НКТ.

В зависимости от величины пластового давления, при освоении скважины струйным насосом СН-3М, применяются различные компоновки.

При наличии канатной техники возможно применение компоновки, изображенной на рисунке 6.

В условиях отсутствия канатной техники компоновка струйного насоса для освоения скважин может меняться в зависимости от пластового давления (рисунок 7).

1. Пластовое давление больше или равно гидростатическому.

После освоения скважины, с помощью сваба поднимается вставка струйного насоса СН-3М, производится глушение скважины и срыв пакера.

2. Пластовое давление меньше гидростатического.

После освоения скважины, с помощью сваба поднимается вставка струйного насоса СН-3М, производится глушение скважины. После этих работ делают натяжку инструмента НКТ выше собственного веса на 3-4 т. В это время жидкость из трубного пространства начинает перетекать через байпас в затрубное. По истечении 15-20 минут производят срыв пакера.

На рисунке 7 «в» изображена схема компоновки струйного насоса СН-3М

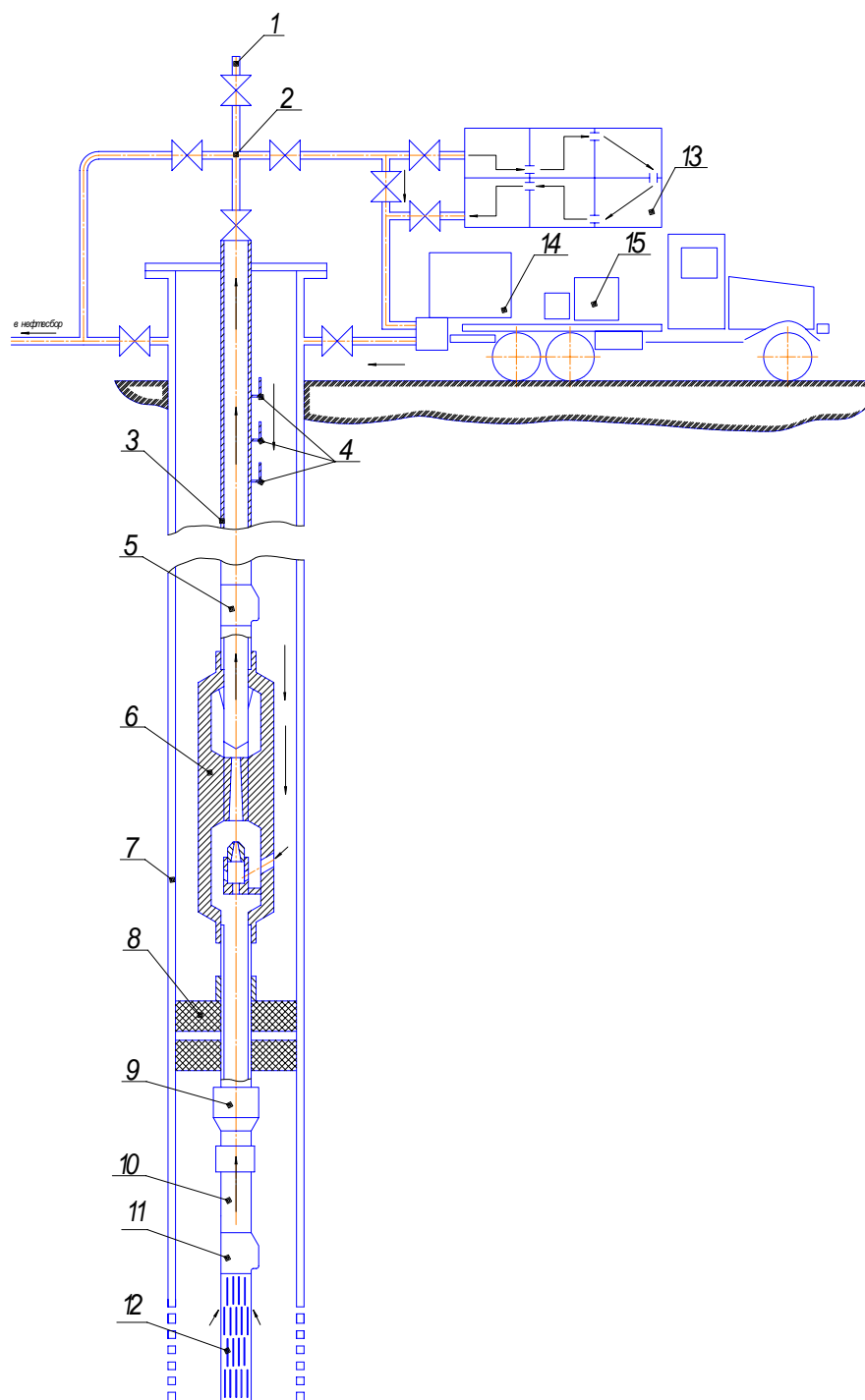


Рисунок 6 — Схема установки и обвязки оборудования при освоении скважин СТ-3М в условиях наличия канатной техники:

1 – лубрикатор, 2 – фонтанная арматура, 3 – НКТ-73, 4 – пусковые устройства, 5 – мандрель, 6 – струйный насос СТ-3М, 7 – обсадная колонна, 8 – пакер ПМС или ПИМ, 9 – ниппель для обратного клапана, 10 – НКТ-73 – 1 шт., 11 – мандрель с контейнером под манометр, 12 – хвостовик с фильтром, 13 – емкость для рабочей жидкости (желобная емкость), 14 – замерная емкость, 15 – агрегат ЦА-320М

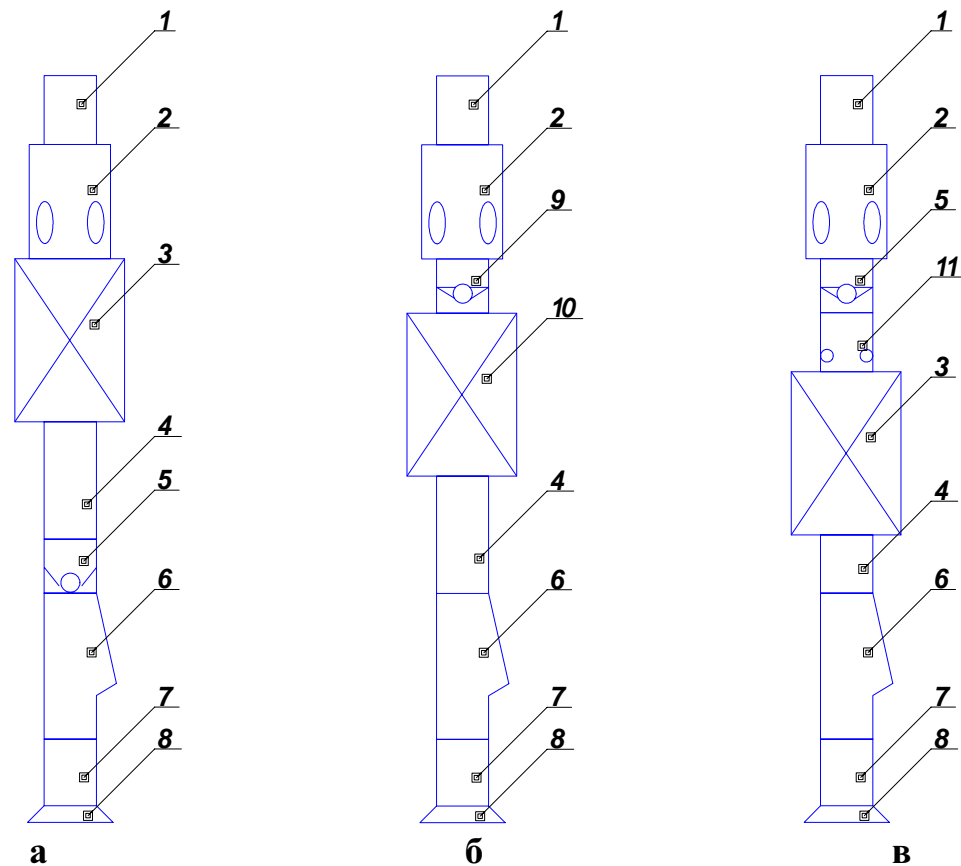


Рисунок 7 — Варианты компоновок струйного насоса СН-3М:

а – компоновка струйного насоса для освоения скважины при пластовом давлении больше или равном гидростатическому, б – компоновка струйного насоса при пластовом давлении меньше гидростатического с использованием ПМП, в – компоновка струйного насоса для освоения скважины при пластовом давлении меньше гидростатического с использованием клапана уравнивающего КУ;

1 – НКТ-73 до устья, 2 – струйный насос СН-3М, 3 – пакер 3 ПМС, 4 – НКТ-73 – 1 шт., 5 – ниппель с обратным клапаном, 6 – камера с глубинным манометром, 7 – НКТ-73 – 1шт., 8 – воронка, 9 – обратный клапан, 10 – пакер ПМП, 11 – клапан уравнивающий КУ

для освоения скважин, с применением уравнительного клапана. После освоения скважины, с помощью сваба поднимается вставка струйного насоса СН-3М и производится глушение скважины. Натяжкой инструмента НКТ выше собственного веса на 5-6 т, срезаются штифты уравнительного клапана и открываются отверстия, которые соединяют затрубное пространство с трубным. За счет перетока жидкости, давление в трубном и затрубном пространстве уравнивается, после чего производят срыв пакера.

В третьем разделе приводятся результаты опытно-промышленного внедрения метода плавновозрастающих депрессионных воздействий при освоении скважин.

Результаты апробирования предложенного метода частично приведены на рисунке 8. Анализ состояния работы скважин, освоенных струйными насосами предложенной конструкции, показал, что межремонтный период работы установок возрос, сократилось число «отказов» работы скважинного оборудования. Применение струйных насосов для вызова притока способствовало лучшей очистке пристволенной части скважины в интервале продуктивного пласта.

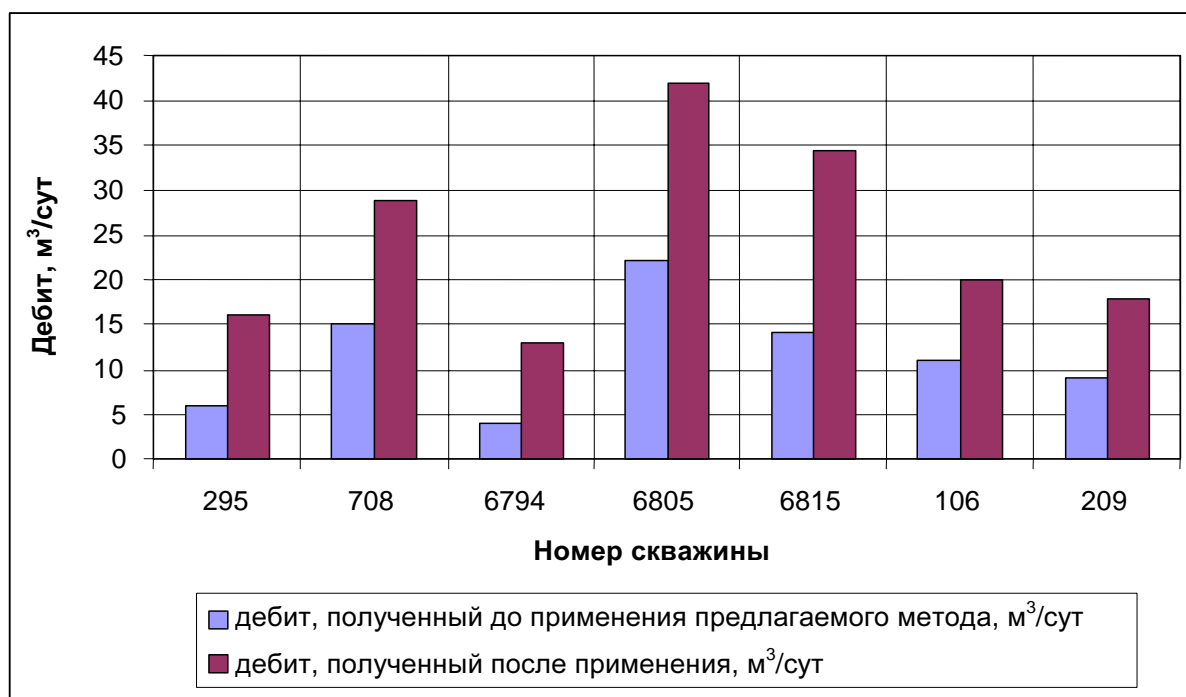


Рисунок 8 — Результаты опытно-промышленных испытаний метода регулируемых депрессионных воздействий на продуктивные интервалы скважин

Подтверждением сказанному служат и результаты анализа состояния скважин, освоенных различными методами и конструкциями струйных насосов и осуществленные различными предприятиями (таблицы 1, 2).

Поступление твердых частиц из пласта в наибольшем количестве следует ожидать после проведения мероприятий, связанных с воздействием на

Таблица 1 — Результаты эксплуатации скважин с УЭЦН после ГРП и освоения в ОАО «Самотлорнефтегаз»

Количество скважин с технологическими отклонениями			Виды отказов					Время, сут		МРП
без дефекта, скв. (%)	с дефектом (отказы), скв. (%)	общее количество скважин	R=0	клин	нет подачи	снижение дебита	ГТМ	календарное	затраченное на отказ	
«Черногорнефтеотдача» — азотный агрегат										
37 (40,2)	55 (59,8)	92	36	14	10	12	33	10009	1226	95
«Самотлорнефтеотдача» — струйный насос										
11 (52,3)	10 (47,7)	21	4	5	3	2	1	1614	193,0	68
Струйный насос СН-3М										
29 (50)	29 (50)	58	10	6	3	12	1	8591	504,5	140

Таблица 2 — Распределение причин смены УЭЦН на скважинах с ГРП Самотлорского месторождения пласта AB_1^{1-2}

Число скважин					
без технологических отклонений, скв. (%)	с твердыми отложениями на подземном оборудовании, скв. (%)	с неправильно подобранным режимом эксплуатации, скв. (%)	с выносом пропанта, скв. (%)	с выносом песка, скв. (%)	некачественное подземное оборудование, скв. (%)
«Черногорнефтеотдача» — азотный агрегат					
37 (40,2)	11 (12)	8 (8,7)	17 (18,5)	5 (5,4)	14 (15,2)
«Самотлорнефтеотдача» — струйный насос					
11 (52,3)	2 (9,5)	1 (4,8)	5 (23,8)	—	2 (9,5)
Струйный насос СН-3М					
29 (50)	2 (3,4)	11 (19,0)	4 (6,9)	1 (1,7)	11 (19,0)

Таблица 3 — Результаты эксплуатации скважин с УЭЦН после ГРП и освоения различными методами

Количество скважин с технологическими отклонениями			Виды отказов					Время, сут		МРП
без дефекта	с дефектом (отказы)	общее количество скважин	R=0	клин	нет подачи	снижение дебита	ГТМ	календарное	затраченное на отказ	
«Черногорнефтеотдача» — азотный агрегат										
36	61	97	35	20	7	31	37	11114	2481	89
Струйный насос СН-3М										
15	9	24	11	1	2	3	3	4328	104	176

Таблица 4 — Распределение причин смены УЭЦН на скважинах с ГРП

Число скважин					
без технологических отклонений, скв. (%)	с твердыми отложениями на подземном оборудовании, скв. (%)	с неправильно подобранным режимом эксплуатации, скв. (%)	с выносом пропанта, скв. (%)	с выносом песка, скв. (%)	некачественное подземное оборудование, скв. (%)
«Черногорнефтеотдача» — азотный агрегат					
36 (37,2)	11 (11,4)	13 (13,4)	25 (25,6)	3 (3,1)	9 (9,3)
Струйный насос СН-3М					
15 (62,5)	1 (4,2)	5 (20,8)	1 (4,2)	—	2 (8,3)

поровую структуру пласта, в частности гидроразрыва. Прежде всего, это связано с отсутствием четких методик расчета необходимого количества закрепляющего материала, проппанта, и отсутствием должного контроля за осуществлением процесса гидроразрыва. В этой связи представляло интерес оценить эффективность применения струйных насосов при освоении скважин после осуществления в них метода гидроразрыва пластов. Результаты представлены в таблицах 3 и 4.

В целом по результатам проведенных испытаний отмечено: существенное уменьшение, а по большинству прекращение, выноса закрепляющего агента (проппанта) на всем периоде эксплуатации скважин. Прирост дебита был достигнут как за счет декольматации флюидопроводящих каналов, так и оптимизации условий фильтрации.

Результаты проведенных и представленных выше исследований показали перспективность и эффективность использования струйных насосов для освоения скважин и интенсификации притока пластового флюида при их эксплуатации. Основным затруднением предложенной технологии, как показали результаты промышленных испытаний, явилась необходимость наличия в технологической оснастке пакерного оборудования. В целях устранения этого недостатка разработана конструкция беспакерных гидроструйных насосов (ГСН). На скв. 261 куста 1494 Рубиновой площади Самотлорского месторождения был произведен спуск беспакерной компоновки струйного насоса СНА 1-48-89 с двухрядным лифтом 1,5" и 3" на глубину 1763 м (интервал перфорации пласта 3А₁ — 1770,4-1775 м).

Ранее скв. 261 эксплуатировалась струйным насосом АНС-4 одноструйной пакерной компоновкой с дебитом 17 м³/сут. При расходе рабочего агента 85 м³/сут и давлении закачки 16 МПа.

Скважина запущена в работу 17.03.2003 года и испытана на трех режимах нагнетания рабочей жидкости. Результаты промысловых исследований представлены в таблице 5.

Таблица 5 — Данные промысловых испытаний беспакерной компоновки ГСН в скв. 261

Дата	Диаметр, мм		Давление нагнетания, МПа	Расход рабочей жидкости, м ³ /сут	Динамич. уровень, м	Давление на устье, МПа	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %
	сопла	камеры смещения						
09.03.03	2,3	3,5	11,0	53,0	302	1,8	9,7	69
21.03.03	2,3	3,5	13,0	63,0	525	1,9	23,0	69
23.03.03	2,3	3,5	16,0	73,4	726	2,0	31,0	69

Как следует из результатов испытаний, внедрение беспакерной компоновки позволило:

— существенно увеличить дебит скв. 261 при одновременном снижении расхода рабочей жидкости, закачиваемой в НКТ;

— вести добычу нефти без подъема продукции скважины по эксплуатационной колонне;

— оперативно контролировать режим работы скважины и пласта путем замера динамических и статических уровней;

— замена струйного насоса при беспакерной компоновке гидравлическим способом производилась в 2-3 раза быстрее, чем при пакерной компоновке, так как требует значительно меньшего (2-3 м³ против 6-8 м³ при пакерной схеме) объема жидкости, необходимого на «вымыв – замыв» струйного насоса. Это является еще одним достоинством беспакерной компоновки, так как «вымыв – замыв» насоса при пакерной компоновке требует значительного объема рабочего агента и возникающий при этих операциях дефицит ресурса рабочего агента компенсируется за счет ограничения закачивания по работающим скважинам, что приводит к увеличению внутрисменных потерь, снижению ритмичности добычи жидкости на промысле;

— повысить надежность эксплуатации и резко снизить затраты на капремонт скважин гидроструйного фонда.

Четвертый раздел посвящен совершенствованию способа разработки нефтегазовой залежи.

Основной метод разработки нефтяных залежей в Западной Сибири — заводнение. В условиях неоднородного геологического разреза горизонта такая стратегия приводит к снижению КИН низкопроницаемых пропластков на режиме истощения, а также к блокированию в них запасов нефти при обводнении высокопроницаемых пластов. Периферийные участки пласта, расположенные за пределами зоны разбуривания, не обрабатываются, а нефть из них частично вытесняется в водоносный пласт.

Предлагается в известной стратегии разработки нефтяных залежей путем регулирования пластового давления в процессе эксплуатации скважин на этапе истощения и заводнения, использование запаса пластовой энергии, за счет более длительного поддержания гидродинамической связи между пропластками при разработке на истощение и при заводнении для увеличения охвата низкопроницаемых нефтенасыщенных пластов дренированием и повышения эффективности вытеснения нефти на естественном режиме.

Предлагаемый способ разработки нефтегазовой залежи предусматривает размещение скважин, нагнетание в скважины агента, отбор жидкости, определение в пласте зон с доминирующими фильтрационными каналами, определение ориентации фильтрационных каналов, проведение гидравлического разрыва пласта с закреплением каналов, оборудование скважин струйным насосом с вымываемой вставкой и осуществление в скважинах очистки фильтрационных каналов с плавным возрастанием направленных регулируемых депрессионных воздействий на пласт, которые в эксплуатационной скважине регулируются по стабилизации уровня жидкости

или/и забойного давления на каждом этапе депрессионного воздействия, а в нагнетательной скважине регулируются по уменьшению приемистости пласта на каждом этапе воздействия. Размещение скважин осуществляют по зонам: в зоне с доминирующими фильтрационными каналами размещают эксплуатационные скважины, а в зонах с пониженной флюидопродоводимостью — нагнетательные скважины. Далее осуществляют регулируемое закачивание агента в скважины в зависимости от ориентации фильтрационных каналов в околоскважинной зоне пласта, а отбор жидкости из пласта осуществляют в режиме циклического отбора «набор – сброс».

Опытно-промышленные испытания регулируемых депрессионных воздействий на продуктивные интервалы скважин, вскрывших юрские отложения ($Ю_1$) отражены в таблице 6. Были выявлены зоны с доминирующими фильтрационными путями и определены нагнетательные и эксплуатационные скважины, которые после проведения ГРП освоены предлагаемым способом, затем пущены в эксплуатацию в регулируемом режиме. Например, после проведения гидроразрыва пласта эксплуатационная скважина была оборудована струйным насосом СН-3М и освоена, вымываемые вставки находились на устье. Скважина работала в режиме «набор – сброс» циклически без наличия механических примесей в продукции с дебитом нефти 18,1 т/сут. С 21 цикла установлено появление механических примесей. На 38 цикле было установлено резкое падение суточного дебита 12,0 т/сут, а на 41 — до 9,5 т/сут и увеличение механических примесей в продукции до 27,0 мг/л. Поэтому была осуществлена посадка вымываемой вставки в корпус струйного насоса, и в течение 5 часов проводились работы струйным насосом по декольматации флюидопроводящих путей в околоскважинной зоне пласта. После этого вынос механических примесей отсутствовал. Вставка была поднята на устье, и скважина запущена в работу в циклическом режиме «набор – сброс». На 29 цикле и далее с 50 цикла работы в скважине было снова зафиксировано появление механических примесей — 5,0 мг/л в продукции скважины, при резком уменьшении дебита нефти — 0,9 т/цикл и 8,6 т/сут. Выход механических примесей увеличился до 31,0 мг/л, снова были проведены работы струйным насосом по декольматации флюидопроводящих путей в околоскважинной зоне пласта в течение 3 часов. Вынос механических примесей отсутствовал. Скважина снова была пущена в работу в циклическом режиме «набор – сброс». На 44-м цикле в продукции опять установлены механические примеси — 11,3 мг/л, дебит нефти уменьшился и составил 13,5 т/сут. На 55-м цикле дебит продукции резко уменьшился и составил 7,3 т/сут, а механические примеси — 34,0 мг/л. проведены работы струйным насосом по декольматации флюидопроводящих путей в околоскважинной зоне пласта в течение 3 часов. Вынос механических примесей отсутствовал. Скважина была пущена в работу в циклическом режиме «набор – сброс». Появление механических примесей не установлено.

Использование предлагаемого способа позволило учитывать влияние полного диапазона ориентации фильтрационных каналов (от 0° до 90°) к горным нагрузкам при создании регулируемых направленных с плавным возрастанием

Таблица 6 — Результаты экспериментальных испытаний разработанной технологии по скважине № 1236 Салымского месторождения

№ цикла	Время, мин		Дебит нефти, т/сут		Количество мехпримесей, мг/л
	появления жидкости	выброса (общее)	за цикл	за сутки	
Эксплуатация в режиме «набор – сброс»					
21	12	137	2,1	18,0	6,0
29	15	141	2,0	17,2	12,5
33	11	159	1,8	14,0	19,0
38	19	183	1,5	12,0	24,0
41	23	185	1,4	9,5	27,0
Проведены работы струйным насосом по декольматации и интенсификации притоков в течение 5 часов. Выноса мехпримесей нет. Переведена в эксплуатацию в режиме «набор – сброс»					
1	85	125	2,2	18,1	0,04
2	70	122	2,0	18,0	Отсутствует
3	9	120	2,2	18,2	Отсутствует
4	11	124	1,9	17,8	Отсутствует
5	8	122	2,0	18,0	Отсутствует
29	13	130	2,0	17,5	5,0
34	18	168	1,5	16,2	3,7
43	21	195	1,3	13,5	11,0
44	20	212	1,4	13,0	19,0
48	22	245	1,1	10,4	24,0
50	21	244	0,9	8,6	31,0
Проведены работы струйным насосом по декольматации и интенсификации притоков в течение 3 часов. Выноса мехпримесей нет. Переведена в эксплуатацию в режиме «набор – сброс»					
1	10	122	2,0	18,2	Отсутствует
2	11	125	2,2	18,0	0,07
3	8	123	2,1	18,3	Отсутствует
4	95	122	2,0	18,0	Отсутствует
39	19	170	1,6	15,4	0,8
44	23	201	1,1	13,5	11,3
49	27	245	0,8	10,2	24,0
55	21	284	0,5	7,3	34,0
57	23	280	0,6	5,6	30,5
Проведены работы струйным насосом по декольматации и интенсификации притоков в течение 3 часов. Выноса мехпримесей нет. Переведена в эксплуатацию в режиме «набор – сброс»					
1	95	124	2,0	18,0	Отсутствует
2	11	123	2,1	18,1	Отсутствует
3	10	122	2,2	18,1	0,05
4	8	122	2,0	19,0	Отсутствует

депресссионных воздействий по скважинам, что в свою очередь позволило повысить коэффициент извлечения нефти и увеличить охват и нефтеотдачу анизотропного пласта.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Обеспечение потенциальных возможностей разработки нефтяных и газовых залежей в значительной степени зависит от полноты устранения негативных последствий в структуре порового пространства продуктивного пласта, произошедших при их вскрытии, разобщении либо при проведении различных методов воздействия на пласт для интенсификации притока пластового флюида.

2. Поступление мехпримесей из пласта приводят к износу рабочих органов насосных установок, к их разбалансировке, возникновению вибраций. Число аварий насосного оборудования по Самотлорскому месторождению составляет 39 % от общего количества аварий, в 90 % случаях которых причиной вибраций послужило значительное содержание мехпримесей в добываемой жидкости.

3. Установлено, что при плавных циклических снижениях давления непосредственно в пристволенной зоне поддерживается довольно высокий уровень максимальных градиентов давления, и они значительно выше таковых при однократном снижении давления; максимальное значение градиентов давления в момент снижения направлено из пласта в сторону ствола скважины, в этом случае совпадение снижения давления и максимальных градиентов давления способствует увеличению сил сдвига в каналах пласта и снижению сил трения на поверхности контакта частиц с поверхностью канала в породе. При внезапном снятии давления происходит кратковременное растяжение дисперсной среды материала, находящегося в пристволенной зоне, за счет чего снижается их статическое напряжение сдвига (эффект пружины). Увеличивается степень очистки пристволенной зоны пласта.

4. Основным недостатком эжекторных многофункциональных струйных насосов, является то, что способ подачи рабочей жидкости на сопло струйного насоса серии УГИС 1-10 обязательно только по НКТ, а серии УГИС 11-20 — обратная, по межтрубному пространству и невозможность выполнять многоцикловые гидродинамические исследования от больших депрессий к меньшим, при обязательных плавных ступенчатых возрастающих, регулируемых депрессионных воздействиях на ОЗП.

5. Предложена усовершенствованная технология и технические средства регулируемого воздействия на продуктивный пласт при его освоении и дальнейшей эксплуатации, техническим результатом которых является расширение функциональных возможностей освоения скважин путем прямой и обратной промывками при одном спуске скважинной насосной установки (струйного насоса СН-3М) и одном технологическом процессе с дальнейшим переводом скважины в эксплуатацию, без глушения скважины и подъема НКТ.

6. Разработан и успешно прошел испытания в различных горно-геологических условиях ряд технических решений, предназначенных для освоения скважин с использованием струйных насосов: пакерующий элемент (пакер ЗПМС), лубрикатор, сваб, клапан уравнивательный, транспортный узел УТГ-3-114, УТГ-4-62.

7. Ступенчатое плавновозрастающее депрессионное воздействие на пласт с помощью предложенной конструкции струйного насоса позволило создавать регулируемый перепад давления на стенки скважины и фильтрационные каналы различной ориентации, что позволило существенно уменьшить, а по большинству скважин прекратить вынос

мехпримесей и закрепляющего агента (пропанта) на весь период эксплуатации скважин Самотлорского месторождения.

8. Совершенствована технология ступенчатого плавновозрастающего депрессионного воздействия на продуктивный пласт при его освоении и дальнейшей эксплуатации разработкой и применением беспакерной компоновки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом, что обеспечило на скважинах Самотлорского месторождения:

— вести добычу нефти без подъема продукции скважины по эксплуатационной колонне;

— оперативно контролировать режим работы скважины и пласта путем замера динамических и статических уровней;

— выявить истинные добывные возможности скважин гидроструйного фонда;

— существенно повысить надежность эксплуатации и резко снизить затраты на капремонт скважин гидроструйного фонда.

9. Фильтрационные каналы развиваются в той плоскости, где отмечаются наименьшие силы сопротивления, т.е. наименьшее горное давление. Их направление также обусловлено и тектоническими явлениями. Разработана математическая модель прогнозирования зон (участков) повышенной проницаемости, как в пределах эксплуатирующихся месторождений, так и новых, находящихся на стадии разведки. Направление развития трещин на деформированных антиклинальных складах Западной Сибири преимущественно совпадает с направлением короткой оси.

10. Обоснован и разработан способ освоения нефтегазовой залежи, который включает в себя определение зоны с доминирующими фильтрационными каналами и их ориентации, проведение гидравлического разрыва пласта с укреплением каналов, оборудование скважины струйным насосом с вымываемой вставкой, осуществление очистки фильтрационных каналов с плавным возрастанием направленных регулируемых депрессионных воздействий на пласт, которые в эксплуатационной скважине регулируются по стабилизации уровня жидкости или/и забойного давления на каждом этапе депрессионного воздействия, а в нагнетательной скважине по уменьшению приемистости пласта на каждом этапе воздействия. Размещение скважин осуществляют по зонам: в зоне с доминирующими фильтрационными каналами размещают эксплуатационные скважины, а в зонах с пониженной флюидопроводимостью размещают нагнетательные скважины. Регулируемое закачивание агента в скважины осуществляют в зависимости от ориентации фильтрационных каналов в околоскважинной зоне пласта, а отбор жидкости из пласта в режиме циклического отбора «набор–сброс».

Общий экономический эффект от внедрения технологий и технических средств составляет 16,463 млн. долларов США в год по 171 скважине.

Содержание диссертационной работы отражено в следующих печатных работах:

1. Орлов Д.Г. Промысловые испытания экспериментальных образцов беспакерной компоновки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом на Самотлорском месторождении/Д.Г. Орлов, В.А. Териков, А.Н. Дроздов, В.В. Монахов, А.В. Фастовец//Нефтепромышленное дело. — 2003. — № 11. — С. 45-47.

2. Орлов Д.Г. К вопросу сохранения закрепляющего агента фильтрационных каналов при освоении скважин/Д.Г. Орлов, Н.Н. Светашов, А.М. Киреев, Б.И. Кравченко, П.В. Овчинников//Нефтегазовое направление: Сб. тр. института Нефти и Газа. — Тюмень: Изд-во «Вектор Бук». — 2004. — С. 231-244.

3. Киреев А.М. Механизм изменения забойных давлений в режиме «набор–сброс» при испытании анизотропных коллекторов/А.М. Киреев, Б.И. Кравченко, Н.Н. Светашов, Д.Г. Орлов// Нефтегазовое направление: Сб. тр. института Нефти и Газа. — Тюмень: Изд-во «Вектор Бук». — 2004. — С. 244-256.

4. Патент 35819 (на полезную модель) РФ, МПК Е 21 В 33/12 Якорь гидравлический /А.М. Киреев, М.А. Киреев, Н.Н. Светашов, В.Н. Светашов, Д.Г. Орлов, Х.К. Минулин (Россия). — № 2003129355; Заявлено 08.10.2003; Оpubл. 10.02.2004.

5. Орлов Д.Г. Необходимые параметры для оптимального проектирования ГРП//Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. регион. науч.-практ. конф., посвящ. 5-летию Института Нефти и Газа. — Тюмень: Изд-ко-полиграф. центр «Экспресс». — 2005. — С. 143-150.

6. Орлов Д.Г. Совершенствование методики определения расчетных показателей гидроразрыва//Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. регион. науч.-практ. конф., посвящ. 5-летию Института Нефти и Газа. — Тюмень: Изд-ко-полиграф. центр «Экспресс». — 2005. — С. 151-164.

7. Патент 47434 (на полезную модель) РФ, МПК Е 21 В 43/00 Клапан для скважинного оборудования/В.А. Афанасьев, В.А. Захаров, А.М. Киреев, Н.Н. Светашов, Д.Г. Орлов (Россия). — № 2005105404; Заявлено 25.02.2005; Оpubл. 27.08.2005.

8. Киреев А.М. Геологические аспекты выбора объектов для гидромеханического воздействия/А.М. Киреев, Б.И. Кравченко, Н.Н. Светашов, Д.Г. Орлов//Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. регион. науч.-практ. конф., посвящ. 5-летию Института Нефти и Газа. — Тюмень: Изд-ко-полиграф. центр «Экспресс». — 2005. — С. 165-175.