

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

УЧРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«Гомельский государственный технический университет
имени П.О. Сухого»

Факультет **ЗФ**

Кафедра **НГР и ГПА**

Кафедра «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика»

ОТЧЕТ
о прохождении преддипломной практики

РУП «ПО «Белоруснефть» ВМУ

Исполнитель,
Студент группы ЗНР-61

Зеленок В.И.

Руководитель от ГГТУ
ст. преподаватель кафедры НГР И ГПА

Шепелева И.С.

Гомель, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТА ПРОХОЖДЕНИЯ ПРАКТИКИ РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ» ВМУ.....	4
1.1 История предприятия.....	4
1.2 Организационная структура РУП «ПО «Белоруснефть».....	7
1.3 Описание места прохождения практики ВМУ.....	9
ГЛАВА 2. ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА ВИШАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	12
2.1 Общие сведения о Вишанском месторождении.....	12
2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	12
2.3 Тектоническая характеристика продуктивных горизонтов.....	17
2.4 Нефтегазоносность Вишанского месторождения.....	19
2.5 Краткие сведения о строительстве скважин.....	25
2.6 Описание процесса бурения скважины.....	26
2.6.1 Роторное бурение.....	27
2.6.2 Турбинный способ бурения.....	28
2.6.3 Винтовые (объемные) забойные двигатели.....	30
2.6.4 Бурение электробуром.....	32
2.7 Понятие о конструкции скважины.....	32
2.7.1 Основные факторы для разработки конструкции скважины.....	33
2.7.2 Назначение и виды обсадных колонн.....	34
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	35
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	36

ВВЕДЕНИЕ

Тема дипломного проекта: «Технология строительства эксплуатационной скважины 5402 Вишанского месторождения нефти».

Разработка скважины на нефть или газ – это ряд мер, которые касаются непосредственно добычи природных ископаемых из недр Земли. Сейчас разрабатываются передовые технологии извлечения углеводородов, новые способы распознавания процессов под землей, применения пластовой энергии. Помимо этого, постоянно внедряются новые методы планирования и разведки месторождений.

Главная задача комплекса действий, направленных на добычу ресурсов, – рациональное использование нефтеносных областей, максимально полная разработка газа, нефти и конденсата. Организация данных процессов на любом объекте – приоритетное направление всей индустрии. Разработка нефтяных и газовых месторождений проводится с использованием традиционных скважин, иногда допускается шахтная добыча природных ископаемых.

Под понятием системы разработки пластов нефти и газа подразумевают определенную форму организации добычи природного ископаемого. Ее характер определяется следующим:

- очередность введения в эксплуатацию технологических систем;
- сетка размещения мест разбуривания на промыслах;
- темпы внедрения в эксплуатацию систем выкачки газа и нефти;
- способы поддержания баланса;
- технологии применения пластовой энергии.

Скважины бывают следующих видов:

- Структурно-поисковая. Предназначена для изучения тектоники, литологии, анализа продуктивности горизонтов и т. д.
- Добывающая (или эксплуатационная). Ее целью является добыча газа и нефти из недр Земли.
- Разведочная. Служит для определения продуктивных районов, а также для создания границ нефтяных и газоносных пластов, которые уже разрабатываются.
- Нагнетательная. Нужна для того, чтобы закачивать в пласты воду, пар либо газ для поддержания в них давления.
- Опережающая добывающая. Служит для добычи газа и нефти при одновременном уточнении строения продуктивного пласта.
- Оценочная. Закладывается с целью разнообразных исследований.
- Контрольная и наблюдательная. Предназначена для того, чтобы следить за объектом разработки и его изменениями.
- Опорная. Служит для изучения геологического строения обширных районов, выявления общих законов движения флюидов пласта и его

изменения.

Перед тем как начать разработку и строительство проемов, нужно провести тщательные поисково-разведочные работы. Строительство нефтяных и газовых скважин проводится в несколько этапов:

- подготовка;
- устройство вышки и оборудования;
- организация бурения;
- сам процесс бурения;
- оборудование скважины трубами и ее укрепление;
- вскрытие пласта и проверка его на поток газа или нефти.

Во время организационных работ выбирается территория, прокладывается дорога, проводится электричество, налаживаются водоснабжение и связь. На втором этапе происходит монтаж специального оборудования. Главными критериями этого процесса являются безопасность, удобство, невысокая себестоимость и компактность. Организация бурения предполагает определение направления и пробный запуск установки. На данной стадии идет проверка работоспособности всех составляющих бурового механизма. Саму процедуру бурения необходимо начинать, когда все элементы установки работают исправно. Данный процесс строительства нефтяных скважин достаточно длинный и трудоемкий.

Оборудование проема трубами и его укрепление происходят по определенной схеме. Затем скважину нужно осваивать, то есть вызвать приток в нее газа или нефти. Для этого требуется снизить давление буровой жидкости на забой. Следовательно, создание производств по добыче горючих полезных ископаемых может занять от двух дней до нескольких месяцев.

Обычно проводится строительство нефтяных и газовых скважин на суше. Однако на сегодняшний день из морских месторождений добывается около 30% черного золота, а газа – еще больше. Для таких производств используют самоподъемные, полупогружные платформы и платформы гравитационного типа. Последние являются наиболее устойчивыми и прочными.

Мой дипломный проект посвящен рассмотрению технологии строительства эксплуатационной скважины 5402 Вишанского месторождения нефти. В дипломном проекте будет приведена краткая характеристика геологического строения, гидрологического строения и нефтегазоносности Вишанского месторождения. В технологической части коснемся непосредственно технологии строительства эксплуатационных скважин. В третьей главе основной упор будет сделан на экономический анализе эффективности различных вариантов бурения скважины. По результатам анализа экономической эффективности будет сделан вывод о перспективности той или иной технологии бурения скважины. В четвертой главе рассмотрю вопрос безопасности труда на нефтегазодобывающем предприятии.

ГЛАВА 1. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТА ПРОХОЖДЕНИЯ ПРАКТИКИ РУП «ПО «БЕЛОРУСНЕФТЬ» ВМУ

1.1 История предприятия

Идею о том, что в Беларуси могут быть залежи полезных ископаемых, в том числе и нефти, обосновал в 1933 г. горный инженер, геолог Александр Розин.

В августе и октябре 1964 г. в Беларуси получены первые промышленные притоки нефти. Бригадами мастеров Валентина Зайцева и Владимира Галки пробурены две скважины Р-8 и Р-6. Их суточные дебиты составили соответственно 126 и 600 т. Открытое месторождение получило название Речицкое. В апреле 1965 г. введен в эксплуатацию Речицкий укрупненный нефтепромысел (позднее нефтегазодобывающее управление «Речицанефть»), где была подготовлена первая «кондиционная» промышленная белорусская нефть. В этом же году открыто Осташковичское месторождение, одно из крупнейших на территории Припятского прогиба.

25 февраля 1966 г. министр нефтяной промышленности СССР Валентин Шашин подписал приказ о создании государственного нефтегазодобывающего объединения «Белоруснефть». Спустя год после создания «Белоруснефти» в Гомеле появился комплексный отдел Украинского научно-исследовательского и проектного института нефтяной промышленности СССР. 1 февраля 1991 г. в составе объединения «Белоруснефть» на базе трех подразделений Украинского отраслевого института «УкрГИПРОНИИнефть» (Гомельского комплексного отдела, отдела по проектированию строительства скважин по БССР и Гомельской изыскательской экспедиции) создано подразделение «Белоруснефти» – Государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной и газовой промышленности «БелНИПИнефть». Его задача – обеспечение научно-технической продукцией и инжинирингом нефтедобывающей промышленности Беларуси.

В 1998 г. была добыта 100-миллионная тонна нефти с начала эксплуатации месторождений Беларуси. На торжествах присутствовал Президент Республики Беларусь Александр Лукашенко. В июле 2007 г. в г. Губкинский ЯНАО создан филиал РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в Российской Федерации. Основными направлениями его деятельности стали капитальный и текущий ремонт скважин, бурение, тампонажные и вышкомонтажные работы.

В июне 2010 г. объединение «Белоруснефть» зарегистрировало дочернее предприятие в Украине (в 2012 г. вошло в состав ООО «БНК-Украина»), а в октябре – в Польше (в 2011 г. реорганизовано, в совет учредителей вошло ЗАО «Белорусская нефтяная компания»). Основная задача этих структур – мелкооптовая и розничная торговля нефтепродуктами

и сжиженным газом белорусского производства. В октябре 2012 г. добыта 125-миллионная тонна нефти с начала эксплуатации месторождений Беларуси. В декабре 2012 зарегистрирован филиал «Белоруснефти» в Эквадоре. Основной вид деятельности подразделения – сейсморазведочные работы. В это же время в Украине зарегистрировано дочернее предприятие по нефтяному сервису «Сервис Ойл». Его цель – расширение экспорта нефтесервисных услуг, среди которых капитальный и текущий ремонты скважин, гидроразрыв пласта, бурение, сейсморазведка.

В сентябре 2013 г. у «Белоруснефти» появился первый нефтяной актив в Российской Федерации. «Белоруснефть-Сибирь», дочерняя компания «Белоруснефти», приобрела нефтяную компанию «Янгпур». В июне 2014 г. в Хойникском районе Гомельской области специалисты «Белоруснефти» открыли новую залежь нефти. В процессе доразведки и освоения скважины Западно-Калининского месторождения с глубины более 4 тыс. м получен фонтанный приток безводной нефти. Начальный дебит скважины составил почти 30 т в сутки.

В сентябре 2014 г. впервые в истории нефтяной промышленности Беларуси из горизонтальной скважины №310g Речицкого месторождения началась промышленная добыча нефти из плотных пород, ранее считавшихся неперспективными для разработки.

В феврале 2015 г. специалисты «Белоруснефти» открыли в Гомельской области новую залежь нефти. Фонтанный приток получен на восточном блоке ланско-старооскольских отложений Речицкого месторождения.

В июне 2015 г. закончена бурением самая глубокая скважина в Беларуси – первая Предречицкая. Ее фактическая глубина составила 6 755 метров. В июле у «Белоруснефти» появился Центр обработки, исследования и хранения керна. На его базе будут проводить обработку и исследование около 650 метров керна в год. Общий объем хранения каменного материала составит 50 тысяч погонных метров. В октябре 2016 г. объединение «Белоруснефть» подписало с государственной компанией Oil India контракт на оказание инженерных и консультационных услуг. Речь идет о комплексном высокотехнологичном сервисе для реабилитации нефтяного месторождения Дигбой. С августа по октябрь 2016 г. в Башкирии специалисты «Белоруснефти» выполнили 10 операций по внедрению технологии СКИФ®. Работы проводились по договору с ООО «Башнефть-Добыча». В 2016 г. в Гомеле на базе объединения «Белоруснефть» открылась профессиональная секция SPE – Международного общества инженеров нефтегазовой промышленности. В декабре 2016 г. на нефтяной карте Беларуси появилось новое месторождение. Оно открыто в пределах промежуточного блока регионального Речицко-Вишанского разлома Припятского прогиба и получило название Угольское. 25 сентября 2017 года – стало исторической датой для «Белоруснефти». В этот день специалисты компании впервые начали бурение в Украине.

В декабре 2017 г. объединение «Белоруснефть» признано лучшим

подрядчиком «Роснефти» по выполнению гидроразрыва пласта. Такого признания высокого уровня профессионализма и качества работы белорусские нефтяники удостоиваются третий год подряд. В это же время открыты еще два нефтяных месторождения – Восточно-Магановичское и Западно-Гировское. Оба находятся в Речицком районе Гомельской области.

В 2018 г. «Белоруснефть» установила рекорд добычи. В Беларуси добыто 1 млн 670 тыс. т нефти. Это максимальный показатель за последние семь лет.

В 2018 г. ОАО «Нефтяная компания «Янгпур» установила рекорд добычи нефти. На Известинском лицензионном участке в Российской Федерации добыто 193 тыс. т. Это максимальный уровень за 25 лет – всю историю работы компании. В ноябре 2018 г. в объединении добыта 135-миллионная тонна нефти с начала эксплуатации месторождений Беларуси.

1.2 Организационная структура РУП «ПО «Белоруснефть»

«Белоруснефть» располагает крупнейшим в республике резервуарным и специальным транспортным парками, в его активе более 60% всего автозаправочного комплекса Беларуси. Государственная поддержка, передовые технологии, современное техническое оснащение и производственная база, научный потенциал и богатый опыт сотрудничества закрепили за производственным объединением «Белоруснефть» имидж надежного партнера, а за его работниками — заслуженный авторитет высококвалифицированных специалистов.

В состав предприятия «Белоруснефть» (рисунок 1.1) входят такие крупные сервисные подразделения, как Белорусский газоперерабатывающий завод (БГПЗ), Светлогорское управление буровых работ (СУБР), Управление по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин (УПНП и РС), Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти (БелНИПИнефть), филиал «Белоруснефть-Нефтехимпроект», Вышкомонтажное управление (ВМУ), Тампонажное управление (ТУ), транспортные управления (РУТТ, САПУ), Производственное управление нефтяного снабжения и комплектации (ПУ «Нефтеснабкомплект»), Производственное управление нефтепромыслового и бурового сервиса (ПУ «Нефтебурсервис»), Управление промыслово-геофизических работ (УПГР), Управление полевых сейсморазведочных работ (УПСР), Белорусский военизированный отряд по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов (БВО), Управление по подготовке, переподготовке и повышению квалификации кадров (УПК), Филиал РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в Российской Федерации.

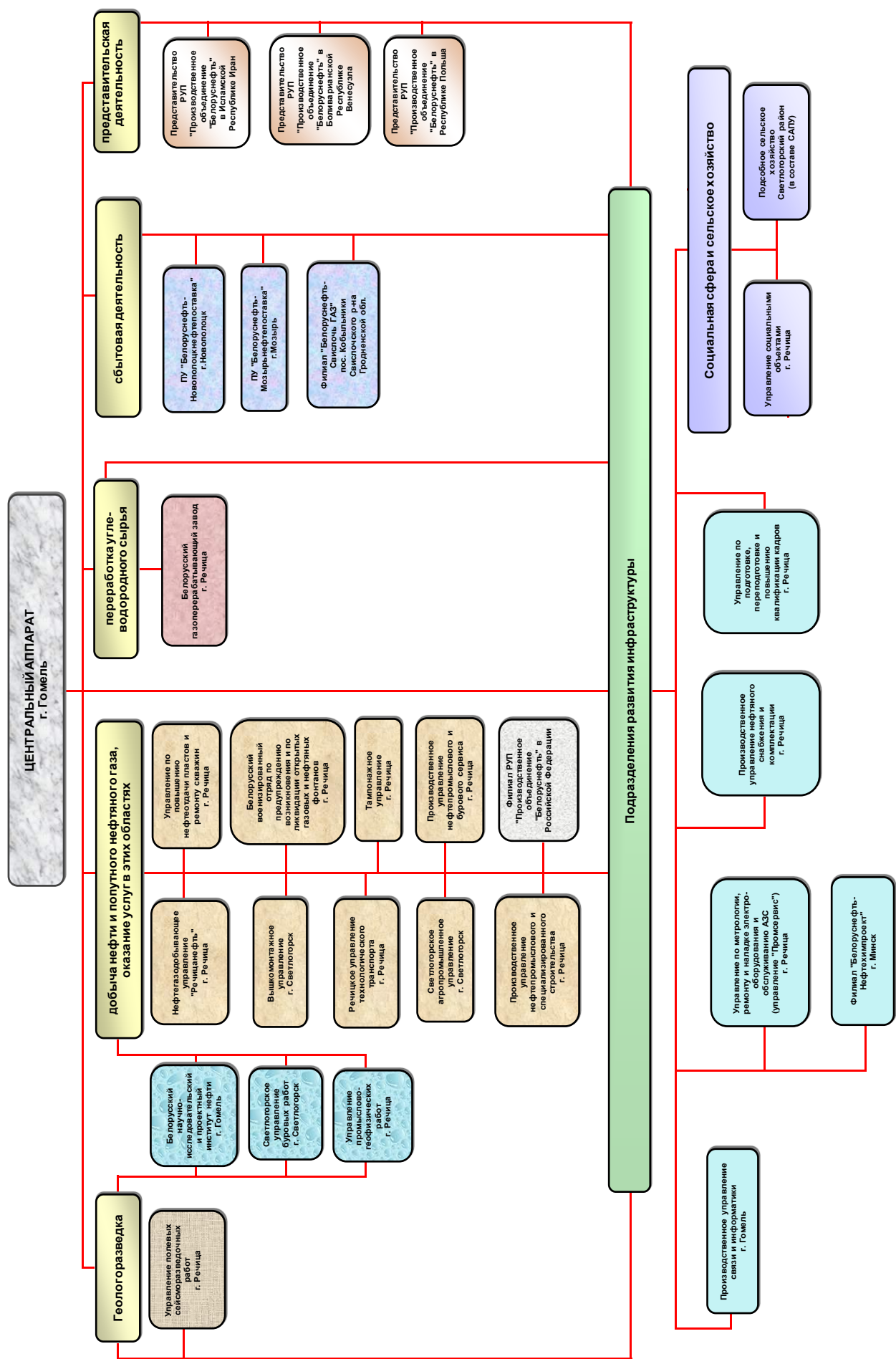


Рисунок 1.1 – Организационная структура «ПО «Белоруснефть»

1.3 Описание места прохождения практики ВМУ

В 1966 году появилась структур по строительству вышек (ВМУ) в Речицком разведочном тресте буровых работ. Первым руководителем Вышкомонтажной конторы был Михаил Наумец, которого затем сменили Леонид Храмов и Александр Ребров. А местом дислокации подразделения стала Речица. Нехватка профессиональных кадров, необходимого оборудования и инструментов. На таком фоне они начинали. Сложными были и условия работы. В 1969 году создали еще одну вышкомонтажную контору – в управлении буровых работ «Светлогорскбурнефть» с базой в Светлогорске. Руководили Александр Пинчук, затем Файль Хакимов и Николай Строкин.

Началось увеличение объемов бурения на Полесье. Это было время, когда за сводками производственных достижений буровиков следили не только жители Речицы и Светлогорска, но и всей огромной страны. Пиковым стал 1974 год, когда штат речицкого и светлогорского подразделений, РУБРа и СУБРа, насчитывал 40 бригад. Буровой корпус, перевыполняя план, шел по пятам вышкомонтажников. И те, едва закончив монтаж, тут же переезжали на новые объекты.

В 1975 году две конторы объединили в Вышкомонтажную контору ПО «Белоруснефть» с базой в Светлогорске. Возглавил ее опытный нефтяник Степан Мазурок. Коллектив делал все возможное, чтобы удержать набранный темп. В 1976 году Министерство нефтяной промышленности СССР приняло решение о разработке нефтяных месторождений Западной Сибири. В октябре 1978 года Вышкомонтажную контору возглавил Владислав Доценко, сыгравший огромную роль в ее развитии. В январе 1981 года был организован вышкомонтажный цех в Западной Сибири. С 1975 по 1987 год коллектив 32 раза занимал вторые и третьи места по итогам Всесоюзных социалистических соревнований, четыре раза становился победителем и награждался переходящим Красным знаменем. Белорусские вышкомонтажники за годы работы построили здесь свыше 3000 буровых станков. С 1996 года в ВМУ занялись и деревообработкой. Быстро освоив этот вид деятельности, вышкомонтажники полностью обеспечили объединение изделиями деревообрабатывающего производства.

Также ВМУ занималось и строительством АЗС. В последующие годы вышкомонтажники возвели более 70 АЗС и АГЗС. Одновременно подразделение занималось строительством, реконструкцией и ремонтом других объектов «Белоруснефти», в том числе и северного подразделения компании. Также ВМУ выполняло полный комплекс электромонтажных работ. И если сложить в одну линию всю кабельную продукцию, проложенную работниками управления, то получится один виток вокруг земли – более 40 тысячи километров. В 2003 году коллектив ВМУ приступил к работе по переоснащению укрытий буровых установок. Деревянную обшивку меняли на металл, а сварные соединения – на фланцевые. Двумя

годами позже освоили очередное направление – окраску бурового оборудования с применением современных технологий. В 2006 году вышкомонтажники приступили к выполнению комплекса электромонтажных работ на реконструируемых объектах БППЗ. Через два года белорусских вышкомонтажников задействовали в строительстве буровых станков в Заполярье по заказу Сибирского управления по строительству скважин.

В конце первого десятилетия XXI века в «Белоруснефти» началось масштабное техническое перевооружение бурового корпуса. Компания приобрела станки нового поколения – итальянский Drillmec и немецкий Bentec. Вышкомонтажники приступили к освоению этого сложного, бурового оборудования.



Рисунок 1.2 – Монтаж установки Drillmec

На этих станках белорусские буровики пробурили уже не одну скважину. С помощью установки Bentec построена 1-я Предречицкая – самая глубокая скважина в Беларуси (6755 метров). В 2014 году на скважине № 202 Речицкой площади специалисты ВМУ впервые в белорусском регионе выполнили передвижку буровой установки Drillmec эшелонного типа. ВМУ активно осваивает новую технику и оборудование, внедряет современные технологии. Успешно выполняя производственную программу в белорусском регионе, коллектив всегда готов к участию в зарубежных проектах. Например, в 2016 году по заказу компании «Роснефть» вышкомонтажники

смонтировали установку «Уралмаш 3Д-76», подготовленную в Беларуси и предназначенную для бурения в условиях Севера.

В 2017 году раньше срока был передан заказчику масштабный проект, в реализации которого приняли участие подразделения ВМУ – «Строительство фотоэлектрической станции на Головных сооружениях». В 2018 году в ВМУ создали вышкомонтажный цех № 3. Изменения, которые коснулись структуры и количества мощностей по вышкостроению дало управлению возможность одновременно работать в Беларуси и за рубежом. Важным событием в декабре того же года стал первичный монтаж буровой установки отечественного производства – АРС-250 на скважине № 301 Осташковичского месторождения. Второй такой станок в 2019 году вышкомонтажники собрали уже в два раза быстрее.

С июня 2018 года управление стало заниматься подготовкой площадок под строительство нефтяных скважин и устройством подъездных дорог к ним. В структуре ВМУ для этого создали специальный цех. Подразделение сформировали на основе бригад строительно-монтажного и электромонтажного цехов. С 2020 года ВМУ выполняет весь технологический цикл от вырубki леса до изготовления конечной продукции и реализации лесоматериалов через биржу.

За 55 лет коллектив ВМУ построил 4 953 буровые установки, в том числе более 3000 – в Западной Сибири.

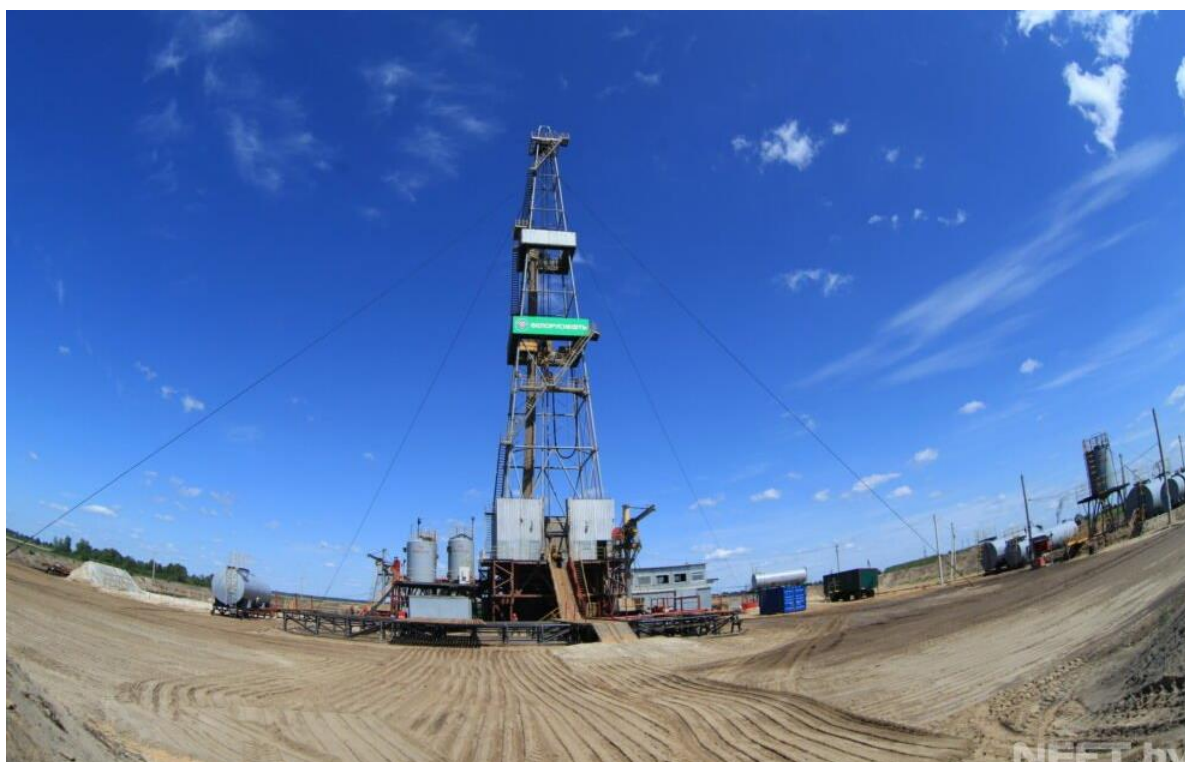


Рисунок 1.3 – Буровая установка 3Д-76

ГЛАВА 2. ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА ВИШАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Общие сведения о Вишанском месторождении

В административном отношении Вишанское нефтяное месторождение расположено на территории Октябрьского и Светлогорского районов Гомельской области Республики Беларусь. Ближайшими промышленными центрами являются г. Светлогорск, расположенный в 30 км к северо-востоку, г. Мозырь – 63 км южнее, г. Речица – 75 км юго-восточнее и г. Гомель – в 109 км на юго-восток. В 5 км северо-западнее месторождения проходит железная дорога г.г. Октябрьский – Бобруйск, а в 16 км юго-восточнее – Жлобин – Калинковичи. Хорошо развита сеть шоссейных дорог. Вблизи проходит нефтепровод “Дружба”.

В орографическом отношении Вишанское нефтяное месторождение расположено в восточной части Полесской низменности, представляющей собой заболоченную, залесенную равнину с хорошо развитой речной сетью. Непосредственно на территории месторождения протекают реки Тремля и Виша – притоки Припяти. Климат района умеренно-континентальный, влажный. Среднегодовая температура воздуха +7 °С. Среднегодовое количество осадков 600 мм.

В экономическом отношении район в основном сельскохозяйственный. Промышленность развита в городах, где имеются предприятия пищевой, мебельной, текстильной, химической промышленности и др. Национальный состав населения разнообразный. Сбор и транспортировка нефти осуществляется по герметизированной системе через узел подготовки нефти на Новополоцкий нефтеперерабатывающий завод и сдается в нефтепровод “Дружба”.

Попутный газ утилизируется на Белорусском газоперерабатывающем заводе в городе Речица. Из полезных ископаемых местного значения имеются строительные пески, глины и торф. Вишанское месторождение открыто в 1967 году при опробовании отложений подсолевого комплекса девона в скважинах 2 и 5. Нефтеносность отложений межсолевого комплекса и ланского горизонта установлена в 1990 году.

В 1970 году месторождение введено в пробную эксплуатацию, в 1971 году в промышленную разработку. В 1983 году составлен проект разработки подсолевой залежи Вишанского месторождения, согласно которому месторождение эксплуатировалось до 2003 года.

2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Вишанского месторождения принимают участие архейско-протерозойские породы кристаллического фундамента и

мощная осадочная толща верхнепротерозойских, палеозойских, мезозойских и кайнозойских пород.

Кристаллический фундамент вскрыт несколькими скважинами и представлен гранитами мелко- и среднекристаллическими темно-серыми с красноватым оттенком.

Максимальная вскрытая толщина 134,7 м (скв. 7).

Подсолевая терригенная толща включает отложения верхнепротерозойской эратемы и девонской системы палеозойской эратемы в составе витебско-пярнуского, наровского, старооскольского и ланского горизонтов. Залегают отложения несогласно на поверхности кристаллического фундамента. Литологически отложения терригенной толщи представлены песчаниками от крупнозернистых до мелкозернистых с прослоями глин и мергелей, аргиллитами, глинами, алевролитами.

Толщина терригенной толщи составляет от 534,8 м (скв.1) до 208 м (скв. 6).

Ланские отложения в пределах Вишанской структуры являются промышленно нефтеносными.

Подсолевая карбонатная толща в составе саргаевского, семилукского, речицкого, воронежского горизонтов и кустовнических слоев евлановского горизонта согласно залегает на поверхности ланских отложений подсолевой терригенной толщи.

На Вишанской площади нефтеносными являются воронежский, семилукский и саргаевский горизонты.

Отложения саргаевского горизонта залегают согласно на ланских отложениях. Нижняя часть разреза саргаевского горизонта сложена доломитами плотными, глинистыми, кавернозными и трещиноватыми, часто ангидритизированными; встречаются глинистые известняки, ангидриты, а также тонкие прослои доломитовых мергелей и глин. В верхней части горизонта залегают породы с преобладанием карбонатной составляющей – это доломиты, доломитизированные известняки, известковистые доломиты. По порам, кавернам и трещинам сильно доломитизированных известняков и доломитов – примазки и капельные выпоты нефти. Средняя толщина саргаевских отложений 43,6 м.

Семилукские отложения в основании разреза сложены карбонатными и глинисто-карбонатными породами. Это в основном доломиты, изредка доломитизированные известняки и известковистые доломиты с тонкими невыдержанными прослоями доломитовых глин и мергелей. Вверху разреза залегают более чистые вторичные доломиты местами с линзовидными прослоями глинистых пород. По порам, кавернам и трещинам – битуминозное вещество, пирит, ангидрит, нефть, иногда каменная соль. Отмечены стилолитовые швы, выполненные черным глинистым веществом.

Семилукский горизонт является основным нефтеносным горизонтом Вишанского месторождения. Толщина семилукских отложений в среднем составляет 26,3 м.

Отложения речицкого горизонта залегают несогласно на семилукских отложениях и представлены доломитами, доломитовыми мергелями и глинами серыми с маломощными прослоями глинистых или доломитизированных известняков, доломитов и ангидритов. Средняя толщина речицкого горизонта 5,9 м.

Воронежский горизонт сложен преимущественно доломитами, реже доломитизированными известняками серых тонов, мелко- и тонкозернистыми, массивными, крепкими, участками кавернозными, трещиноватыми, со стилолитами. Трещины и каверны заполнены нефтью или ангидритом, пиритом, каменной солью, глинистым материалом. Толщина воронежского горизонта в среднем 29 м.

Завершают разрез подсолевой карбонатной толщи кустовницкие слои евлановского горизонта. Литологически отложения представлены чередующимися глинами, ангидритами, глинистыми известняками, доломитами. Средняя толщина кустовницких слоев 50 м.

Нижнесоленосная толща представлена евлановским (анисимовские слои) и ливенским горизонтами. В основном, это каменная соль с многочисленными прослоями известняков, ангидритов, доломитов. В основании толщи - переслаивающиеся глинистые, карбонатно-сульфатные и терригенные породы с прослоями каменной соли.

Нижняя соленосная толща имеет повсеместное распространение, толщина изменяется от 6 м до 334 м.

Межсолевая толща в составе домановичского, задонского, елецкого и петриковского горизонтов залегают на ливенских отложениях.

Домановичский горизонт представлен темно-серыми мергелями с прослоями известняков, ангидритов и глин.

Отложения задонского D3zd горизонта несогласно залегают на домановичских. Представлены отложения преимущественно известняками, доломитами с незначительными прослоями мергелей и глин. Породы крепкие, пористые, кавернозные, трещиноватые, с признаками нефти. По трещинам встречается кальцит и доломит. Мощность горизонта в скважинах на площади изменяется от 106 до 150 м.

Породы елецкого D3el горизонта несогласно залегают на задонских отложениях и представлены доломитами, известняками серыми с прослоями ангидритов. Мощность горизонта 43-63 м.

Петриковские отложения несогласно залегают на поверхности елецких и завершают разрез межсолевой толщи. Литологически они представлены известняками доломитистыми, мергелями глинистыми.

Средняя толщина межсолевых отложений составляет 250 м.

На Вишанском месторождении межсолевые отложения нефтеносны.

Галитовая и глинисто-галитовая верхнесоленосные толщи включают отложения лебедянского, оресского, стрешинского и нижние слои полесского горизонтов и несогласно перекрывают межсолевые отложения. Иногда этот комплекс пород залегают на поверхности нижней соли.

Внизу в толще каменной соли встречаются мелкие несолевые прослои мергеля, известняка, ангидрита, доломита, глины, в верхней части преобладают глинисто-карбонатные породы с прослоями каменной соли.

Надсолевая толща сложена верхнеполесскими отложениями, отложениями каменноугольной и пермской систем палеозойской эратемы, триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и антропогеновой систем кайнозойской эратемы. Представлена надсолевая толща карбонатно-глинистыми и терригенными породами: глинами, мергелями, песчаниками, алевролитами. Реже толща представлена известняками и доломитами, мелом, песками, песчано-гравийными отложениями, супесями, суглинками, торфом.

Общая средняя толщина надсолевых отложений составляет 655 м.

В геологическом строении Вишанского месторождения принимают участие архейско-протерозойские породы кристаллического фундамента и мощная осадочная толща верхнепротерозойских, палеозойских, мезозойских и кайнозойских пород.

Кристаллический фундамент вскрыт несколькими скважинами и представлен гранитами мелко- и среднекристаллическими темно-серыми с красноватым оттенком.

Максимальная вскрытая толщина 134,7 м (скв. 7).

Подсолевая терригенная толща включает отложения верхнепротерозойской эратемы и девонской системы палеозойской эратемы в составе витебско-пярнуского, наровского, старооскольского и ланского горизонтов. Залегают отложения несогласно на поверхности кристаллического фундамента. Литологически отложения терригенной толщи представлены песчаниками от крупнозернистых до мелкозернистых с прослоями глин и мергелей, аргиллитами, глинами, алевролитами.

Толщина терригенной толщи составляет от 534,8 м (скв.1) до 208 м (скв. 6).

Ланские отложения в пределах Вишанской структуры являются промышленно нефтеносными.

Подсолевая карбонатная толща в составе саргаевского, семилукского, речицкого, воронежского горизонтов и кустовнических слоев евлановского горизонта согласно залегает на поверхности ланских отложений подсолевой терригенной толщи.

На Вишанской площади нефтеносными являются воронежский, семилукский и саргаевский горизонты.

Отложения саргаевского горизонта залегают согласно на ланских отложениях. Нижняя часть разреза саргаевского горизонта сложена доломитами плотными, глинистыми, кавернозными и трещиноватыми, часто ангидритизированными; встречаются глинистые известняки, ангидриты, а также тонкие прослои доломитовых мергелей и глин. В верхней части горизонта залегают породы с преобладанием карбонатной составляющей – это доломиты, доломитизированные известняки, известковистые доломиты. По порам, кавернам и трещинам сильно доломитизированных известняков и

доломитов – примазки и капельные выпоты нефти.

Средняя толщина саргаевских отложений 43,6 м.

Семилукские отложения в основании разреза сложены карбонатными и глинисто-карбонатными породами. Это в основном доломиты, изредка доломитизированные известняки и известковистые доломиты с тонкими невыдержанными прослоями доломитовых глин и мергелей. Вверху разреза залегают более чистые вторичные доломиты местами с линзовидными прослоями глинистых пород. По порам, кавернам и трещинам – битуминозное вещество, пирит, ангидрит, нефть, иногда каменная соль. Отмечены стилолитовые швы, выполненные черным глинистым веществом.

Семилукский горизонт является основным нефтеносным горизонтом Вишанского месторождения.

Толщина семилукских отложений в среднем составляет 26,3 м.

Отложения речицкого горизонта залегают несогласно на семилукских отложениях и представлены доломитами, доломитовыми мергелями и глинами серыми с маломощными прослоями глинистых или доломитизированных известняков, доломитов и ангидритов.

Средняя толщина речицкого горизонта 5,9 м.

Воронежский горизонт сложен преимущественно доломитами, реже доломитизированными известняками серых тонов, мелко- и тонкозернистыми, массивными, крепкими, участками кавернозными, трещиноватыми, со стилолитами. Трещины и каверны заполнены нефтью или ангидритом, пиритом, каменной солью, глинистым материалом.

Толщина воронежского горизонта в среднем 29 м.

Завершают разрез подсолевой карбонатной толщи кустовницкие слои евлановского горизонта. Литологически отложения представлены чередующимися глинами, ангидритами, глинистыми известняками, доломитами.

Средняя толщина кустовницких слоев 50 м.

Нижнесоленосная толща представлена евлановским (анисимовские слои) и ливенским горизонтами. В основном, это каменная соль с многочисленными прослоями известняков, ангидритов, доломитов. В основании толщи - переслаивающиеся глинистые, карбонатно-сульфатные и терригенные породы с прослоями каменной соли.

Нижняя соленосная толща имеет повсеместное распространение, толщина изменяется от 6 м до 334 м.

Межсолевая толща в составе домановичского, задонского, елецкого и петриковского горизонтов залегает на ливенских отложениях.

Домановичский горизонт представлен темно-серыми мергелями с прослоями известняков, ангидритов и глин.

Отложения задонского горизонта несогласно залегают на домановичских. Представлены отложения преимущественно известняками, доломитами с незначительными прослоями мергелей и глин. Породы крепкие, пористые, кавернозные, трещиноватые, с признаками нефти. По

трещинам встречается кальцит и доломит.

Породы елецкого горизонта несогласно залегают на задонских отложениях и представлены доломитами, известняками серыми с прослоями ангидритов.

Петриковские отложения несогласно залегают на поверхности елецких и завершают разрез межсолевой толщи. Литологически они представлены известняками доломитистыми, мергелями глинистыми.

Средняя толщина межсолевых отложений составляет 250 м.

На Вишанском месторождении межсолевые отложения нефтеносны.

Галитовая и глинисто-галитовая верхнесоленосные толщи включают отложения лебедянского, оресского, стрешинского и нижние слои полесского горизонтов и несогласно перекрывают межсолевые отложения. Иногда этот комплекс пород залегает на поверхности нижней соли.

Внизу в толще каменной соли встречаются мелкие несолевые прослои мергеля, известняка, ангидрита, доломита, глины, в верхней части преобладают глинисто-карбонатные породы с прослоями каменной соли.

Надсолевая толща сложена верхнеполесскими отложениями, отложениями каменноугольной и пермской систем палеозойской эратемы, триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и антропогеновой систем кайнозойской эратемы. Представлена надсолевая толща карбонатно-глинистыми и терригенными породами: глинами, мергелями, песчаниками, алевролитами. Реже толща представлена известняками и доломитами, мелом, песками, песчано-гравийными отложениями, супесями, суглинками, торфом.

Общая средняя толщина надсолевых отложений составляет 655 м.

2.3 Тектоническая характеристика продуктивных горизонтов

В тектоническом отношении Вишанское месторождение приурочено к одноименной структуре, расположенной в пределах Речицко-Вишанской зоны приразломных поднятий.

По поверхности подсолевых отложений Вишанская структура на юге и юго-западе осложнена Речицким региональным разломом, представляющим собой зону сбросов различной амплитуды от нескольких десятков метров до 800 м. Между южной опущенной и северной приподнятой частью структуры прослеживается зона мелких блоков, образованная сетью продольных, а также поперечных малоамплитудных нарушений. Падение плоскостей сбрасывателей около 75 - 80°.

Ступенчато-сбросовая зона Речицкого регионального разлома в пределах Вишанской структуры подтверждается бурением ряда скважин – 4, 6, 8, 19, 43, 56, 65, 73.

По поверхности подсолевых отложений Вишанское месторождение представляет собой моноклиналь, разбитую серией поперечных сбросов амплитудой 30 - 60 м, погружающуюся в северо – северо – восточном направлении под углами 6 - 80°. Простираание пород запад – юго – западное по

азимуту 1100.

По поверхности межсолевых отложений Вишанская структура представляет собой асимметричную брахиантиклиналь с крутым южным крылом и пологим северным. Ось складки образует два свода: западный (район скважин 76, 101, 126, 127, 152, 200) и восточный (район скважин 60, 81, 115, 116, 121, 123, 133, 134, 203). В приосевой части брахиантиклинали прослеживается зона отсутствия межсолевых отложений, что подтверждается результатами бурения целого ряда скважин.

Промышленная нефтеносность Вишанского месторождения связана с карбонатными коллекторами задонско-елецкого, воронежского, семилукского и саргаевского горизонтов и терригенными коллекторами ланского горизонта.

Елецко-задонская залежь западного (I) блока вскрыта 12 скважинами, межсолевые отложения опробованы в 11 из них. При испытании межсолевых отложений в эксплуатационной колонне получены притоки нефти в скважинах 75, 76, 126, 127, 200, 202, 5802, дебитами от 0,3 м³/сут (скв. 202) до 62 м³/сут (скв. 127).

Залежь массивно - пластовая, тектонически экранированная на юге, юго-западе и востоке. На северо-востоке, севере и северо-западе залежь западного блока ограничена зоной отсутствия межсолевых отложений.

Условный ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 5802 на абсолютной отметке -2430 м. Размеры залежи: 2,55 км х 1,12 км, высота 159 м[5].

Елецко-задонская залежь восточного (II) блока вскрыта 22 скважинами. Притоки нефти в эксплуатационной колонне получены в скважинах 44, 81, 115, 203, 133, 134 и 144. Максимальный начальный дебит 17,3 т/сут получен из скважины 115.

Залежь массивная, ограниченная на юге – тектонически, на юго-западе и юго-востоке – зоной отсутствия межсолевых отложений, на западе, севере и востоке условным контуром нефтеносности.

Условный ВНК принят на отметке – 2358 м, соответствующей нижней нефтенасыщенной толщине в интервале испытания скважины 203, из которого был получен безводный приток нефти. Размеры залежи: 5,37 км х 1,4 км, высота 70 м.

Воронежская залежь вскрыта 88 скважинами. Фонтанные притоки безводной нефти получены в скважинах 2, 3 и 61, с дебитами, соответственно, 46,6 т/сут, 80 т/сут и 147 т/сут.

Залежь пластовая, сводовая, ограниченная тектонически, участками литологически, а также контуром нефтеносности. Размеры залежи 18,9 км х 2,7 км, высота 400 м.

Залежь семилукского горизонта вскрыта теми же скважинами, что и воронежская, кроме скважин 115, 116 и 123. Фонтанные притоки безводной нефти получены в скважинах 5 и 9 дебитами 107 м³/сут и 82 м³/сут, соответственно.

Семилукская залежь пластовая, сводовая, ограниченная тектонически, а также контуром нефтеносности. Размеры залежи: 18,5 км х 2,5 км, высота 300 м[7].

Залежь саргаевского горизонта вскрыта в контуре нефтеносности теми же скважинами, что и семилукская. Саргаевские отложения в эксплуатационной колонне испытаны, в основном, совместно с семилукскими отложениями. Раздельно саргаевские отложения испытаны в скважинах 10, 13, 62, 67, 76, 92, 107, 114, 120, 138, 140, получены незначительные притоки нефти. Наибольший замеренный дебит в скважине 114 составляет 11,64 м³/сут.

Залежь нефти пластовая, сводовая, ограниченная тектонически, участками литологически, а также контуром нефтеносности. Размеры залежи 18,2 км х 2,4 км, высота 300 м. Для воронежской, семилукской и саргаевской залежей принят единый ВНК на абсолютной отметке –2860м.

Залежь ланского горизонта установлена в 1990 году скважиной 109, в которой при испытании ланских отложений в эксплуатационной колонне получен приток нефти дебитом 33 м³/сут. Раздельно ланские отложения больше не испытывались, а были совместные испытания со старооскольскими отложениями в эксплуатационной колонне в скважинах 108, 201 и 39 получены притоки нефти.

Залежь ланского горизонта пластовая, тектонически экранированная с юго-запада, юга и юго-востока региональным разломом, на севере залежь ограничена контуром нефтеносности.

Условный ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 106 на абсолютной отметке -2696 м. Размеры залежи: 6,50 км х 0,75 км, высота 67 м.

2.4 Нефтегазоносность Вишанского месторождения

Залежи нефти Вишанского месторождения приурочены к межсолевым отложениям елецкого и задонского горизонтов и подсолевым отложениям воронежского, семилукского, саргаевского и ланского горизонтов.

Определение характера насыщения, фильтрационных и емкостных свойств проводилось геофизическими и гидродинамическими методами исследования скважин, а также лабораторными исследованиями керна.

В елецко-задонских отложениях I и II блоков коллекторами являются доломиты, реже доломитизированные известняки. Доломиты скрытокристаллические и мелкозернистые, массивные, местами с включениями белого ангидрита, трещиноватые, пористые и кавернозные, каверны обычно мелкие размером 0,5 - 1 мм до 3 мм, иногда до 10 - 30 мм. Иногда каверны заполнены жидкой нефтью. Трещины разноориентированные, шириной 0,5 - 1,5 мм, иногда до 4 мм [4].

Известняки доломитизированные от микро-до крупнокристаллических, крепкие, массивные, плотные, иногда кавернозно-

поровые, слабо трещиноватые, трещины почти горизонтальные, шириной до 1 мм. Каверны полые размером до 3 мм. По кавернам, порам и трещинам наблюдаются выпоты вязкой темно-коричневой нефти.

Основную емкость пород-коллекторов в межсолевых отложениях Вишанского месторождения составляют каверны выщелачивания и поры. Во всех коллекторах имеются также трещины. Тип коллектора межсолевых отложений I и II блоков каверново-порово-трещинный.

Елецко-задонская залежь I (западного) блока. В результате лабораторных исследований на 277 образцах керна, отобранных из 6 скважин, открытая пористость межсолевых продуктивных отложений составляет 4,88 %.

Определения проницаемости выполнены на 255 образцах керна, отобранного из карбонатных пород межсолевых отложений I блока. Проницаемость образцов меняется от 0,00001 до 0,91 мкм², при средней величине 0,0047 мкм².

Эффективные нефтенасыщенные толщины елецко-задонской залежи I блока распространены по разрезу неравномерно. Лучшими коллекторскими свойствами обладает скважина 126, пробуренная в своде структуры. По мере приближения к краевым частям структуры наблюдается ухудшение коллекторских свойств (сокращение нефтенасыщенных толщин) по площади залежи I блока.

Максимальная величина нефтенасыщенной толщины отмечена в скважине 126 и составляет 68 м. Нефтенасыщенная толщина уменьшается к периферии структуры и изменяется от 13,4 м (скв.202) до 14,6 м (скв.77). Средневзвешенная открытая пористость нефтенасыщенной части, определенная по промыслово-геофизическим данным, изменяется от 6,5 % (скв.77) до 9,7 % (скв.127), составляя в среднем 8 %. Нефтенасыщенность пород-коллекторов изменяется от 86 % (скв.200) до 89 % (скв.127). Коэффициент песчанистости по залежи I блока составляет 0,28 доли ед., коэффициент расчлененности изменяется от 3 доли ед. до 25 доли ед.

Проницаемость пород по данным гидродинамических исследований в скважине 127 западного блока Вишанского месторождения составляет 0,00018 мкм².

Елецко-задонская залежь II (восточного) блока. По данным 655 определений керна, отобранным из 7 скважин, открытая пористость по межсолевым отложениям составляет 0,047 %. Проницаемость образцов меняется от 0,000002 до 0,008 мкм², составляя в среднем 0,0020 мкм².

Нефтенасыщенные толщины елецко-задонской залежи II блока, распространены по разрезу неравномерно. Максимальные нефтенасыщенные толщины приурочены к центральной части залежи и составляют 45 м (скв.115) и 45,8 м (скв.134)[9].

Улучшение коллекторских свойств наблюдается по мере приближения к сводовой части залежи и характеризуются невыдержанностью их по простиранию в периферийных частях залежи. Так, нефтенасыщенная

толщина в западной части залежи составляет 6,3 м (скв.34), в восточной части залежи - 12,1 м (скв.5). Средневзвешенная открытая пористость пластов-коллекторов, по данным ГИС, изменяется от 4,3 % (скв.96) до 12,3 % (скв.63), составляя в среднем 9 %. Значение нефтенасыщенности, средневзвешенной по толщине, изменяется по скважинам от 74 % (скв.5) до 91 % (скв.63). Коэффициент песчанистости по залежи II блока составляет 0,33 доли ед., коэффициент расчлененности изменяется от 4 доли ед. до 24 доли ед.

Проницаемость елецко-задонской залежи восточного блока определена по данным гидродинамических исследований скважин 115, 134, 203 и 50s2. Проницаемость пород варьирует от 0,0000653 мкм² до 0,00853 мкм² и в среднем составляет 0,00296 мкм² (4 определения).

В воронежском горизонте коллекторами служат доломиты, реже доломитизированные известняки. Доломиты мелко- и тонкозернистые, массивные, крепкие, участками кавернозные, трещиноватые, со стилолитами. Трещины и каверны иногда заполнены нефтью или ангидритом, пиритом, каменной солью, глинистым материалом.

По данным 114 определений, выполненных на одних и тех же образцах, полная пористость пород воронежского горизонта составляет 3,37 %, открытая – 1,92 %, объем закрытой пористости равен 1,45 %. На 94 образцах керна, отобранного из карбонатных пород воронежских отложений, выполнены определения проницаемости, из которых 25 образцов оказались непроницаемыми. Проницаемость остальных образцов меняется от 0,00001 до 0,0292 мкм², при средней величине 0,0012 мкм².

Исходя из определений открытой емкости кавернозных образцов воронежского горизонта, получены средние значения этого параметра: каверн и пор – 5,3 %; каверн – 1,4 %, пор – 3,9 %. В открытой емкости коллекторов воронежского горизонта преобладают поры. Во всех коллекторах имеются также трещины. Тип коллектора для воронежских отложений – порово-каверново-трещинный[4].

Пласты-коллекторы воронежского горизонта на значительной части залежи замещены непроницаемыми заглинизированными породами. Зоны замещения пластов-коллекторов расположены на западе и востоке залежи, в то время как в центральной части залежи встречены наиболее продуктивные пласты, обладающие максимальной нефтенасыщенной толщиной 22,6 м (скв.102) и 25,5 м (скв.64s2).

По площади пласты - коллекторы распространены неравномерно, в ряде скважин вообще отсутствуют (скв. 17, 19, 30, 33, 34, 41, 47, 95, 9502, 105, 111, 117). Коэффициент песчанистости составляет 0,245 доли ед., коэффициент расчлененности – 4 доли ед..

Для воронежской залежи по данным ГИС принята средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 6,3 м, коэффициент открытой пористости – 6,5 %, коэффициент нефтенасыщенности – 82 %.

Коллекторы семилукского горизонта представлены преимущественно

вторичными доломитами разнозернистыми, крепкими, залегающими в верхней части разреза. Участками в доломитах отмечается большое количество макро- и микротрещин, пор и каверн. Каверны и трещины заполнены солью, ангидритом и нефтью. Нижняя часть разреза семилукского горизонта сложена в основном доломитами, доломитизированными известняками и известковистыми доломитами с тонкими невыдержанными прослоями доломитовых глин и мергелей[4].

Полная пористость семилукских отложений по результатам 91 определения равна 3,11 %, открытая – 1,48 % и закрытая – 1,63 %.

Емкостная характеристика пород по методу Котяхова определена на 28 образцах из семилукских отложений Вишанского месторождения. Исходя из определений открытой емкости кавернозных образцов, получены средние значения этого параметра: каверн и пор – 8,0 %, каверн – 4,1 %, пор – 3,9 %.

В емкости коллекторов семилукских отложений преобладают каверны, на этом основании принят каверново-порово-трещинный тип коллектора.

По семилукскому горизонту определения проницаемости выполнены на 26 образцах керна, среди которых 9 образцов непроницаемые. Проницаемость остальных образцов варьирует от 0,00009 до 0,00076 мкм², при средней величине 0,0001 мкм².

Пласты-коллекторы семилукского горизонта являются наиболее однородными и имеют повсеместное распространение по площади залежи. Нефтенасыщенная толщина коллекторов колеблется от 2,6 м (скв.55) до 28,5 м (скв.113). Максимальные нефтенасыщенные толщины приурочены к западной и центральной части залежи (рисунок 2.2).

Для семилукской залежи по данным геофизических исследований нефтенасыщенная толщина определялась как средневзвешенная по площади и равна 11,8 м, пористость – 7,6 %, нефтенасыщенность – 88 %. Коэффициент песчанистости составляет 0,563 доли ед., коэффициент расчлененности – 3,3 доли ед.

Коллекторы саргаевского горизонта представлены преимущественно доломитами, а также неравномерно доломитизированными известняками и известковистыми доломитами, пористыми, кавернозными и трещиноватыми. Коллекторы, в основном, приурочены к верхней, карбонатной части разреза саргаевского горизонта. Нижняя часть разреза отличается более высоким содержанием глинистого вещества и сульфатов, но и в ней имеются пласты - коллекторы.

На основании 232 измерений, значения полной пористости, открытой и закрытой для пород саргаевского горизонта, соответственно, равны 3,24 %, 1,42 % и 1,82 %. По саргаевскому горизонту определения проницаемости выполнены на 146 образцах керна, среди которых 74 образца непроницаемые. Проницаемость остальных образцов меняется от 0,00001 до 0,00076 мкм², при средней величине 0,00006 мкм².

Прямым исследованиям емкостных характеристик карбонатных пород саргаевского горизонта методом Котяхова подверглись лишь 3 образца

керн. Исходя из определений открытой емкости кавернозных образцов, получены средние значения этого параметра для саргаевских отложений: каверн и пор – 3,7 %, каверн – 1,1 %, пор – 2,6 %.

Так как, состав карбонатных отложений и условия формирования коллекторов саргаевского и семилукского горизонтов очень схожи, то для саргаевской залежи принят каверново-порово-трещинный тип коллектора.

В отложениях саргаевского горизонта почти во всех (кроме 33 и 34) скважинах встречены пласты-коллекторы толщиной от 1,6 м (скв.70) до 32,0 м (скв.107). Максимальные нефтенасыщенные толщины распространены в западной и центральной части залежи.

Коэффициент песчанистости составляет 0,278 доли ед., коэффициент расчлененности – 3,3 доли ед[4].

Для саргаевской залежи средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, по данным ГИС, равна 8,6 м, средневзвешенная открытая пористость – 5,8 %, нефтенасыщенность – 82 %.

По данным гидродинамических исследований для подсолевой залежи ($v_r + s_m + s_r$) коэффициент проницаемости изменяется в диапазоне от 0,00516 мкм² до 9 мкм² (скв. 9). Среднее значение коэффициента проницаемости по подсолевой залежи составляет 0,143 мкм².

Коллекторами в отложениях ланского горизонта являются песчаники кварцевые, массивные, мелкозернистые, крепкие, иногда слюдистые. Они преобладают в базальной части горизонта, где переслаиваются с алевролитами.

Ланские песчаники характеризуются наибольшей полной пористостью 12,9 %, при открытой пористости 11,5 %. В ланских песчаниках при расчете открытой пористости закрытая пористость не учитывалась.

По ланскому горизонту определения проницаемости выполнены лишь на 7 образцах керн, среди которых нет непроницаемых. Проницаемость образцов меняется в диапазоне от 0,00001 до 0,0047 мкм² при средней величине 0,00165 мкм². Тип коллектора поровый.

Нефтенасыщенная толщина пластов-коллекторов колеблется от 2,0 м (скв.111) до 15,6 м (скв.118). Максимальные нефтенасыщенные толщины приурочены к центральной части залежи и составляют 11,3 м (скв.109) и 15,6 м (скв.118).

Для ланской залежи по данным ГИС принята средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 5,0 м, коэффициент открытой пористости – 15,2 %, коэффициент нефтенасыщенности – 66,6 %. Коэффициент песчанистости составляет 0,102 доли ед., коэффициент расчлененности изменяется от 2 доли ед. до 9 доли ед.

Проницаемость пород ланских отложений по данным гидродинамических исследований скважины 109 Вишанского месторождения составляет 0,000567 мкм².

Физико-химические свойства нефти Вишанского месторождения представлены исследованиями проб из елецко-задонской залежи I и II

блоков, воронежской, семилукской, саргаевской и ланско-старооскольской залежей.

Пластовая нефть елецко-задонской залежи I блока исследована по четырем глубинным пробам из скважин 127 и 200. Давление насыщения нефти газом изменяется от 2,96 до 4,17 МПа при среднем значении – 3,45 МПа, газосодержание нефти изменяется от 21,59 до 26,70 м³/т, среднее по залежи значение составило – 23,56 м³/т[8].

Физико-химические свойства дегазированной нефти определены по 5 скважинам. Согласно СТБ ГОСТР 51858-2003, нефть является сернистой (1,22 % массовых) и относится ко 2-му классу, по плотности нефть является битуминозной (899,6 кг/м³) и относится к 4-му типу. Содержание парафина составляет 5,30 % массовых, выход светлых фракций, выкипающих при температуре до 300оС – 28,5 % объемных. Содержание асфальто-смолистых веществ составляет 25,11 % массовых, т.е. нефть является высокосмолистой.

В составе газа стандартной сепарации содержится 2,934 % объемных азота. Газ относится к жирным, содержание углеводородов С₃+высш. составляет 728 г/м³.

Газовый фактор для условий сепарации нефти на Вишанском, Осташковичском нефтесборных пунктах и УПН составляет 20,81 м³/т, диапазон изменений в зависимости от условий сепарации и физико-химических параметров от 18,96 до 24,70 м³/т[7].

Пластовая нефть елецко-задонской залежи II блока исследована по 3 пробам из скважины 203. Давление насыщения нефти газом изменяется от 3,36 до 3,42 МПа при среднем значении – 3,39 МПа, газосодержание нефти изменяется от 25,90 до 26,52 м³/т, среднее значение составило – 26,19 м³/т.

Физико-химические свойства дегазированной нефти определены по 3 пробам из скважин 115, 203. Согласно СТБ ГОСТР 51858-2003, нефть является сернистой (0,61 % массовых) и относится ко 2-му классу, по плотности нефть является тяжелой (881,5 кг/м³) и относится к 3-му типу. Содержание парафина составляет 3,90 % массовых, выход светлых фракций, выкипающих при температуре до 300оС – 30,5 % объемных. Нефть является высокосмолистой, содержание асфальто-смолистых веществ составляет 16,05 % массовых.

В составе газа стандартной сепарации содержится 2,234 % объемных азота. Газ относится к жирным, содержание углеводородов С₃+высшие составляет 839 г/м³.

Газовый фактор для условий сепарации нефти на Вишанском, Осташковичском нефтесборных пунктах и УПН составляет 21,29 м³/т, диапазон изменения значений в зависимости от физико-химических параметров сепарируемой нефти и условий сепарации от 21,00 до 21,58 м³/т.

Пластовая нефть подсолевой залежи исследована по 7 скважинам, 12 глубинным пробам. Давление насыщения нефти газом изменяется от 7,60 до 11,80 МПа при среднем по залежи значении – 10,30 МПа, газосодержание нефти изменяется от 75,40 до 133,10 м³/т, среднее по залежи значение

составило – 102,20 м³/т.

Физико-химические свойства дегазированной нефти определены по 23 скважинам. Согласно СТБ ГОСТР 51858-2003, нефть является малосернистой (0,54 % массовых) и относится к 1-му классу, по плотности нефть является легкой (849,3 кг/м³) и относится к 1-му типу. Содержание парафина составляет 5,98 % массовых, выход светлых фракций, выкипающих при температуре до 300оС – 43,5 % объемных. Содержание асфальто-смолистых веществ составляет 15,66 % массовых, т.е. нефть является высокосмолистой.

Нефть ланско-старооскольской залежи изучена только по результатам исследования дегазированных проб из скв.109, 201. Согласно СТБ ГОСТР 51858-2003, нефть является малосернистой (0,55 % массовых) и относится к 1-му классу, по плотности нефть является средней (869,9 кг/м³) и относится ко 2-му типу. Содержание парафина составляет 4,69 % массовых, выход светлых фракций, выкипающих при температуре до 300оС – 34,5 % объемных. Содержание асфальто-смолистых веществ составляет 19,49 % массовых, т.е. нефть является высокосмолистой [6].

2.5 Краткие сведения о строительстве скважин

Нефть и газ добывают, пользуясь скважинами, основными процессами строительства которых являются бурение и крепление. Необходимо осуществлять качественное строительство скважин во все возрастающих объемах при кратном снижении сроков их проводки с целью обеспечения страны нефтью и газом при снижении трудо- и энергоемкости и капитальных затрат на строительство.

Бурение скважин – единственный источник результативной разведки и приращения запасов нефти и газа.

Только сооруженная скважина может ответить на вопрос: имеется ли в данном районе нефтяное или газовое месторождение и какова промышленная ценность залежи углеводородов (УВ).

Нефтяная или газовая скважина – это приблизительно цилиндрическое сооружение вглубь Земли, без доступа в него человека, включающее преимущественно вертикальную или наклонную горную выработку в непродуктивной зоне пород и соединенную с ней выработку любой направленности в продуктивной зоне горных пород, крепь в виде обсадных труб с цементными оболочками за ними и фильтр, обеспечивающий надежную гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом.

Сооружение скважины, независимо от ее назначения, включает в себя следующие основные этапы:

- 1) Геологическое обоснование места сооружения и составление рабочего проекта скважины, что позволяет наилучшим образом выполнить поставленную задачу.

- 2) Подготовительные работы к строительству скважины (обустройство подъездного пути, водоводов и линий электропередач,

планировка площадки, строительство или перемещение буровой вышки и привышечных сооружений, устройство фундамента и т.п.).

3) Монтаж технических средств (бурового и силового оборудования) для наиболее качественного и экономичного сооружения скважины.

4) Оборудование устья скважины, являющегося неотъемлемой частью конструкции скважины при ее строительстве, освоении и эксплуатации и состоящее: из секционной колонной головки, предназначенной для подвески и обвязки между собой всех спускаемых в скважину обсадных колонн, установки противовыбросового оборудования (набора превенторов) и арматуры для фонтанной или механизированной эксплуатации скважины, обеспечивающее качественное ее испытание и дальнейшую длительную эксплуатацию как объекта добычи углеводородов.

5) Проводку ствола скважины, обеспечивающую высокую скорость углубления при минимальных затратах.

6) Глубинные геофизические и технологические исследования, позволяющие: подробно изучить геологический разрез, определить термодинамические параметры вскрытых скважиной пластов, отобрать образцы (керна) горных пород и пластовых флюидов для лабораторных исследований.

7) Крепление ствола обсадными колоннами и размещенными в заколонном пространстве цементными кольцами, обеспечивающее разобщение вскрытых бурением пластов и длительную безаварийную эксплуатацию скважины как инженерного сооружения и ее экологическую безопасность.

8) Изготовление глубинного фильтра, обеспечивающего качественную и надежную гидродинамическую связь продуктивного пласта с полостью эксплуатационной колонны и препятствующего проникновению в колонну горной породы и других загрязняющих УВ примесей.

9) Освоение и сдача скважины в эксплуатацию.

10) Демонтаж бурового и силового оборудования, вышки и привышечных сооружений.

11) Рекультивация земли на участке строительства.

Для сооружения нефтяных и газовых скважин используются буровые установки (БУ), которые представляют собой комплекс достаточно громоздкого и массивного оборудования, почти все элементы которого устанавливают на мощные железобетонные фундаменты или сварные конструкции из толстостенных бурильных труб при блочном монтаже оборудования.

Буровые установки (БУ) для глубокого вращательного бурения нефтяных и газовых скважин в зависимости от типа их основного элемента – буровой вышки – бывают башенного и мачтового типов [3].

2.6 Описание процесса бурения скважины

Сооружение буровой скважины представляет собой сложный производственный процесс, состоящий из следующих основных рабочих операций:

- 1) Разрушение горной породы на забое скважины (отделение частиц породы от массива);
- 2) Транспортирование разрушенной породы (бурового шлама) от забоя скважины на поверхность;
- 3) Закрепление (крепление) неустойчивых стенок ствола скважины для предупреждения их от обрушения и исключения заколонных перетоков пластовых флюидов.

Разрушение породы может осуществляться механическим воздействием породоразрушающим инструментом, а также использованием различных физических явлений (высокой температуры, энергии взрыва, ультразвука, электронных и лазерных лучей). Основными в настоящее время являются механические способы бурения, при которых порода на забое скважины разрушается путем резания, дробления, скалывания или истирания.

Наиболее распространенным является вращательное бурение. Вращательное бурение – механический способ, при котором разрушающее усилие на породы создается непрерывным вращением породоразрушающего инструмента с приложением к нему осевой нагрузки.

Различают два вида вращательного бурения: с двигателем на поверхности (роторное) и с двигателями, находящимися на забое (турбинное, ВЗД, и бурение электробуром).

При бурении скважин применяют различные способы очистки забоя от шлама.

Бурение, при котором забой скважины от разбуренной породы очищается жидкостью, называется бурением с промывкой.

Если в процессе бурения забой скважины от шлама очищается воздухом или газом, то такое бурение называется бурением с продувкой. В отдельных случаях для очистки забоя скважины применяют азрированный раствор, представляющий собой промывочную жидкость, содержащую в дисперсной среде пузырьки воздуха или газа [3].

2.6.1 Роторное бурение

При роторном вращательном бурении вращается колонна бурильных труб с долотом, а ротор приводится во вращение двигателем, установленным на поверхности.

В процессе бурения скважины по мере углубления забоя колонна бурильных труб, вращаясь с долотом, опускается вниз.

Для очистки забоя от разбуренной породы в скважину буровым насосом через буровой рукав, вертлюг и бурильные трубы закачивается промывочная жидкость.

Промывочная жидкость, пройдя бурильные трубы, поступает в долото и через промывочные отверстия в нем поступает на забой скважины. Промывочная жидкость промывает забой, подхватывает частицы разбуренной породы и по кольцевому пространству между стенками скважины и бурильными трубами через устье скважины поднимает их на поверхность. Далее, промывочная жидкость поступает в систему очистки и, циркулируя в ней, очищается от разбуренной породы и поступает в приемные емкости, откуда буровым насосом повторно нагнетается в скважину.

Во время бурения колонна бурильных труб, соединенная с вертлюгом, висит на крюке, подвешенном к талевому блоку.

Для смены долота, которое срабатывается при бурении, вся колонна бурильных труб поднимается из скважины. Бурильные трубы поднимаются с помощью талевой системы, куда входит талевый блок и кронблок, оснащенные талевым канатом.

Скважина углубляется постепенно, когда ведущая штанга почти вся уйдет в скважину, колонну бурильных труб наращивают. Для этого бурильные трубы приподнимают, ведущую штангу отвинчивают, очередную бурильную трубу на резьбе соединяют с колонной бурильных труб. К этой очередной трубе привинчивают ведущую штангу и продолжают процесс бурения. Для подъема бурильных труб вертлюг с ведущей штангой отсоединяют и их устанавливают в шурф.

При помощи элеватора, подвешенного с помощью штропов на крюке, поднимают инструмент. Извлеченные из скважины бурильные трубы (свечи) нижним концом устанавливаются на специальной площадке в буровой – подсвечнике, а верхним концом заводятся за палец вышки.

Процесс бурения состоит из повторяющихся операций: спуска инструмента в скважину, механического бурения - работы долота на забое, наращивания инструмента и подъема инструмента из скважины для смены долота.

2.6.2 Турбинный способ бурения

Турбинное бурение является разновидностью вращательного бурения, при котором вращение породоразрушающего инструмента осуществляется погружным гидравлическим забойным двигателем без вращения бурильной колонны.

К погружным гидравлическим забойным двигателям относятся турбобуры и винтовые (объемные) двигатели.

Теория малогабаритных осевых турбин для бурения нефтяных скважин создана советским инженером П.П.Шумиловым. Основные условия

построения осевых турбин турбобуров следующие. Для получения необходимой мощности и приемлемого для бурения числа оборотов осевая турбина должна быть многоступенчатой. Все ступени турбины должны быть совершенно одинаковыми и обеспечивать пропорционально числу ступеней увеличение мощности и скорости вращения инструмента.

Для получения наименьшего износа турбинных лопаток роторы турбины выполняют с тем же профилем, что и статоры турбины, лишь с поворотом лопаток в противоположную сторону.

В рабочих ступенях (статор-ротор) турбобура гидравлическая энергия промывочной жидкости, движущейся под давлением, превращается в механическую энергию вращающего вала, связанного с долотом (рисунок 2.1).

Максимальное давление на выкиде буровых насосов можно получить при условии:

$$P_m = \frac{2}{3} \cdot P_0, \quad (2.1)$$

где: P_m — перепад давления в турбине;

P_0 — давление на выкиде буровых насосов.

Процесс турбинного бурения по совокупности производственных операций аналогичен роторному бурению и также состоит из повторяющихся операций: спуска инструмента в скважину, механического бурения – работы долота на забое при невращающейся колонне бурильных труб, наращивания инструмента и подъема инструмента из скважины для смены долота.

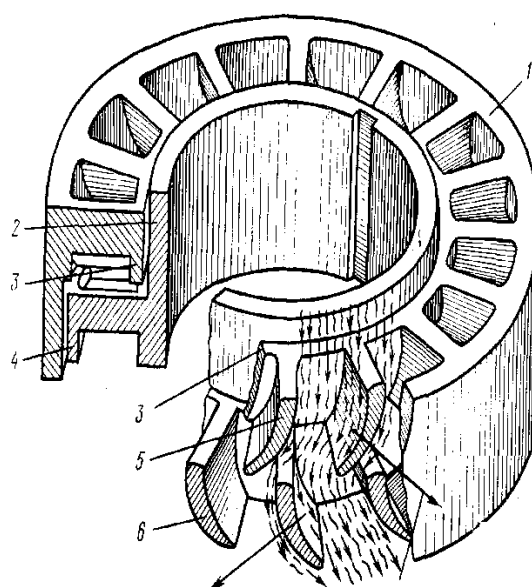


Рисунок 2.1 Ступень осевой турбины турбобура
1-статор; 2-ротор

Совмещение двух конструктивных особенностей, присущих турбобуру и винтовому двигателю, нашло применение в конструкции турбинно-винтового забойного двигателя типа ТВД-195, который, как привод долота использован в настоящем проекте в качестве нового технического средства.

Турбобур в соответствии с принятой терминологией, – это используемый при бурении в качестве привода долота гидравлический забойный двигатель гидродинамического действия, рабочий орган которого выполнен в виде многоступенчатой осевой турбины, каждая ступень которой имеет лопатки статора и ротора, обтекаемые непрерывным потоком жидкости. Для реализации необходимых значений вращающего момента и мощности в состав турбобура могут быть включены несколько рабочих (турбинных) секций, оснащенных однотипными или, при необходимости, исходя из технологических соображений, – разнотипными ступенями турбин.

В качестве примера сборки секционного турбобура на рисунке 2.2 представлен общий вид трехсекционного шпиндельного турбобура 3А7Ш диаметром 195 мм, состоящего из трех турбинных секций и одной шпиндельной секции, соединенной с нижней турбинной секцией.

Сборки секционных турбобуров других типоразмеров не имеют принципиальных отличий.

Перепад давления на турбине должен быть в пределах, допускаемых насосными установками, применяемыми при бурении глубоких скважин, и во избежание скачков давления в системе, не должен существенно изменяться.

Для эффективной работы турбобура необходимо стремиться к созданию максимальной для данного типоразмера турбобура подачи (расхода бурового раствора) буровых насосов.

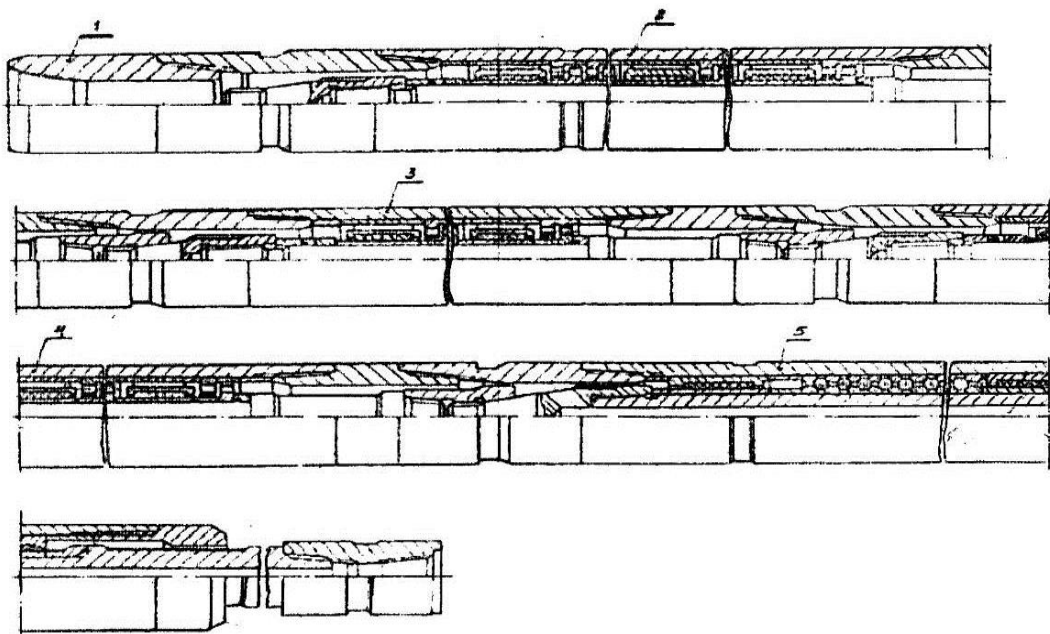


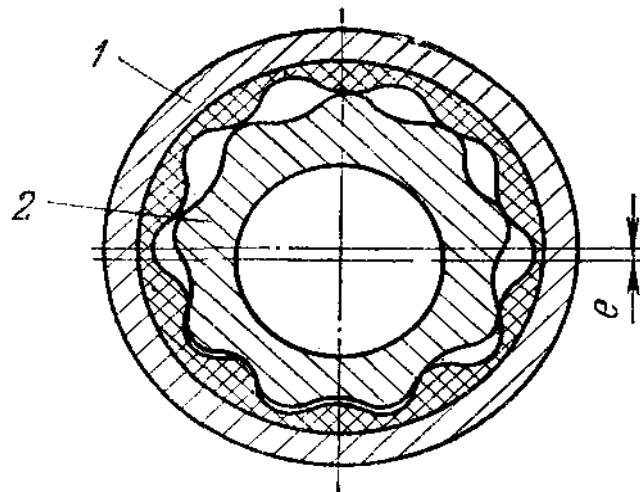
Рисунок 2.2 Общий вид трехсекционного шпиндельного турбобура типа А7Ш
1- переводник на бурильные трубы; 2- верхняя турбинная секция турбобура; 3- средняя турбинная секция турбобура; 4- нижняя турбинная секция турбобура; 5- шпиндельная секция (шпиндель) турбобура.

2.6.3 Винтовые (объемные) забойные двигатели

Назначение винтового (объемного) двигателя такое же, как и турбобура, – бурение скважин в различных геологических условиях.

По принципу действия винтовой забойный двигатель представляет собой героторную гидромашину гидростатического действия с внутренним косозубым зацеплением и разницей в числах зубьев (заходов) статора и ротора, равной единице.

Рабочим органом винтового забойного двигателя является винтовая пара: статор и ротор (рисунок 2.3).



**Рисунок 2.3 Поперечное сечение рабочих органов
винтового забойного двигателя:**
1- статор; 2- ротор

Статор ВЗД представляет собой стальную трубу, к внутренней поверхности которой привулканизирована резиновая обкладка, имеющая многозаходную винтовую поверхность левого направления, обращенную к ротору.

Ротор ВЗД выполнен из высоколегированной стали с наружной многозаходной (на один заход меньше, чем у статора) винтовой поверхностью левого направления и расположен внутри статора эксцентрично его оси.

Кинематическое отношение винтовой пары, равное отношению числа зубьев ротора к числу зубьев статора и соответствующее профилирование винтовой поверхностей статора и ротора обеспечивают при движении бурового раствора планетарное обкатывание ротора по зубьям статора в направлении «против часовой стрелки» и сохранение при этом непрерывного контакта зубьев ротора и статора по всей длине. В связи с этим по обе стороны от контактной линии в рабочей паре образуются полости высокого и низкого давления, называемые шлюзами. За счет разности давлений в соседних камерах осуществляется рабочее вращение ротора двигателя в

направлении «по часовой стрелке» и соответствующий вращающий момент.

Вращающий момент от ротора передаётся с помощью двухшарнирного соединения на вал шпинделя, укомплектованного многорядной осевой шаровой опорой и радиальными резино-металлическими опорами. К валу шпинделя присоединяется долото. Уплотнение вала достигается с помощью торцевых сальников. Над переводником, соединяющим бурильные трубы со статором, установлен клапан (постоянно закрытый при работе двигателя), назначение которого – опорожнять колонну при подъеме и заполнять при спуске.

Винтовой забойный двигатель характеризуется следующими преимуществами:

- простота конструкции, малые диаметры и надежность в работе;
- высокий крутящий момент при сниженных скоростях вращения, что обеспечивает устойчивую работу под нагрузкой;

Особенностью винтового забойного двигателя является то, что параметры его характеристики могут быть сравнительно легко улучшены применительно к требованиям низкооборотных шарошечных долот. Так, изменяя в широких пределах кинематическое отношение рабочей пары (статора и ротора), а также шаг винтовой линии, т.е. меняя варианты рабочих пар, можно получить скорость вращения выходного вала двигателя 80-250 об/мин с одновременным увеличением вращающего момента.

2.6.4 Бурение электробуром

Одним из видов применяемого вращательного способа бурения нефтяных скважин является бурение электробуром.

Бурение электробуром – вращательное бурение, при котором вращение породоразрушающего инструмента осуществляется электробуром.

Электробур представляет собой погружной электродвигатель, который соединен с долотом, спускаемым в скважину для бурения.

Для спуска и питания электрической энергией электробура применяются специальные бурильные трубы. Электроэнергия для питания электробура подводится с помощью отрезков электрокабеля, проложенных внутри бурильных труб. Бурильные трубы имеют замковые соединения, в которых заделаны концы кабеля. При свинчивании замковых соединений бурильных труб происходит соединение концов кабеля, подающих электроэнергию от станции управления к электробурю.

Электрический ток к бурильным трубам подводится посредством кольцевого токопровода, который помещается между вертлюгом и ведущей штангой.

Бурение электробурами по сравнению с турбинным способом имеет ряд положительных качеств: снижает расход электроэнергии; работает при значительно меньших расходах промывочной жидкости и значительно меньшем давлении насосов [3].

2.7 Понятие о конструкции скважины

Успешная проводка и заканчивание скважин в значительной степени зависят от правильного выбора конструкции, обеспечивающей разделение зон, характеризующихся несовместимыми условиями бурения, различными режимами бурения с соответствующими буровыми растворами.

Под конструкцией скважины понимают совокупность данных о количестве и глубинах спуска обсадных колонн, диаметрах обсадных колонн, диаметрах ствола скважины для каждой из колонн и интервалах цементирования.

2.7.1 Основные факторы для разработки конструкции скважины

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах:

а) геологические особенности залегания горных пород, их физико-механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;

б) назначение и цель бурения скважины;

в) предполагаемый метод заканчивания скважины;

г) способ бурения скважины;

д) уровень организации техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;

е) уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;

ж) способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

К объективным геологическим факторам относятся предполагаемая и фактическая стратиграфия, и тектоника разреза, мощность пород с различной проницаемостью, прочностью, пористостью, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления. Они определяют принципы проектирования.

Геологическое строение разреза горных пород при проектировании конструкции скважин учитывается как фактор неизменный.

В процессе разработки залежи ее первоначальные пластовые характеристики будут изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов воздействия на продуктивные горизонты с целью более полного извлечения нефти и газа из недр. Поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин [3].

Конструкция скважин должна отвечать условиям охраны окружающей среды и исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовые перетоки флюидов не только при бурении и эксплуатации, но и после

окончания работ и ликвидации скважины. Поэтому необходимо обеспечивать условия для качественного и эффективного разобщения пластов. Это один из главных факторов.

Все технико-экономические зависят от уровня и степени совершенствования всех форм организации, техники и технологии буровых работ в совокупности. Эти факторы влияют на выбор конструкции скважин, позволяют ее упростить, однако не являются определяющими при проектировании. Они изменяются в широких пределах и зависят от исполнителей работ.

Таким образом, принципы проектирования конструкций скважин, прежде всего, должны базироваться и определяться геологическими факторами.

Простая конструкция (кондуктор и эксплуатационная колонна) не во всех случаях является рациональной. В первую очередь это относится к глубоким скважинам (4000 м и более), вскрывающим комплекс разнообразных отложений, в которых возникают различные, иногда диаметрально противоположные по характеру и природе осложнения.

Следовательно, рациональной можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше факторы и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше количество и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины [6].

2.7.2 Назначение и виды обсадных колонн

Все обсадные колонны по своему назначению разделяются следующим образом.

Направление – первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Направление, как правило, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями, когда верхняя часть разреза представлена лессовыми почвами, насыпным песком или имеет другие особенности. Обычно направление спускают в заблаговременно подготовленную шахту или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда направления забивают в породу, как сваю.

Кондуктор – колонна обсадных труб, предназначенная для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Промежуточная обсадная колонна служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин.

Промежуточные обсадные колонны могут быть следующих видов:

- сплошные – перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;
- хвостовики – для крепления только не обсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину (70-100 м);
- летучки – специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн (рисунок 2.1.) и крепление скважин хвостовикам являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

Эксплуатационная колонна – последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуатационной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна [6,7].

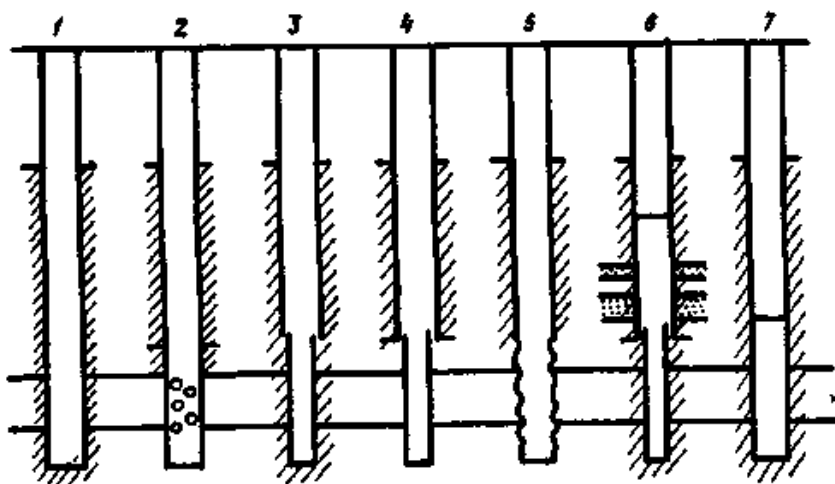


Рисунок 2.4 Типы конструкций эксплуатационных колонн:

- 1 - сплошная колонна, зацементированная через башмак; 2 - сплошная колонна, зацементированная через специальные отверстия над пластом; 3, 4 - зацементированная колонна с хвостовиком; 5 - колонна, спущенная до пласта (эксплуатация с открытым забоем); 6, 7 - комбинированные колонны, спущенные секциями

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основным местом прохождения практики было РУП «ПО «Белоруснефть», Вышкомонтажное управление ВМУ, которое предоставило необходимые материалы для закрепления теоретических знаний практическими навыками, а именно:

- описание бурового оборудования, используемого при бурении скважин, их эксплуатации и добыче нефти;
- описание и конструктивных особенностей оборудования, применяемого для бурения»;
- описание видов конструкции скважин.

В ходе прохождения технологической практики усвоил организационную структуру и деятельность ВМУ. Изучил организацию охраны труда и правила противопожарной безопасности на предприятиях нефтяной промышленности.

За время прохождения практики выполнил сбор, подготовку и анализ материалов по теме дипломного проекта «Технология строительства эксплуатационной скважины 5402 Вишанского месторождения нефти». Во второй главе отчета приведена геологическая характеристика, описано тектоническое строение, нефтегазоносность Вишанского месторождения нефти. В третьей главе будут описаны технологические аспекты строительства и проектирования скважин, на месторождениях Припятского прогиба, в том числе на Вишанском месторождении.

В экономической главе будет проведено сравнение технико-экономических показателей вариантов бурения различными типами винтовых двигателей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вышкомонтажники «Белоруснефти» отмечают 55-летие [Электронный ресурс] <https://www.neft.by/2021/05/03/vyshkomontazhniki-belorusnefti-otmechajut-55-letie/>
2. Гарецкий Р.Г., Матвеев А.В. Тектоника Припятского прогиба. – Мн.: Институт геологических наук НАН Беларуси, 2014. – 392 с.
3. Асадчев А.С. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П.О.Сухого – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2018. – 546 с.
4. Мониторинг разработки месторождений и залежей нефти и газа РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Анализ разработки месторождений и залежей нефти и газа Беларуси. Уточненный проект разработки Вишанского месторождения (временный): отчет о НИР/БелНИПИнефть; Руководитель договора Н.Л. Лобова. – Договор 42.2010. – Гомель, 2011.
5. Проведение анализа данных бурения и разработки и пересчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа Мармовичского месторождения. Этап заключительный. Отчет о НИР (в 3-х книгах и 2-х папках)/БелНИПИнефть; Руководитель договора А.Л. Цукарева; Отв. исполнит. Т.Л. Никифорова, С.Н. Лобач. – Договор 22.2006. – Гомель, 2006. – 740 с.
6. Программа добычи нефти по месторождениям ПО «Белоруснефть» на 2000-2003 гг. Вишанское месторождение/БелНИПИнефть; Отв. исполнитель Н.К. Карташ. – Гомель, 2000.
7. Проект пробной эксплуатации Вишанского месторождения (межсолевая и ланская залежи) / БелНИПИнефть; Руководитель договора С.В. Ганжа, Отв. исполнит. Т.Н. Колосова. – Договор 93.15.93; Инв. № 2148. – Гомель, 1993. – 52 с.