

ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

*Методические указания к самостоятельным работам
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2021**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра бурения скважин

ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

*Методические указания к самостоятельным работам
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2021

УДК 622.24-241 (073)

ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ: Методические указания к самостоятельным работам / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *М.В. Нуцкова*. СПб, 2021. 59 с.

Методические указания разработаны в соответствии с требованиями рабочей программы дисциплины «Технология вскрытия нефтегазовых пластов в осложненных условиях».

В них определены: значение самостоятельной работы в процессе обучения, основные правила самостоятельной работы студентов, приведен перечень тем для самостоятельного изучения, задания для выполнения самостоятельной работы, перечень рекомендуемой литературы.

Предназначены для студентов магистратуры направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело» направленности «Технология вскрытия нефтегазовых пластов в осложненных условиях».

Научный редактор проф. *Н.И. Николаев*

Рецензент канд. техн. наук *И.А. Голубев* (НВП и ННГПО НТК «Новые технологии и материалы» СПбПУ)

ПРЕДИСЛОВИЕ

Предмет курса «Технология вскрытия нефтегазовых пластов в осложненных условиях» направлен на изучение технологии и технических средств бурения скважин в осложненных условиях.

Рассмотрены общие вопросы по проблемам бурения скважин и вскрытия пластов в осложненных условиях. Детально рассматриваются технологии бурения скважин в условиях аномальных пластовых давлений, в различных температурных условиях, в агрессивных средах (в условиях сульфатной, углекислотной, сероводородной, магниальной агрессии, рапопроявлений), в неустойчивых горных породах (пластичных, хрупких глин, глин с пропластками солей). Рассматриваются технологии бурения скважин с регулируемым давлением, особенности строительства морских скважин, бурения скважин на газовые гидраты. Отдельно рассматриваются особенности строительства скважин со сложным пространственным положением, а также осложнения и аварии, возникающие при вскрытии продуктивных пластов.

Изучение данной дисциплины позволяет сформировать у студентов необходимые знания и практические навыки при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях, а также изучить технологии и технические средства для проведения отдельных видов работ.

Самостоятельная работа предусматривает углубление и расширение пройденного материала в связи с недостаточным количеством аудиторных занятий. Самостоятельная работа предусматривает работу с технической литературой, техническими журналами, патентно-техническими материалами.

В ходе самостоятельной работы студенты должны изучить каждый из разделов, представленных в данных методических указаниях. Работа может осуществляться как индивидуально, так и в составе группы из 2-4 человек. Отчет по работе должен быть представлен в виде пояснительной записки, объем которой должен составлять 20-30 страниц машинописного текста Times New Roman.

Отчет по самостоятельной работе представляют к защите в печатном виде на листах формата А4. Поля на листах: слева - не

менее 30 мм, с других сторон - не менее 20 мм. Рекомендуется использовать текстовый редактор MS Word, шрифт Times New Roman размером 12 пт, интервал 1,5 пт. Нумерация страниц – сквозная, включая таблицы, иллюстрации и приложения. Нумерация разделов – по порядку арабскими цифрами.

Таблицы и иллюстрации в тексте нумеруют по разделам или сплошную. Таблицы и иллюстрации размещают внутри текста работы на листах, следующих за страницей, где в тексте впервые дана ссылка на них. Все иллюстрации и таблицы должны иметь названия. Условные обозначения на изображениях должны быть пояснены в подрисуночных подписях.

В качестве графического материала могут быть представлены рисунки, технические схемы и чертежи, технологические схемы, графики, алгоритмы расчетов и другие материалы. Иллюстрации, занимающие отдельную страницу, размещаются на странице, следующей за первой ссылкой на данную иллюстрацию. Небольшие иллюстрации размещаются после первой ссылки в тексте работы на данную иллюстрацию.

Заимствованные из работ других авторов рисунки и таблицы должны содержать после названия (заголовка) ссылку на источник этой информации. Нумерация подразделов состоит из двух цифр, разделенных точкой: номера раздела и порядкового номера подраздела - 1.1 или 1.2 и т.д. (слова «раздел» и «подраздел» приводить не нужно). Более дробное деление не рекомендуется.

Ссылки на использованные литературные источники в тексте, в подрисуночных надписях и заголовках таблиц даются в виде числа в квадратных скобках. Группировка библиографических записей должна быть в алфавитном порядке. Список использованных источников должен быть выполнен в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008 и содержать не менее 10 периодических источников, в том числе не менее 3 иностранных источников, цитируемых в одной из баз – Web of Science, Scopus или GeoRef.

Пояснительная записка к самостоятельной работе должна включать в себя:

- титульный лист пояснительной записки (выполняется по общим требованиям);
- задание на выполнение самостоятельной работы (в соответствии с требованиями методических указаний);
- аннотацию;
- оглавление (при наличии разделов работы);
- введение;
- основной раздел самостоятельной работы;
- заключение;
- список использованных источников;
- текстовые и графические приложения.

Название работы должно соответствовать рассматриваемому разделу из данных методических указаний.

По возможности, для оценки эффективности технико-технологических решений и разработок, рассматриваемых по теме работы, необходимо привести их мотивированную оценку с научно-технической и экономической точки зрения. Эта оценка должна опираться на показатели, характеризующие преимущества рассматриваемых в работе решений или выбранных вариантов. Эти показатели могут быть частными (производительность, экономия затрат труда, энергии, материалов, качество получения геологической информации и т. п.) и обобщающие (экономический эффект, срок окупаемости затрат и пр.)

В разделах, посвященных экспериментальным лабораторным и практическим исследованиям, необходимо указывать цель каждого эксперимента, его сущность, способы и методы их решения, полученные результаты, их достоверность и точность, по возможности сопоставляя их с имеющимися по этому вопросу результатами теоретических исследований.

1. ПРОБЛЕМЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН И ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Одними из направлений стратегии развития газовой промышленности России являются повышение эффективности геологоразведочных работ, освоение новых месторождений на севере Тюменской области, европейской территории и в Восточной Сибири, разбуривание и эксплуатация морских месторождений, наращивание мощностей подземного хранения газа (ПХГ).

Решать проблемы приростов запасов нефти, газа и конденсата, залегающих в сложных горно-геологических условиях, освоения новых залежей и повышения коэффициента извлечения углеводородов из истощенных месторождений, а также вопросы увеличения годового отбора газа из ПХГ невозможно без наращивания объемов разведочного и эксплуатационного бурения и сокращения фонда простаивающих скважин.

Дальнейшее развитие буровых работ требует разработки и внедрения новых технологий и технических средств, обеспечивающих повышение качества их строительства и эксплуатационной надежности.

1.1. Анализ условий бурения скважин

Согласно классификации Э.Е. Лукьянова и В.В. Стрельченко по степени сложности горно-геологических условий бурения, считается, что бурение ведется в осложненных условиях и требует применения новых методов и технологий их проводки в следующих видах скважин.

Вертикальные эксплуатационные скважины, проводимые в сложных горно-геологических условиях (зоны аномально высокого пластового давления, неоднозначность выделения продуктивных объектов и др.).

- Вертикальные разведочные скважины.
- Наклонно направленные и горизонтальные эксплуатационные скважины, проводимые в сложных горно-геологических условиях.
- Наклонно направленные и горизонтальные разведочные скважины.

- Поисковые скважины.
- Опорные сверхглубокие скважины.

Основными факторами, осложняющими процесс строительства скважин, являются:

- аномальность пластовых и поровых давлений;
- высокая трещиноватость, пористость и проницаемость горных пород;
- наличие карстовых зон;
- слабая устойчивость горных пород на стенке скважины;
- содержание в пластовых флюидах агрессивных компонентов и др.

Особенно трудно вскрывать продуктивные пласты в геологически осложненных условиях с аномально высокими давлениями (АВПД) и при пластовом давлении ниже гидростатического (АНПД). В первом случае из-за возможности вызвать проявление скважины утяжеляют раствор и в призабойную зону пласта (ПЗП) проникает большое количество фильтрата и утяжелителя, что значительно ухудшает фильтрационную характеристику пористой среды. Во втором случае, из-за отсутствия облегченных растворов применяют обычную промывочную жидкость, которая также в большом количестве проникает в пласт и резко снижает естественную проницаемость коллектора.

Задание. По исходным данным (геологический материал по отдельному месторождению или группе месторождений, взятый при анализе геологической части проектов на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. определить какие факторы осложняют процесс бурения.

1.2. Анализ интервалов возможных осложнений при бурении скважин

Геологические условия современного бурения на нефть и газ, сравнительно большая глубина скважин, наличие в разрезе проницаемых пластов с аномально высокими и аномально низкими

пластовыми давлениями диктуют необходимость постоянного совершенствования технологии и техники бурения скважин. К сожалению, даже при использовании современных достижений в области конструирования и технологии сооружения скважин, зачастую не удается избежать осложнений, препятствующих скоростному и эффективному бурению. Наиболее часто возникают такие осложнения, как поглощения бурового промывочного и тампонажного растворов, нефте-, водо- и газопроявления, осыпи и обвалы стенок скважины, затяжки и посадки бурового инструмента при спускоподъемных операциях. Мировой опыт последних лет показывает, что практически все скважины в той или иной степени осложнены технологической несовместимостью отдельных интервалов бурения.

К осложнениям относятся нарушения технологического процесса бурения при соблюдении технического проекта и единых правил безопасности, вызванные горно-геологическими условиями. При осложнениях бурение скважины возможно, но для этого необходимо выполнение специальных мероприятий. Если осложнения встречаются редко, или их нет вовсе, то процесс строительства скважин характеризуется как нормальные условия бурения. Если осложнения возможны на каждой скважине, то это осложненные условия бурения. В последнем случае уже на стадии проектирования предусматривается комплекс специальных мероприятий.

К числу осложнений относятся:

- поглощение бурового раствора;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- нарушение устойчивости стенок скважины;
- прихваты;
- осложнения при разбуривании многолетнемерзлых пород (ММП).

Задание. По исходным данным (геологический материал по отдельному месторождению или группе месторождений, взятый при анализе геологической части проектов на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);

2. определить зоны несовместимых условий бурения и возможные виды осложнений при их бурении.

2. БУРЕНИЕ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Целесообразно использовать следующую классификацию пластовых давлений по коэффициенту их аномальности K_a : $K_a < 0,8$ – аномально низкое, $K_a = 0,8 \div 1,0$ – пониженное, $K_a = 1,0 \div 1,05$ – нормальное, $K_a = 1,05 \div 1,3$ – повышенное, $K_a = 1,3 \div 2,0$ – высокое, $K_a > 2$ – сверхвысокое.

Термином «аномально высокое», или «сверхвысокое», пластовое давление (АВПД) принято называть такое давление в гидродинамически замкнутых системах, которое в 1,3 раза и более превышает условное гидростатическое. Давление же, не достигающее коэффициента аномальности 1,3, но превышает среднее его значение 1,05, называют повышенным пластовым давлением. Анализ буровых работ в различных районах мира показывает, что, хотя аномально низкие пластовые давления (АНПД) встречаются реже, чем аномально высокие, тем не менее, АНПД имеют место во многих районах нефтедобычи.

При АВПД пластовое давление приближается к давлению начала поглощения, что существенно осложняет процесс бурения скважин в этих условиях.

2.1. Исследование и оценка влияния геологических и технологических факторов на процесс вскрытия пластов с АВПД

Основные осложнения при бурении сверхглубоких скважин связаны с проявлением аномально-высоких пластовых давлений (АВПД). Наиболее часто встречаются такие осложнения как искривление ствола скважины и в результате появление желобных выработок, поглощение бурового раствора, неустойчивость глубинных пород, слагающих стенки скважин, потеря подвижности бурового инструмента под воздействием дифференциальных

давлений, то есть прихваты буровых труб. Несмотря на то, на обычных и больших глубинах наблюдаются сходные виды осложнений, ликвидация их в условиях глубоководных отложений значительно осложняется из-за действия специфических глубинных факторов, таких как высокие температуры, давление и напряженное состояние пород.

Согласно требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015 года) выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки, схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дросселирования осуществляется проектной организацией и согласовывается с заказчиком. При этом следует руководствоваться следующими положениями:

– три или четыре превентора, в том числе один универсальный, устанавливаются на скважине при вскрытии газовых, нефтяных и водяных горизонтов с **аномально высоким пластовым давлением**. Необходимость установки превентора со срезающими плашками при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже 350 кгс/см^2 (35 МПа) и объемном содержании сернистого водорода до 6% определяется организацией исходя из характеристики пласта (состав флюида, пористость, проницаемость, дебит и др.);

– четыре превентора, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный, устанавливаются на устье в случаях вскрытия пластов с **аномально высоким пластовым давлением** (то есть давлением, превышающим гидростатическое давление воды в 1,3 раза) и объемным содержанием сернистого водорода более 6%, а также с наличием сернистого водорода до 6% и избыточным давлением на устье более 350 кгс/см^2 (35 МПа).

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений) с АВПД;

2. изучить технико-технологические решения, принимаемые для строительства скважин в условиях АВПД.

3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

2.2. Исследование и оценка влияния геологических и технологических факторов на процесс вскрытия пластов с АНПД

Мировая тенденция истощения природных запасов углеводородов требует применения более совершенной техники и технологии бурения скважин, так как «классическое» бурение уже не позволяет, в достаточной мере, удовлетворить потребности в качестве вскрытия продуктивных пластов. В последние годы в зарубежной практике строительства скважин все более широкое распространение приобретает применение технологии бурения в условиях депрессии в системе «скважина-пласт».

При традиционном бурении плотность бурового раствора подбирается так, чтобы его статический градиент был выше давления вскрытого пласта. Система открыта и раствор возвращается в резервуары с атмосферным давлением. Во время циркуляции давление, приложенное к пласту, повышается вследствие потерь на трение.

В отличие от традиционных технологий бурения, которые опираются на плотность раствора для управления давлением, в технологии бурения с контролем давления для уравнивания давления вскрытого пласта регулируется сочетание нескольких факторов: давления на устье, трения и плотности раствора.

Основной особенностью системы бурения с регулируемым давлением (БРД) является ее полная герметичность на участке буровой насос – газосепаратор, что позволяет управлять всеми процессами на забое скважины во время бурения и существенно минимизировать риск ГНВП.

Согласно требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015 года) выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки,

схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дросселирования осуществляется проектной организацией и согласовывается с заказчиком. При этом следует руководствоваться следующими положениями:

– четыре превентора, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный, устанавливаются на устье в случаях использования технологии спуска и подъема труб при избыточном давлении герметизированного устья;

– в случаях вскрытия изученного разреза с аномально низким пластовым давлением, представленного нефтяными и водяными (с растворенным газом) пластами, превенторная сборка может не устанавливаться.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений) с АНПД;

2. изучить технико-технологические решения, принимаемые для строительства скважин в условиях АНПД.

3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

3. БУРЕНИЕ СКВАЖИН В РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЯХ

По температурным условиям интервалы бурения можно разделить следующим образом:

- многолетнемерзлых пород (в области сплошного распространения температура пород составляет $-3...-9^{\circ}\text{C}$, в области прерывистого распространения $-1...-3^{\circ}\text{C}$ и в области островного распространения $0^{\circ}...-2^{\circ}\text{C}$)
- низких температур (до 15°C);
- нормальных температур ($15-50^{\circ}\text{C}$);
- умеренных температур ($50-100^{\circ}\text{C}$);
- повышенных температур ($100-150^{\circ}\text{C}$);
- высоких температур ($150-250^{\circ}\text{C}$);
- сверхвысоких температур (более 250°C);

- циклически меняющихся температур.

В настоящее время все больше работ, связанных с разведкой и добычей нефти и газа, приходится проводить в различных температурных условиях, в том числе меняющихся в широких пределах при бурении скважины. В этих условиях сложные технические проблемы могут возникать в течение всего срока строительства и эксплуатации скважины. Для решения этих проблем ведется разработка современных видов оборудования, материалов и химических продуктов.

3.1. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях многолетнемерзлых пород

При бурении различных скважин (геологоразведочных, эксплуатационных, инженерно-изыскательских) в районах Северо-Востока и Арктической зоны страны с экстремальными природно-климатическими условиями и с мощной толщей многолетнемерзлых горных пород (ММП) к выбору оптимальных буровых инструментов и технологий бурения предъявляются особые требования. Месторождения зоны многолетней мерзлоты имеют существенные отличия от аналогов, расположенных в районах с умеренным климатом и положительной температурой пород. Специфика их обусловлена комплексным взаимодействием и влиянием горно-геологических, горнотехнических, мерзлотных и климатических факторов. В основе осложненных условий вращательного бурения скважин в многолетнемерзлых породах лежит температурный фактор, определяющий эффективность процесса разрушения и транспортировки мерзлых горных пород. В процессе разрушения мерзлой горной породы при контакте резцов породоразрушающего инструмента с горным массивом в области рабочей поверхности резцов интенсифицируется тепловыделение, которое способствует таянию мерзлых пород и примерзанию к буровому инструменту разрушенной горной породы, приводящее к различным осложнениям и авариям.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений) с АВПД;
2. изучить технико-технологические решения, принимаемые для строительства скважин в условиях АВПД.
3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

3.2. Анализ технологии изоляции интервалов многолетнемерзлых пород

Промысловый опыт крепления скважин в районах распространения ММП в верхних интервалах при использовании стандартных методов цементирования и обычного портландцемента приводит к нарушению теплового баланса в интервале этих пород, что приводит к необратимым последствием в виде растепление ствола скважины, образованию фильтрационных каналов и уменьшению прочности цементного камня по сравнению с начальными значениями. Одним из наиболее распространенных и тяжелых осложнений является смятие обсадных колонн. При неподъеме тампонажного раствора до устья скважины или долго схватывающихся, седиментационно-неустойчивых тампонажных растворах происходят сминающие усилия в заколонном пространстве, вызванные промерзанием больших водосодержащих объемов в междуколонном пространстве.

Поэтому, для успешного крепления обсадных колонн в зоне расположения ММП, необходимо использовать быстротвердеющие, безусадочные, седиментационно-устойчивые тампонажные растворы. Ещё одно направление крепления интервалов ММП – применение термокейсов, обеспечивающих изоляцию окружающего массива от теплового воздействия внутрискважинных жидкостей.

Задание. По исходным данным (геологический материал по отдельному месторождению или группе месторождений, взятый при анализе геологической части проектов на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. провести анализ рецептур тампонажных растворов и технологий, применяемых крепления скважин на рассматриваемом месторождении;
3. провести анализ применяемых в настоящее время рецептур и технологий в сходных условиях на других месторождениях.
4. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

3.3. Анализ технологии изоляции пород в интервалах циклически меняющихся температур

Несоблюдение технологической скорости бурения, температурного режима промывки может приводить к растеплению интервалов промерзания горных пород в зимний период буровых работ, а также интервалов ММП. В связи с этим на таких скважинах должно быть обеспечено применение морозостойких материалов.

Морозостойкость - способность цементного камня, находящегося в состоянии насыщенности водой, противостоять многократному попеременному замораживанию и оттаиванию. Критерием морозостойкости цементного камня является сохранение им после определённого количества циклов замораживания-оттаивания (25, 50, до 500 и более) исходной прочности: потери прочности при сжатии не должны превышать 5%, а потери массы - 3% (при стандартных базовых испытаниях бетона по ГОСТ 10060.1).

Основным фактором устойчивости к замораживанию является структура пространства пор. При попадании воды в поры и понижении её температуры до точки замерзания образующийся лёд увеличивается в объёме примерно на 9%, что приводит к возникновению в структуре материала высоких механических напряжений и соответствующих им деформаций. Если все поры в материале будут заполнены водой, разрушение должно произойти уже после первого цикла замораживания.

Повышение морозостойкости может быть обусловлено формированием в структуре определённого объёма пор, не заполняющихся водой, в которые отжимается часть воды при замораживании. В частности, при твердении цементного камня возникает система пор, заполненных паровоздушной смесью, так называемые «резервные поры», наличие которых и определяет морозостойкость цементного камня. Разрушение материала происходит тогда, когда объём «резервных пор», в которые может отжиматься вода, мал по сравнению с объёмом образующегося льда, или когда в результате многократно повторяющихся циклов замораживания все поры будут постепенно заполнены водой. Чем выше относительный объём «резервных пор» по сравнению с общим объёмом пор, заполненных водой, тем выше морозостойкость состава.

Задание. По исходным данным (геологический материал по отдельному месторождению или группе месторождений, взятый при анализе геологической части проектов на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. провести анализ рецептов тампонажных растворов и технологий, применяемых крепления скважин на рассматриваемом месторождении;
3. провести анализ применяемых в настоящее время рецептов и технологий в сходных условиях на других месторождениях.
4. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

3.4. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях высоких давлений и температур

Строительство скважин в условиях высоких забойных температур, как правило, сопровождается и высокими давлениями. В связи с этим условия высоких давлений и высоких температур

(НРНТ) ограничивают диапазон применяемых материалов и отрицательно сказываются на работе оборудования, а потенциальные последствия неудач весьма велики. При этом интерес к таким скважинам остается высоким и число скважин НРНТ постоянно растет.

Скважины с пластовыми давлениями более 68,9 МПа эксплуатируются во многих частях мира, особенно в газодобывающей отрасли. Успешно бурились скважины в пластах, где температуры превышают 149° - в Катаре, Рас аль Хайме, Судане и в ряде других мест. В Китае на 1998 г. проводилась разработка пластов с температурами 260°. Существуют ещё более сложные условия, где одновременно соседствуют и высокие давления и высокие температуры – в Анголе, США, Йемене и в Северном море. В этих местах обычное явление, когда забойная температура скважины превышает 177° одновременно с перепадами давления, требующими плотности бурового раствора более 1,9 г/см³. Скважины с наиболее экстремальными условиями – в Северном море (скважина Рейнджер 29/5В4) и в США (Скважина Сохио М.Е. Ковард) – имеют температуры выше 204° и пробурены с буровыми растворами плотностью до 2,22 г/см³.

Несмотря на растущий опыт, многие аспекты бурения и заканчивания скважин продолжают требовать к себе особого внимания. Например, дополнительные условия контроля за скважиной определяются способностью наземного оборудования надежно функционировать в экстремальных условиях. Эластомерные элементы противовыбросового оборудования и гибкие шланги должны рассчитываться на достаточно долговременную устойчивость к температурам и давлениям с тем, чтобы можно было эвакуировать буровую установку при наихудшем сценарии.

Исследования скважин НРНТ требуют специального каротажного и испытательного оборудования с подземным механическим и электрическим оборудованием, способным противостоять жестким условиям высоких температур и давлений, особых взрывчатых веществ для перфорирования при высоких

температурах и регламентов для их эффективного функционирования.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений) с АВПД;

2. изучить технико-технологические решения и оборудование, принимаемые для строительства скважин в условиях АВПД.

3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений и оборудования.

4. БУРЕНИЕ СКВАЖИН В АГРЕССИВНЫХ СРЕДАХ

В зависимости от состава флюидов, содержащихся в пластах по разрезу скважины, агрессивное воздействие может быть:

- сульфатным;
- кислым (углекислая, сероводородная агрессия);
- магниезиальным;
- полиминеральным.

В зависимости от характера агрессивной среды мероприятия по профилактике различных осложнений будут различными.

Согласно требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015 года) опасные производственные объекты (ОПО) при разведке и обустройстве нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сернистый водород и другие вредные вещества, должны быть идентифицированы по классам опасности возможных выбросов и утечек паров и газов в атмосферу.

4.1. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях сульфатной агрессии

Сульфатная водная среда разной степени агрессивности чаще всего присутствует в грунтовых водах. Помимо этого подобное

воздействие оказывает морская вода, поэтому и способы противодействия этим видам агрессивного воздействия одинаковы.

Воздействие сульфатной водной среды считается одним из самых разрушительных для обычных цементов. Дело в том, что в результате взаимодействия сульфат-ионов с такими компонентами цементного камня, как трехкальциевый алюминат ($3\text{CaO} \times \text{Al}_2\text{O}_3$) и гидроксид кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$ (свободная известь), образуются очень опасные кристаллические новообразования под названием этtringит ($3\text{CaO} \times \text{Al}_2\text{O}_3 \times 6\text{H}_2\text{O} \times 3\text{CaSO}_4 \times 32\text{H}_2\text{O}$). Образование этtringита сопровождается постепенным увеличением объема кристаллов, и это оказывает всё возрастающее давление на окружающее их цементное тело, вызывая в нём внутренние напряжения. С ростом кристаллов эти напряжения нарастают, и через определённое время это приводит к образованию множества микротрещин в цементном камне, значительному снижению его прочности, а потом и к полному разрушению цементного камня.

При взаимодействии с бурильными и обсадными трубами после нарушения защитного слоя агрессивная среда входит в соприкосновение с металлом, начинается его ускоренная коррозия. Продукты коррозии металла также увеличиваются в объеме и усиливают давление на окружающий цемент, ускоряя процесс его разрушения. В итоге конструкция скважины достаточно быстро приходит в негодность задолго до окончания расчетного срока эксплуатации.

Скорость разрушения цемента в сульфатной среде зависит, в первую очередь, от агрессивности этой среды, от условий эксплуатации и от температуры окружающей среды.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. изучить технико-технологические решения, принимаемые для строительства скважин в условиях сульфатной агрессии.
3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

4.2. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях углекислотной агрессии

В составе углеводородов, залегающих на ряде эксплуатируемых и значительной части планируемых к разработке российских газовых / нефтегазовых месторождений, в том числе и морских, содержится диоксид углерода. Его присутствие в добываемом продукте, по некоторым оценкам, может достигать 2 % мол. и более и обуславливает риск развития углекислотной коррозии, который необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации объектов добычи углеводородов.

Отличительной чертой углекислотной коррозии является невысокая скорость общей коррозии, но высокая интенсивность локальных коррозионных процессов, при этом скорость коррозии на отдельных участках внутренней поверхности труб способна достигать нескольких миллиметров в год. Это влечет за собой риск возникновения аварий и инцидентов на объектах добычи и может привести к сокращению межремонтного периода промыслового оборудования. Несмотря на низкое (0,08–2,0 %) содержание углекислого газа в нефти и попутном газе глубина проникновения локальной коррозии в трубы может достигать 7–8 мм/год.

На шельфе много новых перспективных объектов со схожими коррозионноопасными условиями, при оценке потенциальной агрессивности которых следует учитывать результаты проведенных исследований и опыт эксплуатации других морских объектов. Например, в газе Южно-Киринского газоконденсатного месторождения (ГКМ), расположенного в Охотском море, содержится 1,68...2,02 % CO_2 . Пластовая температура достигает 115...124 °С, пластовое давление составляет 28...29 МПа.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. изучить технико-технологические решения, принимаемые для строительства скважин в условиях углекислотной агрессии.

3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

4.3. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях сероводородной агрессии

При бурении скважин сероводород как природного, так и биогенного происхождения оказывает негативное влияние на буровое оборудование, бурильный инструмент, промывочные и тампонажные растворы, цементный камень.

Согласно требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при разведке и обустройстве нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сернистый водород проектной документацией должны быть установлены:

- возможность формирования на объектах (в том числе при аварийных ситуациях) загазованных зон с концентрацией вредных веществ, превышающей предельно допустимые санитарные нормы;
- границы этих зон, а также локальные участки с опасной концентрацией сернистого водорода;
- возможность и интенсивность сульфидно-коррозионного растрескивания металла оборудования и технических средств, контактирующих с агрессивной средой;
- необходимые мероприятия и уровень защиты при ведении работ в условиях потенциальной и реальной угроз безопасности работников.

При высоких концентрациях (свыше 6 (объемных) %) сернистого водорода в пластовых флюидах проектные решения должны соответствовать следующим требованиям:

- при вскрытии пластов с ожидаемым содержанием в пластовом флюиде сернистого водорода свыше 6 (объемных) % буровые установки должны оснащаться верхним приводом;
- три или четыре превентора, в том числе один универсальный, устанавливаются на скважине при вскрытии газовых, нефтяных и водяных горизонтов с аномально высоким

пластовым давлением. Необходимость установки превентора со срезающими плашками при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже 350 кгс/см^2 (35 МПа) и объемном содержании сернистого водорода до 6% определяется организацией исходя из характеристики пласта (состав флюида, пористость, проницаемость, дебит и др.);

– четыре превентора, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный, устанавливаются на устье в случаях вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением (то есть давлением, превышающим гидростатическое давление воды в 1,3 раза) и объемным содержанием сернистого водорода более 6%, а также с наличием сернистого водорода до 6% и избыточным давлением на устье более 350 кгс/см^2 (35 МПа);

– при вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, горизонтов, содержащих сернистый водород, на буровой должны быть три шаровых крана. Один шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй - между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, третий является запасным.

На основании статистического анализа установлено, что присутствие в буровом растворе сероводорода при снижении рН раствора с 10 до 6 происходит снижение ресурса (стойкости) вооружения на 42-52 %, опор – на 38-47 %, несмотря на относительно малое время работы шарошечных долот в скважине (1-3 суток). Нейтрализация сероводорода в буровом растворе позволяет увеличить показатели отработки долот на 40 %. Цементный камень при контакте с сероводородом может быть полностью разрушен менее через год. При этом сероводород разрушает не только цементный камень, но и металл обсадных колонн, что может привести к нарушению герметичности скважины и возникновению ряда осложнений и аварий. На Астраханском ГКМ потери времени на борьбу с осложнениями при бурении в сероводородсодержащих горизонтах достигали 35-70 % от общего календарного времени строительства скважин, что способствовало удорожанию буровых работ.

При попадании в буровой раствор на водной основе сероводород вызывает снижение его водородного показателя до 5-6, в результате чего свойства раствора резко изменяются (коагуляция раствора, деструкция реагентов и т.п.). Положение осложняется тем, что в последнее время увеличилось число месторождений, содержащих в своих недрах сероводород.

Отдельные месторождения как в России, так и странах ближнего зарубежья, содержат в своем составе значительное количество сероводорода, например, Астраханское газоконденсатное (до 25 %) в РФ, Баяндыское, Ипатское и Ламбейшорское нефтяные (до 15 %) в Тимано-Печорской провинции РФ, Тенгизское и Жанажолское (до 25 %) в Западном Казахстане и др. При этом с ростом глубины бурящихся скважин расширяются перспективы открытия новых месторождений сероводородсодержащих газов и нефтей.

Кроме природного сероводорода значительное негативное влияние оказывает биогенный (техногенный) H_2S , образующийся в результате разложения органических реагентов в буровом растворе микроорганизмами, продуцирующими своей деятельностью сероводород. Несмотря на актуальность вопроса о влиянии сероводорода на свойства и параметры буровых и тампонажных растворов, оборудования и инструмента, объем информации об исследованиях в этой области сравнительно невелик, что требует развития уже существующих и разработки новых технологий безопасной и надежной проводки скважин в условиях сероводородной агрессии.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. изучить технико-технологические решения, принимаемые для строительства скважин в условиях сероводородной агрессии.
3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

4.4. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях магниальной агрессии

Растворы магниальных солей, которые присутствуют в пластовых водах в виде сульфата и хлорида магния, вызывают в цементном камне реакцию обмена, когда при контакте цемента с сульфатом магния образуется слаборастворимая гидроокись магния и гипс, а при контакте бетона с хлоридом магния образуется также гидроокись магния и хлористый кальций.

Реакция обмена снижает щелочность поровой жидкости ниже $pH=10$, это повышает интенсивность гидролиза гидратных новообразований в цементном камне и способствует дополнительному истечению гидрата окиси кальция. По мере увеличения пористости цементного камня и увеличения площади контакта с агрессивной жидкостью концентрация солей магния, способная вызвать заметную коррозию, соответственно снижается. Сульфат магния, помимо реакции обмена, вызывает также образование сульфоалюминатов и гипса, которые в свою очередь способствуют деструктивным процессам в цементе.

Понижение щелочности в результате реакции обмена способствует выщелачиванию гидросиликатов и гидроалюминатов кальция и возникновению сопутствующей коррозии I вида.

В зависимости от концентрации хлористого магния процесс связывания гидрата окиси кальция может происходить либо во внешних слоях бетона, либо распространяться вглубь.

Повышенное содержание хлористого магния в агрессивной среде способствует проникновению коррозионного процесса вглубь цемента, в то время как пониженные концентрации раствора этой же соли ограничиваются разрушением бетона только в тонком поверхностном слое. В эксплуатационных условиях предельно допустимое содержание магниальных солей не должно превышать 5 г/л.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. изучить технико-технологические решения, принимаемые для строительства скважин в условиях магниезиальной агрессии.
3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

4.5. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях рапопроявлений

Рапопроявление - явление очень неприятное, являющееся одним из тяжелых осложнений при бурении скважин в нефтегазоносных провинциях при наличии мощных соленосных толщ. Рапа представляет собой очень насыщенный раствор соли, по консистенции напоминающий гель. Встречается не только в поверхностных водоемах, но и глубоко в недрах земли, когда пласты каменной соли непосредственно контактируют с пластами водонасыщенных горных пород.

Рапопроявление сильно осложняет процесс бурения, поскольку буровой инструмент скользит и сходит с траектории.

Проявление рапы распространяется на нефтегазоносных площадях Средней Азии, Казахстана, Поволжья. Так, в Оренбургской области проявления рапы при разбуривании хомогенного комплекса пород встречено более чем на 170 скважинах, в т.ч. на 60 скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). При этом отмеченные максимальные дебиты фонтанирования рапы доходили до 1000 м³/час при градиентах пластового давления 0,0187 МПа/м и температурах близких к нормальным.

В ряде случаев излив рапы сопровождается газовыделениями, в т.ч. сероводорода, в количествах, значительно превышающих предельно-допустимые концентрации в рабочих зонах.

В нефтегазоносных регионах при наличии данного вида осложнений отмечены случаи ликвидации скважин. Так, в Оренбургской области с 1969 по 2000 г по причине рапопроявлений ликвидировано 12 глубоких разведочных скважин.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);

2. изучить технико-технологические решения, принимаемые для строительства скважин в условиях рапопроявлений.

3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

5. БУРЕНИЕ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Особенно остро проблема устойчивости ствола скважины, сложенного глинами и глинистыми сланцами, ощущается в тех районах, где бурение ведется в сложных горно-геологических условиях.

В комплексе осадочных отложений глинистые породы залегают на различных глубинах и составляют 80 – 82 % всей толщи пород.

По характеру поведения в процессе бурения эти отложения можно разделить на 4 группы:

- устойчивые породы;
- набухающие, высокопластичные и легко переходящие в буровой раствор глины;
- хрупкие, осыпающиеся и обваливающиеся глинистые сланцы;
- сильно увлажняющиеся глины с пропластками солей, образующих каверны, осыпи и обвалы.

Эти категории осадочных глинистых пород обуславливают осложнения, часто приводящие к потерям ствола или к ликвидации скважин.

К основным физико-химическим свойствам глин, определяющим их качество, относятся: пластичность, набухаемость, дисперсность, гидрофильность, обменная адсорбция. Каждое из этих свойств в значительной степени влияет на потерю устойчивости стенок скважины.

Устойчивость глинистых отложений – одна из актуальнейших проблем бурения, особенно сегодня, когда резко возросли объемы наклонного и горизонтального бурения. За последние 20 лет исследователями предложены различные критерии, учитывающие особенности напряженного состояния горных пород, в том числе боковой распор и минимальные горизонтальные напряжения.

Методически такие расчеты на сегодняшний день проработаны достаточно детально. Для корректных геомеханических расчетов необходим большой информационный массив данных, например, характеристики давлений и векторы трещин при ГРП, профилометрия, данные электронного микросканирования стенок скважин. Для достоверности прогнозов важны исследования кернов из массивов неустойчивых глин (в том числе для определения их физико-механических свойств). Кроме физико-механических, глинистые породы отличаются разнообразием минералогического состава, связности, минерализации поровой воды; их свойства изменяются в зависимости от глубины залегания, условий формирования и пр.

Обязательным условием устойчивости стенок скважин является ингибирование бурового раствора, которое позволяет стабилизировать приствольную зону, замедлив увлажнение глин и ослабление связей по плоскостям напластования слоистых образований, сократив область пластической деформации и сохранив область упругих деформаций (релаксация напряжений) в нетронутом массиве.

Для оценки требуемого ингибирования используются методы, зависящие от величины гидратации глинистых пород, связанной с осмотическим, капиллярным, диффузионным массопереносом (увлажнением), а также поверхностной гидратацией.

5.1. Анализ режимов бурения в интервалах неустойчивых горных пород

В процессе бурения горизонтальное напряжение, возникающее в результате действия горного давления, снимается. Одновременно при значительных глубинах температура в скважине

ниже, чем в породе. Вследствие этого в приствольной зоне возникают растягивающие напряжения. Вместе с тем на стенки скважины действует гидростатическое давление столба бурового раствора, и в породе возникают сжимающие напряжения. Под действием алгебраической суммы этих напряжений в горной породе возникают деформации. Если деформация превышает предел упругости, то начинается пластическое течение пород. Диаметр скважины уменьшается. В хрупких породах при предельной деформации происходит их разрушение, и диаметр скважины увеличивается.

Если основной причиной нарушения устойчивости стенок скважины считать изменение напряженного состояния пород, то повышение плотности бурового раствора уменьшит вероятность осыпей и обвалов. Однако как показывают исследования это мероприятие лишь отодвигает время начала осложнений, а не препятствует образованию каверн. Вместе с тем очистка ствола от шлама существенно улучшается.

Колебания давления в скважине в процессе бурения приводят к изменению деформации пород, что нарушает внутренние связи между частицами и способствует нарушению устойчивости ствола.

При производстве спуско-подъемных операций, вращении колонны бурильных труб в горных породах околоствольного пространства возникают усталостные разрушения.

Задание. По исходным данным (геологический материал по отдельному месторождению или группе месторождений, взятый при анализе геологической части проектов на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. провести анализ режима бурения и СПО на выбранном месторождении с осложненными условиями бурения;
2. изучить мировой опыт бурения скважин в неустойчивых горных породах в сходных горно-геологических условиях;
3. обосновать применение предлагаемых режимов.

5.2. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в интервалах пластичных глин

Интервалы, сложенные глинами, склонны к повышенной кавернозности, нарушению устойчивости ствола скважины. Глинистые породы диспергируются в буровом растворе, способствуя «наработке» коллоидной составляющей, образованию сальников на элементах КНБК, повышенной прихватоопасности.

Причиной указанных осложнений является набухание глинистых включений за счет их гидратации, обеспечиваемой влагопереносом в системе буровой раствор - порода. Среди исследователей нет единства взглядов на доминирующую роль того или иного вида влагопереноса. Так, одни придерживаются мнения о преобладающей роли диффузионно-осмотических процессов, другие отдают предпочтение процессам фильтрации, адсорбции и капиллярной пропитки.

На примере глинопорошка данный процесс проходит в несколько стадий. На первой стадии (примерно до 0,5 г воды на 1 г глины) наблюдается кристаллическое набухание за счет процессов, связанных с гидратацией межслоевых катионов. За первым этапом следует этап осмотического набухания, при этом происходит раздвижение слоев вплоть до содержания воды 3 г на 1 г глины. Если содержание воды превышает 10 г на 1 г глины, глинистый минерал образует тиксотропный гель, а при дальнейшем разбавлении образуется золь.

В реальных условиях бурения механизм увлажнения существенно отличается за счет уплотненности горной породы, и для изучения процессов гидратации, приближенных к реальным условиям, образцы глин компаундируют при соответствующих давлениях и влажности, например, для исследований на тестере линейного набухания.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);

2. изучить технико-технологические решения, принимаемые для строительства скважин в интервалах пластичных глин.

3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

5.3. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в интервалах хрупких глин

Проблема устойчивости стенок скважины при бурении в глинах широко описана в различной литературе, описаны различные варианты решений с использованием полимерных, ингибирующих и недиспергирующих буровых растворов. Тем временем, проблема устойчивости трещиноватых аргиллитов не так широко раскрыта: в основном описаны возможные причины дестабилизации трещиноватых аргиллитов и меры по борьбе с ними. Однако нет чёткого представления причин потери стабильности трещиноватых аргиллитов и, следовательно, вариантов решения этой проблемы.

Вероятным преимущественным фактором, который дестабилизирует сильно трещиноватые аргиллиты на стенках скважины, является расклинивание существующих трещин проникновением бурового раствора и возможное набухание аргиллита. Так же буровой раствор проникает в приствольную зону либо выходит из нее, ввиду действия изменяющегося давления столба жидкости в скважине, связанного с ростом давления циркуляции и появлением либо исчезновением эквивалентной циркуляционной плотности. Тем самым фронт давления продвигается вглубь приствольной зоны пластов глинистых пород и приводит к осложнениям в виде осыпей, обвалов и образований каверн.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);

2. изучить технико-технологические решения, принимаемые для строительства скважин в интервалах хрупких глин.

3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

5.4. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в интервалах глин с пропластками солей

Геолого-технические условия пластической деформации соли многообразны. Установлено, что до настоящего времени не выработано научно обоснованных представлений об источниках, механизмах и закономерностях техногенных проявлений вскрываемого соляного массива. Механизм пластической деформации соленосных отложений и возникающих вследствие этого осложнений изучен еще недостаточно, в связи с чем, на практике используются различные технологии разбуривания и крепления эвапоритовых толщ, сохраняется относительно высокая аварийность буровых работ. В этой области многими отечественными и зарубежными исследователями выдвинут ряд гипотез, в соответствии с которыми разработаны и используются в практике строительства скважин различные технологии проводки и крепления стволов скважин.

При проводке и креплении скважин в условиях сложной соляной тектоники специфическими проблемами являются ряд факторов: мощность, глубина залегания, особенности внутреннего строения, литолого-минералогический состав как собственно солей, так и примесей и пропластков терригенно-карбонатных образований, физико-механические свойства пород, слагающих толщу, характер и условия их залегания, обусловленные взаимодействием гравитационных и тектонических сил, содержание флюидов и их пластовое давление, температурный режим, тип и параметры применяемого бурового раствора и др. Противоречивыми всегда остаются взгляды на причины и механизм деформации обсадных колонн. Иногда к одинаковым последствиям могут приводить различные осложнения. Поэтому от точного определения вида и его причины зависит правильный выбор рационального мероприятия по предупреждению или ликвидации данного осложнения.

Исследование соленосной толщи в связи с прогнозом устойчивости пород предполагает создание геолого-физической модели, включающей структурно-тектонические особенности массива, внутреннее строение, литолого-петрофизический состав и физико-механические свойства слагаемых пород.

Строительство скважин в соленосных отложениях часто осложняется нарушением устойчивости ствола в виде каверн, сужений, сопровождается проработками, посадками, затяжками, прихватами инструмента, забуриванием нового ствола, а также повреждением обсадных колонн. В основе осложнений, как считает подавляющее число исследователей, лежит пластическая деформация солей, в том числе калийно-магниевых, межсолевых глинистых пород, а также их пропластков и включений.

Выпучивание межсолевых пестроцветных глин в ствол скважины требует многочисленных проработок и является причиной прихватов бурильного инструмента, непрохождения обсадных колонн.

Пластическое течение солей и выпучивание межсолевых глин отмечено при строительстве ряда скважин. Скважины находились долгое время с осложненным стволом, ввиду того что плотность бурового раствора не обеспечивала репрессию на пласты.

Анализ осложнений на скважинах Астраханского месторождения показал, что интервалы деформации обсадных колонн отмечены в интервалах залегания межсолевых глинистых пластов и «рапоносных» горизонтов, где на колонну действуют, в основном, деформации сдвига ослабленного увлажненного глинистого прослоя. При этом возникает вероятность нарушения целостности обсадной трубы за счет горизонтального смещения по контакту слоя увлажненных глин.

В ряде скважин (Астраханской, Пионерской площади) деформация обсадных колонн зафиксирована в интервалах относительно «чистых» солей, где в процессе бурения также отмечались сужения ствола и прихваты бурильного инструмента.

В единичных случаях зафиксирована деформация обсадных колонн в мезозойских отложениях, содержащих засолоненные глинистые породы или заглинизированные соли.

У породы появляется склонность к проявлению пластических деформаций в широком интервале напряжений, превышающий условный статический предел текучести. Разрушение структуры идет высокими темпами с образованием оползней выдавливания. В межсолевых сульфатно-терригенных образованиях создается зона нарушенных трещиноватых пород. Трещины обычно заполнены высоконапорными рассолами, что способствует скольжению кусков породы относительно друг друга и выдавливанию в ствол.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. изучить технико-технологические решения, принимаемые для строительства скважин в интервалах глин с пропластками солей.
3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

5.5. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в толщах солей

В ряде случаев перспективные нефтяные месторождения представляют собой подсолевые залежи, связанные с солянокупольной тектоникой.

Сами по себе соли легко разбураются с высокими механическими скоростями. Основные трудности обусловлены: растворяющим действием буровых растворов и кристаллизацией из них солей при снижении температуры; пластическим течением солей, вызывающим сужение стволов и смятие обсадных колонн; коагуляцией буровых растворов, усугубляемой высокими забойными температурами; стабилизационным разжижением насыщенных солью суспензий, обработанных защитными коллоидами, сопровождающимся потерей кинетической устойчивости и способности к утяжелению.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);

2. изучить технико-технологические решения, принимаемые для строительства скважин в интервалах глин с пропластками солей.

3. изучить мировой опыт бурения скважин в солях;

4. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

6. БУРЕНИЕ СКВАЖИН С РЕГУЛИРУЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Традиционный способ бурения предполагает превышение гидростатического давления бурового раствора в скважине над пластовым давлением. Во время циркуляции бурового раствора давление, оказываемое на пласт, увеличивается по сравнению со статическими условиями, что обусловлено возникновением сил трения в кольцевом пространстве при движении жидкости.

Для удобства и простоты сравнения забойного давления в динамических условиях с градиентом пластового давления и плотностью бурового раствора применяется термин эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП). В традиционном бурении ЭЦП зависит от геометрии внутреннего пространства скважины и спускаемого бурового инструмента, режимов бурения, реологии и плотности бурового раствора.

На стадии планирования плотность бурового раствора подбирается таким образом, чтобы в статических условиях давление столба жидкости превосходило давление пластового флюида и давление, при котором стенки скважины сохраняют устойчивость, тем самым предотвращая флюидопроявление и разрушение ствола, а давление в динамических условиях не превышало давление гидроразрыва пласта (ГРП), исключая возникновение ГРП с последующим поглощением.

Диапазон между величиной пластового давления и давлением разрыва пласта называется окном допустимых режимов

бурения или операционным окном. В случае, когда в процессе строительства скважины вскрываются пласты с аномальным значением давления (АВПД, АНПД), операционное окно сужается. При данном сценарии в статических условиях скважина находится в стабильном состоянии, но при возобновлении циркуляции происходит увеличение забойного давления, значение которого превышает давление разрыва пласта, что приводит к поглощению промывочной жидкости. Как правило, в таких случаях экономически целесообразным решением является спуск промежуточной обсадной колонны.

Бурение с регулированием давления (БРД) – адаптивный метод бурения, при котором осуществляется точный контроль профиля давления по всему кольцевому пространству ствола скважины как в динамических, так и в статических условиях.

Использование специального оборудования и программно-аппаратного комплекса позволяет безопасным путем определить предельные значения пластового давления и давления гидроразрыва пласта, и в соответствии с полученными значениями осуществлять контроль профиля давления в затрубном пространстве. В случае возникновения газонефтеводопроявления поступающий флюид или газ отводятся в специальные приемники, либо сжигаются на факельной установке без необходимости в приостановки процесса бурения.

Согласно требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015 года):

- проведение работ с регулированием дифференциального давления в системе скважина-пласт, в том числе при бурении на депрессии и равновесии, с использованием газообразных агентов, аэрированных промывочных жидкостей должно осуществляться в соответствии с рабочим проектом;

- при бурении с давлением на забое меньшим, чем пластовое давление, депрессия на стенки скважины должна быть не более 15% эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением пород);

– устойчивость призабойной зоны пласта и сохранность цементного камня обеспечиваются допустимой депрессией, величина которой устанавливается заказчиком с учетом проектных решений и фактических характеристик пласта, вскрытого скважиной.

6.1. Анализ технико-технологических решений вскрытия продуктивных пластов на депрессии

Бурение скважин на депрессии (UBD) - это технология бурения с отрицательным дифференциальным давлением в системе скважина-пласт, когда пластовое давление превышает давление столба жидкости в скважине.

В этих условиях фильтрат бурового раствора, жидкость глушения и тд не попадают в продуктивный пласт, что не приводит к ухудшения коллекторских свойств пласта.

При создании депрессии на пласт в скважину будет поступать пластовый флюид (газ, нефть, вода) с различным дебитом.

Дебит флюида зависит от значения депрессии и коллекторских свойств пласта.

Обычно продуктивность пласта определяют в результате проведения комплексных газогидродинамических, гидрогеологических и геофизических исследований после его вскрытия и в законченной бурением скважине.

Бурение скважин на депрессии позволяет:

– минимизировать загрязнение пласта, в тч призабойной зону пласта;

– обеспечить одновременное повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) и притока, в связи с минимизацией повреждения коллекторов;

– увеличить показатель проходки на долото и увеличить механическую скорости бурения, в связи со снижением угнетающего давления на забой скважины;

– снизить отрицательное воздействие бурового раствора на его коллекторские свойства.

Технология бурения на депрессии позволяет эффективно поддерживать (регулировать) заданное дифференциальное давление

в системе скважина - пласт, что снижает вероятность поглощения промывочной жидкости, флюидопроявления, осыпей, обвалов и других осложнений ствола скважины.

При использовании этой технологии применяют следующие очистные агенты:

- раствор низкой плотности, к примеру, воду или нефть;
- аэрированные растворы, газифицированные воздухом, азотом, природным газом или даже отходящие газы двигателей внутреннего сгорания (ДВС).

При использовании технологии бурения на депрессии дебит скважины вырастает в разы. Эффективность этой технологии снижает ее высокая стоимость.

Бурение на депрессии не всегда допустимо. Допустимая депрессия на стенки скважины при бурении не должна превышать 10-15 % эффективных скелетных напряжений (разность между горным и поровым давлением пород).

При освоении скважин допустимая депрессии определяется из условия обеспечения устойчивости призабойной зоны пласта и сохранности цементного кольца за обсадной колонной. Депрессия в 10-15 % эффективных скелетных напряжений пренебрежимо мала, в других случаях - велика или даже недопустимо велика.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. рассмотреть возможность применения технологии бурения и вскрытия продуктивных пластов на депрессии.
3. рассмотреть оборудование и инструмент, необходимое для реализации технологии бурения на депрессии.
4. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

6.2. Анализ технико-технологических решений вскрытия продуктивных пластов на равновесии

Самым действенным и реальным мероприятием, позволяющим существенно улучшить качество вскрытия пластов в процессе бурения и испытания скважин, в настоящее время является ограничение (или регулирование) перепада давления на продуктивные пласты. Величина перепада давления в системе скважина-пласт решающим образом влияет на объем фильтрата бурового раствора, вытесняющегося в пласты, на степень закупорки их твердой фазой раствора, шламом и, следовательно, на сохранение естественной проницаемости продуктивных отложений.

Идеальным в этом плане было бы бурение без репрессий в условиях гидростатического равновесия или дефицита давления в скважине, то есть в условиях, когда давление рабочего агента меньше или равно пластовому. Такого положения можно достичь, при бурении с промывкой забоя пенами, азрированными жидкостями, сжиженными газами, или с продувкой воздухом или газом. Однако, для этого необходимо, с одной стороны, точно знать величины пластовых давлений, что не всегда возможно. С другой стороны, бурение на грани выброса предполагает наличие безотказного и быстродействующего противовыбросового оборудования для регулирования противодействия на пласты и высококвалифицированного контроля.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. рассмотреть возможность применения технологии бурения и вскрытия продуктивных пластов на равновесии.
3. рассмотреть оборудование и инструмент, необходимое для реализации технологии бурения на равновесии.
4. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

7. ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА МОРСКИХ СКВАЖИН

Вовлечение в производство минеральных ресурсов морских месторождений полезных ископаемых включает их поиск, разведку, разработку и неразрывно связано с необходимостью бурения скважин на акваториях.

В современном бурении на море выделяют скважины следующих целевых назначений:

1. разведка и скважинная эксплуатация месторождений нефти и газа, реже серы и солей;

2. изучение геологического строения и картирование подводных участков моря;

3. поиск и разведка россыпных месторождений драгоценных металлов и камней, месторождений угля и нерудных материалов (пески, гравий и галька, ракушечник и т.п.);

4. скважинная безвскрышная разработка морских погребенных месторождений твердых полезных ископаемых геотехнологическими методами;

5. инженерно-геологические изыскания для проектирования и строительства различного рода сооружений на море;

6. технические скважины для захоронения радиоактивных отходов, под опорные сваи при строительстве мостов, дамб, буровых оснований и т.д.

Бурение скважин на море труднее и дороже, чем на суше. Это связано с наличием над придонным устьем скважины водного пространства, необходимостью применять специальные морские основания для размещения на них бурового оборудования и выполнения с них комплекса работ, связанных с проводкой скважины, сложными гидрологическими и метеорологическими условиями работы на акваториях (ветры и волнения, приливы, отливы и течения, туманы, морось, снег и горизонтальная видимость, ледовый режим, температура воздуха и воды) и т.д.

Ветры, волнения и течения водного пространства, находящегося над придонным устьем скважины, вызывают качку плавучей буровой установки, перемещение оборудования и инструментов по ее палубе, дрейф и снос установки в направлении ветра или течения.

Рыхлые породы морского дна обычно сильно обводнены.

При бурении в таких породах для обеспечения сохранности керна и устойчивости стенок скважин приходится использовать специальные технические средства и осуществлять технологические мероприятия, требующие дополнительных материальных затрат и удовлетворяющие жестким требованиям охраны окружающей среды от загрязнения.

Специфические гидрологические и метеорологические условия моря, а также состояние находящихся под водной толщей горных пород ограничивают возможности и снижают эффективность применения способов, технических средств и технологий бурения, используемых на суше.

Поэтому проблема повышения эффективности бурения скважин на море до сих пор является одной из самых важных в процессе вовлечения в производство минеральных ресурсов подводных месторождений.

7.1. Анализ технико-технологических решений вскрытия придонных газовых карманов

Добыча нефти и газа в Арктике давно является основой экономического развития Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), Ненецкого автономного округа (НАО) и Аляски (США). Из-за экстремально сложных природно-климатических условий Арктики освоение морских месторождений нефти и газа развивается гораздо медленнее, чем в других, более доступных, регионах Мирового океана. Это позволило избежать крупных аварий и катастроф со значительными загрязнениями акваторий Арктики углеводородами (УВ).

Самые распространенные аварии и катастрофы на морских промыслах (44,7% случаев) связаны с фонтанными выбросами УВ (чаще всего газообразных) при бурении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин (Den Norske Veritas, 2011). Большая часть выбросов УВ (57%) завершается возгоранием. При этом гибнут люди, уничтожаются буровые установки и промыслы. По данным Ростехнадзора, в последние годы на суше России среднее

число неконтролируемых выбросов составило 5,5, а взрывов и пожаров – 5,1.

Наиболее сильными и опасными являются выбросы из залежей с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), нередко превышающими гидростатические в полтора-два раза.

Большую опасность представляют выбросы газа из широко распространенных неглубоких небольших природных залежей в ВЧР (верхняя часть разреза – несколько сотен метров), называемых во многих публикациях газовыми карманами. При этом газ может иметь биогенное (микробиальное) или катагенетическое (глубинное) происхождение, а скопления (залежи) газа могут быть в свободном или газогидратном состояниях.

Бурение скважин через такие залежи неоднократно приводило к аварийным и катастрофическим выбросам газа. 27 августа 1981 г. при бурении скважины с бурового судна (БС) *Petromar V* (построено в 1963 г. в США) на шельфе Индонезии в Южно-Китайском море из-за выброса газа из неглубокой залежи по заколонному пространству была нарушена его плавучесть, судно перевернулось и затонуло.

8 сентября 1983 г. при бурении скважины №4 с самоподъемной буровой установки (СПБУ) «60 лет Азербайджана» на площади Ракушечная-море в казахском секторе Каспийского моря с глубины 511 м произошел выброс газа из небольшой залежи (газовый карман) с грифонообразованием, приведшим к потере устойчивости опор платформы, к ее опрокидыванию и затоплению 9 сентября на глубине 43 м. Повторные выходы газа наблюдались неоднократно, в том числе 12 сентября 2012 г.

В 1991 г. в Баренцевом море из-за аварийного выброса газовой смеси высотой 40 м было остановлено бурение с полупогружной буровой установки (ППБУ) «Шельф-8» скважины «Лунинская-1». В 1995 г. при бурении инженерно-геологических скважин с БС «Бавенит» ОАО АМИГЭ в Печорском море в 60 – 70 км к западу от острова Вайгач на одном из поднятий в рельефе дна под 6 м толщей донных осадков обнаружен интервал ледогрунта (льдиистость около 90%) мощностью более 90 м, являющийся по своей природе гидролакколитом, или проще говоря, бугром пучения,

ядро которого состоит из льда. При бурении на соседнем поднятии после небольшой мерзлой толщи микулинских глин была вскрыта песчаная залежь газа, выброс которого в водную толщу создал аварийную ситуацию для бурового судна: перестали работать главный и вспомогательный двигатели, нарушилась плавучесть судна, вышла из строя система динамического позиционирования, что привело к смещению судна с точки бурения и обрыву буровой колонны. Газирование продолжалось несколько суток с постепенным затуханием.

В качестве самого свежего примера приведем выброс и возгорание газа на Бованенковском НГКМ (нефтегазоконденсатное месторождение) при бурении инженерной скважины на глубине 90 м, произошедшие 17 мая 2015 г. Огненный факел достигал 15 м, но к вечеру погас, что свидетельствует о небольших размерах газового кармана (Красный Север, №39, 20 мая 2015 г.). При этом, как показал опыт бурения скважин в криолитозоне Ямала, газ в интервале 0 – 110 м обычно представлен метаном (98 – 99,8%) биогенного происхождения.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. рассмотреть технико-технологические решения для предупреждения выбросов придонного газа.
3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

8. БУРЕНИЕ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ

Газогидраты – относительно новый и потенциально обширный источник природного газа. Они представляют собой молекулярные соединения воды и метана, существующие при низких температурах и высоком давлении. За внешнее сходство газогидраты стали называть «горящим льдом». В природе газогидраты встречаются либо в зонах вечной мерзлоты, либо на глубоководье, что изначально создает трудные условия для их разработки. В 2013 году Япония первой в мире провела успешную

экспериментальную добычу метана из газогидратов на море. Это достижение заставляет пристальнее приглядеться к перспективам разработки газогидратов.

Можно ли после «неожиданного» наступления сланцевой революции ожидать газогидратную революцию? Предварительные оценки запасов газогидратов в мире свидетельствуют о том, что они на порядок превышают запасы конвенционального природного газа. Но, во-первых, они носят весьма приблизительный характер; во-вторых, лишь небольшая часть из них может быть добыта при текущем уровне развития технологий. И даже эта часть потребует огромных издержек и может быть связана с непредвиденными экологическими рисками.

Тем не менее ряд стран, таких как США, Канада и страны азиатского региона, которые отличаются высокими ценами на природный газ и растущим спросом на него, проявляют большую заинтересованность в развитии разработки газогидратов и продолжают активно исследовать данное направление. Эксперты отмечают высокую неопределенность в отношении будущего газогидратов и считают, что их промышленная разработка начнется не ранее чем через 10-20 лет, но упускать из виду этот ресурс нельзя.

Россия обладает собственными месторождениями газогидратов. Их наличие подтверждено на дне озера Байкал, Черного, Каспийского и Охотского морей, а также на Ямбургском, Бованенковском, Уренгойском, Мессояхском месторождениях. Разработка газогидратов на этих месторождениях не велась, а их наличие рассматривалось как фактор, усложняющий разработку конвенционного газа (в случае его наличия). Также высказываются предположения, подтверждаемые теоретической аргументацией, о наличии большого числа месторождений газогидратов на всей площади арктического шельфа России.

8.1. Анализ ресурсов природных газогидратов в мире и технологии их обнаружения

Начало исследований газовых гидратов восходит к 1800-м годам, когда ученые впервые получили газогидраты в лабораторных условиях. В последующие долгие десятилетия лабораторные

эксперименты продолжались, но никто не ожидал, что газогидраты могут формироваться в естественной среде. Затем, в 1930-х годах, в газопроводах были обнаружены техногенные газогидраты, которые иногда блокировали потоки природного газа. Это спровоцировало новый виток научных исследований, направленных на предупреждение образования газогидратов в процессе транспортировки природного газа. Наконец, в 1960-х годах началась разработка Мессояхского месторождения в Западной Сибири, которая позволила открыть природные газовые гидраты. В 1970-х годах они были обнаружены в образцах из скважины на Северном склоне Аляски и на дне Черного моря.

Результаты исследований 1980-х годов привели к тому, что газовые гидраты стали рассматриваться как новый и потенциально обширный источник метана. И с 1990-х годов в мире проходят целенаправленные и широкомасштабные программы по обнаружению и разработке газовых гидратов.

Существующие технологии обнаружения газогидратных месторождений опираются на использование свойств гидратов и гидратонасыщенных пород (таких как высокая акустическая проводимость, высокое электросопротивление, пониженная плотность, низкая теплопроводимость, низкая проницаемость для газа и воды).

К методам обнаружения газогидратных залежей относят: сейсмическое зондирование, гравиметрический метод, измерение теплового и диффузного потоков над залежью, изучение динамики электромагнитного поля в исследуемом регионе и др. В текущем периоде эти методы активно развиваются и совершенствуются.

Задание:

1. изучить мировой опыт разведки газогидратных месторождений;
2. составить мировую карту подтвержденных и предполагаемых газогидратных месторождений с указанием объёма ресурсов;
3. определить и обосновать наиболее перспективные регионы по разработке месторождений газовых гидратов и технологии их разведки;

4. изучить мировой опыт разведки месторождений газовых гидратов (отбор керна с сохранением пластового состояния газовых гидратов, отбор проб газовых гидратов).

8.2. Анализ технологии бурения скважин на газовые гидраты

За последние десятилетия по всему миру были проведены исследования, связанные с изучением и добычей газогидратов. По результатам этих исследований было выяснено, что газовые гидраты могут образовываться при любых параметрах пласта, при наличии любых как и перекрывающих, так и подстилающих отложений и при любых физических свойствах слоев осадочных пород (например, форма газогидрата, его толщина, пористость отложений, проницаемость, тепловые свойства, давление, температурные режимы). Разбуривание газогидратного пласта включает в себя различные возможные технические и экологические проблемы. Например, при эксплуатации нескольких разведочных скважин в Арктике происходили небольшие выбросы газа, а также имелись некоторые проблемы устойчивости ствола скважины, в том числе и разрушение стенок ствола скважины. Эти проблемы были связаны в основном с принятыми режимами бурения в 1970-х и 1980-х годах, которые повлияли на существенные термические и/или механические нарушения газогидратных слоев. Это может привести к утечке свободного газа и значительному снижению прочности осадка. Поэтому, для преодоления этих проблем были внесены следующие изменения в оборудование и технологию бурения:

- охлаждение бурового раствора с целью уменьшения температуры в структуре пласта при бурении;
- контроль за плотностью бурового раствора для достижения достаточного забойного давления для стабилизации газовых гидратов в условиях низких давлений;
- введение химических добавок (во избежание возникновения диссоциации, вызываемой такими ингибиторами как соли и спирты) в буровой раствор для поддержания стабильности гидратов в структуре и предотвращения диссоциации газового гидрата в буровом шлеме;

- контроль скорости бурения, при этом предоставляя достаточно времени, чтобы убрать газовый гидрат или свободный газ, содержащиеся в циркулирующем буровом растворе;

- использование цементных растворов с низкой теплотой гидратации для обсадных колонн с целью создания хорошего сцепления между колонной и окружающей формацией, тем самым минимизируя нагрев и диссоциацию газового гидрата.

Задание:

1. изучить мировой опыт в области строительства скважин на газовые гидраты;

2. рассмотреть буровые растворы и технологию промывки скважин;

3. рассмотреть режимы бурения и инструмент для бурения;

4. рассмотреть вопросы крепления скважин;

5. выявить преимущества и недостатки существующих технологий, обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

8.3. Анализ технологии добычи метана из газогидратов

Добыча метана из газогидратов вызывает затруднения вследствие их твердой формы. Существующие методы опираются на диссоциацию (разделение), при которой газогидраты распадаются на газ и воду.

Три основных метода разработки залежей газогидратов включают: разгерметизацию (снижение давления), нагревание и ввод ингибитора. Привлекает внимание технология закачки в пласт углекислого газа. Электромагнитные и акустические методы воздействия на гидратонасыщенную породу пока изучены мало.

Задание:

1. изучить мировой опыт технологии добычи метана из газогидратов;

2. выявить преимущества и недостатки существующих технологий;

3. определить и обосновать наиболее перспективные технологии добычи метана из газогидратов.

9. ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН СО СЛОЖНЫМ ПРОСТРАНСТВЕННЫМ ПОЛОЖЕНИЕМ

Разработка нефтяных и газовых месторождений в труднодоступных районах, на акваториях и шельфах морей и океанов, доработка старых месторождений, уплотнение сетки разработки, охрана земельных угодий, усиление экологических требований, сложные геологические условия – главные причины бурения наклонных и горизонтальных скважин.

Наклонно направленными считаются скважины, искривление ствола которых предусматривается проектом. Под термином «горизонтальная скважина» следует понимать наклонно направленную скважину, имеющую горизонтальный или субгоризонтальный с углом более 80° участок ствола различной протяженности. Бурение таких скважин ускоряет освоение новых нефтяных и газовых месторождений, увеличивает дебиты и нефтеотдачу пластов, снижает капиталовложения, облегчает и упрощает обслуживание скважин.

В настоящее время практически все эксплуатационные скважины бурятся кустовым методом, когда устья нескольких скважин в кусте расположены близко друг к другу (4–5 м) на одной технологической площадке, а забои находятся в узлах сетки разработки. Число скважин в кусте колеблется от 2 до нескольких десятков.

Самым большим, состоящим из 64 скважин, является куст, построенный в черте города Лос-Анджелес, США. Для этих целей было сооружено специальное здание, в котором размещено буровое и эксплуатационное оборудование. Число морских скважин в кусте на морской платформе может достигать 50 и более.

Технология многоствольного бурения обеспечивает преимущества заканчивания горизонтальных скважин, и в некоторых случаях, таких как разработка глубоко залегающих коллекторов, внедрение этой технологии обеспечивает значительную экономию затрат и времени по сравнению с бурением большого числа отдельных горизонтальных скважин.

9.1. Анализ технико-технологических решений строительства скважин с большой протяженностью горизонтального участка

Строительство скважин с большим отклонением забоя от вертикали успешно ведется во многих регионах мира на суше и на море: в США (Мексиканский залив, Калифорния, Северный склон Аляски), в Канаде, Китае, Австралии, Новой Зеландии, на Северном море, в Великобритании, Норвегии, Дании, Германии, в Таиланде, Малайзии, Индонезии, Аргентине, Венесуэле, России. Если в 1981 г. горизонтальное удаление забоя от вертикали скважин составляло немногим более 1500 м, то на 2011 год бурятся скважины с горизонтальным удалением забоя до 12 км.

Роснефть в 2017 году в составе консорциума Сахалин-1 успешно завершила бурение с морской ледостойкой добывающей платформы «Орлан» на месторождении Чайво в Охотском море самой протяженной скважины в мире.

Длина скважины с горизонтальным окончанием составляет 15000 м, что на сегодняшний день является мировым рекордом. Скважина относится к категории сверхсложных, индекс сложности по DDI (Directional drilling index) составляет 8,0 пунктов, отход от вертикали (ERD - extended reach drilling) составляет 14 129 м.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. рассмотреть технико-технологические решения строительства скважин с большой протяженностью горизонтального участка;
3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

9.2. Анализ технико-технологических решений строительства многоствольных и многозабойных скважин

Первые многоствольные скважины были пробурены еще в 50-х годах прошлого века. Однако в то время технологии были недостаточно развиты, чтобы делать это эффективно. Был ограничен и спрос: большинство месторождений успешно разрабатывались традиционными вертикальными или наклонно направленными скважинами.

Ситуация изменилась в 1990-х. Тогда стимулом для развития этого направления в мировой нефтедобыче стали потребности шельфовых проектов. Стоимость бурения на шельфе очень высока, поэтому строительство одной скважины с несколькими стволами-ответвлениями оказалось логичным решением, позволявшим экономить. Многоствольных скважин строилось все больше, сервисные компании совершенствовали свои умения и разрабатывали новые решения, повышая надежность результатов. С усложнением горно-геологических условий потребность в таких технологиях стала расти и на суше. А сегодня для некоторых проектов многоствольные скважины стали уже единственно возможным вариантом для их успешной реализации.

Тем не менее строительство многоствольных скважин и сейчас остается более рискованным и затратным делом, чем традиционное бурение.

Задание. По исходным данным (проекты на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. изучить геологический разрез предлагаемого месторождения (группы месторождений);
2. рассмотреть технико-технологические решения строительства многоствольных и многозабойных скважин.
3. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

10. ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ ПРИ ВСКРЫТИИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

К осложнениям относятся нарушения технологического процесса бурения при соблюдении технического проекта и единых правил безопасности, вызванные горно–геологическими условиями. При осложнениях бурение скважины возможно, но для этого необходимо выполнение специальных мероприятий. Если осложнения встречаются редко, или их нет вовсе, то процесс строительства скважин характеризуется как нормальные условия бурения. Если осложнения возможны на каждой скважине, то это осложненные условия бурения. В последнем случае уже на стадии проектирования предусматривается комплекс специальных мероприятий.

К числу осложнений относятся:

- поглощение бурового раствора;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- нарушение устойчивости стенок скважины;
- прихваты;
- осложнения при разбуривании ММП.

Авария – нарушение технологического процесса бурения, вызываемое потерей подвижности колонны бурильных труб, или ее поломкой, с оставлением в скважине отдельных элементов колонны, а также различных предметов и инструментов, для извлечения которых требуется специальные работы, не предусмотренные проектом.

Аварии условно подразделяются на:

- аварии с бурильной колонной;
- аварии с породоразрушающим инструментом;
- аварии с забойными двигателями;
- аварии, связанные с падением в скважину посторонних предметов;
- аварии при геофизических исследованиях;
- пожары и взрывы;
- прочие.

Практически все осложнения, если не принимать специальных мер по их предупреждению и ликвидации, переходят в

аварии. Так, например, проявления и поглощения бурового раствора могут перейти в открытый фонтан – самую тяжелую аварию, посадки и затяжки инструмента, осыпи со стенок скважины – к не освобождаемому прихвату, несоблюдение теплового режима в скважине – к вмораживанию инструмента.

На ликвидацию осложнений и аварий в целом по стране расходуется 10-12 % рабочего времени. Особенно заметен рост числа и тяжести аварий с увеличением глубины скважин. Так, например, в интервале 2000-3000 м на 100 м проходки на ликвидацию аварий тратится в среднем 0,3 часа, а в интервале 5000-5500 м – 3,8 час. Вместе с тем, 95 % всех аварий возникает в результате нарушения технологии бурения, т.е. по вине исполнителей. Следовательно повышение технологической дисциплины позволит существенно повысить производительность труда.

10.1. Анализ технологий и технических средств бурения скважин в интервалах поглощений

Наиболее распространённым осложнением при бурении нефтяных и газовых скважин является на сегодняшний день поглощение технологических жидкостей, потери которых при разбуривании отдельных месторождений достигают тысяч кубометров в год, являясь причиной материальных затрат, связанных с простоем оборудования и рабочей силы, ухудшением коллекторских свойств продуктивных пластов и некачественным цементированием обсадных колонн.

Под поглощением понимаются безвозвратные потери бурового раствора в окружающих породах. Это один из основных видов осложнений. В ряде случаев затраты времени на его ликвидацию доходят до 25-30 % от общего времени на бурение скважины.

Сложность технологических процессов изоляции проницаемых пластов, высокая изменчивость геолого-технических условий бурения, низкая технологическая эффективность способов ликвидации поглощений буровых и тампонажных растворов, недостаточный уровень квалификации исполнителей работ, отсутствие обеспечения поддержания необсаженного ствола

скважины в технически надёжном состоянии приводят к тому, что мероприятия по ликвидации поглощения, показавшие высокие результаты на одной скважине, могут оказаться совершенно неэффективными для другой.

Задание. По исходным данным (геологический материал по отдельному месторождению или группе месторождений, взятый при анализе геологической части проектов на строительство скважин, отчеты проектных институтов, материалы, привезенные с практики) необходимо:

1. провести анализ технологий и технических средств бурения скважин в интервалах поглощений;

2. изучить мировой опыт бурения скважин в интервалах поглощений

3. обосновать применение предлагаемых технологий и технических средств;

4. разработать мероприятия по профилактике и ликвидации поглощений с учетом горно-геологических условий, предлагаемой (или выбранной) конструкции скважины и применяемых буровых растворов.

10.2. Анализ технико-технологических решений для проводки скважин в интервалах возможных прихватов

Прихваты бурильной колонны являются одним из наиболее тяжелых видов аварий, т.к. во многих случаях заканчиваются торпедированием инструмента и перебуриванием части ствола скважины.

Угроза прихвата труб проявляется по крутящему моменту, нагрузках свыше собственного веса при СПО, при выполнении наращивания. Необходимо осознавать причины невозможности свободного хождения бурового инструмента с тем, чтобы можно было принимать обоснованные решения о дальнейших действиях. Подрядчики должны иметь представление о том, почему буровому инструменту угрожает прихват.

Причины ограничения подвижности бурового инструмента можно предположить по косвенным признакам, полученным на поверхности. Влияние на движение трубы при подъеме, вращении или спуске с включенным или выключенным буровым насосом – это примеры признаков, на основе которых можно построить

гипотетическую картину происходящего в скважине. Данные, полученные при тщательном изучении шлама, видимого на вибростите, служат признаком источника осложнений в скважине.

Задание. По исходным данным (проект на строительство скважин) необходимо:

1. провести анализ предлагаемой траектории скважины;
2. провести анализ применяемых КНБК;
3. провести анализ режима бурения и СПО;
4. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

10.3. Анализ аварийности в бурении при вскрытии продуктивных пластов

В проектах на строительство буровых скважин предусматриваются возможности и условия появления осложнений, разрабатываются мероприятия по их предотвращению и ликвидации.

Определенная часть осложнений переходит в аварии. К основным причинам возникновения аварий относятся нарушение параметров технологии бурения буровой бригадой, несоблюдение инструкций и требований проектных документов.

Следует помнить, что аварию легче предупредить, чем ликвидировать: исходя из этого рекомендуется к применению перечень мероприятий, способствующих их предупреждению.

Общие рекомендации по ликвидации аварий изложены по принципу - от более простых к более сложным. В каждом конкретном случае следует

- внимательно разобраться в схеме аварии, ее причине, возможных осложнениях;
- составить на основании этих данных подробный план ликвидации аварии;
- при аварийных работах следует систематически контролировать их ход, при необходимости своевременно вносить коррективы.

Следует помнить, что работы по ликвидации аварий трудоемкие; ошибки, допущенные при ликвидации аварий, ведут к

возникновению новых, более сложных аварий, что приводит к потерям и непроизводительным затратам рабочего времени.

Задание. По исходным данным (отчеты по строительству скважин, отчеты по аварийности буровых работ) необходимо:

1. провести анализ аварий и их причин;
2. провести анализ мероприятий по их профилактике;
3. изучить мировой опыт в области ликвидации рассмотренных аварий;
4. обосновать применение предлагаемых технико-технологических решений.

РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Борисов Р.В., Макаров В.Г.* и др. Морские инженерные сооружения. Часть 1. Морские буровые установки - Учебник – СПб.: Судостроение, 2003. – 535 с.
2. *Бочко Э.А., Никишин В.А.* Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин - Москва: Недра, 1979. – 168 с.
3. *Булатов А.И., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М.* Бурение горизонтальных скважин - Краснодар: Советская Кубань, 2008. – 424 с.: рис. – ISBN 978-5-7221-0742-8.
4. *Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И.* Газовые гидраты - М.: Химия, 1980. – 296 с.
5. *Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А.* Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений - М.: Издательство академии горных наук, 1999. – 373 с.
6. *Гилязов Р.М.* Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 255 с.: ил. – ISBN 5-8365-0115-7.
7. *Гребенщиков В.М.* и др. Контроль и управление процессом бурения в условиях аномальных пластовых давлений - Тюмень: Печатник, 2011. – 182 с.
8. *Живаева В.В., Доровских И.В.* и др. Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин на суше и на море - Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. - 120 с.: ил. ISBN 978-5-7964-1365-4
9. *Заливин В.Г.* Аварии при бурении нефтегазовых скважин - Иркутск : ИРНТУ, 2015. – 278 с.
10. *Золотухин А. Б., Гудместад О. Т., Ермаков А. И.* и др. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике - Учебное пособие. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2000. – 770 с. – ISBN 5-7246-0117-6.
11. Инструкция по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ. - М.:ВНИИОЭНГ, 1979. - 26 с.
12. *Ипполитов В.В.* Предупреждение технологических осложнений в процессе бурения скважин - Уфа: Тау, 2002. - 96 с.

13. *Истомин В.А. Якушев В.С.* Газовые гидраты в природных условиях - М.: Недра, 1992. – 236 с. – ISBN 5-247-02442-7.

14. *Истомин В.А., Квон В.Г.* Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа - Монография. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 509 с.

15. *Каменских С.В.* и др. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин - Ухта: УГТУ, 2014. – 231 с. – ISBN 978-5-88179-818-5

16. *Каменских С.В.* Техника и технология строительства скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии - Ухта : УГТУ, 2016. – 116 с. : ил. - ISBN 978-5-88179-918-2.

17. *Козяр В.Ф., Ручкин А.В., Яценко Г.Г.* Геофизические исследования подсолевых отложений при аномальных пластовых давлениях - М.: Недра, 1983. – 208 с.

18. *Кудинов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И., Шайхутдинов Р.Т., Тимеркаев М.М., Голубев Г.Р.* Строительство горизонтальных скважин -М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. - 688 с. ISBN 5- 7246-0353-5

19. *Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Литвененко В.С.* Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород - Л.: Недра, 1991. - 295 с.

20. *Лихушин А.М.* Гидродинамические методы повышения эффективности строительства скважин в неустойчивых породах - М.: [б. и.], 2012. – 163 с. : ил. - (Вести газовой науки). - ISBN 978-5-89754-071-6

21. *Лукиянов Э.Е.* Оперативная оценка аномальных пластовых давлений в процессе бурения - Новосибирск: ИД Историческое наследие Сибири, 2012. – 424 с.

22. *Марков О.А., Подгорнов В.М., Исаев В.И.* Подводное противовыбросовое оборудование и особенности управления скважиной на море - Учебное пособие. – Москва: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2009. – 94 с.

23. *Медведский Р.И.* Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газ в вечномерзлых породах - М.: Недра, 1987. – 230 с.

24. *Нескоромных В.В.* Бурение наклонных, горизонтальных и

многозабойных скважин - Учеб. пособие. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016. – 318 с. – ISBN 978-5-7-7638-3476-5.

25. *Овчинников В.П., Гребеничиков В.М.* Контроль и управление процессом бурения в условиях аномальных пластовых давлений - Учебное пособие для вузов. – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2010. – 123 с.

26. *Седов В.Т.* Теплообмен при бурении мерзлых пород - Ленинград: Недра, 1990. – 127 с.: ил.

27. *Симонов В.И.* Исследование причин возникновения осложнений и разработка мероприятий по их предотвращению при бурении глубоких разведочных скважин в зонах аномально высоких пластовых давлений (на примере месторождений Ямальской нефтегазоносной области) - Тюмень - 1984 - 164 с.

28. *Сулейманов А.Б., Кулиев Р.П., Саркисов Э.И., Каранетов К.А.* Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений - М.: Недра, 1986. – 285 с.

29. *Тагиров К.М., Нифантов В.И.* Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии - М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 160 с.: ил. – ISBN 5-8365-0132-7.

30. *Шевцов В.Д.* Борьба с выбросами при бурении скважин - М.: Недра, 1977. – 183 с.

31. Экспериментальные исследования в области разработки глубоких нефтяных и газовых месторождений - Москва: Наука, 1964. – 208 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	3
1. Проблемы бурения скважин и вскрытия пластов в осложненных условиях	6
1.1. Анализ условий бурения скважин	6
1.2. Анализ интервалов возможных осложнений при бурении скважин	7
2. Бурение скважин в условиях аномальных пластовых давлений.....	9
2.1. Исследование и оценка влияния геологических и технологических факторов на процесс вскрытия пластов с АВПД9	
2.2. Исследование и оценка влияния геологических и технологических факторов на процесс вскрытия пластов с АНПД	11
3. Бурение скважин в различных температурных условиях.....	12
3.1. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях многолетнемерзлых пород	13
3.2. Анализ технологии изоляции интервалов многолетнемерзлых пород	14
3.3. Анализ технологии изоляции пород в интервалах циклически меняющихся температур	15
3.4. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях высоких давлений и температур	16
4. Бурение скважин в агрессивных средах	18
4.1. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях сульфатной агрессии	18
4.2. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях углекислотной агрессии.....	20
4.3. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях сероводородной агрессии	21
4.4. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях магнизиальной агрессии	24
4.5. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в условиях рапопроявлений	25
5. Бурение скважин в неустойчивых горных породах	26
5.1. Анализ режимов бурения в интервалах неустойчивых горных пород	27

5.2. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в интервалах пластичных глин	29
5.3. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в интервалах хрупких глин	30
5.4. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в интервалах глин с пропластками солей	31
5.5. Анализ технико-технологических решений при строительстве скважин в толщах солей	33
6. Бурение скважин с регулируемым давлением	34
6.1. Анализ технико-технологических решений вскрытия продуктивных пластов на депрессии	36
6.2. Анализ технико-технологических решений вскрытия продуктивных пластов на равновесии	38
7. Особенности строительства морских скважин	39
7.1. Анализ технико-технологических решений вскрытия придонных газовых карманов	40
8. Бурение скважин на газовые гидраты	42
8.1. Анализ ресурсов природных газогидратов в мире и технологии их обнаружения	43
8.2. Анализ технологии бурения скважин на газовые гидраты	45
8.3. Анализ технологии добычи метана из газогидратов	46
9. Особенности строительства скважин со сложным пространственным положением	47
9.1. Анализ технико-технологических решений строительства скважин с большой протяженностью горизонтального участка ..	48
9.2. Анализ технико-технологических решений строительства многоствольных и многозабойных скважин	49
10. Осложнения и аварии при вскрытии продуктивных пластов	50
10.1. Анализ технологий и технических средств бурения скважин в интервалах поглощений	51
10.2. Анализ технико-технологических решений для проводки скважин в интервалах возможных прихватов	52
10.3. Анализ аварийности в бурении при вскрытии продуктивных пластов	53
Рекомендательный библиографический список	55

ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

*Методические указания к самостоятельным работам
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

Сост. *М.В. Нуцкова*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
бурения скважин

Ответственный за выпуск *М.В. Нуцкова*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 11.06.2021. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 3,4. Усл.кр.-отт. 3,4. Уч.-изд.л. 3,0. Тираж 50 экз. Заказ 589.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2