

На правах рукописи



Оганов Гарри Сергеевич

**Методы проектирования строительства
наклонно направленных, горизонтальных
и многозабойных скважин с большим
отклонением ствола от вертикали**

Специальность 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Москва-2004

Работа выполнена в Открытом Акционерном Обществе
«Научно-Производственное Объединение «Буровая техника» -
ВНИИБТ

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Ширин-Заде Сиявуш Али Сафтар оглы

доктор технических наук, профессор
Бастриков Сергей Николаевич

доктор технических наук
Гноевых Александр Николаевич

Ведущее предприятие: ООО «Газфлот» Открытого
Акционерного Общества «Газпром»

Защита состоится «04» июня 2004 г. в 11 часов на заседании
диссертационного Совета Д 520.027.01 при ОАО НПО «Буровая
техника»

Адрес: 115114 г. Москва, ул. Летниковская, 9

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО НПО
«Буровая техника» - ВНИИБТ.

Автореферат разослан «29» апреля 2004г.

Ученый секретарь
диссертационного Совета,
кандидат технических наук



Г.П. Чайковский

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

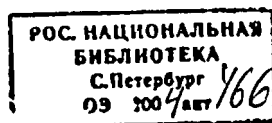
Одним из перспективных направлений в решении проблемы увеличения нефтегазодобычи в РФ является ускоренное освоение континентального шельфа и месторождений, находящихся в труднодоступных местах. Освоение таких месторождений, особенно морских, сопряжено с огромными капиталовложениями (доходящими до нескольких миллиардов долларов США), затрачиваемыми на строительство стационарных или плавучих гидротехнических сооружений (платформ), транспортировку нефти и газа, обеспечение безопасности людей и производства работ, охрану окружающей природой среды в суровых климатических условиях.

Наиболее эффективным способом разбуривания таких месторождений является кустовое наклонно направленное, горизонтальное и многозабойное бурение скважин с большим отклонением ствола от вертикали с возможностью охвата всей площади месторождения.

Применение этого метода позволяет сократить число возводимых кустовых площадок, платформ и оснований, снизив общие затраты на освоение месторождения, достичь продуктивных пластов, расположенных на значительном расстоянии от устья скважин.

Важным этапом в освоении нефтегазовых месторождений является разработка проектно-сметной документации (ПСД), от качества которой в конечном счете зависит успешное завершение строительства скважин и освоение месторождения в целом. Неверные проектные решения могут привести к значительным материальным потерям при разбуривании месторождения.

Необходимо отметить, что разрабатываемая на сегодняшний день ПСД не в полной мере учитывает специфические особенности проектирования и строительства наклонно направленных, горизонтальных и многозабойных скважин с большим и сверхбольшим отклонением от вертикали, более того, эти особенности не нашли достаточного отражения в руководящих документах и инструкциях, в



т.ч. и в «Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ08-624-03.

Так, например, при строительстве типовых наклонных скважин в Западной Сибири в большинстве случаев использовалась двухколонная конструкция и в основном S - образный профиль. В то же время при бурении скважин с большим отклонением от вертикали особенно на море применяются многоколонные (5-7), включая водоотделяющую, конструкции во взаимосвязи с профилями большой протяженности, с накладываемыми ограничениями на интенсивность искривления, глубину зарезки наклонного ствола, на условия спуска колонн диаметром 508,0; 473,0; 339,7 и 244,5 мм и внутрискважинного оборудования.

В связи с тем, что в ближайшее время намечено интенсивное освоение ряда уникальных нефтегазовых месторождений, таких как: Приразломное в Печорском море, на котором планируется пробурить 35 горизонтальных скважин с отклонением от вертикали до 7 км с одной платформы, Штокмановское в Баренцевом море - 96 скважин с 4-х платформ и отклонением от вертикали до 4 км, о. Сахалин в Охотском море (проекты Сахалин-1, Сахалин-2 и др.), месторождения в Каспийском и Балтийском морях, то отмеченные выше проблемы и необходимость их учета при разработке рабочих проектов на строительство скважин и предопределили актуальность темы диссертационной работы.

Цель работы

Повышение качества проектирования строительства наклонно направленных, пологих, горизонтальных и многозабойных скважин с большим отклонением ствола от вертикали на основе разработки научно обоснованных методов и технико-технологических решений, обеспечивающих эффективное разбуривание нефтегазовых месторождений.

Основные задачи исследований

1. Разработка новой, технической и экономически обоснованной системы размещения проектных забоев скважин на структуре месторождения в зависимости от вида скважины с учетом минимизации

степени риска при решении поставленной геологической задачи и обеспечения безаварийного и качественного и строительства скважины.

2. Разработка профилей и конструкций наклонно направленных скважин с большим отклонением от вертикали (НСБО), пологих (ПС), горизонтальных (ГС), многозабойных (МЗС), радиально-разветвленных горизонтальных скважин (РРГС) и профилей завершающей части горизонтальных скважин в пределах продуктивного пласта во взаимосвязи их параметров, обеспечивающих качественное выполнение технологических операций при бурении, освоении и эксплуатации, надежную работу внутрискважинного оборудования.

3. Разработка рациональной гидравлической программы строительства скважины, обеспечивающей снижение репрессии на продуктивный пласт, с учетом выбора плотности бурового раствора, с целью предупреждения потери устойчивости стенок скважины при больших зенитных углах, расчета производительности бурового насоса и величины гидродинамических давлений в процессе первичного вскрытия продуктивного пласта, а также при спуске буровой и обсадной колонн, оценки величины скин-эффекта (S_k).

4. Разработка режимов цементирования эксплуатационных, в т.ч. потайных (хвостовиков) колонн во взаимосвязи с видом и параметрами профиля наклонно направленных и горизонтальных скважин с большим отклонением ствола от вертикали, обеспечивающих снижение репрессии на продуктивный пласт и степени его загрязнения.

5. Разработка обобщенной методики расчета величины нагрузки на крюке при подъеме (спуске) буровой (обсадной) колонны, а также величин мощности и момента, затрачиваемых на процесс углубления в глубоких наклонных и горизонтальных скважинах.

6. Исследование поведения низа буровой колонны в стволе наклонно направленной скважины с целью создания ступенчатой неориентируемой прихватобезопасной компоновки (КНБК).

7. Усовершенствование системы проектирования при разработке рабочих проектов на строительство наклонно направленных, горизонтальных и многозабойных скважин на нефть и газ с большим и сверхбольшим отклонением ствола от вертикали с использованием

разработанных новых методов, решений и индивидуальных компьютерных программ по основным технологическим процессам строительства скважин.

Методы исследований основаны на использовании современных методов прикладной математики и механики (метод конечных элементов, теория расплывчатых множеств, вероятностно-статистические методы и др.) с использованием персональных компьютеров (ПК), а также на анализе и обобщении опубликованных работ и полученных практических результатов при проектировании и строительстве наклонно направленных скважин с большим отклонением ствола от вертикали, пологих, горизонтальных, многозабойных и радиально-разветвленных горизонтальных скважин в Российской Федерации и за рубежом.

Научная новизна

1. Впервые разработан метод размещения забоев скважин на структуре месторождения, основанный на выборе вида и очередности бурения скважин с кустовой платформы в зависимости от технологической сложности их проводки, обеспечивающий повышение эффективности освоения нефтегазового месторождения за счет снижения степени риска при решении поставленных геологической и технологической задач.

2. На основе предложенной методики проектирования профилей скважин с большими отклонениями ствола от вертикали, с учетом геологической и технологической совместимости условий бурения, разработаны рациональные профили и конструкции наклонно направленных, горизонтальных и многозабойных скважин с большим отклонением ствола от вертикали во взаимосвязи их параметров для уникальных нефтегазовых месторождений континентального шельфа РФ («Приразломное», «Штокмановское», «Варандей-море» и др.).

3. При проектировании параметров профиля завершающей части горизонтальной скважины в пределах продуктивного пласта рекомендованы трехинтервальный тип профиля и рациональные соотношения длин его участков, позволяющие увеличить период работы скважины до обводнения.

4. Разработано новое устройство типа «труба в трубе» для забуривания бокового ствола скважины без вырезания участка обсадной колонны, позволяющее повысить надежность и сократить время выполнения этой технологической операции.

5. Впервые разработана единая рациональная гидравлическая программа вскрытия продуктивного пласта при бурении и цементирования эксплуатационной колонны, основанная на сохранении постоянного минимально допустимого значения репрессии на пласт и параметра скин-эффекта в течение всего периода выполнения технологических операций в скважине.

6. Разработаны обобщенные методики расчета величин нагрузки на крюке при подъеме (спуске) бурильного инструмента и обсадной колонны, величин мощности и момента, затрачиваемых на вращение бурильного инструмента, учитывающие влияние траектории ствола скважины, рекомендации по использованию режима «флотации» при спуске обсадных колонн на большие глубины, позволяющие повысить качество проектирования строительства скважины, в т.ч. при выборе типа буровой установки, профиля и конструкции, технологии проводки НСБО, ПС, ГС, МЗС.

7. На основе исследования поведения низа бурильной колонны в наклонно направленном стволе скважины с большим отклонением от вертикали, с применением метода конечных элементов разработаны новые принципы проектирования ступенчатой неориентируемой компоновки низа бурильной колонны, позволяющей регулировать параметры искривления ствола скважины и предотвращать прихват бурильного инструмента.

8. На основе проведенных аналитических исследований, разработаны методы, научно-методические рекомендации и программы для ПК по выбору рациональных режимов бурения, расчету компоновок низа бурильной колонны, бурильной и обсадной колонн на прочность, буровых растворов и цементирования, величин мощности и момента, затрачиваемых на процесс углубления, по определению грузоподъемности буровой установки при проектировании строительства скважин со сложными многоинтервальными профилями,

повышающие качество разрабатываемой проектно-сметной документации.

Основные защищаемые положения.

1. Концепция выбора вида скважины и соотношения протяженности направляющей части ствола и горизонтального участка в продуктивном- пласте при проектировании системы разработки нефтегазового месторождения в зависимости от глубины скважины и величины отклонения ствола от вертикали.

2. Методики расчета параметров профиля ГС, НСБО, а также горизонтальной части ствола скважин в пределах продуктивного пласта и методика проектирования параметров профиля РРГС.

3. Новые положения в гидравлической программе вскрытия продуктивного пласта при бурении и цементировании эксплуатационной, в т. ч. потайной (хвостовика), колонны.

4. Обобщенная методика расчета величины нагрузки на крюке при подъеме (спуске) бурильного инструмента и при спуске обсадной колонны в НСБО, ГС и использование режима «флотации» для доведения обсадной колонны до проектной глубины, методика оценки величин мощности и момента, затрачиваемых на вращение бурильного инструмента при бурении горизонтальных скважин.

5. Методический подход по определению параметров ступенчатой прихватобезопасной компоновки низа бурильной колонны, с учетом геометрических, весовых и жесткостных параметров системы в зависимости от зенитного угла ствола скважины.

6. На основе разработанных научных методов и решений индивидуальные компьютерные программы, адаптированные к специфическим условиям бурения НСБО, ГС, ПС, МЗС на нефтегазовых месторождениях, для составления проектно-сметной документации на строительство скважин на суше и море.

Практическая ценность работы

1. Предлагаемая концепция размещения скважин на структуре месторождения, основанная на выборе вида скважины в зависимости от величины отклонения и протяженности горизонтального ствола в продуктивном пласте позволяет повысить качественные и технико-

экономические показатели строительства скважины, уменьшить степень риска при решении геологической и технологической задач за счет обеспечения безаварийной проводки.

2. Разработанные методики проектирования профиля ГС, НСБО и РРГС во взаимосвязи с параметрами конструкции скважины, профиля горизонтального участка в пределах продуктивного пласта, обеспечивают повышение качества проектной документации и строительства скважины в целом.

3. Разработанная новая методика, определения рациональных режимов выполнения спуско-подъемных операций, вскрытия-продуктивного пласта при бурении и цементировании эксплуатационной, в т. ч. потайной (хвостовика), колонны обеспечивает минимально допустимое и постоянное значение величины репрессии на пласт и минимальное значение скин-эффекта за счет снижения проникновения фильтрата бурового, цементного растворов в пласт на глубину меньшую, чем глубина проникновения снаряда перфоратора при перфорации эксплуатационной колонны.

4. Разработанная на уровне изобретения (АС № 1464543) ступенчатая прихватобезопасная КНБК с высокой степенью надежности гарантирует предупреждение прихвата бурильного инструмента, одного из наиболее тяжелых и сложных (с точки зрения продолжительности и материальных затрат на ликвидацию) видов аварий и осложнений, при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин.

5. Разработанные усовершенствованные и адаптированные индивидуальные программы для ПК по основным разделам рабочего проекта на строительство скважин со сложными многоинтервальными профилями позволяют повысить качество проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ, технологическую и экологическую безопасность при практической реализации рабочих проектов.

6. Разработанные технико-технологические регламенты: «Искривление скважин», «Углубление скважин», «Буровые растворы», «Крепление скважин», «Испытание и освоение скважин», «Геофизические исследования» реализованы при проектировании и

строительстве более 20 горизонтальных и наклонно направленных скважин с большим отклонением ствола от вертикали на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» («Мало-Балькское», «Омбинское» и др).

7. Результаты диссертационной работы использованы:

- в Учебном пособии «Проектирование профилей наклонно направленных, пологих и горизонтальных скважин и расчет усилий на буровом крюке» Министерства образования Российской Федерации Государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) Института нефти и газа, Тюмень, 2003г.;

в Технологическом регламенте «Технология бурения многозабойных скважин». Стандарт предприятия СТП ВНИИБТ-1021-2003, ОАО НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ, Москва, 2003г.;

- в «Инструкции по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно направленного и горизонтального ствола скважины». РД 08-625-03., Москва, 2003г.

Реализация работы

Основные научно-методические и практические решения, разработанные в диссертационной работе, включены в проекты на строительство скважин, согласованы Госгортехнадзором России, утверждены и в основном внедрены практически во всех нефтегазовых регионах страны, ближнего и дальнего зарубежья. Под руководством автора за период с 1995г. по 2004г. разработано около 70 рабочих проектов на строительство скважин на нефть и газ на суше и море, а также разделов «Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия и освоения скважин» в Технологических схемах и проектах разработки нефтегазовых месторождений на общую сумму 2 млн. долларов США.

Наиболее значимыми работами являются:

- разработка совместно с австралийской компанией Broken Hill Proprietary Co (ВНР) раздела «Требования к конструкциям скважин и

производству буровых работ, методам вскрытия и освоения скважин» Технологической схемы разработки нефтяного месторождения «Приразломное» в Печорском море (утвержден Центральной комиссией по разработке (ЦКР) при Минтопэнерго РФ в 1998г.);

- разработка совместно с немецкой компанией «Wintershall» дополнения к Технологической схеме разработки нефтяного месторождения «Приразломное» в Печорском море (утверждено ЦКР в 2001г.);

- разработка раздела «Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия и освоения скважин» Технологической схемы разработки и проекта разработки «Штокмановского» газоконденсатного месторождения в Баренцевом море (утвержден на комиссии по разработке нефтегазовых месторождений ОАО «Газпром» в 2001г. и в ЦКР в 2003г.);

- разработка и реализация рабочих проектов на строительство первой горизонтальной скважины на шельфе Вьетнама (месторождение «Белый Тигр») и на восстановление бездействующей наклонной скважины, путем резки дополнительного ствола из обсадной колонны, 1995г.;

- разработка, утверждение ОАО «Лукойл» и Иракской нефтяной компанией, Министерством нефти Ирака четырех рабочих проектов на строительство оценочной и разведочных вертикальных скважин, а также наклонно направленных эксплуатационных скважин на месторождении «Западная Курна» (Ирак), 1997г.;

- разработка, утверждение научно-техническим советом ОАО «ЮКОС» и реализация рабочего проекта на строительство разведочной скважины на месторождении «Титикака» (Перу), 1996г.;

- разработка и утверждение научно-техническим советом АО «Укрнефть» технико-технологической части рабочего проекта на строительство горизонтальной скважины №1 на площади «Мильки» (Украина), 1996г.;

- разработка и реализация рабочих проектов на забуривание и бурение горизонтального ствола скважины «Штормовая» №21 на шельфе Черного моря и на строительство эксплуатационных

горизонтальных скважин на «Восточно-Казантипском» месторождении в акватории Азовского моря (Украина), 1998-2001гг.;

- разработка, утверждение компанией «Shell» и реализация рабочих проектов на строительство наклонно направленных, двухзабойных и однозабойных горизонтальных скважин на «Верхне-Салымском» месторождении Западной Сибири, 1997-2001гг.;

разработка, утверждение ЗАО «Севморнефтегаз» и согласование с Госгортехнадзором России индивидуального рабочего проекта на строительство разведочной наклонно направленной с большим отклонением от вертикали скважины № 7 на газоконденсатном месторождении «Штокмановское» в Баренцевом море, 2003 г.

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на научных конференциях, семинарах, симпозиумах и научно-технических совещаниях по проблемам проектирования и строительства нефтегазовых скважин:

на III, IV и VI Международных конференциях «Освоение шельфа арктических морей России», Санкт-Петербург, 1997, 1999, 2003гг.;

на Международной конференции современных методов разведки и разработки месторождений нефти и газа, г. Краков, Польша, 1997г.;

на IV Международном симпозиуме по бурению скважин в осложненных условиях, Санкт-Петербург, 1998г.;

на конференции и выставке современных методов разведки и разработки месторождений нефти и газа, г. Краков, Польша, 1998г.;

на научно-техническом совете ОАО «ЮКОС» г. Москва, 1996г.;

на научно-техническом совете ОАО «Лукойл» г. Москва 1997г.;

на научно-технических советах Астраханского УБР, «Лукойл-Морнефтегаз», г. Астрахань, 1996г., 1997г.;

на расширенном ученом совете и научно-техническом совете «НИПИморнефтегаз» и СП «Вьетсовпетро», Вьетнам,

г. Вунг-Тау, 1995г., 2002г.;

на научно-техническом совете Иракской нефтяной компании и в Министерстве нефти Ирака, г. Багдад, 1997г.;

на научно-техническом совете АО «Укрнефть», г. Киев, Украина, 1996г.;

на научно-техническом совещании компании «Shell», г. Москва, 1997г.;

на технических совещаниях компании «Тобус», г. Москва, 1994-1997гг.;

на технических совещаниях ОАО «Юганскнефтегаз», Нефтеюганского УБР1 и Мамонтовского УБР, г. Нефтеюганск, 1995-1997гг.;

на технических совещаниях ЗАО «Геосервис», г. Москва, 1996-1998гг.;

на научно-технических совещаниях компании «ВНР», г. Абердин, Шотландия, 1996г.;

на техническом совещании компании ONGS, г. Бомбей, Индия, 2003г.;

на научно-технических советах ВНИИГАЗ, г. Москва, 1996-2001гг.;

на технических советах Управления морских разработок РАО «Газпром», г. Москва, 1995-1999гг.;

на научно-технических советах ООО «Росшельф», г. Москва, 1995-2001гг.;

на научно-технических совещаниях ООО «Газфлот», г. Москва, 1995-2003гг.;

на технических советах РАО «Газпром», г. Москва, 1995-2001гг.;

на III Международном семинаре «Горизонтальные скважины», г. Москва, 2000г.;

на технических совещаниях компании «Wintershall», г. Москва, 2000-2001, 2003гг.;

на научно-технических совещаниях ЗАО «Севморнефтегаз», г. Москва, 2001-2004гг.;

на технических совещаниях компании «Halliburton»,
г. Москва, 2003-2004гг.;

на технических совещаниях компании «Shlumberger»,
г. Москва, 2003-2004гг.;

на Ученом совете и научно-технических совещаниях
НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ, г. Москва, 1995-2004гг.

Публикации

Основное содержание диссертации опубликовано в 56 научных трудах, из которых 4 тематических обзора, глава в книге, 1 авторское свидетельство.

Объем и структура работы

Содержание работы изложено на 370 страницах машинописного текста, содержит 63 рисунок, 67 таблиц.

Диссертация состоит из введения, 7 разделов, основных выводов, списка литературы из 176 наименований.

Автор выражает благодарность сотрудникам ОАО НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ д.т.н., профессору А.М. Гусману, д.т.н. В.О. Белоруссову, к.т.н. Г.П. Чайковскому за обсуждение и консультации при написании диссертационной работы, а также специалистам по разработке проектов на строительство скважин В.И. Гайдамаке, А.П. Гряколову, С.В. Позднышеву, О.В. Соловьевой, С.А. Обухову за ценную помощь, оказанную в ходе подготовки диссертации к защите.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность и научно-практическое значение проблемы качественного проектирования наклонно направленных, горизонтальных и многозабойных скважин с большим отклонением ствола от вертикали на нефтегазовых месторождениях. Определены цель и задачи диссертационной работы, представлены основные защищаемые положения и результаты реализации работы.

В первом разделе на основе анализа современного состояния, опыта проектирования строительства и бурения наклонно

направленных, горизонтальных и многозабойных скважин с большим отклонением ствола от вертикали в Российской Федерации и за рубежом выделены основные направления повышения качества разработки ПСД и эффективности разбуривания нефтегазовых месторождений.

Значительный вклад в развитие и прогресс науки и практики в области проектирования и строительства наклонно направленных и горизонтальных скважин внесли ученые и специалисты: А.Г. Аветисов, М.М. Александров, Л.П. Балицкий, Д.Ф. Балденко, И.Л. Барский, С.Н. Бастриков, В.О. Белоруссов, В.М. Беляев, С. Белл, А.С. Бронзов, В.Ф. Буслаев, А.И. Булатов, Ю.В. Вадецкий, Ю.С. Васильев, Х. Валкер, Р. Виджето, Г. Вудс, Я.А. Гельфгат, Р.Н. Гилязов, А.Н. Гноевых, А.М. Григорян, Н.А. Григорян, В.Г. Григулецкий, М.П. Гулизаде, М.Т. Гусман, А.М. Гусман, Т. Делахой, Р. Де-Тревиль, Г.Г. Зарипов, Р.А. Иоаннесян, Ю.Р. Иоанесян, Н.Ф. Кагарманов, А.Г. Калинин, Н. Каллас, Р. Каллас, Л.Я. Кауфман, А.Т. Кошелев, В.В. Кульчицкий, В.И. Крылов, А. Лубинский, В.Г. Лукьянов, М.Р. Мавлютов, О.К. Мамедбеков, А.Х. Мирзаджанзаде, Г. Милхайм, М. Найджел, Б.А. Никитин, Р.М. Нургалеев, С.А. Оганов, А.С. Оганов, А.С. Повалихин, В.Д. Поташников, В.В. Прохоренко, Д. Рикауд, О.К. Рогачев, Г.Г. Семак, Н.Г. Серeda, К.М. Солодкий, С.С. Сулакшин, Б.З. Султанов, Л.Я. Сушон, А.Ф. Федоров, А.У. Шарипов, С.А. Ширин-Заде, Е.К. Юнин, А.М. Ясашин и др.

В последние годы за рубежом и в Российской Федерации пробурен ряд скважин с рекордными отклонениями ствола от вертикали свыше 10 км (на месторождениях «Уитч-Фарм», «Tierra del Fuego», «Одопту-море», «Чайво» и др.).

Все большее распространение получает метод многозабойного бурения, являющийся актуальной современной тенденцией в технологии направленного бурения. Метод строительства многозабойных скважин известен давно, основоположником этого метода является А.М. Григорян, пробуривший первую многозабойную скважину в 1953 г. Тем не менее только в последнее время, благодаря известным достижениям в области техники и технологии бурения и новых средств навигации, строительство МЗС, а также ПС, ГС и НСБО получило более широкое

применение.

Однако, несмотря на достигнутые успехи, остается нерешенным ряд проблем научного и практического характера в области проектирования кустового строительства таких скважин. Отсутствует общий методический подход к проектированию строительства скважин с большим и сверхбольшим отклонением от вертикали, учитывающий специфические особенности их проводки и критерии рационального размещения кустовых ПС и ГС на структуре месторождения. При разработке рабочих проектов на строительство скважин до настоящего времени используются традиционные расчеты профиля и конструкции скважин, КНБК, параметров режима бурения; гидравлические программы при вскрытии продуктивного пласта бурением и цементировании эксплуатационной колонны. При расчете нагрузки на крюке при спуско-подъемных операциях и оценке сил сопротивления, момента и мощности, затрачиваемых на вращение бурильного инструмента, в некоторых случаях применяются известные формулы с поправочными" коэффициентами. Обоснование выбора буровой установки и необходимость использования верхнего силового привода, режима «флотации» при спуске тяжелых обсадных колонн в типовой проектно-сметной документации не приводятся. Эти и другие актуальные научные и практические проблемы положены в основу задач исследований настоящей диссертационной работы.

Во втором разделе представлен разработанный новый метод размещения горизонтальных и пологих скважин на структуре нефтегазового месторождения.

Сущность предлагаемого метода заключается в следующем. Рассматривается вариант использования горизонтальных скважин при проектировании системы разработки месторождения. Длину горизонтального ствола ($l_{гор}$) в продуктивном пласте в этом случае чаще всего принимают одинаковой и равной расстоянию между забоями скважин, установленной согласно сетки разработки месторождения, независимо от величины отклонения ствола от вертикали на глубине кровли продуктивного пласта ($A_{кр}$). Вместе с тем, чем больше $A_{кр}$, тем, естественно, более сложными становятся технико-технологические

условия строительства скважины, повышается степень риска при решении поставленных геологической и технологической задач. Следовательно, скважины с большими значениями $A_{кр}$ и $l_{гор}$ имеют меньшую степень надежности безаварийного строительства, сравнительно низкие показатели бурения, и возможно меньший дебит при эксплуатации из-за удаленности забоя от центральной, наиболее нефтегазонасыщенной части месторождения. Изменяющиеся по мере увеличения $A_{кр}$ и общей длины скважины ($L_{скв}$) условия бурения скважин требуют использования различных типов профиля и конструкции. Как правило, в скважинах с наибольшими отклонениями возникает необходимость спуска дополнительной обсадной колонны с целью уменьшения длины открытого ствола - фактора, сильно влияющего на возникновение аварий и осложнений по мере увеличения зенитного угла скважины.

Предложенный метод предполагает, что горизонтальные скважины с меньшими значениями отклонения на кровле $A_{кр}$ и $L_{скв}$ будут иметь наибольшее значение $l_{гор}$, т.е. по мере увеличения $A_{кр}$ и усложнения условий бурения значение $l_{гор}$ уменьшается. Самые удаленные от платформы (куста) скважины, имеющие максимальные значения $A_{кр}$, рекомендуется бурить с меньшим значением $l_{гор}$ и в «предельном» случае, не как горизонтальные скважины, а как пологие, пересекающие продуктивный пласт под постоянным зенитным углом, равным по величине углу на глубине кровли продуктивного пласта.

Таким образом, метод предоставляет возможность производить выбор $l_{гор}$ дифференцированно с учетом обеспечения более надежной технической безопасности, сохранив в целом по месторождению расчетную величину суммарной протяженности горизонтального ствола в продуктивном пласте. Более того, горизонтальные скважины с большим значением $l_{гор}$ будут расположены вблизи платформы, как правило, устанавливаемой в той части месторождения, где планируется наибольший дебит, что в свою очередь обеспечит значительное увеличение общего дебита скважин. В связи с этим предлагается на кусте скважины, которые имеют наименьшее отклонение от вертикали и наибольшую протяженность горизонтального ствола, как потенциально

более высокодебитные, бурить в первую очередь. Это должно сократить время окупаемости затрат на разбуривание месторождения в целом.

В третьем разделе освещаются методы проектирования рациональных профилей и конструкций наклонно направленных, пологих и горизонтальных скважин с большим отклонением от вертикали, профилей горизонтального участка в пределах продуктивного пласта, а также технико-технологические аспекты проектирования многозабойных и радиально-горизонтальных скважин.

Вопросам проектирования профилей и конструкций наклонных скважин посвящено значительное количество исследований ученых и специалистов (А.С. Бронзов, С.Н. Бастриков, М.П. Гулизаде, А.Г. Калинин, Л.Я. Сушон и др.). Основная часть этих исследований относится к проектированию профилей и конструкций обычных наклонно направленных скважин с коэффициентом отклонения $k_0 \leq 1$ (k_0 - отношение отклонения ствола от вертикали $A_{скв}$ к глубине скважины по вертикали H , $k_0 = \frac{A_{скв}}{H}$).

В то же время, скважины с большими отклонениями ствола от вертикали ($k_0 > 1$), как было отмечено выше, получают все более широкое распространение при разбуривании нефтегазовых месторождений на суше и на море. Следует подчеркнуть, что от правильного выбора профиля скважины, во взаимосвязи с параметрами конструкции, в значительной степени зависят технико-экономическая эффективность и качественные показатели строительства скважины.

Известно, что наклонные скважины с большим отклонением ствола от вертикали чаще всего бурятся либо с горизонтальным, либо с пологим окончанием ствола в продуктивном пласте, при этом проектное отклонение на кровле продуктивного пласта $A_{кр}$ (или $A_{скв}$) определяет геологическая служба заказчика, исходя из сетки разработки месторождения. В этом случае к параметрам профиля и конструкции скважины предъявляются дополнительные требования и ограничения, связанные с глубиной резки наклонного ствола, интенсивностью искривления, глубиной спуска, количеством, нормальной проходимостью обсадных колонн и внутрискважинного оборудования.

Исходя из вышеизложенного, предложено уравнение по определению величины зенитного угла в конце первого интервала набора кривизны α_1 :

$$\cos^2 \alpha_1 + \frac{2[(A_{\text{скв}} - R_1) - (R_3 - R_2)n](R_1 - R_2)\cos \alpha_1}{[(A - R_1) - (R_3 - R_2)n]^2 + [H_n + (R_3 - R_2)m - R_3]^2} + \frac{(R_1 - R_2)^2 - [H_n + (R_3 - R_2)m - R_3]^2}{[(A - R_1) - (R_3 - R_2)n]^2 + [H_n + (R_3 - R_2)m - R_3]^2} = 0 \quad (1)$$

где $n = \cos \alpha_{\text{кр}}$; $m = \sin \alpha_{\text{кр}}$; $\alpha_{\text{кр}} = \arcsin(1 - h_{\text{пл}}/2R_3)$,
а также формула для определения $A_{\text{скв}}$ при заданном значении a_1 :

$$A_{\text{скв}} = \frac{1}{\cos \alpha_1} [R_1 \cos \alpha_1 - (R_1 - R_2) + H_n \sin \alpha_1 + (R_3 - R_2) \cos(\alpha_2 - \alpha_1) - R_3 \cos(\alpha_3 - \alpha_1)] \quad (2)$$

где R_1 ; R_2 ; R_3 - радиусы искривления ствола скважины на 1-м, 2-м и 3-м интервалах набора кривизны, м;

α_1 ; $\alpha_2 = \alpha_{\text{кр}}$; α_3 - зенитные углы в конце соответствующих интервалов ствола скважины, град., в общем виде $\alpha_3 \neq 90^\circ$;

H_n - длина искривленной части ствола по вертикали, $H_n = H_s - h_0$, м;

H_s - глубина скважины по вертикали, м;

h_0 - длина вертикального участка профиля, м;

$A_{\text{скв}}$ - величина проектного отклонения ствола от вертикали, м.

После определения α_1 и $A_{\text{скв}}$ по известным формулам вычисляются остальные параметры профиля скважины любого типа.

Приведенная методика расчета профиля НСБО позволяет установить глубину спуска и диаметр обсадных колонн и на ее основе выполнить расчеты по грузоподъемности бурового оборудования, обсадных и бурильных колонн на прочность, проходимость по искривленному стволу геофизических приборов, эксплуатационного внутрискважинного оборудования.

На основе полученных зависимостей и разработанных программ для ПС в диссертационной работе представлены результаты расчетов профилей и конструкций НСБО, ГС и МЗС для уникальных нефтегазовых месторождений «Приразломное» и «Штокмановское».

Как известно, вскрытие продуктивного пласта (ПП) горизонтальным стволом является одним из путей увеличения дебита скважины, который в значительной степени зависит от параметров профиля скважины и, особенно, формы траектории ствола в пределах продуктивного пласта.

Зарубежными исследователями (С. Ming-Ming, В. Linwille, Е. Hant, С. Ebinger) установлено, что при условии отсутствия подошвенной воды добыча углеводородного сырья максимальна при прокладке ствола скважины по центральной части продуктивного пласта и уменьшается по мере приближения ствола скважины к кровле или подошве пласта. На сегодняшний день в практике бурения ГС наибольшее распространение получили три типа профиля завершающего участка ствола. Первый — 4-х интервальный- с участками: набора зенитного угла α до 90° в пределах ПП, стабилизации зенитного угла α , увеличения $\alpha > 90^\circ$ и снижения зенитного угла до минимально необходимого α_{\min} . Второй - 3-х интервальный («восходящий»), который получается из первого исключением последнего интервала снижения зенитного угла. Третий — 3-х интервальный («нисходящий»), у которого в отличие от второго типа профиля вместо интервала набора кривизны зенитного угла $\alpha > 90^\circ$, предусматривается интервал снижения зенитного угла до минимально необходимого α_{\min} . Предложено использовать третий профиль, который является предпочтительным ввиду того, что бурение по первым двум с технологической точки зрения сложнее, т. к. возникают трудности, связанные с доведением осевой нагрузки до забоя, с силами трения при производстве спуско-подъемных операций, другие осложнения. Наличие вогнутой части способствует накоплению пластовой воды, что, в свою очередь, препятствует движению нефти (газа) и приводит к преждевременному обводнению скважины. Известен также вариант применения 2-х интервального профиля, включающего интервалы набора кривизны от $\alpha_{кр}$ до 90° в продуктивном пласте и стабилизации на всей заданной длине, который обычно применяют в продуктивных пластах малой мощности (3-5 м).

С целью увеличения периода работы скважины до обводнения, а

также исходя из технологических соображений и с учетом зарубежных исследований разработана методика расчета указанных типов профилей в зоне продуктивного пласта и рекомендованы рациональные соотношения длин интервалов для трехинтервального профиля:

$$l_1 \cong 0,2L_r; \quad l_2 \cong 0,5L_r; \quad l_3 \cong 0,3L_r, \quad L_r = l_1 + l_2 + l_3,$$

где l_1, l_2, l_3 — длины соответствующих интервалов завершающего участка;

L_r — общая длина горизонтального ствола в ПП.

Метод строительства МЗС, в особенности радиально разветвленных горизонтальных скважин, находит все более широкое применение при разработке нефтегазовых месторождений. В диссертационной работе приводится методика расчета профиля РРГС и технико-технологические особенности проводки и заканчивания таких скважин, на основе которых были разработаны рабочие проекты на строительство многозабойных скважин для месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и Новобесовского месторождения в Ульяновской области.

Одним из важных технологических этапов при бурении МЗС и РРГС является этап резки бокового ствола из обсадной колонны, который осуществляется, как известно, двумя способами: путем вырезания «окна» с помощью уипстока-отклонителя или путем фрезерования участка обсадной колонны с помощью специального устройства. Недостатком обоих способов является значительное время, затрачиваемое на выполнение указанных операций, использование специальных устройств, инструмента и технологии, а также высокая вероятность возникновения аварий и осложнений.

Компания Halliburton (Sperry-Sun) разработала и имеет эксклюзивные права на технологию создания «окна» в обсадной колонне с использованием композиционных материалов, в связи с чем этот метод пока еще не получил широкого применения на практике в РФ.

Учитывая актуальность проблемы, с целью ускорения процесса вскрытия части обсадной колонны для забуривания нового ствола, обеспечения безаварийного проведения этих работ разработано новое устройство, представляющее собой «трубу в трубе». Устройство

спускается в скважину на расчетную глубину в составе обсадной колонны. Для вскрытия части обсадной колонны в предлагаемой конструкции внутренняя труба проталкивается вниз до остановки на «упоре» в нижнем переводнике, в результате чего открывается связь (отверстие) между кольцевым пространством и внутренней полостью обсадной колонны, создаются условия для забуривания нового ствола скважины. Внутренняя труба может быть извлечена или оставлена в скважине. Предлагаемое устройство в значительной степени устраняет недостатки существующих методов и эффективно решает проблему забуривания боковых стволов.

Конструкция и профиль являются важнейшими элементами в проектировании и строительстве скважины. Основным критерием при проектировании параметров конструкции скважины (глубины спуска, диаметра обсадных колонн, высоты подъема цемента за колонной) является обеспечение безопасного ведения буровых работ, без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08-624-03). При строительстве НСБО и ГС к указанным требованиям добавляется обеспечение условий нормальной проходимости через искривленные участки бурильных и обсадных колонн, внутрискважинного эксплуатационного оборудования, предупреждение аварий и осложнений, особенно прихвата инструмента, затяжек и посадок, минимизации длины открытого ствола между глубинами спуска обсадных колонн в наклонном стволе с большими зенитными углами.

В ПБ 08-624-03 установлены значения минимально допустимой разности диаметров ствола скважины и муфт обсадных колонн Δ_{\min} , обеспечивающие беспрепятственный спуск обсадных колонн до проектной глубины, а также их качественное цементирование. Однако эти требования не могут быть применимы к НСБО в полной мере, т. к. они не учитывают специфические технологические особенности крепления таких скважин, связанные, в первую очередь, с большими зенитными углами, интенсивностью искривления и протяженностью ствола.

В связи с изложенным, а также с всевозрастающим объемом строительства НСБО, где на верхних интервалах ствола осуществляется набор кривизны долотами большого диаметра, возникла необходимость корректировки величин зазоров Δ_{\min} , а для некоторых соотношений диаметров ствола скважины и обсадной колонны - определение новых значений, не имеющих в ПБ 08-624-03. В диссертационной работе на основе выведенной формулы приведены значения Δ_{\min} для обсадных колонн $\varnothing 508,0$ мм и $\varnothing 473,1$ мм и дополнительные сведения - по обсадным колоннам меньших диаметров: Так, например, по проведенным расчетам для обсадных колонн $\varnothing 244,5$ мм в вертикальных и обычных наклонно направленных скважинах с зенитным углом $\alpha \leq 45^\circ$ показана целесообразность использования долот $\varnothing 295,3$ мм или $\varnothing 304,8$ мм, а при $\alpha > 45^\circ$ - долот $\varnothing 311,4$ мм или $\varnothing 320,0$ мм:

Четвертый раздел посвящен разработке рациональной гидравлической программы строительства наклонных скважин с большим отклонением ствола от вертикали.

Для успешной проводки НСБО, помимо реализации проектного профиля, необходимо разработать рациональную гидравлическую программу бурения скважин, включающую выбор плотности бурового раствора, обеспечивающей устойчивость ствола скважины при больших зенитных углах, а также использование специальных режимов спуско-подъемных операций, промывки скважины при бурении и цементировании эксплуатационной колонны. Следует иметь в виду, что отличием НСБО, ПС и ГС от вертикальных и «обычных» наклонно направленных скважин, проектируемых на один и тот же горизонт, является то, что в них, имеют место сравнительно большие значения зенитного угла α и глубины скважины по длине ствола $L_{\text{скв}}$, в то время как основные параметры продуктивного пласта - пластовое давление $P_{\text{пл}}$, давление гидроразрыва $P_{\text{гр}}$, зависят от глубины скважины по вертикали H_v .

Из-за влияния этих факторов в НСБО в одних и тех же горных породах чаще происходит потеря устойчивости стенок ствола скважины, осыпи и обвалы. Увеличение глубины скважины приводит к росту

гидравлических потерь при движении бурового раствора в кольцевом пространстве и, как, следствие этого, к увеличению репрессии на пласт. Это недопустимо при вскрытии продуктивного пласта с низким значением пластового давления, т.к. возможны гидроразрыв пласта, интенсивная фильтрация бурового раствора в продуктивный пласт, загрязнение коллектора, ухудшение условий освоения и эксплуатации скважины. Отмеченное по существу является одной из основных причин, снижающих технико-экономические и эксплуатационные показатели строительства НСБО, ПС и ГС.

На потерю устойчивости стенок скважины влияют также интенсивность пространственного искривления, химический состав бурового раствора и его фильтрата, нарушение технологического режима промывки и производства спуско-подъемных операций, физико-химические свойства горных пород и др. На практике по мере увеличения зенитного угла скважины с целью предотвращения осыпей и обвалов пород, чаще всего производят повышение плотности бурового раствора и уменьшение его водоотдачи.

На основе обработки данных по параметрам бурового раствора горизонтальных скважин при бурении на площадях Омбинское и Мало-Балыкское АО «Юганскнефтегаз» и на месторождениях Западно-Сургутское и Восточно-Еловское АО «Сургутнефтегаз» получена эмпирическая формула для определения плотности бурового раствора в зависимости от зенитного угла скважины (для углов, превышающих 45°), которая позволяет прогнозировать повышение плотности бурового раствора по мере увеличения зенитного угла, обеспечивающей предупреждение потери устойчивости стенок скважины, что важно при проектировании параметров технологического процесса и сметной стоимости строительства скважины.

Вопросам разработки гидравлической программы при бурении и цементировании скважин посвящено значительное количество исследований (А.Г. Аветисов, А.И. Булатов, Ю.В. Вадецкий, А.М. Гусман, В.И. Крылов, А.Х. Мирзаджанзаде, С.А. Рябоконе и др.).

В диссертационной работе представлена принципиально новая концепция гидравлической программы, заключающаяся в том, что при

проектировании строительства скважины выполнение технологических операций — спуск буровой (обсадной) колонны, промывка и бурение, а также цементирование эксплуатационной колонны (хвостовика), должны осуществляться на таких режимах, при которых возникающая в скважине репрессия не превышает фиксированного (установленного) значения, обеспечивающего минимизацию загрязнения продуктивного пласта фильтратом бурового, цементного растворов. Принятое фиксированное значение $P_{репр}^{доп}$ определяется из условия: глубина проникновения фильтрата раствора l_{ϕ} должна быть меньше, чем глубина проникновения снаряда перфоратора $l_{перф}$ при перфорации эксплуатационной колонны. Это должно обеспечить нормальные условия освоения скважины и получение прогнозируемого дебита скважины. Отметим, что степень загрязнения пласта оценивается параметром скин-эффект (Sk), величина которого зависит от коллекторских свойств продуктивного пласта, продолжительности воздействия и параметров бурового, цементного растворов, особенно водоотдачи, температуры на забое и репрессии на пласт.

При этом необходимо разработать такие режимы выполнения технологических операций в скважине, чтобы Sk оказался меньше нуля. Это означает, что проницаемость пласта при его вскрытии не должна ухудшиться по сравнению с проницаемостью той части пласта, в которую промывочная жидкость (фильтрат) не проникнет.

Из факторов, влияющих на процесс, наиболее значимым и вместе с тем управляемым является репрессия на пласт. Оценка влияния репрессии на пласт положена в основу предлагаемой гидравлической программы строительства, сущность которой заключается в следующем.

Сначала для известного диаметра эксплуатационной колонны, согласно конструкции скважины, и принятой среды перфорации определяется тип и ожидаемая глубина проникновения в пласт снаряда - $l_{перф}$. Затем принимается, что глубина проникновения фильтрата бурового, цементного раствора l_{ϕ} равна величине радиуса загрязнения пласта $R_{заг} = l_{перф}$ и далее находится значение репрессии на пласт $P_{репр}$. Найденное значение $P_{репр}$ должно удовлетворять условию $l_{\phi} < l_{перф}$.

На основе изучения отечественных, зарубежных, и проведенных

в диссертационной работе исследований по данной проблеме расчетное значение $P_{\text{репр}}^{\text{расч}} = P_{\text{репр}}^{\text{доп}}$ принято равным 6,0 МПа. При превышении этого значения нарушаются условия, согласно которым $l_{\text{ф}}$ должно быть меньше $l_{\text{перф}}$. Далее в соответствии с разработанной гидравлической программой при известных значениях $P_{\text{репр}}$ и пластового давления $P_{\text{пл}}$ находится допустимое давление на пласт $P_{\text{скв}}^{\text{доп}} = P_{\text{репр}} + P_{\text{пл}}$.

Известно, что фактическое давление на пласт - $\Sigma P_{\text{скв}}^{\text{факт}} = P_{\text{гст}}^{\text{кп}} + P_{\text{гд}}^{\text{кп}}$ (где $P_{\text{гст}}^{\text{кп}}$, $P_{\text{гд}}^{\text{кп}}$ - гидростатическое и гидродинамическое давления жидкости в кольцевом пространстве скважины). Приравняв $P_{\text{скв}}^{\text{доп}} = \Sigma P_{\text{скв}}^{\text{факт}}$ находится $P_{\text{гд}}^{\text{кп}} = (P_{\text{репр}} + P_{\text{пл}}) - P_{\text{гст}}^{\text{кп}}$, эта величина является расчетной при проектировании параметров технологических операций в скважине.

На основе проведенных исследований впервые получены формулы для определения:

- глубины установки муфты ступенчатого цементирования скважины

$$h_{\text{мст}} = \frac{10^2 (P_{\text{гд}}^{\text{доп}} - A_1 \cdot L_{\text{скв}} \cdot \rho_{\text{бр}}) \cos \alpha}{(\rho_{\text{цр}} - \rho_{\text{бр}}) (0,1 A_1 + \cos \alpha)}, \text{ где} \quad (3)$$

$$A_1 = \frac{K_1 \Sigma Q_{\text{цв}}^2}{(d_{\text{л}} - d_{\text{ок}})^2 (d_{\text{л}} + d_{\text{ок}})^2}, \text{ здесь}$$

K_1 - коэффициент гидравлических сопротивлений при движении бурового раствора в кольцевом пространстве скважины;

$\Sigma Q_{\text{цв}}$ - суммарная производительность цементировочных агрегатов (ЦА) при продажке цементного раствора на момент окончания цементирования, м³/с;

$d_{\text{л}}$, $d_{\text{ок}}$ - диаметры долота и обсадной колонны, м;

$\rho_{\text{бр}}$, $\rho_{\text{цр}}$ - плотности бурового и цементного растворов, кг/м³;

$L_{\text{скв}}$ - глубина скважины по длине ствола, м;

α - зенитный угол скважины, град.

• допустимой длины вертикального участка профиля ствола НСБО

$$H_0 = \frac{10^2 (P_{гз}^{нн} + A_2 \cdot L_{сн} \cdot \rho_{ср})}{(\rho_{ср} - \rho_{ср}) (1 - 0,1 A_2)}, \text{ где} \quad (4)$$

$$A_2 = \frac{K_2 \Sigma Q_{сн}^2}{d_{вн}^5}, \text{ здесь}$$

K_2 - коэффициент гидравлических сопротивлений при движении бурового и цементного растворов внутри обсадной колонны;

$d_{вн}$ - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$\Sigma Q_{сн}$ - суммарная производительность цементировочных агрегатов в начальный момент цементирования скважин при закачке цементного раствора внутрь колонны, м³/с.

В диссертационной работе выполнены расчеты по определению $h_{мсц}$ и H_0 , а так же высоты подъема цемента $h_{ср}^{сн}$ за потайной обсадной колонной (хвостовиком) для диаметров 177,8 мм и 168,3 мм, на основе которых на стадии разработки рабочего проекта на строительство скважин вычисляются параметры профиля и конструкции скважины, рациональные режимы цементирования эксплуатационной колонны, позволяющие снизить репрессию на пласт и обеспечить минимальное ее загрязнение.

Результаты расчетов по определению $h_{мсц}$, H_0 и $h_{ср}^{сн}$ для пологой скважины с трехинтервальным профилем глубиной по вертикали 2400 м, общей протяженностью 7163 м, отклонением от вертикали 6500 м и зенитным углом на глубине кровли продуктивного пласта $\alpha=73^\circ$ (плотности цементного и бурового растворов – 1850 кг/м³ и 1180 кг/м³ соответственно), $P_{сн}=26$ МПа представлены в табл. 1.

Таблица 1

Определение расстояния от забоя скважины до места установки МСЦ, длины «хвостовика» и допустимой длины вертикального участка профиля НСБО

Диаметр обсадной колонны («хвостовика»), мм	Расчетная репрессия на пласт $R_{\text{репр}}$, МПа	Расчетное гидродин. давление в кольцевом простр. скважины $R_{\text{гд}}^{\text{пл}}$, МПа	Суммарная подача цементир агрегатов $\Sigma Q_{\text{ЦА}}$ (при закачке), м ³ /с		Расстояние от забоя до места установки МСЦ в экспл колонне, м		Высота подъема цемента за «хвостовиком» $h_{\text{цр}}^{\text{хв}}$, м	Длина «хвостовика» $l_{\text{хв}}$, м	Допустимая длина вертикального участка профиля НСБО H_0 , м	
			экспл колонна	«хвостовик»	по вертикали $h_{\text{верт}}$	по стволу $l_{\text{ств}}$			экспл. колонна	«хвостовик»
177,8	6,0	3,68	0,00962	0,0178	272	930	443	1515	577	1126
	5,0	2,68	0,00822	0,0168	132	451	317	1084	420	934
	4,0	1,68	0,00650	0,0152	*	*	190	650	263	6978
168,3	6,0	3,68	0,01330	0,0216	400	1368	480	1642	623	1417
	5,0	2,68	0,01130	0,0195	256	875	343	1173	453	1156
	4,0	1,68	0,00900	0,0170	82	280	206	705	284	829

Примечание.

1. Суммарная производительность ЦА при окончании процесса цементирования принята равной 0,0066 м³/с.

2. * - цементирование сплошной колонны $\varnothing 177,8$ мм невозможно, следует переходить на использование «хвостовика».

Следует отметить, что путем изменения подачи ЦА и величины репрессии на пласт представляется возможность выбрать оптимальное место установки МСЦ и определить длину вертикального участка профиля горизонтальных и пологих скважин с большим отклонением от вертикали, обеспечивающих выполнение условия $l_{\text{ф}} < l_{\text{перф}}$.

Пятый раздел посвящен разработке обобщенной методики расчета нагрузки на крюке при подъеме (спуске) бурильного инструмента и спуске обсадной колонны в наклонно направленной и горизонтальной скважине с большим отклонением ствола от вертикали, а также оценке величин мощности и момента, затрачиваемых на вращение бурильного инструмента, и разработке рекомендаций по использованию режима «флотации» при спуске обсадных колонн.

Известно, что в процессе строительства наклонно направленных скважин, горизонтальных и пологих скважин, а также НСБО при осуществлении подъема бурильного инструмента, из-за наличия пространственной кривизны ствола, в скважине возникают силы сопротивления (трения) движению колонны, которые создают дополнительные растягивающие нагрузки на бурильные трубы и буровое оборудование. Величина этих нагрузок в зависимости от конкретных горно-геологических и технико-технологических условий бурения скважины может достигать предельно допустимых значений прочности бурильного инструмента и грузоподъемности оборудования, что может привести к возникновению аварий и осложнений в скважине. При спуске бурильного инструмента, обсадной колонны, внутрискважинного эксплуатационного оборудования, геофизической аппаратуры, возникающие силы сопротивления препятствуют их нормальному прохождению по стволу, что также может явиться причиной возникновения аварии. В процессе углубления скважины, в условиях, когда бурильная колонна лежит на нижней стенке скважины из-за сил сопротивления возникают затяжки и посадки, а при передаче осевой нагрузки на долото часть веса теряется на трение, в результате чего резко снижается эффективность его работы на забое.

Решение проблемы повышения эффективности строительства НСБО и горизонтальных скважин в части прогнозирования и предупреждения аварий и осложнений, проектирования равнопрочной бурильной и обсадной колонн, выбора буровой установки, повышения эффективности работы долота на забое сводится к определению величин возникающих сил сопротивления и на этой основе разработке технико-технологических мероприятий по уменьшению отрицательного влияния этого фактора.

В результате проведенной систематизации и уточнения расчетных формул (М.М. Александров, Н.Х. Бабаев, С.Н. Бастриков, А.Г. Калинин, Р. Карден, М. Sheppard, G. Wick., T. Burgess и др.) разработана обобщенная методика определения величин нагрузки на крюке при подъеме и спуске бурильной (обсадной) колонны, в зависимости от коэффициента трения μ , радиуса искривления R , величины зенитного угла α , глубины резки наклонно направленной

скважины H_0 .

В технологической схеме разбуривания нефтяного месторождения «Приразломного» предусматривалось бурение горизонтальных и пологих скважин с большим отклонением от вертикали, для которых при разработке проектных решений в диссертационной работе оценено влияние μ , H_0 , α и R на величину нагрузки на крюке при спуске (подъеме) бурильной (обсадной) колонны.

Представлены примеры расчета нагрузки на крюке при спуске и подъеме бурильного инструмента $\sum T_{\text{бк}}^{c(n)}$ и обсадной колонны а также выбор буровой установки при проектировании ГС общей протяженностью 8483 м ($l_{\text{гор}} = 1000$ м) и отклонением от вертикали 7649 м для данного месторождения. Показано, что при подъеме бурильного инструмента, включающего: долото $\varnothing 215,9$ мм; УБТ $\varnothing 178$ мм длиной 100 м и бурильную колонну $\varnothing 127$ мм х 9,19 мм, с проектной глубины $\sum T_{\text{бк}}^a$ уменьшается с 353,2 т до 209,3 т при уменьшении μ с 0,35 до 0,15, а при спуске инструмента $\sum T_{\text{бк}}^c$ возрастает с 35,3 т до 83,9 т. Для этой же скважины при спуске обсадной колонны диаметром 244,5 мм на глубину 7333 м - $\sum T_{\text{бк}}^c = 48,1$ т при $\mu = 0,35$ и $\sum T_{\text{бк}}^c = 125,9$ т при $\mu = 0,15$.

На примере пологих скважин установлено, что увеличение h_0 с 300 м ($L_{\text{свз}} = 7278$ м, $\alpha = 74,5^\circ$) до 1300 м ($L_{\text{свз}} = 8043$ м, $\alpha = 83,3^\circ$) приводит к незначительному уменьшению $\sum T_{\text{бк}}^c$ с 240,5 т до 230,0 т, в то время как при спуске $\sum T_{\text{бк}}^c$ возрастает с 7,5 т до 21,8 т. Увеличение радиуса искривления с $R = 382$ м ($i = 1,5^\circ/10\text{м}$) до $R = 868$ м ($i = 0,66^\circ/10\text{м}$) приводит к снижению $\sum T_{\text{бк}}^c$ с 305,9 т до 252,0 т, при этом спуск инструмента возможен только при $R = 868$ м.

Приводятся также результаты расчетов $\sum T_{\text{бк}}^c$, $\sum T_{\text{бк}}^a$ и $\sum T_{\text{бк}}^c$ при различных сочетаниях изменения вышеуказанных параметров. На базе выполненных исследований разработаны компьютерные программы, по которым осуществляется разработка соответствующих разделов рабочего проекта на строительство скважин.

Среди технологических проблем строительства НСБО одной из важнейших является управление (контроль) величинами мощности и

крутящего момента, затрачиваемых на вращение бурильного инструмента в скважине. Известно, что в НСБО по мере увеличения отклонения ствола от вертикали и глубины скважины мощность и крутящий момент возрастают до таких больших значений, что практически прекращается возможность свободного вращения бурильной колонны. Поэтому, в НСБО необходимо применение некоторых технико-технологических мероприятий по созданию условий для нормального вращения колонны: использование верхнего силового привода, бурового раствора с минимальным значением коэффициента липкости, спуск дополнительной («надставки») обсадной колонны и перекрытие интервалов открытого ствола, изменение в сторону уменьшения диаметра и длины, а также веса элементов КНБК и др. В связи с изложенным, разработана методика определения мощности и крутящего момента при проводке горизонтальных скважин с большим отклонением ствола от вертикали. Выполнены расчеты по количественной оценке величин мощности $\sum N$ и момента $\sum M$, расходуемых на преодоление сил сопротивления в процессе бурения НСБО в зависимости от коэффициента трения μ , числа оборотов вращения n , длины горизонтального участка ствола скважины $l_{гор}$. Показано, что с увеличением n (≥ 100 об/мин.) и $l_{гор}$ (≥ 1000 м) значения $\sum N$ и $\sum M$ резко возрастают, а уменьшение μ с 0,35 до 0,15 способствует снижению $\sum N$ и $\sum M$ почти в 2,5 раза при прочих постоянных значениях.

В работе приводятся также опытные данные замеров величин $\sum M$ в процессе бурения горизонтальной скважины № 1010 на месторождении «Белый Тигр» (СРВ), полученных Дао Ч.С. Результаты проведенных аналитических расчетов практически совпадают с экспериментальными данными.

В последние годы в связи с увеличивающимся объемом бурения скважин с большим отклонением от вертикали возникает необходимость спуска тяжелых обсадных колонн $\varnothing 339,7$ мм и $\varnothing 244,5$ мм на значительные глубины (от 1500 м до 8000 м и более). Как отмечалось выше, доведение обсадных колонн до проектной глубины сопряжено с определенными трудностями, связанными с силами трения,

возникающими при спуске колонн. Поэтому одним из способов, позволяющих уменьшить влияние сил сопротивления, может служить также способ спуска обсадной колонны в режиме «флотации», получивший в последнее время широкое распространение. В этом случае нижняя часть обсадной колонны заполнена воздухом или буровым раствором меньшей плотности, а верхняя - буровым раствором. Обе части колонны отделены друг от друга специальным - клапаном (флотационная манжета).

В диссертационной работе предложен метод расчета величин выталкивающей силы $G_{\text{рыт}}$ при спуске обсадной колонны в режиме «флотации», и определено, что этот технологический прием необходимо применять для скважин с $K_0 \geq 3,5$, когда спуск обсадной колонны под собственным весом прекращается. Результаты проведенных расчетов совпадают с данными исследований зарубежных авторов (M. Naegel, T. Delahaye, J. Ricaud, E. Pride, K. Beffa).

Шестой раздел посвящен решению ряда актуальных технологических проблем процесса строительства наклонно направленных и горизонтальных скважин с большим отклонением от вертикали.

В практике бурения наклонно направленных скважин для решения конкретных задач по управлению траекторией ствола все большее применение находят неориентируемые компоновки низа бурильной колонны (КНБК) с центраторами, изменением диаметра и местом расположения которых можно в широких пределах регулировать параметры искривления. Разработке методов расчета неориентируемых КНБК посвящено значительное количество отечественных и зарубежных исследований (И.Л. Барский, Х. Валкер, М.П. Гулизаде, Н. Калас, А.Г. Калинин, А. Лубинский, Г. Милхайм, А.С. Поваляхин, В.В. Прохоренко, К.М. Солодкий, Л.Я. Сушон, С.А. Ширин-Заде и др.).

В работе предлагается новая методика расчета неориентируемых КНБК, основанная на методе конечных элементов. При этом КНБК (ее направляющая часть) - от долота до точки касания УБТ с нижней стенкой скважины разбивается на N конечных элементов, длина которых в безразмерных единицах не превышает $\frac{\pi}{2}$ ($\pi = 3,14\dots$), и углы изгиба

упругой линии компоновки незначительны. Для каждого конечного элемента записывается дифференциальное уравнение его упругой линии в плоскости, ось X которой направлена по касательной к оси данного элемента, ось Y ортогональна оси X :

$$EJ_i y_i^{IV} + P_i((1 + \varepsilon_i x_i) y_i')' = Q_i, \quad (5)$$

где, EJ_i - жесткость на изгиб;

P_i - осевая составляющая реакции забоя;

$1 + \varepsilon_i x_i$ - величина, характеризующая влияние осевой нагрузки и продольной составляющей веса данного элемента по длине КНБК, $0 \leq \varepsilon_i \leq 1$;

Q_i - поперечная нагрузка, являющаяся постоянной величиной на конечном элементе ввиду его малости; i - номер элемента.

После преобразований уравнение (5) приводится к безразмерному виду: $\eta_i^{IV} + ((1 + \bar{\varepsilon}_i \bar{\xi}_i) \eta_i')' = q_i$ с учетом того, что $y_i = f_i \eta_i$, где f_i - радиальный зазор на i -ом элементе, $x_i = l_i \bar{\xi}_i$, l_i - длина элемента.

Так как длина $\bar{\xi}_i$ относительно невелика, $\bar{\xi}_i \leq \frac{\pi}{2}$ и значение $\bar{\varepsilon}_i \leq 1$,

тогда второе слагаемое в левой части безразмерного уравнения существенно меньше первого слагаемого η_i^{IV} . Поэтому, для таких участков возможно эффективное применение метода последовательных приближений, согласно которому решение ищется в виде:

$$\eta_i = \sum_{n=1}^{\infty} \eta_{i(n)}; \quad \eta_i^{IV} = q_i; \quad \eta_{i(n)}^{IV} = -((1 + \bar{\varepsilon}_i \bar{\xi}_i) \eta_{i(n-1)}')', \quad n > 1 \quad (6)$$

Решение в первом приближении представляет полином четвертой степени:

$$\eta_{i(1)} = \sum_{n=1}^4 C_n \bar{\xi}_i^{n+1}; \quad C_n = \frac{1}{24} q_i$$

Для участков $\bar{\xi}_i$ относительно небольшой длины достаточно нескольких приближений (трех-четырёх).

При определении неизвестных постоянных можно воспользоваться выбранными граничными условиями, т.к. основная идея



заключается в нахождении зависимостей между углом поворота, изгибающим моментом и поперечной силой в начале и на конце конечного элемента. Таким образом, применение метода конечных элементов при расчете неориентируемых КНБК с несколькими опорно-центрирующими элементами позволяет обеспечить не только высокую точность расчета, учитывая изменения продольной и поперечной нагрузки по длине КНБК, но и избежать при этом решения краевой задачи, усложняющейся с увеличением числа центраторов при определении необходимых неизвестных параметров. Расчет сводится сначала к решению системы линейных уравнений, затем - трансцендентных уравнений с граничными условиями.

На основе предложенной методики были разработаны прихватобезопасные ступенчатые КНБК с центратором и без него.

При бурении наклонно направленных скважин применение таких КНБК может решить ряд проблем, отрицательно влияющих на технико-экономические показатели строительства скважины. Это проблемы предупреждения прихвата бурильного инструмента и обеспечение условий передачи на долото необходимой осевой нагрузки при одновременном решении задач искривления ствола скважины.

Основной причиной возникновения прихвата бурильного инструмента при проводке глубоких, особенно наклонно направленных и пологих скважин, а также НСБО, является то, что в таких скважинах бурильный инструмент в процессе бурения и спуско-подъемных операций: лежит на нижней стенке ствола, в следствие чего более интенсивно проявляются такие факторы, способствующие прихвату, как действие перепада давления, прилипание, сальникообразование и заклинивание. Практика показывает, что наиболее опасной частью, с точки зрения возникновения t прихвата, является КНБК, т. к. она составляется из элементов, имеющих сравнительно большие массу и жесткость, диаметр и площадь контакта поверхности со стенками скважины.

В основу создания прихватобезопасной компоновки была положена идея минимизации площади контакта КНБК с нижней стенкой скважины (АС№ 1464543).

Параметры секций КНБК при роторном бурении (в случае

турбинного бурения - параметры секции ступенчатого секционного турбобура) выбираются таким образом, чтобы отрезки УБТ не лежали на стенке скважины, для чего после точки касания производится переход на УБТ меньшего диаметра. Следовательно, помимо предупреждения прихвата инструмента, представляется возможность использовать УБТ с большей суммарной длиной и тем самым передавать сравнительно большие по величине осевые нагрузки на долото.

На основе проведенных исследований и известных положений о причинах возможных прихватов, а именно действия поперечной составляющей веса КНБК и дифференциального давления в системе «скважина-пласт», предлагается уменьшить величину силы прижатия бурильного инструмента к нижней стенке скважины за счет уменьшения площади контакта с помощью разработанной ступенчатой КНБК.

Известно, что процесс бурения скважин в большей степени является стохастическим, чем детерминированным. Это связано с постоянно меняющимися горно-геологическими условиями проводки скважин. Поэтому для анализа процесса бурения в последнее время широко используются вероятностно-статистические методы, в том числе методы исследования операций, теории игр, теории расплывчатых множеств и др.

В диссертационной работе с использованием теории расплывчатых множеств Л. Заде рассматривается определение предпочтительных частот вращения долота (n), исходя из критериев — увеличения рейсовой скорости (V_p) и уменьшения стоимости метра проходки (C_m). Функция принадлежности этих критериев выбрана в виде:

$$\mu = 1 - \frac{1}{(k_1 x_1 - k_2)}, \quad (8)$$

где: k_1, k_2 - коэффициенты, подлежащие определению;

x_1 - исследуемые критерии (V_p, C_m).

Значения C_m и V_p определяются с помощью эмпирических выражений, полученных на основе обработки промысловых данных по ряду месторождений Западной Сибири:

$$C_m = \frac{b + R \cdot \left(\frac{L}{V_{cn}} \right) \cdot n^\beta + R + B}{A \cdot b \cdot n^\alpha}, \text{руб./м;} \quad (9)$$

$$(10) \quad V_p = \frac{A \cdot B \cdot n^\alpha}{B + \left(\frac{L}{V_{cn}} \right) \cdot n^\beta}, \text{м/ч;}$$

где: V_{cn} - средняя скорость проведения спуско-подъемных операций, м/ч;

L - конечная глубина скважины, м;

n — частота вращения, с⁻¹;

R — стоимость часа эксплуатации буровой установки с учетом затрат на содержание ГЗД, руб.;

B — стоимость долота, руб.;

A, α, B, β - коэффициенты, зависящие от физико-механических свойств горных пород и типа долота, определяемые в результате обработки экспериментальных данных.

Решение в данном случае формулируется как слияние значений функции принадлежности. При этом предпочтение должно быть оказано той альтернативе, которая имеет максимальную степень принадлежности нечеткому решению:

$$\mu_{opt}(x) = \max \min[\mu(V_p) \mu(C_m)] \quad (И)$$

На основании проведенных исследований, определено, что при проводке НСБО оптимизация процесса углубления должна основываться на применении низкооборотных типов долот и соответствующих параметров режима бурения.

В седьмом разделе представлены результаты внедрения разработанных научных методов и решений.

При разработке рабочих проектов на строительство вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин различного назначения (поисковые, разведочные, эксплуатационные и др.) на суше и море были использованы все методы и решения, а также технико-технологические мероприятия, которые представлены в предыдущих разделах диссертационной работы.

За последние годы под непосредственным научным руководством и при участии автора диссертационной работы разработано около 70 рабочих проектов на строительство скважин, а также разделов «Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин» в технологических схемах разработки нефтяных и газовых месторождений для различных регионов страны, ближнего и дальнего зарубежья.

Одним из первых был разработан рабочий проект на строительство горизонтальной скважины № 815 в СРВ на морском месторождении «Белый Тигр». Глубина скважины по вертикали 2890 м, проектный горизонт - миоцен, протяженность ствола - 3430 м, длина условно горизонтального участка ≈ 130 м и общее отклонение от вертикали - 1056 м. Скважина была пробурена с морской стационарной платформы МСП-8.

Дебит горизонтальной скважины превысил в 2,5 раза максимальные дебиты наклонно-направленных скважин, пробуренных на этот же горизонт с данной МСП и составил 360 т/сут.

Для этого же месторождения «Белый Тигр» был составлен проект на восстановление бездействующей нефтяной скважины № 74 методом проводки дополнительного наклонно направленного ствола из эксплуатационной колонны $\varnothing 168,3$ мм общей глубиной 3103 м. Дебит восстановленной скважины составил 127 т/сут., который в 3 раза превысил дебит скважины до ее восстановления.

Сервисное сопровождение указанных скважин осуществляло ОАО НПО «Буровая техника» с помощью технических средств (долота, винтовые забойные двигатели, элементы КНБК, устройства вырезания обсадной колонны и др.) и технологии бурения горизонтальных скважин и забуривания дополнительного ствола, разработанных во ВНИИБТ.

Следующие значительные работы - проекты для месторождений Западной Сибири, в т.ч. проекты на опытно-промышленную разработку месторождений, на разведочное и эксплуатационное бурение:

групповые и индивидуальные рабочие проекты на строительство вертикальных разведочных скважин глубиной 2750-3200 м на месторождениях «Южно-Вэнгапуровское», «Верхне-Толькинское», «Узунское» «Егурьяхское», «Песчаная»;

- на месторождениях «Мало-Балькское», «Омбинское» и «Верхне-Салымское» по разработанным проектам пробурен ряд горизонтальных и наклонно-направленных скважин с большим отклонением от вертикали (до 3000 м) (скв. №№ 1002, 3177, 3950, 2213, NPE и др.).

- для месторождений «Самотлорское» и «Комсомольское» разработаны рабочие проекты на строительство наклонно-направленных (пологих) скважин с большим отклонением от вертикали до 6000 м с применением отечественной технологии и буровых установок. В данных проектах представлены специфические особенности расчетов профилей, обсадных и бурильных колонн, гидравлическая программа бурения и цементирования таких скважин, а также выбор бурового оборудования и инструмента.

Впервые разработаны зональный и групповой рабочие проекты на строительство многозабойных горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и Новобесовском месторождении Ульяновской области. В проектах представлена возможность совмещения современной техники и технологии проводки таких скважин, используемых в России и за рубежом.

Разработаны (значительная часть из них внедрена в производство) рабочие проекты на строительство поисковых и разведочных нефтяных и газовых скважин на Арктическом шельфе России: Варандей-море, Южно-Долгинская, Алексеевская, Адерпяютинская, Каменномысская-море, Северо-Каменномысская, Чуторьяхинская, Обская, Харасавэйская, Центральная, Штокмановское. Эти скважины запроектированы с учётом суровых климатических условий (с высокими коммерческими скоростями, с применением наиболее совершенных техники и технологии бурения и испытания скважин с самоподъемных (СПБУ) или полупогружных (ППБУ) буровых установок с целью завершения буровых работ до наступления неблагоприятной «ледовой» обстановки.

Проект на строительство скважин на Штокмановском газоконденсатном месторождении предусматривает бурение 92 наклонно-направленных (пологих) скважин с отклонением от вертикали до 4000 м с 3-х (4-х) стационарных платформ и с подводным

оборудованием устьев.

При разработке проекта на строительство разведочной скважины № 7 на этом месторождении учитывался и анализировался опыт ранее пробуренных скважин - поисковой № 2 и разведочных №№ 3, 4, 5, 6, а также технико-технологические решения, принятые в проекте разработки месторождения. Скважина № 7 будет аналогом скважин (профиль, конструкция, техника и технология проводки), с помощью которых планируется разбурить это месторождение.

Основными факторами, позволяющими достичь высоких технико-экономических показателей бурения, являются: выбор рациональной конструкции скважины, применение верхнего силового привода, импортных долот, бурголовков и 3-х секционного керноотборного снаряда, полимер-гликолиевого ингибирующего бурового раствора, разработка рациональной гидравлической программы бурения и цементирования скважин, использование MWD практически на всех интервалах бурения.

Под руководством автора диссертационной работы разработаны рабочие проекты на строительство скважин на шельфе Каспийского, Черного и Азовского морей, в т.ч. поисковых скважин на площадях «Дружба» и «Хвальнская» (северо-западная часть Каспийского моря, глубина скважин по вертикали — 4200 м) и разведочных скважин № 1 и № 2 на площади Курмангазы (Казахская, часть Каспийского моря, глубина скважин 1200 м и 2000 м соответственно).

Разработаны рабочий проект на забуривание и бурение горизонтального ствола из эксплуатационной колонны Ø146 мм скважины № 21 «Штормовая» в акватории Черного моря и разделы «Конструкция скважины», «Профиль ствола скважины», «Углубление скважины», «Крепление скважины» рабочих проектов на строительство эксплуатационных скважин на Восточно-Казантипском месторождении акватории Азовского моря. Глубина скважины по вертикали 460 м, отклонение от вертикали 750 м, протяженность ствола скважины 1064 м. Проводка этих скважин осуществлялась при сервисном сопровождении ОАО НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ.

Выполнены проекты на строительство:

- поисковой вертикальной скважины глубиной 4000 м на

месторождении Западная Курна Ирака (горизонт Ямама) с содержанием $H_2S > 6\%$, эксплуатационных наклонно направленных скважин глубиной по вертикали до 2400 м, с отклонением от вертикали до 1200 м общей протяженностью до 2800 м (горизонт Миширф);

поисковой вертикальной скважины № 2 Коата на месторождении Титикака Перу глубиной 3000 м;

- эксплуатационной горизонтальной скважины № 700 на Мильковском месторождении (технико-технологическая часть) Украины;

- поисковой скважины № 1А на месторождении Безьянное Астраханской области - глубиной 5200 м с повышенным содержанием сероводорода;

- вертикальной поисковой скважины № 5 на месторождении Агач-Аул и поисковой горизонтальной скважины № 268 на площади Избербаш Дагестана.

В этих проектах были заложены технические средства, используемые за рубежом и новые разработки отечественной науки, техники и технологии.

Среди наиболее значительных работ, выполненных под руководством автора диссертационной работы, следует отметить разработку раздела «Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин» технологической схемы разработки Приразломного нефтяного месторождения в Печорском море, а также «Предложений по программе бурения и заканчивания скважин, перечня оборудования при разбуривании Приразломного месторождения», «Предложений по утилизации шлама при бурении скважин на месторождении Приразломное», «Техника и технология строительства скважин на месторождении Приразломное с использованием бурового оборудования платформы «Hutton».

Согласно предлагаемой схеме разработки месторождения будет пробурено 35 скважин, их которых 19 - добывающих (в т. ч. 2 двухзабойные, 16 однозабойных горизонтальных, 1 вертикальная) и 16 — нагнетательных горизонтальных. Протяженность горизонтального участка в продуктивном пласте 750 - 1000 м.

В работе представлены профили характерных скважин, предполагаемых для бурения на месторождении. На примере наиболее протяженной добывающей скважины РН9 проведено обоснование конструкции скважины, режимов бурения и КНБК, реализующих программу бурения.

Все вышеперечисленные работы по проектированию строительства скважин выполнены в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» РД 08-200-98 и ПБ 08-624-03, «Правил безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе» ПБ 08-353-00 и ПБ 08-623-03. Инженерные расчеты осуществляются с помощью компьютерных программ, разработанных на основе методов и методик, представленных в диссертационной работе, а также инструкций и РД по всем разделам технического проекта.

Разработанные проекты на строительство скважин и разделы «Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин» согласованы в Госгортехнадзоре России, утверждены заказчиками, в т.ч. зарубежными компаниями и, в основном, внедрены в производство.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ,

1. Проведенные теоретические исследования и разработанные методы, методики, решения и технико-технологические рекомендации, представленные в диссертационной работе, а также созданные на их базе программы для ПК были использованы при разработке около 70 рабочих проектов на строительство вертикальных, наклонно направленных, горизонтальных и многозбойных скважин различного назначения (поисковые, разведочные, эксплуатационные и др.) на суше и море, а также разделов «Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоению скважин» в технологических схемах разработки нефтегазовых месторождений для различных регионов страны, ближнего и дальнего зарубежья, которые утверждены заказчиками и Центральной комиссией по разработке нефтегазовых месторождений (ЦКР) при Минэнерго РФ, согласованы Госгортехнадзором России и, в основном, внедрены в производство.

2. Разработанный новый метод размещения скважин по их видам (горизонтальные, пологие), при проектировании системы разработки нефтегазового месторождения позволяет повысить технико-экономическую и эксплуатационную эффективность строительства скважин на кустовой платформе за счет того, что по мере увеличения отклонения ствола от вертикали и глубины скважины протяженность горизонтального участка в продуктивном пласте уменьшается от наибольшего значения до минимального и обеспечивает снижение риска при решении поставленной геологической и технологической задач. Предлагается при разбурировании месторождения применять комбинированный метод размещения скважин по видам, т.е. осуществлять сочетание строительства горизонтальных и пологих скважин.

3. На основе выведенной обобщенной формулы для определения параметров различных типов профиля наклонно-направленных, пологих и горизонтальных скважин с большим отклонением ствола от вертикали, во взаимосвязи с конструкцией скважин и заданными геологическими условиями, разработаны рациональные профили и конструкции скважин для уникальных нефтегазовых месторождений континентального шельфа РФ («Приразломное», «Штокмановское» и др.), обеспечивающие успешное выполнение технологических операций при бурении, освоении и эксплуатации, надежную работу внутрискважинного оборудования, а также предупреждение аварий и осложнений.

4. Для разработанного трехинтервального типа профиля завершающей части горизонтальной скважины в пределах продуктивного пласта, включающего интервалы набора, стабилизации и спада кривизны, рекомендованы рациональные соотношения длин этих участков, обеспечивающие наиболее полный охват продуктивной залежи по высоте, минимизацию сил сопротивления при спуске (подъеме) бурильной (обсадной) колонны и увеличение периода работы скважины до обводнения.

5. На основе теоретических исследований, анализа и обобщения данных по строительству многозабойных скважин за рубежом и в РФ разработаны методика проектирования профилей и конструкций,

технология проводки с применением разработанного нового устройства типа «труба в трубе» (без вырезания обсадной колонны) для забуривания дополнительного ствола скважины и заканчивания многозабойных скважин (РРГС) с целью качественного, надежного выполнения технологических операций и повышения нефтеотдачи пласта.

6. Разработаны рациональная гидравлическая программа промывки при бурении скважин, включающая выбор плотности бурового раствора с целью предупреждения потери устойчивости стенок ствола при больших зенитных углах, расчет производительности (подачи) бурового насоса и величины гидродинамических давлений, возникающих при спуске бурильной (обсадной) колонны, и гидравлическая программа цементирования эксплуатационной колонны. Программы основаны на сохранении постоянными и минимальными значений репрессии на пласт, а также параметра скин-эффекта, в течение всего периода выполнения этих технологических операций в скважине. Расчетное значение репрессии должно обеспечить величину глубины проникновения фильтратов бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта бурением и цементного раствора при цементировании эксплуатационной колонны равной или меньшей величине глубины проникновения снаряда в пласт при перфорации эксплуатационной колонны.

Выведены новые формулы для определения глубины установки устройства для ступенчатого цементирования эксплуатационной колонны, а также длины вертикального участка профиля НСБО с целью минимизации репрессии на пласт.

7. На основе анализа, обобщения и систематизации известных формул по оценке сил сопротивления в наклонно направленной скважине получены зависимости нагрузки на крюке при подъеме (спуске) бурильной (обсадной) колонны в зависимости от зенитного угла, радиуса искривления, глубины точки зарезки скважины и коэффициента трения для НБСО, ГС и ПС. Дана оценка величин мощности и момента, затрачиваемых на вращение бурильного инструмента в таких скважинах, в зависимости от протяженности горизонтального ствола, коэффициента трения и частоты вращения.

Разработаны рекомендации по использованию режима.

«флотации» при спуске обсадных колонн большого диаметра на значительные глубины.

Результаты исследований положены в основу проектирования строительства скважин со сложными многоинтервальными профилями большой протяженности и выбора типа буровой установки, верхнего силового привода.

8. Разработана методика расчета компоновок низа бурильной колонны на основе метода конечных элементов, учитывающая изменения продольной и поперечной нагрузки по длине направляющего участка компоновки, с помощью которой предложены принципы конструирования неориентируемых ступенчатых КНБК, диаметр и жесткостные характеристики которых уменьшаются снизу вверх, позволяющих одновременно решать проблемы регулирования параметров искривления и предупреждения прихвата бурильного инструмента в НСБО.

Основные научные результаты диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Маггеррамов С.Г., Оганов Г.С. Исследование закономерностей изменения зенитного угла и азимута ствола наклонной скважины при бурении с использованием отклонителя. АНХ, № 9, 1985, с. 26-28.

2. Маггеррамов С.Г., Оганов Г.С. Прогнозирование азимута положения отклонителя в стволе наклонной скважины при его ориентировании. АНХ, № 3, 1986, с. 24-27.

3. Оганов Г.С. Разработка и внедрение компоновок низа бурильной колонны для бурения наклонно направленных скважин. Тезисы докладов Всесоюзной конференции «Пути развития научно-технического прогресса в нефтяной и газовой промышленности» (16-18 сентября 1986г., г. Грозный), М., 1986, с. 24.

4. Агаев Г.Х., Сакович Э.С., Гендлер Б.Л., Оганов Г.С. Компоновка низа бурильной колонны для предупреждения прихвата инструмента. Нефтяное хозяйство, № 12, 1986, с. 16-18.

5. Ахундов Д.С., Оганов Г.С. Проектирование профиля наклонной скважины. Аз.НИИНТИ, серия «Нефтедобывающая

промышленность», № 4, 1986.

6. Мамедов К.Г., Сакович Э.С., Оганов Г.С. Применение прихватобезопасной компоновки низа бурильной колонны. Аз.НИИНТИ, серия «Нефтедобывающая промышленность», № 25, 1986.

7. Воинов О.В., Оганов Г.С. Расчет компоновки низа бурильной колонны с центраторами. (Деп. во ВНИИОЭНГ, № 1399-НГ, 1987, с. 13, Деп. научных работ. ВИНТИ, № 9491, 1987, с. 144).

8. Сакович Э.С., Селимханов О.К., Гендлер Б.Л., Мамедов К.Г., Оганов Г.С. Опыт применения компоновки низа бурильной колонны для предупреждения прихвата бурильного инструмента. АНХ, № 8, 1987, с. 21-23.

9. Гасанов И.З., Оганов Г.С. Расчет неориентируемой компоновки низа бурильной колонны с большим числом опорных элементов. Изв. ВУЗов № 2, 1988, с. 22-26.

10. Айриянц А.С., Сафронов Н.А., Оганов Г.С. Возможности применения неориентируемой отклоняющей КНБК при бурении кустов скважин в Западной Сибири. ЭИ серия «Техника и технология бурения скважин. Отечественный опыт» ВНИИОЭНГ, выпуск 6, 1988, с. 10-13.

11. Караханов Э.А., Оганов Г.С. Расчет КНБК для роторно-ступенчатого способа бурения. Тезисы докладов к Всесоюзной научно-технической конференции молодых ученых и специалистов, Краснодар, 1988, с. 73.

12. А.С. № 1464543 Секционный турбобур. Агаев Г.Х., Сакович Э.С., Мамедов К.Г., Оганов Г.С. Заявлено 02.07.86. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений 08.11.88.

13. Оганов А.С., Оганов Г.С. Принцип построения и оценка возможности использования ориентируемых КНБК с многосекционными турбобурами. Научно-технический информационный сборник. Научно-производственные достижения нефтяной промышленности в новых условиях хозяйствования. Выпуск 2, ВНИИОЭНГ, 1989, с. 3-6.

14. Ахмедов А.А., Мурадов Н.Р., Оганов Г.С. Оценка влияния радиальных сил на величину угла установки отклонителя при бурении наклонных скважин. Изв. ВУЗ. Нефть и газ, № 2, 1989, с. 13-16.

15. Оганов Г.С. Применение ступенчатых неориентируемых

КНБК при бурении скважин в осложненных условиях. Тр. ВНИИБТ. Вып.66. Вопросы совершенствования технологии буровых работ на нефть и газ. М, 1988, с.92-97.

16. Оганов А.С., Прохоренко В.В., Оганов Г.С. Принципы выбора неориентируемых компоновок низа бурительной колонны для направленного бурения скважин. Обзорная информация. Серия «Бурение газовых и газоконденсатных скважин», № 6, 1989, с. 23.

17. Оганов А.С., Прохоренко В.В., Оганов Г.С. Анализ существующих методик расчета КНБК для бурения наклонно направленных скважин. «Строительство нефтяных и газовых скважин» Тезисы докладов к краевой научно-технической конференции молодых ученых и специалистов. 23-27 октября 1989, с. 7.

18. Симонянц С.Л., Оганов Г.С. Решение многокритериальных задач оптимизации процесса бурения. «Строительство нефтяных и газовых скважин». Тезисы докладов к краевой научно-технической конференции молодых ученых и специалистов. М, 23-27 октября 1989, с. 17.

19. Воинов О.В., Реутов В.А., Оганов Г.С. Модель искривления скважины при бурении анизотропной породы. (Деп. во ВНИИОЭНГ, № 1667-НГ, 1988, Деп. научных работ. ВИНТИ, № 4, 1989, с. 132).

20. Симонянц С.Л., Оганов Г.С. Использование метода расплывчатых множеств для определения рациональных частот вращения долота. Тр. ВНИИБТ, вып. 67. Достижения и проблемы развития советской буровой техники и технологии буровых работ. М., 1989, с. 109-115.

21. Крист Н.О., Оганов С.А., Сулова Л.В., Шитов А.И., Каспаров А.А., Оганов Г.С. Опыт работы Стрежевского УБР ПО Томскнефть. «Нефтяная и газовая промышленность». ЭИ Серия «Передовой опыт предприятий и организаций в новых условиях хозяйствования». ВНИИОЭНГ, Вып. 2, М., 1991.

22. Оганов С.А., Медынец В.Н., Перов А.В., Оганов Г.С. Проектирование профиля наклонной скважины с горизонтальным стволом в продуктивном пласте. «Нефтяная и газовая промышленность». НТИС Серия «Экономика и управление нефтегазовой промышленности». ВНИИОЭНГ, Вып. 4, М., 1992, с. 7-17.

23. Бронзов А.С., Оганов Г.С. Компьютеризация в области бурения скважин на нефть и газ. Нефтяное хозяйство, № 1, 1993, с.53.

24. Рза-заде С.А., Кязимов Э.Л., Луис Гонсалес, Оганов Г.С. Новый метод оценки эффективности работы долота. ЭИ. Серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море». Вып. 5, 1993, с. 6-9.

25. Мнацаканов А.В., Сидоренко И.М., Мандель А.Я, Акопян Э.Б., Оганов Г.С. Технологические особенности проектирования наклонно направленных и горизонтальных скважин при разработке морских нефтяных и газовых месторождений с крупных кустовых платформ. Тезисы докладов международной конференции современных методов разведки и разработки месторождений нефти и газа. 20-22 октября 1997, Краков, Польша.

26. Мнацаканов А.В., Сидоренко И.М., Мандель А.Я, Акопян Э.Б., Оганов Г.С. Разработка профилей и конструкций наклонно направленных скважин с большим отклонением от вертикали при бурении с крупных морских кустовых платформ. Тезисы докладов IV Международного симпозиума по бурению скважин в осложненных условиях. Санкт-Петербург, 08-12 июня 1998, с. 30.

27. Мнацаканов А.В., Никитин Б.А., Оганов Г.С. Особенности проектирования наклонно направленных и горизонтальных скважин с большим отклонением от вертикали при разработке морских нефтяных и газовых месторождений. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море». № 7, 1998, с. 2-9.

28. Conference and exhibition modern exploration and improved oil and gas recovery methods. Book of abstracts. 1-4 September, 1998. Krakow, Poland. EAST MEETS WEST. Mnatsakanov A.V., Oganov G.S. Development of directional and extended reach/horizontal well profiles and programs with oil and gas drilling in the Arctic continental shelf. Page AT-13.

29. Оганов С.А., Абдрахманов Г.С, Перов А.В., Оганов Г.С. Проектирование профиля и конструкции наклонно направленной пологой скважины. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море». № 12, 1998, с. 3-8.

30. Никитин Б.А., Сидоренко И.М., Оганов Г.С. Технологические особенности проектирования и бурения скважин с

большим отклонением от вертикали на месторождении «Приразломное» в Печорском море. Труды IV Международной конференции «Освоение шельфа арктических морей России». Санкт-Петербург, июль 1999, с. 129-136.

31. Вовк В.С., Мандель А.Я, Акопян Э.Б., Рабкин В.М., Оганов Г.С. Бурение поисковых скважин в акватории Печорского моря. «Газовая промышленность» №7, 1999, с. 14-16.

32. Оганов А.С., Бадреев З.Ш., Оганов Г.С. Проектирование технологической оснастки промежуточной обсадной колонны наклонно направленной скважины. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море». № 4-5, 1999, с. 2-4.

33. Оганов А.С., Беляев В.М., Прохоренко В.В., Оганов Г.С., Позднышев С.В. Современное состояние и перспективы бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин с большими отклонениями от вертикали. Научно-технический обзор. М., ВНИИОЭНГ, 1999, 36 с.

34. Оганов А.С., Бадреев З.Ш., Оганов Г.С. Оценка качества проектных решений по строительству наклонно-направленных и горизонтальных скважин. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море» № 9, 1999.

35. Оганов Г.С. К вопросу о выборе вида скважины и метода разбуривания нефтегазового месторождения. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море». № 10, 1999, с. 6-9.

36. Оганов А.С., Перов А.В., Прохоренко В.В., Пронин Н.Ф., Оганов Г.С. Проектирование параметров профиля горизонтальной скважины в пределах продуктивного пласта. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море». № 11-12, 1999, с. 12-16.

37. Прохоренко В.В., Оганов Г.С. Типы профилей боковых стволов восстанавливаемых скважин. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море». № 11, 1999, с. 16-19.

38. Оганов Г.С., Прохоренко В.В. Проектирование профилей боковых стволов восстанавливаемых скважин. Нефтегазовые технологии. № 1, январь-февраль 2000, с. 29-33.

39. Оганов А.С., Беляев В.М., Прохоренко В.В., Оганов Г.С., Позднышев С.В. Отечественный опыт бурения наклонно направленных

и горизонтальных скважин с большим отклонением ствола от вертикали. Нефтегазовые технологии №2 март-апрель, 2000, с. 16-21.

40. Оганов Г.С. Проектирование плотности бурового раствора и режима промывки при бурении скважин с большим отклонением ствола от вертикали, пологих и горизонтальных. Нефтегазовые технологии №5 сентябрь-октябрь, 2000, с. 23-26.

41. Оганов Г.С. Выбор вида скважин при проектировании системы разбуривания нефтегазового месторождения. III Международный семинар «Горизонтальные скважины», 29-30 ноября 2000г., с. 54. Тезисы докладов, М., 2000.

42. Оганов А.С., Оганов Г.С, Позднышев С.В. Многозабойное бурение скважин - развитие, проблемы и успехи. М., Научно-технический обзор ВНИИОЭНГ, 2001, 60 с.

43. Оганов С.А, Оганов Г.С, Позднышев С.В. Технологические аспекты строительства радиально-разветвленных горизонтальных скважин. Бурение №10, 2001, с. 6-12.

44. Оганов С.А., Перов А.В., Ахмадишин Ф.Ф., Оганов Г.С. Оценка величины нагрузки на крюке при подъеме (спуске) бурильного инструмента (обсадной колонны) в наклонно направленной скважине. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море», ВНИИОЭНГ, №5-6, 2001, с.7-11.

45. Оганов Г.С, Позднышев С.В., Шуть Н.Ф. Современная классификация многозабойных скважин. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море». ВНИИОЭНГ, № 1, 2002, с. 12-16.

46. Никитин Б.А., Оганов Г.С, Сидоренко И.М. Разработка профиля и конструкции скважин при разбуривании морского месторождения «Приразломное». Вестник ассоциации буровых подрядчиков. № 1, 2002, с. 13-17.

47. Никитин Б.А., Оганов Г.С, Гайдамака В.И., Ванифитьев В.И., Дудаладов А.К. Выбор конструкции забоя при заканчивании скважин на месторождении «Приразломное» в Печорском море. Вестник ассоциации буровых подрядчиков. № 3, 2002, с. 42-45.

48. Оганов С.А, Оганов Г.С. К проблеме повышения качества цементирования эксплуатационной колонны - потайной колонны

(хвостовика) в наклонной скважине с большим отклонением ствола от вертикали. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море», ВНИИОЭНГ, № 7-8,2002, с. 33-40.

49. Оганов Г.С. Особенности разработки морских нефтяных месторождений в книге «Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование». Екатеринбург, 2002, с. 275-283.

50. Оганов С.А., Оганов Г.С. Проектирование профиля наклонно направленной скважины с большим отклонением от вертикали. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море», ВНИИОЭНГ, № 2,2003, с. 7-14.

51. Оганов Г.С. Проектирование строительства скважин на морских нефтегазовых месторождениях. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море» 50 лет ВНИИБТ. ВНИИОЭНГ, № 5, 2003, с. 79-81.

52. Оганов Г.С. Особенности проектирования строительства скважин на морских нефтегазовых месторождениях. Нефтегазопромысловый инжиниринг, №2,2003, с. 3-5.

53. Шеломенцев А.Г., Бутузов А.Ф., Хоштария В.Н., Оганов Г.С, Гайдамака В.И., Гряколов А.П., Обухов С.А. Разработка проекта на строительство разведочной скважины на Штокмановском газоконденсатном месторождении. Труды международной конференции РАО-03 «Освоение шельфа России», Санкт-Петербург, 2003, с. 76-79.

54. Оганов А.С., Обухов С.А., Парыгин Р.В., Оганов Г.С., Разработка методического подхода для проектирования дополнительных стволов. Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, №3,2003.

55. Оганов Г.С, Гайдамака В.И., Гряколов А.П., Позднышев С.В., Обухов С.А., Шеломенцев А.Г., Бутузов А.Ф., Хоштария В.Н. Техничко-технологические аспекты проектирования строительства разведочной наклонно направленной скважины на газоконденсатном месторождении Штокмановское. Вестник Ассоциации буровых подрядчиков, №4,2003.

56. Оганов С.А., Оганов Г.С Устройство для забуривания нового ствола скважины из обсадной колонны. Изобретения и ращпредложения в нефтегазовой промышленности. ВНИИОЭНГ, №5,2003.

ФЛЦ №000384-1,2,3,4 от 28.11.2001г

Подписано в печать 13.04.2004. Формат 21х29,7
Набор компьютерный. Гарнитура Times New Roman.
Тираж 100 экз. Заказ №1

ЗАО «Курортпроект»
115114 Москва, ул. Кожевническая д.10/2

11643