

**На правах рукописи**

**САЛИХОВ РАВИЛЬ ГАБДУЛЛИНОВИЧ**

**ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ  
ПЛАСТОВ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ  
ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ДЕПРЕССИИ**

**Специальность 25.00.15 - «Технология бурения и освоения скважин»**

**АВТОРЕФЕРАТ**

**диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

**Уфа – 2004**

Работа выполнена в ООО «Лукойл-Бурение» и ООО «ПермНИПИнефть»

Научный руководитель

доктор технических наук, с.н.с.  
**Крысин Николай Иванович**

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор  
**Спивак Александр Иванович;**

кандидат технических наук, доцент  
**Долгих Леонид Николаевич.**

Ведущая организация

**Ухтинский государственный  
технический университет.**

Защита состоится 2 апреля 2004 года в 16-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан 1 марта 2004 года.

Учёный секретарь

диссертационного совета

Матвеев Ю.Г.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность проблемы.** В цикле строительства скважин заканчивание является одним из основных и технически сложных процессов. От качества выполнения данного этапа в разведочных скважинах во многом зависит оценка перспективности новых месторождений, а в эксплуатационных – дебит. Особенно актуальна данная проблема для «старых» нефтедобывающих регионов, примером которых является Пермское Прикамье. Основные месторождения Пермского Прикамья находятся на поздней стадии разработки с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченными к низкопроницаемым коллекторам, зачастую с пониженными пластовыми давлениями.

При освоении нефтяных месторождений главным направлением работ по повышению качества заканчивания скважин является решение проблемы сохранения фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивных пластов в призабойной зоне. Традиционно применяемая в настоящее время технология вскрытия продуктивных пластов при репрессии из-за отрицательного воздействия буровых растворов на призабойную зону продуктивного пласта не способствует получению потенциальных дебитов скважин и ведёт к снижению конечной величины коэффициента нефтеотдачи пластов. Общепринятым объективным показателем качества заканчивания скважин является соотношение между фактической и потенциальной производительностью скважин. Для большинства месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и других нефтяных районов оно составляет менее 50%. В связи с этим необходим поиск более совершенных технологий заканчивания скважин. Анализ состояния проблемы показал, что бурение при отрицательном перепаде давления в системе «скважина-пласт» (ОПД) является единственной технологией первичного вскрытия, позволяющей сохранить естественные фильтрационно-ёмкостные свойства продуктивного пласта при одновременном повышении скорости бурения. Несмотря на некоторый опыт работ в данной области, проблему нельзя считать решенной, поскольку отсутствуют методы проектирования и достижения в промышленных условиях заданной величины депрессии на продуктивный пласт. Также

отсутствуют рекомендации по технологическим схемам, конструкциям и параметрам оборудования для бурения нефтяных скважин на ОПД.

**Цель работы.** Повышение эффективности и качества строительства скважин на этапе вскрытия продуктивного пласта.

**Основные задачи исследования.** 1. Оценка состояния технологии заканчивания скважин при отрицательном дифференциальном давлении в системе «скважина-пласт» и определение направлений по её совершенствованию.

2. Совершенствование технологии заканчивания нефтяных скважин при отрицательном дифференциальном давлении в системе «скважина-пласт» (ОПД).

3. Разработка и усовершенствование технических средств для заканчивания скважин на ОПД.

4. Испытания и промышленное внедрение технологии вскрытия продуктивных пластов на ОПД, оценка её экономической эффективности.

**Научная новизна работы.** 1. Применительно к месторождениям, находящимся в поздней стадии эксплуатации, обоснованы критерии выбора объектов, для вскрытия на ОПД.

2. Впервые разработаны составы жидкостей глушения на основе спиртов и технология производства работ, позволяющие совместить глушение, подъём бурового инструмента и спуск лифта для добычи нефти с интенсификацией притока нефти.

3. Разработана методика обоснования и поддержания при вскрытии продуктивного пласта требуемой величины депрессии.

**Практическая ценность.** 1. Разработана технология вскрытия продуктивных пластов на ОПД для нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации.

2. Разработано и организовано изготовление специального технологического оборудования для вскрытия продуктивных пластов на ОПД.

3. Для практического использования разработаны нормативные документы:

- Регламенты на выполнение операций при строительстве скважин со вскрытием продуктивных пластов на депрессии.

- Руководство по вскрытию продуктивных пластов на ОПД.
- Проектно-сметная документация на строительство стендовой буровой установки для опробования оборудования для бурения на депрессии.

**Апробация работы.** Материалы, составляющие основное содержание диссертации докладывались и обсуждались на 12-м Европейском симпозиуме «Повышение нефтеотдачи пластов», Казань, 2003г.; Всесоюзном совещании по качеству строительства скважин, Анапа, 2003г; заседаниях технических советов нефтяной компании «ЛУКОЙЛ», Москва, 2001, 2002гг.; структурных подразделениях ООО «ЛУКОЙЛ-БУРЕНИЕ», Самара, Пермь, Когалым, 1999 – 2003 гг. В полном объеме диссертационная работа докладывалась на Учёном совете ООО «ПермНИПИнефть» и на заседании кафедры бурения УГНТУ.

**Публикации.** По теме диссертации в открытой печати опубликовано 14 работ. Разработки защищены двумя патентами на изобретение и одним свидетельством на полезную модель.

**Объём и структура диссертации.** Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав и основных выводов. Работа изложена на 188 страницах машинописного текста, в том числе содержит 40 таблиц, 24 рисунка, список литературы из 131 наименования и приложения на 35 страницах, включающие программы, протоколы и акты испытаний.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**В первой главе** на примере Пермского Прикамья приведены результаты анализа особенностей геолого-технических условий бурения и вскрытия продуктивных пластов. Показано, что фильтрационные свойства водоносных горизонтов изучены недостаточно полно, однако общим для них является напорный режим. Пластовое давление изменяется от 1,6 до 5,9 МПа. Коэффициент гидрорепродуктивности пород и дебиты скважин варьируют в пределах  $0,02 - 2,54 \text{ мкм}^2\text{см/мПа}\cdot\text{с}$  и  $0,9 - 1244 \text{ м}^3/\text{сут}$  соответственно, а проницаемость  $0,0001 - 1,58 \text{ мкм}^2$  и реже до  $4 \text{ мкм}^2$ . Трещиноватые и кавернозные поглощающие пласты имеют более высокие фильтрационные свойства. Наличие серы, а в ряде залежей и сероводорода, не позволяет производить их вскрытие и вызов

из них притока путём аэрации воздухом. Из-за низких начальных градиентов пластовых давлений расчётная плотность бурового раствора, необходимая для создания равновесия гидростатического и пластового давлений, изменяется в 37,2% нефтяных пластах в пределах 741-1000 кг/м<sup>3</sup>, в 34,9% - 1010-1050 кг/м<sup>3</sup>, в 25,6% не превышает 1090 кг/м<sup>3</sup> и в 2,3% – 1100-1150 кг/м<sup>3</sup>. Фактические плотности применяемых буровых растворов повсеместно значительно выше.

Важным моментом в технологии заканчивания скважин является исключение попадания флюидов пласта в окружающую среду. Решить данную проблему при существующей технологии заканчивания скважин сложно, так как бурение основного ствола и продуктивного пласта производится с промывкой одним и тем же буровым раствором со сбором шлама в один шламобуферный амбар.

В последние годы в зарубежной практике строительства скважин все более широкое распространение приобретает применение технологии бурения в условиях депрессии в системе «скважина-пласт».

Нефтяные компании России также проявляют большой интерес к этому способу бурения. Это связано с постоянно возрастающим стремлением к предупреждению нарушений коллекторских свойств пласта, повышению механической скорости проходки и предупреждению поглощений при бурении скважин в истощенных пластах. Технология и оборудование для бурения с продувкой естественным газом были впервые разработаны и внедрены в 50-х годах XX века при бурении семи газовых скважин на Тахта-Кугультикском, Петровско-Благодарненском и Расшеватовском газовых месторождениях Ставропольского края. В дальнейшем работы по бурению на депрессии и равновесии давлений в системе «скважина-пласт» были продолжены, в том числе и в других регионах России, а также на Украине и в Средней Азии.

**Во второй главе** приведен анализ исследований отечественных и зарубежных учёных по технологии первичного вскрытия, который показывает, что в настоящее время можно выделить два основных направления в технологии вскрытия продуктивных пластов:

- технология вскрытия на репрессии, когда буровой раствор оказывает избыточное давление на продуктивный пласт;
- технология вскрытия на ОПД, когда исключается проникновение бурового раствора и его компонентов в ПЗП.

Отрицательное влияние буровых растворов на продуктивный пласт многообразно и, по данным Амияна В.А., Бабаляна Г.А., Васильева П.С., Гиматудинова Ш.К., Жигача К.Ф. и Пауса К.Ф., Котяхова Ф.И., Овнатанова Г.Т., Гетлина К. и других отечественных и зарубежных исследователей, сводится:

- к набуханию глинистых минералов породы под воздействием фильтрата бурового раствора;
- закупорке пор твердыми частицами бурового раствора, осадками из фильтратов либо из самих пластовых жидкостей при явлениях флокуляции, либо продуктами химических реакций компонентов раствора с компонентами пласта;
- снижению фазовой проницаемости для нефти при внедрении в призабойную зону водной фазы раствора;
- образованию водонефтяных эмульсий и газожидкостных систем в призабойной зоне.

Все эти процессы обусловлены воздействием на пласт твердой фазы или фильтрата бурового раствора, или одновременным влиянием обоих составляющих. Сохранение естественной проницаемости продуктивных пластов в большей мере определяется не только буровыми растворами, используемыми при бурении и вскрытии пластов, но и растворами, применяемыми при креплении, перфорации и вызове притока. Последнее обусловлено тем, что в процессе цементирования пласты испытывают репрессию в 1,3-1,6 раз большую, чем при бурении, а также высоким водоотделением из цементного раствора. Так, по данным гидродинамических исследований пластоиспытателем КИИ-95 на Канитлорском месторождении, величина «скин-эффекта» после окончания строительства скважин достигает 10 и более, а производительность пласта снижается в 5 раз.

Даже при использовании наиболее прогрессивных типов буровых растворов не исключается отрицательное воздействие их на продуктивный пласт. Кроме того, бурение на репрессии имеет и другие недостатки: возможность образования толстой глинистой корки на стенках скважины; снижение качества разобщения пластов; возможность поглощения бурового раствора; появление затяжек, прихватов под действием перепада давления; повышенный расход реагентов на приготовление и стабилизацию буровых растворов и др.

Влияние технологии заканчивания и буровых растворов на продуктивность скважин Пермского Прикамья было подтверждено специальным экспериментом. Вскрытие продуктивных горизонтов на Кокуйском месторождении в скважинах №№ 2170, 2134 и 717 осуществлено глинистым, полимерсолевым и инвертно-эмульсионным растворами соответственно с одинаковыми показателями фильтрации (6-8 см<sup>3</sup>/30 мин). Все скважины пробурены в одном кусте, одной буровой бригадой. В скважине №2170 продуктивный пласт вскрыт с промывкой глинистым раствором плотностью 1250 кг/м<sup>3</sup>, обработанным УЩР и карбонатом натрия. Ствол скважины до забоя обсажен обсадной колонной диаметром 146 мм и зацементирован. В скважине № 2134 эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена до кровли продуктивного горизонта и зацементирована, а пласт вскрыт на полимерсолевом растворе плотностью 1030 кг/м<sup>3</sup>, обработанным КССБ и КМЦ. Скважина №717 построена по конструкции, аналогичной со скважиной №2134, но вскрытие продуктивного пласта проведено с промывкой инвертно-эмульсионным раствором плотностью 1030 кг/м<sup>3</sup>. Продуктивная толща во всех скважинах имела одинаковую характеристику, и прогнозная оценка, выполненная на основе геофизической информации, показала, что все скважины могли дать дебит в пределах 25-30 т/сут. Фактически дебиты по скважинам №№ 2170, 2134 и 717 составили 0,9, 10 и 21 т/сут. соответственно. При этом ни в одном случае не был получен потенциальный дебит (25-30 т/сут).

Более того, после глушения скв. № 717 глинистым раствором и 9 месяцев консервации ее дебит снизился до 2 т/сут.



В последние годы широкое промышленное применение нашли безглинистые буровые растворы на основе пластовых вод, обработанные полиакриламидом и солями, содержащими катионы трехвалентных металлов. Проведенное сравнение качества вскрытия пластов на Рассветном месторождении по 32 скважинам, пробуренным с промывкой безглинистыми и 26 скважинам - с промывкой глинистыми растворами показало, что очистка призабойной зоны пласта скважин, пробуренных с промывкой безглинистым раствором, происходит быстрее, чем по скважинам, пробуренным с промывкой глинистым раствором. Время восстановления дебита до максимального значения по скважинам, пробуренным с промывкой глинистым раствором, составляет 155 сут, а безглинистым – 50 сут (рис.1), при этом рассчитанный удельный прирост добычи нефти составил 2,71, 2,15 и 1,22 т/сут в высоко-, средне- и низкопродуктивных пластах соответственно.

Из приведенных данных видно, что применение безглинистых и инвертно-эмульсионных буровых растворов не позволяет полностью предупредить загрязнение призабойной зоны продуктивных пластов.

Поэтому наиболее перспективной технологией вскрытия пластов следует считать вскрытие на депрессии. Ранее бурение на депрессии газовых скважин осуществлялось в терригенных и карбонатных коллекторах порового, трещинного, порово-трещинного, трещинно-кавернозного, порово-кавернозно-трещинного типов. При этом депрессия на пласты поддерживалась в пределах 0 - 4 МПа и определялась исходя из условия предупреждения разрушения продуктивного пласта по формуле

$$\Delta P_{ДЕП.} = 0,1 (P_{ГОР} - P_{ПЛ.}),$$

где  $P_{ГОР.}$  и  $P_{ПЛ.}$  - величины горного и пластового давлений, МПа.

Для очистки скважины (продувки, промывки) использовался естественный газ, водный раствор  $CaCl_2$ , полимерсолевой раствор без твёрдой фазы, малоглинистый полимерный раствор и полимерглинистый утяжелённый буровой раствор.

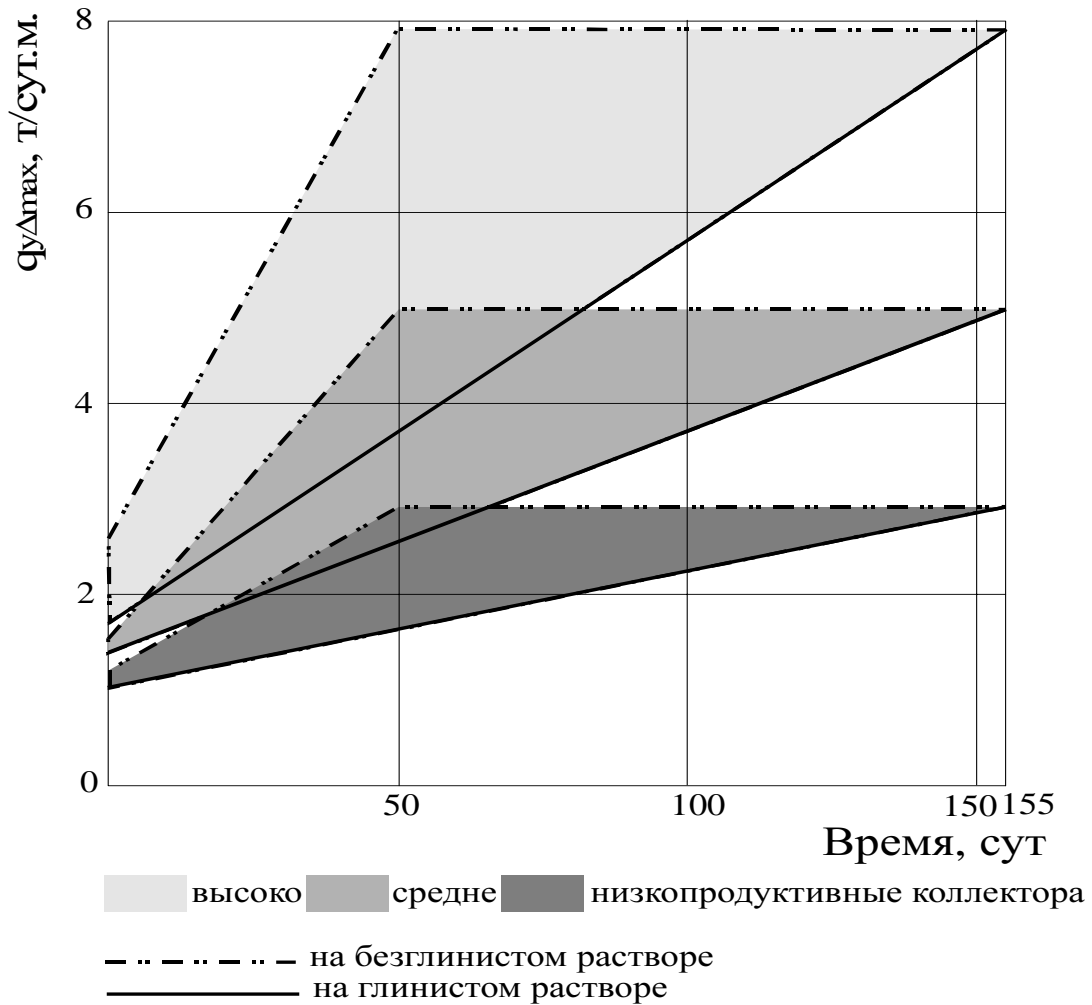


Рис. 1. Сравнение затрат времени на очистку призабойной зоны по скважинам, пробуренным на Рассветной площади с промывкой безглинистым и глинистым буровыми растворами

При вскрытии пластов на депрессии наиболее важной задачей является регулирование давления на продуктивный пласт. Впервые она была решена Тагировым К.М. использованием герметизированной системы циркуляции, позволяющей вызвать контролируемый приток пластового флюида на забой скважины и вымыть его на поверхность с целью установления природы флюида и определения пластового давления, а при необходимости - проведения глушения скважины. При продолжении этих работ В.И. Нифантовым был разработан способ вскрытия продуктивного пласта в условиях переменной депрессии, регулируемой ступенчатым или непрерывным изменением избыточного давления газированной промывочной жидкости.

Одной из самых ответственных операций при бурении в условиях равновесия и депрессии в системе «скважина-пласт» является спуск и подъем инструмента. Разработанные ещё в 20 – 30-х годах зарубежными фирмами «Отис» и «Хайдрил», а также Азербайджанским институтом нефтяного машиностроения комплексы оборудования для спуско-подъёма колонны труб под давлением из-за несовершенства, низкой производительности и неэкономичности нашли применение в основном только при проведении аварийных работ.

Использование установок с непрерывными трубами (УНТ) также полностью не решает проблему спуско-подъёма труб под давлением, так как УНТ можно использовать только для бурения скважин среднего и малого диаметров из-за того, что максимальный диаметр трубы не превышает 60,3мм. Поскольку для крепления скважин применяются в основном свинчиваемые трубы, проблема герметизации устья при спуско-подъёмных операциях при бурении и креплении скважин при избыточном давлении на устье требует своего решения.

Таким образом, несмотря на то, что бурение на ОПД является единственной технологией первичного вскрытия, позволяющей сохранить естественные фильтрационно-ёмкостные свойства продуктивного пласта при одновременном повышении скорости бурения, остается целый ряд научных и технических задач, сдерживающих массовое внедрение данной технологии. Помимо указанного выше, это относится к методам проектирования и достижения в промышленных условиях заданной величины депрессии на продуктивный пласт и технологическим схемам, конструкциям и параметрам оборудования для бурения нефтяных скважин на ОПД.

**В третьей главе** приведены результаты разработки технологии вскрытия продуктивных пластов на ОПД.

Нашими исследованиями показано, что технологию бурения на ОПД рационально применять при вскрытии продуктивных пластов, характеризующихся следующими параметрами:

- пласты истощенные, с низким пластовым давлением, сложенные устойчивыми горными породами;

- высокопроницаемые ( $> 1 \text{ мкм}^2$ ) сцементированные изоморфные песчаники и карбонаты;
- макротрещиноватые пласты (при размерах трещин, превышающих 100мкм, представленные устойчивыми горными породами);
- пласты, характеризующиеся существенным содержанием горных пород, чувствительных к воздействию фильтратов буровых растворов на водной основе (разбухающие глины  $>1 \%$ , дефлокулирующие  $> 5\%$ , гипс, ангидрит и др.);
- пласты, характеризующиеся существенной несовместимостью с фильтраатами (эмульсиями, пульпой, осадками);
- обезвоженные пласты, с субостаточной водо- или нефтенасыщенностью, если фильтрат не вызывает эффект противоточного впитывания и фазового улавливания (применение растворов на водной основе для олеофильных систем и растворов на углеводородной основе для гидрофильных глин).

Общим требованием для всех перечисленных пластов является устойчивость в условиях отрицательного перепада давления в системе «скважина-пласт». Например, для условий Пермского Прикамья объектами для вскрытия на ОПД являются нефтяные пласты с пластовыми давлениями ниже гидростатического, равном гидростатическому или превышающим его не более 0,5МПа.

Одним из важных факторов в технологии строительства скважин на депрессии является определение интервала залегания продуктивного пласта, поскольку башмак эксплуатационной колонны необходимо установить в кровлю продуктивного пласта или вскрыть его на глубину не более 0,3-0,5м.

Нами предложен поэтапный подход к определению местоположения продуктивного пласта, которое методически определяется двумя независимыми способами – аналитическим и инструментальным.

В первом случае - путём анализа материалов по ранее пробуренным скважинам и во втором – путём проведения серии каротажей, привязочного и повторных, в процессе углубления скважины. При аналитическом подходе производят построение разрезов по ранее пробуренным и проектируемой к бурению скважинам, с учётом их местоположения на местности и геологического

строения месторождения. Инструментальный метод включает в терригенных отложениях запись РК и профилемера, в карбонатных отложениях - РК и ПВП за 10-20м до кровли продуктивного пласта и полного комплекса ГИС после его вскрытия на глубину 0,3-0,5м.

Другим показателем, определяющим безаварийную проводку скважины, является поддержание (регулирование) заданного дифференциального давления в системе «скважина-пласт». Исходя из условий предупреждения возможных поглощений буровой промывочной жидкости, флюидопроявлений, осыпей, обвалов и других осложнений ствола скважины, а также - из требований охраны недр и экологии нами определена допустимая депрессия на стенки скважины при бурении, которая не должна превышать 10-15% эффективных скелетных напряжений (разность между горным и поровым давлением пород). Для условий Пермского Прикамья величина депрессии должна находиться в пределах 0,3 – 2 МПа. Для определения величины депрессии на стадии разработки проекта производится расчёт промывки. В отечественной и зарубежной практике его производят по программе «MUDLITEI», разработанной компанией «Маурер Инжиниринг Инк».

Однако, как показывает отечественная и зарубежная практика бурения на ОПД, результаты, получаемые по данной программе, не всегда совпадают с промысловыми данными. Это обусловлено, по-видимому, тем, что при использовании двухфазных систем «нефть-азот», растворимость азота в нефти помимо термобарических условий скважины зависит от состава нефти и газа. При этом расчётные методики должны иметь высокую точность для получения заданной величины депрессии и требуемого распределения давления по стволу скважины. Наряду с указанным, использование только расчётных данных по промывке скважин во многих случаях являлось причиной бурения на псевдодепрессии ( $P_{ЗАБ.} > P_{ПЛ.}$ ).

В связи с этим, с целью достижения проектной депрессии на продуктивный пласт в процессе бурения при одновременном обеспечении устойчивой работы гидравлического забойного двигателя, нами обоснован и предложен спо-

способ проектирования и контроля программы промывки в процессе бурения (Патент № 2199646). Суть его заключается в следующем.

В скважину спускается компоновка инструмента, идентичная компоновке, используемой при вскрытии продуктивного пласта, и на основании программы промывки проводят исследования на различных режимах. При этом производят замену технической воды в стволе скважины на нефть. Расход нефти в газожидкостной смеси принимают из расчёта устойчивой работы гидравлического забойного двигателя (например, для ДИ-105-6 л/с).

Затем проводят исследования по установлению режимов бурения на депрессии. Для этого после начала круговой циркуляции нефти с газообразным агентом в стволе скважины поочерёдно создают не менее трёх режимов подачи аэрированной жидкости, обеспечивающих создание депрессии: ниже расчётной, равной расчётной и выше расчётной. С помощью автономных манометров и манометра, спущенного на кабеле, замеряют давления на всех режимах. Устанавливают потери давления в интервале от места установки манометров до долота. Производят подъём манометра на кабеле и инструмента с контейнерами глубинных манометров. По полученным данным производят анализ изменения забойного давления в зависимости от расхода нефти и азота. На основе полученных результатов устанавливают проектный режим подачи нефти и азота. Заданную величину депрессии на продуктивный пласт при его вскрытии по всей толщине поддерживают подачей нефти и азота при выбранном режиме. В процессе вскрытия осуществляют непрерывный контроль давления на забое. После вскрытия продуктивного пласта поднимают манометр, спущенный на кабеле, и манометры, находящиеся в контейнерах, производят сопоставление и оценивают изменение величины депрессии в процессе бурения.

Предложенный способ испытан в промысловых условиях при бурении семидесяти нефтедобывающих скважин, продуктивные пласты которых толщиной от 4 до 20 м имели неоднородные свойства пород-коллекторов по толщине. Забойное давление во время вскрытия продуктивных пластов было ниже

и в трёх случаях равно пластовому давлению. Ни в одном случае при вскрытии продуктивных пластов не возникло ни осложнений, ни аварийных ситуаций.

Обычно при бурении на ОПД перед наращиванием инструмента или перед спуско-подъемными операциями отключают насос и компрессоры, в результате чего газ быстро выходит из смеси. В последующем, когда компрессоры и насосы включают, дегазированный буровой раствор из верхней части скважины вытесняется азрированным флюидом, поступающим через долото. Как правило, это приводит к значительному увеличению давления в скважине, которое следует за периодом разгрузки.

Нами были систематизированы методы, позволяющие исключить повышение давления на забой при спуско-подъемных операциях и наращивании инструмента. Показано, что наиболее простой способ предупреждения возникновения неконтролируемых перепадов давления является использование дополнительного газа и подбор компоновки бурильного инструмента для вскрытия пласта без наращивания.

При невозможности вскрытия пласта без наращивания инструмента скважину необходимо заглушить или перекрыть отсекателем, или же подъем (спуск) любой компоновки должен производиться под давлением. Сложность проблемы заключается в том, что продуктивный пласт находится в состоянии фонтанирования, т.е. процессы бурения и добычи нефти совмещены во времени. Такая же ситуация возникает при креплении продуктивного пласта фильтром. При этом многими исследователями признается, что даже использование установок с непрерывными трубами также не решает указанную проблему.

К сожалению, разрабатываемые в России и выпускаемые за рубежом отсекатели не всегда эффективны, а большинство жидкостей глушения приводят к снижению фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора на 30-100%.

Мы полагаем, что эффективным технологическим приемом может быть разработка жидкостей, выполняющих одновременно функцию глушения и интенсификации притока при заканчивании скважин.

В качестве жидкостей глушения нами предложено использование высших спиртов, исключающих протекание негативных процессов в продуктивном пласте. Теоретической основой их применения стала инертность спиртов к солям и глинам, обусловленная их меньшей реакционной способностью по сравнению с другими растворами и реагентами.

В качестве объекта исследования для жидкости глушения был взят реагент Т, который является побочным продуктом производства диметилдиоксана и представляет собой маслянистую однородную жидкость следующего химического состава, в вес. %: диметилдиоксан – 2; сумма  $x$  допиранового спирта – 9,5; пирановый спирт – 4; сумма  $x$  додиоксанового спирта – 15; сумма  $x$  метилбутандиола – 1,5; сумма  $x$  диоксановых спиртов – 50; сумма тяжелого остатка – 18, эфирное число – 1,5 – 4мг КОН/г, массовая доля гидроксильных групп – 23-36%. Температура вспышки в открытом тигле 90°C, температура замерзания минус 50° С. При этом была оценена устойчивость образцов, содержащих наиболее растворимые соли карналлит и сильвинит, отобранные из галогенных отложений на Уньвинском нефтяном месторождении в пределах Верхнекамского месторождения калийных солей. Несмотря на длительную выдержку в реагенте Т, у образцов не отмечено потери веса, тогда как в хлормagneвофосфатном буровом растворе (наиболее эффективном в настоящее время для бурения по солям) эти же образцы теряли в весе 0,16 - 2,14 вес. % за более короткий срок 24- 480 ч (табл.1).

Вторым, весьма важным моментом выбора реагента Т, является предупреждение закупорки призабойной зоны продуктивных пластов под воздействием фильтратов буровых растворов. Исследование влияния новой жидкости глушения - реагента Т на восстановление проницаемости изучалось на образцах пород бобриковского горизонта Уньвинского месторождения (табл. 2).

Таким образом, было показано, что применение реагента Т увеличивает проницаемость прискважинной зоны по сравнению с «неповрежденным» пластом. Последнее обусловлено высокими отмывающими свойствами предложенной жидкости глушения и связыванием остаточной воды в керне.



Таблица 1

**Растворимость образцов солей в реагенте Т**

Вес образца соли до выдержки в реагенте Т $1 \times 10^{-3}$ , кг	Время выдержки в реагенте Т, ч	Вес образца соли после выдержки в реагенте Т $1 \times 10^{-3}$ , кг	Потеря веса образца, %
13,2	24	13,2	0
13,2	48	13,2	0
13,2	144	13,2	0
13,2	782	13,2	0
13,2	840	13,2	0

Таблица 2

**Влияние жидкости глушения на восстановление проницаемости образцов керна из продуктивных пластов**

Номер образца, модели	Пористость образцов, %	Проницаемость образцов по керосину, $1 \times 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Проницаемость образцов после воздействия жидкостью глушения, $1 \times 10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Коэффициент восстановления проницаемости, %
53947	16,0	43,9	57,2	130,3
5373	15,0	43,0	46,9	109,1
53977	13,9	26,7	27,4	102,8
53955	15,9	23,7	21,4	90,2
53945	15,9	16,7	15,1	90,4
53952	16,2	16,1	16,8	104,3
53979	12,5	16,1	17,6	109,3
53969	12,3	14,0	14,9	106,4
53961	16,3	13,9	22,3	160,4
53982	12,2	5,1	5,4	105,9
<b>Средняя величина</b>	<b>14,7</b>	<b>21,9</b>	<b>24,5</b>	<b>111,8</b>

Применительно к заканчиванию скважин это означает, что при глушении скважин реагентом Т будет совмещаться процесс подъёма бурильного инструмента после бурения и спуск лифта с операцией по интенсификации притока.

В то же время, небольшая плотность реагента Т, в определённой мере, ограничивает область его применения.

В качестве более тяжёлой жидкости глушения предложено применять 1.1.5. - тригидрооктафторпентанол-1, побочный продукт производства полифторированных спиртов (в дальнейшем сокращенно Н-2), имеющий химическую формулу  $C_5H_4F_8O$  и молекулярную массу 232,07. Массовая доля спирта-теломера составляет 99%, остальное – гомологи спирта, метанол и вода. Реагент Н-2 представляет собой бесцветную прозрачную жидкость плотностью 1660 – 1670 кг/м<sup>3</sup>, растворимую в метаноле, ацетоне, эфире, но не растворимую в воде. Он устойчив при длительном хранении, при нормальных условиях это стабильное, малоопасное, невзрывоопасное, трудногорючее вещество, относящееся к 4-му классу опасности. Температура замерзания -60<sup>0</sup>С, температура вспышки в открытом тигле 103<sup>0</sup>С.

Нами экспериментально установлено, что коэффициент восстановления проницаемости керна после воздействия на него Н-2 составляет 111% на терригенных образцах с проницаемостью 0,533мкм<sup>2</sup> и 103% на образцах с проницаемостью 0,23мкм<sup>2</sup>. Превышение первоначальной проницаемости образцов керна после воздействия на них Н-2 обусловлено, по-видимому, осушкой и очисткой каналов. Высокая плотность Н-2 позволяет применять его для глушения продуктивных пластов с высокими пластовыми давлениями без дополнительных технологических жидкостей. Поскольку Н-2 не смешивается с водой и буровыми растворами на водной основе исключается необходимость закачки буферной жидкости между жидкостью глушения и буровым раствором при подаче их в ствол скважины.

Для практического применения предложенных технологических жидкостей разработана технология заканчивания скважин на ОПД, которая позволяет

совместить глушение скважин, подъём бурильного инструмента, проведение ГИС, спуск забойного оборудования с обработкой продуктивного пласта.

**В четвёртой главе** приведены результаты обоснования и разработки специального технологического комплекса оборудования для вскрытия продуктивного пласта на ОПД.

Использование этого оборудования позволяет осуществлять в непрерывном режиме: подготовку газонефтяной смеси (нефть + азот); вскрывать продуктивный пласт на ОПД при заданных показателях режима промывки, разрушать трёхфазную систему (газ, нефть, шлам), сжигать попутный газ на факеле, добытую нефть откачивать в товарный парк, а выбуренный шлам по окончании долбления утилизировать.

Типовая обвязка технологического комплекса для бурения на ОПД (свидетельство на полезную модель №16177) включает в себя буровую установку; комплект противовыбросового оборудования, в частности механический превентор с глухими плашками или устьевой шаровой кран с механическим приводом; гидравлические плашечные превентора с трубными, глухими или срезными плашками; превентор универсальный гидравлический; герметизатор роторный или универсальный вращающийся гидравлический превентор; основной и вспомогательный пульта управления превенторами; манифольды; линии сепарации и глушения; блоки: сепарации, глушения, дросселирования и пробоотборника; факельную систему и насосно-силовое оборудование.

Типоразмеры оборудования подобраны в зависимости от конструкции скважины.

Манифольдные обвязки линий сепарации, глушения состоят из труб  $\varnothing 89\text{мм}$  и  $\varnothing 114\text{мм}$  соответственно.

Блок сепарации состоит из трёхфазного нефтегазшламового сепаратора, обвязанного с технологической ёмкостью, системы автоматики, ёмкостного парка для сбора нефти, шлама из сепаратора и для хранения нефти и пластовой воды.

Кроме этого, в комплекс входят компрессорные азотные установки типа СДА 5/101М и СД 9/101М, обеспечивающие подачу азота не менее 88% в смеси с воздухом.

Система контроля состоит из станции контроля и управления технологическими процессами бурения на депрессии (АМКД); автономных глубинных манометров с программным управлением; глубинных манометров, спускаемых на кабеле; автоматических газоанализаторов непрерывного действия; автоматизации сепарационной установки; контрольно-измерительных приборов.

Для вскрытия продуктивной части пласта и проведения спуско-подъёмных операций под давлением необходимо использовать бурильные трубы соответствующего типоразмера, прошедшие специальную подготовку (с выполненной проточкой фаски на торцах замков под углом  $18^{\circ}$  к образующей замка), сбалансированные УБТ, обратные и шаровые клапаны малого диаметра, переводники с пробками или диафрагмами, разрушающимися при определённом усилии (давлении), контейнеры автономных манометров, четырёх- или шестигранные ведущие бурильные трубы соответствующего типоразмера, гидравлические забойные двигатели, оснастка для принудительного спуска и подъёма бурильного инструмента при наличии избыточного давления в скважине, вертлюг ВРБ-100 или ВРБ-80 с герметизирующим узлом кабельного ввода, механизмы малой механизации и др.

Указанный технологический комплекс был скомплектован, испытан в промышленных условиях и прошёл приемочные испытания.

**В пятой главе** изложены результаты испытаний и промышленного внедрения технологии вскрытия продуктивных пластов на ОПД с использованием разработанного специального оборудования и технологической оснастки. Программой стендовых испытаний ставилась задача контрольной сборки оборудования и его гидроиспытаний, определение его работоспособности. Необходимо было выявить надёжность комплекса в работе путём моделирования процессов аэрирования, очистки ствола скважины и последующей дегазации, а также оценить величину возникающего забойного давления, потери давления и по-

требности в насосах и компрессорах. В результате испытаний определены необходимые расходы жидкости-нефти и газа-азота для обеспечения проектного режима бурения и очистки забоя и ствола скважины (табл.3).

Таблица 3

**Необходимый расход нефти и азота в зависимости от диаметра долота**

Диаметр долота, мм	Расход жидкости – нефти, л/с	Расход газа – азота, м <sup>3</sup> /мин в нормальных условиях
86	4,0	4,5
124	6 - 7,9	4,5 – 10
144	7,1 - 11	9 - 12

Было установлено, что выбранное специальное технологическое оборудование и схема его обвязки для бурения глубоких скважин на нефть со вскрытием продуктивных пластов на ОПД работоспособно, надёжно и было рекомендовано к приёмочным испытаниям. После изготовления и монтажа передвижной сепарационной установки, факельной установки и станции контроля и управления бурением на ОПД на скважине №758 Шумовского месторождения, они подвергались индивидуальным испытаниям и комплексному опробованию.

Приёмочные испытания технологии вскрытия продуктивных пластов на ОПД были проведены на 33 скважинах, в том числе на 17 скважинах на Шумовском, 4 скважинах на Москудьинском и одной скважине на Южинском месторождениях - на отложения верейского горизонта, 5 скважинах на Шумовском, одной на Гожанском и одной на Сибирском месторождениях - на башкирский ярус, 2 скважинах на Сибирском и 2 скважинах на Западно-Ножовской группе месторождений – на отложения средне-визейского подъяруса.

Скважины строились, в основном, наклонно направленными и две скважины № 789 Шумовского и № 709 Гожанского месторождений с горизонтальными стволами. Всего с применением новой технологии пробурено 70 скважин на месторождениях Пермского Прикамья, Татарстана и Западной Сибири.

Установлено, что применение технологии вскрытия продуктивных пластов на ОПД позволяет повысить дебиты скважин в 1,9 - 6,6 раза по сравнению

с базовыми скважинами, пробуренными в идентичных условиях (табл. 4). Годовой экономический эффект от внедрения технологии вскрытия продуктивных пластов на ОПД по 31 скважине составляет 222,7 млн руб.

Таблица 4

Но- мер скв.	Месторожде- ние	Объ- ект эксп- луа- та- ции	Работы по вскры- тию пластов на де- прессии			Эффективность работ		
			Рпл., МПа	Рзаб., МПа	деп- рес- сия, %	базовый дебит, т/сут.	факти- ческий дебит, т/сут.	прирост дебита, +/-
791	Шумовское	В <sub>3+4</sub>	9,6	7,8	18,7	5,6	13,0	7,4
792	Шумовское	В <sub>3+4</sub>	9,4	6,8	27,7	5,0	9,7	4,7
736	Шумовское	В <sub>3+4</sub>	9,2	7,8	15,2	3,4	7,3	3,9
501	Шумовское	В <sub>3+4</sub>	6,5	5,8	10,8	5,6	13,0	7,4
741	Шумовское	В <sub>3+4</sub>	9,2	7,5	18,5	5,6	13,0	7,4
789	Шумовское	Бш	10,0	7,5-8,5	25-15	6,4	21	14,6
758	Шумовское	Бш	9,3	7,4	20,4	5,4	12	6,6
740	Шумовское	Бш	8,7	7,3	16,1	5,2	15	9,8
5419	Черёмуховское	Бш	8,0	4,7	41,3	5	24	19
5414	Черёмуховское	Бш	8,0	5,2	35	5	19	14
1008	3-Ножовское	Тл	14,0	13,6		10	51	41
347	Сибирское	Бб	18,0	16,8	6,7	22	113	91
318	Сибирское	Бб	17,1	16,4	4,1	14	93	79
42	Аптугайское	Т	16,0	13,4	16	35	123	88

### Основные выводы и рекомендации

1. Показано, что для повышения качества строительства скважин в условиях Пермского Прикамья необходимо разделить на два этапа: работы до продуктивного пласта и работы в продуктивном пласте. Вскрытие продуктивных пластов и заканчивание скважин рекомендовано производить на ОПД, как единственной технологии, позволяющей сохранить естественные коллекторские свойства пласта.

2. Разработана технология вскрытия продуктивного пласта на ОПД, позволяющая надёжно определять его местоположение, обосновывать и контролировать в процессе бурения программу промывки, обеспечивающую расчётную ве-

личину депрессии на продуктивный пласт. Определены области применения технологии вскрытия продуктивных пластов на ОПД.

3. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена эффективность использования в качестве жидкостей глушения побочных продуктов производства высших спиртов, реагентов Т и Н-2.

4. Впервые разработан метод глушения скважин, законченных бурением на ОПД, при котором процессы глушения, подъема бурильного инструмента и спуска лифта для добычи нефти совмещены во времени с интенсификацией притока. Разработаны три варианта технологии производства работ в зависимости от гидродинамического состояния скважины.

5. Разработан, испытан и внедрен в промышленном масштабе технологический комплекс для вскрытия нефтяных пластов на ОПД, примененный на 70 скважинах и показавший высокую эффективность. Дебиты по скважинам, пробуренным с применением новой технологии в 1,9 - 6,6 раза выше, чем по базовым скважинам, пробуренным на репрессии в идентичных условиях. Годовой экономический эффект от внедрения технологии вскрытия продуктивных пластов на ОПД на 31 скважине составляет **222,7** млн руб.

6. Для широкого внедрения технологии вскрытия продуктивных пластов на ОПД разработаны соответствующие нормативные документы.

**Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:**

1. Cluster and dual-lateral drilling technologies optimize Russian well production /R.G.Salihov, E.F.Dubrovin and V.V.Sledkov // Oil & Gas Journal, Nov. 24, 1997.- Vol. 95.- No.47.- P. 53-58.
2. Organization of Drilling Operations in JSC - Lukoil-Burenie ( Russia) / R.G. Salihov, E.F. Dubrovin, V. V. Sledkov // IADC European Drilling Issue Conference, 1997.- P. 5 - 6, June, Berlin.
3. Пат. RU №2141560/C1/ E21 B21. Способ разработки нефтяной залежи горизонтальными скважинами / Р.У. Маганов, Р.Г.Салихов, В.Ф.Лесничий и др. Заявлено 27.04.99; Опубл. 20.11.99// БИ.-1999.-№32.
4. Свидетельство на полезную модель RU №16177 E21 B21. Устройство для вскрытия продуктивного пласта /Р.Г.Салихов, Р.У.Маганов, В.Ф.Лесничий и др. Заявлено 25.01.2000; Опубл. 27.11.2000 // БИПМ. (ч.II).- 2000. - № 34.

5. Регламенты на выполнение операций при строительстве скважин со вскрытием продуктивных пластов на депрессии / Р.Г.Салихов, Т.И. Соболева, Т.Н. Крапивина и др.- Пермь: Печатный салон «Меркурий», 2000.- 36 с.
6. Пат. RU2199646 С1Е21В/14 Способ вскрытия продуктивного пласта /Р.Г.Салихов, Н.И.Крысин, А.П.Пермяков и др. Заявлено 01.04.2002; Опубл. 27.02.2003// БИПМ. -2003. -№ 6.
7. Проблемы и перспективы вскрытия продуктивных пластов при отрицательном дифференциальном давлении в системе «скважина-пласт» /Р.Г.Салихов, Т.Н.Крапивина , Т.И.Соболева и др. Пермь: Печатный салон «Меркурий», 2003. – 179с.
8. Салихов Р.Г. Перспективное направление повышения качества вскрытия продуктивных пластов//Internet – журнал «Нефтегазовое дело», <http://www.ogbus.ru/authors/SalikhovRG/SalikhovRG1.pdf>.- 2003.
9. Салихов Р.Г. Методика проектирования и достижения в промысловых условиях отрицательного дифференциального давления в системе «скважина-пласт»./Internet–журнал«Нефтегазовое дело».<http://www.ogbus.ru/authors/SalikhovRG/SalikhovRG1.pdf>. 2003.
10. Вскрытие продуктивных пластов при отрицательном дифференциальном давлении в системе «скважина-пласт» / Р.Г.Салихов, А.П.Пермяков, Н.И.Крысин. Пермь: Печатный салон «Меркурий», 2003. – 62 с.
11. Руководство по предупреждению и ликвидации аварий при бурении нефтяных и газовых скважин на месторождениях и площадях, разбуриваемых ООО «ЛУКОЙЛ-БУРЕНИЕ-ПЕРМЬ» / Р.Г.Салихов А.П.Пермяков, С.Д.Глухов и др. - Пермь: Печатный салон «Меркурий», 2003.- 90с.
12. Руководство по заканчиванию скважин при отрицательном дифференциальном давлении в системе «скважина-пласт» с одновременной интенсификацией притока» / Р.Г.Салихов А.П.Пермяков, С.Д.Глухов и др. - Пермь: Печатный салон «Меркурий», 2003. - 63 с.
- 13.Технические условия на строительство и монтаж оборудования буровых установок / Р.Г.Салихов, Т.Н.Крапивина, В.И.Мокичев и др.: В 2 кн.– Пермь: Печатный салон «Меркурий», 2003.– Кн. 1.- 90 с., Кн. 2. - 81 с.
14. Технические условия на испытание нефтяных и газовых скважин / Р.Г.Салихов, А.П.Пермяков, С.Д.Глухов и др. - Пермь: Печатный салон «Меркурий», 2003. - 110 с.