

26.89(2 РОС.КОМ)ЯТ

ДОВ

692

МИНИСТЕРСТВО ОБЩЕГО И ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УХТИНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ

В. Ф. Буслаев

История развития буровых работ в Коми крае

Учебное пособие

УДК 622.242/248 (-17) (075)

Б92

ББК 38.623 77

Буслаев В. Ф. История развития буровых работ в Коми крае:
Учебное пособие. - Ухта: УИИ, 1997 - 75 с., ил.

ISBN - 5 - 88179 - 115 - 0

В пособии на фоне мировой и отечественной истории раскрыта 130-летняя история развития буровых работ в регионе. Вся история разделена на три этапа: I (с 1868 по 1929 гг.) - время первохододцев, стихийного развития; II (1929 - 1959 гг.) - планомерного развития с открытием новых месторождений; III (с 1959 г.) - интенсивного развития, в том числе в условиях рыночной экономики.

Показана эволюция развития технологии и техники, способов бурения - от ручного, канатно-ударного, штанго-ударного, роторного, турбинного до сформированного роторно-турбинного способа.

Содержит значительный объем справочной информации.

Учебное пособие предназначено для студентов направления 553600 "Нефтегазовое дело" по дисциплине "Основы нефтегазового дела", "История Коми", "Технология бурения нефтяных и газовых скважин", "Бурение нефтяных и газовых скважин" для специальности 090800 и дисциплине "Бурение нефтяных и газовых скважин" для специальностей "Разработка нефтяных и газовых месторождений", "Геология нефти и газа", "Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов".

Рецензен
ского ун

ISI

1. Введение

В пособии в сравнении с отечественным и зарубежным опытом показана почти 130-летняя история развития буровых работ в Коми крае, характеризующаяся передовыми достижениями, в том числе с мировым приоритетом. Дано характеристика техники и технологии бурения на различных этапах развития, применения ручного, канатно-ударного, штанго-ударного, роторного, турбинного, реактивно-турбинного и гидромониторного способов бурения. Показаны тенденции буровых работ. Дано характеристика труда известных рабочих и инженеров и влияние его на историю развития городов, поселков нефтяников и газовиков и историю Республики Коми.

В работе использованы труды известных краеведов, в подготовке рукописи принимали участие к. т. н. Гержберг Ю. М., инженеры Анисимов А. А., Полуянов С. Ю.

2. Общие сведения

Развитие техники и технологии в Коми крае во многом предопределялось общим мировым и отечественным уровнем технических достижений, в частности, горных и буровых работ, но имеет свои неоспоримые особенности и технические решения, характерные для этого региона и мировой уровень новизны [1].

Во-первых, геологические особенности. Стратиграфический комплекс региона соответствует Волго-Уральскому и включает горные породы четвертичной, меловой, юрской, триасовой, пермской, каменоугольной и девонской систем, причем продуктивные отложения девона имеют выходы на поверхность (Ухтинская группа НГМ) и имеют глубину залегания до 15 тыс. м (Печорская впадина), причем твердость пород по штампу достигает 400 кг/мм² с категорией абразивности до 12, что предопределяет необходимость проводки скважин на большие глубины и сопровождается снижением скорости углубления.

Во-вторых, 40% запасов содержат аномальные нефти, тяжелые, с вязкостью до 1000 сантипуз (Яргская группа, пермокарбоновая залежь Усы, нефтяные месторождения гряды Чернова и Гамбурцева); высокопарафинистые, с содержанием парафина до 25%, и температурой застывания до 40°C, например, Харьгинское и Кыртаельское нефтяные месторождения. Разработка этих месторождений требует применения нетра-

диционных технологий: термошахтного способа, тепловых методов, увеличения производительности скважин за счет проводки горизонтальных, горизонтально-разветвленных и многозабойных скважин. Предъявляются более повышенные требования к эксплуатационной надежности конструкций скважин: ограничению термических напряжений в металле обсадных колонн, цементном камне, в том числе за счет применения теплоизолирующих экранов, нетрадиционных технологий бурения и крепления, что в целом приводит к увеличению стоимости строительства.

В-третьих, севернее 66-й параллели установлено распространение многолетнемерзлых пород: в южной зоне - островное, реликтовое; в центральной - несплошное, двухслойное; в северной - повсеместное по поверхности и сплошное по глубине до 450 м с температурой до минус 4°C. Наличие мерзлых пород предопределяет применение специальных технологий и конструкций скважин с целью предупреждения осложнений и аварий при их строительстве и эксплуатации.

В-четвертых, все структуры месторождений представляют собой вытянутые, уральского простирания, асимметричные, высокоамплитудные антиклинальные складки с одним крутым крылом до 90° и подворотом (Вуктыл) с другим относительно пологим крылом, что создает дополнительные сложности в ограничении искривления и управлении траектории скважин.

В-пятых, имеются сложные орогидографические условия, суровые природно-климатические условия, относительно слаборазвитая инфраструктура, характерная для Севера и Арктики России, что создает дополнительные проблемы в области охраны окружающей среды, эргономики, социологии, ограничения капитальных вложений, создания нового бурового оборудования и сервисного обслуживания для северных условий.

В решении этого далеко не полного перечня проблем решающая роль принадлежит повышению эффективности буровых работ, развитию новых систем разработки и обустройства месторождений, в частности, кустового метода, использования наклонно-направленных, горизонтальных, горизонтально-разветвленных, многозабойных и многоядовых скважин, создания бурового оборудования для северных условий и технологий, ограничивающих техногенное воздействие на природу.

3 . История развития буровых работ на период до 1929 г

3.1. Краткая мировая и отечественная история развития буровых работ

Краткая мировая и отечественная история развития буровых работ [2], согласно версии доктора технических наук профессора В. Е. Копылова, в хронологическом порядке представлена в табл. 1.

Таблица 1.

<i>Годы</i>	<i>Технические процессы и события</i>
1450 г. до н. э.	Изобретение тройного лучкового сверла
III-VI в. до н. э.	Расцвет китайского способа бурения на глубины свыше 500 м
221 г. до н. э.	В Китае, в провинции Сычуань, из скважины на соленую воду получили нефть и газ
1126	Начало бурения скважин для эксплуатации подземных вод в провинции Артуа, Франция
1181	Добыча соляного раствора из скважины в г. Кадец (Кострома)
1291	Марко Поло сообщает европейцам о китайском способе бурения
1332	Первые документальные упоминания о бурении скважин на соль на Руси
1420	Первое в Европе печатное упоминание итальянцем Джованни Фонтана в "Книге приборов для ведения войны" о конструкции буровой скважины
1500	Леонардо да Винчи конструирует ручной вращательный буровой станок
1590	Первые отборы проб горных пород бурением
1520-1540	Закладка скважин (труб) в Леденгске (Вологде) и в Балахне (Горький)

Продолжение 1 таблицы 1.

Годы	Технические процессы и события
1545-1568	Трубные мастера числятся в списках жителей г. Старая Русса и в купчей Кириллова монастыря Двинского уезда
1602	Первые упоминания о бурении на соль на Пельме (Западная Сибирь)
1613	Изыскание способа бурения пороховых взрывных шпурков при добыче руд
1623	В Орел-Камском (Пермь) работало девять скважин
1687	В г. Тотьме насчитывалось 133 солеподъемные скважины глубиной 170-268 м
1714	Леманом опубликовано описание штангового врашательного бурения (Лейпциг)
1734	Вильгельм де Геннин выпускает описание уральских и сибирских заводов с подробным изложением техники бурения
1742	Пропагандой бурения занимается М. В. Ломоносов
1760	И. А. Шлаттер выпускает “Обстоятельное наставление рудному делу...” с описанием разведочного бурения на уголь
1763	Выход книги М. В. Ломоносова “Первые основы металлургии или рудных дел”
1750-1780	Описание бурения во Французской энциклопедии
1815	Попытки применения промывки для очистки скважины при ударно-канатном бурении
1825	Изобретение тройного лучкового сверла
1828	Пробное ручное сверление вечной мерзлоты французским естествоиспытателем Эйрие в районе г. Обдорска (Салехард), Западная Сибирь

Продолжение 2 таблицы 1.

<i>Годы</i>	<i>Технические процессы и события</i>
1829	А. Гумбольдт подробно излагает китайский способ бурения в своем описании путешествия по Сибири (русский перевод с немецкого - 1837)
1830	Начало колонкового бурения в России при добыче соли
1833	Е. Классен публикует в Москве одно из первых "Руководств к устроению артезианских скважин"
1835	Первое применение для разведки залежей нефти "Земляного бура", Таманский полуостров
1842	Первое применение паровой машины для привода бурового станка
1843	Опубликован "Курс горного искусства" капитана А. Узатиса - печатное руководство по бурению
1844	Появление свободно падающего инструмента (фрейфала), устранившего противоречия между постоянно нарастающей глубиной скважин и системой жестко соединенных штанг, разрушающихся при падении на забой
1846	Сообщение инж. Фовеллем в Парижской академии о новом способе промывки скважины с помощью насоса
1847	В. Н. Семеновым впервые в мире в Баку, Биби-Эйбат, про-бурена скважина на нефть. С нее начинается ускоренное развитие техники бурения под влиянием растущих потребностей нефтедобывающей промышленности
1849	Первый горный паровой перфоратор для бурения шпуров
1853	Первый патент термобура
1855	Датчанин Мертсенсон изобрел способ проходки скважин струей воздуха ("датский способ бурения")
1857	Пневматический перфоратор Соммелье (Франция)

Продолжение 3 таблицы I.

<i>Годы</i>	<i>Технические процессы и события</i>
1862	Рождение колонкового вращательного алмазного бурения (часовщик Г. Лешо, Швейцария). Вращательный способ бурения переоткрыт спустя много лет
1868	Опубликование Д. И. Прозоровским рукописного руководства по бурению XVII в. “Рукопись, как зачать дслать новая труба на новом месте”
1869	Томас Роуланд (США) патентует бурильную платформу с раздвижными ногами для бурения в открытом море
1874	Первые сведения о патентовании электробура
1878	Запатентовано двухшарошечное долото
1879	Одно из первых описаний в “Горном журнале” прибора для измерения искривления скважин. Показания прибора основаны на разъедающем действии плавиковой кислоты на стекло (прибор Нольтена)
1880	Вышла двухтомная “Справочная книга для горных инженеров и техников по горной части” Г. Я. Дорошенко
1882	Изобретен превентор
1884	Применение компасной стрелки в скважине для измерения искривлений
1888	Запатентован роторный стол
1890	Инж. К. Г. Симченко изобрел первый в мире турбобур. Выдан патент на использование промывочной жидкости с удельным весом более единицы (США)
1892	Появление стальных буровых вышек
1893	Инж. В. К. Згленицкий предложил прибор для измерения угла искривления и азимута в застывшем желатине
1894	Первые опыты по тампонажу скважин (Баку)

Продолжение 4 таблицы 1.

<i>Годы</i>	<i>Технические процессы и события</i>
1895	Первое в мире бурение С. Г. Войславом ударным способом наклонно направленной скважины с поверхности земли. Наклонное бурение скважины в шахтах известно намного раньше. Первая нефтяная скважина, пробуренная роторным способом (США, Техас)
1896	Проект морского бурения инж. В. К. Згленицкого
1899	Рождение бурения дробью по предложению инж. Дэвиса (США). Способ дробового бурения был переоткрыт спустя много столетий со времени неолита, где вместо дроби насыпали абразивный песок
1901	Изобретение обратного клапана для бурильных труб (США). Первые удачные попытки управляемого глушения нефтяного фонтана
1902	Инж. Н. И. Глушков издает в Грозном один из первых немецко-русских словарей по бурению
1904	Выход в свет четырехтомника "Руководство к бурению скважин" Н. И. Глушкова
1909	Появление двухшарошечного долота с конусными шарошками
1910	Выход книги Н. А. Соколовского "Буровые трубы вообще и трубы новой системы. Крепление и самотампонаж ими глубоких скважин" Разработка метода цементирования с двумя пробками Изобретено замковое соединение бурильных труб
1911	Первая скважина, пробуренная с надводной платформы на озере Каддо Лейк (Техас) Первое трехшарошечное долото (фирма "Юза", США)
1912	Использование клина при искусственном искривлении скважины алмазного бурения на юге Африки при разведке твердых полезных ископаемых

Продолжение 5 таблицы 1.

<i>Годы</i>	<i>Технические процессы и события</i>
1916	Начало применения твердых сплавов для бурения (Германия). Инж. И. С. Васильев ведет обширные работы по наклонному бурению скважин в Калатинском районе на медноколчедановом месторождении, Урал
1923	Инж. М. А. Капелошников изобрел одноступенчатый турбобур с редуктором Для утяжеления промывочной жидкости применен барит
1924	Начало автоматизации бурения - автомат Хилда (США)
1925	Автомат подачи М. М. Скворцова ("автоматический бурильщик"), СССР В Австралии впервые издана книга по механике грунтов, Терцаги Изобретение самоочищающихся шаршек долота - одно из высших достижений в бурении
1928	Изобретен индикатор веса ("ябедник", как окрестили его на промыслах)
1931	Первое применение гидромата - гидродинамического тормоза для лебедки
1932	В опорах шарошечных долот появились роликовые и шариковые подшипники
1933	Попытка морского бурения вдали от берега (Мексика) со стационарной установки
1934	В СССР изобретен многоступенчатый турбобур
1935	Изобретение трехшарошечного долота со смешенными осями шаршек Появились эмульсионные буровые растворы Инж. М. А. Гейман впервые сделал попытку бурения турбинным способом наклонной скважины с кривым переводником

Окончание таблицы 1.

<i>Годы</i>	<i>Технические процессы и события</i>
1941	Начало промышленного применения электробурения, СССР
1942	Изобретение Р. Гоглером тепловой трубы. В последние годы она становится объектом пристального внимания специалистов по бурению
1947	Начало океанского бурения вдали от берегов
1948	Опубликованные результаты гидромониторного бурения (США)
1949	Применение двухствольного параллельного бурения на морском месторождении Изберг, Дагестан Появились шарошечные долота, армированные твердосплавными штырями (штыревые долота)
1950	Сконструирован автоматический клиновой захват
1953	Начало серийного производства гидромониторных долот
1955	Бурение в море с корабля
1957	Морское бурение при глубине воды более 30 м Первые работы по легкосплавным бурильным трубам (ЛБТ), СССР
1959	Появились трехшарошечные долота с герметизированными опорами
1967	Первое применение ЭВМ в бурении
1969	Первое ручное бурение на Луне в экспедиции "Аполлон" Специалисты по бурению работают на космические исследования
1970	Автоматическое бурение на Луне АМС "Луна-16"
1979	СССР стал обладателем мирового рекорда глубины скважины

Обобщенная мировая история развития бурения до 1929 года представлена горным инженером Пешаловым Ю. А. в [3]. На основании археологических раскопок по-

лучены сведения, что бурение осуществляли на заре развития человеческого общества с целью разработки горных пород и изготовления орудий труда или получения рассолов для выпаривания из них соли. Применялись ударное бурение с инструментами из бамбука в Китае и вращательное бурение трубчатыми бурами, под которые подсыпали зерна кварца или армировали их алмазами, в Древнем Египте. Как утверждает знаменитый венгерский египтолог Р. Финдер, трубчатый бур, армированный алмазами, использовали при добывче блоков породы для строительства пирамид.

На Руси буровые работы, которые в XIV-XV вв. и позже достигли достаточно большого совершенства, проводили для добывания поваренной соли в бассейнах рек Камы и Северной Двины. Диаметр скважин достигал 1 м при глубине не более 100 м. В XVII в. уже имелось рукописное руководство “Роспись, как зачать делать новая труба¹ на новом месте”. При этом использовали ударное бурение с применением деревянных штанг при креплении стенок деревянными трубами.

В XII в. во Франции (провинция Артезиа) была пробурена скважина для извлечения на поверхность подземных напорных вод. В России такие скважины с целью водоснабжения начали бурить в 30-х годах XIX в. В 1876 г. на Яузском бульваре в Москве была заложена первая артезианская скважина.

Техника и технология бурения скважин с течением времени совершенствовалась. В 1844 г. по предложению французского инж. Фоввеля стали применять бурение с промывкой скважин водой. Швейцарский часовой мастер Ж. Р. Лешо в 1862 г. впервые предложил применять для бурения в крепких породах алмазные кольцевые коронки, которые использовали при строительстве железнодорожного тоннеля в Мон-Сени в Альпах. Он же совместно с механиком Пиге сконструировал и изготовил в 1864 г. первый буровой станок для алмазного бурения. Небольшая паровая машина, используемая для привода станка, обеспечивала вращение алмазной коронки диаметром 43 мм с частотой 30 об/мин.

Начиная с этого времени алмазное колонковое бурение стало широко применяться при разведочных работах на твердые полезные ископаемые.

Патент на буровой станок для алмазного бурения с приводом от паровой машины в 1867 г. получил М. Буллон (США).

¹ “Труба” по старорусской терминологии означает “скважина” (здесь и далее прим. авт.).

Буровой станок с гидравлической подачей был сконструирован Альбертом Холлом (фирма “Сулливан”) в 1878 г.

Шведский инж. Р. А. Крелиус сконструировал в 80-х годах XIX в. буровой станок с рычажной подачей.

Американский инж. Дэвис в 1899 г. предложил применять при проводке скважин в твердых породах дробовое бурение.

В России в конце прошлого века алмазное бурение получило распространение на Урале. Заслуга в его совершенствовании принадлежит русскому проф. С. Г. Войславу, который разработал основную теорию алмазного бурения, усовершенствовал технологию его применения и предложил использовать станок оригинальной конструкции. В 1899 г. он впервые обосновал перспективность использования мелких алмазов для бурения. Профессором С. Г. Войславом была предложена для бурения мелкоалмазная коронка.

Ранее (в 1850 г.) инж. Г. Я. Дорошенко использовал буровые скважины при разведке месторождений каменного угля. Первая скважина для разведки месторождений нефти была пробурена в 1864 г. на Северном Кавказе. Из скважины, пробуренной на берегу р. Кубани в Краснодарском крае под руководством полковника А. Н. Новосельцева, в 1866 г.² впервые была получена нефть. Около нее установлен обелиск с надписью “Первооткрывательнице нефти в России”. На Апшеронском полуострове нефть из скважины была получена в 1869 г.

Расширение области применения буровых работ дало толчок к совершенствованию техники и технологии проводки скважин. В 1892 г. К. Г. Симченко впервые получил авторское свидетельство на турбобур. В 1898 г. инж. П. В. Валицким был предложен для проводки глубоких скважин электробур.

В период первой мировой войны (в 1915 г.) немецкий инж. Ломан впервые получил твердый сплав, которому дал название “воломит”. С этого времени твердые сплавы широко применяются во многих областях промышленности, в том числе в бурении.

Несмотря на развитие техники и технологий бурения скважин, в России в конце XIX - начале XX вв. отсутствовала технологическая база для проведения буровых работ. Разведочные скважины в основном бурили вручную, а скважины на нефть - с использованием механического ударного бурения. Для механического бурения применя-

² Эта дата является началом механизированного бурения и развития нефтяной промышленности России.

лись станки зарубежных фирм "Кийстон", "ВИРТ", "Сулливан", "Крелиус" и др. Широкое развитие буровые работы получили только после Великой Октябрьской социалистической революции.

После окончания гражданской войны началась разведка железных руд Курской магнитной аномалии, угольных месторождений Подмосковного бассейна и на Урале. Для изготовления бурового инструмента в Москве был создан специализированный завод. На Ижорском заводе под Ленинградом начали изготавливать буровое оборудование. С этого периода начинается коренное техническое перевооружение буровых работ.

Советский ученый М. А. Капельшников в 1923 г. разработал и предложил использовать для бурения глубоких скважин редукторный турбобур. Группа советских ученых (П. П. Шумилов, М. Т. Гусман, Р. А. Иоаннесян и Э. И. Тагиев) сконструировала и внедрила многоступенчатые и редукторные турбобуры. Эти разработки получили широкое применение в Советском Союзе и являются первой отечественной лицензией, признанной за рубежом.

В 1929 г. на Московском электрозваводе стали выпускать отечественный твердый сплав победит, который нашел широкое применение для армирования буровых породоразрушающих инструментов.

В связи с отсутствием достаточного количества алмазного сырья для буровых коронок с 1927 г. по инициативе проф. В. М. Крейтера при проводке скважин в твердых породах стали применять дробовой способ бурения.

Начиная с 1929-1930 гг. буровые работы в Советском Союзе стали развиваться небывало высокими темпами. Если в 1927 г. в стране было 40 буровых станков, то в 1931 г. их парк составил уже 683 комплекса, а в 1933 г. было выпущено 3 тыс. буровых установок.

Техническая оснащенность буровых работ и технология проводки скважин продолжают совершенствоваться. Буровые предприятия оснащаются новыми комплектами буровых установок, буровым оборудованием и инструментом, позволяющими максимально использовать механизацию и автоматизацию всех операций процесса строительства скважин. Совершенствуются и разрабатываются новые типы породоразрушающих инструментов, способных с высокой эффективностью разрушать горные породы. Дальнейшее совершенствование процесса строительства скважин, оптимизация буровых работ и управления предусматриваются на базе использования забойных тел-

леметрических систем, высокопроизводительной электронно-вычислительной техники с привлечением экономико-математических методов решения поставленных задач.

Однако в мировой и отечественной литературе имеются ограниченные сведения о развитии буровых работ в Кomi крае.

3.2. История развития буровых работ до 1929 г. в Кomi крае

Началом организации буровых работ и добычи нефти следует считать 1868 г. [4-6]. По поручению русского предпринимателя и общественного деятеля Михаила Константиновича Сидорова его доверенным, г-ном Лопатиным, с двумя служащими и буровой бригадой из 20 человек около естественного источника появления нефти, в районе поселка Водный, на левом берегу реки Ухты, была построена буровая установка с высотой вышки (глаголя) 12,5 м с буровой лебедкой (вортогом). Около буровой была обустроена изба для рабочих с печью, кузница с двумя горнами. Перед бурением была выкопана "8-аршинная труба (матица), около нее устроили подмостки". И, по свидетельству очевидца, "всего с приготовительными работами партия эта пробыла на р. Ухте два месяца, и, как мне удалось лично видеть, получила благонадежный для продолжения работ результат, а именно: нефть в буровой скважине начала выставать в трубу с глубины скважины 30 фут.³ и все более и более увеличивалась. Так например, на глубине 40 фут. в последние сутки буровых работ было исчислено г. распорядителем буровых работ Лопатиным, что нефть увеличилась, [стала] выступать до $1\frac{1}{2}$ ведра в сутки, но за поздним временем года работы им были прекращены. Нефть из скважины получена самая густая, черно-бурого цвета. Запах этой нефти разносится в окрестности около 5 верст. Грунты до 35 фут. были первоначально наносные, с гальками песка, а далее глинистые (синие) сланцы, на 35 фут. встретили твердые сланцы с окаменелостями".

³

Русские меры длины:

1 сажень - 2,1336 м

1 косая сажень - 2,48 м

1 вершок - 0,0445 м

Английские меры длины:

1 фут - 0,3005 м

1 дюйм - 0,0254 м

ми. Бывшие инструменты из английской стали все потерлись, несмотря на то, что мастера наваривали оные через каждые два часа, т. е. ... 200 оборотов. А по сему г. Лопатин, сколько мне было известно, предполагал продолжение буровых работ в 1869 г. посредством долбления."

Таким образом, первая скважина на нефть в Коми крае глубиной 12 м была пробурена в 1868 г. ручным вращательным способом в Ухтинском районе.

Из статьи И. Н. Кондырева, опубликованной в "Архангельских губернских ведомостях" 28 декабря 1872 г. [4]:

"Вся работа по добыванию нефти до 15 сентября 1868 г. состояла только в простом бурении, т. е. во вращении копиеобразного, 8 дюймов ширины, бура, углубленного до глубины 35 фут. После того три с половиной года по некоторым обстоятельствам работы были приостановлены. Наконец, в настоящем 1872 году г. Сидоров передал право горного промысла Ольге Васильевне Сидоровой, которая для продолжения разведочных буровых работ и устройства надлежащих для рабочих помещений в мае месяце отправила из С.-Петербурга своего доверенного, отставного межевщика А. В. Лебедева. Г-н Лебедев, прибыв на место работ 11 июля, прежде всего устроил необходимые для рабочих помещения, а затем приступил к новому способу бурения ударами посредством подъема долота очапом. Таким образом работа пошла успешнее; с 7 августа по 23 сентября углубились от 35 до 116,5 фут., но по случаю уменьшения партии рабочих и производства некоторых экстренных подготовительных работ, бурение должно было приостановиться до 11 октября, т. ч. по 15 октября углубились всего до 122 фут. Из ежедневного журнала видно, что первое отделение газа и соленой воды [в скважине] было по 98 фут. глубины. Газ в буровой трубе отделялся [с] сильным запахом и поднимал брызги воды над ее поверхностью на высоту до 3 фут. В настоящее время газ постепенно отделяется слабо, нефть просачивается черная, густая и образует на поверхности воды сгущенную нефтяную пену, однако же в тепле превращающуюся в жидкую [массу] черно-бурового цвета. Каждое утро при начале работ с 11 октября [набирается] нефти по ведру. Нефтяную резиденцию на р. Ухте 14 сентября с. г. посетили вместе с г. Сидоровым иностранные ученые путешественники - австрийский граф Вильчек, командир австрийского военного корабля барон Штернекк и профессор геологии и естественных наук Венской горной академии Гофер. Осмотрев работы, грунт, журнал и составленный управляющим работами г. Лебедевым разрезной план напластований, встреченных при [бурении] горных пород, г. Гофер отозвался, что признаки обещают

хороший результат и что нефть хорошего качества залегает около 165-футовой глубины."

Таким образом, 15 октября 1868 г. на реке Ухте была пробурена разведочная скважина глубиной 36,7 м, видимо, канатно-ударным способом с ручным приводом шатуна (очапа) через ворот лебедки. Цикловая скорость бурения составила 12,2 м/ст.-мес.

Принципиальная схема производства канатно-ударного бурения изображена на рис. 1. Буровой снаряд, состоящий из ворота 1, ударной штанги 2, раздвижной штанги 3 и канатного замка 4, спускается в скважину на инструментальном канате 5, который переброшен через головной ролик 7 и амортизатор 8 мачты 9, огибает оттяжкой 10 и направляющий 12 ролики балансирной рамы 11. При заторможенном барабане инструментальной лебедки 13, на котором закреплен конец каната, шатунно-кривошипным устройством 16, 17 балансирная рама приводится в качательное движение относительно оси направляющего ролика 12. Оттяжкой ролик балансирной рамы, опускаясь, натягивает канат и поднимает снаряд над забоем. Поднимаясь вверх, ролик 10 освобождает канат, и снаряд под собственным весом падает на забой, долотом разрушая породу. Для равномерной обработки забоя и придания скважине цилиндрической формы необходимо после каждого удара снаряд поворачивать на некоторый угол. По мере разрушения породы канат постепенно сматывают с барабана лебедки, осуществляя подачу долота вслед за продвигающимся забоем.

В процессе долбления на забое скважины должна быть вода, в которой частицы разрушенной породы находятся во взвешенном состоянии. При достижении определенной величины плотности шлама долбление породы прекращают, инструментальной лебедкой извлекают снаряд на поверхность и производят чистку скважины. Эта операция выполняется желонкой 19, спускаемой в скважину на желоночном канате 6 с барабана желоночной лебедки 18.

В зависимости от физико-механических свойств породы и диаметра бурения интервал углубления за одно долбление колеблется от 20 до 100 см.

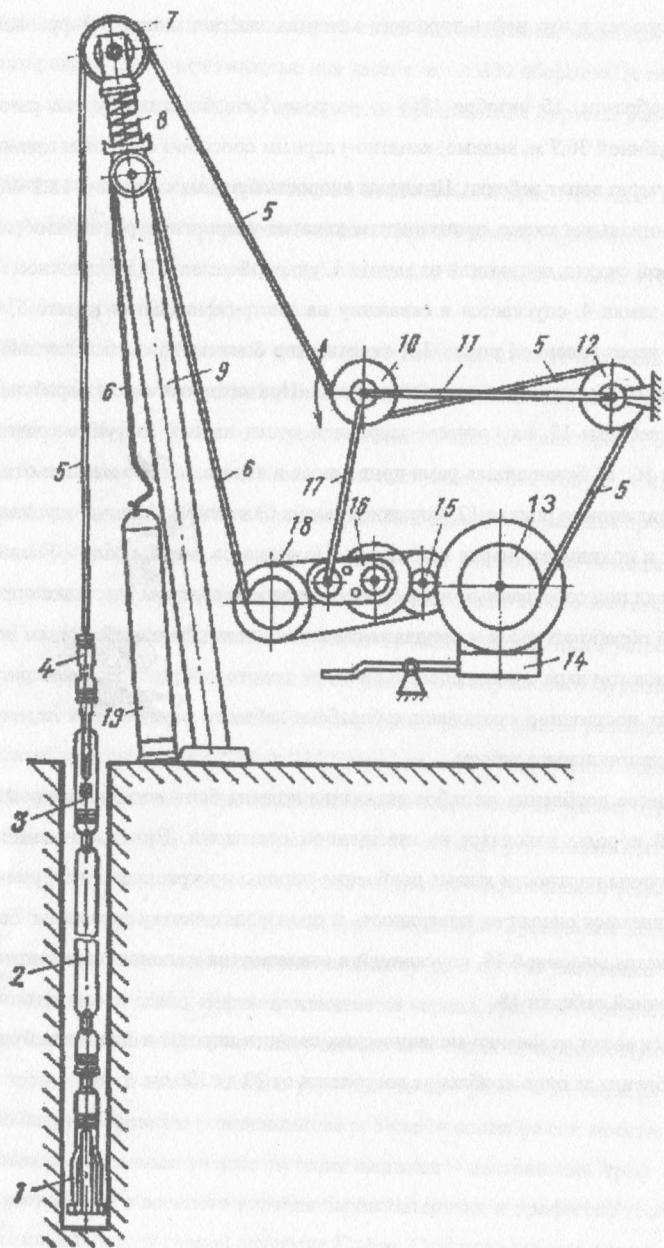


Рис. 1. Схема производства ударно-канатного бурения.

Легендарна судьба и другого последователя М. К. Сидорова, горного инженера Александра Георгиевича Гансберга, прибывшего на Ухту из далекого города Риги в 1898 году. По свидетельству В. А. Белоусова-Милорадовича [4], он основал Варваринский промысел, товарищество “Гансберг, Корнилов и К°“ и заложил “в самом носке полуострова-чулка р. Ухты, близ впадения в Ухту р. Половинный-Ель, поселок и скважину, которую бурил штанго-ударным способом с механизированным приводом. По данным из [4], “А. Г. Гансберг, человек железной воли, горячо убежденный в колоссальных залежах нефти на Ухте, что не раз доказывал документальными данными. Он провел на Ухте более 15 лет, а всего на Севере - 18 лет, затратив на это дело более 200 тыс. руб. Теперь же на склоне лет своей жизни, несмотря на преследующие его неудачи, он твердо, однако, верит, что в ближайшем будущем Ухта и Печорский край произведут крупный переворот в нашей экономической и промышленной жизни. Он глубоко убежден, что теперь на Ухту не зарастет народная тропа, и уже никакой Нобель (по газетным сведениям) не заткнет на Ухте фонтана нефти, он верит в то, что скоро, очень скоро придет тот сказочный богатырь, который поднимет, встряхнет от столь продолжительного сна неисчислимые богатства Тиманского кряжа, обогатит ближайшее к Ухте население и даст для всей северной России дешевую нефть...“

Войдя на вышку, совещание увидело, что все помещение вышки занято машинами и механическими приспособлениями для бурения, и под буровым инструментом пробита скважина, в которую вставлена 14-дюймовая труба. Глубина этой скважины, по словам А. Г. Гансберга, в 1908 г. доведена до 51,5 саж., а в настоящее время - до 56 саж.⁴ Машинное отделение было большое, светлое и просторное. Все машины, судя по внешнему виду, были в исправности. Все части машин были чисты - блестели и производили приятное впечатление. В машинном отделении с приводом от общей паровой машины находилась портальная по величине динамо, кроме того, здесь же имелись аккумуляторы и прочие принадлежности.

Стоимость оборудования буровой вышки высотою в 9 саж. со всеми приспособлениями равна 20 тыс. руб.

Из машинного здания совещание перешло в здание мастерской, оборудованной станками, инструментами и прочими принадлежностями...

⁴ Октябрь 1914 г.

Главная кладовая занимала большое, светлое и высокое помещение, которое было в образцовом порядке, и буквально все на имеющихся здесь стеллажах и полках было занято разными материалами: здесь были разных размеров трубы, зубила, запасные штанги, разные слесарные инструменты, фонари вплоть до прожекторов и множество других приспособлений...

Керосиновый завод, за отсутствием каких-то необходимых частей, которые нужно доставить из-за границы, а главное средств, пока еще не работает. Завод будет вырабатывать в достаточном количестве керосин для нужд местного населения и бензин - для своих потребностей, как то: для моторных лодок, яхт и аэросаней и других двигателей, которые предположено приобрести в ближайшем будущем.

Варваринский промысел оборудован паровою машиной для бурения не канатного, как у казны, а, хотя [и] более дорогого, но правильного на значительную глубину для бурения штанговым способом."

"Правильность" штанго-ударного способа заключается в том, что между раздвижной штангой 3 (см. рис. 1) и канатным замком 4 устанавливаются стальные штанги длиной чуть меньше глубины скважины. Благодаря наличию штанг исключается деформация, удлинение каната и возрастает сила удара, что обеспечивает увеличение глубины и эффективности разрушения, но вызывает необходимость разборки штанг при подъеме и увеличивает вероятность аварий со штангами, что являлось основной причиной неудач А. Г. Гансбера при проведении разведочных работ. Максимальная глубина скважины, которая была достигнута в 1908 г., составила 109,9 м.

В 1910 году Горный департамент направил разведочную экспедицию, которой поручил установить промышленное значение Ухтинского месторождения [5], где вблизи от Варваринского промысла А. Г. Гансбера на берегу Ухты в 1912 г. была пробурена канатно-ударным способом скв. 1 - Казенная глубиной 426,7 м. В качестве привода использовались паровые машины, освещение осуществлялось электричеством. Организацию работ производил руководитель разведочной экспедиции, горный инженер В. И. Стукачев.

Это была в то время одна из самых глубоких скважин России. В результате В. И. Стукачевым была сделана оценка запасов и экономическое обоснование разработки.

"Если же ограничиться бурением ухтинских скважин при дешевом канатном способе бурения только до глубины 40 саж., то и в таком случае Ухта представляет из себя громадную ценность. О запасах нефти до глубины 40 саж. г. Стукачев приводит сле-

дующие цифры: каждая квадратная сажень поверхности земли отвечает в недрах хранившимся 330 пуд. нефти, считая, что из этого количества может быть извлечено хотя лишь 15 или 50 пуд."

То есть русским инженером предполагалось, что на Чутинском месторождении при бурении скважин глубиной около 35 м на девонские отложения в естественном режиме эксплуатации можно добывать нефть с нефтеотдачей всего лишь 4,5...15,2 %, что соответствует современным представлениям.

На основе данных экспедиции Горного департамента Русским товариществом "Нефть" с 1912 года предприняты крупномасштабные геологоразведочные работы: приобретен ряд участков по речкам Чуть, Ярега и Чибью. На этих участках было заложено шесть скважин, проведенных механическим бурением, и 10 неглубоких, проведенных ручным способом. Самая глубокая скважина, № 1 - Карловская на р. Чути, в 1915 г. имела глубину 656,7 м. Несмотря на достижения в бурении, суточные дебиты нефти не превышали 40 пудов (640 кг). Причем добыча требовала применения механизированных способов - тартания лебедкой, и дебит скважин с течением времени резко снижался. В то время как на Апперонском полуострове, на промысле Сабунчи, суточная добыча нефти фонтанным способом составляла 618 пудов (9890 кг) [7]. Начальник промыслового управления писал, что "товарищество приложило все усилия для исчерпывающего выяснения благонадежности этого месторождения, но результаты всех работ привели к весьма неблагоприятным выводам для промышленности его" [4], что привело к ликвидации промысла в 1916 году.

В апреле 1920 г. были начаты работы по восстановлению Ухтинских нефтяных промыслов и по ремонту имеющихся скважин. Из отчета Архангельского губсовнархоза [4] буровому мастеру Г. П. Семяшкину (его именем названа одна из улиц Ухты) предписывалось принять на учет промысловое имущество товарищества "Нефть", "как то: 2 американских буровых станка с паровыми двигателями в 25 сил каждый, мастерскую со станками и паровым двигателем, буровые инструменты, обсадные трубы, моторную лодку и пр." и продолжить работы "по устройству последней по порядку скважины, которую Русское т-во "Нефть" прошло уже на 148 саж. ..." [4].

Из доклада заведующего ухтинскими нефтяными и соляными промыслами В. А. Труксы от 26.03.21 г.: "Главный поселок организован на участке Чибью у устья р. Чибью, впадающей в р. Ухту в 10 верстах от села Усть-Ухта, где имеется почтово-телеграфное отделение, с которым я соединил поселок телефоном.

Поселок состоит из следующих рубленых построек: 1) кантара и жилое помещение для заведующего промыслами и счетовода; 2) две рабочих казармы, причем для одиноких рабочих устроены отдельные койки, а для семейных выделены комнаты; 3) помещение для сторожа; 4) казарма для бурового мастера; 5) столярная мастерская; 6) баня; 7) конюшня; 8) коровник; 9) кладовая для продуктов и материала; 10) буровая вышка; 11) котельное помещение с пристройкой для электрической станции; 12) помещение для кузницы, слесарной и механической мастерской. Общее количество рабочих и служащих промыслов - 136 чел., плюс 7 чел. - членов семейств; из 136 чел. в главном поселке проживает 114 чел., на солеварении - 14 чел. и на керосиновом заводе - 8 чел."

Капитальный ремонт и эксплуатация уже пробуренных до 1917 г. скважин производились при следующих обстоятельствах.

"При очистке и обследовании скважины № 1 - Чибью оказалось, что устье 10-дюймовой колонны труб находится на глубине 46 футов 6 дюймов, длиною 162 фута, а устье 8-дюймовой колонны труб на глубине 252 футов при общей длине 728 футов.

Очищая бурением скважину, последовательно были опущены 14-дюймовая и 12-дюймовая колонны труб, а затем 8-дюймовая, которая была опущена впритык с оставшейся 8-дюймовой колонной. Продолжая бурением дальнейшую очистку скважины, 12 декабря 1920 г. на глубине 1270 футов появилась нефть, которую в тот же день вытартали в количестве 50 пуд. Дальнейшим бурением пробка была пробита, и 13 декабря тартанием получено 300 пуд., 14 декабря 350 пуд. и 15 декабря 400 пуд., после чего приток нефти сразу прекратился. Оказалось, что нижняя часть 8-дюймовой колонны обвалилась, и по дальнейшим работам выяснилось, что она осела на 35 сажен ниже того положения, в котором была оставлена Русским т-ром "Нефть".

...Тартанием за сутки было добыто 220 пуд. нефти, после чего получились обвалы, и в настоящее время идут работы по очистке их. Таким образом, скважина оказалась в таком положении, что можно лишь будет использовать ее верхний нефтеносный слой; что касается дальнейшего бурения, то оно уже является невозможным.

С января 1921 г. приступлено к работам по оборудованию скважины Чибью № 2, сделана рабочая казарма и начата постройка вышки и кочегарки.

Кустарная добыча легкой нефти производится, как уже было указано выше, на р. Чуть из двух скважин 3 пуд., на р. Яреге тоже из двух скважин 3 пуд. - всего 6 пуд. в сутки и тяжелой нефти всего 4 пуд. [из] скважин Сидорова, фон-Вангеля и Ганберга. Общее количество добытой за это время (7 месяцев) нефти равно 2.500 пуд."

В 1929 г. на заседании облисполкома Коми автономной области профессор А. А. Чернов констатировал, что “в текущем году в район Ухты направлены 3 разведочные партии...” и “...Всего пятилетним планом предусмотрено пройти 6000 метров”.

Этот этап в развитии буровых работ характеризуется применением традиционных способов проходки, существовавших в мировой практике: ручное вращательное и канатно-ударное, механизированное канатно-ударное и штанго-ударное бурение с применением оборудования, произведенного в США, в частности буровых установок “Крелиус”. К положительным результатам следует отнести: достижение глубины 656,7 м (скв. № 1 - Карловская, 1915 г.) со вскрытием всех девонских отложений, а также доманиковых горизонтов, что следует отнести к одним из главных приоритетов России. Примечательны примеры деятельности первоходцев М. К. Сидорова, Лопатина (1868 г.), А. В. Лебедева (1872 г.), Б. И. фон-Вангеля (1896 г.), А. Г. Гансберга (1898 г.), В. И. Стукачева (1910 г.), Русского товарищества “Нефть” (1912 г.), Г. П. Семяшкина и В. А. Труксы (1920 г.), которые в невероятно сложных условиях впервые организовали и осуществили поиски и разведку за счет бурения разведочных скважин в более сложных горно-геологических условиях, чем в Баку, Грозном и на Кубани, и вскрыли более древние девонские отложения.

Бурение первых разведочных скважин по сравнению с геологической съемкой, по мнению К. П. Калицкого и др., оказалось решающим в изучении и оценке перспективы развития нефтедобычи в Ухтинском районе.

4. Развитие буровых работ в Коми крае с 1929 по 1959 г. в период становления нефтегазовой промышленности.

Этот этап советский, начинается с высадки 19 августа 1929 года Ухтинской экспедиции С. Ф. Сидорова в село Усть-Ухту.

Из доклада начальника экспедиции С. Ф. Сидорова [4] следует, что его предшественниками было оставлено: "... паровая машина на 15 л. с., 2 сверлильных ручных станка, кузнечный вентилятор, локомобиль на 8 атм с дымогарными трубами, динамомашинка и распределительный щит, годный по наружному виду станок Кийстона и пока еще неопределенное количество буровых труб американского типа и разный бурильный инструмент; выяснилось, что в 2-х км от вышки №1 находится еще вышка №2, где имеется жилой дом, по сама вышка в 1918 г. сгорела".

"При осмотре скважины⁵ констатировал ... приток безводной нефти в количестве 3 пудов, причем нефть свободно переливалась по открытой 6-дюймовой деревянной трубе, всаженной в 8-дюймовую основную [трубу], и текла по желобу в мерник, окисляясь по дороге.

...При осмотре шахты обнаружено позатрубное изливание нефти в шахту, которое будет ликвидировано после снятия бурового станка, совершившего излишнего на вышке, т. к. в скважине произошли обвалы, и обсадные трубы деформированы. После установки тральника обнаружено повышение дебита до 5 пудов, что, возможно, будет увеличено после задержки затрубного прохода в шахте.

Все осмотренные постройки промысла №1 требуют капитального ремонта; строительства 2-х навесов для имущества Кийстона⁶ и 2-х жилых помещений человек на 50. На промысле Чибью-II, находящемся в 2,5 км [по] болотистой лесной дороге, имеются сохранившийся жилой дом из 2 комнат с печью, в котором сложен бурильный станок "Стар", и некоторое количество инструмента; от буровой вышки осталось несколько обгорелых столбов и балансир, прикрытый досками; возможно, что этот жилой дом с первыми пожарами будет разобран и доставлен на Чибью-I..."

Из доставленного морским и речным путем бурового оборудования "...на металлических частях станков Крелиус⁷, плохо смазанных на Ижорском заводе, появилась ржавчина."

Из докладной записки геолога Н. М. Тихоновича о состоянии буровых работ в 1929 г.: "Уместно поставить вопрос, есть ли необходимость еще раз бурить в этих районах, особенно в первом, где имеется множество скважин. Рассмотрение буровых журналов и разрезов в связи с данными геологических исследований привело меня к заключению, что старые буровые не во всех случаях дают право безоговорочно признать полученные ими результаты окончательными и неоспоримыми, т. к. почти ни в одной из них не было правильного закрытия вод, не было произведено опытов длительной систематической эксплуатации с учетом всех методов для поддержания дебита на по-

⁵ Имеется в виду скв. I - Карловская глубиной 656,7 м, построенная товариществом "Нефть" в 1915 г.

⁶ "Кийстон", "Стар", "Крелиус", "ВНТР", "Сулливан" - зарубежные буровые станки механического ударного бурения. В частности, буровой станок фирмы "Сулливан" с гидравлической подачей инструмента был сконструирован Альбертом Холлом (США) в 1878 г. Шведский инженер Р. А. Крелиус сконструировал в 1880 г. буровой станок с рычажной подачей.

⁷ См. сноску 6.

стоянном уровне и, наконец, не было применено вращательное бурение, применение которого может сыграть большую роль в экономике Ухтинского месторождения."

Разведочно-эксплуатационная скв. 5, начата 4.04.1930 г. и закончена 25.10.1939 г. Проводка скважины глубиной 387 м осуществлялась в тяжелых условиях при отсутствии бурового инструмента и квалифицированных буровых бригад. Тем не менее, результаты ее проводки признаны успешными - получен максимальный приток нефти (около 4 т в сутки) из девонских отложений и было открыто (официально) Чибьюское месторождение. Бурение велось канатно-ударным способом с использованием установки "Крелиус" под руководством старшего бурового мастера И.И.Косолапкина, инженера И. М. Таунина и др. В настоящее время на устье скважины, находящейся на ул. Бушueva напротив Дома юстиции, установлен памятный знак.

В виде художественного повествования об этих далеких событиях и о личности бурового мастера Ивана Ильича Косолапкина писал известный краевед А. Н. Козулин в книге [5]: "Геолог Николай Николаевич Тихонович наметил на карте "точку" в четырехстах двадцати пяти метрах от скважины бывшего дореволюционного "товарищества"⁸, - подальше от возможных подземных вод... .

Механизации, конечно, не было. Косолапкин, будучи летом в Москве, просил в главке трактор. Его пообещали прислать. Но когда он прибудет? А как пригодился бы трактор сейчас! Рабочие по пояс в снегу носили баланы к месту строительства - это за полтора километра.

Монтажом этого оборудования на буровой руководил, вернувшись из поездки, лично Иван Ильич Косолапкин. Рисуя карандашом на свежераспиленных досках, он показывал рабочим, где и как нужно установить буровой станок, насос, тартальный барабан или паровую машину.

К апрелю над чахлыми сосенками поднялась обшитая пахнущими, смолистыми досками буровая вышка. Она напоминала издали корабль, пустившийся в дальнее плавание по снежному морю.

Иван Ильич обошел свой новый дом, точно еще раз проверил, все ли стоит на месте, велел запустить паровую машину, прикрепил к штанге долото, и, оглядев окружающих его рабочих, отжал рычаг лебедки от себя. Долото скрылось под деревянным

⁸ Скв. 1 товарищества "Нефть" находится на территории Ухтинского механического завода.

настилом, и паровая машина натуженно запыхтела, выбрасывая отработанный пар. Началась проходка.

Трудно давались метры. Буровой мастер вел долото через недра практически на ощупь, по интуиции. Это одно. А другое - и это, пожалуй, главное, - кроме мастера, в бригаде никто не знал технологического процесса. К буровому станку, насосу, паровому двигателю встали двадцатилетние хлопцы, которые умели пахать землю, плотничать, тачать сапоги, но никогда не видели скважин, понятия не имели о горных породах. По этой причине иногда сутками не отходил от станка буровой мастер.

В буднях мужали его толковые помощники. На знаменитой пятой буровой зародилась косолапкинская школа проходчиков северных недр. Многие воспитанники этой "школы" впоследствии стали известными мастерами, их имена вошли в историю края, в историю нефтяной и газовой промышленности Коми республики.

Нефть заявила о себе тихо, даже незаметно. Не было ожидаемой упругой струи. Просто, когда подняли инструмент, дежурившие геолог и буровики увидели, что долото густо обмазано черной, резко пахнущей жидкостью. Неужели нефть?

Да, это была нефть. За сутки скважина "накачала" около четырех тонн. Такого количества подземного горючего еще никто не добывал в Ухте. Это была промышленная нефть - первая промышленная нефть Европейского Севера...

После торжеств потекли в хлопотах и заботах будничные дни. Вслед за пятой Косолапкин бурил новые разведочные и эксплуатационные скважины. Кто-то подсчитал даже, что за двадцать лет, отданных Северу, он провел более семисот скважин. Конечно, глубина тех скважин - не та, что нынче. Об Иване Ильиче, о его смекалке и находчивости рассказывали прямо-таки легенды. Громкая слава, что пришла за ним из Грозного, упрочилась и приумножилась. Его именем был назван гидросамолет, который обслуживал геологоразведчиков, Дом культуры в рабочем поселке. Бурового мастера наградили именными золотыми часами и почетным знаком "Ударнику-ухтинцу", утвержденным ЦИКом ССР для тех, кто осваивал Север. Нефтяники избрали Ивана Ильича в исполнком Коми автономной области, а затем в Верховный Совет только что образованной Коми Автономной Советской Социалистической Республики. Как старейший депутат, он открыл первую сессию высшего государственного органа Коми АССР.

В знак уважения к рабочему человеку руководители Ухто-Печорского треста распорядились построить для Косолапкина коттедж. Иван Ильич осмотрел постройку, поблагодарил за дорогой подарок, за внимание, которое ему оказали, и... отказался.

- Не привык я жить обособленно от людей, - пояснил он и остался в продолжавшем бревенчатом доме вместе с другими нефтяниками, геологами, буровиками.

Но в ясный воскресный день 22 июня 1941 года Иван Ильич Косолапкин, как и миллионы советских людей, услышал по радио страшное слово "война".

И снова пришлось отказаться от мысли о покое. Теперь, когда молодежь уходила на фронт, его, бурового мастера, место, конечно, на промысле. Только там.

Вновь Ивану Ильичу пришлось учить. Он учил сейчас практическим навыкам выпускников школы ФЗО и горно-нефтяного техникума, которые заменили ушедших на фронт рабочих и мастеров.

Иван Ильич был удостоен почетного звания мастера социалистического труда, он был отмечен высшим отличием Родины - орденом Ленина. Один из трех ухтинцев, удостоенных столь высокой награды в годы Великой Отечественной войны.

Рассказывают, будто однажды к Ивану Ильичу заявились работники горисполкома.

- Есть мнение, - сказали они, - назвать вашим именем одну из улиц города. Выберите, Иван Ильич, - которую!

Старый буровик, будучи человеком скромным, даже застенчивым, не стал спорить: он привык уважать мнение других, и пошел по зимнему городу. Долго ходил по улицам, а потом махнул рукой на заснеженный пустырь:

- Эту.

- Иван Ильич, - удивились представители горисполкома, - здесь же нет улицы.

Действительно, на снежном пустыре стояли всего два деревянных двухэтажных дома да вдали угадывался старый сарай.

- Нет, так будет! - уверил Косолапкин.

С тех пор улица эта носит имя знатного нефтяника. Она считается одной из самых красивых и зеленых в современном городе Ухта. Здесь располагаются многоэтажные корпуса индустриального института, городская поликлиника, книжный магазин, средняя школа. На рис. 2 фотография мастера.

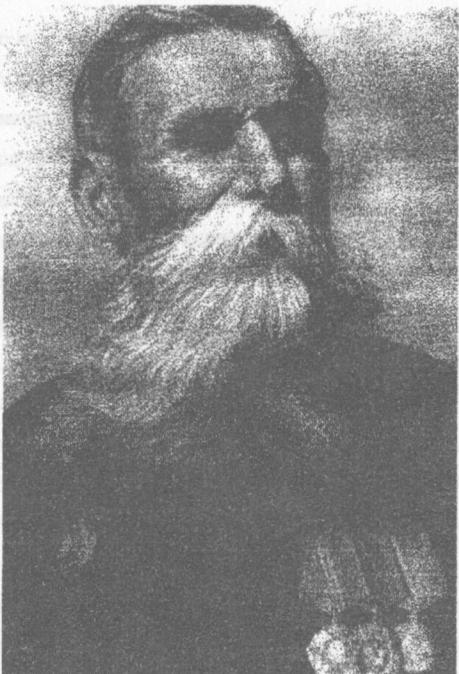
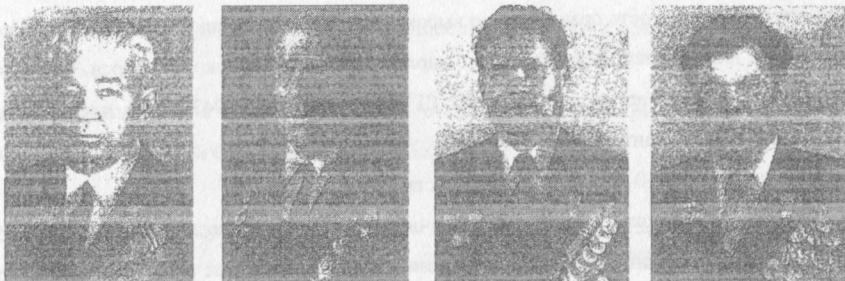


Рис. 2. Буровой мастер И. И. Косолапкин. Его именем названа одна из улиц города Ухты.

21.06.1932 г. на заседании научно-технического совета (НТС) Ухто-Печорского треста (лагеря) геолог И.Н.Стрижов информировал, что скважина 57 - Крелиус на Яргской площади вскрыла три нефтеносердающих пласта, а скв. 62 подтвердила наличие промышленной залежи тяжелой нефти в старооскольском горизонте (пласт III) среднего девона на глубине 192-205 м.

2.11.1932 г. открыт Ухтинский горный техникум с тремя отделениями - нефтяным, угольно-эксплуатационным и электромеханическим. Создание техникума продиктовано требованиями времени и способствовало формированию национальных кадров - руководителей производства, среди них буровики - Герои Социалистического труда Лихачев Г. А., Ульныров В. В., Андрющенко А. Ф., Якимов А. П., известные специалисты Липин И. А., Скрябин Г. Ф., Урманов В. М., Изыоров А. П., Пальхова В. Н., Ильин А. Н., Пинчук В. И., Безрук В. А. и многие другие. На рис. 3 представлены фотографии заслуженных буровиков.



Доктор геолого-минералогических наук, профессор, лауреат Государственной премии А. Я. Кремс.

Буровой мастер А. Ф. Андрушенко.

Буровой мастер В. В. Ульныров.

Начальник управления буровых работ А. П. Якимов.

Рис. 3. Нефтяники Коми - Герои Социалистического труда.

Существовавшие до 30-х годов канатно-ударный и штанго-ударный способы бурения с использованием установок "Крелиус" уже не удовлетворяли по глубине задачам разведки, добычи нефти и газа, поэтому на совещании 19.08.35 г. под председательством академика И. М. Губкина было решено "довести скважину № 39 на Седьмельском газовом месторождении до конца, но бурение производить вращательным тяжелым станком, а не Крелиусом" [4].

9.06.37 г. издан приказ N 216 по Ухто-Печорскому тресту о разработке Яргского месторождения тяжелой нефти шахтным способом, который способствовал развитию новых технологий и техники ведения горных и буровых работ, в частности, строительства скважин большого диаметра, подземных наклонно направленных и горизонтальных скважин.

На месторождении действуют три нефтяные шахты, которые эксплуатируют третий пласт среднего девона, сложенного преимущественно мелко- и среднезернистыми песчаниками с прослойями глин и аргиллитов.

Средняя глубина залегания кровли III пласта составляет 194 м, а общая мощность - около 70 м. Залежь нефти имеет подошвенную воду. Средняя мощность нефтенасы-

щенной части пласта - 26,1 м (16,5-37 м). Структура межзерновых пор простая, средняя эффективная пористость сравнительно высокая (15-16%); средняя проницаемость - значительная: для верхней части пласта 1,5 дарси, а для нижней - около 2 дарси. Песчаники часто прослоены аргиллитами. Нефть III пласта тяжелая ($0,943 \text{ г}/\text{см}^3$), чрезвычайно вязкая (5-11 тысяч сантиметров - в пластовых условиях); температура в пласте $6^{\circ}-7^{\circ}\text{C}$, начальное давление 8-10 атм., при режиме растворенного газа.

При такой высокой вязкости и незначительных энергетических ресурсах наблюдалось слабое истечение нефти в первые скважины, пробуренные в 1933-1936 гг. с поверхности. В те годы на двух участках месторождения, общей площадью 44,2 га, было пробурено 73 эксплуатационные скважины, преимущественно по 75-метровой треугольной сетке. Величина вхождения в III пласт колебалась от 15-16 до 35-40 м, при общей глубине скважин 190-210 м. Начальные дебиты нефти были различными: от 0,14 до 25 т в сутки.

В 1937 году впервые в СССР на Яреге была заложена нефтешахта №1, вскрывшая месторождение двумя вертикальными стволами (подъемным и вентиляционным) до средней части надпластовых аргиллитов и туффитов (до глубины 175 метров). В конце августа 1939 года была получена первая шахтная нефть, и до 1053 года разработка месторождения осуществлялась по "ухтинской" системе. Были введены в эксплуатацию еще две нефтешахты: №3 (в 1943 г.) и №2 (в 1949 г.).

Главные элементы ухтинской системы шахтной добычи нефти следующие:

- все подземные горные выработки располагаются в пустых, преимущественно глинистых породах, в одном горизонте, на 15-20 м выше кровли III продуктивного пласта;

- в эксплуатационных выработках устраиваются камеры для бурения из каждого куста наклонных (до 45° к горизонту) скважин;

- расстояние между забоями 12 м, поэтому плотность скважин очень высокая (см. рис. 4);

- от ромбической сетки расположения скважин делаются отступления, чтобы добиться пересечения высокодебитных скоплений нефти в трещинах; расположение трещин устанавливается заранее, по результатам геологического картирования горизонта горных работ;

- бурение подземных скважин по пласту производится не на глинистом растворе, а на воде и прекращается, если выше проектной глубины встречены продуктивные трещины;

- эксплуатация скважин ведется с открытый забоем, при наличии кондуктора длиною в 2,5-3,0 м и небольшом противодавлении;

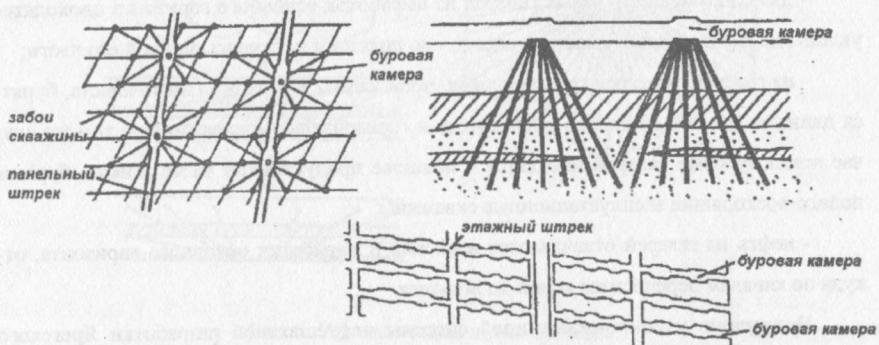


Рис. 4. Ухтинская система нефтешахтной разработки.

План расположения буровых камер и подземных скважин.

План расположения части горных выработок и буровых камер в нефтешахте.

- после окончания самоперелива ведется эрлифтная эксплуатация (в том числе с помощью передвижных гибких шлангов), а также воздушная репрессия трещинных зон;

- нефть из скважин поступает в канавки горных выработок и на потоке воды транспортируется до нефтепровода ("гидротранспорт").

Ухтинские инженеры и геологи предложили новую, более сложную в техническом отношении, но экономически более выгодную, "уклонно-скважинную" систему разработки нефтеносного пласта. Эта система была внедрена на всех трех нефтешахтах во второй половине 1954 года.

Принципиальное отличие уклонно-скважинной системы от ухтинской заключается в том, что горизонт разработки переносится в продуктивный (нефтенасыщенный) пласт (см. рис. 5). Благодаря этому максимально сокращается объем горных работ, исключается непроизводительное бурение дренажных (эксплуатационных) скважин по этим (надпластовым) пустым породам.

Таким образом, главные особенности уклонно-скважинной системы состоят в следующем:

- в надпластовых породах располагаются только основные (этажные откаточные и вентиляционные) штреки, тогда как буровые камеры, предназначенные для бурения куста в 200-300 скважин, названные дренажными камерами или буровыми галереями, находятся в самом продуктивном пласте, преимущественно в верхней его части;
- для сооружения буровых галерей из выработок основного горизонта проходятся уклоны до верхней части пласта, а иногда - до подошвы нефтенасыщенной его части;
- из галерей, находящихся в уклонах, пройденных в верхнюю часть пласта, бурятся длинные (до 300 м) полого-нисходящие и горизонтальные скважины; в том же случае когда буровые галереи находятся в подошве продуктивной части пласта, бурятся полого-восходящие эксплуатационные скважины;
- нефть из галерей откачивается насосами в выработки основного горизонта, откуда по канавам переносится водой до ловушек.

Внедрению уклонно-скважинной системы нефтешахтной разработки Яргского месторождения во многом способствовал созданный в Ухте подземно-буровой станок с гидравлическим преобразователем ПБС-2Т. Его сконструировали инженеры Е. Я. Юдин, А. М. Котляров и А. Л. Осипов, а изготовил Ухтинский механический завод.

Взрывобезопасность станка позволила располагать буровые камеры (галереи) непосредственно в эксплуатационном объекте - в самом нефтеносном пласте.

А. М. Котляров ("Подземно-буровой станок с гидравлическим преобразователем", Гостоптехиздат, 1957) отмечает, что станок отличается высокой производительностью; гидравлический преобразователь позволяет автоматически изменять обороты и крутящее усилие в зависимости от изменения нагрузки на долото. Благодаря тому, что гидравлика заменила ручное регулирование, значительно улучшается использование установочной мощности и повышается производительность установки, а также увеличивается срок службы двигателя и трансмиссии за счет снижения динамических напряжений во всех звеньях установки.

Гидравлические буровые станки ПБС-2Т полностью вытеснили буровые станки на электроприводе и в максимальной степени обеспечили безопасную и высокопроизводительную работу в нефтешахтах. К настоящему времени в шахтах пробурено около 5000 горизонтальных скважин.

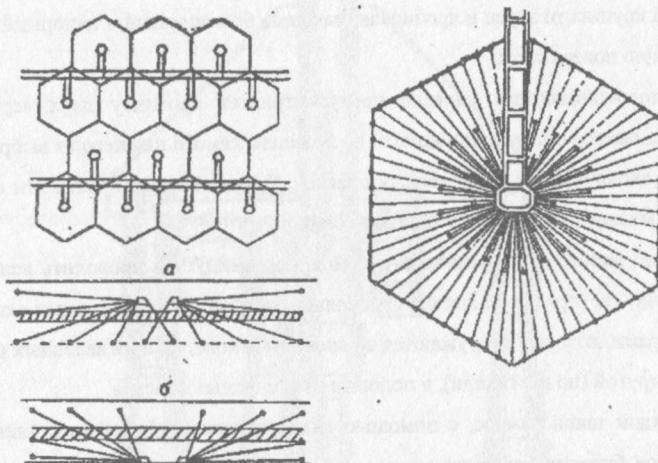


Рис. 5. Уклонно-скважинная система.

Расположение уклонов и уклонных блоков при уклонно-скважинной системе.

План уклона и расположения подземных скважин.

Расположение буровых камер

а) в кровле п/пласта (скв. нисходящие).

Галереи:

б) в подошве п/пласта (скв. восходящие).

На яргских нефтешахтах были проведены лабораторные и опытные исследования по гидромониторному разрушению нефтенасыщенного песчаника в забое и отмыву нефти из породы. Оказалось, что для гидроотбойки нетрещиноватых песчаников III пласта требуются рабочие напоры струи более 120-150 атм, а трещиноватых - в пределах 70-90 атм.

Получить такие напоры весьма затруднительно, поэтому Е. Я. Юдин предложил ввести в технологический цикл гидравлической добычи буровзрывные работы. Это - один из элементов выемочных работ, при условии, если очистная разработка будет осуществляться после предварительного дрецирования III пласта от нефти и газа.

Таким образом, рекомендуемая Е. Я. Юдиным технология гидродобычи очистным способом представляет собой целый комплекс процессов, а именно: буровзрывные ра-

боты, смыв отбитого песчаника гидромониторами, дробление и измельчение его до естественной крупности зерен в дробилках, наконец, безнапорный и напорный транспорт его на земную поверхность.

Стволово-скважинная система предусматривает проходку двух вертикальных стволов (основного и вентиляционного) до подошвы самого нижнего из выбранных для подземной эксплуатации нефтеносных пластов. В нижней своей части эти стволы соединяются между собой вентиляционной сбойкой.

Обычно вместо вентиляционного ствола рекомендуется проводить вентиляционную скважину, которая соединяется специальными сбоями с буровыми околосвольными камерами, которые сооружаются в основном стволе, на определенных расстояниях одна от другой (по вертикали), в подошве нефтеносных пластов.

В каждой такой камере, с помощью гидравлического бурового станка ПБС-2Т, производится бурение большого количества восходящих, полого-восходящих и горизонтальных дренажных скважин, длиною до 300-350 м. Их проводят по продуктивному пласту, в различных направлениях по вертикали и горизонтали.

Из одной камеры можно пробурить 259-300 эксплуатационных скважин, то есть при наличии пяти-шести продуктивных горизонтов, мы будем иметь в эксплуатации одновременно более 1500 подземных скважин в одном стволе.

На значительной нефтеносной площади можно по определенной "сетке" заложить несколько стволов и высокими темпами наращивать нефтедобычу, которая должна быть полностью автоматизирована. Строительство стволов для "стволово-скважинной" системы нефтешахтной разработки может осуществляться с помощью реактивно-турбинного бурения - РТБ (разработчик - ВНИИ буровой техники).

Способ РТБ основан на использовании отечественной техники турбинного бурения. Разбуривание породы производится с помощью забойного агрегата, состоящего из двух, трех или четырех параллельно работающих и жестко соединенных между собой турбобуров с долотами (рис. 6).

Нагнетаемая по трубам рабочая жидкость приводит во вращение валы турбобуров с укрепленными на них долотами, под действием реактивных сил агрегат вращается в противоположную вращению долот сторону, в результате чего долота ограниченного размера разрушают всю площадь забоя большого диаметра.

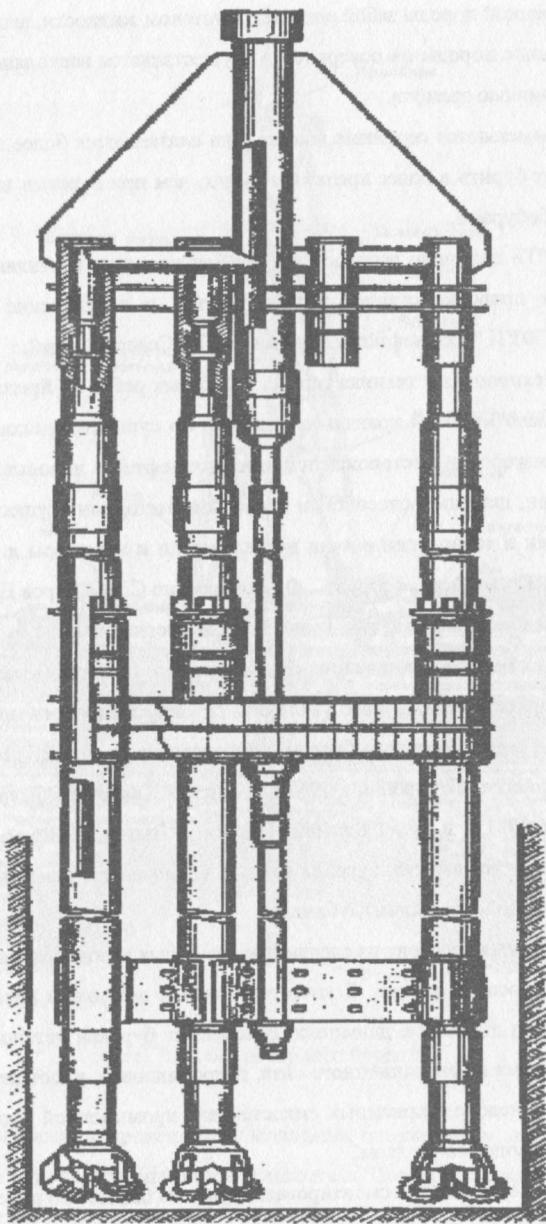


Рис 6. Строенный турбобур.

От выбуранной породы забой очищается потоком жидкости, выходящей из отверстий долот. Вынос породы на поверхность осуществляется восходящим потоком жидкости или с помощью эрлифта.

В РТБ применяются серийные долота. Они оказываются более производительными и позволяют бурить в более крепких породах, чем при бурении нефтяных скважин обычными турбобурами.

Бурение РТБ получило распространение при проходке вентиляционных скважин на Яреге, при проводке стволов под кондуктор и технические колонны в ПО "Коминефть", ГФУП "Ухтанефтегазгеология" и ДП "Севергазпром".

В целом технология и техника горных и буровых работ на Ярегском месторождении имеет уровень мировой новизны и является по существу уникальной всемирной лабораторией разработки месторождений тяжелых нефтей с использованием горизонтальных скважин, шахтным способом и тепловыми методами. Существенный вклад в развитие техники и технологии внесли исследователи и инженеры д. т. н. Бернштейн М. А., д. г.-м. н. Кремс А. Я., Здоров С. Ф., Бондаренко С. М., Гуров Е. И., Мишаков В. Н., к. т. н. Спиридовон Ю. А., к. т. н. Рузин Л. М. и многие другие.

В 30-х годах был осуществлен переход с ударного бурения (Крелиусного) на вращательное, роторное, что позволило увеличить глубину и скорости проходки скважин. Принципиальная схема роторного бурения представлена на рис. 2.7. Благодаря применению роторного способа бурения в 1937 г. в скв. 5 - Каменская была достигнута глубина 1007,5 м, в 1941 г. в скв. 1 Большие Пороги р. Выть - 1301,6 м. Таким образом, развитие техники и технологии бурения создало возможность для поисков и разведки залежей нефти и газа на больших глубинах.

Буровая установка состоит из следующих основных узлов: ротора, лебедки с талевой системой, насосов и вышки. В качестве привода лебедки и насосов применяют электродвигатели и дизельные двигатели. В комплект буровой установки входит циркуляционная система из вибрационного сита, гидроциклонов, илоотделителей, центрифуг, дегазаторов, желобов, приемных емкостей для промывочной жидкости, нагнетательных трубопроводов со стояком.

Итак, буровая установка смонтирована, казалось бы, можно приступать к бурению. Однако бурить начинают только после того, как предпримут соответствующие меры против размывания породы под основанием буровой. Дело в том, что верхние

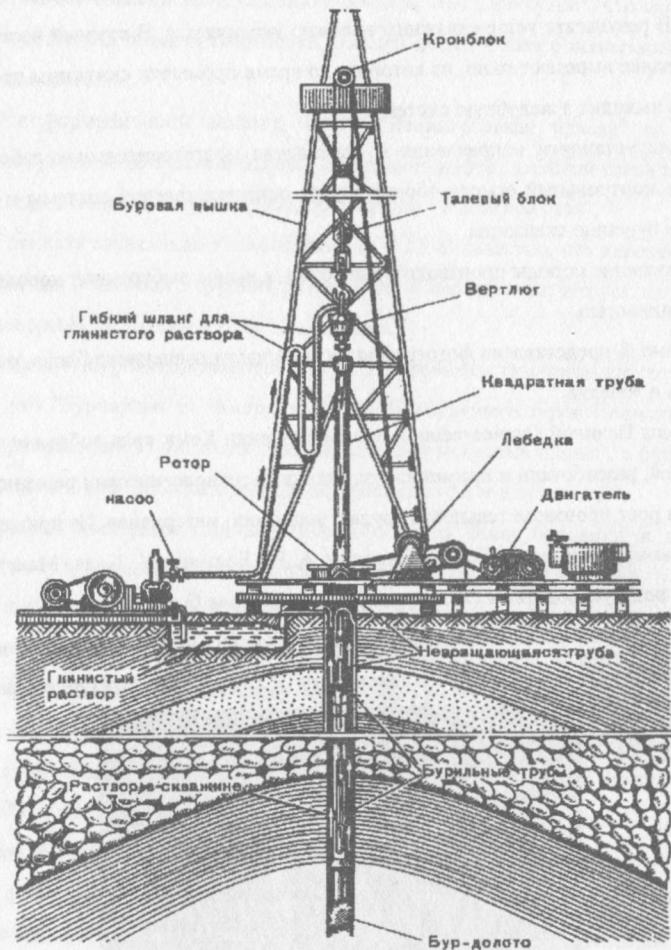


Рис. 7. Схема роторного бурения.

участки разреза скважины представлены молодыми отложениями, легко размывающимися в процессе бурения промывочной жидкостью. Поэтому прежде всего бурят или копают шурф до устойчивых пород (4-8 м) и спускают в него обсадную трубу, называемую направлением.

В пространство между обсадной трубой и стенками шурфа заливают цементный раствор. В результате устье скважины надежно укрепляется. В верхней части обсадной трубы заранее вырезают окно, из которого во время промывки скважины промывочная жидкость выходит в желобную систему.

После установки направления и проведения подготовительных работ (монтаж приборов, контрольный осмотр оборудования, оснастка талевой системы и т. д.) приступают к бурению скважины.

Разрушение породы производится долотом, а вынос выбуренной породы - промывочной жидкостью.

На рис. 8 представлена фотография нижней части вышечного блока, ротор, ведущая труба и лебедка.

В годы Великой Отечественной войны буровики Коми края добивались высоких показателей, разработали и применили ряд технико-технологических решений, направленных на рост производительности труда и экономию материалов. Из приказа № 302Л по ухтинскому комбинату: "З/к, з/к Ечиевтов А. И., Болтенко К. Г., тт. Махоткин И. А. и Бездель под руководством главного геолога т. Здоровца С. Ф. разработали и применили на практике наиболее оптимальную систему бурения подземных скважин, ..., впервые примененный в нефтяной промышленности СССР метод "структурного анализа".



Рис. 8. На буровой 30-х гг. В центре - начальник Ухто-Печорского лагеря Я. М. Мороз и буровой мастер И. И. Косолапкин. Из фондов Коми республиканского историко-краеведческого музея.

"Благодаря этому методу стало возможным... бурить на тектонические трещины специально направленные скважины с целью получения высоких дебитов, как, например,

скважина № 461 вошла в эксплуатацию с дебитом 10-12 т в сутки", что является мировым приоритетом в области разработки залежей нефти и газа с использованием горизонтальных скважин.

Из информационной заметки ТАСС "Ленинградская правда" за 5.11.43г. : "Буровики, узнав об отправке подарка - 2 эшелонов нефти, добытой сверх плана, - подняли производительность труда вдвое, проходчики - в полтора раза".

Из приказа начальника Ухткомбината от 2.12.43 известно, что деревянные обсадные трубы для подземного бурения разработали и наладили их выпуск на нефтешахте № 1 инженеры В. И. Штейн и И. А. Кривомазов.

Из письма буровиков нефтешахты № 1 буровикам газопромысла от 21.01.44 г. следует, что "бурпартии тт. Андрушенко А. Ф. (будущего героя Социалистического труда), Артемьева на 17 число уже выполнили свои месячные планы", а буровая бригада Андрушенко А. Ф. добилась рекордной проходки - 86 м в сутки.

Первыми мастерами Социалистического труда были буровики и проходчики шахт. В 1944 г. эти звания носили 48 рабочих и мастеров, в 1945 г. - 144.

Однако в докладе Н. Н. Тихоновича 6.09.1944 г. говорится, что "подготовленных к эксплуатационному бурению новых месторождений комбинат не имеет" [4].

Значительным событием в развитии буровых работ и нефтегазовой отрасли в целом явилось строительство скв. 2 под руководством одного "из лучших мастеров, орденоносца т. Артемьева" [4], из которой 24.06.46 г. получен мощный фонтан газа и открыто Нibelское газонефтяное месторождение. "На Войвоже из скв. 8, пробуренной комсомольско-молодежной бригадой бурового мастера т. Кочергина, в 1946 г. получен мощный фонтан мягкой нефти", что способствовало созданию нового нефтегазового района республики Коми, треста "Войвожнефть" и, по мнению начальника Ухткомбината С. Н. Бурдакова, встал вопрос "о создании большой нефтяной Ухты - мощной топливно-энергетической базы на европейском Севере Советского Союза".

По инициативе уроженца Коми края В. М. Сенюкова в целом по стране и в Республике в частности разработана программа бурения спорных скважин, проводка которых отличается большей глубиной и большим объемом исследовательских работ, в т. ч. с отбором керна.

Из докладной записки специалистов ЦНИЛа главному геологу Ухткомбината А. Я. Кремсу:

"Результаты бурения опорной скважины в центре Печорской депрессии, несомненно, найдут отражение в общих перспективах работ Ухтинского комбината..."

Уяснение размеров Печорской депрессии, несомненно, будет служить целям выявления перспективных направлений для дальнейших поисково-разведочных работ Ухтинского комбината, что полностью соответствует основной задаче, поставленной правительством для перед опорным бурением.

Конкретно наши предложения сводятся к следующему:

1) пробурить в 1954 г. крелиусный дублер опорной скважины в районе Лемью-Ираель до глубины 600-700 м;

2) провести в 1954 г. подготовительные работы для бурения в следующем 1955 г. опорной скважины в этом районе;

3) проектировать скважину на глубину 3000 м, предусмотрев в проекте сплошной отбор керна лишь для наиболее интересных горизонтов, а остальную часть разреза проходить с ограниченным отбором.

Прошу Вас вновь возбудить вопрос перед Министерством нефтяной промышленности о бурении опорной скважины в районе Лемью-Ираель в 1954 г.

Главный геолог ЦНИЛ

O. Солнцев

Согласны Зав. сектором опорного буре-

T. Кушнарева

: ния ЦНИЛ

Ст. геолог ЦНИЛ

B. Калюжный"

Скважина забурена в 1956 г., закончена проходкой в феврале 1958 г. В геологической документации названа поисково-оценочной (стратиграфической) скважиной № 1 - Ираель. Это - первая скважина, пробуренная в Печорской депрессии, что предопределило открытие Западно-Тэбукского, Джерьеского и других нефтяных месторождений [4]. Это была на то время самая глубокая скважина - 2946,0 м.

Развитие техники и технологии бурения скважин в 1929 - 59 г. г. характеризовалось следующими основными решениями:

- переходом с ударного бурения на вращательное, роторное и турбинное, с созданием и использованием отечественного бурового оборудования на дизельном приводе с металлическими вышками;

- увеличением объемов бурения с 0,4 тыс. м (1929 г.) до 123 тыс. м (1959 г.), ростом глубины скважин с 387 м в скв. 5 на Чибюской до 2946 м в скв. 1 на Ираельской площадях;

- началом бурения с 1937 г. подземных наклонных скважин с зенитным углом до 45°, горизонтальных и горизонтально-восстающих по "структурному методу" длиной до 300 м и зенитным углом до 110°;

- создан и применен подземно-буровой станок с гидравлическим преобразователем ПБС-2Т. Разработали его инженеры У. Я. Юдин, А. М. Котляров и А. Л. Осипов, а изготовлен Ухтинский механический завод;

- начало опытно-промышленных работ (с 1953 г.) по применению забойного двигателя-турбобура и кустового наклонно-направленного бурения на Войвожском месторождении;

- применение открытого забоя для повышения гидродинамического совершенства скважин;

- применение канатно-ударного способа для вскрытия продуктивного пласта обеспечивало его качественное вскрытие.

Существенный вклад в развитие техники и технологии буровых работ в этот период внесли инженеры Адамов А. И., Артамонов М. М., Бондаренко С. М., Кузнецов Г. А., Лихолай В. К., Ардалин М. С., Соколов В. Я., Юдин В. Я., Якимов А. П., буровые мастера Артемьев С. В., Андрущенко А. Ф., Кочергин Г. С., Лихачев Г. А., Ульныров В. В., Липин И. А. и другие.

Однако, из статьи геолога В. Левченко от 7.02.59 г. [4] следует, что "несмотря на значительные объемы разведочного бурения (в истекшем семилетии) не было открыто ни одного нефтяного или газового месторождения". Это явилось следствием "диспропорции между геолого-поисковыми работами и глубоким разведочным бурением", "недооценки глубокого поисково-разведочного и опорного бурения", "неоправданной преждевременной концентрацией работ в одном направлении (юго-восточном)".

5. Развитие техники и технологии бурения скважин в 1959-89 гг., годы динамического развития нефтегазовой отрасли.

Этот период развития характеризуется тем, что из 697,1 млн. усл. т. углеводородного сырья (в нефтяном эквиваленте), добытых в Коми АССР до 1989 г., около 97% приходится на этот период [4].

Этот период характеризуется двумя этапами.

Первый этап (1959-1975 гг.) отличается увеличением геологоразведочных и буровых работ на севере республики, в частности, в Ижма-Печорской впадине и большеземельской тундре, что привело к открытию Тэбукского, Усинского, Пашинского, Вожейского, Вуктыльского, Лаявожского месторождений.

Второй этап (1975-1989 гг.) характеризуется большими количественными и качественными изменениями в развитии буровых работ. На рис. 9 показана динамика роста буровых работ по ПО "Коминефть" [8].

В целом по республике объем буровых работ с 1959 по 1988 гг. [4] вырос со 123 тыс. м проходки до 915 тыс. м, т. е. в 7,4 раза; в том числе за I этап до 293 тыс. м (1975 г.), т. е. в 2,4 раза, за второй этап в 3,1 раза. Причем 50% прироста объемов были достигнуты за счет совершенствования техники и технологии [1].

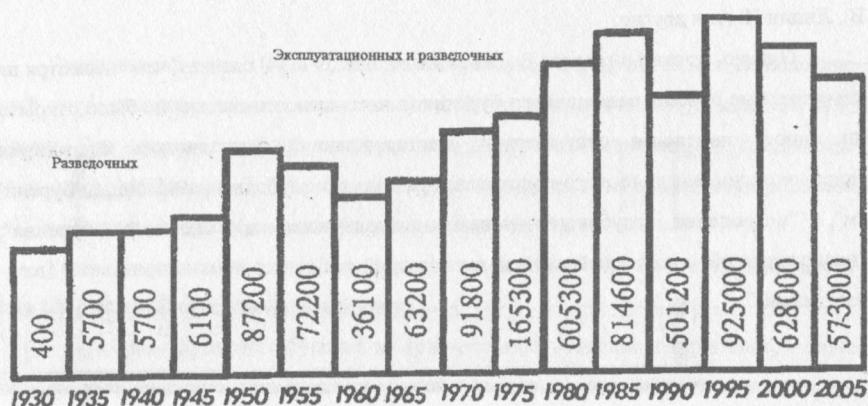


Рис. 9. Динамика роста буровых работ ПО "Коминефть" (2000-2005 гг. - прогноз).

Из приказа №117 по Ухтинскому комбинату: "В тресте "Печорнефтегаз разведка" к середине июля 1959 г. закончено бурением шесть глубоких разведочных скважин, ... причем скважинами №1 - Совинобор и №2 - Ираель вскрыты продуктивные пласты с благоприятными характеристиками". В приказе упомянуты и. о. управляющего трестом Якимов А. П. (1924-1983 гг.), которому 30.03.1971 г. было присвоено звание Героя Социалистического Труда; начальник технического отдела Марков Ю. М., впоследствии работавший в ЦК КПСС; директор конторы разведочного бурения КРБ №1 Ардалин М. С., известного инженера-буровика, именем которого названо одно из перспективных месторождений Архангельской области; директор КРБ №2 Соколов В. Я., впоследствии первый секретарь Ухтинского горкома КПСС и заместитель министра Миннефте-прома СССР. В приказе упомянут и главный инженер КРБ №1 Артамонов М. М. - заслуженный геолог России, будущий главный инженер ГГП "Ухтанефтегазгеология". Подписал указ и. о. начальника Ухтинского комбината Лихолай В. К., тоже инженер-буровик, человек нелегкой судьбы, впоследствии начальник Ухткомбината, генеральный директор ПО "Коминефть", заместитель директора "ПечорНИПИнефти", кандидат экономических наук.

На Омрицкой группе месторождений, Тэбукском, а впоследствии на Джерьеском, Пашинском и Вуктыльском месторождениях осуществлен переход на использование современных буровых установок для глубокого бурения Уралмашзавода типа Уралмаш-ЗД-59, Уралмаш-5Д-59 на дизельном приводе и установок волгоградского завода "Баррикады" БУ-75БрД, БУ-75БрЭ; рост доли турбинного бурения до 90%; переход от бурения одиночных вертикальных скважин к кустовому строительству наклонно-направленных скважин, что обеспечило 2...3-кратное сокращение затрат на обустройство месторождений, подготовительные и вышкомонтажные работы, позволило уменьшить эксплуатационные затраты, автоматизировать нефтегазодобычу, ограничить техногенное воздействие на природу. Техника и технология проводки наклонных скважин включала применение укороченных турбооборудов с кривым переходником, ориентирование методами визированного спуска, а также приборами Ашбардумова и Шаньги-на-Кулигина. Несмотря на несовершенство и сложность технологии, благодаря мастерству, изобретательности исполнителей и буровых бригад проводка наклонных скважин осуществлялась успешно. За освоение технологии кустового строительства скважин, высокую организацию работ буровой мастер конторы бурения №2 Ульныров В. В. (1959 г.), мастер по сложным работам Андрушченко А. Ф. (1966 г.), начальник Нижне-

Одесского УБР Якимов А. П. (1971 г.) были удостоены высокого звания Героя Социалистического Труда. Фотографии героев представлены на рис. 2.3. Установка БУ-75БрЭ на электроприводе на фоне зимнего пейзажа Тэбука показана на рис. 2.10.

В 1970-х годах, в начале освоения северных месторождений нефти и газа, например, Пашнинского, Вуктыльского, приполярных Усинского и Возейского, преобладали стереотипы научного подхода, характерные для южных районов.

Бурение скважин глубиной до 3600 м осуществлялось турбинным способом, в основном шарошечными долотами, с низкими коммерческими скоростями - 200...500 м/ст-мес., и проходками на долото 5...15 м, что при снижении темпа углубления на больших глубинах являлось первопричиной аварий и осложнений. Частые рейсы ухудшали условия труда бригад и работы оборудования, способствовали росту вспомогательных и ремонтных работ, снижению показателей в зимний период до 7 раз.

Проводка вертикальных и наклонно-направленных скважин сложных структурно-геологических, при глубине до 3600 м, с углом наклона пластов до 45...90°, ввиду несовершенства применяемых методов управления траекторией сопровождалось снижением показателей в 1,5...2,0 раза, что по существующим методам оптимизации исключала или ограничивала потенциальные возможности кустового метода.

Перемещение буровых работ в центральную и северную геокриологические зоны, необходимость разработки залежей аномальных нефтей, доля которых составляет 40%, потребовало проведения исследований и создания решений, обеспечивающих строительство и эксплуатацию скважин в многолетнемерзлых породах, в том числе и при применении тепловых методов.

Разработка месторождений с частым расположением одиночных скважин и небольших кустов с густой сетью коммуникаций требовала значительных капиталовложений, выводила из природопользования и подвергала техногенному воздействию значительные территории, изначально способствовала возникновению аварийных ситуаций и загрязнений. Результаты использования известных стереотипов, заложенных в начале освоения месторождений, ограничивали возможности повышения рентабельности и экологической безопасности на весь период разработки.

Динамичный рост буровых работ на крупных северных месторождениях требовал повышения их скоростей и сокращения стоимости строительства скважин. Решение этой проблемы впервые для северных месторождений Тимано-Печорской провинции

проведено в 70-х годах в ПО "Коминефть" при участии ВНИИ буровой техники и "Печорнипинефти" на основе:

бурения опорно-технологических скважин (OTC) роторным и турбинным способами с применением алмазных долот [9, 10, 11];

анализа существующего способа бурения турбинным способом и данных роторного в OTC по методике [11];

исследований механических свойств горных пород провинции, проведенной в "ПечорНИПИнефти" и УИИ;

сравнения результатов промышленного эксперимента - применения в сопоставимых условиях отечественного турбинного комплекса и роторного, в том числе и КИБА по советско-канадскому контракту, пример - скв. 100 Северный Возей;

учета организационно-технических условий Севера, а именно: существования вахтово-экспедиционного метода, применения растворов с большим содержанием твердой фазы, увеличения вспомогательных работ в зимний период, неприспособленности серийного оборудования, что говорит в пользу технологии, рассчитанной на большие проходки, увеличение доли времени механического бурения, щадящего режима работы бригады и оборудования [14].

В результате проведения экспериментальных работ в опорно-технологических скв. 101 Усинская и скв. 140 Вуктыльская были выявлены значительные резервы повышения скоростей, о чем свидетельствуют таблицы 2.1 и 2.2, где проведено сравнение показателей бурения OTC 101 и 140 с лучшими показателями по типовой технологии.

Таблица 2. Сравнение показателей некоторых скважин.

№№ сква- жин	Фактичес- кая глуби- на, м	Коммерчес- кая ско- ростъ, м/ст.-мес	Техническая скорость, м/ст.-мес	Рейсо- вая ско- ростъ, м/ч	Механи- ческая скорость, м/ч	Время ме- ханичес- кого буре- ния, ч	Расход долот, шт.
91	3291	374	594	1,73	2,91	1131	142
99	3294	302	586	1,78	3,36	979	133
100	3346	440	584	1,72	3,85	868	166
101	3301	1041	1182	2,47	3,42	966	61
33	3090	488	615	1,52	2,18	1420	77

Продолжение таблицы 2.

№№ скважин	Фактическая глубина, м	Коммерческая скорость, м/ст.-мес	Техническая скорость, м/ст.-мес	Рейсовая скорость, м/ч	Механическая скорость, м/ч	Время механического бурения, ч	Расход долот, шт.
32	3330	504	560	1,32	2,23	1498	78
28	3749	308	495	1,31	2,18	1725	102
23	3500	390	496	1,34	2,35	1490	79
29	3706	358	509	1,24	1,83	2030	82
30	3571	200	424	1,13	2,30	1551	117
35	3131	348	458	1,20	1,98	1586	107

Таблица 3. Сравнение показателей ОТС 140 Вуктыльская с лучшими скважинами.

Показатели	Турбинное бурение скв. 101 и 107	Роторное бурение скв. 140	Соотношение роторного и турбинного бурения, %
Расход долот на одну скважину, шт	302	124	41
Проходка за один рейс, м	11,1	27,0	244
Время механического бурения за один рейс, ч	4,89	13,20	270
Время механического бурения на одну скважину, ч	1475	1837	111
Время спускоподъемных операций на одну скважину	1700	1002	60
Механическая скорость, м/ч	2,27	2,04	90
Рейсовая скорость, м/ч	0,90	1,21	134
Средняя глубина скважин, м	3353	3354	-
Техническая скорость, м/ст.-мес	396	524	133
Коммерческая скорость, м/ст.-мес, в т. ч. по Усинскому УБР	336 272	372 372	111 137

Сравнение из таблиц 2 и 3 показывает, что применение научно обоснованной технологии создало возможности сокращения продолжительности строительства скважин в 1,3...2,0 и более раз, что подтвердило дальнейшее развитие буровых работ. На основании этих результатов министром нефтяной промышленности В. Д. Шашним был издан приказ.

**Из приказа № 457 по министерству
нефтяной промышленности СССР "О результатах проводки
опорно-технологической скважины № 101 на площади Уса в Ко-
ми АССР"**

г. Москва

13 ноября 1972 г.

В мае 1972 г. бригада буревого мастера Исхакова Ф. А.⁹ приступила к бурению опорно-технологической эксплуатационной скважины № 101 - Уса с проектной глубиной 3300 м, которую закончила бурением в августе 1972 г. с рекордной для Коми АССР коммерческой скоростью 1031 м на станок в месяц.

Ранее достигнутая в лучшей скважине № 100 - Уса коммерческая скорость 440 м на станок в месяц была перекрыта более чем в два раза, а количество отработанных долот сократилось с 164 до 62. Высокие технические показатели на скважине № 101 - Уса получены за счет рационального применения алмазных долот и долот типа ИСМ в сочетании с современными забойными двигателями типа ЗТСШ и А7Н4С и повышения передаваемой на забой гидравлической мощности.

Достигнутые результаты свидетельствуют о больших неиспользованных резервах в улучшении технико-экономических показателей бурения в объединении.

В целях улучшения работ по проведке опорно-технологических скважин и широкого внедрения результатов, полученных при бурении этих скважин, приказываю:

1. Объединению "Коминефть" (т. Лихолаю) :

⁹ Во время отпуска Исхакова Ф. А. проходкой скв. 101 - Уса руководил Урманов В. М., в будущем - начальник Усинского УБР.

а) распространить опыт бурения скважины № 101 - Уса на все эксплуатационные скважины Усинской площади;

б) разработать и представить на утверждение до 1 марта 1973 г. в управление по бурению технологические рекомендации проводки скважин на площадях Уса и Пашня;

в) в I полугодии 1973 г. начать бурение роторным способом по одной опорно-технологической скважине на площадях Пашня и Уса...

Министр нефтяной промышленности

В. Шашин

За годы стремительного развития нефтяной промышленности Коми края с 1975 по 1985 гг. объем буровых работ в ПО "Коминефть" вырос со 165,3 до 815,6 тыс. м, или в 4,9 раза, при росте количества буровых бригад с 25 до 71, или в 2,9 раза. Таким образом, развитие буровых работ велось интенсивным и экстенсивным путем. Из всего увеличения объема бурения - 650,3 тыс. м, 302,0 тыс. м (47%) достигнуто за счет роста количества буровых бригад, а 348,3 тыс. м (53%) получено за счет внедрения достижений науки и техники, улучшения организации работ, снижения непроизводительных затрат времени с 29,8 до 14,1% и других факторов.

Интенсификация буровых работ обусловлена ростом технических показателей. Так, коммерческая скорость выросла с 706 до 1256 м/ст.-мес. (1,75 раза), механическая с 4,3 до 5,9 м/ч (1,37 раза), проходка на долото с 41,6 до 114,0 м (2,7 раза), а выработка на одну бригаду с 6610 до 11460 м (1,7 раза).

По результатам бурения опорно-технологическим скважинам роторным и турбинным способами, в том числе с применением долот истирающе-режущего действия, и обобщения передового опыта были определены базовые зависимости параметров режима бурения и сформирован роторно-турбинный комплекс, который в основном предусматривает проходку четвертичных, юрских, меловых, триасовых, пермских и каменноугольных отложений роторным способом с использованием шарошечных долот для низкооборотного бурения и в девонских отложениях применение турбинного высококооборотного способа долотами ИСМ и алмазными. Результаты работы отражены в режимно-технологических картах, регламентах и внедрены практически на всех месторождениях ПО "Коминефть". Это привело к количественным и качественным изменениям в технологии буровых работ: доля применения роторного способа возросла с 55,6

до 482,1 тыс. м (в 8,6 раза) и достигла 68,5%, доля использования алмазных долот достигла 140,0 тыс. м (19,6%).

Существенный вклад в создание и развитие роторно-турбинного технологического комплекса внесли руководители и специалисты ПО "Коминефть" и буровых предприятий В. К. Лихолай, В. Н. Езененко, Н. С. Гаджиев, А. П. Якимов, Ф. З. Хамитов, В. М. Урманов, П. И. Яковлев; "ПечорНИПИнефти" Ю. Ф. Рыбаков, В. В. Овчинников, М. И. Волхонцев, В. Ф. Буслаев, В. А. Воронин; ВНИИБТ А. В. Орлов, Я. А. Гельфгат; коллектизы буровых бригад Ф. Исхакова, М. Полуяна, К. Чапли, С. Мелехина, Н. Добрякова, Н. Семенива, А. Булышева, А. Шашпина, Т. Ангуладзе, Р. Шарафутдинова, Н. Вивденко, Н. Уколова, А. Апосты и другие.

Существенное развитие бурового технологического комплекса, в том числе на основе проводки опорно-технологических скважин, осуществлено в ПО "Комигазпром" [15, 16, 17].

Наиболее успешно были пробурены опорно-технологические скважины №№ 83 и 88, по которым коммерческая скорость превышала скорости эксплуатационного бурения в 1,7-2,3 раза, а стоимость метра проходки была снижена соответственно на 21,7 и 32,9%. Основные технико-экономические показатели этих скважин в сравнении с показателями законченным бурением эксплуатационных скважин приведены в таблице 4.

Таблица 4. Технико-экономические показатели бурения скважин №№ 83 и 88 по сравнению со средними показателями 1979 г.

Показатели	№ 83	№ 88	1979 г.
Глубина, м	3409	3350	3402
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	694	684	356
Техническая скорость, м/ст.-мес.	786	708	509
Рейсовая скорость, м/ч	1,76	1,54	1,53
Механическая скорость, м/ч	2,64	2,34	2,02
Проходка на долото, м	33,8	24,6	40,0
Производительное время, %	86,8	96,6	70,0
Стоимость метра проходки, руб.	213,8	194,6	347,9

В результате проводки опорно-технологических и скоростных скважин была разработана, испытана и внедрена технология скоростного бурения эксплуатационных скважин на Вуктыльском месторождении. Основой предложенной технологии скоростного бурения является:

- тщательное изучение разреза и выделение интервалов залегания пород с одинаковой буримостью;
- применение роторного способа бурения гидромониторными долотами Ш295, ЗМГ, МСГ с осевыми нагрузками до 25-30 т и числе оборотов ротора до 120 об/мин по отложениям верхней перми до глубины 1700-1900 м. Предупреждение интенсивного искривления стволов скважин осуществляли центрированием нижней компоновки с помощью трех калибраторов, в том числе одного наддолотного;
- использование долот ИСМ-292 и ИСМ-214 в сочетании с турбобурами ЗТСШ-240 и ЗТСШ-195 с глубины 1700-1900 м до кровли карбонатных отложений артинского яруса. Оптимальная осевая нагрузка на долота составляет 0,31-0,38 т/см диаметра;
- внедрение шарошечных долот с герметизированными опорами 215,9 ТКЗ-ГНУ при осевой нагрузке 18-20 т и числе оборотов ротора 80-90 об/мин по продуктивным отложениям до проектной глубины бурения. По сравнению с обычными эти долота обеспечивают повышение проходки за рейс вдвое.

На основе аналитических исследований моментной характеристики турбобуров было увеличено число их секций с одновременным снижением расхода промывочной жидкости из условия ее подачи одним насосом У8-6М (при втором резервном) [18]. Высокая эффективность многосекционных турбобуров в сочетании с долотами ИСМ способствовала быстрому и повсеместному их внедрению при проводке эксплуатационных и поисково-разведочных скважин на площадях ПО "Комигазпром".

При проводке опорно-технологических скважин проводились также исследования эффективности различных типов буровых растворов и химреагентов для их обработки. Были проведены испытания карбонатно-глинистых, хлоркальциевых, известковых, силикатных, полимерглинистых, полимерсолевых, инвертно-эмulsionсionных и многих других буровых растворов.

Значительные результаты в развитии техники и технологии бурения сверхглубоких скважин были достигнуты в объединении "Севергазпром" в 70-х и 80-х годах [18-26]. Отсутствие подготовленных газонасыщенных месторождений определило развитие

массового поисково-разведочного бурения на глубины 4 и более тысяч метров в пределах Верхне-Печорской впадины и западного склона Северного Урала [18]. Аварийный выброс газа на скв. 38 Вуктыл с глубины 5091 м послужил основой для сосредоточения глубокого поискового бурения в пределах Вуктыльской площади (было пробурено 9 скважин глубиной 4.0-4.8 тыс. м и 15 скважин 5.0-7.0 тыс. м) [19, 20].

Для реализации поисково-разведочного бурения в 1974 г. в составе объединения "Комигазпром" была организована экспедиция глубокого бурения (ЭГБ), которая по экономическим и организационным соображениям в 1980 г. была объединена с управлением буровых работ в управление разведочных работ.

Наибольшую сложность при сверхглубоком бурении составляла проходка стволов большого диаметра (394 мм и более), выход которых достигал более 3000 м (скв. 42 Вуктыл) [20, 21]. В результате исследования различных способов бурения была выявлена эффективность роторно-турбинного способа до глубины 2,0-2,5 тыс. м (РТБ-394) [21], бурения малолитражным турбинным способом с долотами ИСМ (до 3.0-4.0 тыс. м) [25], роторным с использованием легкосплавных бурильных труб (ЛБТ) на сверхвысоких глубинах [22]. На скв. 58 Вуктыл, впервые достигшей глубины 7026 м на Севере Европейской части России в производственных условиях, была использована буровая установка БУ-200-ДГ, имевшая механизмы автоматизации спускоподъемных операций. Достижение рекордной глубины 7026 м (1986 г.) является одним из самых убедительных критериев высокого уровня развития буровых работ в республике. В таблице 5 в хронологическом порядке указаны скважины, где были достигнуты максимальные глубины. Таким образом, за 130 лет с начала бурения первой скважины на нефть в 1868 году глубиной 12,0 м максимальная глубина увеличилась до 7026,0 м.

Существенный вклад в развитие буровых работ внесли инженеры П. И. Яковлев, Б. И. Захаров, А. А. Анисимов, В. А. Зюзев, В. Л. Вдовенко, к. т. н. В. Т. Лукьянин, к. т. н. Ю. М. Гержберг и многие другие. Установлено, что основные месторождения нефти и газа Тимано-Печорской провинции представляют собой высокоамплитудные асимметричные антиклинали с одним крутым и другим относительно пологим крылом, в частности, Вуктыльское ГКМ: угол падения пластов на западном крыле - до 90° , на восточном - до 25° ; Усинское НМ: восточное крыло - до 50° , западное - до 10° ; Пашнинское НМ: западное до 25° , восточное - до 15° . В "ПечорНИПИнефти" были установлены закономерности естественного искривления условно вертикальных скважин для месторождений Тимано-Печорской провинции, из которых следует, что все существ-

вующие методы ограничения и борьбы с естественным искривлением для крыльевых структурных блоков с равновесным углом более 5° не удовлетворительны, так как продолжительность и стоимость бурения на этих блоках была в 1,5-2,0 раза больше, а отклонения забоев от проекта превышали допускаемые в 2-3 раза, что приводило к нарушению сетки разработки залежей и бурению дополнительных скважин.

Таблица 5. Максимальные глубины скважин, достигнутые на территории Коми Края.

Скважина	Год	Глубина, м
<i>М. К. Сидорова на р. Ухтө (район п. Водный)</i>	1868	12,0
	1872	36,7
	1873	51,5
<i>Б. И. фон-Вангеля на р. Чуть (район п. Водный)</i>	1898	176,8
<i>№1 - Казенная на р. Чуть (район п. Водный)</i>	1912	426,7
<i>№1 - Карловская на р. Чуть</i>	1915	656,7
<i>№5 - Каменская</i>	1937	1007,5
<i>№1 - Большие Пороги на р. Вымь</i>	1941	1301,6
<i>№1 - Буркемская</i>	1948	1454,0
<i>№6 - Нибельская</i>	1948	1500,1
<i>№2 - Катыд-Ведьская</i>	1949	1598,9
<i>№2 - Васькерская</i>	1949	1610,8
<i>№21 - Нибельская</i>	1950	1880, 5
<i>№1 - Нижне-Омринская</i>	1952	1970,1
<i>№4 - Камёнская</i>	1954	2778,0
<i>№1 - Ираельская</i>	1958	2946,0
<i>№1 - Ронаельская</i>	1960	3001,4
<i>№2 - Илычская</i>	1962	3441,0
<i>№9 - Нижне-Вуктыльская</i>	1967	4013,8
<i>№1 - Еджыд-Кыртинская</i>	1969	4065,0
<i>№2 - Сынинская</i>	1969	4302,0
<i>№24 - Усинская</i>	1970	4476,8
<i>№51 - Возейская</i>	1971	4516,4

Окончание таблицы 5.

Скважина	Год	Глубина, м
№1 - Лаявожская	1973	4540,0
№37 - Усинская	1974	5005,0
№1 - Верхнё-Подминская	1975	5007,7
№39 - Вуктыльская	1975	5160,0
№38 - Вуктыльская	1976	5446,0
№42 - Вуктыльская	1978	6401,0
№58 - Вуктыльская	1986	7026,0

Для оценки возможностей бурения с учетом закономерностей искривления был предложен метод, где в качестве исследуемых принимались два параметра: смещение забоя от вертикали и угол между линией смещения и линией восстания пластов. Общей закономерностью является искривление скважин влево от линии восстания пластов на угол 73° - 90° , причем с ростом зенитного угла направление искривления приближается к линии восстания пластов [27]. Рассмотрен и теоретический метод прогнозирования естественного искривления скважин. В отличие от плоскостной модели А. Лубинского и Г. Вудса предложена пространственная модель с учетом механизма разрушения забоя и вращения долота [1].

Сравнение теоретического подхода со статическим на примере восточного крыла Усинского месторождения показало удовлетворительную сходимость результатов и возможность проектирования траекторий скважин с вероятностью 0,80...0,95.

В таблице 6 приведены средние показатели по десяти ЕИС и пяти наклонно направленным скважинам (ННС), где работы по корректировке ствола скважины не производились и углубление производилось на оптимальных режимах. Сравнивая данные таблицы, видно, что средняя продолжительность бурения уменьшилась в 21,7 раза, непроизводительные затраты времени на ликвидацию осложнений в 4,4 и аварий - в 13,6 раз. В 1,9 раза уменьшилась и средняя фактическая стоимость скважин. Уменьшение продолжительности бурения произошло за счет исключения корректировок стволов скважин с отклонителем, предупреждения аварий и осложнений, сохранения типовой технологии бурения. Были выполнены и прогнозные качественные показатели: из 15

скважин 14 разместилось в пределах круга допуска. Среднее отклонение забоя от проекта составило 66 м при допустимом 100 м.

Было известно, что кустовое строительство скважин необходимо с точки зрения экономии, экологической безопасности и организации работ, однако существовали и отрицательные стороны: повышение затрат на наклонное бурение и уменьшение эксплуатационной надежности скважин. Исследования по оптимизации разработки месторождений с использованием кустов скважин позволили установить зависимость величины экономического эффекта от количества охватываемых рядов и скважин в кусте с учетом технико-экономических решений и показателей при обустройстве, строительстве, эксплуатации, ремонте и простоявания скважин; добыче, сборе и транспортировке нефти. В предложенной модели были определены и использованы функциональные зависимости коэффициента эксплуатации скважин и увеличения затрат на наклонное бурение от параметров траектории (зенитного угла и отхода) [28].

Эволюция исследований претерпела два этапа. Первый - ограниченный циклом строительства скважин на основе методики ВНИИБТ, но с учетом простоявания скважин в кусте. Первый этап исследований не раскрывал в полной мере возможности кустового метода и пути повышения его эффективности.

Второй этап исследований характеризуется более комплексным подходом с анализом технических решений. Экономический эффект на одну кустовую скважину \mathcal{E}_{1k} складывался из:

$$\mathcal{E}_{1k} = \mathcal{E}_o + \mathcal{E}_b - \mathcal{Z}_b - \mathcal{Z}_s,$$

где \mathcal{E}_o - эффект от сокращения затрат на обустройство рядов;

\mathcal{E}_b - эффект от сокращения затрат на строительство буровых площадок и вышко-монтажные работы;

\mathcal{Z}_b - увеличение затрат, связанных с направленным бурением;

\mathcal{Z}_s - затраты, связанные с возможным уменьшением коэффициента эксплуатации наклонных скважин, все в тыс. руб.

Исследование экстремума функции экономического эффекта позволяет определить оптимальное количество рядов и скважин в кусте. Результаты исследований на примере основных месторождений показали, что оптимальным является трехрядовое кустование с отходами до 600 м, для заполярных - при условии обеспечения эксплуатационной надежности трех- и семирядовое кустование с отходами до 1600...

Таблица 6. Результаты применения технологии бурения естественно-искривленных скважин на восточном крыле Усинского месторождения.

Технология	Количе- ство сква- жин, шт.	Глубина, м	Продол- житель- ность бу- рения, ст.-мес.	Коммер- ческая скорость, м/ст.- мес.	Техни- ческая скорость, м/ст.- мес.	Меха- ничес- кая стоимость, тыс. руб. (1980 г.)	Проходка на доло- то, м	Время на лики- дацию, ч	Отклоне- ние от проект- ной точ- ки, м	Фактиче- ская стоимость,	
Средние пока- затели буре- ния скважин с корректиров- кой траекто- рии до внедре- ния	3	3393	10,0	339	645	3,84	95	38,5	1404	791	229
Средние пока- затели буре- ния ЕИС и ННС с учетом ис- кравления в девонских от- ложениях	15	3397	5,8	585	760	3,54	71	49,8	103	190	66

1700 м. С увеличением глубины, дебитов и стоимости бурения число рядов ограничивается. Максимальный экономический эффект для дополярных месторождений - 250...400 тыс. руб. на 1 скважину, для заполярных - 600...700 тыс. руб. по ценам 1989 г.

Впервые была разработана аналогичная методика оптимизации кустования горизонтальных скважин, которая показала возможность краткого увеличения охвата разработкой с одного куста [29], ограничения техногенного воздействия на природу в 5-10 раз [1, 30]. Применение кустового метода позволило в 2-3 раза ограничить капиталоизложения, мощности строительных организаций, стало возможным сокращение "окон" в бурении, времени подготовительных и вышкомонтажных работ, а также сокращение цикла строительства со 184,0 до 76,2 сут., стоимости подготовительных работ со 115,1 до 51,3 тыс. руб., увеличение коэффициента оборачиваемости буровой установки с 1,19 до 1,30. В целом применение способа позволило сэкономить на обустройстве и бурении около 250 млн. руб. (в ценах 1989 г.), решить ряд социальных, экономических и экологических проблем.

Становление приоритета кустового обустройства месторождений стало возможным благодаря повышению показателей наклонно-направленного бурения до уровня вертикального. В 1973-75 гг. при проводке глубоких наклонно-направленных скважин средняя скорость бурения была в 1,6-1,9 раза меньше, а фактическая стоимость строительства на 200-380 тыс. руб. больше аналогичных показателей по вертикальным скважинам. Причем 80% дополнительных затрат связаны с управлением траекторией стволов и изменением роторно-турбинного технологического комплекса. Проведенные "ПечорНИПИнефтью" исследования совместно с ПО "Коминефть" и ВНИИБТ позволили определить оптимальные траектории скважин: пяти- и трехинтервальный профиль для блоков с равновесным углом до 4° и шестиинтервальный - при угле более 4° . Основными методами управления траекторией стали: использование закономерностей искривления, сохранение вертикальности, стабилизация и безориентированное управление с применением КНБК на принципе эксцентричных масс, отклонения оси долота, "естественного отклонителя", с переменной жесткостью. Разработаны, испытаны и внедрены 10 устройств и способ ориентирования отклонителя, например, УОО-2 и УОО-5, выполненных на уровне изобретений.

Новым для СНГ является и адаптация роторно-турбинного комплекса для проводки наклонно-направленных скважин. Внедрение новых методов управления траекторией стволов скважин и технологии позволило сократить интервал бурения с откло-

нителем до 3-10%, в 75% скважин исключить корректировочные долбления, увеличить коммерческую скорость бурения в 2,0-2,5 раза, сократить в 3-17 раз время на ликвидацию осложнений, увеличить по ПО долю наклонного бурения в 62 раза и довести до 85% [1, 31, 32].

Об этом этапе развития буровых работ
нии "Нефть СССР" [33] отмечено:

в производственном изда-

"За годы десятой и одиннадцатой пятилеток (1976...1985 гг.) в объединении "Коминефть" в области буровых работ произошли большие количественные и качественные изменения. Объем бурения увеличился почти в пять раз, скорость эксплуатационного бурения возросла с 706 до 1162 м/ст.-мес., цикл строительства скважин сократился со 184,9 до 74,9 сут. Рост объемов бурения, дефицит мощностей строительных организаций, возросшие требования к охране окружающей среды способствовали существенным переменам и в области технологии буровых работ. Так, доля использования алмазных долот и долот ИСМ возросла в 8-9 раз, наклонно-направленного бурения в 60 раз, роторного способа бурения в 30 раз. В настоящее время доля наклонно-направленного бурения в общем объеме составляет 65%, роторного - 80%. В начальный период освоения наклонно-направленного бурения глубиной более 1600 м показатели бурения были низкими. Продолжительность бурения была в 1,6-1,9 раза больше, а стоимость на 200-380 тыс. руб. выше по сравнению с этими же показателями при бурении вертикальных скважин.

В объединении "Коминефть" с участием "ПечорНИПИнефти", ВНИИБТ, Ухтинского индустриального института, треста "Коминефтегеофизика" был выполнен комплекс научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, а также мер организационного порядка, которые вывели кустовое обустройство на приоритетное направление в проведении буровых работ. Только за счет сокращения капитальных вложений при кустовом обустройстве получен огромный экономический эффект, превышивший 100 млн. руб.

При бурении наклонно-направленных и естественно искривленных скважин были разработаны и внедрены:

методы использования закономерностей естественного искривления для расчета и управления траекторией ствола скважины;

роторный способ на всех участках профиля, за исключением участка набора угла с отклонителем;

новые устройства для ориентирования отклонителя в вертикальных и наклонных стволях скважин;

способы стабилизации угла и азимута роторным и турбинным способами и компоновками низа бурильной колонны с одним калибратором;

неориентируемые устройства и способы для управления траекторией ствола скважины;

способ забуривания новых стволов прямыми компоновками низа бурильной колонны;

технология бурения естественно-искривленных скважин.

Значительный вклад в развитие наклонно-направленного бурения в Коми АССР внесли В. Ф. Буслаев, И. А. Плетников, А. С. Гуменюк, Н. С. Гаджиев, а также Ф. Х. Шафиков, А. П. Изъюров, В. С. Тарабаркин и др., коллектизы буровых бригад мастеров С. М. Даньшина, Ф. А. Исхакова, А. Ю. Шашина, Н. М. Семенин и др., сотрудники "ПечорНИПИнефти" Ю. Ф. Рыбаков, В. Н. Коровин, В. И. Тарелкин, П. С. Бахметьев, С. Г. Славгородский, Г. Г. Зарипов, сотрудники ВНИИБГ А. Г. Калинин, В. М. Беляев и др.

В 1984 г. объединением "Коминефть" было пробурено 826 тыс. м, скорость бурения эксплуатационных скважин составила 1213 м/ст.-мес., а разведочных 729 м/ст.-мес., годовая проходка на буровую бригаду составила 11907 м в эксплуатационном бурении и 5363 м в разведочном.

При исследовании различных способов интенсификации здесь буровых работ следует обратить внимание на повышение объема бурения роторным способом. Причем процесс увеличения объема роторного бурения происходит с целью повышения эффективности бурения скважин. Так, если в 1981 г. в разведочном бурении 50,3% от объема проходки было выполнено роторным способом, то в 1982 г. доля роторного способа составила 52,2%, а в 1984 г. уже 53,2%. В эксплуатационном бурении в 1981 г. роторным способом было пробурено несколько более 2 млн. м, а в 1984 г. уже около 3 млн. м. Примечательно, что проходка роторным способом проявляется и в районах, считавшихся районами массового турбинного бурения, таких как Татария, Башкирия, Оренбургская, Саратовская, Волгоградская области и др.

В нефтяной отрасли шире начали применять долота серий ГНУ и ГАУ с маслонаполненной опорой, подшипниками скольжения и твердосплавным вооружением, а также гидромониторный режим промывки. В результате проходка за долбление воз-

росла в эксплуатационном бурении с 91,9 м в 1980 г. до 120,1 м в 1984 г., а в разведочном бурении соответственно до 30,6 и 36, 5 м.

Для приготовления буровых растворов и регулирования их свойств все шире используют порошкообразные материалы - глинопорошки и химические реагенты. Более широко внедряют трехступенчатую очистку буровых растворов: вибросита и гидроциклонные песко- и илоотделители. Начато промышленное использование ингибированных буровых растворов - хлоридно-кальциевых, калиевых, алюминатных, обработанных комплексонами на углеводородной основе (известково-битумные, инвертные эмульсии) и др.

Для крепления скважин разработан широкий ассортимент вяжущих материалов, который удовлетворяет практически всем существующим условиям строительства скважин. Разработан и широкий ассортимент химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов и камня из них. Созданы и используются при цементировании скважин элементы колонной оснастки; совершенствуется тампонажная техника и технология цементировочного процесса."

К сказанному в [33, с. 235-237] следует добавить, что роторно-турбинный технологический комплекс наклонно направленного бурения, преодолев региональную ограниченность, получил признание и массовое применение в труднодоступных районах: на о. Колгуев, полуостровах Ямал, Камчатка, Крым, на Черном и Баренцевом морях.

Перемещение буровых работ в центральную и северную геокриологические зоны, начало разведочного и эксплуатационного бурения на Возейской группе нефтяных месторождений (НМ), Харьягинском НМ, Василковском ГКМ, Лаявожском ГНМ и Бованенковском ГКМ потребовало опережающего создания научно-технического обеспечения по строительству и эксплуатации скважин в многолетнемерзлых породах. "ПечорНИПИнефтью" совместно с ПО "Коминефть", ВНИИ буровой техники и ВНИИнефть в 1975-1986 гг. проведены объемные геокриологические, лабораторные, экспериментальные исследования и опытно-промышленные работы [33-36]. Создано и испытано два поколения технологического комплекса по строительству и эксплуатации скважин в мерзлоте. В просадочных породах предложен принцип сохранения свойств мерзлоты за счет использования охлаждаемых направлений НТШ, СО 11/80, НВО-1-55/83, НКО-1-55/83, которые должны обеспечивать устойчивость устьев скважин, в том числе в кусте. Для уменьшения кавернообразования предложен буровой раствор с повышенной вязкостью и ограниченной водоотдачей и температурой, а крепление сква-

жин - цемент ЦГН. Предложен совмещенный метод бурения, спуска и крепления направления и кондуктора и другие решения, которые отражены в документах отраслевого значения. Основные положения прошли предварительные и приемочные испытания, внедрены на Возейском и Харьягинском месторождениях, включены в техсхемы и проекты на строительство скважин.

Буровые предприятия объединения "Севергазпром" являются также перво-проходцами эксплуатационного бурения на Крайнем Севере России (Бованенковское, 1988 г. и Василковское, 1993 г., месторождения). Выход на северные месторождения поставил проблемы экологии кустового и наклонного бурения, предотвращения осложнений в толщах многолетнемерзлых пород. Для разрешения этих проблем был организован переход на бурение с использованием буровых установок с электроприводом и снабжением электроэнергией от газотурбинных электроустановок типа ПАЭС. Для Бованенковского месторождения была разработана и внедрена схема эшелонного перемещения буровой установки на основании понтонного типа, изоляции и обогрева оборудования, создания комфортных условий работы обслуживающего персонала. Утилизация отходов бурения предусматривалась вывозом шлама в разрабатываемые карьеры, загущением их в установке конструкции ВНИИКРнефть, использованием в качестве подсыпки в основание буровой площадки. На Василковском месторождении эти работы получили продолжение в направлении организованного сбора буровых отходов: герметизации рабочих площадок, слива жидких отходов бурения в единую емкость для их очистки, сбора и захоронения твердых отходов в герметичном накопителе. Создана новая очистная система буровых установок, отвечающая современным техническим и экологическим требованиям. Технические и технологические решения по экологической безопасности производства буровых работ в северных условиях, разработанные и внедряемые в производство в ДП "Севергазпром", также не имеют аналогов в России.

Развитие буровых работ привело к необходимости создания своей учебно-научной школы, подготовки высококвалифицированных специалистов. Знаменательным событием явилось открытие кафедры бурения в Ухтинском индустриальном институте.

Кафедра образована в 1968 г. по приказу № 295 от 16.07.67 МВССО РСФСР и является одной из первых среди профилирующих кафедр института. Первый выпуск был осуществлен в 1972 г. и с этого времени ее закончили более 800 студентов.

Благодаря разносторонней подготовке по фундаментальным и прикладным наукам выпускники кафедры работают на руководящих и инженерных должностях, например, Зорин С. А. - генеральный директор "Печорнефтегазразведка", Федюнев В. И. - директор СП "Нефтепрогресс", Безрук В. А. - генеральный директор АО "Усинскгеонефть", Ильин А. Н. - директор института "ПечорНИПИнефть", Нощенко В. В. - зам. генерального директора АО "Печорагеофизика", Пинчук В. И. - зам. генерального директора АО "Коминефть", Абрамов В. Н. - начальник отдела бурения АО "Коминефть", Корепанов Н. А. - главный инспектор геологического контроля РК, генеральный директор ЗАО "Севернефтеотдача" Бахметьев П. С., Севастиюк В. А. - директор "Северэлектробанка", и это далеко не полный перечень.

Кафедра укомплектована высококвалифицированными преподавателями, в их числе к. т. н., доцент, зам. заведующего кафедрой Н. М. Уляшева - выпускник УИИ; к. т. н., доцент, директор института ИПРАН Р. Г. Ахмадеев; к. т. н. В. Т. Лукьянов, опытный производственник и исследователь, к. т. н., доцент В. А. Кузнецова - ветеран кафедры; возглавляет кафедру д. т. н., чл.-кор. РАЕН В. Ф. Буслаев. На кафедре 8 лабораторий, среди них лаборатория нефтегазовой экологии. Создан филиал кафедры в управлении "Экология" НК "КомиТЭК", который возглавляет к. т. н. Н. А. Рубанова.

Интенсивно ведутся работы в области развития новых технологий, промывочных жидкостей, кустового направленного бурения и охраны окружающей среды. На кафедре проводится обучение десяти аспирантов и соискателей, работает клуб буровых мастеров. Сотрудники кафедры активно участвуют в развитии учебного и научно-производственного комплекса института.

Много сил и энергии в становление кафедры вложили в разное время ее заведущие И. Е. Долгий, Р. Г. Ахмадеев, Н. М. Уляшева, директор УКП Ю. Ф. Рыбаков, а также преподаватели и сотрудники к. т. н., доцент Ю. М. Гержберг, к. т. н., доцент П. Ф. Осипов, профессор И. Ю. Быков, А. С. Фомин, Ю. Л. Логачев, А. И. Кияшко, Н. В. Чеславская и др.

Существенный вклад в развитие кафедры внесли руководящие работники и специалисты к. т. н. Скрябин Г. Ф., д. т. н. Никитин Б. А., Мамедов Ф. Н., Юдин В. М., Артамонов М. М., Галеев Ф. Г., Газизуллин В. Ф. Хорошую базу для довузовской подготовки создавали преподаватели горно-нефтяного техникума В. Н. Емельянов, И. Т. Третуб, обучали рабочим профессиям коллективы ПТУ-33, ПТУ-5, полигон Куратова - А. Е. Филиппов и многие другие.

6. Качественные и количественные перемены в проведении буровых работ (1989- 97 гг.)

Этот период характерен сокращением добычи нефти и газа, нарастанием экономических, экологических и социальных проблем. Этот процесс в какой-то степени объясним увеличением осложняющих и удешевляющих факторов. Доля запасов категории АВС₁ по провинции составляет 10,4% от всех запасов СССР, из них только 69,3% можно отнести к разряду эффективных. Около 90% всех запасов, не находящихся в разработке, составляют месторождения нефти с запасами менее 25 млн. т. Около 40% запасов составляют месторождения с аномальными нефтями, например, крупные: Яргское, Усинское - пермокарбоновая залежь, имеющие вязкость до 1000 МПа·с; Харьгинское, Кыртаельское и другие, содержащие парафина до 20% и сероводород. Существуют и другие осложняющие факторы, характерные для Севера: суровые климатические условия, наличие многолетнемерзлых пород, орогидрографические условия, слаборазвитая инфраструктура, повышенные требования к охране окружающей Среды, необеспеченность оборудованием в северном исполнении.

В ПО “Коминефть” совместно с “ПечорНИПИнефтью” и НПО “Бурение” был разработан технико-технологический комплекс “Европейский Север” [37], позволяющий определить пути развития нефтяной и газовой отрасли, в частности, бурения, от экстенсивного развития к интенсивному за счет отечественных решений, таких как: комплексное применение “редких” сеток с ограничением количества скважин, кустовое обустройство с отходами забоев скважин до 1000-1500 м с количеством скважин в кусте до 50-60, строительство горизонтальных и разветвленных, а для многопластовых залежей - трехрядовых скважин, использование части ствола скважины, не попавшей в продуктивную зону, восстановление бездействующего фонда скважин. Наибольшая доля в сокращении затрат (60%) принадлежит применению систем разработки с использованием горизонтальных и разветвленных скважин.

Эффективность способа разработки с использованием ГС и РС подтверждена отечественным и зарубежным опытом. Показательным является пример разработки Яргского месторождения тяжелой нефти шахтным способом с использованием горизонтально-восстающих скважин длиной до 300 м. С 1937 г. пробурено порядка 5 тыс. горизонтальных скважин, что в сочетании с тепловыми методами позволило повысить

коэффициент нефтеотдачи с 6% до 45%. Институтом "ПечорНИПИнефть" и КФ ВНИИГаза по заказу ПО "Севергазпром" и концерна "Газпром" в 1989 г. подготовлено технико-экономическое обоснование (ТЭО) разработки Бованенковского газоконденсатного месторождения горизонтальными и разветвленными скважинами. Согласно расчетам, за счет увеличения охвата разработкой при равной глубине депрессионной воронки имеется возможность по сравнению с базовым вариантом уменьшить количество кустов с 58 до 20, сократить фонд эксплуатационных скважин в 2,7 раза, ограничить размеры территорий, вовлекаемых в хозяйственное освоение, в 7 раз, экономия капитальных вложений составит около 1 млрд. руб., а срок окупаемости уменьшится с 5 до 3 лет. Аналогичные ТЭО подготовлены по опытно-промышленным участкам: ВНИИОЭНГом по ОПУ2-полигон "ПечорНИПИнефти", "ПечорНИПИнефтью" по пермокарбоновой залежи Усинского месторождения и др. Результаты всех ТЭО показывают уменьшение капиталовложений на обустройство и бурение на 20-30%, сокращение фонда скважин в 2-3 раза, а соответственно и эксплуатационных расходов, ограничение размеров территорий, вовлекаемых в хозяйственное освоение, а следовательно, и решение ряда социальных, экономических и экологических проблем.

Хотя вопрос о строительстве горизонтальных скважин совместно с ВНИИБТ прорабатывался еще в 70-е годы, однако практические вопросы начали решаться в Миннефтепроме СССР и ПО "Коминефть" с утверждения комплексной программы "Горизонт" и решения коллегии МНГП от 15-16.03.90, приказа и рабочей программы, утвержденной генеральным директором ПО "Коминефть" 22.08.90 г [38].

На основании этих решений в 1989-1990 гг. в ассоциации "Регина" ПО "Коминефть" и ПО "Севергазпром" определено всего семь опытных участков: в ПО "Коминефть" - 5 опытных участков с общим количеством ГС и РС - 60, в ПО "Севергазпром" - два участка - 41 скважина. Кроме того, в "ПечорНИПИнефти" подготовлены технико-экономические расчеты (ТЭР) по разработке и обустройству Ягваньского (19 скв.), Сосновского (8 скв.) и Турчаниновского (20 скв.) месторождений. ПО "Севергазпром" планирует проведение опытно-промышленных работ (ОПР) на Северо-Вуктыльском месторождении.

В Ухтинском индустриальном институте с 1994 г. подготовлено около 7 ТЭО, в частности, по пласту Ф5 Западно-Тэбукского, по Чибьюскому, Кыргасельскому, Сотчемьюскому нефтяным, Харасавейскому газоконденсатному месторождениям и др.

В 1993 г. в Ухтинском индустриальном институте совместно с "Северненигазом" была разработана комплексная научно-техническая программа по созданию систем разработки арктических газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений с использованием крутонаклонных, горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин, которая была одобрена ПО "Севергазпром", "Уренгойгаздобыча" и "Надымгазпром".

Более 20 мировых приоритетов было получено при разработке техники, технологии бурения, создании принципиально новых систем разработки горизонтальных, горизонтально-разветвленных и многозабойных скважин. Первым приоритетом следует признать метод "структурного анализа", созданный и апробированный в 1943 г. при направленном бурении горизонтальных скважин на пересечении тектонических нарушений, авторами которого являются "геологи нефтешахты № 1 з/к, з/к Ечеистов А. И., Бойтенко К. Г., тт. Махоткин И. А. и Бездель А. Д. под руководством главного геолога т. Здорова С. Ф. ... Так, скважина № 461, пробуренная по этому методу, вышла в эксплуатацию с дебитом 10-12 т в сутки" [4], тогда как в других производительность определялась десятками литров. Далее этот метод совершенствовался с участием кандидатов наук Рузина Л. М., Спиридонова Ю. А., Чернякова Ю. В., Вахнина А. Н., а также инженеров Гурова Е. И., Тюнькина Б. А., Иовлева А. А. и другими. Уже позднее в мировой теории и практике получил развитие этот метод. Например, в 80-х годах мировой рекорд по увеличению продуктивности скважин был достигнут на месторождении Распо-Маре, содержащем нефтяные ловушки в вертикальных трещинах. При пересечении их горизонтальным стволом длиной около 1300 м получены дебиты 500-1000 т/сут нефти вязкостью более 1500 спз и плотностью 0,986 г/см³. Дебиты по вертикальным скважинам достигали 3-5 т/сут до сухих. Таким образом была подтверждена необходимость того, чтобы стволы горизонтальных скважин и ответвлений пересекали плоскости максимальной проницаемости. "ПечорНИПИнефть" и ПО "Коминефть" подготовлен ряд технических решений на уровне изобретений, отвечающих требованиям "принципиально новые" и при качественном исполнении исключающих неэффективное применение ГС и РС. Например, схема способа разработки наклонно-горизонтальным стволом и восстающими ответвлениями (заявка 4706497/03 от 26.07.89), которая обеспечивает увеличение степени дренирования пласта в различных направлениях, создает возможность поиска и удержания ствола в пределах пласта, выноса породы в основной ствол и на поверхность. Для пластов малой мощности, менее

10 м, и многопластовых залежей предложен способ разработки с проводкой основного горизонтального ствола в кровле или в верхнем пропластике с бурением нисходящих ответвлений меньшего диаметра с восходящей линии забоев. Способ позволяет увеличить продуктивность при повышенной горизонтальной проницаемости ствола, ограничить и регулировать обводнение скважины за счет отсечения цементным мостом обводнившихся ответвлений.

Учитывая низкий межремонтный период эксплуатации ГС и РС механизированными способами добычи при низком динамическом уровне, предложено использовать энергию газовой шапки для реализации естественного газлифта, а. с. 1818466. Применение способа возможно на Кыртаельском, Лаявожском и Ю. Шапкинском месторождениях. Для сокращения затрат на бурение и добычу нефти предложен и прошел испытания ствольно-скважинный вариант на скв. 1МЗС - Лыаель, а. с. 1487536 и патент 2030576.

Для повышения эффективности паротеплового воздействия и добычи высоковязкой нефти из вертикальных скважин предложен способ, предусматривающий прохождение горизонтального ствола паронагнетательной скважины вблизи от забоев вертикальных скважин. Реализация способа начата на опытно-промышленном участке ОПУ-1 Яргского месторождения.

В "ПечорНИПИнефти" совместно с УБР и ПО "Коминефтегеофизика" разработана и испытана техника и технология бурения ГС и РГС с глубиной по вертикали до 3400 м, отклонением от забоя до 810 м и горизонтальным участком длиной до 750 м. Техника и технология испытана Нижнеодесским УБР при научно-техническом сопровождении "ПечорНИПИнефти" в трех опытных горизонтальных скв. 840, 810 и 841 на Пашининском, в опытных паронагнетательных скв. 1, 2 и в многозабойной скв. 1МЗС на ОПУ-1 и скв. 7, 8, 9, 10 на ОПУ-2 Лыаельской площади Яргского месторождения. Пробурено и начато бурением 5 горизонтальных скважин Усинским УБР на Усинском и Возейском месторождениях.

В газете "Красное Знамя" в июле 1990 г. опубликована статья о первой на Севере горизонтальной скважине 840, законченной бурением 9.05.90 г.

"Первую в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции горизонтальную скважину для добычи жидкого сырья пробурила бригада мастеров Н. С. Вивденко и А. Е. Пронина из Нижнеодесского управления буровых работ объединения "Коминефть".

Ею стала скважина № 840 на Пашнинском нефтяном месторождении, оригинальный проект которой был разработан специалистами института "ПечорНИПИнефть" под руководством кандидата технических наук В. Ф. Бусласова. Весомую помощь оказали и специалисты-производственники, возглавляемые главным геологом Нижнеодесского УБР, заслуженным деятелем науки и техники Коми АССР А. П. Изьюровым.

Используя стандартную буровую установку и новейшую технологию, мастера подземной проходки почти на километровой глубине сумели отклонить ствол скважины более чем на 84 градуса и прорезать им нефтяную толщу на протяжении 140 метров в горизонтальном направлении. Если учесть, что мощность нефтяного пласта на так называемой артинской залежи Пашнинского месторождения колеблется в пределах 15-20 м, то проводку этого ствола следует признать несомненным успехом как авторов проекта, так и прямых его исполнителей. Надо иметь также ввиду, что в горизонтальной скважине протяженность вскрытого ею участка продуктивной толщи в семь-девять раз превышает длину такого же участка в традиционной вертикальной скважине. По расчетам специалистов, основанным на мировом и имеющемся отечественном опыте, благодаря разработке горизонтальными стволами месторождений с низкопроницаемыми коллекторами можно будет в несколько раз поднять производительность скважин и добиться более полного извлечения нефти из недр.

Пашнинская горизонтальная - первая из десяти экспериментальных эксплуатационных скважин с горизонтальными стволами, проводку которых объединение "Коминефть" планирует осуществить в ближайшие годы в рамках научно-технической программы "Горизонт". Эта программа нацелена на отработку техники и технологии бурения, обустройства и эксплуатации горизонтальных скважин. А они позволяют с высокой эффективностью осваивать месторождения с запасами нефти, которая трудно поддается извлечению из пласта традиционными способами. Это направление позволит повысить рентабельность нефтедобычи.

В. Ильин,

внешт. корп. "Красного Знамени".

г. Ухта."

В 1991 г. была пробурена первая многозабойная скважина 1МЗС на опытно-промышленном участке ОПУ-1 Лысаельской площади Ярегского месторождения с использованием изобретений "ПечорНИПИнефти" по оригинальной технологии.

Выход на северные месторождения потребовал создания научно-технического и производственного обеспечения в области охраны окружающей среды. Значительный вклад в создание этого направления внесли специалисты-буровики, которыми были созданы специализированные предприятия, например, профессор Быков И. Ю. (Ухтинский индустриальный институт) - ООО "Экотех", доцент Ахмадеев Р. Г. - институт ИПРАН, Клемперт Б. Н. - СП "ЭкоАрктика", Куваев И. В., д. т. н. Буслаев В. Ф. - лаборатория нефтегазовой экологии и учебно-опытный промысел (УОП УИИ), филиал кафедры бурения в управлении "Экология" НК "КомиТЭК" - начальник, к. т. н. Рубанова Н. А. и другие. Этими подразделениями осуществляется разработка новых технических средств и технологий по беззамбарной циркуляционной системе буровой, очистки буровых сточных вод и твердых остатков, экологический мониторинг за состоянием объектов нефтяной и газовой промышленности, в том числе Чибьюского нефтяного месторождения.

Ограничность средств на бурение новых скважин повысила роль интенсификации и ремонта скважин. В "ПечорНИПИнефти" и УИИ разработаны проекты по восстановлению бездействующих скважин путем перебуривания из обсаженных стволов. Первый проект был реализован в 1993 г. на Омринском месторождении НГДУ "Войвожнефть" при участии инженеров А. И. Плетникова и Ю. К. Литовца.

В таблице 7 приведены данные из [4, 8] о добыче нефти, газа, конденсата и объемах глубокого бурения на территории Коми края.

Таблица 7. Объемы добычи нефти, газа, конденсата и глубокого бурения на территории Коми края.

Год	Добыча			Бурение, тыс. м		
	Нефть, тыс. т	Газ, млн. куб. м	Конденсат, тыс. т	Всего	В том числе:	
					разведочное	Эксплуатационное
1929	0,005	-	-	-	-	-

Продолжение 1 таблицы 7.

Год	Добыча			Бурение, тыс. м		
	Нефть, тыс. т	Газ, млн. куб. м	Конден- сат, тыс. т	Всего	В том числе:	
					разведочное	Эксплуата- ционное
1930	0,09	-	-	0,4	0,4	-
1931	0,3	-	-	0,6	0,6	-
1932	1	-	-	2	2	-
1933	8	-	-	4	4	-
1934	17	-	-	5	5	-
1935	27	-	-	6	6	-
1936	31	-	-	4	4	-
1937	51	-	-	8	8	-
1938	64	-	-	8	8	-
1939	63	5	-	6	6	-
1940	70	15	-	6	6	-
1929-40	332	20	-	50	50	-
1941	79	41	-	12	12	-
1942	96	221	-	7	7	-
1943	101	336	-	4	4	-
1944	129	417	-	6	6	-
1945	172	469	-	6	6	-
1941-45	577	1514	-	35	35	-
1946	215	522	-	17	11	6
1947	293	625	-	34	17	17
1948	383	693	-	59	40	19
1949	447	931	-	71	51	20
1950	517	1076	-	87	56	31
1946-50	1855	3845	-	268	175	93
1951	520	1163	-	104	74	30

Продолжение 2 таблицы 7.

Год	Добыча			Бурение, тыс. м		
	Нефть, тыс. т	Газ, млн. куб. м	Конден- сат, тыс. т	Всего	В том числе:	
					разведочное	Эксплуата- ционное
1952	551	1110	-	77	47	30
1953	496	1073	-	88	45	23
1954	482	1078	-	65	45	20
1955	555	1076	-	72	41	31
1951-55	2604	5500		386	252	134
1956	575	1128	-	69	41	28
1957	620	1130	-	87	54	33
1958	687	1139	-	86	64	22
1959	760	1064	-	123	91	32
1960	806	1000	-	129	99	30
1956-60	3448	5461		494	349	145
1961	916	1092	-	157	121	36
1962	1100	1076	-	146	116	30
1963	1304	997	-	151	112	39
1964	1560	1010	-	160	119	41
1965	2223	995	-	156	105	51
1961-65	7103	5170		770	573	197
1966	3076	1087	-	167	109	58
1967	3808	1163	-	182	117	65
1968	4358	1286	-	155	81	74
1969	4756	2702	-	172	91	81
1970	5609	7833	-	172	85	87
1966-70	21607	14071		848	483	365
1971	6178	11642	-	159	78	81
1972	6321	14927	-	172	72	100

Окончание таблицы 7.

Год	Добыча			Бурение, тыс. м		
	Нефть, тыс. т	Газ, млн. куб. м	Конден- сат, тыс. т	Всего	В том числе:	
					разведочное	Эксплуата- ционное
1973	6653	17538	-	200	68	132
1974	6994	19201	-	257	85	172
1975	7137	19610	-	293	99	194
1971-75	33283	82918	-	1081	402	679
1976	8707	20744	-	357	106	251
1977	11095	20915	-	418	138	280
1978	14115	20902	-	542	132	410
1979	15582	20631	-	623	127	496
1980	18091	20902	-	826	148	678
1976-80	67590	104104	-	2866	651	2215
1981	18549	20781	-	867	129	738
1982	18627	20443	-	931	161	770
1983	19189	20335	-	991	164	827
1984	18967	19463	-	991	144	847
1985	18244	18414	-	976	145	831
1981-85	93576	99436	-	4756	743	4013
1986	18293	17398	-	1080	183	897
1987	17378	16250	-	1017	194	823
1988	16439	13515	-	915	223	692
1986-88	52110	47163	-	3012	600	2412
1990	15230		-	610	120	490

Библиографический список

1. Буслаев В. Ф. Технология и техника проводки направленных скважин на севере Европейской части России : Дис. докт. техн. наук. - Ухта - Уфа, 1994. - 500 с.
2. Копылов В. Е. Бурение?.. Интересно! - М. : Недра, 1981. - 160 с
3. Пешалов Ю. А. Бурение нефтяных и газовых скважин. - М. : Недра, 1980. - 334 с.
4. Нефть и газ Коми края : Сборник документов и материалов - Сыктывкар : Коми книжное издательство, 1989. - 288 с.
5. Козулин А. Н. Сюжет двух картин. - Сыктывкар : Коми книжное издательство, 1978. - 144 с.
6. Козулин А. Н. Зарево над Тиманом. - Сыктывкар : Коми книжное издательство, 1987. - 144 с.
7. Глушкин И. Н. Эксплуатация буровых скважин. - М.-П. : Издательство совета нефтяной промышленности, 1923. - 295 с.
8. Производственное объединение "Коминефть" / В. И. Ильин - Ухта. : ХО "Комплект", 1991. - 15 с.
9. Буслаев В. Ф., Рыбаков Ю. Ф. Овчинников В. В. О бурении опорно-технологических скважин // В сб. докладов V Коми республиканской молодежной конференции - Сыктывкар, 1972 - с. 145.
10. Некоторые результаты промысловых исследований работы шарошечных и алмазных долот при турбинном бурении на Усинской площади / Ю. Ф. Рыбаков, И. В. Сергеев, В. А. Воронин и др. // Сборник научных трудов. Геология и разработка нефтяных месторождений Коми АССР - М. : ВНИИОЭНГ. - 1974 - с. 43-53.
11. Результаты бурения первой опорно-технологической скважины на Вуктыльском месторождении / Ю. Ф. Рыбаков, В. Ф. Буслаев, М. И. Волхонцев, В. В. Овчинников // Сборник научных трудов. Геология и разработка нефтяных месторождений Коми АССР - М. : ВНИИОЭНГ. - 1974 - с. 54-65.
12. Проектирование режимов бурения по данным опорно-технологических скважин / В. Ф. Буслаев, Ю. Ф. Рыбаков, Н. С. Гаджиев и др. // Нефтяное хозяйство, № 10 - М. : Недра. 1975. - с 7-10.

13. Буслаев В. Ф., Рыбаков Ю. Ф., Волхонцев М. И. Обоснование способа бурения при проводке скважин на Пашинской площади // Сборник научных трудов. Геология и разработка нефтяных месторождений Коми АССР - М. : ВНИИОЭНГ. - 1975 - с. 54-59.
14. Василенко И. Р., Буслаев В. Ф. Состояние буровых работ на месторождениях ПО "Коминефть" и пути повышения скоростей бурения в зимний период // Тезисы докладов XIII научно-технической конференции молодых ученых. - Пермь, 1987. - с. 57-58.
15. Вышенский С. М., Зюзев В. А., Моисеев В. В. Результаты бурения опорно-технологических и скоростных скважин на Вуктыльском месторождении // Бурение газовых и морских нефтяных скважин. Реф. сб. ВНИИЭГазпрома. М.: 1980, вып. 6. - с. 33-36.
16. Зюзев В. А., Стечишин А. М., Коровко А. И. Повышение эффективности работы долот на площадях объединения "Комигазпром" // В сб. науч. тр.: Повышение скоростей и качества строительства газовых скважин. - М.: ВНИИГаз, 1986. - с. 53-58.
17. Анисимов А. А. Опыт применения промывочных жидкостей при бурении скважин на Вуктыльской площади // Бурение газовых и газоконденсатных скважин. Реф. сб. ВНИИЭГазпрома. М.: 1977, вып. 2. - с. 3-6.
18. Рассохин Г. В., Родыгин В. Р., Вышенский С. М., Трегуб Н. Н. Основные научно-технические проблемы развития газодобывающей промышленности на территории Тимано-Печорской провинции // Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции. - Сыктывкар, 1978.
19. Вышенский С. М., Зюзев В. А., Стечишин А. М., Деревянных И. А. Опыт проводки глубоких поисково-разведочных скважин на Вуктыльском месторождении // Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции. - Сыктывкар, 1978.
20. Вышенский С. М., Овчинников В. В. Опыт проводки сверхглубоких скважин на Вуктыльской площади // Тезисы докладов на научно-практической конференции, посвященной 50-летию нефтяной и газовой промышленности Коми АССР, 11-12 октября. - Ухта, 1979. - с. 36-37.
21. Вышенский С. М., Сенкоков В. Г. Совершенствование конструкций сверхглубоких скважин на Вуктыльской площади // Геология, разведка, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции: Сборник трудов ВНИИГаза. - М.: ВНИИГаз, 1980.

22. Вышненский С. М., Потоцкий А. И. Опыт применения легкосплавных бурильных труб при проводке скважин в объединении "Комигазпром" // ЭИ. Сер. Геология, бурение и разработка газовых месторождений. - М.: ВНИИЭГазпром, 1982, № 3. - с. 5-7.
23. Зюзев В. А., Стечишин А. М. Применение РТБ 394 на Вуктыльском месторождении // Бурение нефтяных и газовых скважин. - М.: ВНИИЭГазпром, 1980, № 2. - с. 9-11.
24. Зюзев В. А., Стечишин А. М., Коровко А. И. Повышение эффективности работы долот на площадях объединения "Комигазпром" // Повышение скоростей и качества строительства газовых скважин: труды ВНИИГаза. - М.: ВНИИГаз, 1986. - с. 53-58.
25. Зюзев В. А. Пути совершенствования технологии проводки глубоких скважин на Вуктыльской площади // Бурение газовых и газоконденсатных скважин. - М.: ВНИИЭГазпром, 1977, вып. 3. - с. 3-10.
26. Анисимов А. А. и др. Результаты испытания полимерглинистых растворов в ПО "Севергазпром" // Проблемы повышения качества и скоростей строительства газовых и морских нефтяных скважин: Сб. науч. ст. ВНИИГаза. - М.: 1988. - с. 101-105.
27. Буслаев В. Ф., Гельфгат Я. А. Метод оценки возможности бурения скважин с учетом закономерностей искривления // РНТС. Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ, 1978. № 4. - с. 6-10.
28. Исследование оптимальных вариантов кустового строительства скважин. / Буслаев В. Ф., Сапгир Б. Л., Бакаушина Н. С. // Нефтяное хозяйство. - М.: Недра, 1987, № 7. - с. 11-14.
29. Выбор оптимального числа горизонтальных скважин в кусте / Буслаев В. Ф., Бакаушина Н. С., Кейн С. А. и др. // Нефтяное хозяйство. - М.: Недра, 1990, № 8. - с. 14-16.
30. Буслаев В. Ф., Подюк В. Г., Рассохин Г. В. Оценка степени техногенного воздействия на окружающую среду при разработке месторождений углеводородов Севера // Проблемы разработки газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: 1996. - с. 87-88.
31. Опыт бурения наклонно-направленных скважин на нефтяных месторождениях Тимано-Печорской провинции / В. Ф. Буслаев, Ю. Ф. Рыбаков, Н. С. Гаджиев и др. // РНТС, сер. Бурение - М.: ВНИИОЭНГ, 1982, № 7 - с. 8-9.

32. Опыт бурения направленных скважин роторным способом / В. Ф. Буслаев, И. А. Плетников, Н. С. Гаджиев и др. // ОИ сер. Техника и технология бурения скважин - М.: ВНИИОЭНГ, 1986. - с. 92.
33. Быков И. Ю. Техника экологической защиты Крайнего Севера при строительстве скважин. - Л.: Ленинградский университет, 1991. - с. 237.
34. РД 39-3-1107-84 Инструкция по эксплуатации скважин, пробуренных в зоне вечной мерзлоты / И. Ю. Баков, П. Б. Садчиков, В. Ф. Буслаев, Б. Я. Сангир, А. Г. Минко, В. В. Соловьев и др. - М., ВНИИнефть, 1984. - с. 128.
35. Быков И. Ю. Исследование условий создания надежно работающих конструкций скважин в многолетнемерзлых породах (на примере площадей Колвинского вала Тимано-Печорской НГП) // Дис. канд. техн. наук. - М.: ВНИИБТ, 1979. - с. 272.
36. Опыт строительства скважин в северных районах Коми АССР / В. Ф. Буслаев, Б. Я. Сангир, Н. С. Гаджиев и др. // ОИ сер. Техника и технология бурения скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988. - с. 80.
37. Региональный организационно-технологический комплекс (РОТК) "Европейский Север" // ПО "Коминефть", "ПечорНИПИнефть", ВНИИБТ. - Ухта, М.: 1997 - с. 38.
38. Доклад по состоянию, проблемам, перспективе развития комплексной программы по созданию принципиально новых систем разработки с помощью ГС и РГС в ассоциации "Регина" / В. Ф. Буслаев // "ПечорНИПИнефть" - Ухта, 1991 - с. 49.

Содержание

1. Введение	3
2. Общие сведения	3
3. История развития буровых работ на период до 1929 г.	5
3.1. Краткая мировая и отечественная история буровых работ	5
3.2. История развития буровых работ до 1929 г. в Коми крае	15
4. Развитие буровых работ в Коми крае с 1929 по 1959 гг. в период становления нефтегазовой промышленности	23
5. Развитие техники и технологии бурения скважин в 1959-89 гг., годы динамического развития нефтегазовой отрасли	42
6. Качественные и количественные перемены в проведении буровых работ (1989-97 гг.)	62
Библиографический список	71

Учебное издание

Буслаев Виктор Федорович

История развития буровых работ в Коми крае

Учебное пособие

Редактор И. А. Безродных

Лицензия ЛР № 020827 от 29.09.93

План 1997 г., позиция 28. Подписано к печати 23.12.97 г.

Компьютерный набор. Гарнитура Courier New.

Формат 60 x 84 1/16. Бумага офсетная. Печать офсетная.

Усл. печ. л. 4,4. Уч.-изд. л. 4,4. Тираж 120 экз. Заказ № 81.

Ухтинский индустриальный институт.
169400, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.

Типография ООО "Комибизнес".
169400, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.