

Министерство образования и науки Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт передовых производственных технологий

Работа допущена к защите

Руководитель образовательных программ по направлению 27.04.06

_____ П.А. Аркин

«__» _____ 2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

**ПРОЕКТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ НАУКОЕМКИМИ ПРОИЗВОДСТВАМИ В
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (НА ПРИМЕРЕ
НЕТРАДИЦИОННЫХ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ: НТРИЗ)**

по направлению 27.04.06 Организация и управление наукоемкими производствами

Выполнил

студент гр.24343/1

К.И. Котляров

Руководитель

Профессор БК ПУНП,

д.э.н., профессор

П.А. Аркин

Санкт-Петербург

2018

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Глава 1. Определение понятия нетрадиционно трудноизвлекаемых запасов.....	9
1.1. Оценка предпосылок изучения и освоения.....	9
1.2. Первоочередные виды уис из нетрадиционных источников в России....	16
1.3. Понятийная база и терминология углеводородов сланцевых толщ низкопроницаемых коллекторов.....	22
Глава 2. Технологии в НТРИЗ.....	27
2.1. Инновационные технологии в бурении.....	27
2.1.1. Буровые долота	27
2.1.2. Гидравлические забойные двигатели.....	28
2.1.3. Верхний силовой привод буровых установок.....	30
2.1.4. Технология бурения при поддержке равновесия давлений в системе «скважина-пласт».....	31
2.1.5. Система управления скважин под контролем.....	33
2.1.6. Система бурения на обсадной колонне.....	34
2.1.7. Роторные управляемые средства.....	35
2.2. Технологии и методы для разработки ТРИЗ.....	38
2.2.1. Многозональный гидравлический разрыв пласта.....	38
2.2.2. Технология многоствольного заканчивания скважины.....	44
2.3. Основные направления научно-технического прогресса.....	49
Глава 3. Проектное управление.....	52
3.1. Понятие проектное управление.....	52
3.1.1. История.....	53
3.1.2. Подходы.....	53
3.1.3. Группы процессов.....	57

3.2. Инициация проекта «многоствольные скважины с многостадийным грп».....	64
3.2.1. Резюме проекта.....	64
3.2.2. Варианты проведения МСС и МГРП и причины выбора уровня сложности.....	66
3.2.3. Выбор оптимального подрядчика.....	67
3.2.4. Конструкция скважины МСС с МГРП.....	69
3.2.5. Расчет экономической эффективности.....	71
3.3. Планирование проекта «многоствольные скважины с многостадийным грп».....	76
3.3.1. Схема работ по проекту.....	77
3.3.2. Риски в реализации проекта.....	77
3.3.3. Ключевые показатели эффективности проекта МСС с МГРП.....	83
3.3.4. Предлагаемая структура управления проектом.....	84
3.3.5. Результаты этапов.....	85
Заключение.....	86
Список используемых источников.....	88

ВВЕДЕНИЕ

Отечественная нефтегазовая область заступила в новый промежуток собственного формирования. Возможно, что в данный момент это не смотрится массовым прорывом, как в период изучения западносибирских месторождений, но нынешние движения никак не менее важны и масштабны.

Во 2-ой середине XX столетия нефтегазовая индустрия являлась драйвером формирования экономики государства. Но к началу новейшего тысячелетия, к сожалению, научно-технические возможности, которые приобрела за советский промежуток, по сути, исчерпаны, развития никак не достичь в отсутствии использования новейших методов работы и подъема производительности.

Решением - на ухудшение качества стало внедрение современных технологий, на опыте мирового рынка и доказавшим собственную результативность. Данная интеграция принесла ожидающие результаты.

Появление инновационных идей, технологических решений, использование которых вероятно способны быть базой для научно-технических прорывов, установит последующую значимость развития нефтегазовой отрасли, создающую длительный платежеспособный спрос на технологии и инновации для Российской науки и промышленности.

За последние 10 лет добыча нефти и газа стабилизировалась, а проходка в бурении выросла более чем в два раза. В 2013 году объём бурения на нефть и газ составил более 20 млн. м. Известно, что для поддержания добычи углеводородного сырья на установившемся уровне необходимо постоянно увеличивать количество работающих скважин. При этом следует учитывать рост глубин новых скважин и соответствующее усложнение условий бурения. Открытие новых месторождений нефти и газа также требует проведения значительного объёма буровых работ, как при разведочном бурении, так и при строительстве эксплуатационных скважин. Увеличение технико-экономических показателей строительства нефтегазовых

скважин возможно при условии активного внедрения инновационных буровых технологий, которые были разработаны и представлены за последние годы.

Здесь следует отметить, что для продолжения развития нефтегазовой промышленности в Российской Федерации, крайне важно акцентировать свое внимание на разработку и внедрение технологий извлечения нетрадиционных трудноизвлекаемых запасов, активного освоения малодебитовых скоплений углеводородного сырья, сопутствующие с применением экстенсивных способов добычи сырья. Этим и является актуальность проводимого исследования.

Объектом исследований в данной выпускной квалификационной работе является проектное управление наукоемкими производствами в нефтегазовой отрасли, на примере нетрадиционных трудноизвлекаемых запасов.

Предметом выпускной квалификационной работы является организационные составляющие технологических решений для добычи нетрадиционных трудноизвлекаемых запасов, для вертикально интегрированных нефтяных компаний.

Цель выпускной квалификационной работы состоит в анализе технологий для моделирования инициации проекта, позволяющее увеличить экономическую эффективность при добыче НТРИЗ.

В соответствии с поставленной целью работы, были определены следующие задачи, требующие решения:

1. Определение важности разработок нетрадиционных трудноизвлекаемых запасов.
2. Проанализировать современные технологии, используемые в реализации процесса добычи.
3. Погрузиться в процессы проектного управления.
4. Моделирование ситуации проектного управления с учетом рассмотренных ранее технологий. Что теоретически должно будет привести к уменьшению издержек.

Основой исследований является теоретические методологические работы отечественных и зарубежных специалистов, в области нефтегазовой промышленности, по разработке трудноизвлекаемого углеводородного сырья.

Информационную базу составили документы и информация полученные в ходе практической работы.

Научная новизна в работе заключается в анализе формирования необходимого технологического потенциала Российской Федерации для развития нефтегазовой промышленности в секторе нетрадиционных трудноизвлекаемых запасов.

Практическая значимость работы состоит в разработанной инициации на возможность внедрения проекта к реальным месторождениям.

Апробация работы прошла в рамках публикации научной статьи в рецензируемом издании рекомендованного ВАК Минобрнауки России:

1. «Обзор развития технологий добычи трудноизвлекаемых запасов России», в журнале «Экономика и предпринимательство» в № 5, 2018 г.

ГЛАВА 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОНЯТИЯ НЕТРАДИЦИОННО ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

1.1. Оценка предпосылок изучения и освоения

В Российской Федерации существуют стратегические документы на освоение и добычу углеводородного сырья в срок до 2030 года, что вполне является реалистичной задачей с наличием потенциальных запасов нефти и газа. Тем не менее состояние минерально-сырьевой базы углеводородов ухудшается, имея вектор на снижение разведанных запасов и плохими темпами ее пополнения (рис. 1.1) [7].



Рис. 1.1. Исследованная ресурсная база углеводородов в России

Степень исследования ресурсной базы углеводородного потенциала в России примерно равняется 27,1% (рис. 1.1).

Обеспеченность добывающего комплекса страны традиционными ресурсами и подготовленными запасами промышленных категорий по газу сравнительно высокая, по нефти – обеспеченность ниже. Начальные суммарные ресурсы (НСР) газа составляют, примерно, 28,7 трлн. м³ при текущей годовой добыче 624,95 млрд. м³; по нефти НСР - примерно, 111,4 млрд. т. при текущей годовой добыче около 496 млн. т. [16].

На сегодняшний день факт того, что воспроизводство минерально-сырьевой базы нефти и газа не обеспечивается проводимыми объемами геологоразведки, соотнося по качеству релевантности запасов с выбывающими. Такая тенденция имеет отрицательный и негативный характер в перспективе на долгосрочный и краткосрочный период, неся вместе с собой скрытую угрозу энергетической и экономической безопасности РФ. Вызывается к учёту извлечение запасов углеводородистого сырья, находящиеся в распределенном фонде недр, по данным примерно составляют более 47 трлн. м³ запасов газа и 8,2 млрд нефти. [21]

С каждым годом идет положительная тенденция роста поиска залежей ТРИЗ углеводородного сырья. Развитие газонефтяной промышленности уже перешло и имеет необходимость в развитии и внедрения технологий по добыче и извлечению трудноизвлекаемых запасов, связанных с количественным увеличением методов добычи малодебитных залежей и устранением потерь по добыче в связи из-за проблематики технологической разработки. Зависимость на спрос углеводородного сырья в мире и изменений цен на нефть и газ, на прямую будут влиять на рентабельность разработки месторождений с такими характеристиками.

Уже на данном этапе возникает ситуация, при которой себестоимость добычи по традиционным месторождениям нефти и газа, в таких районах шельфа Арктики и нефтяных запасов, сконцентрированных в Восточной Сибири, становится равнозначной с идентичными показателями по нетрадиционным видам углеводородов, включающие в себя в первую очередь сланцевые УВС.

Таким образом следует, что при своевременном выявлении, изучении и подготовки к разрабатываемым вспомогательным энергетическим резервам нетрадиционного углеводородного сырья, актуальным является вопрос в развитых регионах, где высокая выработка запасов и падающая тенденция добычи. Предпосылки для разрешения вопроса с технологиями для таких ситуаций, в мире уже применяются, из-за того, что западные страны развили технологический процесс добычи таких УВС до рентабельного состояния, даже при такой волатильности цен на нефть и газ. [3].

Существует общепринятая мировая классификация нетрадиционных запасов углеводородистого сырья. В которые входят два полуряда нетрадиционного углеводородного сырья. Вашему вниманию представленного на рисунке 1.2 [18].

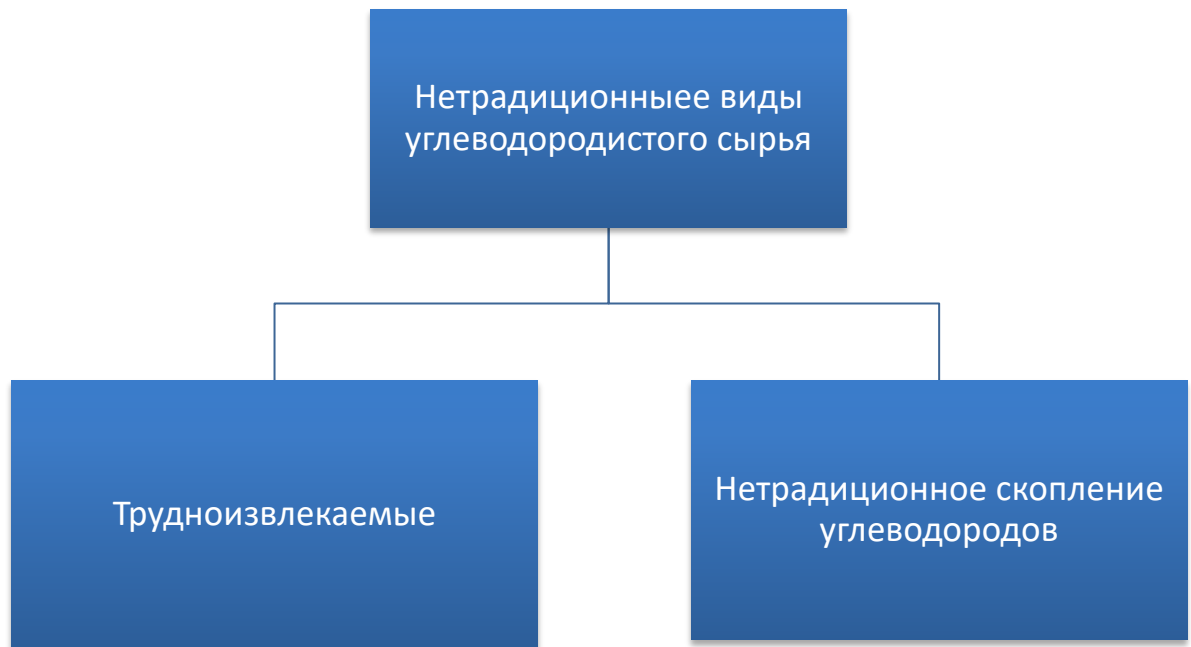


Рис.1.2. Подразделения УВС

- трудноизвлекаемые, находящиеся на большой глубине или имеющие тяжелый доступ (шельфовые проекты, районы крайнего севера);
- Нетрадиционное скопление углеводородов (в их состав входят: угольный метан, газовые гидраты, природные битумы, сланцевые источники нефти и

газа, залежи углеводородов низкопроницаемых и плотных коллекторах)[17].

На основании опыта США в освоении и увеличении показателей добычи сланцевых месторождений нефти и газа удалось установить, что к настоящему времени основная/исходная модель формирования скоплений УВ и возможность освоения низко проницаемых коллекторов в последние годы потерпела значительные изменения, которые в свою очередь, оказали влияние на фактических достижениях нефтегазовой промышленности. И привело к изменению вектора/идеи энергетической обеспеченности страны.

Роль сланцевых месторождений нефти и газа в России в сравнение со значительными объемами запасов нетрадиционного УВС в осваиваемых регионах (включая полуостров Ямал) и месторождениях в сравнение с опытом США – является незначительной. В настоящее время очевидна острая необходимость масштабного проведения геологического изучения и оценки углеводородов сланца, учитывая при этом длительные сроки на реализацию проектов и их изучением, и освоением.

Основываясь на оценках зарубежных экспертов, перспективы исследования и освоения «сланцевой нефти» почти всех провинций России довольно впечатляют – в первую очередь, это баженовская свита и ее аналоги в Западной Сибири (по данным 2013 года она оценена IEA как наиболее богатая толща в мире: 144 млрд. барр. нефти и более 1300 трлн. куб. футов газа, учитывая, что традиционные неоткрытые запасы составляют 8 млрд. барр. нефти, 670 трлн. куб. футов газа и 21 млрд. барр. газоконденсата Но в 1997 году А.Э. Конторович, академик РАН, провел отличающуюся от западной оценку прогноза запасов УВС баженовской свиты: при определенной доли допущений и условностей суммарно объемы оцениваются в 378 млрд. барр. Проявляется особый интерес к отложениям доманикового типа в промышленно развитых районах, а именно Тимано-Печорской и Волго-Уральской НГП. Наряду с этим к майкопской и кумской свитам Предкавказья также проявляется

исследовательский интерес, и как объекту схожей природы, но в абсолютно неосвоенном районе - рифей-кембрийских отложений Восточной Сибири [7, 16].

Иностранные компании и отечественные вертикально интегрированные нефтяные компании, основательно принялись (и уже достаточно давно) к разработке, оценке потенциала, реализации технологий. Каждая из компаний, выбрали путь разработки – в одиночку. Из-за этого становится затруднительным анализ их деятельности. Роснефть заключив соглашение ExxonMobil приступили к разработке баженовской и ачимовской свит в Западной Сибири в 2013 г. с применением передовых технологий, протестированных в США. Газпром нефть и Шелл применяя технологии разработанные в соединенных штатах америки приступили на равнозначных условиях развивать пилотные проекты испытания на баженовской свиты в салымской группе. в 2014 г. Компания British Petroleum, так же была заинтересована в развитии трудно извлекаемых запасов. Аналитики Лукойла предоставляют показатели плохопроницаемым месторождениям РФ в 60% всех резервов, добыча которых должна будет примерно составлять от 2 до 8% [14].

Проблемы предстоящие решить в этой сфере нефтегазовой отрасли и недропользователям – многогранен. Решить такие вопросы как:

1. Геология;
2. Технологии;
3. Разведка экологии
4. Экономическая целесообразность

Без объединения всех ведомств науки, и академической, частных компаний, отечественных и иностранных, сервисных компаний, имеющих практический опыт изучения, экспертного сообщества не обойтись и реализация будет практически невозможной.[10]

Для подготовки участков недр под лицензирование для изучения нефтегазосланцевых комплексов необходимо выполнить научно-аналитическое обобщение накопленных геолого-геофизических и геохимических данных с целью выделения

и обоснования перспективных зон нефтенакопления и получения положительного опыта недропользования с применением новейших технологий добычи.

В этой связи целесообразным является создание Минприроды РФ единой методике оценки и определения подсчетных параметров коллекторов баженовской, хадумской и доманиковых отложений; внести изменения в процедуру составления ПТД в области трудноизвлекаемых запасов (отдельно выделить прогноз показателей разработки ТРИЗ).

Темпы освоения нетрадиционных источников углеводородного сырья будут определяться множеством факторов: количественной и качественной характеристикой ресурсной базы, темпов научно-технических разработок, адаптированных для изучения и освоения этих ресурсов, волатильности цен на УВС и продукты его переработки (прежде всего качественные скачки цен).

Результаты системного исследования прямых и косвенных эффектов позволяют оценить предпосылки и последствия изучения и освоения НИУВС в Российской Федерации[8].

1. Народнохозяйственные предпосылки.
2. Внешнеэкономические предпосылки.
3. Социально-экономические предпосылки.
4. Научно-технические предпосылки
5. Экологические последствия и риски
6. Инвестиционные риски.
7. Макроэкономические риски.

С такими условиями формирования углеводороды из НТРИЗ должны будут обеспечивать [6, 7, 8]:

1. Повышение энергетической безопасности.
2. Достижение геополитических приоритетов России
3. Сбалансированность и энергетическую эффективность.
4. Достижение высокой эффективности энергетики.

5. Реализацию эффективной инновационной и научно-технической политики
6. Формирование рациональных топливно-энергетических балансов регионов.
7. Обеспечение экологической безопасности.

Для успешного решения проблемы оптимального использования нетрадиционных источников УВС в системе национальной экономики России необходима разработка объективных критериев сравнительной экономической оценки их потребительских свойств с аналогичными параметрами традиционными источниками нефти и газа.[1]

Оценка потребительских свойств и, соответственно, конкурентоспособности нетрадиционных видов УВС должна базироваться на разработке согласованных критериев конкурентоспособности. Методологически критерии должны обеспечить оптимизацию структуры топливно-энергетического баланса по следующим направлениям [9]:

- создания условий для обеспечения производственно-финансовой устойчивости;
- оценка маркетинговой среды и рыночных условий;
- достижения баланса экономических интересов покупателей и предприятий нефтегазового комплекса;
- создания гибкой системы цен,;
- формирования социально-экономических программ
- расширения сферы применения нетрадиционные источники углеводородного сырья;
- недопущения дефицита или избытка топливно-энергетического сырья.

Переход на широкомасштабное освоение НИУВС в условиях интернациональной рыночной экономики и диверсификации поставок взаимозаменяемых энергоносителей требует разработке подходов к оценке конкурентоспособности УВС на региональных, национальном и международном рынках.

1.2. Первоочередные виды увс из нетрадиционных источников в России

Результаты исследований выполненных в последние годы позволили установить, что Россия располагает ресурсами нетрадиционных видов углеводородного сырья, на порядки превышающие ресурсы традиционных, и потенциально составляющие новую сырьевую базу углеводородов [4].

Они представлены широким спектром источников и видов нетрадиционных скоплений, требующих применения при их извлечении высокотратных технологий. При этом для одних видов скоплений такие технологии разработаны и успешно применяются, для части они находятся в стадии разработки, а для некоторых являются чисто гипотетическими, требующими научных поисков для выявления основ создания технологий (рис. 1.3) [7, 8].

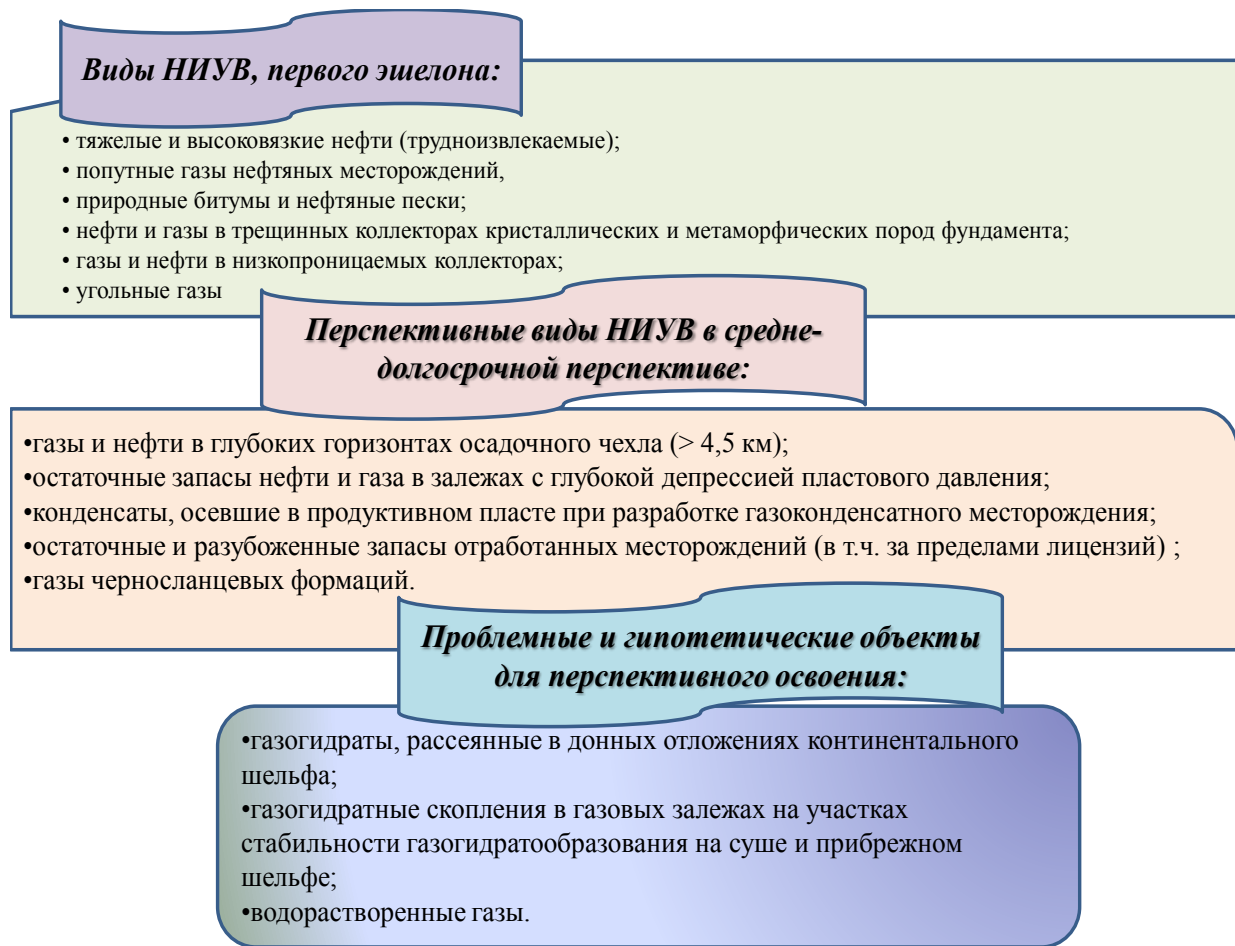


Рис. 1.3 Классификация видов НИУВС по перспективности освоения

Структура представленных групп углеводов свидетельствует о широком распространении основных их видов на территории Российской Федерации. Особенно актуальным является наличие нетрадиционных источников сырья в регионах с высокой выработкой запасов и падающей добычей, развитой инфраструктурой и энергодефицитных регионах страны.

Так ресурсный потенциал шахтного метана приурочен к основным угольным бассейнам (Кузнецкий, Печорский, Восточный Донбасс, Улугхемский, Партизанский, Буреинский), т.е. промышленно развитым регионам с высокой долей энергопотребления. Ресурсный потенциал метана здесь оценивается примерно в 110-160 млн. твг, что позволяет говорить о технологической эффективности его утилизации.

Существенные резервы развития добычи нефти связаны с тяжелыми нефтями (35%), в основном высоковязкими (29%), и нефтями, сосредоточенными в низкопроницаемых коллекторах (49%). Среди субъектов Федерации лидерами по объемам трудноизвлекаемых запасов являются республики Коми и Татарстан, а также ЯНАО.

Геологические запасы природных битумов приурочены как к нефтегазоносным провинциям с развивающейся добычей (Восточная-Сибирскую НГП – 77%), так и регионам с падающей добычей (Волго-Уральскую НГП- 20%) [5]. Ресурсы природных битумов в других НГП (Охотской, Северо-Кавказской) невелики и не превышают 1 млн. т.

Прогнозные ресурсы сланцевой нефти и газа в целом по РФ имеют крайне отличающиеся оценки. Ясно одно, что перспективные районы со сланцевыми формациями широко развиты, и при дефиците традиционного газа и экономических предпосылках необходимая ресурсная база по этому виду сырья может быть достаточно быстро подготовлена.

К территориям реальной газогидратопродуктивности недр можно отнести северные (арктические) окраины всех НГП, - ТПП, Западная Сибирь, Енисей-Хатангский прогиб, Хатанго-Вилуйская, вместе с прилегающими продуктивными на газ

участками континентального шельфа Северного Ледовитого океана, а также недр шельфа Охотского моря и, возможно, Каспийского.

Многие виды нетрадиционных источников углеводородного сырья долгое время разрабатываются, в частности в государствах с ограниченными резервами традиционного углеводородного сырья. В их числе: тяжелые нефти и нефтяные пески, нефть и газ сланцевых формаций, угольные газы и низкопроницаемые нефтегазонасыщенные породы. Их назначение – в основном местное энергоснабжение. Исключение – тяжелые нефти и нефтяные пески, а также при значительных объемах запасов и добычи, нефть и газ сланцевых формаций, которые при надлежащей организации их предтранспортированной переработки они могут поступать и на внешний рынок.

Другие виды НИУВС, также как газогидраты и водорастворенные газы, несмотря на крайне широкую распространенность, очевидность их значительных ресурсов и уже длительные сроки исследований, так и не вышли за пределы аналитического моделирования и опытно-экспериментальных попыток их освоения.

Необходимые технологические предпосылки для промышленного освоения ряда нетрадиционных видов УВС уже созданы (включая тяжелые нефти и битумы, нефть и газ сланцевых формаций, угольного метана и др.) поскольку достигнутый в мире прогресс в технологиях добычи нефтегазового сырья допускает рентабельное освоение целого ряда его нетрадиционных видов и источников при существующих рыночных ценах на УВ. (табл. 1.1) [11, 15].

Таблица 1.1.

Анализ обеспеченности нефтегазового комплекса технологиями для промышленного НИУВС

Виды НИУВ	Наличие зарубежных технологий	Наличие российских технологий	Масштаб применения технологий в РФ
1	2	3	4

Продолжение табл. 1.1.

1	2	3	4
Тяжелые и высоковязкие нефти (трудноизвлекаемые)	Тепловые методы повышения нефтеотдачи	Тепловые методы повышения нефтеотдачи	промышленный
Попутные газы нефтяных месторождений	Сепарация, закачка в пласт, производство энергии на промысле	Производство энергии на промысле	промышленный
Природные битумы и нефтяные пески	Парогравитационное дренирование	Парогравитационное дренирование	опытно-промышленный
Нефти и газы в трещинных коллекторах кристаллических и метаморфических породах фундамента	Первичные и вторичные методы нефтегазодобычи	Первичные и вторичные методы нефтегазодобычи	промышленный
Газы и нефти в низкопроницаемых коллекторах	Гидроразрыв пласта	Гидроразрыв пласта	промышленный
Угольные газы	Гидроразрыв пласта	Гидроразрыв пласта	промышленный

Получив реверсивным инжинирингом технологии разработки нетрадиционных источников углеводородного сырья у зарубежных сервисных компаний это

поможет в реализации важных проектов в России. И станет своеобразным драйвером для разработок отечественных технологий у российских сервисных компаний для реализации сланцевой нефти и газа. На сегодняшний день существует мировая практика применения подобного опыта в передаче технологической компетенции мировому сообществу, что привело к положительным результатам развития нефтегазовой промышленности.

Принятие окончательного решения о промышленной значимости наиболее перспективных объектов нетрадиционных видов УВС осуществляется по общепринятым в мировой практике критериям чистого дисконтированного дохода ЧДД, внутренней нормы доходности – ВНД и нормативов окупаемости проектов.

По результатам технологической и экономической оценки, проведенной ВНИГРИ объекты НИУВС подразделяются на группы по степени перспективности для освоения на следующие группы (табл. 1.2) [13].

Таблица 1.2.

Интегральная оценка нетрадиционных видов углеводородного сырья по приоритетности их освоения

	Виды нетрадиционных источников УВС	Запасы / ресурсы	Технологии освоения
1	2	3	4
I. Рентабельные для современного освоения	Тяжелые и высоковязкие нефти (млрд. т)	6,3 / н.д.	промышленные
	Природные битумы (млрд. т)	25,7 / 55,0	промышленные

Продолжение табл. 1.2.

1	2	3	4
	Метан угольных пластов (трлн. м ³)	3,6 / 83,7	опытно-промышленные
	Горючие сланцы (млрд. т)	5,2 / 61,8	промышленные
II. Условно рентабельные для освоения в средне-долгосрочной перспективе	Нефть и газ на глубинах > 4,5 км (трлн. т)	2,9 / 58,0	промышленные
	Сланцевый газ (трлн. м ³)	5,5 / 20,0	опытно-промышленные
III. Проблемные и гипотетические, выходящие за границы планирования	Газовые гидраты (трлн. м ³)	- / 750,0	проектные
	Водорастворенные газы (трлн. м ³)	- / 3650,3	нет

Достижение рентабельности освоения месторождений НИУВС во многом зависит от эффективности налоговой политики. Опыт промышленного внедрения технологий и освоения НИУВС в большинстве зарубежных стран предусматривает НДС = 0%. В этой связи аналогичные решения целесообразно заложить при расчетах геолого-экономической оценки практической значимости перспективных объектов.

Министерство природных ресурсов и экологии РФ разрабатывает стратегию по развитию нетрадиционных источников углеводородного сырья, а именно развитие технологии по освоению и сбора информации ресурсной базы нетрадиционо

трудноизвлекаемых запасов. Компания ФГУП «ВНИГРИ» предоставила свои аналитические результаты по проведенным мероприятиям в связи с выставленными требованиями от министерства.

В аналитическом отчете были представлены предложения о разработке и внедрения ЕГП по итогам проведенных исследований за 2011 год по НИУВС. [18].

Основной задачей программы является повысить до 2030 года обеспечение России углеводородным сырьем за счет запасов сланца, что приведет к устойчивой-безопасности страны. [4]:

1. Оценка ресурсного потенциала нетрадиционных источников УВ.
2. Разработка нормативно-правового обеспечения и технологических комплексов поисков, разведки и добычи нетрадиционных источников УВ.
3. Организация опытной разработки основных нетрадиционных источников УВ, включая сланцевую нефть и газ, метан угольных пластов и др.

1.3. Понятийная база и терминология углеводородов сланцевых толщи низкопроницаемых коллекторов

Сланцевые пласты, такой низкой проницаемости и коллекторы, которые могут вместить скопления низкопроницаемых углеводородов, относятся к группе так называемых источников «нетрадиционных» углеводородов, обнаруженных в последние годы предметом внимания из-за значительного роста отраслевой значимости на основе разработанной теории, создание методологии для изучения и оценки, внедрения на практике и разработки технологий добычи.

В отличие от ресурсов нетрадиционных углеводородов, традиционно имеющих промышленное и экономическое значение, во-первых, это то, что его производство намного дороже, потому что оно требует использования более сложных и дорогих технологий для развития. Одним из наиболее важных аспектов, определяющих развитие технологии, является мобильность и немобильность нефти и газа в

резервуаре или, соответственно, коллектор. С этих позиций все типы скоплений углеводородов можно разделить на две основные группы.

Первая группа включает подвижные углеводороды в пластовых условиях. Для их извлечения используются современные эффективные технологии разработки, которые обеспечивают относительно низкую себестоимость добычи углеводородов и позволяют эксплуатировать ее с прибылью в существующих налоговых условиях.

Вторая группа включает фиксированную или плохо мобильную часть углеводородного сырья. В дополнение к трудностям, связанным с изучением и оценкой таких кластеров, для их добычи необходимы дополнительные технические средства и специальные технологии, которые обеспечивают искусственную мобильность углеводородов и, соответственно, их извлечение из недр. Возможность вовлечения нетрадиционных объектов в промышленное развитие во многом зависит не только от объема скоплений углеводородов, характеристик вмещающих пород (геолого-технические условия), экономических условий, но из набора дополнительных критериев, большинство из которых присущи только нетрадиционным углеводородам: геополитическим, региональным, социальным и, что наиболее важно, особенно для районов с высокой плотностью - экологическим [25].

Неподвижность в глубинах нетрадиционного углеводорода может определяться как по его качеству, свойствам и формам содержания, так и по геологическим и промысловым характеристикам производственной среды хозяина. В зависимости от того, что определяет неподвижность углеводородов (качество углеводородов или качество водохранилища), технологии добычи и последующие технологии транспортировки и переработки углеводородов также весьма различны.

Соответственно вышесказанному применяемая понятийная база должна быть четко направлена на определение как собственно свойств (качества) флюидов, так и параметров (характеристик) вмещающей среды.

Исключительный интерес к поиску, оценке и разработке нефтегазовых месторождений из низкопроницаемых нетрадиционных резервуаров вызвал огромные успехи в технологии и ежегодный прирост объёмов газа и нефти из них, главным образом в Соединенные Штаты Америки.

Понятийная база широко применяемых на практике названий – «сланцевых» нефти и газа, и характеристик нетрадиционных резервуаров сформирована, в первую очередь, на основе опыта изучения и развития соответствующих проектов на территории Северной Америки: США и Канады.

Концептуальная основа, широко используемая в названиях практик - нефть и газ сланца, а также особенности нетрадиционных месторождений, сформированных в первую очередь на основе опыта обучения и развития прогноза -западных стран.

Одна из наиболее распространенных классификаций, используемых на практике, показана на рисунке 1.4. Канадская ассоциация нетрадиционных ресурсов CSUR предлагает использовать классическую классификацию качества / нетрадиционные резервуары кацию, разработанную Holditch в 2006 году для газовой составляющей, Schmezl в 2009 году добавила к ней нефть. Предлагаемый подход основан на характерных изменениях числа свойств профессором и, следовательно, связан с стоимостью разработки и усложнением технологии, конечно, он не может отражать весь спектр нетрадиционных накоплений углеводородов и их реальный смысл. Так, например, сланцевый и угольный метановый газ в рассматриваемой схеме расположены в диаметральных зонах с низкими скоплениями качества углеводородов и практически (включая развитие технологии и стоимости) характеризуются очень схожими показателями качества. Поэтому мы можем сказать, что даже наиболее часто используемые классификации чаще всего являются лишь некоторыми аспектами свойств нетрадиционных углеводородов (часто значительно различного генезиса) и необходимостью дополнительной функции, позволяющей интерпретировать только определенные термины.

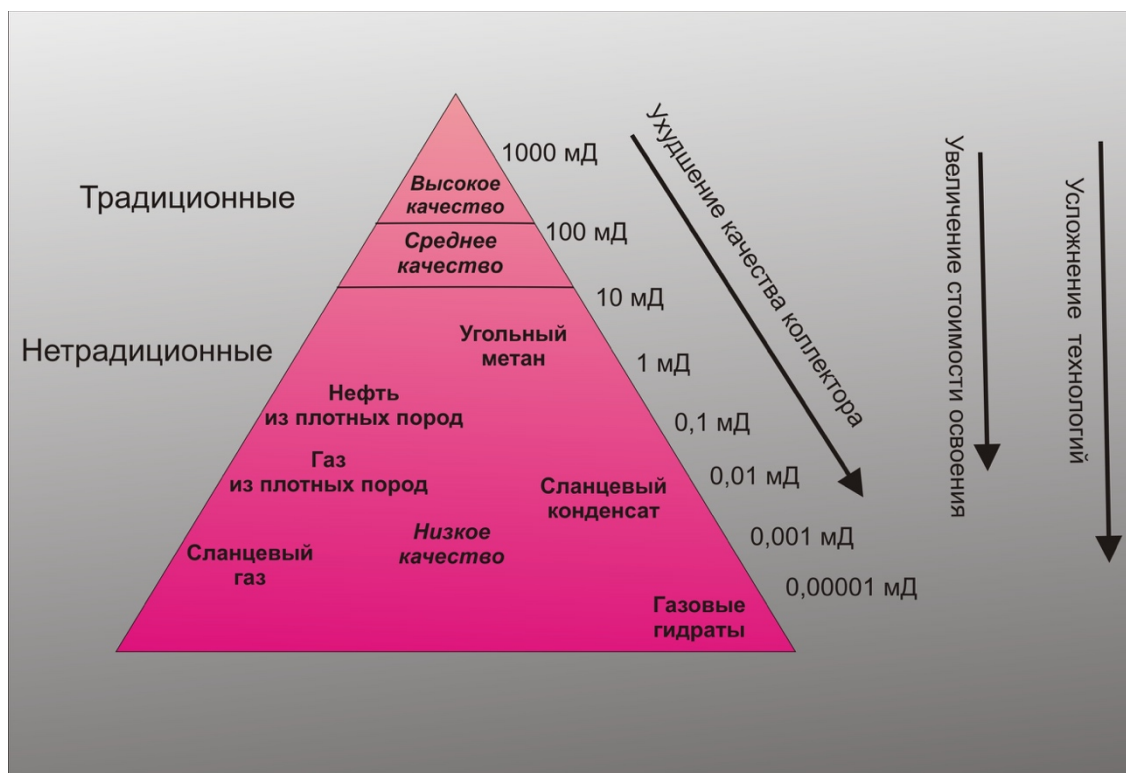


Рис. 1.4. Классификация традиционных/нетрадиционных коллекторов УВС

Из-за неточностей выявленных в переводе технологической документации и наличием иных критериев используемых в отечественных и зарубежных источниках, появляются дополнительные трудности классификациях ресурсов и запасов.

Нефть и газ они синхронизированы или конъюгированы непосредственно из малопроницаемых и низкопорочных коллекторов, выполненных непосредственно на толщине генерации в английской литературе или называемых «сланцевой нефтью и газом» (газ и сланцы) или «плотной нефтью», Газ »(нефть и газ из плотной породы). Принципиальным отличием скоплений, образованных в таких нефтегазовых системах, от широкораспространенных – традиционных, характеризующихся низким качеством коллекторов, являются: отсутствие традиционных систем контроля распространения (ограничения залежей), включая гидродинамические факторы; более толстый первичный слой богат органическим веществом - нефтегазотеринским толще, что связано с отсутствием стадии

миграции (значительных пропорций как вертикальной, так и боковой). Это необходимо для четкого понимания этих нефтегазовых систем, особенностью которых является современный вид на глубинах в отсутствие биодegradации. Последнее следует учитывать при уточнении концептуальных рамок.

ГЛАВА 2. ТЕХНОЛОГИИ В НТРИЗ

2.1. Инновационные технологии в бурении

Для разработки нетрадиционных трудноизвлекаемых запасов нефти, отечественным нефтесервисным компаниям предстоит для эффективности и экономической целесообразности переоснастить свое оборудование на инновационное, которое на западе уже используется. По старым технологиям для «легких» залежей этого сделать будет в большинстве своем затруднительно и невозможно.

2.1.1. Буровые долота

Значительный рост показателей буровых работ в последнее время связан с широким внедрением в практику бурения безопорных долот с алмазно-твёрдосплавными резцами PDC (рисунок 2.1.). Эти долота впервые появились за рубежом, а в начале XXI века их производство было освоено и российскими предприятиями: ОАО «Волгабурмаш», ООО «Буринтех», ЗАО «УДОЛ» и др.



Рис.2.1. Безопорных долот с алмазно-твёрдосплавными резцами PDC

Использование буровых долот PDC увеличило срок службы долото. К примеру, современным долотом PDC возможно бурить 2-3 скважины в Западносибирском регионе, раньше на бурение таких же скважин требовалось приблизительно от 5 до 10 шарошечных долот.

На сегодняшний день относительные объёмы бурения более 80% составляют долотами PDC.

2.1.2 Гидравлические забойные двигатели

Результативная работа высокопроизводительных долот PDC становится бессмысленной без использования высокомоментных гидравлических забойных двигателей (рисунок 2.2). Помимо всего, забойные двигатели являются главным аспектом для обеспечения проектного профиля наклонных и горизонтальных скважин. Такие двигатели разработаны и производятся отечественными предприятиями ПАО «Кунгурский машзавод», ООО «ВНИИБТ-БИ», ООО «Радиус-Сервис» и др.

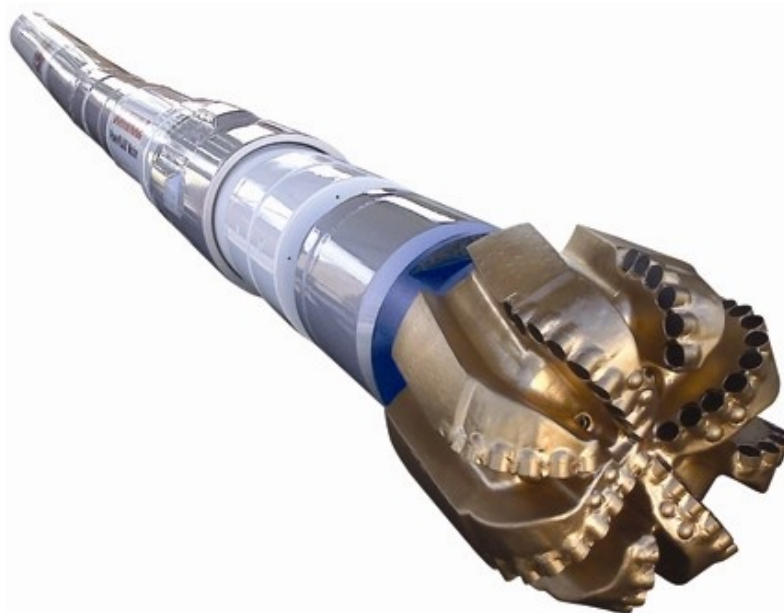


Рис.2.2. Высокомоментный гидравлический забойный двигатель

В настоящее время наибольшее распространение получили винтовые забойные двигатели, обладающие приемлемой эксплуатационной характеристикой (рисунок 2.3).

Винтовые забойные двигатели отечественного производства по своим энергетическим показателям составляют хорошую конкуренцию зарубежным.



Рис.2.3. Винтовые забойные двигатели

Помимо винтовых забойных двигателей при бурении алмазными долотами применяются высокооборотные высокомоощные турбобуры (рисунок 2.4.). Их производством занимаются ООО «ГЗД Технология», ООО «ВНИИБТ-БИ» и АО «НГТ».

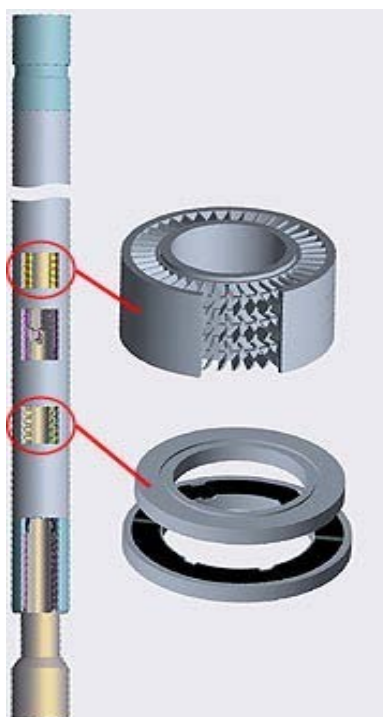


Рисунок 2.4. Высокооборотный высокомоощный турбобур

2.1.3. Верхний силовой привод буровых установок

Применение в буровых установках верхнего силового привода позволяет значительно увеличить производительность буровых работ, снизить их трудоёмкость и повысить промышленную безопасность.

Компания Weatherford несколько лет проводит работы по модернизации парка отечественных буровых установок за счёт компоновки их верхним силовым приводом собственного производства (рисунок 2.5).



Рис.2.5. Отечественная буровая установка

Разработкой и выпуском отечественных приводов занимается на заводе Уралмаш ПАО «Объединённые машзаводы».

Буровая система с верхним приводом чаще всего рассматривается как не более чем вращающаяся сила, которая работает. Большинство экспертов по бурению справедливо отмечают, что вертлюги всегда были вокруг и не являются примерами новых технологий. Что же объясняет внезапное возрождение очень старой концепции? Технически ответ заключается не в том, что «он работает», либо «он надежен», хотя эти два фактора являются необходимыми компонентами любой принятой концепции. Техническое объяснение успеха современных силовых шарниров или систем буровых установок с верхним приводом заключается в новых разработках, связанных с технологиями обработки труб, связанных с этими системами, а не во вращающемся бурильнике. Поворот трубы вправо с помощью поворотного стола или поворота питания никогда не был проблемой, при условии, что может быть применена достаточная мощность. Несчастливая концепция, разработанная с помощью первых силовых вертлюгов, состояла в том, что у них был недостаточный крутящий момент, который можно было развернуть. Эта проблема могла быть решена давно, если бы это было единственным препятствием для преодоления; фактически, гидравлические и электрические решения были реализованы в начале 1970-х годов. Реальным препятствием для принятия было эффективное управление трубами с поворотным механизмом.

2.1.4. Технология бурения при поддержании равновесия давлений в системе «скважина-пласт»

Ключевой моментом данной технологии в регулируемом снижении гидравлического давления в эксплуатационной скважине, до уровня пластового и ниже, с целью кратного увеличения механической скорости проходки. Данная процедура возможна только при соблюдении условия внимательного контроля состояния

скважины и бесперебойной работы противовыбросового оборудование в устье (рисунок 2.6). Что еще не разработано нашими Российскими сервисными компаниями.

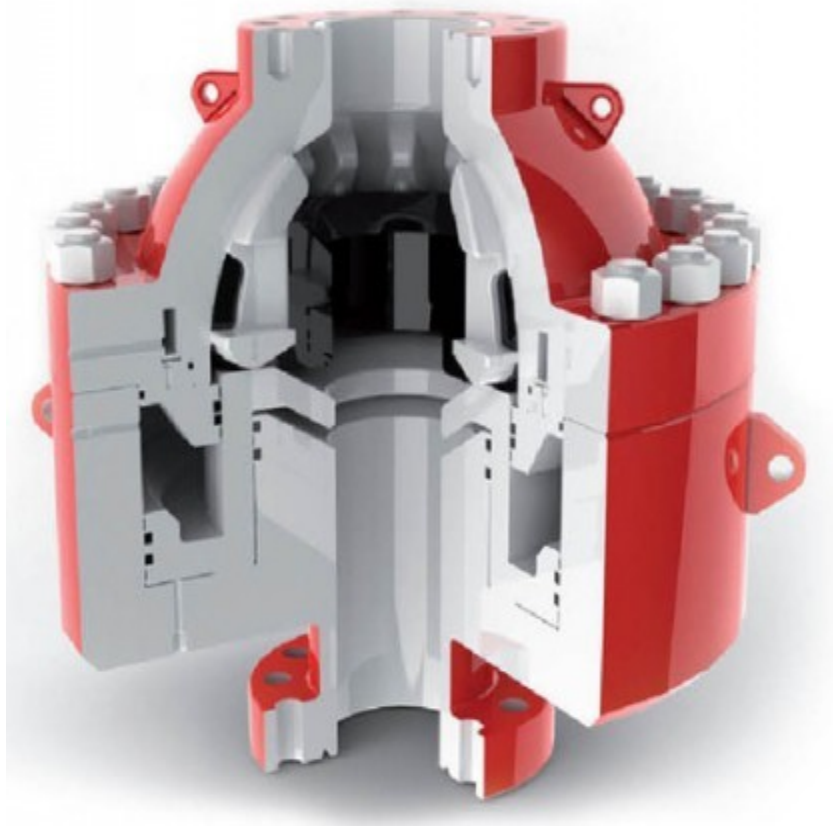


Рис.2.6. Устьевое противовыбросовое оборудование

Еще одним видом данных технологий является, технологии заканчивания скважины (последний этап перед началом эксплуатации скважины) при депрессии на продуктивный пласт и технология бурения с контролем забойного давления в скважине, чаще всего встречаются на западе при строительстве нефтяных скважин на шельфовых проектах. Эти технологии могут позволить уменьшить повреждение продуктивного пласта при вскрытии, помочь с разведкой небольших по мощности продуктивных зон и увеличить запасы.

2.1.5. Система управления скважины под контролем

Система автоматизированного управления Microflux™ компании Weatherford использует собственные алгоритмы для определения самых слабых притоков и поглощений с высокой точностью в режиме реального времени. Система дает возможность принимать решения по бурению на основании сравнения фактических данных со спрогнозированными условиями в стволе скважины и обеспечивает онлайн мониторинг параметров непосредственно в стволе скважины.

Система Microflux позволяет бурить такие скважины, которые ранее не поддавались бурению. Это система сочетает в себе систему с замкнутым контуром и собственное усовершенствованное компьютерное оборудование для регистрации данных, повышения безопасности буровой установки и эффективности бурения до такого уровня, который является недостижимым при использовании стандартных систем бурения и альтернативных систем бурения с управляемым давлением.

Штуцерный манифольд системы Microflux™ является одним из ключевых компонентов системы Microflux компании Weatherford, которая является полностью автоматизированной системой, измеряющей, анализирующей и управляющей изменяющимися скважинными условиями в режиме реального времени (рисунок 2.7.).



Рис.2.7. Штуцерный манифольд

В отличие от традиционного бурения, при котором раствор выходит непосредственно в атмосферу, система управления Microflux использует устьевые роторные герметизаторы для удержания скважины в закрытом состоянии и направления бурового раствора через автоматизированный штуцерный манифольд.

Уникальной особенностью этой технологии является способность измерять расход восходящего потока раствора с помощью расходомера, установленного на одной линии со штуцерами, а также определять увеличение или уменьшение объема раствора на очень ранних этапах, обеспечивая возможность контроля проявлений и поглощений.

Система Microflux позволяет достигать целей программы бурения благодаря способности точно управлять давлением в стволе скважины и преодолевать значительные осложнения в процессе бурения, что при использовании традиционных методов бурения невозможно было сделать на протяжении многих лет. При использовании этой системы можно максимально увеличить гибкость и безопасность бурения, а также снизить риски и сократить время простоя.

2.1.6 Система бурения на обсадной колонне

Одна из самых новых технологий, которую представила американская компания Weatherford предлагает значительно сократить время на строительство (бурение и крепление) скважины, а также понизить вероятность рисков. Из-за неоднократного проведения спускоподъемных работ бурильных труб, возникают перепады давления и создаются эффекты свабирования в стволе скважины. Перепады давления могут привести к потере циркуляции из-за разрыва проницаемых или трещиноватых пластов. Также снижение давления за счет эффекта свабирования в стволе скважины может привести к неустойчивости открытого ствола, повлечь за собой частичное осыпание или полное разрушение стенок скважины. Как правило, устранение такого рода проблем приводит к значительным потерям времени и средств. Главная особенность системы бурения на обсадных трубах –

упрощенная конструкция КНБК, которая включает в себя уникальный разбуриваемый буровой башмак, разработанный компанией Weatherford (рисунок 2.8.). В России система уже зарекомендовала себя при бурении интервалов кондуктором диаметром 324 и 340 мм, пробуравивая интервал в среднем до 48 часов. Применение системы позволяет устранить вопрос с проблематикой прохождения, вовремя изолировать зоны многолетнемерзлых пород (ММП).



Рис. 2.8. - Упрощенная конструкция КНБК

2.1.7. Роторные управляемые системы

Одним из наиболее интересных направлений в развитии новых технологий бурения последнего времени являются роторные управляемые системы (РУС). Разработанные американскими компаниями Schlumberger, Weatherford, Halliburton и др., эти системы успешно применяются при проводке направленных скважин с большой протяжённостью наклонно- горизонтального ствола, а также при бурении строго вертикальных глубоких скважин. Новые технологии РУС обеспечивают уменьшение времени бурения и затрат, в независимости от геологической цели, свойств пласта и размеров секций. Оборудование для наклонно- направленного бурения позволяет осуществлять геологическую проводку скважин за гораздо меньшее время (рисунок 2.9).

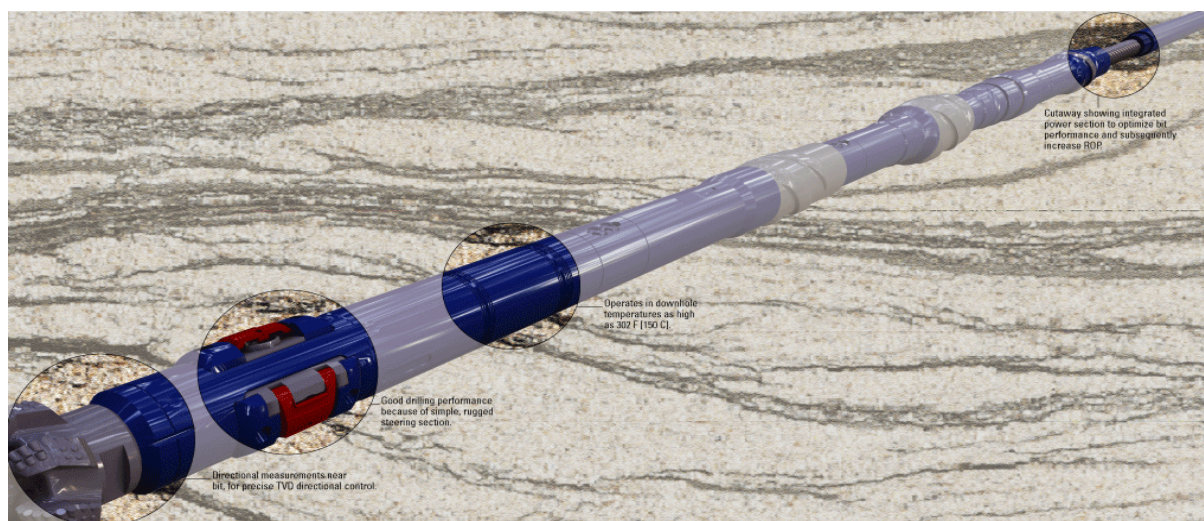


Рис.2.9. - Роторная управляемая система

Ротарные управляемые системы получают признание в нефтяной промышленности. По мере того, как все больше и больше систем становятся доступными, диапазон потенциальных приложений продолжает расширяться. Первоначально вращающиеся управляемые системы использовались главным образом в скважинах с расширенным радиусом, где способность скользить по управляемым моторам была ограничена за счет сопротивления отверстий. Сегодня инженеры по бурению рассматривают такие системы по дополнительным причинам. К ним относятся эксплуатационное бурение, улучшенная очистка отверстий и геологическое рулевое управление. По мере того, как ротарные управляемые системы станут более широко использоваться, требования к производительности будут увеличиваться. Потребности рынка могут быть сгруппированы в следующие области: более длинные прогоны. Возможность замены традиционных управляемых систем буровых установок будет определяться стоимостью и выгодой для каждого проекта.

Критическим компонентом этого будет улучшение ресурса и надежности инструмента. Сегодня успех часто оценивается завершением 75 часов работы; этого явно недостаточно. Будущие системы должны быть в состоянии конкурировать с ними и превосходить выполняемые в настоящее время работы с традиционными управляемыми системами.

Улучшенный контроль. Предсказуемые и последовательные повороты и скорости сборки важны для максимизации производительности. Когда параметры системного управления в значительной степени зависят от характеристик пласта или индивидуальных знаний о поведении системы, скомпрометирована надежная производительность. Коммерческие вращающиеся управляемые системы имеют потенциал для удаления воспринимаемого искусства, связанного с направленным бурением. Обеспечение нового уровня контроля и управляемости для отрасли является второй важной задачей.

Независимость от выбора бит. Бит-характеристики для данного приложения часто выбираются для оптимизации производительности в определенных формациях или зонах. Некоторые роторные управляемые системы на рынке требуют наличия бит, специально предназначенных для обеспечения надлежащей работы системы. В идеале выбор бита не должен ограничиваться вращающейся управляемой системой. Желательна гибкость вращающихся управляемых систем для работы с широким диапазоном битовых типов. Кроме того, роторная управляемые операции потребуют возможности работать с би-центрированными битами и устройствами ближнего биения, которые создают избыточные отверстия. Это создает новые проблемы для управления системой и потенциально подвергает инструмент дополнительным ударам и вибрации.

Низкий риск. Риски, связанные с работающими роторными управляемыми системами, подразделяются на две основные категории: вероятность сбоя инструмента за меньшее время, чем традиционная управляемая сборка и потенциал для ситуаций с потерями в скважине. Оба этих риска должны быть явно уменьшены для более широкого внедрения вращающихся управляемых систем. Бурение производительности. Достижение наивысших уровней проникновения без ущерба для размещения скважин является ключевой целью буровых работ. Роторные управляемые системы обеспечивают улучшенные характеристики бурения.

2.2. Технологии и методы для разработки ГРИЗ

2.2.1. Многозональный гидравлический разрыв пласта

В настоящее время в качестве наиболее перспективных технологий разработки залежей баженовской свиты рассматриваются: многостадийный гидроразрыв пласта и термогазовый метод.

Сейчас Бажен можно рассматривать в качестве аналога месторождений сланцевой нефти США, где апробация метод поин- тервального (или многозонального) ГРП. Данная технология в России сегодня мало апробирована даже на месторождениях, содержащих традиционные ресурсы нефти. В 2011 году «Роснефть» впервые испытала многозональный гидроразрыв пласта на Приобском месторождении: на участке горизонтальной части скважины длиной в 1 км произвели 7 операций ГРП. Полученные показатели стартового дебита скважины были равны 246 т/сут., и метод был признан наиболее перспективным.

Многоступенчатый гидравлический разрыв пласта (МГРП) — одна из самых передовых технологий в нефтегазовой отрасли, наиболее эффективная для повышения продуктивности горизонтальных скважин.

Для увеличения экономической эффективности проектов необходимо максимизировать продуктивность каждой скважины. Классическим решением здесь является бурение вертикальной скважины (ВС) с проведением в ней ГРП. В осложненных условиях, в особенности при разработке месторождений с НПК, эффективнее может оказаться бурение горизонтальных скважин с проведением МГРП. Область применения технологии МГРП позволяет решить технологическую и экономическую проблему

Первоочередными кандидатами для изучения являются объекты, где в процессе изучения традиционных нефтегазовых залежей или даже других полезных ископаемых были получены многочисленные проявления нефтегазоносности в низкопроницаемых (плотных) коллекторах и нефтематеринских породах. Также

технология МГРП может применяться на морских месторождениях со значительными трудноизвлекаемыми запасами, с целью повышения продуктивности скважин.

Сегодня стратегия МГРП может использоваться для многих низкопроницаемых коллекторов, как на ранней, так и поздней стадии разработки. Бурение горизонтальных скважин с последующей многозонной стимуляцией уже зарекомендовало себя как оптимальный метод разработки пластов с низкой проницаемостью. В число преимуществ метода входит сокращение времени стимуляции, сокращение сроков подготовки и освоения скважины, а также увеличение нефтеотдачи за счет расширения зоны дренирования залежи. Важно также и то, что компоновки МГРП позволяют изолировать обводненные интервалы в процессе заканчивания скважин.

В нефтегазовой промышленности в течение многих лет пытались подобрать ключ к решению проблемы добычи нетрадиционных углеводородов из глинистых нефтематеринских пород. В результате целенаправленной работы в период с 1990 по 2000 годы была разработана технология, которая позволяла обеспечить окупаемость затрат. Суть ее заключается в создании искусственного коллектора, позволяющего дренировать значительный объем глинистых пород, путем бурения скважины с горизонтальным участком и проведения в ней МГРП. Полученная технология привела к резкому росту объемов буровых работ на нетрадиционные залежи углеводородов и, соответственно, увеличению добычи сланцевого газа и сланцевой нефти [20].

Принципиальные особенности технологии МГРП. МГРП – последовательное выполнение нескольких работ ГРП на одной скважине. Цель данной технологии заключается в повышении продуктивности скважины, увеличении площади дренирования и, как следствие, экономической эффективности разработки месторождения.

Эффект от МГРП во многом определяется направлением образовавшихся трещин. При проведении МГРП в горизонтальных скважинах могут

образовываться трещины двух видов: продольные и поперечные. Наглядно продемонстрированы на рисунках 2.10 и 2.11.

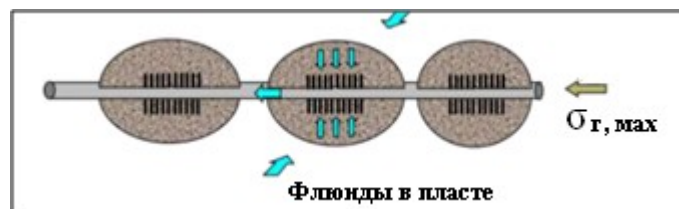
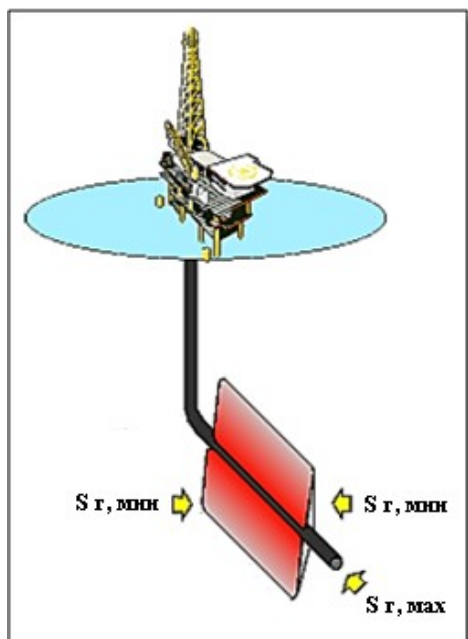


Рис.2.10. - Реализация продольных трещин в горизонтальных скважинах

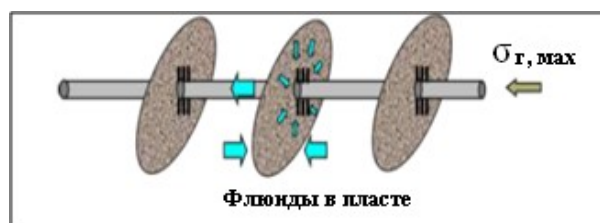
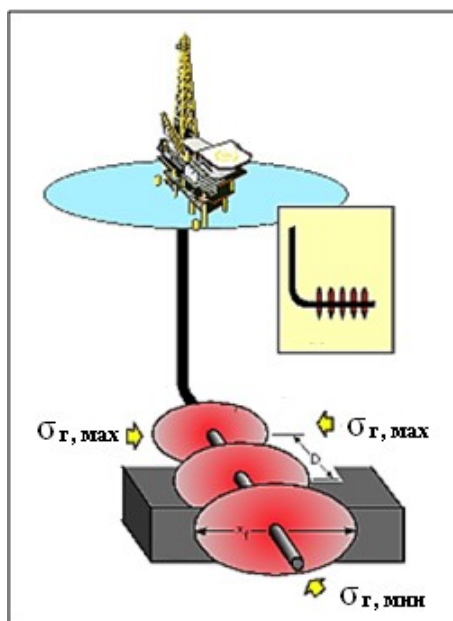


Рис.2.11. - Реализация поперечных трещин в горизонтальных скважинах

У каждого типа трещин можно выделить свои достоинства и недостатки (см. табл. 2.1. и табл. 2.2.):

Таблица 2.1.

Достоинства продольных и поперечных трещин

Продольные трещины	Поперечные трещины
<ul style="list-style-type: none"> • Лучше очищаются от геля после ГРП Могут распространяться вдоль всего ствола скважины • Схожи с трещинами ГРП на вертикальных скважинах • Меньше давления инициации и развития трещин ГРП 	<ul style="list-style-type: none"> • Покрывают больший объем коллектора, чем продольные трещины ГРП Предпочтительны для низкопроницаемых коллекторов • Теоретически возможно (менее затруднительно, чем в случае продольных трещин) создание новых трещин ГРП между существующими

Таблица 2.2.

Недостатки продольных и поперечных трещин

Продольные трещины	Поперечные трещины
<ul style="list-style-type: none"> • Необходимо качественное изучение направления напряжений пород пласта. Покрывают меньший объем коллектора, чем поперечные трещины ГРП. • Меньшая продуктивность продольных трещин по сравнению с поперечными трещинами ГРП в низкопроницаемых коллекторах. 	<ul style="list-style-type: none"> • Поперечные трещины «сложнее» в создании. • Более высокие давления инициации и распространения трещин ГРП. • Очистка трещин может быть проблемной. Штуцирование притока в пристволенной зоне.

Традиционный ГРП в наклонных скважинах с большим отходом от вертикали во многих случаях оказывается бессилён обеспечить ожидаемый прирост рентабельности или добычи. Причиной тому – методы заканчивания: чтобы максимизировать контакт ствола с пластом, такие скважины традиционно заканчиваются необсаженными, либо их продуктивные зоны вставляются в щелевые или предварительно перфорированные хвостовики. В случае заканчивания необсаженных скважин эффективная целевая обработка горизонтального ствола для интенсификации притока традиционным задавливанием практически невозможна из-за неконтролируемой избирательности трещинообразования и поглощения жидкостей разрыва вдоль скважины. Как правило, стандартными методами можно обработать лишь начальные участки горизонтального ствола, а средних и призабойных интервалов достигают лишь небольшие количества жидкости.

Однако, следует учитывать, что применение исключительно технологии поинтервального ГРП хотя и позволит обеспечить кратковременные высокие отборы нефти, но не решит проблему получения удовлетворительной выработки запасов и обеспечения высоких значений конечного КИН. Экономическая эффективность метода требует обоснования и апробации.

Так же, ещё в 70 годах в СССР была разработана технология, основывающаяся на закачке в пласт одновременно водного раствора и горячего воздуха, получившая название сегодня термогазовым методом. Концепция термогазового метода заключается в следующем: в пласт под давлением закачивается одновременно водный раствор и сжатый воздух. После чего, вода и сжатый воздух под воздействием температуры пласта, к примеру в Баженовской свите температура характерна приблизительно 70 градусов по Цельсию и более, происходит процесс окисления нефти и образуется высокоэффективный вытесняющий газовый агент (содержащий в себе азот, углекислый газ и широкую фракцию легких углеводородов), который в свою очередь значительно увеличивает большой прирост нефтеотдачи.

Таким образом сейчас разработана, и иногда эксплуатируется технологии парогенераторов.

К настоящему времени есть также немногочисленные результаты испытаний термогазового метода увеличения нефтеотдачи в мире (таблица 2.3.)

Таблица 2.3.

Основные результаты испытаний термогазового метода увеличения нефтеотдачи

Объекты	Пластовая температура, °С	Некоторые технологические результаты
Сходница	18	Увеличение добычи нефти по некоторым скважинам в 5-8 раз, по участку – в 3 раза.
Гнединцы	48	Прирост нефтеотдачи после заводнения – 8 п.п. Суммарная нефтеотдача – 68%. Увеличение добычи нефти в 2-4 раза, в т.ч. за счет газового воздействия – свыше 80%. Полная утилизация кислорода.
Sloss	97	Дополнительная добыча нефти – 43% от остаточных запасов, в т.ч. свыше 30% в виде легких фракций нефти добыто в газовой фазе. Полная утилизация кислорода.
Deli	57	Дополнительная добыча нефти □ 50% от остаточных запасов. Увеличение отборов нефти в 4 раза.
MPHU	10	Увеличение добычи нефти в 2-4 раза. Дополнительная добыча 50% от общей. Дополнительная добыча легких фракций – 15% от дополнительной добычи нефти. Полная утилизация кислорода.

Низкая степень изученности геологического строения баженовской свиты обуславливает необходимость дополнительного изучения с целью прогнозирования запасов, испытания существующих и поиска новых технологий разработки.

Для ускорения ввода в разработку и обеспечения устойчивой добычи из месторождений баженовской свиты следует одновременно с проведением опытно-промышленных работ по внедрению термогазового метода и многозонального ГРП обеспечить проведение научных исследований, направленных на их совершенствование по результатам внедрения, а также поиск новых технологий разработки.

Учитывая большую долю низкопроницаемых коллекторов в структуре запасов России, развитие технологий и систем разработки низкопроницаемых коллекторов является первостепенной задачей для нефтяной отрасли.

Разработка месторождений, осложняющими условиями которых является низкая проницаемость, может осуществляться за счет бурения и эксплуатации многоствольных скважин и скважин с боковыми стволами и горизонтальными участками.

2.2.2. Технология многоствольного заканчивания скважины

По мере того как многоствольные технологии начали набирать обороты в середине 1990-х годов, группа операторов с многосторонним опытом сформировала консорциум под названием «Технология многоствольных скважин» (TAML). Ключевыми результатами первых встреч консорциума было создание в 1997 году понятия TAML, в котором классифицированы многоствольные скважины на семь категорий (шесть «уровней» с одним «подуровнем») и обеспечивали «общий язык» для авторов и сервисным компаниям при обсуждении многоствольных заканчиваний. Определения уровней TAML были основаны на количестве и типе поддержки и функциональности, обеспечиваемых на стыке в скважине, где один ствол сливается с основным отверстием или с другим боковым. Исходный код TAML классифицирует многоствольные системы следующим образом:

- Уровень 1 - открытый, неподдерживаемый переход.

- Уровень 2 - (мама) обсажено и цементировано; боковая открыта.
- Уровень 3 - основное отверстие обсажено и зацементировано; боковые обсаженные, но не цементированные.
- Уровень 4 - оба основных отверстия и боковые отверстия обсажены и цементированы.
- Уровень 5 - цементированные основные отверстия, и боковые поверхности; целостность давления соединения достигается с завершением.
- Уровень 6 - целостность целостности соединения достигается с корпусом (цемент неприемлем).
- Уровень 6S - целостность давления соединения достигается с помощью скважинного сплиттера (большой основной канал с двумя меньшими, широкими отверстиями).

Многоствольная технология быстро развивалась в течение короткого периода времени, что привело к разработке некоторых систем с функциями, которые не были описаны в исходном коде TAML, хотя функциональность переходов оставалась практически одинаковой. Эти новые системы вызвали обзор уровней, и проект пересмотренного кодекса был представлен группе TAML на ее ежегодном совещании. Проект документа включал добавление двух новых уровней, в результате чего общее число составило восемь, с новыми описаниями для каждого уровня. Кроме того, для завершения были предложены два уровня. 1. Контроль потока, завершение изоляции и повторное включение. 2. Умный рейтинг. Эта система уровня в значительной степени существует в текущем кодексе, и из обсуждений выяснилось, что она не была сильно использована операторами или сервисными компаниями. Консенсус заключался в том, что изменение уровней TAML для включения более сложной системы поставит под угрозу принятие текущего кода. Вместо этого в код были внесены следующие незначительные изменения для упрощения определений уровней 5 и 6.

1. Новый уровень 5 Описание - Обсаженное основное отверстие и в целом с изоляцией давления на стыке, достигнутом с завершением. (Исходное положение относительно цемента было устранено.)
2. Уровень 6S был объединен в определение уровня 6.

Рис. 2.12 иллюстрирует уровни заканчивания TAML, также показывает сте-



пень, в которой многоствольная технология контролируется. Например, многоуровневая скважина уровня 1 и уровня 4 может иметь аналогичные требования к бурению, но требует совершенно разных подходов к завершению, а сложность возрастает на порядки.

Рис. 2.12 – ключевые технологии многоствольного заканчивания

Эта категоризация также служит основой оценки рисков для многосторонних проектов в формализованной программе анализа рисков принятия решений Baker Oil Tools. Эта программа оценивает и присваивает вероятности различным

возможностям для каждого этапа многостороннего проекта. В дополнение к вероятности возникновения, для каждого возможного результата назначается влияние затрат. Используя формат узлового анализа, эти различные результаты, вероятности и затраты могут быть объединены в окончательную наиболее вероятную стоимость для общего проекта. Эта величина часто используется для определения экономической жизнеспособности многоствольного проекта.

Уровень 1 является открытым отверстием из отверстия в стволе скважины. Не существует механического или гидравлического соединения. Таким образом, многоствольные скважины 1 уровня обычно выполняются в консолидированных формациях по завершении босиком (как правило, в структурах контурного образования). Широко применяются многоствольные доработки уровня 1 в Соединенных Штатах, Канаде, Европе и на Ближнем Востоке, и до шести боковых стволов были пробурены из-за отверстия в материнской линии. Исходя из уроков прошлого опыта, внешние упаковщики корпуса теперь используется для обеспечения точки привязки для whip- запасов и ориентация втулка обеспечивает ориентацию отклонителя. Кроме того, латеральные ниппели используются для обеспечения возможности выборочной повторной установки для коррекционной работы на уровне 1 после того, как они были помещены в производство.

Уровень 2. Многоствольные уровни TAML уровня 2 (в которых основное отверстие обсажено и цементировано, а боковое отверстие открыто) представляют собой значительное увеличение сложности с TAML 1. Заканчивание является экономичным, позволяет селективное производство и может быть выполнено в стандартных размерах корпуса. Скважины в Объединенных Арабских Эмиратах успешно зарекомендовали себя для технологий уровня 2. Эти сильно отклоненные (под 60 градусов углы) 12 000-футовые скважины предлагали очень ограниченные варианты повторного входа. Однако, используя технологию уровня 2 с извлекаемыми системами забоя, с модифицированными механизмами механической настройки, операторы создали боковые прорезы с боковыми входными ниппелями. Доступ

через сквозную трубку теперь доступен либо в боковом направлении, как и в случае установки устройств управления потоком.

Уровень 3. На многоствольном уровне 3 основной канал обсажен и цементирован, а боковые стороны обсажены, но не цементированы. Боковая подкладка механически закреплена на основном отверстии с помощью стыка. На ранних этапах 3-го многоствольного завершения использовалось сквозное направляющее устройство и щелевая прокладка или экран в конце, который был прикреплен к основному отверстию с помощью пакера-вкладыша. Эта конфигурация обеспечивала небольшую функциональность, поскольку лайнер, прикрепленный назад к основному отверстию, ограничивался только боковым.

Уровень 4. На многоствольном уровне 4 оба основных отверстия и боковые стороны обсажены и цементированы для обеспечения целостности механического соединения. Односторонние системы уровня 4 могут быть простыми, или они могут служить основой для более сложных систем, таких как доработки с двойным пакером, однопоточные селективные повторные установки и одиночные струны с боковыми входными ниппелями.

Уровень 5. Многосторонние уровни 5 и 6 связаны с запечатанными переходами. Многоствольные соединения необходимы для управления хранилищами и для обработки сложной геологии в скважинных средах с множественными давлениями, жидкостями и слоями горных пород. Когда это возможно, точки размыкания соединения для многолучевых скважин должны располагаться в сильной, компетентной, консолидированной формации. Однако экономические, геологические или буровые условия часто исключают этот идеальный сценарий. В этих случаях необходимо обеспечить целостность давления, чтобы предотвратить коллапс ручья из-за падения давления. В МСС (многоствольная скважина) 5 уровня полная целостность гидравлического и механического давления на стыке достигается с завершением. Механическую целостность часто достигают, начиная с 4-го уровня, в то время как целостность давления выполняется с использованием в каждом боковом

пакере одного пакера, двойного пакера в главном отверстии над соединением и колонны насосно-компрессорных труб, помещенных в каждую боковую сторону. В 1995 году в Мексиканском заливе был завершена первая многоствольная скважина 5-го уровня. С тех пор в глубоководной Бразилии был завершён ряд скважин уровня 5. В то время как скважины уровня 5 обладают значительными потенциальными функциональными преимуществами, они требуют специальных операций фрезерования и / или очистки, которые создают мусор. Этот мусор, если его должным образом не убрать, может негативно повлиять на функциональность и экономию проектов [32].

Уровень 6. TAML определяет многоствольный уровень 6, как тот, в котором целостность давления соединения достигается с помощью оболочки, а не цементом, что неприемлемо. В скважине уровня 6 все соединения являются неотъемлемой частью основной обсадной колонны. Первой и наиболее широко используемой системой уровня 6 является система соединения стыковки, которая была разработана, разработана и запатентована компанией Baker Oil Tools. В данное время технология не распространилась из-за своей неэкономичности и отсутствия условий в которых скважины с таким закачиванием необходимы.

В России долгое время технология многоствольного заканчивания не была востребована, так как не было планов к переходу к трудноизвлекаемым запасам. Из-за развития ТРИЗ начинают переходить на 3 уровень заканчивания, но существуют уже единичные практики заканчивания многоствольных скважин четвертым и пятым уровнем. Но вертикально интегрированные нефтяные компании, не планируют прекращение работ по реализации данных технологий, а наоборот начинают стратегии по стимуляции отечественных сервисных компаний.

2.3. Основные направления научно-технического прогресса

Повышение энергоэффективности существующих технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти на основе объединения различных механизмов увеличения нефтеотдачи пластов и интеграции технологий.

Повышение энергоэффективности добычи нефти на основе энергоэффективного дизайна скважинного насосного оборудования.

Изменение свойств теплоносителя за счет добавок: растворителя, полимеров, пен, добавки химических веществ, препятствующих набуханию глин, образованию водонерастворимых солей;

Регулирование продвижения оторочек растворов химреагентов по пласту. Снижение адсорбции химических реагентов на пористой среде. Создание композиций химреагентов для конкретных условий пласта. Внутрипластовое снижение вязкости нефти химреагентами;

Моделирование процессов фильтрации различных агентов нефтеизвлечения;

Оценка эффективности закачки воды различной минерализации в пласты, изменение проницаемости и смачиваемости пористой среды.

Создание высокоэффективных и надежных передвижных и мобильных наземных парогенераторов.

Создание высокоэффективных систем теплоизоляции колонн насосно-компрессорных и обсадных труб, имеющих конкурентоспособную стоимость.

Разработка высокоэффективных и надежных систем скважинных генераторов пара и тепла для термического воздействия на призабойную зону пласта.

Создание термостойких конкурентоспособных эластомеров для обойм винтовых насосов при использовании их в «горячих» скважинах с температурой до 200 градусов.

Разработка моделей процесса работы объемного роторного насоса без использования эластичной обоймы (контакт «металл – металл») для откачки высоковязкой продукции, содержащей механические примеси и свободный газ, при рабочей температуре до 250 °С.

Создание объемных роторных насосов для откачки «горячей» высоковязкой жидкости с механическими примесями и свободным газом.

Создание доступных и стабильных химических реагентов, снижающих вязкость пластового флюида при температурах до 90°C.

Совершенствование капиллярных систем (систем миниколтубинга) для подачи химреагентов, топлива и окислителя на забой скважины.

Без вовлечения в разработку современных технологий для трудноизвлекаемых запасов, достичь поставленных стратегических целей к 2030 году после 2020, будет практически невозможно. Поэтому развитие технологий в этой области является крайне необходимым элементом промышленности.

Чтобы продолжать поддерживать добычу на том уровне, на котором сейчас она находится необходимо вовлекать все разведанные и открытые месторождения с трудно извлекаемыми нефтяными пластами. (баженовскую свита, доманиковый горизонт и аналоги), глубокие нефтеносные горизонты, негабаритные и уже истощенные залежи, а также уже начинать осваивать новые перспективные месторождения, находящиеся в окончательно не изведанных уголках Российской Федерации, а именно Тимано-Печорской, Западно-Сибирской, Волго-Уральской, Прикаспийской, Лено-Тунгусской, Енисей-Анабарской провинций, на Арктическом и Дальневосточном шельфах,[14]

ГЛАВА 3. ПРОЕКТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

3.1. Понятие проектное управление

Управление проектами — это практика инициирования, планирования, выполнения, контроля и закрытия работы команды для достижения конкретных целей и удовлетворения конкретных критериев успеха в указанное время. Проект представляет собой временное стремление, предназначенное для создания уникального продукта, услуги или результата с определенным началом и концом (как правило, с ограниченным сроком и часто ограниченным финансированием или укомплектованием персоналом), предназначенным для достижения уникальных целей и задач, как правило, для достижения выгодных изменений или добавленной стоимости.[29] Временный характер проектов контрастирует с бизнесом, как обычно (или операциями)[24], которые являются повторяющимися, постоянными или полупостоянными функциональными действиями для производства продуктов или услуг. На практике управление подобными производственными подходами требует разработки различных технических навыков и стратегий управления. [22]

Основной задачей управления проектами является достижение всех целей проекта в рамках заданных ограничений. [30] Эта информация обычно описывается в проектной документации, созданной в начале процесса разработки. Основными ограничениями являются область, время, качество и бюджет. Вторичная и более амбициозная задача состоит в том, чтобы оптимизировать распределение необходимых ресурсов и применять их для достижения заранее определенных целей. Целью управления проектами является создание полного проекта, который соответствует целям клиента. Во многих случаях объект управления проектами также должен формировать или реформировать краткое изложение клиента с тем, чтобы он мог эффективно решать задачи клиента. После того, как цели клиента четко определены, они должны влиять на все решения, принимаемые другими людьми, участвующими в проекте: руководители проектов, проектировщики, подрядчики, субподрядчики и т. д. Если цели управления проектом плохо определены или слишком

жестко предписаны, оказывают пагубное влияние на принятие решений.

3.1.1. История

В 1950-х годах организации начали систематически применять инструменты и методы управления проектами для сложных инженерных проектов. Генри Гант (1861-1919), отец техники планирования и контроля. В качестве дисциплины руководство проектом разработано из нескольких областей применения, включая гражданское строительство, инженерную и тяжелую оборонительную деятельность. Двумя предками управления проектами являются Генри Гант, называемый отцом методов планирования и контроля, который известен тем, что использовал диаграмму Ганта как инструмент управления проектами и Анри Файоль за создание пяти функций управления, которые составляют основу совокупности знаний, связанных с управлением проектами и программами. И Гэнт, и Файол были учениками теорий Фредерика Уинслоу Тейлора о научном управлении. Его работа является предвестником современных инструментов управления проектами, включая структуру разбивки работ (WBS) и распределение ресурсов. 1950-е годы ознаменовали собой начало современной эпохи управления проектами, в которой основные инженерные области объединяются для совместной работы. Управление проектом стало признаваться отдельной дисциплиной, вытекающей из управленческой дисциплины с инженерной моделью.[23]

В 1969 году в США был создан Институт управления проектами (PMI).[26] PMI публикует «Руководство к Своду знаний по управлению проектами» (Guide PMBOK), в котором описываются методы управления проектами, которые являются общими для большинства проектов в большинстве случаев». PMI также предлагает ряд сертификатов.

3.1.2. Подходы

Существует ряд подходов к организации и выполнению проектных мероприятий, в том числе: поэтапный, постный, итеративный и инкрементный. Существует

также несколько расширений для планирования проектов, например, на основе результатов (на основе продуктов) или действий (на основе процессов). Исследование, проведенное в 2017 году, показало, что успех любого проекта зависит от того, насколько хорошо четыре ключевых аспекта соответствуют контекстуальной динамике, влияющей на проект, и это называется четырьмя планами “Р”:

- Планирование и прогнозирование.
- Процесс, общий подход ко всем видам деятельности и управлению проектами.
- Люди, и динамика того, как они сотрудничают и общаются.
- Силовые проекты (Power, Projects), которые описывают все сферы полномочий, лиц, принимающих решения, органограмм, политики для реализации и т.п. Независимо от используемой методологии необходимо тщательно рассмотреть общие цели проекта, сроки и стоимость, а также роли и обязанности всех участников и заинтересованных сторон.

1. Поэтапный подход

Поэтапный (или поставленный) подход разбивается и управляет работой посредством ряда отдельных шагов, которые должны быть завершены, и часто упоминается как «традиционный». Хотя он может меняться, он, как правило, состоит из пяти технологических областей, четырех этапов плюс контроль: Типичные этапы разработки планирования проектного проекта и планирования строительства и контроля за завершением или закрытием. [33] Многие отрасли используют вариации этих этапов проекта, и это не редкость для этапов должны быть переименованы, чтобы лучше соответствовать организации. Например, при разработке и строительстве кирпича и миномета проекты обычно будут проходить через этапы, такие как предварительная планировка, концептуальный дизайн, схематическое проектирование, разработка дизайна, строительные чертежи (или контрактные документы) и управление строительством. Хотя поэтапный подход хорошо работает для небольших, четко определенных проектов, он часто приводит к сложностям или неудачам

в крупных проектах или более сложным, или имеет более двусмысленность, проблемы и риск.

2. Lean project management

Lean project management - использует принципы бережливого производства, чтобы сосредоточиться на предоставлении ценности с меньшим количеством отходов и сокращением времени.

3. Итеративное и инкрементное управление проектами

В критических исследованиях управления проектами было отмечено, что поэтапные подходы не очень подходят для проектов, которые являются крупномасштабными и многопрофильными с неопределенными, двусмысленными или быстро меняющимися требованиями или те, которые имеют высокую степень риска, зависимости и быстро меняющиеся технологии. Конус неопределенности объясняет некоторые из этого, поскольку планирование, проведенное на начальном этапе проекта, страдает высокой степенью неопределенности. Это особенно актуально, поскольку разработка программного обеспечения часто является реализацией нового или нового продукта. Эти сложности лучше обрабатываются с помощью более исследовательского или итеративного и инкрементного подхода. Развилось несколько моделей итеративного и инкрементного управления проектами, включая гибкое управление проектами, метод разработки динамических систем, экстремальное управление проектами и инновационный инжиниринг.

4. Управление проектами в критической цепочке.

Основная статья: Управление проектами в критических цепочках. Управление проектами в критической цепочке (ССРМ) — это применение теории ограничений (ТОС) для планирования и управления проектами и предназначено для устранения неопределенностей, присущих управлению проектами, принимая во внимание ограниченную доступность ресурсов (физические, человеческие навыки, а также возможности управления и поддержки), необходимые для выполнения проектов. Цель состоит в том, чтобы увеличить поток проектов в организации

(пропускной способности). Применяя первые три из пяти этапов фокусировки ТОС, идентифицируются системные ограничения для всех проектов, а также ресурсы. Чтобы использовать ограничение, задачи в критической цепочке получают приоритет над всеми другими видами деятельности. Наконец, проекты планируются и управляются для обеспечения готовности ресурсов, когда должны запускаться задачи критической цепочки, подчиняя все другие ресурсы критической цепочке.

5. Планирование на основе продуктов

Основная статья: планирование на основе продуктов
 Планирование на основе продуктов — это структурированный подход к управлению проектами, основанный на определении всех продуктов (конечных результатов проекта), которые способствуют достижению целей проекта. Таким образом, он определяет успешный проект как ориентированный на результат, а не ориентированный на деятельность или задачу. Управление на основе процессов

Включение управления на основе процессов было обусловлено использованием моделей зрелости, таких как OPM3 и CMMI (интеграция модели зрелости возможностей, см. Этот пример предшественника) и ISO / IEC 15504 (SPICE - усовершенствование программного обеспечения и оценка возможностей). В отличие от CMM SEI, модель зрелости OPM3 описывает, как сделать процессы управления проектами способными выполнять успешно, последовательно и предсказуемо, чтобы внедрить стратегии организации.

6. Управление производством проекта.

Управление производством проектов — это применение управления операциями для реализации капитальных проектов. Структура управления производственным проектом основывается на проекте как на представлении производственной системы, в котором проект трансформирует исходные данные (сырье, информацию, труд, установку и оборудование) в выходы (товары и услуги).[27]

7. Управление реализацией преимуществ.

Управление реализацией реализации (BRM) улучшает обычные методы управления проектами путем сосредоточения внимания на результатах (выгодах) проекта, а не на продуктах или продуктах, а затем на определении степени, в которой это происходит чтобы проект был на ходу. Это может помочь снизить риск завершения завершенного проекта путем предоставления согласованных требований / результатов, но не в состоянии обеспечить преимущества этих требований. Кроме того, практика BRM направлена на обеспечение согласованности между результатами проекта и бизнес-стратегиями. Эффективность этой практики подтверждается недавними исследованиями, свидетельствующими о практике BRM, влияющей на успех проекта с точки зрения стратегического подхода в разных странах и отраслях. Примером предоставления проекта требованиям может быть согласие на поставку компьютерной системы, которая будет обрабатывать данные о персонале и управлять записями заработной платы, праздников и персонала. В соответствии с Соглашением BRM соглашение может заключаться в том, чтобы добиться определенного сокращения штатных часов, необходимых для обработки и ведения данных о персонале.

8. Управление заработанной стоимостью.

Управление стоимостью стоимости (EVM) расширяет управление проектами с помощью методов улучшения мониторинга проекта. Он иллюстрирует прогресс проекта в направлении завершения работы и стоимости (стоимости). Заработанное расписание является продолжением теории и практики EVM

3.1.3. Группы процессов

Этапы разработки проекта традиционно (в зависимости от того, какая методология управления проектами используется) управление проектами включает в себя ряд элементов: от четырех до пяти групп процессов управления проектами и систему управления. Независимо от используемой методологии или терминологии, будут использоваться те же основные процессы управления проектом или этапы разработки. Основные группы процессов обычно включают:[31]

- Инициирование
- Планирование
- Производство или исполнение
- Мониторинг и контроль
- Закрытие

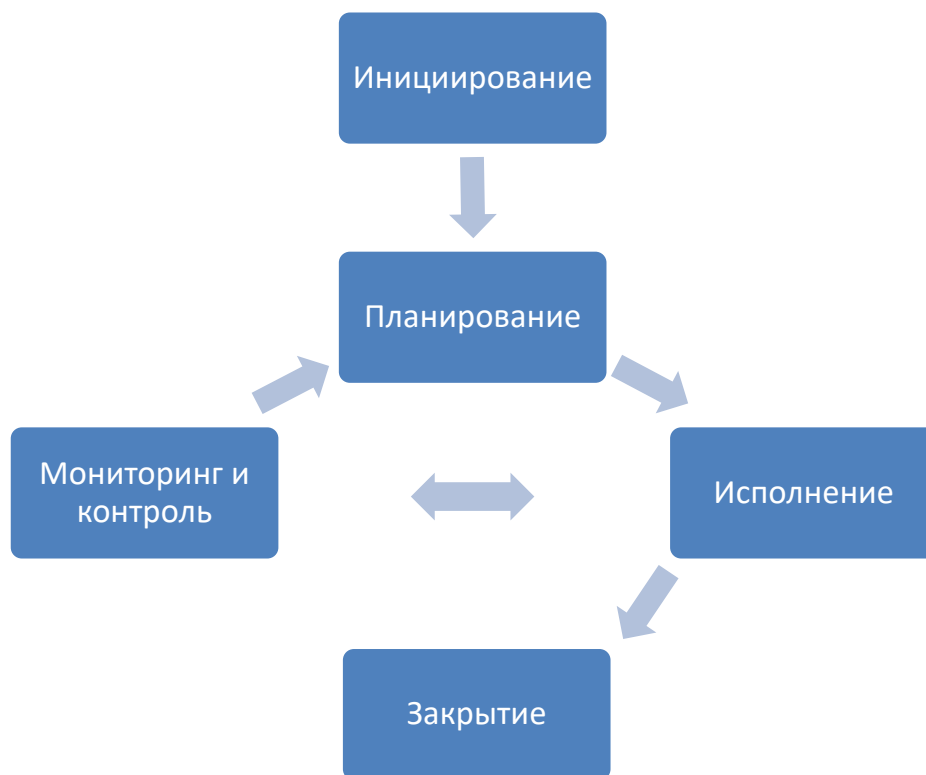


Рис.3.1. Этапы разработки проекта

В средах проекта со значительным исследовательским элементом (например, исследования и разработки) эти этапы могут быть дополнены точками принятия решений (решения go / no go) в котором обсуждается и решается вопрос о продолжении проекта.

1. Инициирование

Иницирующие процессы определяют характер и масштаб проекта. Если этот этап не будет выполнен хорошо, маловероятно, что проект будет успешным в удовлетворении потребностей бизнеса. Ключевыми элементами управления

проектом, которые необходимы здесь, являются понимание бизнес-среды и обеспечение включения всех необходимых элементов управления в проект. Следует сообщать о любых недостатках и давать рекомендации по их устранению. Начальный этап должен включать план, который охватывает следующие области. Эти области могут быть записаны в серии документов, называемых документами инициации проекта. Документы инициации проекта представляют собой серию запланированных документов, используемых для создания порядка на весь срок действия проекта. Они включают в себя:

- проектное предложение (идея проекта, общая цель, продолжительность)
- структура проекта (направление проекта и отслеживание) структура разбивки продукта (PBS) (иерархия результатов / результатов и их компонентов)
- структура разбивки работ (WBS) (а) иерархия выполняемой работы, вплоть до ежедневных задач)
- матрица распределения ответственности (RACI) (роли и обязанности, согласованные с результатами / результатами)
- предварительный график проекта (этапы, важные даты, сроки)
- анализ потребностей и требований бизнеса в отношении измеримых целей
- финансового анализа затрат и выгод от текущих операций
- анализ бюджета заинтересованных сторон, включая пользователей и вспомогательный персонал для устава проектного проекта,
- затраты, задачи, результаты и графики
- SWOT-анализа: сильные и слабые стороны, возможности и угрозы для бизнеса

2. Планирование

После этапа инициации проект планируется на соответствующий уровень детализации. Основная цель - правильно планировать время, затраты и ресурсы для

оценки необходимой работы и эффективного управления рисками во время выполнения проекта. Как и в группе процессов инициации, неспособность адекватного планирования значительно снижает шансы проекта на успешное выполнение своих целей [2].

Планирование проекта обычно состоит из:

- определения методологии управления проектами, которая должна следовать (например, будет ли план полностью определяться спереди, итеративно или в волнах качения);
- разработка заявления о сфере применения;
- выбор команды планирования;
- определение результатов и создание структур разбивки продукта и работы;
- определение мероприятий, необходимых для завершения этих результатов, а также организация мероприятий в их логической последовательности;
- оценка потребностей в ресурсах для деятельности;
- оценка времени и затрат на мероприятия;
- разработка графика;
- разработка бюджета;
- планирование рисков;
- разработка мер по обеспечению качества;

В целом также рекомендуются дополнительные процессы, такие как планирование коммуникаций и управление областями, определение ролей и обязанностей, определение того, что покупать для проекта и проведение стартового совещания.

Для проектов разработки новых продуктов концептуальный дизайн работы конечного продукта может выполняться одновременно с мероприятиями по планированию проекта и может помочь информировать команду планирования при определении результатов и планируемых мероприятий.

3. Исполнение

Во время выполнения мы должны знать, каковы запланированные условия, которые необходимо выполнить. Этап исполнения / реализации гарантирует, что результаты выполнения плана управления проектом будут выполнены соответствующим образом. Этот этап предполагает надлежащее распределение, координацию и управление человеческими ресурсами и любые другие ресурсы, такие как материалы и бюджеты. Результатом этого этапа являются результаты проекта.

4. Мониторинг и контроль

Мониторинг и управление состоят из тех процессов, которые выполняются для наблюдения за выполнением проекта, чтобы выявить потенциальные проблемы своевременно, и при необходимости можно предпринять корректирующие действия для контроля выполнения проекта. Ключевым преимуществом является то, что производительность проекта наблюдается и регулярно измеряется для выявления различий в плане управления проектами. Мониторинг и контроль включают:

- Измерение текущей деятельности по проекту («где мы»);
- Мониторинг переменных проекта (затраты, усилия, объем и т. Д.) В отношении плана управления проектами и базового уровня эффективности проекта (где мы должны быть);
- Идентификация корректирующих действий для надлежащего решения проблем и рисков (как мы можем снова вернуться);
- Влияние на факторы, которые могут обойти интегрированный контроль изменений, поэтому реализованы только одобренные изменения.

В многофазных проектах процесс мониторинга и контроля также обеспечивает обратную связь между этапами проекта с тем, чтобы осуществить корректирующие действия, чтобы привести проект в соответствие с планом управления проектами. Техническое обслуживание проекта является непрерывным процессом, и оно включает в себя:

- Постоянная поддержка конечных пользователей
- Коррекция ошибок
- Обновления продукта со временем

Контроль и контроль цикла. На этом этапе аудиторы должны обратить внимание на то, как эффективно и быстро устраняются проблемы пользователей.

В ходе любого проекта строительства область работы может измениться. Изменение является нормальной и ожидаемой частью процесса строительства. Изменения могут быть результатом необходимых модификаций проекта, различными условиями сайта, доступностью материалов, запросами, запрошенными подрядчиком, инженерией стоимости и воздействием третьих сторон, чтобы назвать несколько. Помимо выполнения изменений в поле, изменение обычно должно быть документировано, чтобы показать, что было фактически построено. Это называется управлением изменениями. Следовательно, владелец обычно требует окончательной записи, чтобы показать все изменения или, более конкретно, любые изменения, которые изменяют осязаемые части законченной работы. Запись делается на договорных документах - обычно, но не обязательно, на чертежах. Конечным продуктом этих усилий является то, что отрасль использует встроенные чертежи или, проще говоря, «как построенные». Требование об их предоставлении является нормой в контрактах на строительство. Управление строительными документами - это очень важная задача, которая проводится с помощью онлайн-системы или программного обеспечения для настольных систем или поддерживается с помощью физической документации. Возрастающая законность, связанная с поддержанием правильной документации строительной отрасли, вызвала увеличение потребности в системах управления документами. Когда в проект вводятся изменения, необходимо переоценить жизнеспособность проекта. Важно не упускать из виду первоначальные цели и задачи проектов. Когда изменения накапливаются, прогнозируемый результат может не оправдать первоначальные предлагаемые инвестиции в проект. Успешное управление проектами идентифицирует эти компоненты и

отслеживает и отслеживает прогресс, чтобы оставаться в рамках временных и бюджетных рамок, уже описанных в начале проекта.

5. Закрытие

Закрытие включает официальное принятие проекта и его окончание. Административная деятельность включает архивирование файлов и документирование извлеченных уроков. Эта фаза состоит из:

- Закрытие контракта: Заполните и урегулируйте каждый контракт (включая разрешение любых открытых позиций) и закройте каждый контракт, применимый к проекту или фазе проекта.
- Завершение проекта: завершите все действия во всех группах процессов, чтобы официально закрыть проект или этап проекта.

Также на этом этапе включен обзор после внедрения. Это жизненно важный этап проекта для команды проекта, чтобы учиться на опыте и применять к будущим проектам. Как правило, обзор постпроцессинга состоит в том, чтобы смотреть на вещи, которые шли хорошо, и анализировать вещи, которые плохо работали над проектом, чтобы извлечь уроки.

6. Документация проекта

Документирование всего в рамках проекта является ключом к успеху. Чтобы поддерживать бюджет, объем, эффективность и темпы, проект должен иметь физические документы, относящиеся к каждой конкретной задаче. Имея правильную документацию, легко увидеть, было ли выполнено требование проекта. Для этого в документации содержится информация о том, что уже было выполнено для этого проекта. Документация по всему проекту обеспечивает бумажный след для всех, кто должен вернуться и сослаться на работу в прошлом. В большинстве случаев документация является наиболее удачным способом контроля и контроля конкретных этапов проекта. При правильной документации успех проекта можно отслеживать и отслеживать по мере продолжения проекта. Если это будет сделано правильно, документация может стать основой успеха проекта.

3.2. Инициация проекта «Многоствольные скважины с многостадийным ГРП»

3.2.1. Резюме проекта

Этап 1. Описание технологии

Строительство многоствольной скважины с заканчиванием по 3 уровню сложности TAML. Обеспечение механической изоляции стыка с возможностью захода в каждый из стволов на протяжении срока эксплуатации скважины. МГРП в каждом из стволов. Возможность повторного ГРП в каждом из стволов, выборочного отсечения зон.

Этап 2. Цель проекта

- Снижение затрат на строительство скважин при помощи технологии бурения и заканчивания многоствольных скважин с МГРП (равный или увеличенный общий дебит при меньших инвестициях).
- Развитие компетенций строительства многоствольных скважин для дальнейшего тиражирования в периметре “Компании”
- Подтверждение технологической возможности строительства МСС с МГРП 114 X 178мм
- Впервые в России опробование технологии МСС TAML 3 с МГРП

Этап 3. Причины выбора технологии МСС

Для проведения опытно производственных работ рассматривается месторождение с такими показателями:

1. Низкая рентабельность запасов
2. Высокая стоимость строительства скважин

Цель:

Снижение стоимости строительства горизонтальной скважины с МГРП за счет строительства многоствольных скважин с МГРП при условии равных дебитов.

На данном месторождение эксплуатируются горизонтальные скважины, текущая схема представлена на рисунке 3.2.

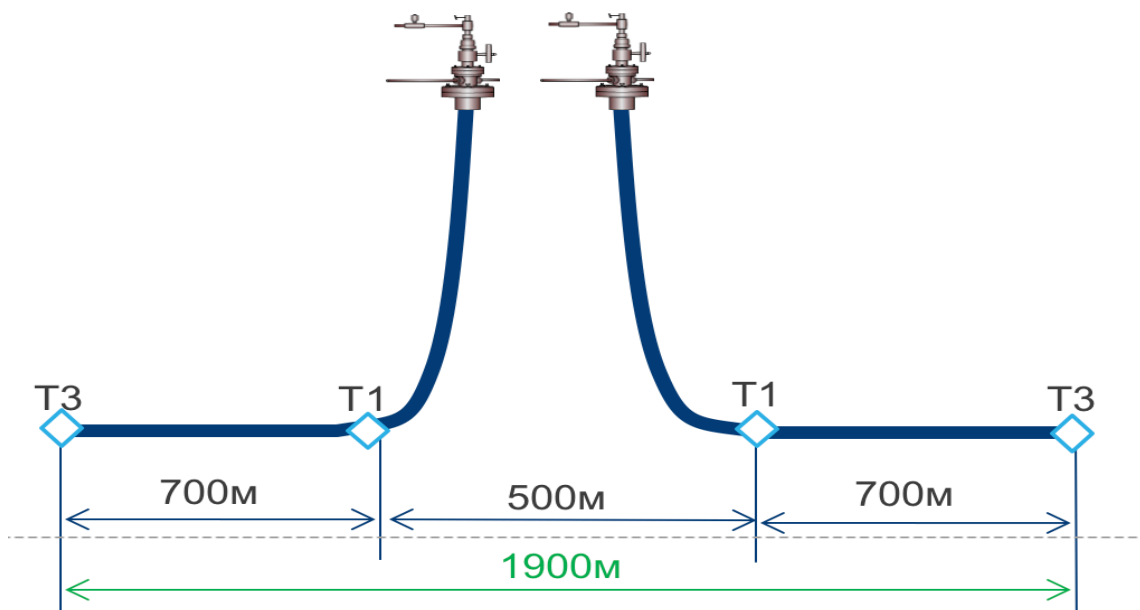


Рис.3.2. Схема горизонтальных скважин

На данный момент времени с учетом развития технологии и нецелесообразностью использования, предлагается многоствольная скважина, представленная на рисунке 3.3.

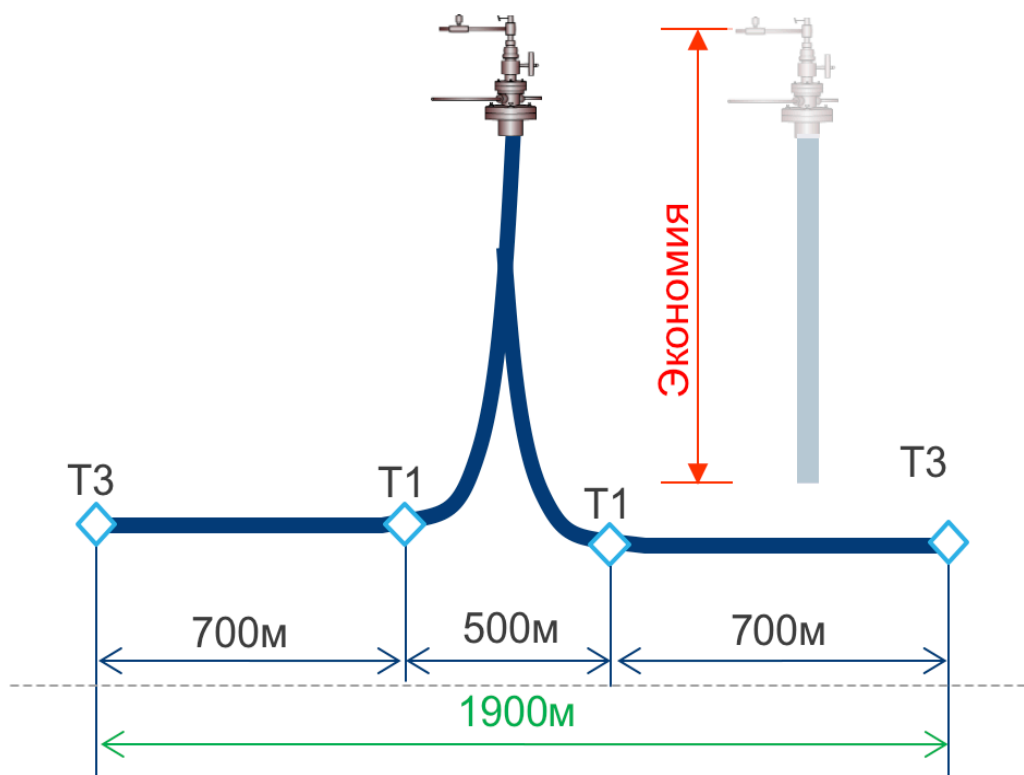


Рис.3.3. Схема многоствольной скважины

Технология многоствольного закачивания скважин позволит снизить

показатели, такие как:

- Экономия на строительстве креплении верхних секций скважины.
- Экономия на обустройстве (меньше устьев, меньше отсыпки).
- Сохранение площади охвата
- Меньшие риски при проводке горизонтальных стволов
- Меньшие риски при спуске хвостовиков
- Возможность повторного захода в каждый из стволов

3.2.2 Варианты проекта проведения МСС с МГРП и причины выбора уровня сложности

Для определения уровня закачивания и строительства многоствольной скважины. Были проанализированы достоинства и недостатки трех уровней сложности, представленные в таблице ниже.

Таблица 3.1.

Достоинства и недостатки ТАМЛ

Вариант реализации	Достоинства	Недостатки
1	2	3
Строительство скважины по 2-му уровню сложности ТАМЛ	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Прогнозируемые сроки реализации ▪ Элементы технологии были опробованы ранее ▪ Доступность технологии ▪ Меньшие риски при извлечении клина-отклонителя ▪ Простота установки ▪ Не ограниченное количество стадий 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Участок бокового ствола от головы хвостовика бокового ствола до стыка стволов не обсажен. Большие риски потери бокового ствола.

Продолжение табл. 3.1.

1	2	3
Строительство скважины по 3-му уровню сложности ТАМЛ	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Прогнозируемые сроки реализации ▪ Элементы технологии были опробованы ранее ▪ Доступность технологии ▪ Меньшие риски при извлечении клина-отклонителя ▪ Простота установки 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ограничения по проходным сечениям ▪ Ограниченное количество стадий ГРП
Строительство скважины по 4-му уровню сложности ТАМЛ	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ровно проходная система ▪ Удобство КРС ▪ Вариативность МГРП/повторного МГРП ▪ Не ограниченное количество стадий ▪ Возможность комбинации технологий МГРП 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Риски при извлечении клина-отклонителя ▪ Технологические ограничения и доступность технологии (один поставщик с опытом и проверенной технологией или 4ый уровень из 3го) ▪ Технологически чувствительная и более сложная установка системы стыка ▪ Большая гидравлическая составляющая

Для проведения ОПР был выбран уровень сложности №3 по классификации ТАМЛ в связи с наименьшими рисками и простотой установки.

3.2.3. Выбор оптимального подрядчика

Для выбора оптимального подрядчика проведен анализ с учетом уникальности проекта. Подрядчиками выступают иностранные сервисные компании, в связи с тем, что отечественные компании не имеют компетенций по многостадийному заканчиванию скважины.

Из 4 компаний, было отобрано 3 в связи с тем, что у одной отсутствовали компетенции по технологии, требуемой к реализации данного проекта.

Критериями распределения поставщиков выступали следующими показатели как:

1. Стоимость
2. Сроки
3. Компетенции

Таблица 3.2.

Сервисные компании - подрядчики

Компания	Стоимость	Сроки	Компетенции
1	2	3	4
“Сервисная компания №1”	Стоимость оборудования стыка: 42.5 млн руб. (с НДС)	<ul style="list-style-type: none"> • Возможно начало апробации в 2018 г. • Время на строительство скважины ~70 сут. 	<ul style="list-style-type: none"> • Опыт спуска аналогичных стыков в России • Готовность к оперативному проведению работ • Нет необходимости разбуривания седел для проведения повторного ГРП
“Сервисная компания №2”	Стоимость оборудования стыка: 43,5 млн руб. (с НДС)	<ul style="list-style-type: none"> • Возможность поставки в 2018 г. • Время на строительство скважины ~70 сут. 	<ul style="list-style-type: none"> • Большой опыт строительства МСС скважин за рубежом. Незначительный в России • Не отработана технологическая возможность повторного ГРП

Продолжение табл. 3.2.

1	2	3	4
“Сервисная компания №3”	1.2 млн \$ без учета компонентов МГРП	<ul style="list-style-type: none"> • Отсутствие оборудования в России. • Сроки поставки 10-12 месяцев Ex-Works. • Время операций ~80 суток + в связи с необходимостью цементирования и обустройства клина-отклонителя. 	<ul style="list-style-type: none"> • Большой опыт строительства МСС скважин за рубежом. Незначительный в России

На основании критериев отбора подрядчика, для реализации первого ОПР рекомендуется выбрать компанию “Сервисная компания №1”, как наиболее готовую к реализации проекта партнера.

Так же, на основании предложенных этапов ОПР предлагается:

- 1ый ОПР Компания “Сервисная компания №1”
- 2ой ОПР компания “Сервисная компания №2”
- Проведение оценки ОПР двух компаний
- Принятие решение о проведении третьего ОПР и окончательного подрядчика.

3.2.4. Конструкция скважины МСС с МГРП

В данной части рассмотрим подробнее схему конструкции многоствольной скважины. (рис. 3.4)

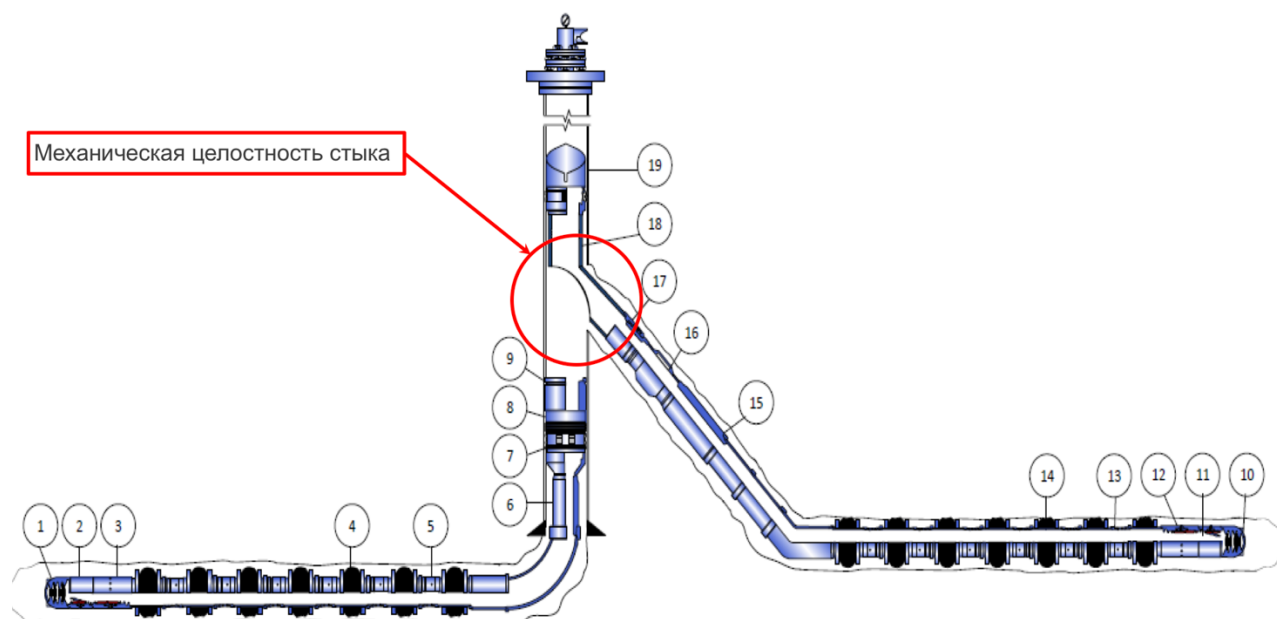


Рис.3.4. Схема конструкции МСС с МГРП

Ниже в таблице 3.3. вашему вниманию представлены составляющие данной конструкции.

Таблица 3.3.

Компоненты МСС

№	Наименование	Длина, М	Количество
1	2	3	4
Основной ствол			
1	Башмак с обратным клапаном	0,4	1
2	Циркуляционный клапан	0,85	1
3	Гидравлическая муфта ГРП	0,68	1
4	Пакер за колонный гидравлический	1,23	7
5	Закрывающая муфта ГРП	0,68	6
6	Уплотнительный патрубок	3,04	1
7	Подвеска хвостовика гидравлическая	2,19	1
8	Пакер хвостовика	1,66	1
9	Надставка хвостовика	3,05	1

Продолжение табл.3.3.

1	2	3	4
Боковой ствол			
10	Башмак с обратным клапаном	0,4	1
11	Циркуляционный клапан	0,85	1
12	Гидравлическая муфта ГРП	0,68	1
13	Пакер заколонный гидравлический	1,23	7
14	Закрывающая муфта ГРП	0,68	6
15	Уплотнительный патрубок	3,04	1
16	Фиксирующая втулка	1,4	1
17	Вертлог хвостовика	0,43	1
18	Стык сочленения	7,84	1
19	Гидравлическая подвеска с ориентационным профилем	1,57	1

3.2.5. Расчет экономической эффективности

Автором был проанализирован спрос на многоствольное заканчивание 3 уровня сложности по классификации TAML, у вертикально интегрированных нефтяных компаний России (рис.3.3).

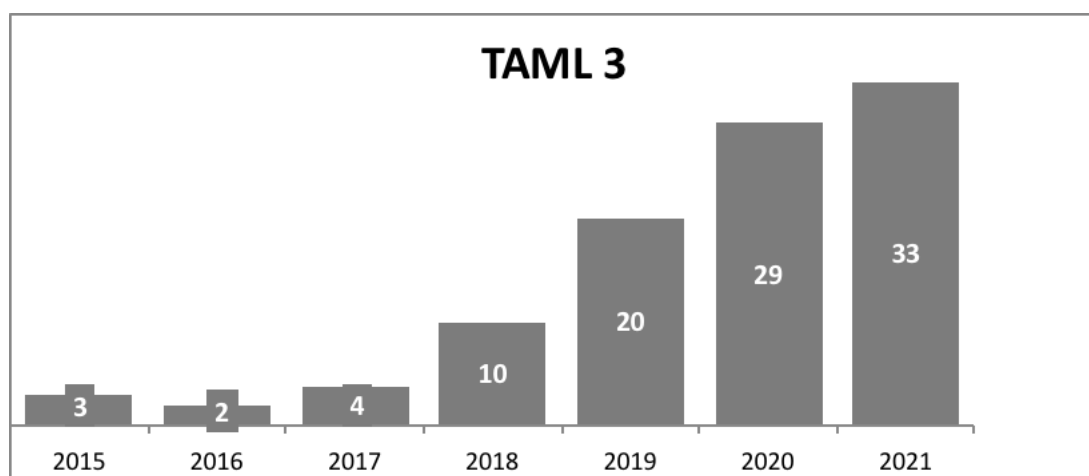


Рис.3.3. Анализ спроса на МСС TAML-3

Данные за 2015-2017 гг. были получены на основе экспертного опроса сервисных компаний. Информация по спросу на 2018-2021 гг. сформирована на основе экспертного опроса представителей нефтегазовых компаний. Значительный рост объема использования данной технологии многоствольного заканчивания скважин обуславливается начинающей апробацией данной технологии и подтверждением ее эффективности ВИНК Российской Федерации [12].

Произведен сравнительный расчет стоимости Горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта и Многоствольной скважиной с многостадийным гидроразрывом пласта на основании месторождения. Замена 4-х ГС с МГРП двумя МСС с МГРП при учете одинакового количества стадий.

Входные данные для ГС = плановые и расчетные показатели

- Текущая стоимость строительства скважин
- Текущая стоимость обустройства
- 5 Горизонтальных стволов = 5 Горизонтальных скважин
- 5 стадий в каждом стволе - итого 25 стадий ГРП

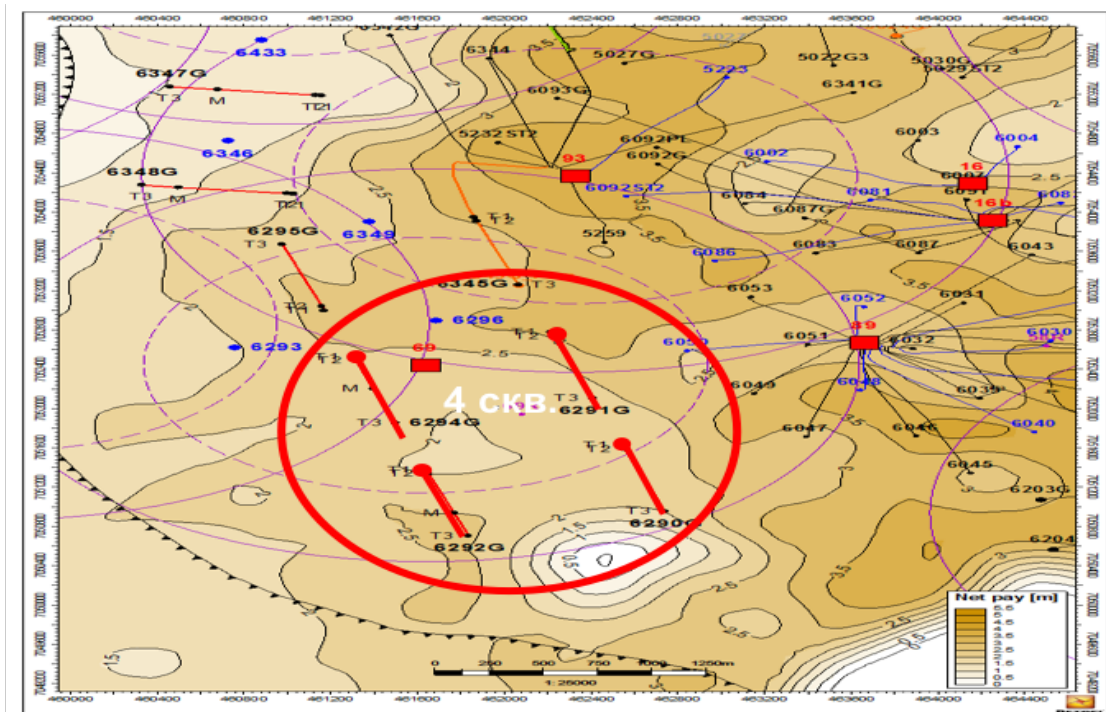


Рис.3.4. Горизонтальные скважины с МГРП

Входные данные для МСС = расчетные показатели

- Текущая стоимость строительства скважин
- Текущая стоимость обустройства
- Стоимость оборудования МСС и МГРП на основании коммерческого предложения “Сервисной компании №1”
- 5 горизонтальных ствола = 3 скважины
- 5 стадий в каждом стволе - итого 25 стадий ГРП

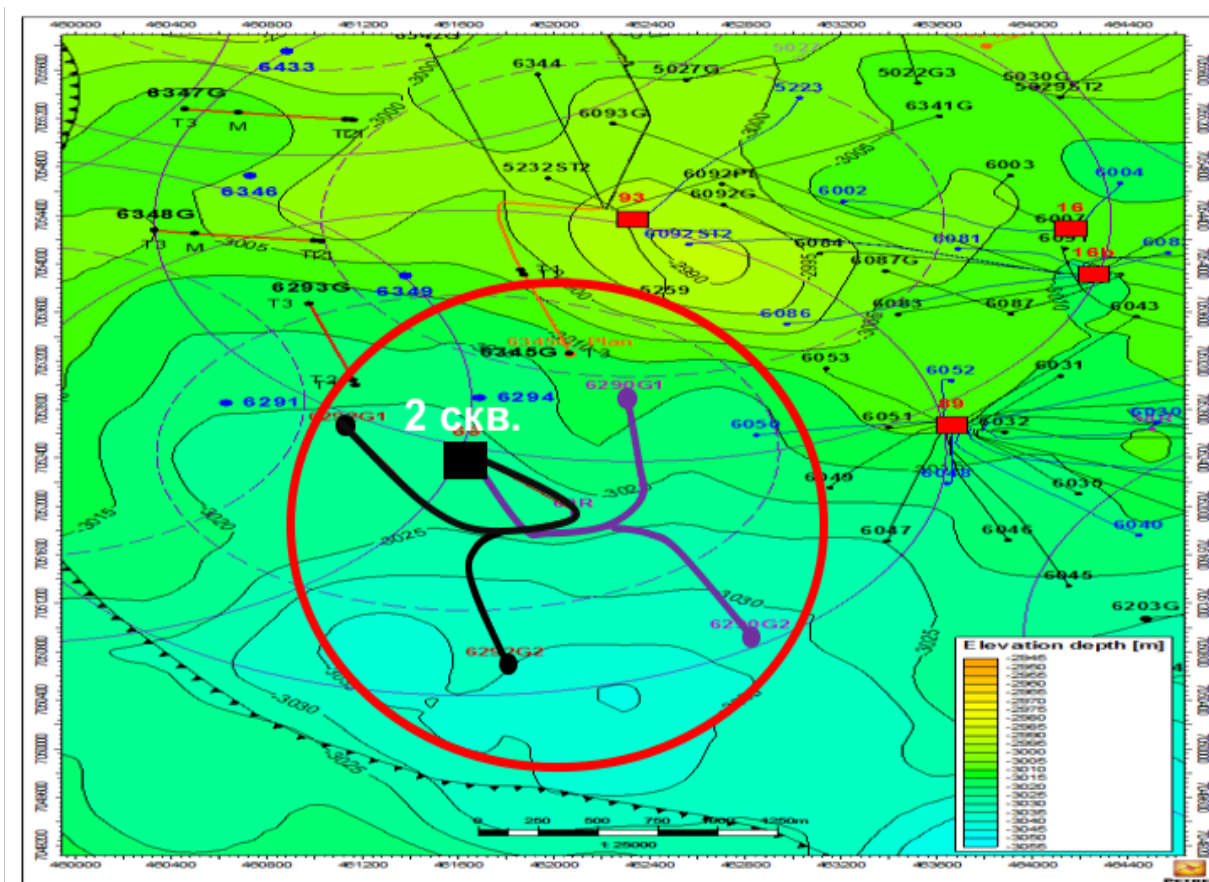


Рис.3.5. Многоствольные скважины с МГРП

Произведем сравнение стоимости строительства 2-х горизонтальных скважин с МГРП и 1-ой многоствольной скважиной с МГРП (см. табл 3.4).

Таблица 3.4.

Сравнение стоимости строительства

	2хГС с МГРП	1хМСС с МГРП
Время на бурение/заканчивание/осв. (общее, сут.)	78	68
Время на освоение (сут.)	24	24
Итого:	102	92
Общее количество стадий ГРП	10	10
Стоимость скважины ср. (тыс. руб)	60 000	108 000
Общая стоимость скажины (тыс. руб)	120 000	108 000
Итого:	120 000	108 000
Разница стоимости:	12 000	-12 000
Экономия времени		-10

Из цифр представленных выше можно сделать следующие выводы, Стоимость строительства МСС с МГРП ниже на 12 млн. Руб. и временные затраты сократились, но 10 суток.

Оптимизация скважины с помощью этой многоствольного заканчивания позволяет снизить расходы на 11%.

Следующим этапом проведем сравнение стоимости строительства и обустройства месторождения при условии замены 4-х ГС с МГРП 2-мя МСС с МГРП

На рассматриваемом месторождение на данный момент находятся 5 горизонтальных скважин и 2 наклоннонаправленных. В связи с внедряемым проектом будет рассмотрена альтернатива обустройства месторождения 2 многоствольными скважинами, 1 горизонтально направленной и 2 наклонно-направленными скважинами.

Таблица 3.5.

Сравнение стоимости строительства месторождения

	5хГС+2ННС 5 стадий ГРП		2хМСС+1ГС+2ННС 5 стадий ГРП		
	2ХННС	5ХГС МСГРП	2хМСС МГРП	1хГС МГРП	2ХННС
1	2	3	4	5	6
Время на бурение и заканчивание (общее, сут.)	44	195	138	39	44
Время на своеие (сут.)	24	60	48	12	24
Итого (сут.):	323		305		
Количество ста- дий ГРП	25		25		
Стоимость сква- жины ср.(тыс.руб.)	34 200	60 000	108 000	60 000	34 200
Общая стоимость скважин(тыс.р б.)	68 400	300 000	216 000	60 000	68 400
Итого:	368 400		344 400		
Стоимость обу- стройства текущая (тыс.руб)	66 312		-		
Стоимость обу- стройства при МСЗ (тыс. руб)	-		55 104		

Продолжение табл.3.5.

1	2	3	4	5	6
Экономия на обустройстве (тыс. руб.):	-11 208				
ЭЦНД5А-200-2550, 50.0 ГЦ	3 326		1 130	565	
Станция управления УЭЦН	500		500		
Итого (тыс. Руб.):	438 538		401 699		
Разница стоимости (тыс. Руб.):	-36 839				
Экономия времени (сут.)	-18				

Подводя итоги, мы можем сделать следующие выводы:

- Расчетная экономия на обустройстве = 11 млн Руб. за счёт снижения числа устьев и снижения кубометров отсыпки
- Снижение стоимости строительства скважины за счёт снижения числа колонн, бурения и цементирования) – 24 млн Руб.
- Общее снижение затрат на строительство = 37 млн Руб
- Снижение расчетного времени строительства скважины согласно режимно-технологической карты (-18 сут.)

3.3. Планирование проекта «многоствольные скважины с многостадийным грп»

Следующим этапом реализации проекта. Является планирование. Для поставленной задачи лучшим инструментом является - диаграмма Ганта. График Ганта используется для иллюстрации плана, графика работ по какому-либо проекту. Является одним из методов планирования проектов.

3.3.1. Схема работ по проекту

В нашем случае принцип построения остается тем же, но его структура видоизменена в целях простоты понятийной части. Поэтому она скорее принимает образ схемы.

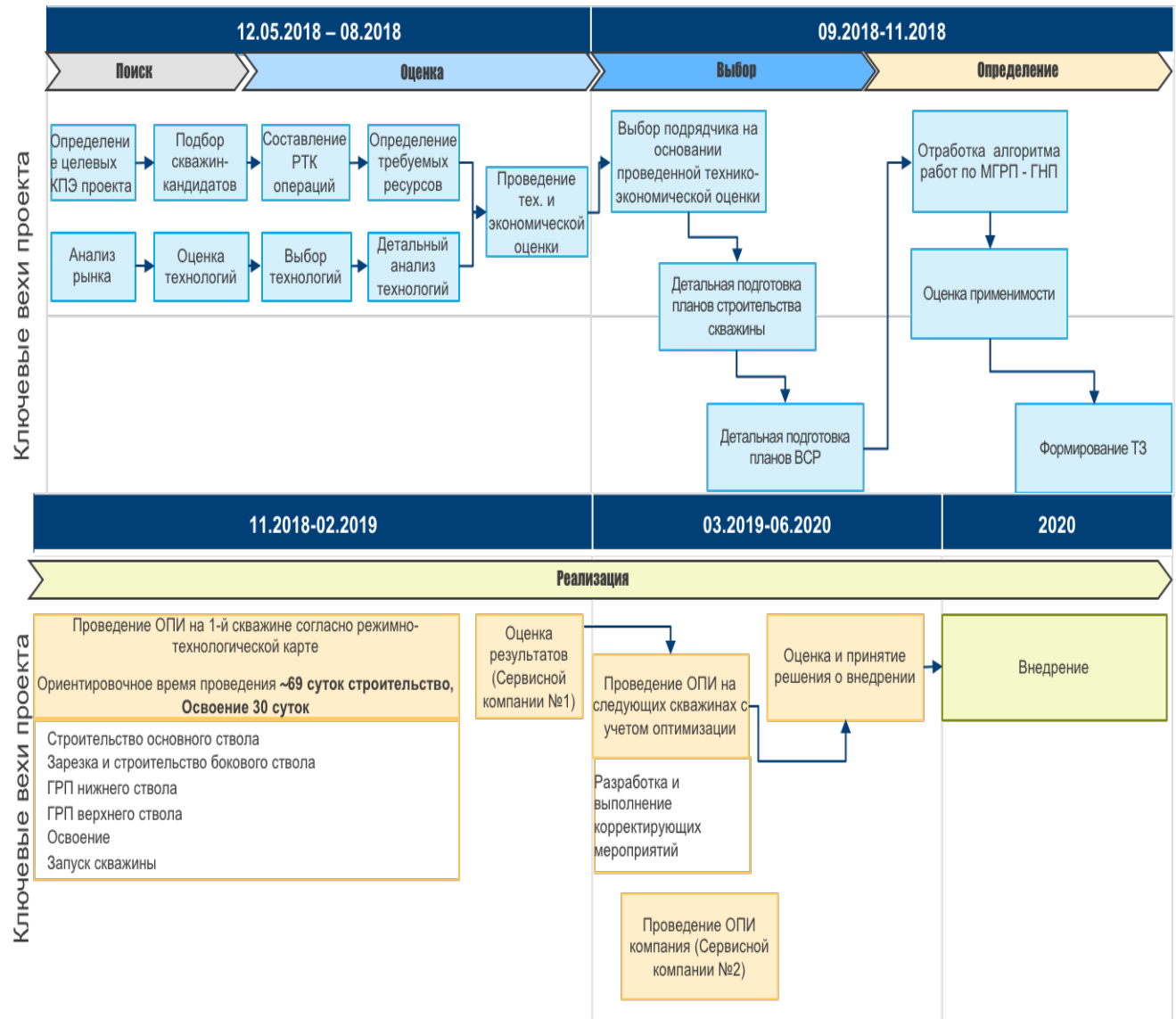


Рис.3.6. Схема работ по проекту

3.3.2 Риски в реализации проекта

Одним из важных этапов планирования является – выявление рисков. Нами была проделана работа по определению рисков возможных при реализации строительства многоствольной скважины с МГРП. Риски разделили на 5 категорий –

“Технические”, “Экономические внутренние”, “Экономические внешние”, “Организационные”, “Политические”. Определили ущерб вероятность и управляемость ими такими критериями как “Низкая”, “Средняя” и “Высокая”. Так же рассмотрели меры, которые стоит провести в избежание их (см. табл. 3.6).

Таблица 3.6.

Риски при строительстве МСС с МГРП

№	Выработка критериев	Способ предотвращения риска	Способ предотвращения наступившего риска	Ущерб	Вероятность
1	2	3	4	5	6
1	Технические				
1.1.	Не доход хвостовика	Качественная подготовка ствола скважины Расчет дохождения хвостовика	Дополнительные работы по нормализации и контроль качества	Низкая	Низкая
1.2.	Длинное окно, трудности при отходе колонны. Неправильная установка стыка	Соблюдение параметров вырезки окна. Бурение короткого шурфа и отход от колонны с помощью ВЗД с углом перекоса. Планирование как минимум 2х интервалов вырезки окна на случай некачественного цемента. Анализ данных (колонна, параметры)	Подъем хвостовика и заканчивание скважины по второму уровню сложности с модернизацией в 3-ий	Низкая	Средняя

Продолжение табл. 3.6.

1	2	3	4	5	6
1.3.	Недохождение хвостовика основного ствола более 30 м - Возможное перекрытие хвостовиком интервала вырезки окна.	Планирование оптимальной траектории двух столов. Расчет дохождения хвостовика. Планирование подготовки ствола скважины к спуску хвостовика. Обязательная установка защелочных соединений. Планирование второго интервала вырезки окна (вырезка окна с запасной защелочной муфты)	Применение клина отклонителя с гидроякорем. Применение двух защелочных соединений.	Средняя	Низкая
1.4.	Дифференциальный прихват	Контрольную шаблонировку проводить после извлечения клина при данном типе бурового раствора. Ствол бы находился без циркуляции и шаблонировок примерно 36 часов. Шаблонировку проводить КНБК с использованием не менее двух КЛС номинального диаметра установленных поочередно от долота через два УБТ120. Провести промежуточные промывки скважины после получения посадок и до вхождения в горизонтальный участок (на точке Т1);	<ul style="list-style-type: none"> • Восстановить циркуляцию; • Промыть скважину; • Создать момент; • Разгрузить колонну; • Производить расхаживание; • При отрицательном результате - установить противоприхватную ванну 	Средняя	Средняя

Продолжение табл. 3.6.

1	2	3	4	5	6
1.5.	Самопроизвольное отсоединение транспортной колонны от «хвостовика»	При проведении ОПИ с использованием оборудования, имевшего менее 10 успешных результатов применения, проводить с подрядчиком технологические сессии с детальным разбором работы устройства с использованием инженерных чертежей. К сборке экспериментального оборудования в скважину привлекать конструктора данного оборудования, либо к оценке рисков на технологических сессиях.	-	Высокий	Высокий
1.6.	Неправильная ориентация системы стыка относительно окна эксплуатационной колонны. Невозможность захода в оба ствола, невозможность выполнения МГРП	Использование компоновки телесистемы в процессе ориентирования бокового модуля	Ловильные работы, обустройство, фрезеровка, резка в 2 этапа.	Высокая	Низкая

Продолжение табл. 3.6.

1	2	3	4	5	6
1.7.	Не прохождение стигера МГРП в боковой ствол через систему. Невозможность захода в оба ствола, невозможность выполнения МГРП	Тесты системы при установке бокового модуля и дефлектора в разных длинах окна, с тестом прохождения стингера МГРП. Анализ формы окна по клину - отклонителю после извлечения клина-отклонителя	Ловильные работы, обустройство, фрезеровка.	Высокая	Низкая
1.8.	Слабый уровень технической поддержки технологии	Привлечение специалистов высокой квалификации. Присутствие руководства подрядчика на первой работе.		Средняя	Низкая
1.9.	Невозможность повторного МГРП в виду проходных сечений стыка	Применение закрывающих муфт		Средняя	Низкая
2.	Экономические (внешние)				
2.1.	Снижение цен на нефть	Поиск аналогов с меньшей стоимостью	Снижение себестоимости строительства скважины	Низкая	Высокая

Окончание табл. 3.6.

1	2	3	4	5	6
2.2.	Увеличение стоимости закупки компонентов.	Раннее контрактование на период проведения	Поиск аналогов компонента	Низкая	Низкая
3.	Экономические (внутренние)				
3.1.	Отсутствие дополнительных средств	Контроль над расходами	Поиск дополнительных источников финансирования	Низкая	Низкая
4.	Организационные				
4.1.	Несвоевременная доставка оборудования	Раннее контрактование	Введение штрафных санкций исполнителю работ	Низкая	Средняя
4.2.	Сезонное бездорожье	Планирование работ на период устойчивой погоды, оговорить в договоре особые условия связанные с погодными условиями	Восстановление проездных путей	Низкая	Низкая
5.	Политические				
5.1.	Усиление режима санкций	Поиск аналогов	Поиск выхода на российский рынок производителей	Низкая	Средняя

3.3.3. Ключевые показатели эффективности этапов проекта МСС с МГРП

Для дальнейшей реализации проекта составлен список эффективности реализации проекта. Руководствуясь в дальнейшем, позволит отслеживать, на какой стадии находится проект и успешность его завершения.

Таблица 3.7.

Показатели эффективности проекта

	Показатели/ Критерии перехода на следующий этап	Статус
1	2	3
Поиск	Проведен анализ рынка возможных технологий	✓
	Определены КПЭ проекта	✓
Оценка	Произведен выбор доступных технологий	✓
	Произведен детальный технический анализ доступных технологий и составлена матрица рисков	✓
	Составлены детальные режимно-технологические карты реализации проекта	✓
	Подтверждена экономическая эффективность проекта	✓
Выбор	Технологические расчеты подтвердили возможность выполнения первого ОПР до 12.2015	✓
	Выбран подрядчик	✓
	Проведена детальная подготовка планов строительства скважины	✓
	Проведена детальная подготовка планов ВСП	✓
Определение	Определена первая скважина кандидат.	
	Составлен и утвержден на уровне блока разведки и добычи план проведения ОПИ на скв.-кандидатах.	
	Заключение доп. соглашений с подрядчиками	
	Актуализирован расчет экономической эффективности проекта и подготовлено тех. задание.	

Продолжение табл.3.7.

1	2	3
Реализация	Строительство скважины - основной ствол	
	Строительство бокового ствола	
	Проведение ГРП, ввод скважины в эксплуатацию	
	Разработка оптимальных методик капитального ремонта скважин	
	Подтверждение успешности строительства МСС с МГРП (Скважина построена в запланированные сроки +/-15%, проведено 5 стадий ГРП в каждом из стволов, стоимость строительства меньше на 10% чем 2 ГС с МГРП, добыча \geq добыче 2ГС с МГРП)	
	Проведение ОПР по 4-му уровню сложности строительства	
	Разработка оптимальных методик строительства МСС постоянно	

3.3.4. Предлагаемая структура управления проектом

Завершающим этапом планирования данного проекта – является предложение по организационной структуре управления проектом (рис. 3.7.).



Рис. 3.7. Структура по управлению проектом

Для дальнейшего управления проектом, предлагается создать комитет по технологии, который будет разделяться на два управления управляющий комитет, и блок руководителя направления, в которой войдет руководитель проекта и техническая группа, состоящая из 8 специалистов, в своем профиле работ. Так же в подчинение к руководителю проекта будет привлекаться техническая группа сервисной компании.

3.3.5. Результаты этапов

1. Проведен анализ рынка возможных технологий по строительству МСС с МГРП в том числе изучен опыт строительства МСС в России и за рубежом.
2. Определена экономическая целесообразность проекта и схема развития компетенций строительства МСС с МГРП.
3. Проведен анализ рынка подрядчиков, для дальнейшего взаимодействия выбраны компании “Сервисная компания №1”, Сервисная компания №2” и “Сервисная компания №2” Однако компания “С.к. №1” обладает большей готовностью и компетентностью в РФ для качественного проведения первого ОПР.
4. Составлена дорожная карта выполнения проекта.
5. Выявлены возможности для оптимизации стоимости строительства МСС с МГРП.
6. Расчеты на основании месторождения подтвердили снижение стоимости замены 2-х ГС С МГРП на 1 МСС с МГРП на 10% .
7. Предусмотрены возможные риски при реализации проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе магистра, в соответствии с целью работы было поставлено четыре основные задачи, требующих решения. Далее будет кратко рассмотрены основные результаты и решения поставленных задач.

Получены следующие результаты:

1. Определена важность разработок нетрадиционных трудноизвлекаемых запасов. Можно выявить, что нетрадиционные запасы отличается от традиционных, в первую очередь что главное отличие является низкопоровые и плохопроницаемые толщи, являющиеся настолько плотными, что они не являются транзитными для перемещения углеводородов в пласте.
2. Проанализированы современные технологии, используемые в реализации процесса добычи. При игнорировании современных технологий для реализации ТРИЗ, добиться поставленных стратегических стратегий к 2030 году после 2020, будет практически невозможно. Поэтому развитие технологий в этой области является крайне необходимым элементом промышленности. Чтобы продолжать поддерживать добычу на том уровне, на котором сейчас она находится необходимо вовлекать все разведанные и открытые месторождения с трудно извлекаемыми нефтяными пластами, глубокие нефтеносные горизонты, негабаритные и уже истощённые залежи, а также уже начинать осваивать новые перспективные месторождения
3. Произведено погружение в суть проектного управления, в его историю методы, подходы и процесс проектного управления. Проектное управление является уже относительно старым рычагом менеджмента. В нынешнее время все больше набирает обороты Аджайл методология. Они преследуют одни цели – реализацию проекта, но проектное управление остается эффективнее в проработке детализации к желаемому результату.
4. Смоделирована ситуация проектного упарвления с учетом внедрения технологий, используемых в реализации трудноизвлекаемых запасах, смогли

предложить совмещение двух технологий – технологии многоствольного заканчивания и многостадийного гидравлического разрыва пласта. Что при расчете на основании месторождения подтвердили снижение стоимости замены 2-х ГС С МГРП на 1 МСС с МГРП на 10%.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Антониади Д.Г., Валуйский А.А., Гарушев А.Р. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи // Нефтяное хозяйство. – 1999.
2. Богданов. В. В. Управление проектами. Корпоративная система // Шаг за шагом. – 2012.
3. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. – 2005. - № 1
4. Воспроизводство и использование природных ресурсов // Государственная программа Российской Федерации – 26 марта 2013г. №436р.
5. Энергетическая стратегия России на период до 2030г. // Государственная программа – 13 ноября 2009г. №1715р.
6. Зафарова А.М. Анализ предпосылок освоения нетрадиционных источников углеводородного сырья // Ресурсно-геологические и методические аспекты освоения нефтегазоносных бассейнов: сб. материалов II Международной конференции молодых ученых и специалистов. (3-9 октября 2011 г., Санкт-Петербург). – СПб.: ВНИГРИ, 2011.
7. Ильинский А.А. Перспективы использования нетрадиционных источников углеводородов в энергетике // Санкт-Петербургский научный форум «Новые технологии для новой экономики России» - VIII Петербургская встреча лауреатов Нобелевской премии, СПб, 2013.
8. Ильинский А.А., Зафарова А.М. Методические особенности оценки промышленной значимости нетрадиционных видов углеводородного сырья // Теория и практика оценки промышленной значимости запасов и ресурсов нефти и газа в современных условиях: сб. материалов научно-практической конференции. (4-8 июля 2011 г., Санкт-Петербург). – СПб.: ВНИГРИ, 2011.
9. Ильинский А.А., Зафарова А.М. Методические аспекты геолого-экономического анализа ресурсов нетрадиционных видов углеводородного сырья для

оценки перспектив их освоения // Теория и практика оценки промышленной значимости запасов и ресурсов нефти и газа в современных условиях: сб. материалов научно-практической конференции. (4-8 июля 2011 г., Санкт-Петербург). – СПб.: ВНИГРИ, 2011.

10. Ильинский А.А., Шамалов Ю.В. Стратегические приоритеты развития нефтегазового комплекса России в современных условиях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №3.

11. Крянев Д.Ю. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения. // Нефтегазовая вертикаль, №5 – 2011.

12. Лапыгин Ю. Н. Управление проектами: от планирования до оценки эффективности. – М.: Омега-Л, 2008

13. Назаров В.И., Искрицкая Н.И. Экономическая оценка запасов и ресурсов нефти и газа как основа их промышленной классификации // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №3.

14. Назьев В. Остаточные, но не второстепенные // Нефтегазовая вертикаль. – 2000. - № 3

15. Нетрадиционные источники углеводородного сырья / Под ред. В.П. Якуцени. – М.: Недра, 1989.

16. Неравномерность распределения текущих запасов нефти и газа между странами // Через тернии к звездам: Интернет источник: <http://www.ray-idaho.ru/blog/2013> – 02.03.2018

17. Отчет о научно исследовательской работе по базовому проекту 10-М1-01 «Разработать рекомендации по изучению и освоению нетрадиционных источников и объектов углеводородного сырья», Научный руководитель: В.П.Якуцени, Ответственный исполнитель: А.А. Ильинский. – СПб., 2011.

18. Прищепа О., Халимов Э. Трудноизвлекаемая нефть: потенциал, состояние и возможности освоения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011.

19. Стэнли Э. Портни. Управление проектами для "чайников" = Project Management For Dummies. — М.: «Диалектика», 2006
20. Хавкин А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами. – М.: МО МАНПО, 2000.
21. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов - резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - Т.4. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/9/11_2009.pdf.
22. Cattani, G.; Ferriani, S.; Frederiksen, L.; Florian, T. Project-Based Organizing and Strategic Management. //Advances in Strategic Management. 28. Emerald, 2011
23. Cleland, David I. Roland Gareis. Global Project Management // Handbook. McGraw-Hill Professional, 2006.
24. Dinsmore Paul C. et al (2005) The right projects done right! //John Wiley and Sons, 2005.
25. Favennec Jean-Pierre The Economics of EOR / Conference of Enhanced Oil Recovery (EOR), London, UK. 6 December 2004.
26. Harrison F. L., Dennis Lock Advanced project management: a structured approach. //Gower Publishing, Ltd., 2004.
27. Malcolm, D. G., Roseboom, J. H., Clark, C. E., & Fazar, W. Application of a technique for research and development program evaluation. // Operations research.
28. Mesly, Olivier. Project feasibility – Tools for uncovering points of vulnerability. //New York, NY: Taylor and Francis, CRC Press., 2017.
29. Nokes, Sebastian. The Definitive Guide to Project Management. // 2nd Ed.n. London (Financial Times / Prentice Hall): 2007
30. Phillips Joseph PMP Project Management Professional Study Guide. // McGraw-Hill Professional, 2003
31. Stellman, Andrew; Greene, Jennifer Applied Software Project Management. // O'Reilly Media, 2005.

32. Westgard Dave .Multilateral TAML Levels Reviewed, Slightly Modified // JPT SPE Journal Paper – 2002.
33. Wysocki, Robert K (Effective Project Management: Traditional, Adaptive, Extreme (Seventh Edition). //John Wiley & Sons - 2013.