

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»

На правах рукописи



ШВЕЦ СЕРГЕЙ ВАЛЕРЬЕВИЧ

**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН С
БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ОТ ВЕРТИКАЛИ С УСТАНОВКОЙ ЦЕЛЕВОГО ФИЛЬТРА**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Д и с с е р т а ц и я
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук,
доцент Кейн С.А.

УХТА – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВОГО ОПЫТА СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНЫ С БОЛЬШИМ КОЭФФИЦИЕНТОМ СМЕЩЕНИЯ ЗАБОЯ ОТ ВЕРТИКАЛИ .8	
1.1 Анализ методик расчета сил, действующих при спуске обсадной колонны в скважину8	
1.2 Прогнозирование возможных осложнений при спуске обсадных колонн.....16	
1.2.1 Осложнения при спуске обсадных колонн обусловленные проектными решениями.....16	
1.2.2 Влияние параметров траектории скважины на выбор профиля горизонтальной скважины.....20	
1.3 Анализ опыта спуска обсадных колонн в горизонтальные скважины на примере Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения29	
1.3.1 Характеристика системы разработки Лыаельской площади горизонтальными скважинами29	
1.3.2 Обоснование профилей горизонтальных скважин, построение проекций профилей30	
1.3.3 Анализ фактических траекторий стволов скважин на Лыаельской площади ОПУ-538	
1.3.4 Исследование осложнений возникших в процессе спуска эксплуатационной обсадной колонны на скважинах ОПУ-5.....42	
1.4 Щелевые фильтры: изготовление и применение44	
1.4.1 Выбор ширины щели фильтра44	
1.4.2 Изготовление фильтра.....46	
1.4.3 Опыт применения щелевых фильтров на Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения..47	
1.5 Цели и задачи исследований. Выводы49	
ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПЛОТНОСТИ ЩЕЛЕВЫХ ОТВЕРСТИЙ ФИЛЬТРА И МЕТОДИКА ПОИСКА ПРЕДЕЛЬНОЙ ВЕЛИЧИНЫ КОЭФФИЦИЕНТА СМЕЩЕНИЯ СКВАЖИНЫ ОТ ВЕРТИКАЛИ51	
2.1 Анализ методик расчета притока флюида к горизонтальному стволу скважин.....51	
2.2 Учет влияния фильтрационного сопротивления щелевого фильтра на дебит горизонтальной скважины.....60	
2.3 Применение показателя «коэффициента смещения» для характеристики сложности траектории скважины64	
2.4 Научно-методические подходы при поиске предельной длины горизонтального участка.....66	
2.5 Предельный коэффициент смещения как критерий оценки границ используемой техники и технологии спуска обсадных колонн69	

2.6 Выводы.....	70
ГЛАВА 3 ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ УСПЕШНЫЙ СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ДО ПРОЕКТНОГО ЗАБОЯ.....	72
3.1 Обоснование и выбор коэффициентов характеризующих сложность траектории скважин	72
3.1.1 Влияние технологических параметров и профиля скважины на коэффициент смещения.....	72
3.1.2 Перспективы применения метода спуска обсадных колонн с облегченным нижним участком	75
3.1.3 Влияние пространственного искривления скважины на спуск колонны. Коэффициент «извилистости».....	77
3.1.4 Исследование корреляции между прижимающей силой, пространственным искривлением скважины и осложнениями при спуске обсадной колонны.....	81
3.2 Выводы.....	91
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО СПУСКУ ЛЕГКОСПЛАВНОГО ФИЛЬТРА В ГОРИЗОНТАЛЬНУЮ СКВАЖИНУ	93
4.1 Обоснование использования фильтра изготовленного из легкосплавной обсадной трубы	93
4.2 Конструкция скважины. Расчет профиля ствола скважины.....	95
4.2.1 Конструкция скважины	95
4.2.2 Выбор и обоснование типа профиля.....	96
4.3 Оценка возможности крепления и спуска щелевого скважинного фильтра из алюминиевого сплава. Прочностной расчет.....	99
4.4 Технология спуска фильтра-«хвостовика» на бурильных трубах	105
4.4.1 Подготовка ствола скважины к спуску фильтра-«хвостовика».....	105
4.4.2 Технология спуска нецементируемого «хвостовика».....	106
4.4.3 Крепление «хвостовика» на нецементируемой подвеске типа ПХН1-178 / 245 в эксплуатационной колонне	108
4.4.4 Основные элементы технологической оснастки обсадной колонны.....	109
4.5 Техничко-технологические рекомендации по спуску легкосплавного фильтра в горизонтальную скважину на Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения .	113
4.5.1 Обоснование использования фильтра изготовленного из легкосплавной обсадной трубы	113
4.5.2 Выбор и обоснование типа профиля.....	116

4.5.3 Оценка возможности крепления и спуска щелевого скважинного фильтра из алюминиевого сплава. Прочностной расчет.....	116
4.6 Выводы.....	119
ГЛАВА 5 РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ ЩЕЛЕВЫХ ОТВЕРСТИЙ ФИЛЬТРА НА ОСНОВЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ, УЧИТЫВАЮЩЕЙ ЕГО ФИЛЬТРАЦИОННОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ	120
5.1 Расчет плотности щелевых отверстий для условий месторождения имени Юрия Корчагина.....	120
5.2 Расчет плотности щелевых отверстий для условий Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения	140
5.3 Выводы.....	143
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	145
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	147

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы:

Современный уровень развития горизонтального бурения позволяет осуществлять строительство скважин с длиной ствола до 14000 метров, при этом непосредственно в продуктивном пласте его длина достигает 3000 метров и более, а общее смещение забоя от вертикали составляет 7000-8000 метров, что в 3-7 раз превышает глубину скважины. При строительстве таких скважин неизбежны проблемы, связанные с их заканчиванием. Для достижения запланированных дебитов в низко проницаемых коллекторах длину горизонтального участка в продуктивном пласте увеличивают до нескольких километров, что влечет за собой проблемы допуска обсадной колонны до конечного забоя. Существуют технологии и технические средства, обеспечивающие спуск эксплуатационных обсадных колонн в ствол скважины с большим смещением забоя, в том числе и с горизонтальным участком. К ним можно отнести решения с заполнением нижнего участка колонны облегченным раствором или с вращением колонны, которые не всегда эффективны и дорогостоящи, поскольку связаны с применением импортных технологий и технических средств. Кроме того отсутствуют критерии, позволяющие оценить условия, при которых возможен успешный спуск колонны до проектного забоя под действием собственного веса в подобные скважины.

Важной задачей при проектировании горизонтальных скважин, особенно с горизонтальным стволом большой протяженности, является выбор параметров фильтра, позволяющих оптимизировать дебит скважины и предупредить вынос песка из терригенных коллекторов. Выбор рационального типа фильтра и плотности щелевых отверстий должен обеспечить надежную эксплуатацию скважины.

В связи с этим, разработка конструкции забоя скважины, включающая решения по выбору плотности щелевых отверстий фильтра в зависимости от дебита скважины, а также решения по его спуску до проектного забоя, под действием собственного веса, является актуальной задачей.

Цель работы заключается в повышении эффективности заканчивания и освоения скважин в пескопроявляющих и низкопроницаемых коллекторах.

Идея работы состоит в разработке технологии строительства скважин с большим отходом от вертикали в интервале продуктивных пластов с установкой щелевого фильтра в горизонтальном стволе.

Основные задачи исследований:

1. Анализ промыслового опыта спуска обсадных колонн в скважины с большим коэффициентом смещения забоя от вертикали.

2. Обоснование выбора плотности щелевых отверстий фильтра и методика поиска предельной величины коэффициента смещения скважины от вертикали.
3. Обоснование и выбор показателей определяющих успешный спуск обсадной колонны до проектного забоя.
4. Разработка технико-технологических рекомендаций по спуску легкосплавного фильтра в горизонтальную скважину.
5. Расчет плотности щелевых отверстий фильтра на основе математической модели, учитывающей его фильтрационное сопротивление.

Научная новизна работы. Введен и использован критерий «предельный коэффициент смещения» с целью оценки предельного смещения скважины от вертикали при выбранных технических средствах и технологии спуска обсадной колонны, так же получена зависимости между дебитом горизонтальной скважины и скважностью щелевого фильтра, что позволяет производить обоснованный выбор плотности щелевых отверстий.

Практическая ценность работы заключается в разработке технико-технологических решений по заканчиванию скважины, имеющей большой отход от вертикали и включает технологию установки фильтра в горизонтальный ствол до проектного забоя и оптимизировать выбор плотности щелевых отверстий фильтра. Конструкция комбинированной обсадной колонны с облегченным нижним участком получила положительную оценку в Управлении обеспечения производства бурения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и планируется к использованию при строительстве горизонтальных скважин в 2017-2018 гг. на Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения.

Методика исследований включает аналитические исследования по обеспечению спуска обсадной колонны до проектного забоя в длинный горизонтальный участок скважины; обработку промысловых данных методами математической статистики; математическое моделирование фильтрации пластового флюида в скважину с учетом фильтрационных сопротивлений щелевого фильтра.

Основные защищаемые положения

1. Использование критерия «предельный коэффициент смещения» позволяет произвести обоснованный выбор технологии установки фильтра в продуктивном пласте для обеспечения его допуска до конечного забоя с запланированным смещением скважины от вертикали.
2. Учет фильтрационного сопротивления щелевого фильтра в методике расчета притока флюида в горизонтальный ствол скважины, а также установленная зависимость между дебитом скважины и скважностью, позволяют оптимизировать плотность щелевых отверстий фильтра.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается достаточным объемом теоретических и экспериментальных исследований, удовлетворительной сходимостью расчетных данных с фактическими.

Апробация результатов работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на международной научно-технической конференции «Севергеоэкотех» при Ухтинском государственном техническом университете в 2013 г., на научно-технической конференции преподавателей и сотрудников УГТУ (2013 г.), международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых специалистов «West-Siberian Petroleum Conference 2014» в Тюмени, VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых», посвященная 85-летию Пермской нефти (2014 г.) г. Пермь.

Реализация результатов работы

Конструкция комбинированной обсадной колонны с облегченным нижним участком получила положительную оценку в Управлении обеспечения производства бурения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и планируется к использованию в качестве эксплуатационной колонны на горизонтальных скважинах Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

Публикации

Основные результаты исследований опубликованы в 6 статьях, в том числе в 3 изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ.

1 АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВОГО ОПЫТА СПУСКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНЫ С БОЛЬШИМ КОЭФФИЦИЕНТОМ СМЕЩЕНИЯ ЗАБОЯ ОТ ВЕРТИКАЛИ

1.1 Анализ методик расчета сил, действующих при спуске обсадной колонны в скважину

Процесс бурения скважин связан с продольным перемещением бурильного инструмента при спуско-подъемных операциях, подаче долота на забой, спуске обсадных колонн и др. Сопротивления, возникающие при этом, определяются, в основном, трением колонны труб о стенки ствола, причем последние, помимо пород составляющих разрез, могут быть представлены глинистыми корками, образовавшимися на проницаемых поверхностях под действием различных перепадов давлений и температур из буровых растворов разного состава.

Сложный характер сил сопротивления, возникающих в условиях скважины в результате физико-химических и реологических процессов при взаимодействии колонны труб со стенками ствола [5, 13], не позволяет исследовать их аналитически и предопределяет промысловый и лабораторный путь экспериментальных исследований.

Изучению сил сопротивления и сущности явлений, происходящих при движении колонны труб в стволе скважины, посвящены работы многих отечественных (М.М.Александров, М.П. Гулизаде и К.Б. Шахбазбеков, Ф.А. Дашдамиров и А.А. Шамсиев, М.К. Сеид-Рза, Н.М. Шерстнев и А.А.Григорян, М.Л. Кисельман, Э.Г. Кистер и В.Л. Михеев, Ю.А. Песляк, А.К. Самотой, К.Г. Тальшханов, В.И. Тарасевич) и зарубежных (В.Е. Хелмик и А.Дж. Лонгли, Е.Л. Хейден и Г.Р. Уэлч) исследователей.

Так, в 1958-1959 гг. М.М. Александровым [1, 2, 3] проводились замеры сил сопротивления в бурящихся скважинах Старогрозненского нефтепромыслового управления. Нагрузки на талевую систему определялись по показывающему манометру индикатора веса ГИВ-2. Каждый комплекс замеров включал в себя определение собственного веса бурильного инструмента, а также нагрузок при медленном движении инструмента вверх и при его подведении к забою со скоростью подачи. Скважины, в которых производились замеры были расположены на разных участках площади и отличались друг от друга проектной глубиной (от 1100 до 1700 м), а также характером искривления. Всего было произведено около сорока замеров по семи скважинам.

На основании этих исследований автор пришел к следующим выводам:

1. Сила сопротивления в скважине в общем случае характеризуется сложной многочленной зависимостью от ряда природных, силовых, физико-химических и геометрических факторов.

2. При нормальных условиях, и если колонна труб не оставляется в покое на более или менее длительный промежуток времени, силу сопротивления можно рассматривать как произведение прижимающей силы на коэффициент сопротивления.

3. Влияние адгезионных сил находит косвенное отражение в численной величине коэффициента сопротивления.

А.И. Втюрин [26] проводил запись усилий в неподвижном конце талевого каната при спуске колонн бурильных труб диаметрами 168 и 141 мм. Для характеристики сил сопротивления им предложен коэффициент, обозначенный буквой f .

Анализируя результаты замеров, А.И. Втюрин пришел к следующим выводам:

1. Силы сопротивления возрастают пропорционально увеличению веса груза на крюке.
2. Среднее значение коэффициента f приближается к 0,15.
3. Коэффициент f оказывается одинаковым при спуске 141 и 168 мм труб; величина его почти не зависит от длины колонны и углов искривления скважины.

Кроме того, из данных А.И. Втюрина следует, что силы сопротивления возрастают с увеличением веса 1 метра труб.

М.Л. Кисельман [54] на Гудермесском месторождении производил запись нагрузок при подъеме бурильного инструмента из направленно-искривленных скважин. Для замера нагрузок был использован гидравлический индикатор веса, регистрирующий манометр которого был снабжен часовым механизмом с ускоренным вращением диаграммы (один оборот в час). Записи осуществлялись в ходе нормального процесса подъема инструмента из скважины. На основе данных замеров М.Л. Кисельманом были построены графики, показывающие зависимость между нагрузкой на крюке в процессе подъема и длиной находящегося в скважине бурильного инструмента.

Анализируя эти графики, автор пришел к следующим выводам:

1. Нагрузка по индикатору веса в процессе движения бурильного инструмента находится в линейной зависимости от длины висящего на крюке инструмента независимо от профиля скважины. Иначе говоря, с ростом длины инструмента силы сопротивления увеличиваются по линейному закону.
2. Указанная линейная зависимость наблюдается при глубинах больше 400-700 метров.
3. Каждая скважина характеризуется своим углом наклона линии графика к оси абсцисс, даже если в сопоставляемых скважинах вес бурильного инструмента в жидкости одинаков.

Для вычисления сил сопротивления М.Л. Кисельман предлагает использовать эмпирические зависимости, являющиеся уравнениями прямых линий. Естественно, что каждое такое уравнение будет справедливо лишь для той скважины, для которой оно получено.

Замеры сил сопротивления на площадях Куйбышевской области в 1961 г. производили В.И. Тарасевич и В.А. Богатырев [87]. Для записи усилий в неподвижном конце каната они использовали электрический индикатор веса, работавший параллельно с обычным гидравлическим. Величину силы сопротивления вычисляли как разность между нагрузкой на талевую систему при движении бурильного инструмента и собственным весом последнего.

Анализируя результаты замеров, В.И. Тарасевич и В.А. Богатырев пришли к следующим выводам:

1. Даже в малоискривленных скважинах, которые обычно относят к категории вертикальных (углы искривления до 5°), при движении бурильного инструмента возникают силы сопротивления, достигающие нескольких десятков килоньютон.
2. В скважинах, характеризующихся большими углами искривления, наблюдаются большие по величине силы сопротивления.
3. По большинству скважин наблюдается линейная зависимость между силой сопротивления и глубиной скважины.

Результаты исследований позволили авторам приведенных работ дать количественную оценку силам сопротивления при движении бурильного инструмента в скважине и рассчитать фактическую нагрузку на талевую систему в ходе различных производственных процессов. В связи с чем оказалось возможным решение ряда инженерных задач.

Однако, несмотря на практическую ценность этих исследований, они не позволяют оценивать общий характер изменения силы сопротивления при физико-химической обработке буровых растворов. Поэтому другая группа исследователей процесс трения в скважине изучала на экспериментальных установках [43, 34, 55, 58, 83, 78] с позиций двучленных законов Кулона и Дерягина, учитывающих как механическое, так и межмолекулярное (адгезионное) взаимодействие между трущимися телами (формула 1.1, 1.2).

$$F = \mu \cdot N + A \quad (1.1)$$

$$F = \mu \cdot (N + N_0) \quad (1.2)$$

где F – сила трения;

N – нормальная прижимающая нагрузка;

A и N_0 – соответственно равнодействующие силы адгезионного взаимодействия и межмолекулярных притяжений между трущимися телами;

μ – коэффициент трения.

Хотя опыты в лабораторных условиях и не дают надежных показателей, пригодных непосредственно для производства расчетов по определению силы сопротивления в скважинах, в то же время они позволяют всесторонне исследовать влияние различных факторов на адгезионное взаимодействие трущихся тел и на величину коэффициента трения. Первые такие исследования проводились в 1934 году В.С. Федоровым [88], для чего была использована установка на базе сверлильного станка, которая позволяла определять силу трения при вращении стального образца по различным горным породам в среде бурового раствора. Значения коэффициента трения вычислялись по эмпирической формуле, учитывающей конструктивные особенности установки, и оказались в пределах от 0,045 до 0,060 для пары сталь-глина и 0,18 для пары сталь-песчаник.

В.С. Баранов [6] изучал механические свойства глинистых корок и горных пород в приборе конструкции ВСЕГИНГЕО. Сопротивления сдвигу определялись при нормальных нагрузках 50, 100, 200 и 400 кН/м² после уплотнения под одинаковой нагрузкой 400 кН/м². В результате были определены значения сцепления (начальное сопротивление сдвигу при отсутствии нормальной нагрузки) и вычислены коэффициенты трения (сдвига). Для глинистых корок, полученных из буровых растворов, приготовленных из кальциевой глины и обработанных различными химическими реагентами, величина сцепления оказалась в пределах от 0,008 до 0,027 МПа, а коэффициент трения от 0,12 до 0,30; для пластичных глин величина сцепления от 0,01 до 0,15 МПа, а коэффициент трения от 0,1 до 0,5; для чистых песков сцепление отсутствовало, а коэффициент трения имел значения от 0,58 до 0,84.

Ф.А. Дашдамиров и А.А. Шамсиев [37, 38] исследовали причины прихвата бурильного инструмента при проводке скважин, а также влияние липкости и коэффициента трения глинистых корок на прихват. Для этого ими использовались экспериментальные установки, позволяющие определять коэффициент трения путем сдвига стального образца по глинистой корке, а липкость путем отрыва образца от корки. Значения коэффициента трения оказались в пределах от 0,10 до 0,51 при давлениях намыва корок от 0,8 до 3,2 МПа. На основании этих исследований авторы сделали следующие выводы:

1. С ростом давления предварительного обжатия глинистой корки наблюдается резкое уменьшение коэффициента трения.
2. Корки из утяжеленных буровых растворов имеют большие значения коэффициента трения по сравнению с корками из неутяжеленных растворов.
3. Значения коэффициента трения глинистых корок независимо от состава и свойств бурового раствора существенно не изменяются от продолжительности контакта, причем стабилизация этих значений происходит в течение первых 2-4 мин.

4. Липкость глинистых корок не может быть причиной прихвата бурильного инструмента, так как она не обнаруживается в корках, намытых при давлениях выше 0,2 МПа.

В отличие от этих исследователей М.К. Сеид-Рза, Н.М. Шерстнев и А.О.Бабаев [83], изучая механизм прихвата бурильного инструмента под действием перепада давлений, пришли к следующим выводам:

1. С увеличением перепада давлений до величины, не превышающей критическое давление образования глинистой корки, сила трения возрастает, причем рост этот происходит за счет увеличения механических сил взаимодействия.
2. Механические силы взаимодействия значительно (в 3-15 раз) превосходят адгезионные силы при перепадах давлений выше 5,0 МПа. Действие этих сил проявляется тем больше, чем больше перепад давлений и продолжительность контакта. Максимальное значение механических сил при перепаде давлений 16,0 МПа и времени контакта 60 мин составило 1,2 МН/м², а коэффициента трения 0,079.
3. Увеличение плотности бурового раствора, из которого образуется глинистая корка, с 1280 до 1700 кг/м³ приводит к возрастанию коэффициента трения от 0,032 до 0,079.
4. Коэффициент трения в значительной степени зависит от времени формирования корки. Увеличение этого времени с нуля до 100 мин приводит к снижению коэффициента трения в 16 раз и составляет 0,008.

Исследования проводились на экспериментальных установках, позволяющих имитировать условия прихвата в стволе, имеющем круглое сечение и желобообразные выработки. Сила трения определялась при сдвиге металлических образцов (цилиндрической и плоской формы) по глинистым коркам, образованным при статических условиях фильтрации раствора, перепадах давлений 1-16 МПа и продолжительности контакта 10-60 мин.

А.К. Самотой [77, 78], исследуя причины прихвата бурильного инструмента при проводке скважин в Ставропольском крае, отмечает, что самым распространенным является прихват под действием перепада давлений. При этом сила сцепления, возникающая на контакте металла с фильтрационной коркой, обусловлена преодолением молекулярной связи между поверхностями (силы адгезии) и объемным деформированием материала (сила трения), причем силы адгезии составляют 40-50 % от общей силы сопротивления.

Для установления характера изменения силы сопротивления от времени при различных температурах и перепадах давлений автором проводились экспериментальные исследования на специальной установке, представляющей собой камеру высокого давления, в которой пласт имитировался металлокерамическим фильтром с проницаемостью $0,5 \cdot 10^{-12}$ м², а бурильный инструмент - плоским металлическим пуансоном диаметром 30 мм.

Результаты исследований показали, что с увеличением температуры с 293 до 353 и 413 К силы сопротивления сдвигу пуансона возрастают соответственно на 22 и 45 %. Увеличение перепада давлений до 4,0 МПа приводит к пропорциональному возрастанию адгезионных сил (максимальное значение составило 305 кН/м^2), коэффициент же трения изменяется незначительно (максимальное значение - 0,0685).

Э.Г. Кистер и В.Л. Михеев [55] изучали влияние процессов трения и адгезии фильтрационных корок и пород на сопротивление движению бурильного инструмента. Для этого ими был разработан ротационный прибор, позволяющий измерять напряжения сдвига структур различных слоев корок и пород, а также их адгезию и трение. Предельное статическое напряжение сдвига и адгезия оценивались по диаграммам напряжений сдвига и нормального отрыва, характеризующих различные стадии деформирования структур корки и породы. На основании проведенных исследований авторы установили следующее:

1. Глинистые фильтрационные корки из буровых растворов представляют собой фазово-неоднородные, структурированные дисперсные системы, концентрация которых возрастает по мере их уплотнения перепадом давлений и углубления в корку, что соответственно сказывается на прочности, вязко-пластических, адгезионных и фрикционных показателях.
2. Фрикционные сопротивления, возникающие при движении бурильного инструмента по фильтрационной корке, определяются прочностью ее структуры на сдвиг в слое, расположенном внутри корки. Эти сопротивления на 40-60 % превышают силы прилипания (адгезии) и могут составлять до $25-100 \text{ кН/м}^2$. При этом значения коэффициента трения находятся в пределах от 0,02 до 0,60.
3. Прочность структур возрастает лишь до перепадов давлений 3-4 МПа, после чего стабилизируется по величине. Этот эффект объясняется уплотнением корок близким к предельному. Упрочняющее действие перепада давлений в 2,0-3,5 раза превышает прочность корок, полученных при перепаде давлений 0,1 МПа.
4. Фильтрационные корки из буровых растворов полностью выдавливаются с фильтрующей поверхности при нормальных нагрузках $0,7 - 3,0 \text{ МН/м}^2$, причем наименьшие значения получены для корок из необработанных растворов, а наибольшие - для корок из растворов, обработанных УЦР и утяжеленных баритом.
5. Фрикционные сопротивления, возникающие при движении бурильного инструмента по горным породам на порядок больше, чем по глинистым коркам.

В АЗИНЕФТЕХИМе им. М. Азизбекова в проблемной лаборатории сверхглубокого бурения под руководством М.П. Гулизаде проводились исследования по изучению сил сопротивления, а также коэффициента трения и сил адгезии при движении бурильных труб в наклонной скважине [43, 44, 34, 35, 58, 36]. Исследования проводились на различных

экспериментальных установках, позволяющих имитировать в той или иной степени скважинные условия [45, 35]. С помощью этих установок изучалось влияние нормальной нагрузки, времени контакта, скорости и числа перемещений, физико-механических свойств бурового раствора и других на коэффициент трения и силы адгезии при перемещениях стального образца по глинистой корке. На основании проведенных исследований было установлено, что физическая картина и характер сил, возникающих на поверхности контакта сталь-корка при движении колонны труб в стволе скважины, хорошо описываются двучленной формулой.

Однако результаты, полученные этими авторами, оказались противоречивыми. Так, в работах [34, 36] отмечается, что коэффициент трения для глинистых корок из необработанных буровых растворов не зависит от их параметров и может быть принят равным 0,168, а силы адгезии - с увеличением основных параметров этих растворов резко возрастают и составляют значительную часть в общем балансе сил сопротивления. Утяжеление буровых растворов баритом от 1260 до 1640 кг/м³ приводит к возрастанию коэффициента трения корок от 0,168 до 0,257, а сил адгезии от 1,40 до 5,68 Н.

В работе [58] указывается, что при прочих равных условиях изменение параметров бурового раствора, из которого образуется глинистая корка, приводит к изменению сил сопротивления, причем изменение это происходит преимущественно за счет сил адгезии. Изменение же плотности бурового раствора не влияет на величину сил адгезии.

В работе [44] приводятся следующие результаты:

1. По сравнению с необработанным буровым раствором с ростом процентного содержания УЩР в составе раствора до 5 %-ной концентрации сила трения, возникающая при взаимодействии стальной поверхности с фильтрационной коркой, снижается на 16 %, а выше 5 %-ной концентрации - интенсивно возрастает. Рост этот происходит исключительно за счет сил адгезии. На величину коэффициента трения УЩР влияния не оказывает.
2. С ростом процентного содержания барита в составе раствора происходит увеличение механической составляющей силы трения. При этом увеличение плотности бурового раствора от 1300 до 2000 кг/м³ приводит к возрастанию коэффициента трения корок от 0,027 до 0,140. Содержание барита в составе раствора на величину сил адгезии не влияет.

Американскими учеными В.Е. Хелмиком и А.Дж. Лонгли [105], Е.Л. Хейденом и Г.Р. Уэлчом [104] также проводились исследования по изучению сил трения при перемещениях стального образца по глинистой корке. Для этого ими были разработаны специальные экспериментальные установки, воспроизводящие условия проводки скважин в пористых средах.

Результаты проведенных исследований показали, что силы адгезии составляют около 45% от величины силы трения, а коэффициент трения находится в пределах от 0,015 до 0,115 в зависимости от типа и плотности бурового раствора, из которого намывались глинистые корки.

Определенный интерес представляет работа [86], в которой автор на основе исследований фактических растягивающих нагрузок при спуске обсадных колонн уточнил методику их расчета с учетом сопротивления среды.

Однако характер изменения сил сопротивления с глубиной, их количественная оценка, а также влияние различных факторов на адгезионное взаимодействие трущихся тел и на величину коэффициента трения автором специально не рассматривались.

Таким образом, на основании проведенного обзора можно сделать вывод, что в настоящее время отсутствуют как промысловые, так и лабораторные исследования по изучению сил сопротивления при спуске обсадных колонн. Нет также единой методики измерения фрикционных и адгезионных свойств глинистых корок. В связи с чем одни исследователи [55, 83] утверждают о преобладающем значении механических сил взаимодействия в общем балансе сил сопротивления, другие [43, 58] - адгезионных. В ряде работ, [77, 102] эти силы считаются приблизительно равными, а в работе [38] авторы пришли к выводу, что глинистые корки, намываемые при перепадах давлений выше 0,2 МПа, вообще не обнаруживают сил адгезии. Подобные разногласия в значительной мере объясняются недостатками, применявшихся методов оценки фрикционных и адгезионных свойств корок.

Большинство измерений адгезии и трения проводились при атмосферных условиях без учета факторов, действующих в скважине. В ряде случаев адгезия и трение оценивались косвенными или физически недостаточно обоснованными методами. В более поздних работах [55, 36, 83, 104, 105] адгезия и трение измерялись уже в среде бурового раствора с учетом действующего перепада давлений. Однако и в этих опытах не учитывались такие факторы как физико-химические свойства испытуемых глин, температура и другие.

Следует также отметить, что большинство измерений адгезии и трения проводились на экспериментальных установках с плоской поверхностью контакта путем вращения стального диска по корке. Хотя опыты в такой постановке и удобны (сохраняется постоянная площадь контакта), их нельзя считать достаточно приемлемыми для изучения процесса трения в условиях скважины из-за большой разницы в геометрии соприкасающихся поверхностей.

В связи с противоречивыми взглядами на роль адгезии и трения в балансе сил сопротивления движению колонны труб в скважине и недостаточной достоверности имеющегося экспериментального материала в настоящее время трудно составить четкое представление об основных, определяющих причинах и факторах, обуславливающих изменение сил сопротивления при физико-химической обработке буровых растворов. Это

затрудняет выбор правильной ориентации, необходимой для разработки научно обоснованных мероприятий по снижению указанных сил. В этой связи представляется целесообразным проведение дальнейших экспериментальных исследований на специальных установках в лабораторных условиях. Причем последние должны имитировать условия скважины по крайней мере в отношении формы и диаметра трущихся тел, толщины и степени уплотненности фильтрационных корок, свойств среды, действующих давлений, температур и нормальных нагрузок, а методика проведения экспериментов должна обеспечивать условие продольного перемещения колонн бурильных и обсадных труб в стволе скважины. Наряду с этим необходима количественная оценка сил, противодействующих движению обсадной колонны в скважине, на основе замеров сил сопротивления в промысловых условиях.

Совокупность этих исследований позволит полнее и глубже изучить природу силы сопротивления в скважине, более строго оценить величину и значение каждой из ее составляющих, изыскать эффективные методы снижения сил сопротивления, а также обеспечить спуск обсадных колонн до проектных глубин без осложнений.

1.2 Прогнозирование возможных осложнений при спуске обсадных колонн

1.2.1 Осложнения при спуске обсадных колонн обусловленные проектными решениями

Основные причины осложнений при спуске обсадных труб – неудовлетворительная подготовка ствола скважины к спуску обсадной колонны, некачественная подготовка труб, стыковочных муфт, разъединителей, а также в целом оснастки обсадной колонны, спускоподъемного оборудования и цементировочной техники, зачастую причиной может выступать несоответствующая технология цементирования [7, 23, 85].

Подготовка ствола скважины – наиболее важный процесс, определяющий надежность и качество крепления ствола скважины. Однако, несмотря на относительно длительное время проработок, а также сложность применяемых компоновок, осложнения, аварии и случаи ликвидации скважин, связанные с недопуском обсадных колонн, имеются [52, 94, 95, 96, 97].

Достаточно низкая эффективность подготовки скважин к спуску обсадных колонн можно пояснить отсутствием требований к стволу, а также к технике и технологии подготовительных работ в процессе его бурения. Чтобы минимизировать указанные недостатки, необходимо обосновать требования к компоновкам низа бурильной колонны и применять указанные компоновки в процессе бурения скважин.

Подобный подход к технологии позволит обеспечить проходимость обсадных колонн по стволу без дополнительных проработок скважины перед их спуском. Процесс подготовки

ствола скважины в каждом случае сведется лишь к контрольному спуску бурильной компоновки для калибровки ствола и промывки интервала крепления непосредственно перед спуском обсадной колонны. Авторами [7, 23, 85] были разработаны требования к компоновкам низа бурильного инструмента и составлена методика подготовки стволов скважин к спуску обсадных колонн. Использование указанной методики позволило совместить процесс подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны с процессом его бурения.

Согласно методике, для успешного спуска в скважину колонны обсадных труб в зависимости от ее диаметра, конструкции соединений и элементов технологической оснастки эффективный диаметр ствола должен отвечать следующим условиям:

- а) для безмуфтовых обсадных колонн $D_{эф} \geq d$;
- б) для муфтовых обсадных колонн $D_{эф} \geq 0,5(d + d_m)$;
- в) для обсадных колонн, оборудованных элементами технологической оснастки $D_{эф} \geq d_m$ и $D_{эф} \geq d_{max}$.

где d , d_m – соответственно наружные диаметры обсадных труб и муфт;

d_{max} – максимальный наружный диаметр элементов технологической оснастки.

Известно, что обсадную колонну составляют из труб на муфтовых, безмуфтовых резьбовых или сварных соединениях и спускают в скважину в один прием от устья до забоя или отдельными секциями с разрывом во времени.

Способ спуска колонн (в один прием или в несколько) и порядок спуска секций зависят от геологических, технических и технологических условий проводки скважины:

- назначения обсадной колонны;
- глубины спуска;
- конфигурации ствола скважины в интервале спуска предыдущей колонны;
- техники и технологии бурения в обсаженной скважине до спуска проектируемой колонны;
- давления высоконапорных горизонтов и градиента гидроразрыва пластов, перекрываемых обсадной колонной;
- гидравлической мощности бурового оборудования, ограничивающей возможности углубления скважин на больших глубинах при значительных гидравлических потерях в циркуляционной системе.

Способ спуска обсадной колонны в один прием от устья до забоя скважины используется при следующих условиях:

- а) для крепления скважин, стволы которых достаточно устойчивы и не осложняются в течение длительного времени (3-4 суток) при оставлении их без промывки, то есть за время,

достаточное для производства комплекса работ от последней промывки до окончания спуска обсадной колонны;

б) при общей массе обсадной колонны, не превышающей грузоподъемности бурового оборудования, вышки, талевого системы (с учетом коэффициента запаса);

в) при наличии ассортимента обсадных труб (различные марки стали, толщины стенок), соответствующих данным прочного расчета обсадной колонны;

г) зачастую при креплении стволов скважин кондукторами и эксплуатационными колоннами.

При разработке конструкций глубоких и сверхглубоких скважин рекомендуется использоваться безмуфтовые (резьбовые или сварные) обсадные колонны, которые позволяют усовершенствовать конструкции многоколонных скважин, осуществлять крепление стволов при малых кольцевых зазорах, значительно увеличивать проектные глубины бурящихся скважин и изолировать интервалы осложнений, крепление которых не было предусмотрено первоначальным проектом работ.

Спуск обсадных колонн секциями целесообразен при следующих условиях:

а) если призабойная зона не промывается в течение 1,5-2 суток и при этом происходят различные осложнения с потерей проходимости обсадных труб в скважину без проработки ствола (осыпи, сужения, нарастание толстых глинистых корок, выпучивание или пластическое течение глинистых пород и др.);

б) если требуется спустить в скважину обсадную колонну большого диаметра на значительную глубину;

в) при необходимости подъема цементного раствора на большую высоту, при наличии поглощающих пластов, либо пластов с низким градиентом гидроразрыва;

г) в случае, когда с целью сохранения верхней части обсадной колонны от протирания в процессе бурения верхнюю секцию необходимо спускать в скважину перед вскрытием напорных горизонтов, либо при протирании предыдущей колонны в верхней части;

д) если отсутствуют обсадные трубы с прочностными характеристиками, соответствующими расчетным данным, в частности по страгивающим усилиям.

Крепление стволов скважин с использованием секционного спуска обсадных колонн позволяет:

- перекрывать интервалы осложнений на больших глубинах с небольшой затратой времени от конца последней промывки до начала цементирования;

- изолировать два или более продуктивных горизонта скважин с аномально высоким пластовым давлением, осложненные интервалы, разделенные между собой мощной устойчивой толщей горных пород;

- использовать комбинированный бурильный инструмент, в результате увеличивается прочность бурильной колонны, снижаются гидравлические сопротивления при прокачке промывочной жидкости в трубах, обеспечивается высокая эффективность буровых работ и возможность углубления скважины на большую глубину;
- снизить металлоемкость конструкции в результате использования обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными колоннами, а также использовать трубы с невысокими прочностными характеристиками.

Длину первой секции обсадной колонны выбирают исходя из геологических требований перекрытия интервала осложнений в минимально возможные временные промежутки и из условий прочности верхних труб секции на растягивающую нагрузку.

При необходимости установки головы секции в открытом стволе, местоположение устройства для стыковки секций выбирают с учетом данных каверно- и профилометрии на номинальном по диаметру участке ствола скважины. При перекрытии высоконапорных горизонтов и наличии возможных заколонных проявлений, над головой спущенной секции, необходимо наращивать последующую секцию обсадной колонны с применением герметизирующих заколонных устройств.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление ствола скважин «хвостовиками» возникли как практическое решение проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и как решение задачи по упрощению конструкции скважин, то есть уменьшению диаметра используемых обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и материалов используемых при цементировании, увеличению коммерческой скорости бурения и снижению себестоимости строительства скважины.

Так же из промысловой практики известно, что в процессе спуска в ряде случаев отмечается недоведения обсадных колонн до намеченной глубины вследствие их прихвата.

В большинстве обсадные колонны в процессе их спуска останавливаются на различных глубинах, причем многие обсадные колонны в конечном счете не удается освободить.

Основная причина, по которой происходят прихваты, заключается в том, что эффективный диаметр ствола скважины меньше диаметра спускаемой обсадной колонны. Данный факт объясняется наличием интервалов резких перегибов ствола скважины на отдельных участках, образование участков ствола спиральной формы и связано с использованием в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) только УБТ круглого сечения.

В результате неточной оценки фактического состояния ствола скважины в ряде случаев для проработки (шаблонирования) используются малоэффективные КНБК [25].

По мере увеличения диаметров обсадных колонн (особенно актуально при диаметре 245 мм и более) трудности доведения их до проектных глубин возрастали. Это, с одной стороны,

связано со значительным ростом жесткости колонн, а с другой – с отсутствием упорядоченности в выборе КНБК как при бурении, так и при подготовке ствола скважины к спуску обсадной колонны.

Успешность спуска обсадных колонн до проектного забоя скважины так же зависит от их жесткости. Таким образом, для обеспечения беспрепятственного спуска обсадной колонны на заданную глубину, при прочих равных условиях, необходимо, чтобы жесткость КНБК была не ниже жесткости колонны обсадных труб.

В ряде случаев, причиной недоведения обсадных колонн до заданной глубины является неудовлетворительное шаблонирование ствола. Так как в большинстве из них подготовка ствола скважины к спуску обсадных колонн сводится лишь в спуске долота на бурильных трубах с УБТ.

С целью сокращения случаев недоведения до проектной глубины обсадных колонн, в частности хвостовиков, из-за прихвата их под действием перепада давления, за рубежом успешно используют трубы со спиральными канавками.

Согласно имеющимся данным, применение колонны труб со спиральными канавками в качестве «хвостовика» позволяет значительно уменьшить площадь поверхности контакта труб со стенками скважины (ориентировочно на 50%) и, благодаря этому, существенно сократить число прихватов под действием перепада давления; повысить качество цементирования за счет более лучшего распределения тампонажного раствора в затрубном пространстве; осуществлять спуск «хвостовиков» большего наружного диаметра как в вертикальные, так и в скважины с большим углом наклона.

1.2.2 Влияние параметров траектории скважины на выбор профиля горизонтальной скважины

Строительство скважин с большой протяженностью горизонтального участка показало, что существует ряд проблем при спуске обсадных колонн, одной из которых является допуск обсадной колонны до проектного забоя скважин [52, 94, 95, 96, 97]. На успешность спуска и допуска обсадных колонн оказывают влияние параметры траектории горизонтальных скважин, таких как: глубина резки, интенсивность набора угла, протяженность горизонтального участка [24].

Для решения данной задачи в статье [96] рассматривались следующие методики:

- 1) методика М.М. Александрова по расчету силы сопротивления и осевого усилия при движении труб в скважине [1, 2, 3], реализованная в программном продукте «FORCE»;
- 2) методика «Определения проходимости обсадных колонн при спуске» К.В. Иогансена [46];

3) методика «Определения оптимальной длины вертикального участка профиля наклонной скважины с большим смещением забоя от вертикали» А.Г. Калинина [47, 48]. Программный продукт «FORCE» использовался автором при решении двух задач, связанных с допуском обсадной колонны до проектного забоя в наклонно-направленные и горизонтальные скважины.

Первая задача – исследование влияние длины вертикального участка (глубины зарезки) на протяженность горизонтального участка. При расчетах принимались следующие глубины зарезки: 1000, 1200, 1400, 1600 и 1800 метров. Расчет выполнялся для ходовых диаметров эксплуатационных обсадных труб, а именно: 146x9,5 мм, 168x8,9 мм, 178x9,2 мм ОТТМ. Данный расчет был произведен также и для хвостовиков диаметром: 114x6,4 мм, 127x6,4 мм, 120x6,9 мм ОТТМ. Результаты расчетов приведены на рисунках 1.1 и 1.2.

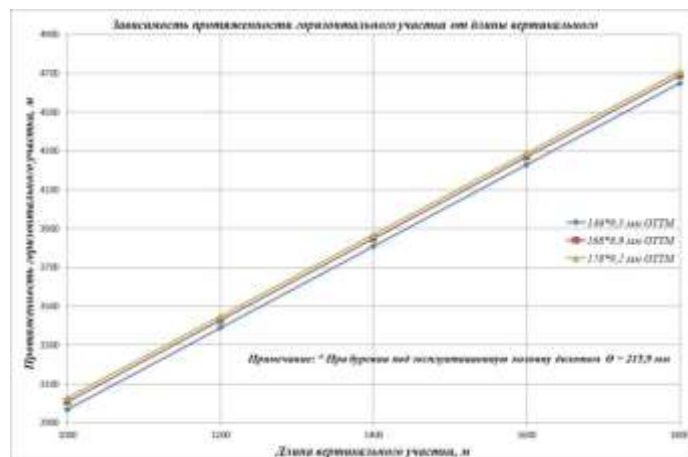


Рисунок 1.1 – Зависимость протяженности горизонтального участка от длины вертикального (для основных диаметров эксплуатационных колонн)

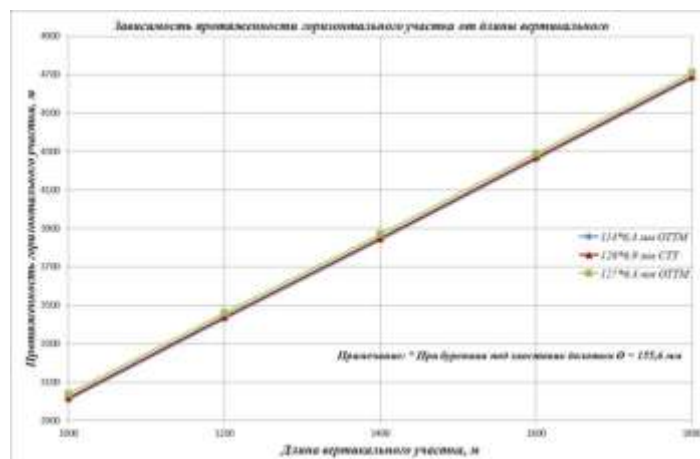


Рисунок 1.2 – Зависимость протяженности горизонтального участка от длины вертикального (для основных диаметров хвостовиков)

Вторая задача – выявить влияние интенсивности искривления скважины на допустимую длину горизонтального участка. Расчет выполнялся для профиля со следующими параметрами:

вертикальный участок 1000 метров, набор зенитного угла от 0 до 90 градусов и протяженный горизонтальный участок. «Критическую» длину горизонтального участка находили для различных интенсивностей искривления скважины на участке набора зенитного угла: $i = 0,1 \div 0,3$ град/м. Расчеты также были произведены для диаметров эксплуатационных колонн и хвостовиков, как и в предыдущей задаче. Результаты расчетов приведены на рисунках 1.3 и 1.4.

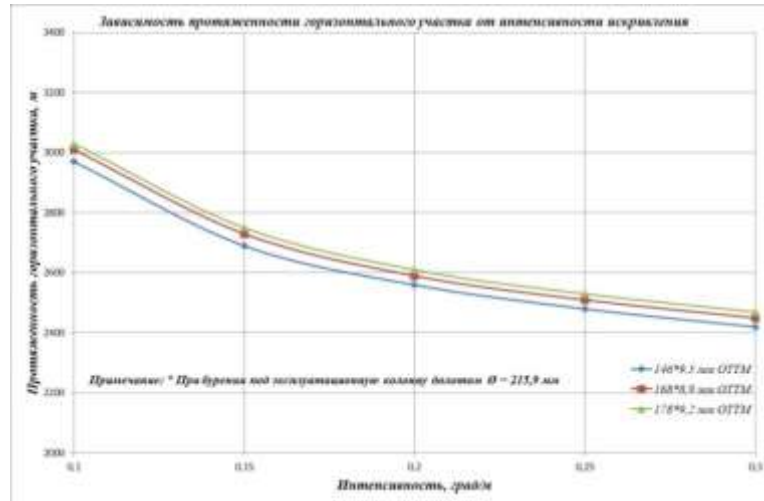


Рисунок 1.3 – Зависимость протяженности горизонтального участка от интенсивности искривления (для основных диаметров эксплуатационных колонн)

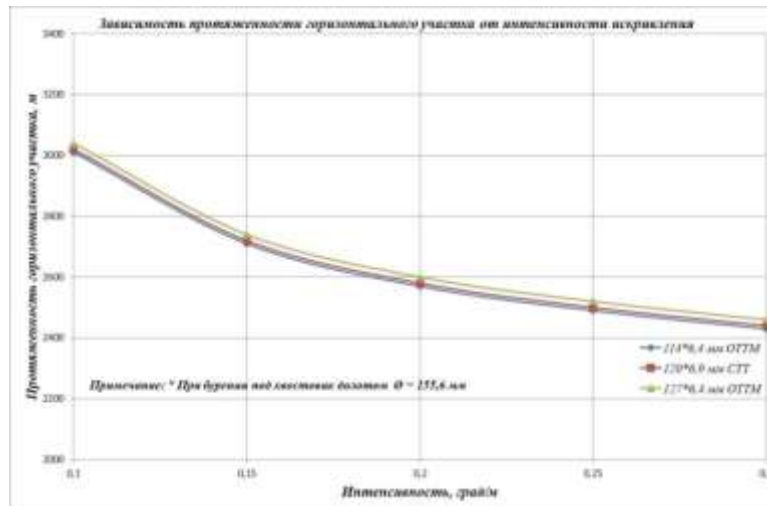


Рисунок 1.4 – Зависимость протяженности горизонтального участка от интенсивности искривления (для основных диаметров эксплуатационных колонн)

Анализируя результаты произведенных исследований, с помощью программы «FORCE» автором работы сделаны следующие выводы:

1. Увеличение глубины резки приводит к увеличению протяженности горизонтального участка. Линия тренда описывается уравнением:

$$L_{z.y.} = a_1 \cdot H_{zap} + b_1 \quad (1.3)$$

2. Увеличение интенсивности искривления ствола скважины приводит к уменьшению горизонтального участка. Линия тренда описывается уравнением:

$$L_{z.y.} = a \cdot i^{-b} \quad (1.4)$$

Вторая, рассматриваемая методика для определения проходимости обсадных колонн, это методика К.В. Иогансена. По методике проходимость обсадных колонн определяется следующим неравенством:

$$B + G_{кр} - T_n - T_y - T_k \geq 0 \quad (1.5)$$

где B – составляющая веса колонны длиной L , направленная вдоль ее оси, H ;

$G_{кр}$ – допустимая нагрузка на колонну весом труб, расположенных выше определяемого участка, при которой начинается продольный изгиб труб, H ;

T_n – сила сопротивления, вызванная трением колонны по стенке скважины, H ;

T_y – сила сопротивления, вызванная контактным давлением под действием упругости колонны при прохождении искривленного участка, H ;

T_k – сила сопротивления движению башмака колонны в искривленном участке ствола, H .

При выполнении данного неравенства, обсадные колонны могут быть спущены до проектных забоев в наклонно-направленные скважины.

Автором работы [96] были произведены расчеты по данной методике для одного профиля скважины, но для различных диаметров обсадных колонн, а именно 146 мм и 168 мм, с толщиной стенки 10 мм.

Результаты расчетов приведены в таблице на рисунке 1.5.

Исходя из произведенных расчетов, можно обоснованно утверждать, что 146 мм обсадная колонна обладает значительно лучшей проходимостью по сравнению со 168 мм.

Следующая рассматриваемая автором методика, это методика «Определения оптимальной длины вертикального участка профиля наклонной скважины с большим смещением от забоя», А.Г. Калинина.

Зависимости длины вертикального участка от радиуса кривизны скважины определяется по формуле 1.6.

<i>Исходные данные для расчета</i>		
№ эксперимента	№1	№2
Наружный диаметр ОК, см	16,8	14,6
Внутренний диаметр ОК, см	14,8	12,6
Диаметр муфты, см	18,8	16,6
Диаметр скважины, см	21,6	21,6
Масса 1 п.см. ОК, Н	3,54	3,21
Длина участка ствола для определения проходимости, см	90000	90000
Средний зенитный угол на участке, град	45	45
Изменение зенитного угла на интервале, град	90	90
Изменение азимута на интервале, град	0	0
Коэффициент трения	0,3	0,3
Коэффициент облегчения в растворе	0,85	0,85
<i>Расчетные данные</i>		
Составляющая веса колонны (В), Н	1424223,5	1291456,9
Допустимая нагрузка на колонну весом труб расположенных выше определяемого участка при которой начинается продольный изгиб труб (Gкр), Н	5961588,9	4809650,7
Сила сопротивления вызванная трением колонны (Тн), Н	692076,6	627561
Сила сопротивления вызванная контактным давлением под действием упругости колонны при прохождении искривленного участка (Ту), Н	5759348,3	2059741,5
Сила сопротивления движению башмака колонны (Тк), Н	1009556,7	483276,5
<i>Результаты расчетов</i>		
	-75169,2<0	2930528,6>0
	<i>колонна не проходит</i>	<i>колонна проходит</i>

Рисунок 1.5 – Результаты расчета проходимости колонн по методике К.В. Иогансена

$$L_0 = \frac{3EI}{q(l_0 + l)^3} (1 + \mu g \frac{l_0 + l}{R}) - (l_0 + R) (\sin \frac{l_0 + l}{R} - \sin \frac{l_0}{R}) - l_0}{1 + (\sin \frac{l_0 + l}{R} - \sin \frac{l_0}{R})} \quad (1.6)$$

где L_0 – протяженность вертикального участка, м;

l – длина деформированной части колонны, м;

l_0 – длина недеформированной части обсадной колонны в искривленном участке скважины, м.

Длина недеформированной части обсадной колонны в искривленном участке скважины определяется по следующей формуле:

$$l_0 = \sqrt{2R(D-d) - (D-d)^2} \quad (1.7)$$

где R – радиус кривизны скважины, м;

D – диаметр скважины, м;

d – диаметр обсадной колонны, м;

EI – жесткость обсадной колонны, кН*м²;

μ – коэффициент трения обсадной колонны о стенку скважины.

На рисунке 1.6 изображены результаты расчетов в виде графиков для различных диаметров обсадных колонн. Данная методика дает объективные результаты для обсадных колонн большого диаметра, поэтому в расчетах диаметры колонн автор принимал ≥ 245 мм.

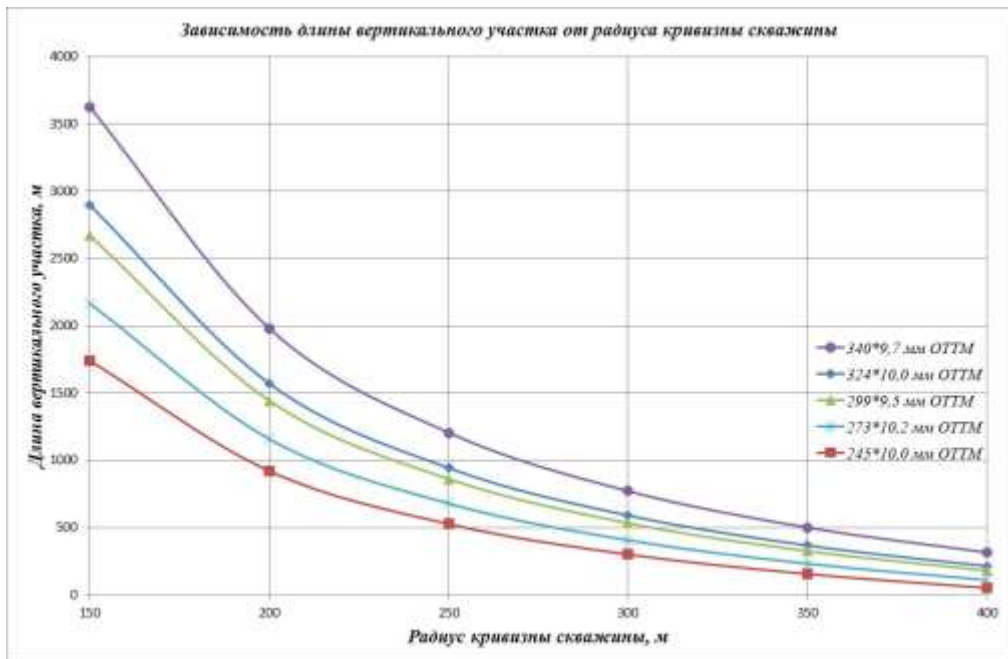


Рисунок 1.6 – Зависимость длины вертикального участка от радиуса кривизны скважины

Проанализировав графики зависимостей можно сделать вывод, что длина вертикального участка возрастает с увеличением интенсивности искривления ствола скважины и диаметра обсадной колонны.

Таким образом, по итогам выполненной работы автором сделаны следующие выводы:

- 1) По методике М.М. Александрова, с помощью программы «FORCE», установлены зависимости протяженности горизонтального участка от длины вертикального и интенсивности искривления скважины. Построены графики для основных диаметров эксплуатационных колонн и хвостовиков.
- 2) С помощью методики К.В. Иогансена расчетным путем было доказано, что 146 мм обсадная колонна обладает лучшей проходимостью по сравнению со 168 мм.
- 3) Для обсадных колонн большого диаметра (≥ 245 мм) методика А.Г. Калинина позволяет рассчитать оптимальную длину вертикального участка.

Руководствуясь результатами работы можно производить обоснованный выбор интенсивности искривления, глубины зарезки наклонно-направленного участка, диаметра обсадной колонны и многих других факторов для обеспечения допуска обсадной колонны до проектного забоя в горизонтальные скважины.

В определенных условиях причиной недопуска обсадных колонн может стать чрезмерная интенсивность пространственного искривления скважины [14, 27, 62, 69, 94, 95]. В интервалах ствола скважины, характеризующихся большой пространственной интенсивностью искривления возникают значительные прижимающие силы и силы сопротивления, которые

способны остановить продвижение обсадной колонны вниз. Значения интенсивности пространственного искривления ствола скважин, рассчитанные для наиболее сложных условий спуска колонны ($D - d = 0$, $\sin \alpha = 0,4$), представлены ниже.

Таблица 1.1 – Значения допустимой интенсивности искривления ствола скважины для различных диаметров обсадной колонны

Диаметры обсадных колонн, мм	426	377	351	324	299	273	245	219	194	168	140
Допустимая интенсивность искривления, град/м	0,8	1,0	1,2	1,3	1,6	2,0	2,3	2,8	3,5	5,0	7,5

Исследователем А.И. Булатовым в работе [22] были построены графики (рисунок 1.7) зависимости наиболее часто используемых соотношений диаметров труб и долот и различных интенсивностей искривления ствола скважины. При построении, коэффициент сопротивления движению (коэффициент трения) колонны в стволе скважины был принят равным 0,3. Возможное влияние уступов в стволе автором работы не учитывалось.

Традиционно применяемые при строительстве скважин комбинации диаметров долот и обсадных труб обеспечивают беспрепятственную проходимость обсадных колонн в ствол скважины, имеющей интенсивность пространственного искривления до 1 градуса на 10 метров. При большем значении интенсивности искривления автором рекомендован проверочный расчет с учетом относительного отклонения ствола от вертикали в интервале крепления ствола скважины обсадной колонной.

Представленный график позволяет выполнить данные расчеты экспресс-методом. Например, успешный спуск обсадной колонны диаметром 377 мм в ствол скважины диаметром 445 мм возможен, если интенсивность искривления на участке крепления будет не более 1,57 градусов на 10 метров, а относительное отклонение ствола при этом будет менее 0,2. Исходя из этих условий, должна быть определена возможность крепления рассматриваемой скважины, либо предусмотрены мероприятия перед спуском обсадной колонны.

О многочисленных проблемах при спуске обсадных колонн также свидетельствует и промысловый опыт, к примеру, в работе [94] показаны проблемы при спуске обсадных колонн в скважины с протяженным горизонтальным участком 1000-1050 метров при небольшой вертикальной глубине, составляющей 205-210 метров. Глубина вертикального участка для данных скважин обуславливает значительную интенсивность набора зенитного угла, а именно 3,58-3,69°/10 метров.

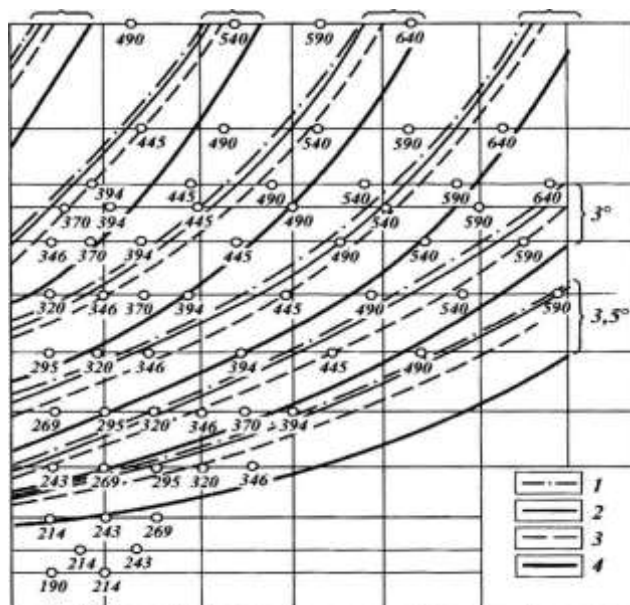


Рисунок 1.7 – Графики проходимости обсадных колонн при спуске в скважины с различными параметрами искривления:

(1, 2, 3, 4 – $\sin \alpha$ соответственно равен 0,05; 0,1; 0,2 и 0,4)

Небольшая глубина скважин по вертикали, протяженный горизонтальный участок, а также значительная интенсивность набора зенитного угла в своей совокупности вызвали значительные проблемы при спуске эксплуатационных колонн на данной площади. Представленные диаграммы индикатора веса свидетельствуют, что наблюдались посадки и затяжки обсадной колонны в горизонтальном участке (до 27 тонн), спуск колонн происходил при помощи полиспаста и верхнего силового привода буровой установки. Данные факты еще раз доказывают наличие проблем при спуске обсадных колонн в скважины со сравнительно небольшим вертикальным участком и протяженным горизонтальным.

В статье [95] для выявления основных проблем при спуске обсадных колонн был выполнен анализ промысловой информации, собранной по горизонтальным скважинам Кыртаельского и Ошского месторождений. Характеристики исследуемых скважин приведены в таблице 1.2. В анализе использовались данные по фактическому профилю скважины (телеметрия при бурении) и показания гидравлического индикатора веса, регистрирующего нагрузку на крюке и положение талевого блока буровой установки, диаграммы которого изображены на рисунках 1.8, 1.9 и 1.10.

На рисунке 1.8 представлена диаграмма по индикатору веса скважины № 725 Ошского месторождения, на которой отчетливо видны значительные посадки и затяжки обсадной колонны (до 20 тонн). Данные осложнения происходили в интервале 4387-4500 метров при спуске обсадной колонны в горизонтальный участок.

Таблица 1.2 – Характеристики профилей скважин и осложнения при спуске обсадных колонн

Месторождение, куст, скважина	Глубина по вертикали, м	Длина по стволу, м	Протяженность горизонтального участка, м	Радиус кривизны, м	Наблюдаемые проблемы при спуске
Ошское, куст №26, скважина № 735	3810	4547	344	477,5	Посадки и затяжки колонны в горизонтальном участке (до 20 тонн)
Кыртаельское, куст № 362, скважина № 362-2Г	2570	3075	301	477,5	Проблем при спуске не наблюдалось
Кыртаельское, куст № 5, скважина № 237	2565	2940	228	358,1	Посадки и затяжки колонны в горизонтальном участке (до 10 тонн)

Исследовав диаграмму, изображенную на рисунке 1.9, делаем вывод, что проблем, связанных с посадками, затяжками, а также допуском обсадной колонны до забоя на скважине № 362-2Г Кыртаельского месторождения не наблюдалось.

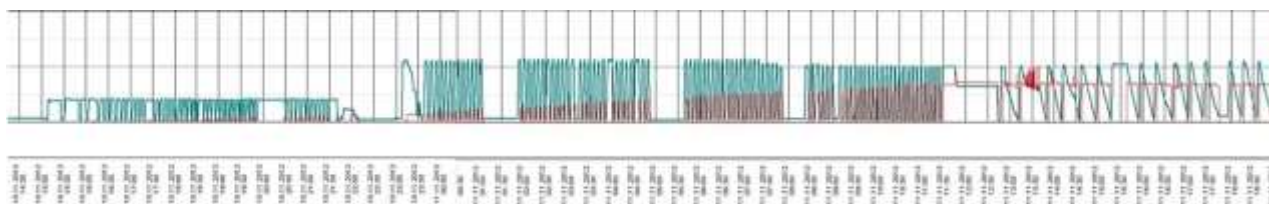


Рисунок 1.8 – Диаграмма электронного индикатора веса по скважине № 725
Ошского месторождения

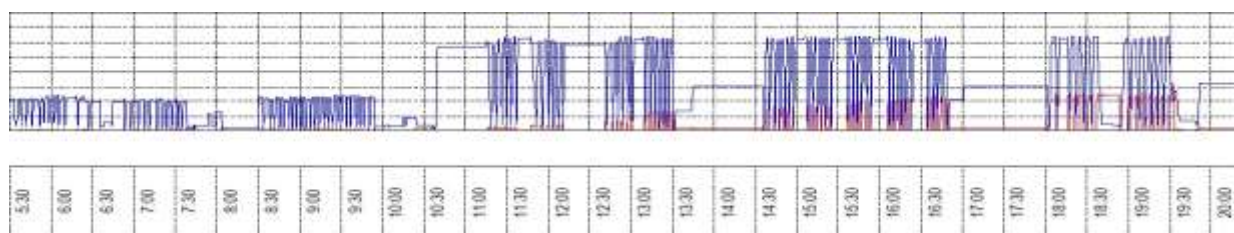


Рисунок 1.9 – Диаграмма электронного индикатора веса по скважине № 362-2Г
Кыртаельского месторождения

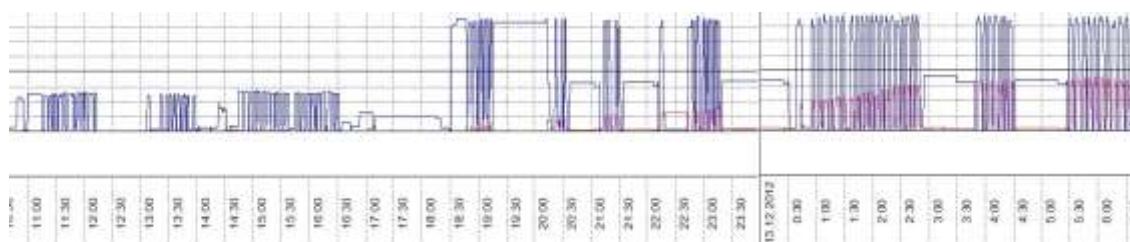


Рисунок 1.10 – Диаграмма электронного индикатора веса по скважине № 237
Кыртаельского месторождения

Диаграмма для скважины № 237 Кыртаельского месторождения показана на рисунке 1.10, проанализировав который можно заметить затяжки и посадки обсадной колонны (до 10 тонн). Отметим, что данные технологические осложнения, как и в предыдущем случае, отмечались при прохождении обсадной колонной горизонтального участка в интервале 2720-2890 метров.

Анализ проведенных теоретических исследований и промыслового опыта свидетельствуют о существовании проблем при спуске обсадных колонн в искривленные и горизонтальные участки скважин, которые особенно актуальны для скважин с небольшой глубиной и горизонтальным участком большой протяженности.

1.3 Анализ опыта спуска обсадных колонн в горизонтальные скважины на примере Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

1.3.1 Характеристика системы разработки Лыаельской площади горизонтальными скважинами

В качестве промысловой информации нами был рассмотрен опыт строительства горизонтальных скважин на опытно-промышленном участке (ОПУ-5) Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения. Лыаельская площадь, занимающая центральную часть Ярегского месторождения, расположена на северо-восточном склоне Южного Тимана, в междуречье рек Ижмы и Ухты. Опытно-промышленный участок № 5 (ОПУ-5) располагается в северной-западной части Лыаельской площади.

Промышленная нефтеносность приурочена к терригенным отложениям пласта III ($D_{2ef} - D_{3dz}$ низ), залегающими на глубине около 200 м и содержащим аномально вязкую нефть.

Освоенная на месторождении термошахтная технология, несмотря на высокие технологические показатели, характеризуется большими эксплуатационными затратами. Ее применение может быть эффективным лишь на площадях, подготовленных действующими горными выработками при условии освоения новых менее затратных технологий.

Для разработки лицензионных площадей месторождения, где горные сооружения отсутствуют (часть Ярегской площади, а также Лыаельская площадь) более целесообразно осваивать технологии теплового воздействия на пласт с поверхности.

Учитывая мировые тенденции развития технологий разработки высоковязких нефтей, положительный опыт разработки Ярегского месторождения подземными горизонтальными скважинами было принято решение на осуществление опытных работ по применению технологии термогравитационного дренирования пласта (ТГДП) в системе горизонтальных

скважин на участке ОПУ-5 Лыаельской площади, в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 1.11.

С точки зрения бурения главной особенностью планируемых горизонтальных скважин на участке ОПУ-5 является протяженность горизонтального участка 1000-1050 метров при небольшой вертикальной составляющей 205 - 210 метров. Кроме того, планируется провести горизонтальные участки добывающих и паронагнетальных скважин в непосредственной близости друг от друга – около 5 метров.

Вертикальная глубина 205-210 метров для этих горизонтальных скважин обуславливает значительную интенсивность набора зенитного угла, а именно $3,58-3,69^{\circ}/10$ м, что может вызвать затруднения при проводке скважин и при спуске эксплуатационной обсадной колонны.

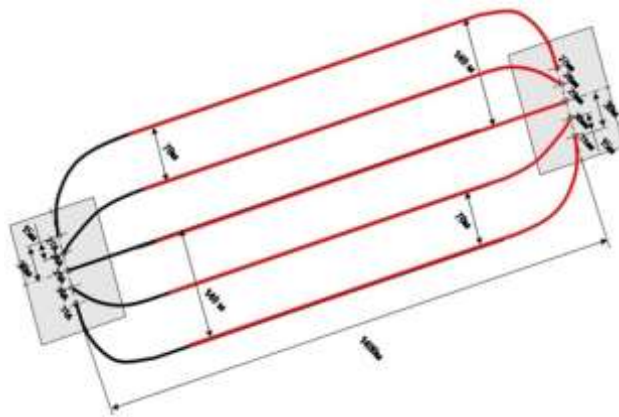


Рисунок 1.11 - Принципиальная схема расположения горизонтальных скважин на ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

1.3.2 Обоснование профилей горизонтальных скважин. Построение проекций профилей

Характер траекторий парных горизонтальных скважин обусловлен прежде всего небольшой вертикальной составляющей 0-210 метров (205 метров) упомянутой ранее, глубина спуска кондуктора 50 метров определяет начала набора параметров траектории. Вертикальная составляющая для набора зенитного угла 210 (205) м – 50 м = 160 м (155 м), что определяет высокую пространственную интенсивность на участке набора зенитного угла, а именно порядка $3,69^{\circ}/10$ метров.

Участки предполагаемого профиля скважин состоят из следующих интервалов:

- интервал 0-50 метров – вертикальный. До указанной глубины спускается кондуктор.
- интервал 50-382 метра – набор параметров траектории скважины с пространственной интенсивностью $3,69^{\circ}/10$ м. Зенитный угол $0-90^{\circ}$, азимут $56,06^{\circ}-22,4^{\circ}$.
- интервал 382-1329 м – участок стабилизации (зенитный угол 90°). При необходимости вертикальная глубина горизонтального окончания может корректироваться.

В таблицах 1.3 и 1.4 поинтервально отображены основные участки профилей планируемых горизонтальных скважин ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения с указанием всех необходимых параметров траектории, в том числе зенитных и дирекционных углов, интенсивности искривления и длины скважины по стволу. На основании указанных данных в дальнейшем были построены проекции профилей скважин.

Таблица 1.3 – Параметры профиля добывающих скважин (27Д, 28Д, 29Д, 30Д, 31Д)

Интервал по вертикали, м			Зенитный угол, °		Дирекционный азимут*, °	Отклонение, м		Простран. интенсивность, гр/10м	Удлинение, м	Глубина скважины по длине ствола, м
от	до	длина	от	до		За интервал	общее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	50	50	0	0	-	0	0	0	0	50
50	210	160	0	90	112,4	160	160	3,58	101,3	301,3
210	210	0	90	90	112,4	1050	1209,7	0	1141	1351

Таблица 1.4 – Параметры профиля паронагнетательных скважин (27ПН, 28ПН, 29ПН, 30ПН, 31ПН)

Интервал по вертикали, м			Зенитный угол, °		Дирекционный азимут*, °	Отклонение, м		Простран. интенсивность, гр/10м	Удлинение, м	Глубина скважины по длине ствола, м
от	до	длина	от	до		За интервал	общее			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	50	50	0	0	-	0	0	0	0	50
50	205	155	0	90	292,4	155,2	155,2	3,69	88,7	293,7
205	205	0	90	90	292,4	1050	1205,1	0	1139	1344

На рисунках 1.12-1.32 изображены предполагаемые горизонтальные, вертикальные и 3D проекции профилей добывающих и паронагнетательных горизонтальных скважин ОПУ-5 Лыаельской площади.

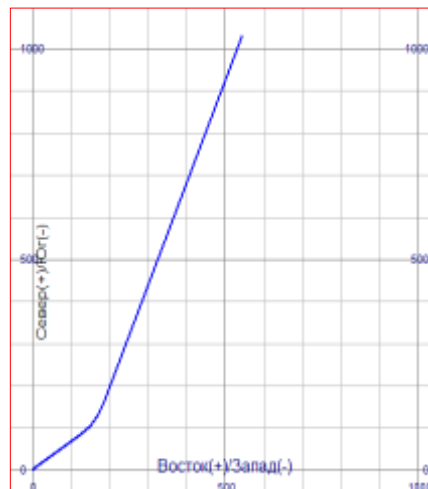


Рисунок 1.12 – Горизонтальная проекция скважины № 31Д Лыаельской площади

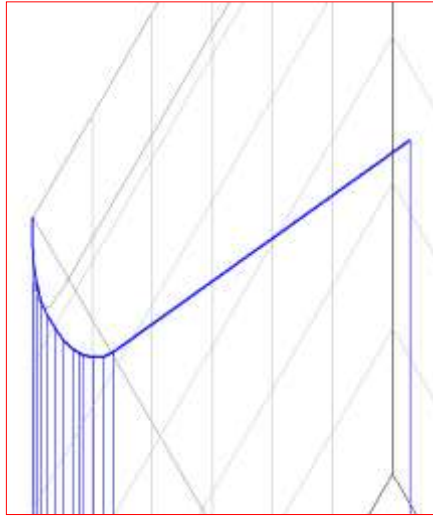


Рисунок 1.13 – 3D проекция скважины № 31Д Лыаельской площади

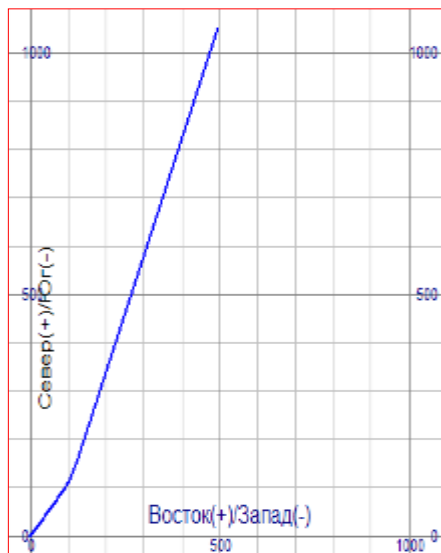


Рисунок 1.14 – Горизонтальная проекция скважины № 30Д Лыаельской площади

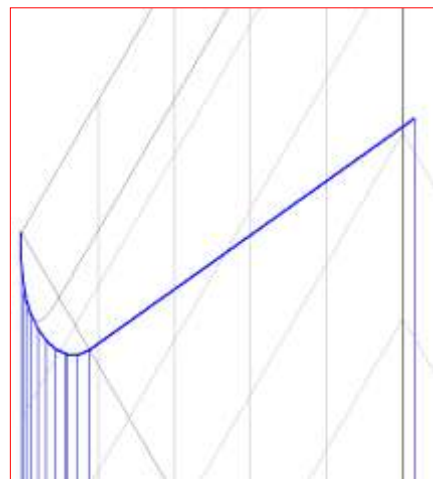


Рисунок 1.15 – 3D проекция скважины № 30Д Лыаельской площади

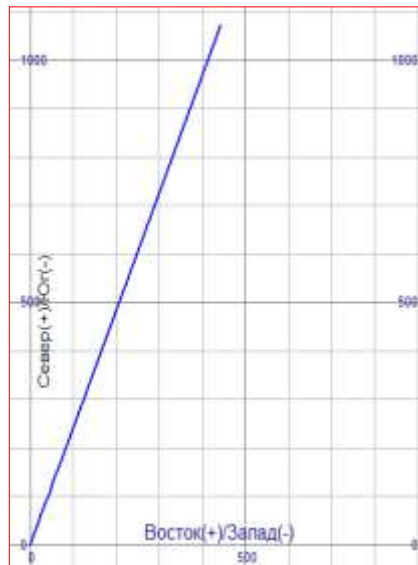


Рисунок 1.16 – Горизонтальная проекция скважины № 29Д Лыаельской площади

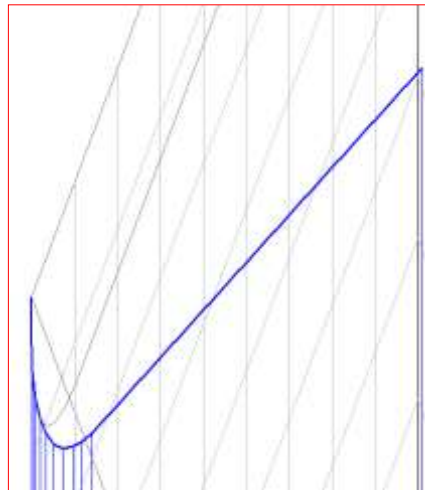


Рисунок 1.17 – 3D проекция скважины № 29Д Лыаельской площади

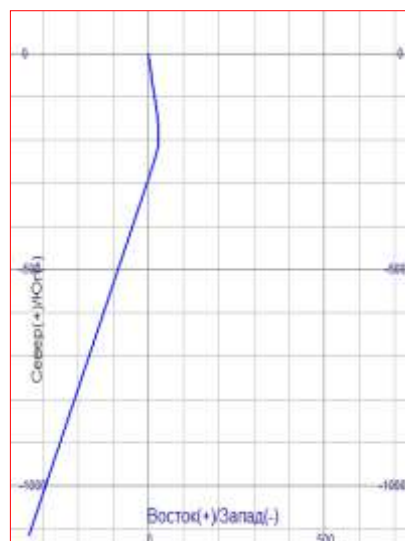


Рисунок 1.18 – Горизонтальная проекция скважины № 31ПН Лыаельской площади

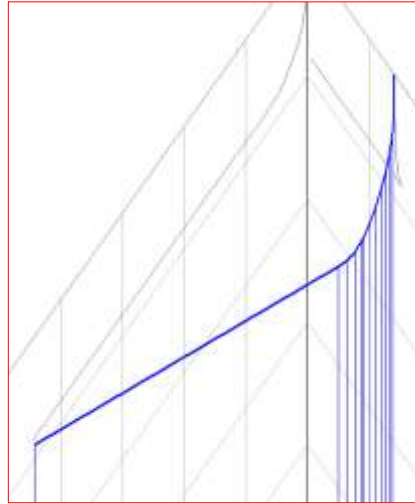


Рисунок 1.19 – 3D проекция скважины № 31ПН Лыаельской площади

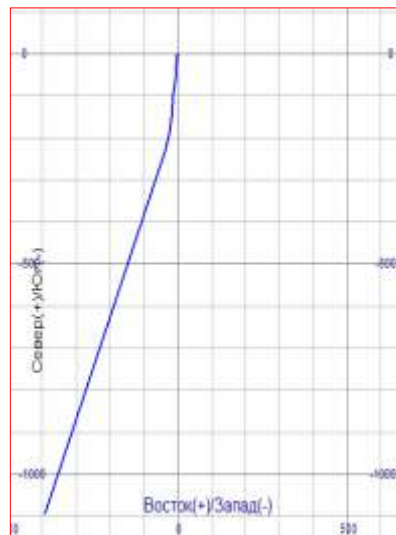


Рисунок 1.20 – Горизонтальная проекция скважины № 30ПН Лыаельской площади

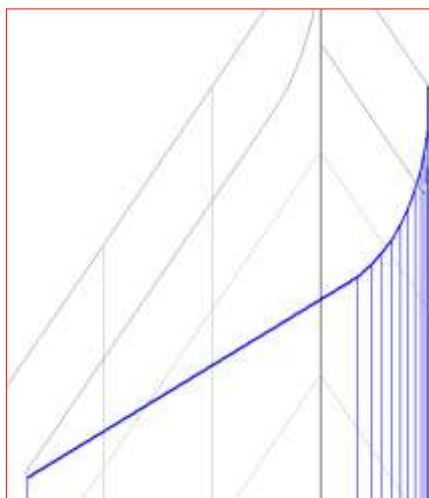


Рисунок 1.21 – 3D проекция скважины № 30ПН Лыаельской площади

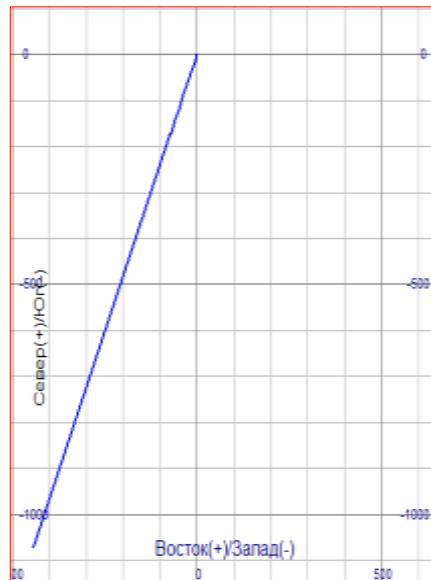


Рисунок 1.22 – Горизонтальная проекция скважины № 29ПН Лыаельской площади

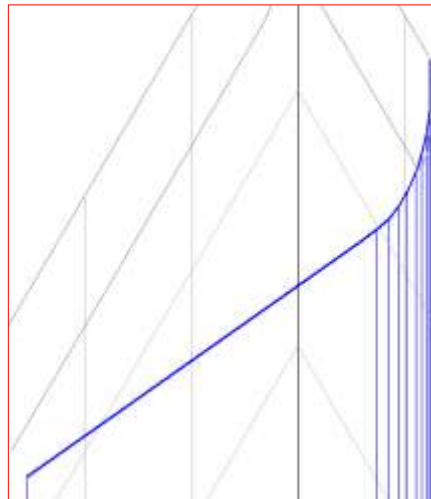


Рисунок 1.23 – 3D проекция скважины № 29ПН Лыаельской площади



Рисунок 1.24 – Вертикальная проекция добывающей № 31Д и паронагнетательной № 31ПН скважин Лыаельской площади (бурящихся с разных площадок на расстоянии 1400 метров)



Рисунок 1.25 – Горизонтальная проекция добывающей № 31Д и паронагнетательной № 31ПН скважин Лыаельской площади

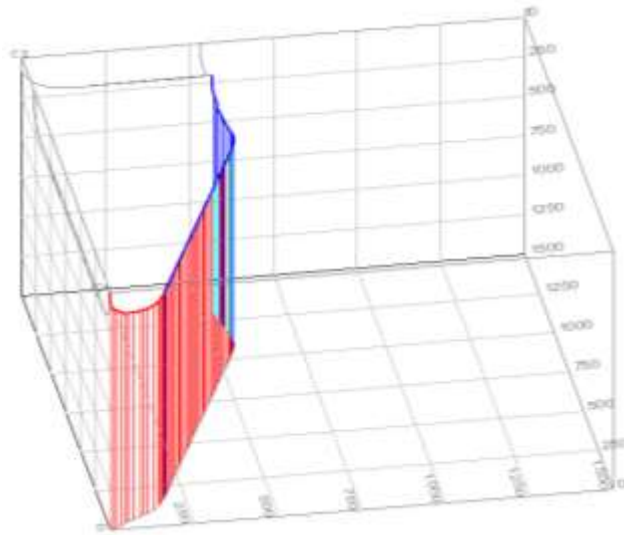


Рисунок 1.26 – 3D проекция добывающей № 31Д и паронагнетательной № 31ПН скважин Лыаельской площади



Рисунок 1.27 – Вертикальная проекция добывающей № 30Д и паронагнетательной № 30ПН скважин Лыаельской площади (бурящихся с разных площадок на расстоянии 1400 метров)

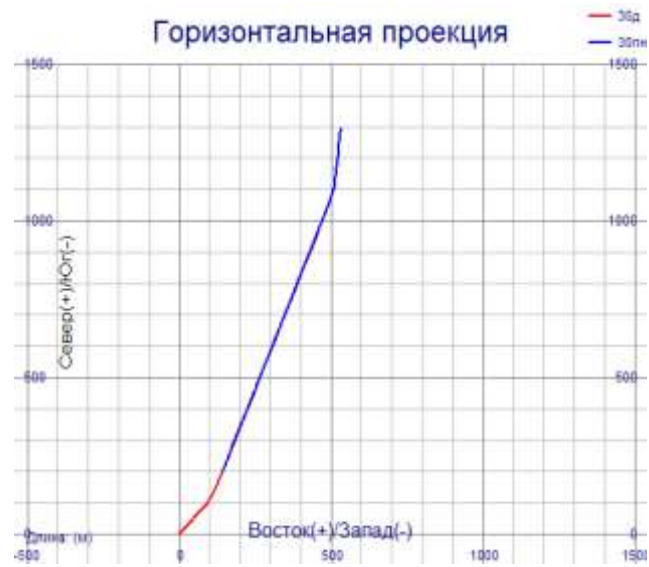


Рисунок 1.28 – Горизонтальная проекция добывающей № 30Д и паронагнетательной № 30ПН скважин Лыаельской площади

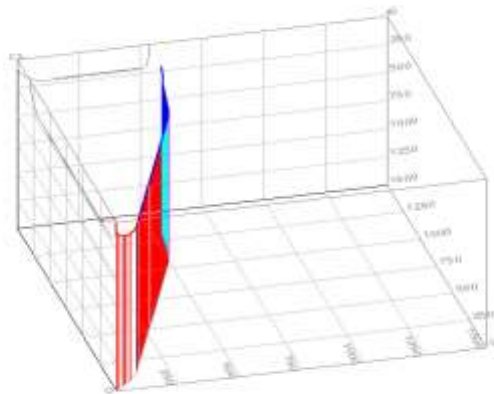


Рисунок 1.29 – 3D проекция добывающей № 30Д и паронагнетательной № 30ПН скважин Лыаельской площади

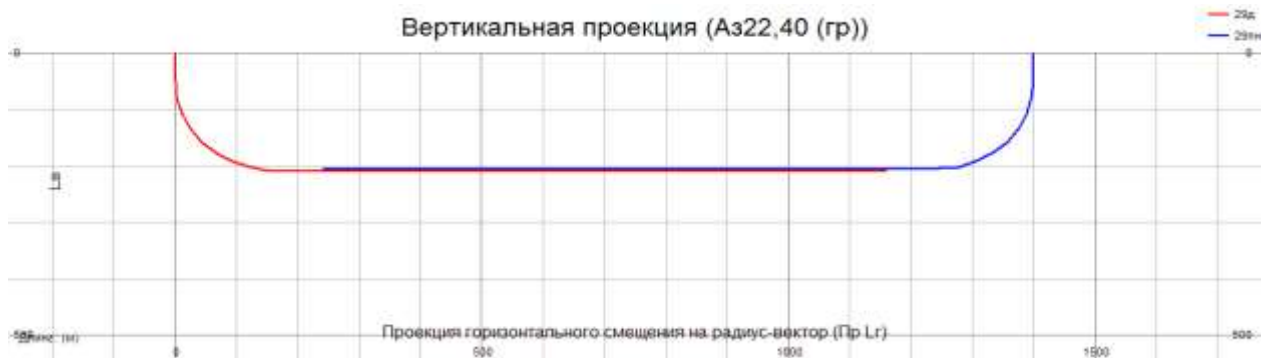


Рисунок 1.30 – Вертикальная проекция добывающей № 29Д и паронагнетательной № 29ПН скважин Лыаельской площади (бурящихся с разных площадок на расстоянии 1400 метров)



Рисунок 1.31 – Горизонтальная проекция добывающей № 29Д и паронагнетательной № 29ПН скважин Лыаельской площади

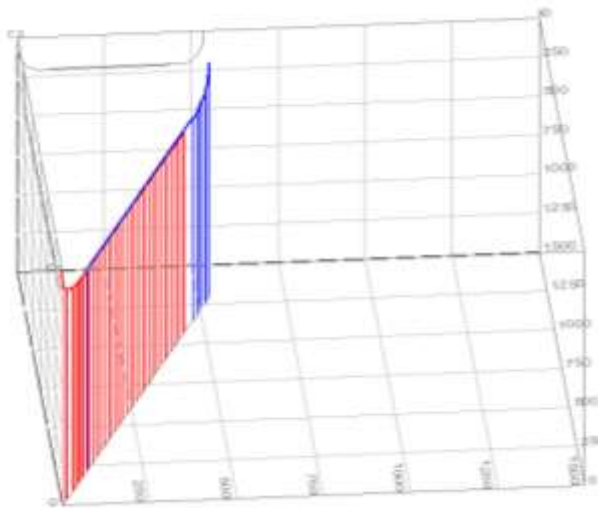


Рисунок 1.32 – 3D проекция добывающей № 29Д и паронагнетательной № 29ПН скважин Лыаельской площади

1.3.3 Анализ фактических траекторий стволов скважин на Лыаельской площади ОПУ-5

Все скважины на ОПУ-5 Лыаельской площади были пробурены по идентичным профилям, а именно: вертикальный участок до выхода из кондуктора, набор угла до горизонтального участка, горизонтальный участок по продуктивному пласту.

Фактические профили скважин практически соответствуют проектным, но имеют некоторые расхождения:

- точки входа в продуктивный пласт находятся в пределах или на границах кругов допуска радиусом 50 м;

- азимуты проводки горизонтальных участков скважин несколько (незначительно) отличаются от проектных;

- длина стволов (горизонтальных участков) паронагнетательных скважин меньше проектных.

В процессе бурения паронагнетательных скважин было принято решение об увеличении расстояния между горизонтальными стволами с 5 метров до 9, во избежание прорыва промывочной жидкости, а, впоследствии, и теплоносителя, в ствол добывающей скважины в интервалах катастрофических поглощений.

Вертикальные и горизонтальные проекции фактически пробуренных стволов горизонтальных скважин приведены на рисунках 1.33-1.42.

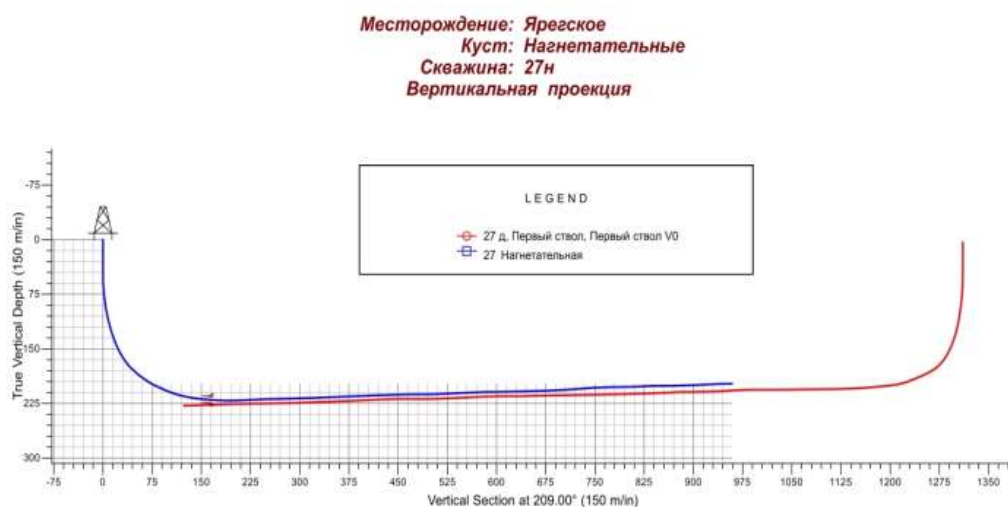


Рисунок 1.33 – Вертикальная проекция стволов скважин №№ 27Д, 27Н

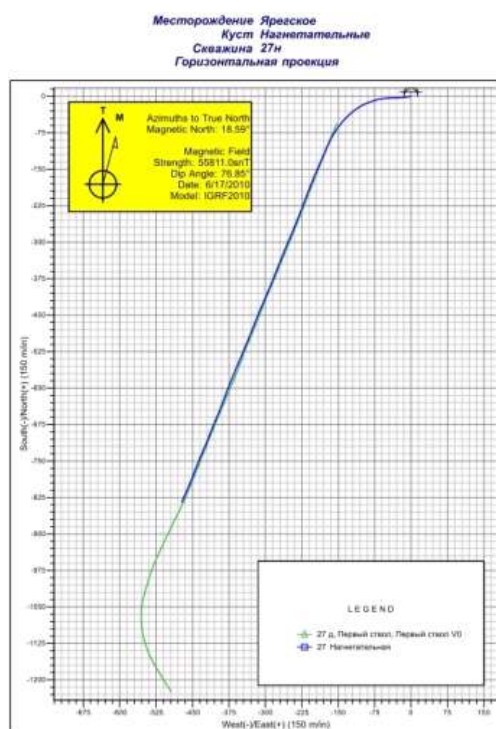


Рисунок 1.34 – Горизонтальная проекция стволов скважин №№ 27Д, 27Н

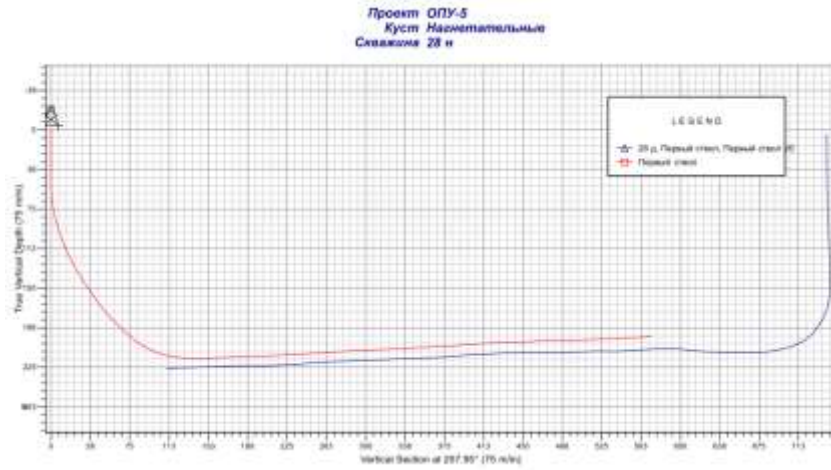


Рисунок 1.35 – Вертикальная проекция стволов скважин №№ 28Д, 28Н

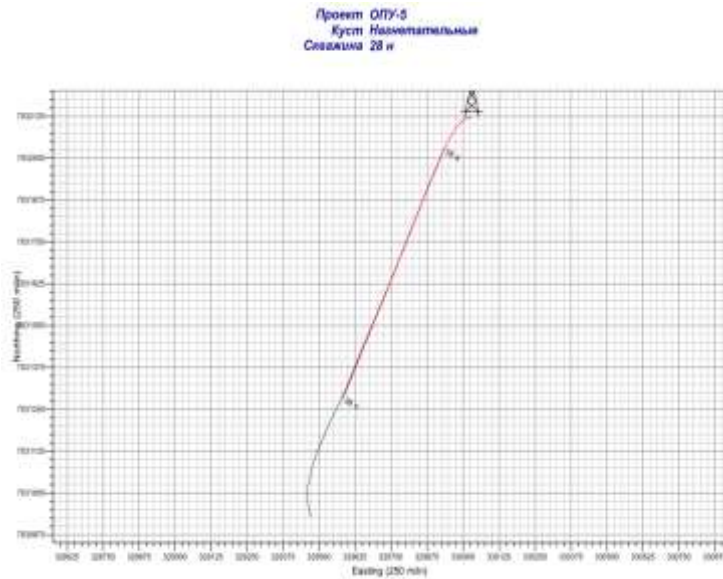


Рисунок 1.36 – Горизонтальная проекция стволов скважин №№ 28Д, 28Н

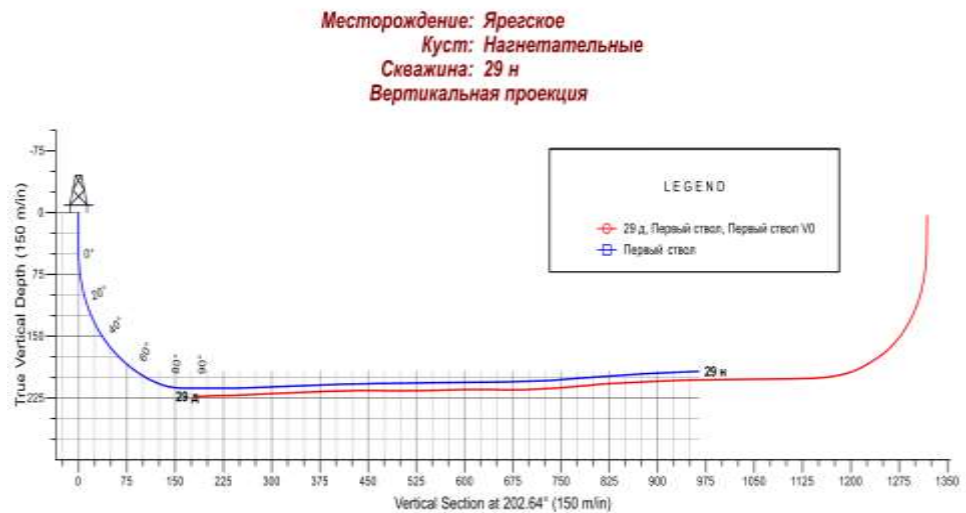


Рисунок 1.37 – Вертикальная проекция стволов скважин №№ 29Д, 29Н

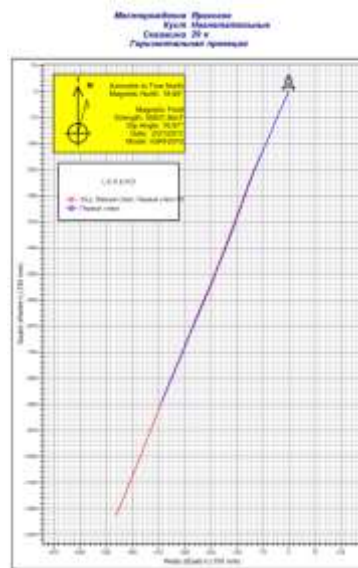


Рисунок 1.38 – Горизонтальная проекция стволов скважин №№ 29Д, 29Н

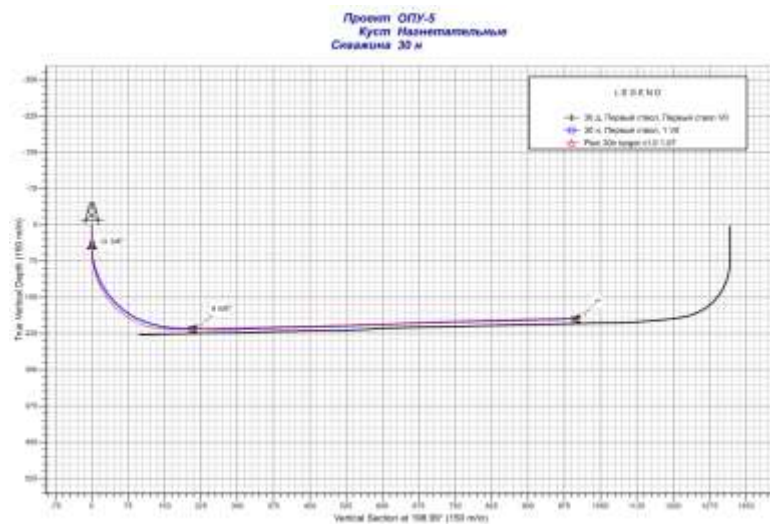


Рисунок 1.39 – Вертикальная проекция стволов скважин №№ 30Д, 30Н

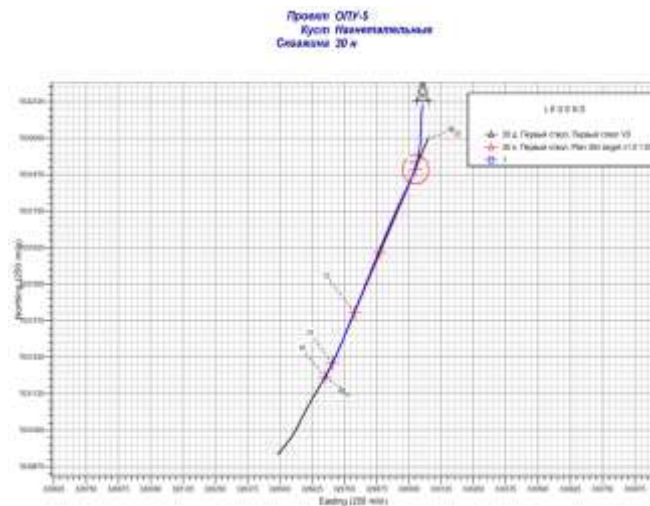


Рисунок 1.40 – Горизонтальная проекция стволов скважин №№ 30Д, 30Н

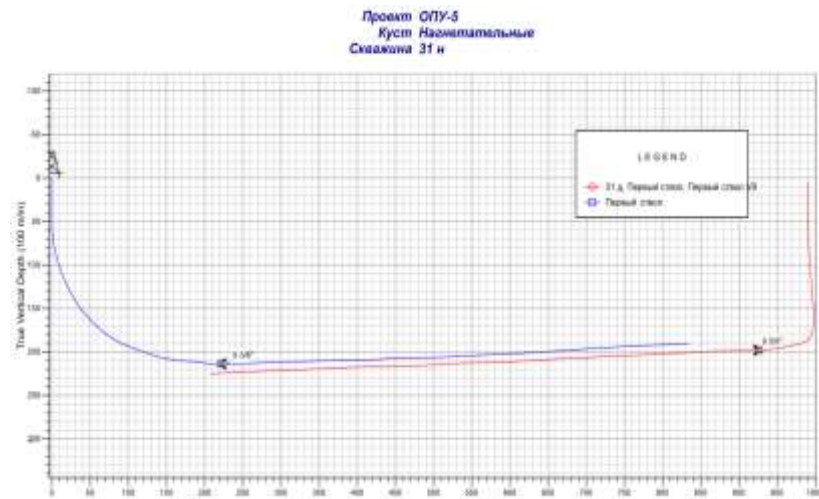


Рисунок 1.41 – Вертикальная проекция стволов скважин №№ 31Д, 31Н



Рисунок 1.42 – Горизонтальная проекция стволов скважин №№ 31Д, 31Н

1.3.4 Исследование осложнений возникших в процессе спуска эксплуатационной обсадной колонны на скважинах ОПУ-5

В силу сложности фактического профиля паронагнетательных и добывающих скважин, а именно незначительной вертикальной глубины, протяженности горизонтального участка, а также высокой интенсивности набора зенитного угла, осложнения при спуске эксплуатационной обсадной колонны были вполне прогнозируемы.

Опираясь на фактические данные сводок станции ГТИ и диаграммы электронного индикатора веса нами был произведен анализ осложнений возникших при спуске эксплуатационных обсадных колонн в горизонтальные скважины ОПУ-5 Лыаельской площади:

1) При спуске обсадной колонны в скважину № 27ПН на глубине 638 метров отмечались незначительные посадки и затяжки ориентировочно 3-5 тонн. С глубины 870 метров и до фактического забоя регистрировались существенные посадки и затяжки от 8 до 25 тонн. На рисунке 1.43 изображена диаграмма ЭИВ при спуске обсадной колонны в данную скважину.

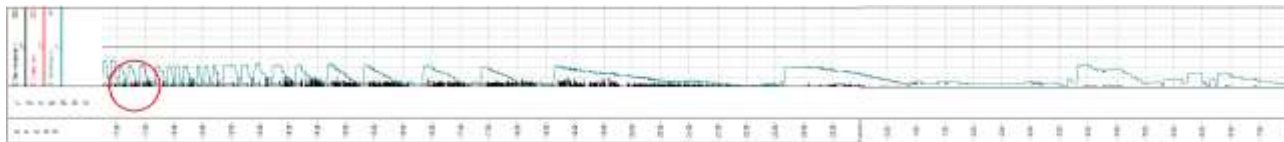


Рисунок 1.43 – Диаграмма электронного индикатора веса при спуске эксплуатационной колонны на скважине № 27ПН Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

2) По скважине № 27Д можно отметить значительные посадки и затяжки обсадной колонны (8-35 тонн) наблюдающиеся с глубины 890 метров и до забоя, затруднявшие спуск обсадной колонны в скважину.

3) Анализируя диаграмму электронного индикатора веса по скважине № 28ПН (рисунок 1.44) отметим с глубины 640 метров по нарастающей возникающие посадки и затяжки обсадной колонны от 8 до 25 тонн. С глубины 1079,5 метров - спуск обсадной колонны производился с полиспастом для создания дополнительного осевого усилия.

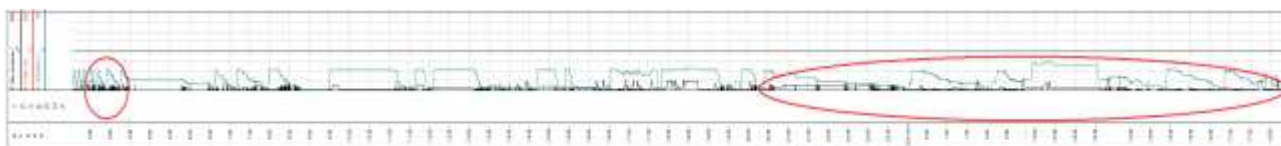


Рисунок 1.44 – Диаграмма электронного индикатора веса при спуске эксплуатационной колонны на скважине № 28ПН Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

4) По скважине № 28Д - первые несущественные затяжки и посадки обсадной колонны от 4 до 12 тонн наблюдались с глубины 760 метров. С глубины 1130 метров и до фактического забоя скважины регистрировались посадки по нарастающей от 4 до 23 тонн.

5) При спуске колонны в горизонтальную скважину № 29ПН с глубины 600 метров можно отметить существенные посадки и затяжки обсадной колонны (рисунок 1.45) порядка 8 - 20 тонн. С глубины 914 метров было принято решение о спуске колонны с полиспастом.



Рисунок 1.45 – Диаграмма электронного индикатора веса при спуске эксплуатационной колонны на скважине № 29ПН Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

6) Спуск эксплуатационной колонны в скважину № 29Д был затруднен в интервале 670-977 метров небольшими посадками и затяжки обсадной колонны от 4 до 8 тонн. В последующем, в интервале 1025-1272 метра посадки колонны от 8 до 12 тонн.

7) Проанализировав фактические данные по скважине № 30ПН (рисунок 1.46) можно сделать вывод, что уже с глубины 370 метров наблюдались посадки и затяжки обсадной колонны от 6 до 15 тонн. С глубины 809 метров производился спуск колонны с применением полиспаста.

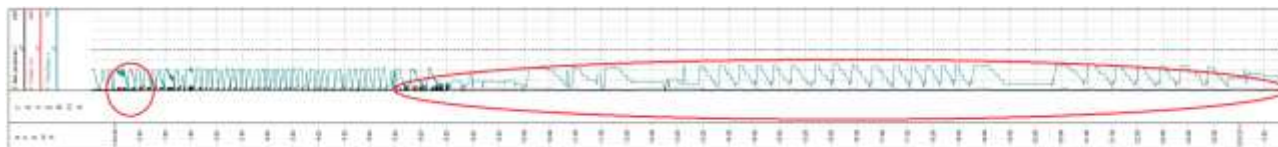


Рисунок 1.46 – Диаграмма электронного индикатора веса при спуске эксплуатационной колонны на скважине № 30ПН Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

8) При спуске эксплуатационной колонны в скважина 30Д с глубины 620 метров по стволу скважины регистрировались посадки и затяжки колонны от 6 до 30 тонн (по нарастающей).

9) Анализируя имеющиеся фактические данные (рисунок 1.47) с глубины 935 метров при спуске обсадной колонны в скважину № 31ПН наблюдались посадки и затяжки обсадной колонны (от 6 до 15 тонн). С глубины 1060 метров для допуска колонны до конечного забоя скважины применяли полиспаст.

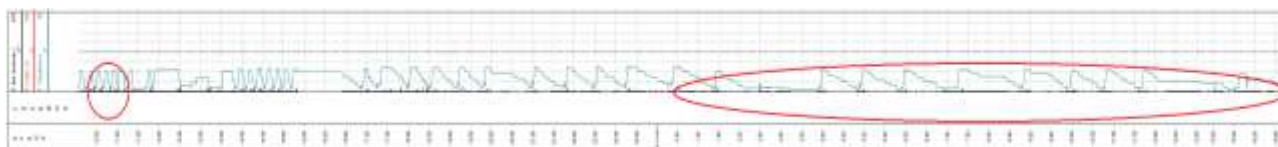


Рисунок 1.47 – Диаграмма электронного индикатора веса при спуске эксплуатационной колонны на скважине № 31ПН Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

10) Спуск эксплуатационной колонны в скважину № 31Д в интервале 410-1120 метров был затруднен посадками и затяжками колонны (6 до 20 тонн). С глубины 1120 метров и до забоя 1357 метров отмечались существенные посадки колонны, а именно 15 - 37 тонн.

1.4 Щелевые фильтры: изготовление и применение

1.4.1 Выбор ширины щели фильтра

Фильтр – это специальное устройство, устанавливаемое в скважину с целью очистки добываемого из пласта флюида от пластового песка и других инородных примесей. Фильтр должен пропускать флюид, при этом иметь минимальные гидравлические сопротивления,

надёжно предохранять скважину от проникновения твёрдой фазы, образования пробок и существенного снижения дебита [28, 29, 42, 53, 98].

Анализ применения противопесочных фильтров, выпускаемых отечественной и зарубежной промышленностью и используемых в нефтепромысловой практике, показывает, что они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- обеспечение заданного уровня эксплуатационных характеристик (производительность и уровень отсекаемого песка по размерам частиц, долговечность);
- достаточная механическая прочность и устойчивость в условиях коррозионной и эрозионной нагрузки;
- возможность проведения механической или химической очистки фильтра (регенерации) без извлечения его из скважины.

Недостатком указанных способов борьбы с выносом песка является то, что при их применении за искусственно созданным барьером могут образовываться пробки из пластового песка, которые уменьшают приток пластовой жидкости в ствол скважины. Кроме того, когда продуктивный пласт представлен песчаником, состоящим из очень мелких зёрен, эти зёрна могут проникнуть через созданный барьер. В результате поровые каналы непрерывно разъедаются, и песок со временем начинает беспрепятственно проникать в ствол скважин. Следовательно, для полной ликвидации выноса песка может потребоваться повторное проведение ремонтных работ.

Наиболее важным конструктивным элементом является правильный выбор ширины щелей по отношению к диаметру частиц выносимого пластового песка. Как правило, выбор размеров отверстий щелевого фильтра связывают с формой и гранулометрическим составом пластового песка, а также с геометрическими условиями залегания пласта [28, 29]. Установлено, что размеры проходных отверстий в основном зависят от двух факторов: фракционного состава песка, контактирующего с фильтром, и формы проходных отверстий (щелей) фильтра. При определении скважности и размеров отверстий должны быть учтены такие факторы как дебит, вязкость нефти, гранулометрический состав пласта, степень его цементированности и т.п., специфика сводообразования и кольматация фильтра. Так, при исследовании пескопроявлений из слабосцементированных и рыхлых пластов с коэффициентом неоднородности более 10 показано, что фильтр должен предотвращать вынос из пласта всех частиц, которые составляют скелет. Можно отметить, что указанные характеристики пласта (степень цементированности, размерные характеристики частиц скелета, его структура и другие факторы) достаточно сложны для определения и требуют ясного физического и методического обоснования.

1.4.2 Изготовление фильтра

Щелевая фильтрующая труба изготавливается при помощи современного лазерного оборудования компании ООО «Страж-лазер», город Москва. Лазерный резак позволяет добиться сверхтонких размеров щелей и гладкой поверхности трубы. Высокая прочность, простая конструкция и превосходный эффект задержания песка позволяют использовать щелевую фильтрующую трубу на приоритетных высокодебитных скважинах.



Рисунок 1.48 – Фильтр с нанесенными отверстиями

Труба данного типа изготавливается с шириной щели от 0,10 до 0,5 мм и от 0,6 до 4 мм. Основными преимуществами щелевой фильтрующей трубы являются структурная жесткость, стойкость к истиранию и коррозии, однородность и высокая прочность.

Основные технические параметры:

1. тип труб: насосно-компрессорные трубы, обсадные трубы;
2. длина: ≤ 15 м;
3. внешний диаметр: 50~500мм;
4. толщина стенок: ≤ 20 мм;
5. ширина щелей: (0,10~4) мм $\pm 0,03$ мм;
6. количество щелей: произвольное;
7. типы: параллельные, перекрещивающиеся, спиральные;
8. расположение щелей: произвольное;

Основные характеристики и особенности щелевых фильтров:

1. легкость установки в скважине;

2. фильтры покрываются антикоррозионным покрытием. Специальный защитный слой обеспечивает устойчивость к коррозии и износу, что естественным образом продлевает срок службы труб;
3. удобные в использовании фильтры подойдут для скважин, содержащих песок с частицами более 0,3 мм;
4. низкая стоимость конструирования;
5. трубы изготавливаются из сплавов следующих материалов: J55, K55, N80, L80, P11, а также любого другого материала, в зависимости от пожелания заказчика.

Щелевая труба подходит для заканчивания вертикальных, горизонтальных, наклонных и многоствольных скважин с группой пластов из сыпучего или грубозернистого песка.

Применение:

1. заканчивание скважины со спуском хвостовика с щелевыми прорезями;
2. заканчивание при необсаженном забое с применением гравийных фильтров;
3. перфорационное заканчивание скважины с применением гравийных фильтров;
4. уплотнение трубных соединений в противопесочном трубном фильтре.

Технология изготовления:

1. определение параметров обрабатываемой трубы и выбор необходимого программного обеспечения;
2. проверка показателей газораспределительного оборудования;
3. резку можно начинать при соответствии всех параметров. До операции резки следует обработать поверхность трубы. Во время резки труба должна охлаждаться. Из трубы следует удалить остатки металлических опилок и окисляющий материал;
4. после резки труба должна быть тщательно проверена. При соответствии установленным требованиям, продукт будет отгружен заказчику после подготовки отчета о готовности к эксплуатации. Отбракованные трубы отправляются на переработку. В отличие от механических металлорежущих станков, лазерный резак способен нарезать щелевые отверстия минимальной ширины. Данный метод позволяет производить щелевые трубы с уровнем дефектности не превышающей 5 %.

1.4.3 Опыт применения щелевых фильтров на Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

При строительстве добывающих и паронагнетательных скважин ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения нашли свое применение щелевые фильтры, изготавливаемые компанией ООО «Страж-лазер».

Как уже упоминалось ранее, важным конструктивным элементом фильтра является правильный выбор ширины щелей. Как правило, выбор ширины щелей связывают с формой и гранулометрическим составом пластового песка, а также с геометрическими условиями залегания коллектора. При определении скважности и размеров отверстий проектировщиками должны быть учтены такие факторы как дебит, вязкость нефти, гранулометрический состав пласта, степень его цементированности и пр.

Согласно результатам исследования образцов, отобранных из нефтенасыщенной части пласта Ярегского месторождения, гранулометрический состав песчаников показал, что до 90 % преобладают фракции размером 0,1-0,25 мм (таблица 1.5).

Таблица 1.5 - Результаты определения литолого-физических свойств песчаников пласта III Ярегского месторождения

Интервалы залегания слоев, м	Средний фракционный состав, %						Минералогическая плотность, г/см ³	Пористость открытая, %	Проницаемость, $n \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Нефтенасыщенность, % от объема пор
	более 0,5 мм	0,5-0,25 мм	0,25-0,1 мм	0,1-0,05 мм	0,05-0,01 мм	менее 0,01 мм				
Нефтенасыщенная часть пласта III										
212,7-213,7	-	1,42	88,90	7,44	1,95	0,28	2,65	28,10	3820	89,34
213,7-215,2	5,97	60,72	31,35	1,20	0,56	0,20	2,66	26,95	17087	83,70
218,5-219,4	0,06	1,94	84,6	11,97	1,20	0,23	2,65	27,14	2863	93,54
219,4-221,4		2,20	72,92	22,78	1,79	0,31	2,66	26,68	2446	85,63
Подшва «переходной» зоны ВНК										
224,0-224,5							2,66	26,50		39,31
Водонасыщенная часть пласта III										
224,5-227,0							2,66	27,87		19,89

Диаметр трубы, мм (D)	177,80
Длина трубы (без муфты), мм (L)	10700,00
Длина не перфорированной части тела трубы, мм (A+T)	1150,00
Длина муфты, мм	300,00
Перфорированная часть трубы, мм (2*B)	9550,00
Размер щелей:	
длина щели, мм	40,000
ширина щели, мм	0,406
Количество отверстий в ряду, шт	26,00
Число рядов, шт	191,00
Число рядов на 1м	20,00
Площадь щели, мм ²	16,24
Площадь отверстий в ряду, мм ²	422,24
Общая площадь отверстий на трубе, мм ²	80647,84
Площадь трубы (перфорированной части), мм ² :	5331688,60
Длина окружности трубы, мм	558,29
Порядок перфорации отверстий на трубах	
Середина трубы(от муфты), мм (F)	5325,00
Место расположения центрального ряда(от муфты), мм	5325,00
Число рядов влево от центрального ряда, шт	95,00
Число рядов вправо от центрального ряда, шт	95,00
С правой стороны от муфты не перфорируется, мм (T)	550,00
Расстояние между рядами, мм(N)	50,00
Перфорация нечетных рядов:	
Центр первой щели - на середине окружности, мм	279,15
Число отверстий в ряду, шт	26,00
Длина щелей, мм	40,00
Расстояние между центрами щелей в ряду, мм (n)	21,47
Перфорация четных рядов:	
Величина смещения центра первого отверстия от середины окружности, мм (m)	10,74
Число отверстий в ряду, шт	26,00
Длина щелей, мм	40,00
Расстояние между центрами отверстий в ряду, мм(p)	21,47
Расстояние между щелями расположенными в четных рядах, мм (Q)	100,00
Расстояние между щелями расположенными в нечетных рядах, мм (K)	100,00
% открытости	1,51

Рисунок 1.49 – Дизайн фильтровой секции эксплуатационной колонны 178 мм для добывающих скважин участка ОПУ-5 Лыаельского месторождения

Диаметр трубы, мм (D)	177,80
Длина трубы (без муфты), мм (L)	10700,00
Длина не перфорированной части тела трубы, мм (A+T)	1200,00
Длина муфты, мм	300,00
Перфорированная часть трубы, мм (2*B)	9500,00
Размер щелей:	
длина щели, мм	40,000
ширина щели, мм	0,406
Количество отверстий в ряду, шт	26,00
Число рядов, шт	133,00
Число рядов на 1м	14,00
Площадь щели, мм ²	16,24
Площадь отверстий в ряду, мм ²	422,24
Общая площадь отверстий на трубе, мм ²	56157,92
Площадь трубы (перфорированной части), мм ² :	5303774,00
Длина окружности трубы, мм	558,29
Порядок перфорации отверстий на трубах	
Середина трубы (от муфты), мм (F)	5350,00
Место расположения центрального ряда (от муфты), мм	5350,00
Число рядов влево от центрального ряда, шт	66,00
Число рядов вправо от центрального ряда, шт	66,00
С правой стороны от муфты не перфорировается, мм (T)	600,00
Расстояние между рядами, мм (N)	71,43
Перфорация нечетных рядов:	
Центр первой щели - на середине окружности, мм	279,15
Число отверстий в ряду, шт	26,00
Длина щелей, мм	40,00
Расстояние между центрами щелей в ряду, мм (n)	21,47
Перфорация четных рядов:	
Величина смещения центра первого отверстия от середины окружности, мм (m)	10,74
Число отверстий в ряду, шт	26,00
Длина щелей, мм	40,00
Расстояние между центрами отверстий в ряду, мм (p)	21,47
Расстояние между щелями расположенными в четных рядах, мм (Q)	142,86
Расстояние между щелями расположенными в нечетных рядах, мм (K)	142,86
% открытости	1,06

Рисунок 1.50 – Дизайн фильтровой секции эксплуатационной колонны 178 мм для паронагнетательных скважин участка ОПУ-5 Лыаельского месторождения

Конструкция фильтров, применяемых при строительстве скважин на ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения, представлена на рисунках 1,49 и 1.50.

Позже, при строительстве горизонтальных скважин на Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения применялись щелевые фильтры с шириной щелей 0,180, 0,350 при длине 40 мм, площадь 7,20 и 14,00 мм² соответственно. Применение отверстий с разной шириной щели при эксплуатации скважин Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения, показало, что наиболее эффективно предупреждение выноса песка обеспечивается фильтрами с шириной щели равной 0,180 мм.

1.5 Цели и задачи исследований. Выводы

В главе произведен анализ теории и практики спуска обсадных колонн в горизонтальные скважины. Авторами работ, выполненных в данном направлении, отмечается, что в первую очередь на спуск обсадной колонны до конечного забоя скважины оказывает влияние качество ствола скважины, а также такие факторы, как технологический (способ бурения), геологический (состав и свойства горных пород) и параметры траектории скважины.

Произведен анализ методик расчета характеристик профиля скважины, обеспечивающих успешный спуск обсадной колонны, а также сил, действующих в скважине при спуске обсадной колонны. Показано, что наиболее универсальной и имеющей широкое практическое внедрение является методика М. М. Александрова, которая принята за базовую в наших исследованиях.

Рассмотрен опыт строительства горизонтальных скважин на опытно-промышленном участке (ОПУ-5) Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения. Характерным для траекторий скважин является незначительная вертикальная глубины 205-210 метров, протяженность горизонтального участка 1000-1050 метров, пространственный профиль, а также высокоинтенсивный набора зенитного угла ($3,69^0/10$ метров). На основании данных сводок станции ГТИ был произведен анализ многочисленных осложнений, возникших при спуске эксплуатационных обсадных колонн, выявлены участки посадок и затяжек, а также глубины, для которых спуск колонны производился принудительно с применением полиспаста.

Также проанализирован опыт крепления горизонтального ствола скважины в песчаном коллекторе щелевыми фильтрами. В технологии изготовления щелевых фильтров с отверстиями шириной 0,1-4 мм используются лазерные установки (завод ООО «Страж-лазер», г. Москва). Максимально допустимая ширина щелевого отверстия определяется размером частиц песчаной фракции, выносимой нефтью.

Учитывая проанализированные теоретические исследования и практический опыт, можно с уверенностью говорить об актуальности проблемы совершенствования конструкции забоя скважины со спуском щелевого фильтра в горизонтальный ствол.

В связи с поставленной целью в диссертации решаются следующие основные задачи:

1. Анализ промыслового опыта спуска обсадных колонн в скважины с большим коэффициентом смещения забоя от вертикали.
2. Обоснование выбора плотности щелевых отверстий фильтра и методика поиска предельной величины коэффициента смещения скважины от вертикали.
3. Обоснование и выбор показателей определяющих успешный спуск обсадной колонны до проектного забоя.
4. Разработка технико-технологических рекомендаций по спуску легкосплавного фильтра в горизонтальную скважину.
5. Расчет плотности щелевых отверстий фильтра на основе математической модели, учитывающей его фильтрационное сопротивление.

2 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПЛОТНОСТИ ЩЕЛЕВЫХ ОТВЕРСТИЙ ФИЛЬТРА И МЕТОДИКА ПОИСКА ПРЕДЕЛЬНОЙ ВЕЛИЧИНЫ КОЭФФИЦИЕНТА СМЕЩЕНИЯ СКВАЖИНЫ ОТ ВЕРТИКАЛИ

2.1 Анализ методик расчета притока флюида к горизонтальному стволу скважин

Современный уровень развития горизонтального бурения позволяет осуществлять строительство скважин с длиной ствола до 14000 метров [108, 114], при этом непосредственно в продуктивном пласте его длина достигает 3000 метров и более, а общее смещение забоя от вертикали составляет 7000-8000 метров, что в 3-7 раз превышает глубину скважины. Важной задачей при проектировании подобных скважин с горизонтальным стволом большой протяженности, является выбор параметров фильтра, позволяющих оптимизировать дебит скважины и предупредить вынос песка из терригенных коллекторов. Выбор рационального типа фильтра и плотности щелевых отверстий должен обеспечить надежную эксплуатацию скважины [17, 56, 63]. При определении скважности, то есть отношения суммарной площади фильтрующих отверстий к общей площади поверхности фильтра, и размеров отверстий должны быть учтены такие факторы как дебит, вязкость нефти, гранулометрический состав пласта, проницаемость, степень его сцементированности и другие факторы.

Среди огромного количества задач, решаемых при проектировании разработки месторождений, наиболее важными являются задачи, связанные с притоком флюида к горизонтальным скважинам. Данные задачи исследователями могут быть решены по разному: приближенными (аналитическими), либо более точными (численными) методами. Имеющиеся в настоящее время приближенные методы вычисления тех или иных параметров, подобных скважин и вскрываемых пластов, достаточно сильно отличаются от реальных промысловых условий по схематизации решаемой задачи, и различным допущениям (значение пластового и забойного давлений, расстояние до контура питания, полнота вскрытия продуктивного пласта) и многим другим факторам [33]. Нами приведен обзор исследований, проведенных отечественными и зарубежными учеными в данной области.

И.А. Чарным в своих исследованиях [92] было получено решение притока несжимаемого флюида к горизонтальному стволу скважины, расположенному асимметрично с расстояниями $R_{к1}$, $R_{к2}$ до контуров питания с давлениями на них соответственно $P_{к1}$, $P_{к2}$. При допущении, что расстояние до границы продуктивного пласта H больше или равно его собственной толщине h , то есть $H \geq h$. Для случая, когда ствол горизонтальный скважины расположен симметрично относительно контура питания, исследователем было получено следующее уравнение:

$$Q = \frac{2\pi k(P_k - P_c)}{\mu \left[\frac{2\pi H}{h} + \ln \frac{h}{2\pi R_c} \right]} \quad (2.1)$$

где k – проницаемость коллектора;

P_k – давление на контуре питания скважины;

P_c – давления на забое скважины;

μ – вязкость нефти;

H – расстояние от скважины до границы продуктивного пласта;

h – толщина продуктивного пласта;

R_c – радиус скважины.

Позднее А.М. Пирвердян в своих исследованиях [73] изучил схожую задачу. Автором рассмотрен случай, когда одна из границ непроницаема, к примеру при $R_k=R_{k1}$, а на второй границе $R_k=R_{k2}$ контурное давление равно P_{k2} . Учитывая указанные условия, приток флюида к горизонтальному стволу скважины можно представить в виде уравнения:

$$Q = \frac{2\pi k(P_k - P_c)}{\mu \left[\frac{2\pi H}{h} + \ln \frac{h}{2\pi R_c} + \frac{1}{2} \ln \frac{2}{1 - \cos \frac{\pi(2a - R_c)}{h}} \right]} \quad (2.2)$$

где a – расстояние от оси ствола скважины до кровли (подошвы) продуктивного пласта (в случае симметричного расположения горизонтального ствола по толщине пласта, то есть $a = h/2$).

В работе В.П. Пилатовского [72] вопрос определения дебита скважины исследован для случая, когда ствол расположен ассиметрично кровле и подошве продуктивного пласта и на контурах питания имеем разные давления, то есть в более общепринятой постановке. Для случая, когда горизонтальный ствол скважины расположен на равноудаленном расстоянии от контуров питания, при допущении, что $P_{k1} = P_{k2} = P_k$ имеем следующее:

$$Q = \frac{k(P_k - P_c)}{\mu \left[\frac{R_k}{2h} \frac{1}{2\pi} \ln \frac{2\pi R_c}{h} \sin \frac{\pi a}{h} \right]} \quad (2.3)$$

В исследованиях проведенных совместно И.А. Чарным и А.М. Пирвердяном [73, 92] раскрыт вопрос касательно притока флюида к горизонтальным стволам скважин бесконечной длины. Если использовать полученные ранее уравнения для вычисления дебита горизонтальных скважин (конечной протяженности), то полученный результат будет достаточно заниженным, причем ошибка, при различных протяженностях стволов скважин и толщинах продуктивного коллектора, не поддается определению. Кроме вышеописанного, формулы целесообразно применять лишь для залежи полосообразной формы.

В работах таких исследователей как З.С. Алиев, В.В. Шермет и В.В.Бондаренко [4, 18, 19] имеется формула для определения дебита горизонтальной скважины вскрывшей полосообразный фрагмент нефтяного однородного пласта от кровли до подошвы. Исходя из данных исследований область фильтрации можно разделить на две зоны, в каждой из которых, вблизи ствола, толщина продуктивного пласта считается функцией радиуса, то есть $h = h(r)$ (рисунок 2.1).

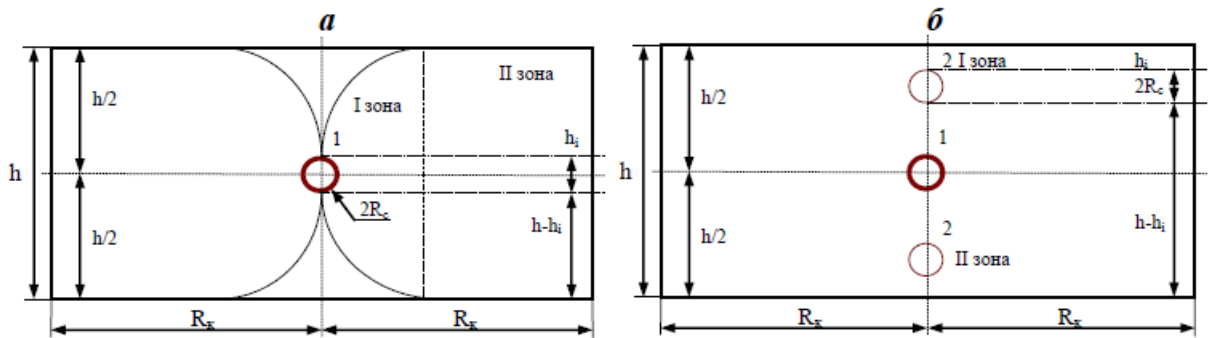


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема положения ствола горизонтальной скважины относительно толщины пласта
(а – симметричное; б – асимметричное)

В вышеуказанных исследованиях предложено уравнение для определения дебита нефти, которое имеет следующий вид:

$$Q = \frac{kL\Delta P}{\mu B} \frac{1}{\left[1 + \frac{2R_c}{h - 2R_c} \ln \frac{2R_c}{h} \right] + \frac{R_x - (h - 2R_c)}{2h}} \quad (2.4)$$

Если рассматривать случай, когда ствол горизонтальной скважины расположен не в центре продуктивного пласта (асимметрично по толщине), то в таком случае дебит рассматриваемой скважины будет вычисляться, исходя из суммы дебитов верхней и нижней зон (рисунок 2.2 (б)), по приведенной формуле:

$$Q = \frac{kL\Delta P}{\mu B} \frac{1}{\frac{2}{h_1} \left[h_1 + R_c \ln \frac{R_c}{h_1 + R_c} \right] + \frac{R_k - h_1}{(h_1 + R_c)} + \frac{2}{h_2} \left[h_2 + R_c \ln \frac{R_c}{h_2 + R_c} \right] + \frac{R_k - h_2}{(h_2 + R_c)}} \quad (2.5)$$

где h – толщина продуктивного коллектора;

$h_i = (h-h_2)-R_c$ – толщина продуктивного коллектора i - ой зоны с учетом вычета радиуса скважины;

B – объемный коэффициент нефти.

Дебит горизонтальной нефтяной скважины для случая анизотропного коллектора определяется исходя из уравнения:

$$Q = \frac{2kL\Delta P}{\mu B} \frac{1}{\left[\frac{1}{\nu h_i} \left(\nu h_i + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + \nu h_i} \right) + \frac{R_k - \nu h_i}{(R_c + \nu h_i)} \right]} \quad (2.6)$$

где ν – параметр анизотропии.

Вышеуказанный параметр анизотропии определяется по следующей формуле:

$$\nu = (k_g / k_r)^{0,5} \quad (2.7)$$

где k_g – коэффициент проницаемости в вертикальном направлении;

k_r – коэффициент проницаемости в горизонтальном направлении.

В исследованиях З.С. Алиева, В.В. Бондаренко [4] экспериментальным способом была проверена вышеуказанная формула, учитывающая влияния параметра анизотропии.

В своих исследованиях другой группой авторов был использован совершенно иной подход к выводу уравнения притока флюида к горизонтальному стволу, а именно: зона фильтрации флюида была разделена на внешнюю и внутреннюю. Во внешней зоне – поток плоский (двухмерный) в плоскости горизонтали. Во внутренней зоне – поток трехмерный к сфероиду, моделирующему горизонтальной ствол скважины. Решение указанных уравнений притока флюида во внешней и внутренней зонах в системе, то есть совместное, использовано В.П. Меркуловым [59, 60, 61], разработчиком одного из первых теоретических исследований стационарной фильтрации к наклонным и горизонтальным скважинам, и для случая притока нефти имеет следующий вид:

$$Q = \frac{2\pi khL(P_{\kappa} - P_c)}{\mu \left\{ h \left[\frac{\pi b}{h} + \ln \frac{h}{2\pi R_c} - \left(\ln \frac{a+b}{2c} + \lambda \right) \right] + \frac{L}{h} \ln \frac{2R_{\kappa}}{(a+b)} \right\}} \quad (2.8)$$

Решение задачи определения притока нефти для случая ствола горизонтальной скважины, удаленного относительно центра зоны дренирования на расстояние « δ », получено так же В.П. Меркуловым в работах [59, 60] и имеет следующий вид:

$$Q = \frac{2\pi khL(P_{\kappa} - P_c)}{\mu \left\{ h \left[\frac{\pi b}{h} + \ln \frac{h}{2\pi R_c} - \left(\ln \frac{a+b}{2c} + \lambda \right) \right] + \frac{L}{h} \ln \frac{2R_{\kappa}}{(a+b)} \left(1 - \frac{\delta^2}{R_{\kappa}^2} \right) \right\}} \quad (2.9)$$

где L – протяженность горизонтального ствола скважины;

$a=0,5L+2h$ – длина большой полуоси эллипса;

$b=(2Lh+4h_2)^{0,5}$ – длина малой полуоси эллипса;

$c=0,5L$ – фокусное расстояние;

R_c – радиус зоны, на которой поток становится радиальным (по отношению к горизонтальному стволу);

$\lambda=f(\alpha, \omega)$, где $\alpha=L/2h$, $\omega=\delta/h$, δ – эксцентриситет ассиметричного расположения оси горизонтального ствола по толщине.

В случае ассиметричного расположения ствола скважины по толщине пласта, при допущении, что контур питания прямолинейный, то для случая притока нефти по аналогии с В.П. Меркуловым, необходимо выполнить следующие действия:

слагаемое $\ln \frac{2R_{\kappa}}{(a+b)}$ заменить выражением $\ln \frac{sh \left[\frac{2\pi R_{\kappa}}{h} \right]}{sh \left[\frac{\pi}{h} \left(\frac{a+b}{2} \right) \right]}$ и окончательно будет иметь

следующий вид:

$$Q = \frac{2\pi khL(P_{\kappa} - P_c)}{\mu \left\{ h \left[\frac{\pi b}{h} + \ln \frac{h}{2\pi R_c} - \left(\ln \frac{a+b}{2c} + \lambda \right) \right] + \frac{L}{h} \ln \frac{sh \left[\frac{2\pi R_{\kappa}}{h} \right]}{sh \left[\frac{\pi}{h} \left(\frac{a+b}{2} \right) \right]} \right\}} \quad (2.10)$$

С целью определения дебита горизонтальной нефтяной скважины, для случая анизотропного пласта круговой формы, В.П. Меркуловым было получено уравнение:

$$Q = \frac{2\pi khL^*(P_\kappa - P_c)}{\mu \left\{ \nu h \left[\frac{\pi b^*}{\nu h} + \ln \frac{\nu h}{2\pi R_c} + \left(\ln \frac{a^* + b^*}{2c^*} + \lambda^* \right) \right] + \frac{L^*}{\nu h} \ln \frac{2R_\kappa}{(a^* + b^*)} \right\}} \quad (2.11)$$

где $a^* = 0,5L + 2\nu h$; $b^* = (2L\nu h + 4h^2)^{0,5}$; $c^* = 0,5L$; $\lambda^* = f(\alpha)$, здесь $\alpha^* = L/2h$, причем для горизонтальных скважин $L^* = L$.

Подход, основанный на разделении потока флюида на зоны в вертикальной и горизонтальных плоскостях, с целью получения уравнения притока к горизонтальному стволу скважины, в работах [109, 110, 111] использован S.D. Joshi. Суть идеи заключается в том, что при течении нефти в вертикальной и горизонтальных плоскостях определяются возникающие фильтрационные сопротивления, затем они суммируются и находится окончательная взаимосвязь дебита нефти и депрессии. В своих работах S.D. Joshi, в случае симметричного расположения горизонтального ствола по толщине, предложил формулу притока нефти к скважине, которая выглядит следующим образом:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left[\ln \left(A + \frac{\sqrt{A^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2R_c} \right]} \quad (2.12)$$

где A – половина большой оси эллипса дренирования, то есть x , рисунок 2.2:

$$A = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_\kappa}{L} \right)^4} \right]^{0,5} \quad (2.13)$$

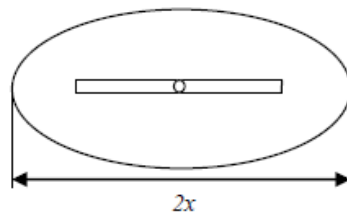


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема положения ствола горизонтальной скважины, дренирующей зону в форме эллипсоида

Формула 2.12 примет следующий вид в случае, если ось горизонтального ствола удалена относительно середины пласта на расстояние « $\lambda\delta$ »,

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left[\ln \left(A + \frac{\sqrt{A - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \frac{(h/2)^2 - \lambda\delta^2}{2R_c} \right]} \quad (2.14)$$

где $\lambda\delta$ – расстояние от центра продуктивного пласта до горизонтального ствола скважины.

Формулу 2.12, учитывающую параметр анизотропии пласта, можно записать в виде:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left[\ln \left(A + \frac{\sqrt{A^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\nu h}{L} \ln \frac{\nu h}{\pi R_c} \right]} \quad (2.15)$$

Результаты расчетов, проделанные по методике S.D. Joshi, хорошо коррелируют с экспериментальными данными и могут служить, в случае численного моделирования работы горизонтальных скважин, эталоном для оценки достоверности формул дебита, связывающих забойное давление и среднее давление в разностном блоке, содержащем горизонтальную скважину.

При допущении, что $L < h$ для определения притока нефти целесообразно применять более точную формулу, полученную исследователями G.I. Renard и J.M. Dupuy [113], имеющую вид:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left[\cos h^{-1}(X) + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi R_c} \right]} \quad (2.16)$$

В случае анизотропии пласта уравнение 2.16 примет следующий вид:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu B \left[\cos h^{-1}(X) + \frac{\nu h}{L} \ln \frac{\nu h}{2\pi R_c} \right]} \quad (2.17)$$

где $X = a/0,5L$; $R_c' = R_c(1+\nu)/2\sqrt{\nu}$

Во всех вышеперечисленных исследованиях дебит горизонтальной скважины определялся исходя из разделения области фильтрации флюида на 2 зоны.

Ю.П. Борисовым в работе [20] рассмотрен приток флюида к стволу горизонтальной скважины, середина которого расположена в центре изотропного пласта круговой формы. Рассматривается установившийся приток к одиночной горизонтальной скважине длиной L радиуса r_c , расположенной в центре однородного изотропного пласта с круговым контуром питания радиуса R_k , давлением на контуре P_k (рисунок 2.3), давлением на забое равным P_c .

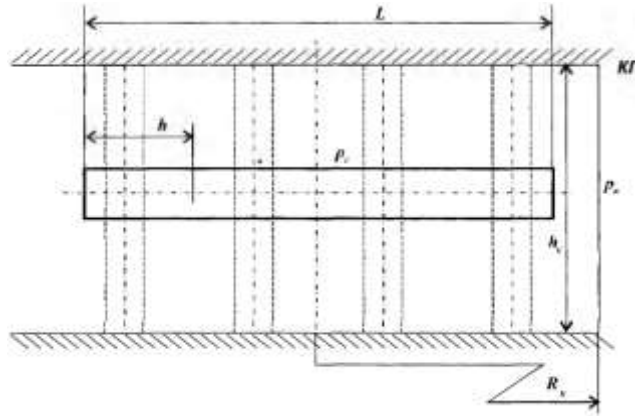


Рисунок 2.3 – Схема горизонтальной скважины с круговым контуром притока флюида

Руководствуясь данным методом полученное полное фильтрационное сопротивление состоит из суммы внешнего сопротивления и сопротивления внутреннего:

1. Внешнее – от контура питания до прямолинейной вертикальной галереи, совпадающей с проекциями горизонтальной скважины на кровлю, либо подошву пласта;
2. Внутреннее – обусловленное тем, что мы имеем в действительности не галерею, а скважину.

Вышеуказанные сопротивления определяются из следующих уравнений:

$$a_{\text{внеш}} = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{4R_k}{L} \quad (2.18)$$

$$b_{\text{внутр}} = \frac{\mu}{2\pi kL} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \quad (2.19)$$

Дебит горизонтальной скважины находится по формуле:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu B \left[\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right]} \quad (2.20)$$

Уравнение 2.20 с учетом параметра анизотропии представим в виде:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu B \left[\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{vh}{L} \ln \frac{vh}{2\pi R_c} \right]} \quad (2.21)$$

Методом, учитывающим фильтрационные сопротивления, исследователями В.Д. Лысенко, Т.В. Козлова [57] выведена формула притока флюида к горизонтальному стволу скважины с допущениями, что рассматривается нефтяной пласт прямоугольной формы и конечных размеров (длина $2L$, ширина 2σ и толщина h). Протяженность горизонтального ствола скважины, проходящая через всю ширину фрагмента 2σ , равна l_z (рисунок 2.4).

В данном случае дебит горизонтальной скважины определяется исходя из уравнения:

$$Q = \frac{kh}{\mu} \frac{(P_k - P_c)}{\frac{L}{4\sigma} + \frac{1}{2\pi} \ln \frac{2\sigma + l_z}{2l_z} + \frac{h}{2\pi l_z} \ln \frac{h}{2\pi R_c}} \quad (2.22)$$

где $L_{фр}$ – длина фрагмента прямоугольной формы;

2σ – ширина фрагмента прямоугольной формы;

l_z – протяженность ствола горизонтальной скважины;

R_c – радиус скважины.

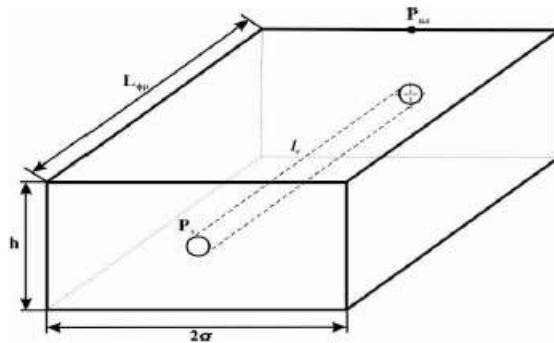


Рисунок 2.4 – Размещение горизонтальной скважины в полосообразном продуктивном пласте конечных размеров

Анализируя приведенные исследования можно сделать вывод, что для более точного определения дебита горизонтальных скважин целесообразно применять численные методы решения.

Как упоминалось ранее, на дебит горизонтальных скважин оказывают влияние следующие факторы: расположение горизонтального ствола скважины (симметричное либо асимметричное) относительно толщины пласта, степень вскрытия пласта, профиль ствола скважины, способ заканчивания горизонтальной скважины, потери давления в горизонтальном участке скважины, фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта и т.д.

Наиболее полный анализ по вышеперечисленным факторам выполнен в работе З.С. Алиева, В.В. Бондаренко [4]. Дополнительными исследованиями по изучению влияния расположения ствола горизонтальной скважины по толщине пласта занимались в своих работах К.С. Басниев и др., [9, 10, 11]. Влияние таких факторов как потери давления в горизонтальном стволе и полнота вскрытия пласта полосообразной формы на дебит горизонтальных скважин было проанализировано в работах З.С. Алиева, К.С. Басниева, В.В. Бондаренко [4, 9, 10, 11]. Позже, как уже приводилось ранее, приведенные выше факторы и их влияние на дебит горизонтальных скважин рассмотрены в исследованиях Б.А. Никитина, К.С. Басниева и др. [64, 65].

2.2 Учет влияния фильтрационного сопротивления щелевого фильтра на дебит горизонтальной скважины

Задачей притока флюида к горизонтальным стволам большой протяженности, а так же подбором фильтров для подобных скважин занимались многие исследователи, среди которых следует отметить работы таких выдающихся ученых, как Dupug J.M. [113], Joshi S.D. [109, 110, 111], Renard G.I. [113], Алиев З.С. [4], Басниев К.С. [9, 10, 11], Бондаренко В.В. [18, 19], Борисов Ю.П. [20], Гаврилко В.М. [28, 29], Лысенко В.Д. [57], Меркулов В.П. [59, 60, 61], Никитин Б.А. [64, 65], Пилатовский В.П. [72], Пирвердян А.М. [73], Пятибрат В.П. [53], Чарный И.А. [92], Черных В.А. [93], Щуров В.И. [98].

Для оптимизации скважности фильтра, другими словами, выборе плотности щелевых отверстий на погонный метр обсадной трубы, нами разработана методика расчета притока флюида к горизонтальному стволу большой протяженности, учитывающая фильтрационные сопротивления на щелевом фильтре.

При разбурировании нефтяных месторождений горизонтальными скважинами большой протяженности и при значительных дебитах, существенным становится влияние перепада давления в стволе скважины. За счет накопленного по всей длине стола флюида, увеличиваются гидравлические потери давления за счет вязкого трения, что может привести к тому, что увеличение длины стола не приведет к увеличению дебита.

Возникает значительная разница в депрессии на пласт в зоне пятки и носка скважины. Данная разница может привести к прорывам подошвенной воды, в случае водоплавающей залежи, или газа при разработке подгазовой зоны (рисунок 2.5).

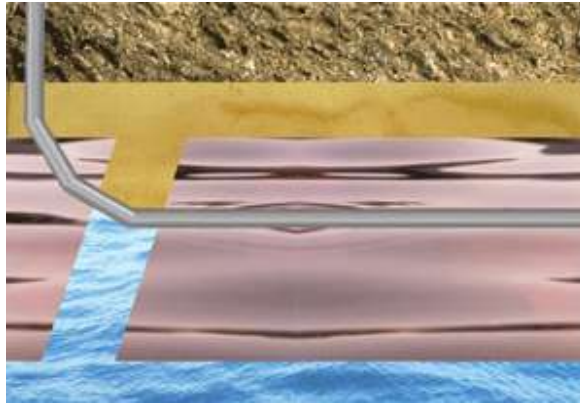


Рисунок 2.5 – Прорыв воды в горизонтальном стволе скважины

Разработка оптимальной плотности нанесения отверстий на погонный метр фильтра-хвостовика должна обеспечить выравнивание профиля притока флюида в горизонтальный участок большой протяжённости. Для оптимизации скважности фильтра, другими словами, выборе оптимального количества щелей на 1 погонный метр обсадной трубы, нами была разработана методика расчета притока флюида к горизонтальному стволу большой протяженности.

Расчет притока флюида производится методом фильтрационных сопротивлений, предложенным Ю. П. Борисовым [20]. В этом методе общее фильтрационное сопротивление добывающей скважины представляется в виде суммы фильтрационных сопротивлений подобластей простой формы. Для случая притока флюида к бесконечно длинной горизонтальной скважине, обсаженной щелевым фильтром, нами получена следующая расчетная схема (рисунок 2.6).

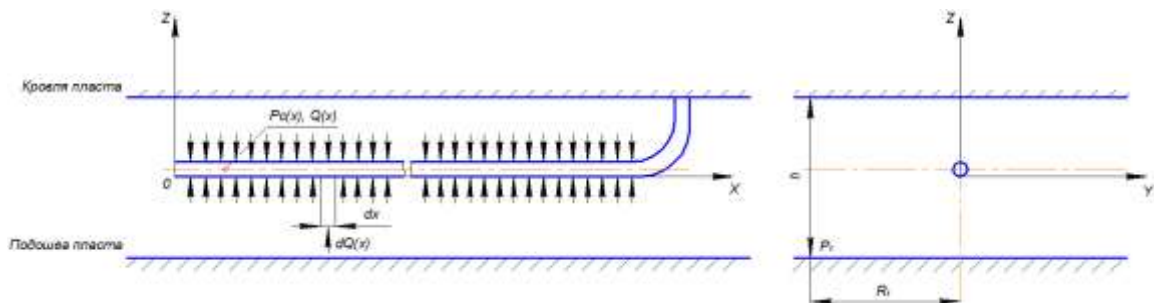


Рисунок 2.6 – Схема притока флюида к скважине обсаженной щелевым фильтром

Область притока флюида разбивается на три подобласти, в каждой из которых определены фильтрационные сопротивления. Первая подобласть – течение

плоскопараллельного потока флюида (приток к галереи) от контура питания до некоторого радиуса; вторая подобласть – область плоскорадиального потока (приток к скважине); третья подобласть – область притока жидкости в щелевой фильтр [50, 51].

Традиционно исследователями рассматривается две подобласти, то есть приток к галерее и скважине. Новизной примененного подхода является выявление третьей подобласти, а именно притока флюида в щелевой фильтр.

Таким образом, для стационарной фильтрации, приток нефти на участке скважины длиной dx скважины определяется по формуле:

$$\frac{dQ(x)}{dx} = \frac{2\pi k \cdot (P_k - P_c(x))}{\mu \cdot \left[\pi \frac{R_k}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_c} + C \right]} \quad (2.23)$$

где r_c (d_c) – внутренний радиус (диаметр) скважины, м;

μ – динамическая вязкость нефти, Па*с;

h – толщина пласта, м;

R_k – радиус контура питания, м;

k – проницаемость пласта, м²;

P_k и $P_c(x)$ – давление на контуре питания и в скважине соответственно, МПа.

Градиент гидравлических потерь при движении флюида по колонне определяем по формуле:

$$\frac{dP_c(x)}{dx} = \frac{\lambda}{d_c} \cdot \frac{\rho Q^2(x)}{2\omega_0^2} \quad (2.24)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений;

ω_0 – площадь сечения колонны, м².

Средняя скорость движения потока в трубе определяется по формуле:

$$v(x) = \frac{4Q(x)}{\pi d_c^2} \quad (2.25)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений в зависимости от режима течения флюида определяется следующим образом:

$$\lambda = \begin{cases} \frac{64}{\text{Re}}; \text{Re} < \text{Re}_{кр} \\ 0,11 \left(\frac{68}{\text{Re}} + \frac{k}{d_c} \right)^{0,25}; \text{Re} > \text{Re}_{кр} \end{cases} \quad (2.26)$$

где k – эффективная шероховатость стенок скважины, мм;

Число Рейнольдса Re определяется известным соотношением:

$$\text{Re} = \frac{v(x)d_c\rho}{\mu} \quad (2.27)$$

Приток флюида к скважине, обсаженной щелевым фильтром будет отличаться тем, что вследствие сгущения линий тока у щелевых отверстий возникает дополнительное фильтрационное сопротивление

$$R_{дон} = \frac{\mu}{2\pi kh} C \quad (2.28)$$

где C – коэффициент, учитывающий дополнительное фильтрационное сопротивление.

Согласно исследованиям В. И. Щурова [98] величина C должна меняться в пределах от нуля до бесконечности. Таким образом, можно представить два крайних случая геометрической характеристики забоя скважины, а именно:

- а) в обсадной колонне нет ни одного отверстия, следовательно, коэффициент C равен бесконечности;
- б) вся поверхность обсадной колонны покрыта отверстиями, данный случай можно привести в аналогию с притоком жидкости к забою скважины с открытым забоем, очевидно, что C в данном случае равно нулю. С увеличением количества отверстий, а так же их диаметра должен уменьшаться коэффициент C .

В. И. Щуровым задача о притоке нефти к перфорированной скважине была решена методом электродинамических аналогий (ЭГДА) [98], результаты исследований представлены на диаграммах рисунка 2.7. Коэффициент C , учитывающий дополнительное фильтрационное сопротивление в призабойной зоне из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия, зависит от размера отверстия $d_{эф}$, числа отверстий на 1 погонный метр N и диаметра скважины.

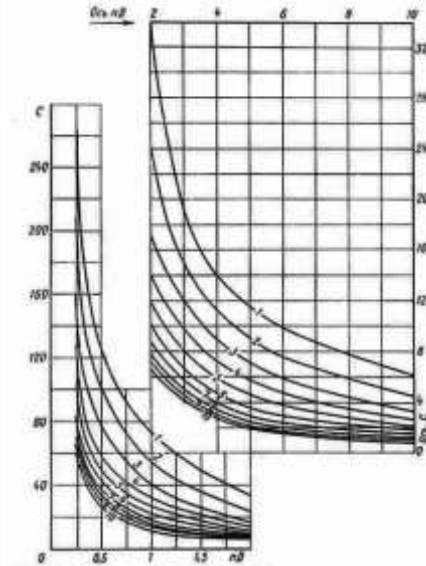


Рисунок 2.7 – Диаграммы В.И. Щурова для нахождения коэффициента C

n – плотность перфорации, м^{-1} ; D – диаметр скважины, м ; d' – диаметр отверстий, м ;
 $\alpha = d' / D$ ($1 - \alpha = 0,02$; $2 - \alpha = 0,04$; $3 - \alpha = 0,06$; $4 - \alpha = 0,08$; $5 - \alpha = 0,1$; $6 - \alpha = 0,12$; $7 - \alpha = 0,14$;
 $8 - \alpha = 0,16$; $9 - \alpha = 0,18$; $10 - \alpha = 0,20$)

Таким образом, задача сводится к решению системы линейных однородных дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dP_C(x)}{dx} = f_1(P_C, Q, x) \\ \frac{dQ(x)}{dx} = f_2(P_C, Q, x) \end{cases} \quad (2.29)$$

со следующими граничными условиями: при $x = L_{2y}$: $Q(L) = 0$; $P_C(L) = P_{CK}$. Полученная система уравнений решается методом Рунге – Кутты четвёртого порядка.

2.3 Применение показателя «коэффициент смещения» для характеристики сложности траектории скважины

Развитие современных технологий и технических средств по строительству скважин с большим отходом от вертикали (БОВ) позволяют осуществлять их строительство со сложными для реализации на практике траекториями, а именно смещением от вертикали в 5-7 раз превышающим глубину самой скважины [117, 118, 119], а также запланированным искривлением траектории по азимуту для входа в продуктивный пласт в заданной точке с

необходимым для вписываемости углом [66, 67, 68].

Поскольку, какой-либо единой классификации сложности траектории скважин с большим отходом от вертикали на настоящий момент не существует, мы, в своих исследованиях, воспользуемся опытом компании К&М Текнолоджи Груп [62]. На рисунке 2.8 изображен принцип распределения сложности скважин с БОВ, названный «Dog nose plot».

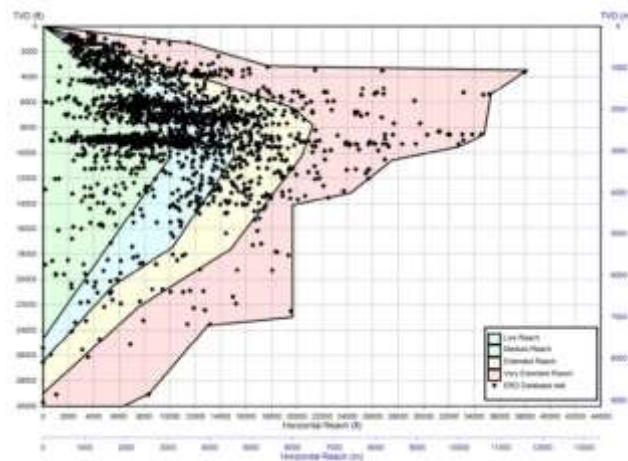


Рисунок 2.8 – Принцип распределения сложности скважин

Данный рисунок можно условно разделить на несколько зон, обозначающих следующее (слева-направо): зона № 1 - малый отход скважин от вертикали, зона № 2 - средний отход, зона № 3 - большой отход, зона № 4 - очень большой. По вертикальной оси отмечена глубина скважины (TVD) в метрах и футах, а по горизонтальной - отход скважины от вертикали (Horizontal Reach), также в метрах и футах. Точками на рисунке обозначены пробуренные, на настоящий момент времени, скважины. Таким образом, имея проектный профиль скважины, а именно глубину и отход от вертикали, на основании имеющихся фактических данных, приведенных на рисунке 2.8, можно предполагать уровень сложности строительства данной скважины.

Так же Компанией широко используется индекс сложности бурения Directional Difficulty Index (DDI), приведенный в формуле 2.30:

$$DDI = \log \left[TD \cdot \left(\frac{AHD}{VD} \right) \cdot TORT \right] \quad (2.30)$$

где TD – проектный забой скважины, м;

AHD – отход по длине, м;

VD – вертикальная глубина, м;

$TORT$ – кривизна скважины, м.

2.4 Научно-методические подходы при поиске предельной длины горизонтального участка

Рассмотрим положение участка бурильной колонны (рисунок 2.9) длиной L_i в криволинейном стволе скважины [1, 2, 3], причем примем, что оси трубы и скважины совпадают. Ось X является касательной к оси трубы в точке O , ось Y направлена по нормали этой оси, ось Z горизонтальная. Углы $\alpha_i; \varphi_i$ и $\alpha_{i+1}; \varphi_{i+1}$ – зенитные и азимутальные углы скважины, соответственно в начале и в конце системы координат; $\alpha_{ср}$ – средний зенитный угол на интервале.

На выделенный элемент бурильной колонны действует растягивающая сила P_i . В направлении вниз по вертикали в плоскости XOY действует сила веса элемента труб (формула 2.31).

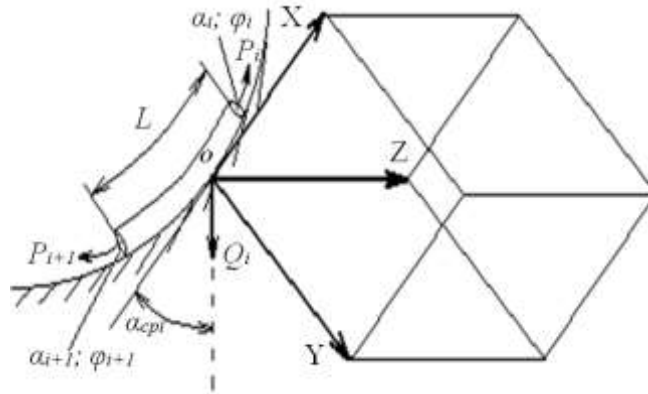


Рисунок 2.9 – Положение участка колонны труб в скважине

$$Q_i = q_i \cdot L_i \quad (2.31)$$

где q_i – вес единицы длины труб в растворе.

На ось OY эта сила дает проекцию:

$$Q_i = q_i \cdot L_i \cdot \sin(\alpha_{срi}) \quad (2.32)$$

Кроме того, колонну труб прижимает (или отжимает) от стенок скважины осевая сила P_i , за счет чего в плоскости XOY по оси OY действует прижимающая сила (формула 2.33), а в плоскости XOZ по оси OZ , сила, приведенная в формуле 2.34.

$$P_{iy} = -P_i \cdot \Delta\alpha_i \quad (2.33)$$

$$P_{iz} = -P_i \cdot \Delta\varphi_i \cdot \sin(\alpha_{cpi}) \quad (2.34)$$

При сжатии P со знаком (-); $\Delta\alpha_i = \alpha_{i+1} - \alpha_i$; $\Delta\varphi_i = \varphi_{i+1} - \varphi_i$, причем углы $\Delta\alpha_i$ и $\Delta\varphi_i$ выражаются в радианах.

Таким образом, имеем следующие силы по осям (рисунок 2.10):

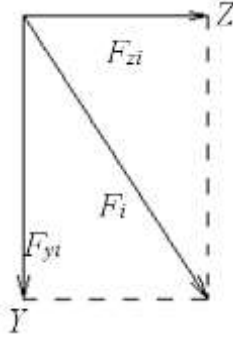


Рисунок 2.10 – Распределение сил по осям координат

На ось OY :

$$F_{yi} = q_i \cdot L_i \cdot \sin(\alpha_{cpi}) - P_i \cdot \Delta\alpha_i \quad (2.35)$$

На ось OZ :

$$F_{zi} = -P_i \cdot \Delta\varphi_i \cdot \sin(\alpha_{cpi}) \quad (2.36)$$

Результирующая прижимающая сила:

$$F_i = \sqrt{(q_i \cdot L_i \cdot \sin(\alpha_{cpi}) - P_i \cdot \Delta\alpha_i)^2 + (P_i \cdot \Delta\varphi_i \cdot \sin(\alpha_{cpi}))^2} \quad (2.37)$$

Сила сопротивления осевому перемещению труб на участке L_i равна:

$$T_i = F_i \cdot f \quad (2.38)$$

где f – коэффициент сопротивления, для которого ориентировочные значения $f = 0,2-0,4$

Произведя суммирование, получим осевое усилие, возникающее в середине i -того участка колонны при СПО и бурении [40, 41, 70, 71]:

$$P_i = -G + \frac{1}{2} \cdot q_i \cdot L_i \cdot \cos(\alpha_{cpi}) + \sum_1^{i-1} q_i \cdot L_i \cdot \cos(\alpha_{cpi}) + k_0 \sum_1^{i-1} T_i \quad (2.39)$$

где G – осевая нагрузка на долото;

k_0 – коэффициент вида операции ($k_0=+1$ – подъем; $k_0=-1$ – спуск, проработка, бурение)

Момент сопротивления вращению труб (рисунок 2.11) за счет их прижатия к стенке скважины определяют зависимостью:

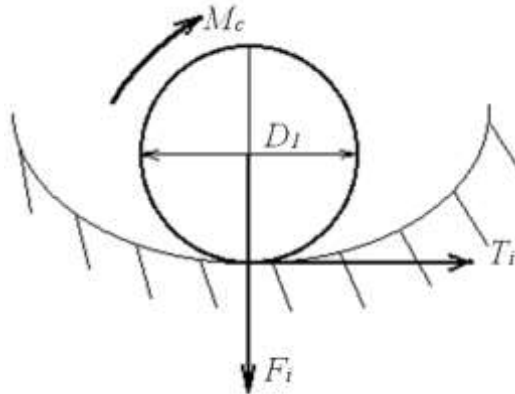


Рисунок 2.11 – Вращение колонны труб в скважине

$$M_{ci} = F_i \cdot f \cdot \frac{1}{2} \cdot D_i = \frac{1}{2} \cdot D_i \cdot T_i \quad (2.40)$$

где D_i – наружный диаметр замков бурильных труб на рассматриваемом участке.

Момент сопротивления вращению на устье скважины:

$$M_{ci} = \sum_1^{i=n} M_{ci} \quad (2.41)$$

где n – число участков.

Опираясь на приведенные выше исследования необходимо отметить, что наибольшие силы прижатия возрастают [89]:

- на участках падения зенитного угла;
- увеличением $\Delta\alpha/L$; $\Delta y/L$; α_{cp} ;
- с увеличением глубины;
- с увеличением веса единицы длины;
- с уменьшением зазора и увеличением жесткости.

2.5 Предельный коэффициент смещения как критерий оценки границ используемой техники и технологии спуска обсадных колонн

В Отечественной практике для оценки характеристики сложности траектории принято использовать коэффициент смещения, равный отношению смещению от вертикали к глубине скважины [101, 102].

$$K_{см} = \frac{A}{H} = \frac{l_{г.у.} + R}{h + R} \quad (2.42)$$

где A – смещение скважины от вертикали, (м);

H – глубина по вертикали, (м);

$l_{г.у.}$ – длина горизонтального участка, (м);

R – радиус кривизны, (м);

h – длина вертикального участка, (м).

Для исследования предельных величин коэффициента смещения нами был выбран формализованный профиль горизонтальной скважины, включающий в себя вертикальный участок, участок набора зенитного угла с постоянным радиусом кривизны и протяженный горизонтальный участок (рисунок 2.12).

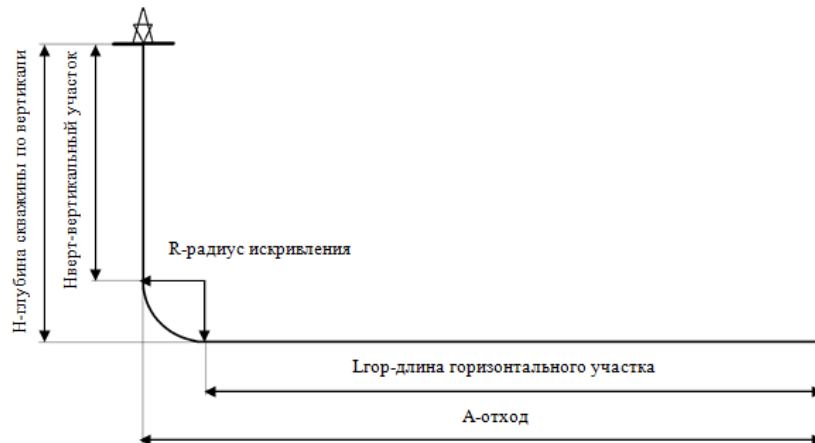


Рисунок 2.12 – Профиль горизонтальной скважины

Алгоритм поиска предельного значения $K_{см}$ заключался в следующем: по методике М.М. Александрова [1, 2, 3] находились зависимости осевого усилия в обсадной колонне от длины скважины (рисунок 2.13). Наличие в колонне растянутой части (кривая ABC рисунок 2.13), свидетельствует о возможности успешного допуска обсадной колонны до проектного забоя скважины под действием собственного веса.

Увеличивая протяженность горизонтального участка добывались того, чтобы на устье скважин осевое усилие равнялось нулю (кривая DE рисунок 2.13), данная операция позволяет найти максимально допустимую длину горизонтального участка, а, как следствие, и предельную величину коэффициента смещения.

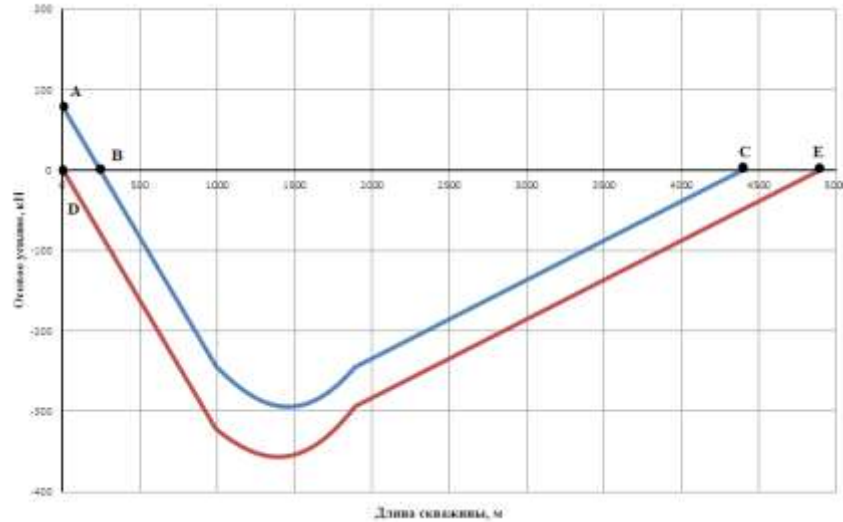


Рисунок 2.13 – Зависимость осевого усилия от длины скважины

2.6 Выводы

В данной главе диссертационной работы произведен анализ имеющихся методик расчета притока флюида к протяженному горизонтальному стволу скважины. На основе выполненного анализа нами была разработана собственная математическая модель притока флюида к горизонтальному стволу большой протяженности, учитывающая фильтрационные сопротивления фильтра. За основу математической модели был принят метод фильтрационных сопротивлений, предложенным Ю.П. Борисовым. Решение полученной системы дифференциальных уравнений численными методами позволяет получить связь дебита скважины со скважностью целевого фильтра. Это обеспечивает выбор рациональной плотности щелевых отверстий на погонный метр обсадной трубы.

Для исследования границы применения используемой техники и технологии спуска обсадной колонны в главе нами введен критерий «предельный коэффициент смещения», который позволяет определить предельно допустимое горизонтальное смещения забоя скважины от вертикали при известной глубине расположения горизонтального участка.

Алгоритм нахождения предельного значения $K_{см}$ заключается в том, что по методике М.М. Александрова находилась зависимость осевого усилия в обсадной колонне от длины колонны. Изменяя длину горизонтального добывались того, чтобы на устье скважины осевое

усилие равнялось нулю, полученное смещение забоя скважины от вертикали является максимально допустимым. Таким образом, предельный коэффициент смещения определяется как отношение смещения забоя скважины от вертикали, для которого осевое усилие на устье равно нулю, к глубине расположения горизонтального участка по вертикали.

3 ОБОСНОВАНИЕ И ВЫБОР ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ УСПЕШНЫЙ СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ДО ПРОЕКТНОГО ЗАБОЯ

3.1 Обоснование и выбор коэффициентов характеризующих сложность траектории скважин

3.1.1 Влияние технологических параметров и профиля скважины на коэффициент смещения

По алгоритму поиска предельного значения коэффициента смещения, изложенному в главе 2 наших исследований, были выполнены расчеты для следующих радиусов кривизны на участке набора зенитного угла: 573 м; 382 м; 286,5 м; 229,2 м и 191 метр. А также в произведенных расчетах использовался ряд типоразмеров обсадных труб нефтяного сортамента: 245x11,1 мм ОТТМ с весом 1 погонного метра 64,3 кг; 178x9,2 мм ОТТМ с весом 1 погонного метра 38,3 кг; 146x8,5 мм ОТТМ с весом 1 погонного метра 29 кг; 127x7,5 мм ОТТМ с весом 1 погонного метра 22,1 кг [79, 80]. Результаты расчетов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Величина коэффициента смещения в зависимости от радиуса искривления для различных диаметров обсадных колонн (при глубине скважины по вертикали 1573 метра)

Радиус искривления, м	Интенсивность искривления, град/м	Длина участка набора зенитного угла, м	Длина вертикального участка, м	Длина скважины, м	Длина горизонтального участка, м	Смещение от вертикали, м	Коэффициент смещения
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Обсадная колонна диаметром 245 мм</i>							
573	0,1	900	1000	4900	3000	3573	2,271
382	0,15	600	1191	4970	3179	3561	2,264
286,5	0,2	450	1286,5	4990	3253,5	3540	2,250
229,2	0,25	360	1343,8	5010	3306,2	3535,4	2,248
191	0,3	300	1382	5020	3338	3529	2,243
<i>Обсадная колонна диаметром 178 мм</i>							
573	0,1	900	1000	4940	3040	3613	2,271
382	0,15	600	1191	4960	3169	3551	2,257
286,5	0,2	450	1286,5	4960,5	3224	3510,5	2,231
229,2	0,25	360	1343,8	4969,8	3266	3495,2	2,222
191	0,3	300	1382	4980	3298	3489	2,218
<i>Обсадная колонна диаметром 146 мм</i>							
573	0,1	900	1000	4910	3010	3583	2,278
382	0,15	600	1191	4930	3139	3521	2,238
286,5	0,2	450	1286,5	4930,5	3194	3480,5	2,212
229,2	0,25	360	1343,8	4939,8	3236	3465,2	2,203
191	0,3	300	1382	4940	3258	3449	2,193

1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Обсадная колонна диаметром 127 мм</i>							
573	0,1	900	1000	4930	3030	3603	2,291
382	0,15	600	1191	4940	3149	3531	2,245
286,5	0,2	450	1286,5	4940,5	3204	3490,5	2,219
229,2	0,25	360	1343,8	4939,8	3236	3465,2	2,203
191	0,3	300	1382	4940	3258	3449	2,193

Анализируя данные таблицы следует отметить, что границы изменения интервала значений $K_{см}$ составили [2,193; 2,297], то есть относительное изменение коэффициента составляет лишь 4-5 %.

Таким образом, из произведенных расчетов следует, что изменение коэффициента смещения слабо зависит от радиуса кривизны скважины, а также массы одного погонного метра обсадной трубы.

В стволе скважины, обсаженном предыдущей обсадной колонной, коэффициент трения ниже, следовательно протяженность возможного горизонтального участка возрастает. Проведены исследования влияния доли обсаженной части ствола к общей длине скважины на предельную величину коэффициента смещения, то есть на максимально допустимую протяженность горизонтального участка. Результаты произведенных расчетов представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Коэффициент смещения в зависимости от глубины спуска предыдущей обсадной колонны

Длина обсаженной части, м	Длина скважины, м	Длина горизонтального участка, м	Смещение от вертикали, м	Отношение обсаженной части к длине скважины	Коэффициент смещения
1	2	3	4	5	6
983	4913	3013	3586	0,20	2,27
1276	5102	3202	3775	0,25	2,40
1672	5574	3674	4247	0,30	2,70
2226	6361	4461	5034	0,35	3,20
2978	7446	5546	6119	0,40	3,89
3974	8830	6930	7503	0,45	4,77
5257	10513	8613	9186	0,50	5,84
6872	12495	10595	11168	0,55	7,10

Необходимо отметить, что исходя из произведенных расчетов коэффициент смещения при наличии предыдущей спущенной обсадной колонны изменяется кратно. Увеличение доли

обсаженной части ствола скважины от 20 до 55 % приводит к более чем трехкратному увеличению коэффициента смещения.

На рисунке 3.1 приведен график зависимости коэффициента смещения от отношения длины обсаженной части ствола скважины ко всей длине скважины.

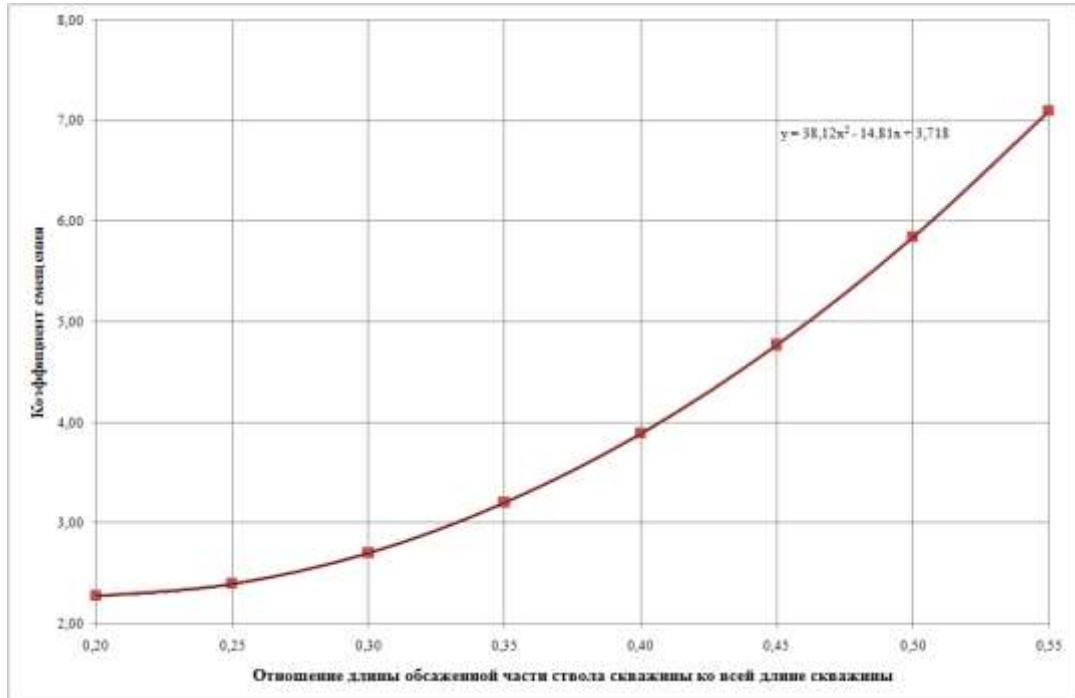


Рисунок 3.1 – Зависимость коэффициента смещения от отношения длины обсаженной части ствола скважины ко всей длине скважины (для ОТТМ 245*11,1 мм с весом 1 пог. м. 64,3 кг)

Доля обсаженной части от общей длины по стволу на примере добывающих и паронагнетательных скважин Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения составляет 0,25-0,3, то есть максимально допустимая протяженность горизонтального участка, по полученным закономерностям, может составлять порядка 500-600 метров. Таким образом, при длине горизонтального участка 1000 метров и более, как это предусматривалось проектной документацией, проблемы при спуске обсадных колонны на данном месторождении были неизбежны [94].

Проанализировав проведенные в данной части главы исследования можно выявить следующие закономерности:

1. Изменение таких параметров, как радиус искривления ствола скважины (от 573 до 191 метра) и масса одного погонного метра обсадной трубы (от 22,1 кг/м до 64,3 кг/м) не приводят к существенному изменению коэффициента смещения, относительная ошибка составляет 4-5 %.
2. Увеличение доли обсаженной части ствола скважины с 20 до 55 % позволяет существенно увеличить максимально допустимую протяженность горизонтального участка, то есть более чем в 3 раза.

Таким образом, по скважинам Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения спуск промежуточной колонны необходимо предусмотреть в кровлю продуктивного пласта, а рекомендуемая максимально допустимая длина горизонтального участка должна составляет порядка 500-600 метров.

3.1.2 Перспективы применения метода спуска обсадных колонн с облегченным нижним участком

Выполненные исследования показали, что изменение таких параметров, как радиус искривления ствола скважины (от 191 до 573 метра) и массы одного погонного метра обсадной трубы (от 22,1 кг/м до 64,3 кг/м) при величине коэффициента трения $K_{тр} = 0,3$ не приводят к существенному увеличению коэффициента смещения. Границы изменения интервала значений $K_{см}$ составили [2,27; 2,30], относительное изменение коэффициента составляет 4-5 %.

Дальнейшее увеличение коэффициента смещения может быть получено за счет использования буровых растворов на углеводородной основе, специальных смазочных агентов, а так же различных центраторов [90, 91], что позволяет значительно снизить коэффициент трения, вплоть до 50 % [12, 107].

Исследования были продолжены в предположении, что коэффициент трения $K_{тр} = 0,2$. Расчеты выполнялись для обсадных труб ОТТМ диаметром 178 мм с толщиной стенки 9,2 мм и весом 1 погонного метра 38,3 кг. Результаты исследований представлены в таблице 3.3. Таким образом, было получено второе предельные значение коэффициента смещения 3,84.

Дальнейшее увеличение коэффициента смещения может быть достигнуто за счет облегчения нижней части колонны [97]. Рассмотрена комбинированная обсадная колонна, состоящая из стальных труб и легкосплавных обсадных труб (ЛОТ) из алюминия. Более тяжелые стальные трубы, расположенные в вертикальном и участке набора зенитного угла, создают усилие способное толкать легкосплавные алюминиевые трубы, расположенные в горизонтальном участке ствола скважины.

Расчеты были произведены для стальных труб ОТТМ 178*9,2 мм с весом погонного метра 38,3 кг и для легкосплавных обсадных труб ОТТГ 178*14 мм с весом погонного метра 20,2 кг, положительный опыт спуска которых имел место на эксплуатационной скважине № 29 Баяндыского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». В предположении, что коэффициент трения $K_{тр} = 0,3$ нами было получено предельное значение коэффициента смещения 5,36 (таблица 3.3). Использование комбинированной обсадной колонны в сочетании со снижением коэффициента трения до 0,2 позволяет добиться увеличения предельного значения коэффициента смещения до 9,45 (таблица 3.3).

Таблица 3.3 - Результаты расчета предельных величин коэффициента смещения

Предельная длина скважины, м	Коэффициент трения	Предельная длина горизонтального участка, м	Предельный отход, м	Глубина по вертикали, м	Предельный коэффициент смещения
<i>Обсадная колонна ОТТМ 178*9,2 мм</i>					
4900	0,30	3000	3573	1573	2,27
7370	0,20	5470	6043	1573	3,84
<i>Комбинированная обсадная колонна (ЛОТ ОТТГ 178*14 мм + ОТТМ 178*9,2 мм)</i>					
9760	0,30	7860	8433	1573	5,36
16200	0,20	14300	14873	1573	9,45

Полученные результаты иллюстрируются графиком зависимости осевого усилия от длины скважины, представленным на рисунке 3.2.

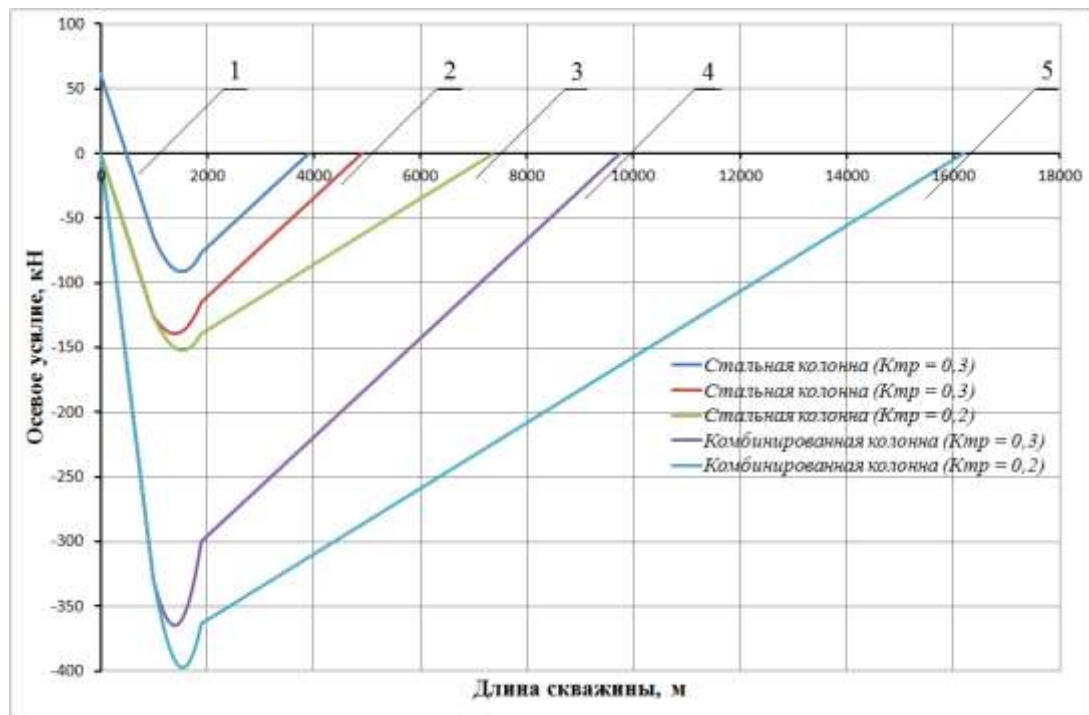


Рисунок 3.2 - Результаты расчета осевого усилия

Таким образом, нами получены следующие интервалы изменения предельных значений коэффициента смещения:

1. $K_{см} \leq 2,27$ - спуск обсадной колонны под действием собственного веса (принят $K_{тр} = 0,3$);
2. $2,27 \leq K_{см} \leq 3,84$ - применение современных смазочных агентов, а также роликовых центраторов с целью снижения сил трения (принят $K_{тр} = 0,2$);
3. $3,84 \leq K_{см} \leq 5,36$ - облегчение нижней части обсадной колонны, использование комбинированной колонны (принят $K_{тр} = 0,3$);

4. $5,36 \leq K_{cm} \leq 9,45$ - комплекс мероприятий по снижению коэффициента трения (смазочные агенты, роликовые центраторы), а так же использование комбинированной обсадной колонны (принят $K_{тр} = 0,2$).

3.1.3 Влияние пространственного искривления скважины на спуск колонны.

Коэффициент «извилистости»

Траектория скважины в общем случае представляет собой сложную пространственную кривую, для характеристики искривления которой Г. Вудсом и А. Лубинским [27] вводится понятие «пространственный угол». Пространственный угол - это угол между двумя касательными, проведенными к оси ствола в точках замеров, лежащих в плоскости искривления скважины. В этом случае принято допущение, что ось ствола скважины на участке между двумя замерами представляет собой плоскую кривую, а само искривление - бесконечно малое число плоских кривых, повернутых относительно друг друга.

Пространственный угол определяется следующим соотношением:

$$\cos \beta_i = \cos \alpha_{i-1} \cdot \cos \alpha_i + \sin \alpha_{i-1} \cdot \sin \alpha_i \cdot \cos(\varphi_i - \varphi_{i-1}) \quad (3.1)$$

На наш взгляд, важное значение также имеет «извилистость» скважины, то есть степень изменения зенитного и азимутального углов по стволу скважины. В качестве обобщенного параметра нами введен коэффициент пространственной извилистости, который определяется следующей формулой:

$$K_{\text{простр.изв.}} = \frac{\sum \frac{|\beta_i - \beta_{i-1}|}{\beta_{cp}}}{n} \quad (3.2)$$

В формулах (3.1) и (3.2): α и φ – зенитный угол и азимут скважины соответственно, индексы i и $i-1$ относятся к углам в двух соседних точках траектории, β_{cp} – средний пространственный угол на участке.

Исходя из данных инклинометрии при бурении, нами были рассчитаны фактические пространственные углы по профилю каждой скважины Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения (ОПУ-5) и произведены расчеты коэффициента извилистости по формуле 3.2. Результаты расчетов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет коэффициента извилистости по горизонтальным скважинам ОПУ-5
Льяельской площади Ярегского нефтяного месторождения

Длина скважины, м	Зенитный угол, град	Азимутальный угол, град	Пространственный угол, град	Коэффициент извилистости
1	2	3	4	5
<i>Скважина № 27ПН (Максимальное изменение азимута ≈53°)</i>				
0	0	0	0	0
100,000	20,370	263,260	4,767	0,475
203,630	56,430	254,540	3,940	0,038
306,840	79,870	217,320	3,985	0,012
409,900	92,330	203,160	1,330	0,418
501,270	91,970	201,010	0,582	0,089
605,070	91,850	203,000	0,100	1,070
702,570	92,740	203,000	0,550	0,500
805,710	91,920	202,360	0,544	0,444
903,230	93,360	200,980	1,244	0,959
1006,040	92,140	202,130	0,344	0,208
1100,610	92,310	203,480	0,637	0,494
1145,890	91,270	204,400	0,440	0,599
Среднее значение коэффициента пространственной извилистости по скважине				0,616
<i>Скважина № 28ПН (Максимальное изменение азимута ≈59°)</i>				
0	0	0	0	0
100,970	19,660	252,190	3,306	0,187
203,810	52,860	216,530	4,648	0,177
308,000	88,000	203,000	3,804	0,335
400,780	91,480	202,180	0,546	0,865
500,850	91,510	200,730	0,510	0,366
608,290	91,580	201,330	0,516	1,243
707,840	91,800	201,910	0,221	1,189
800,900	92,670	203,170	0,242	0,240
901,870	91,600	202,920	0,541	0,778
1004,830	91,610	201,960	0,846	1,041
1104,800	92,510	202,970	0,793	0,282
Среднее значение коэффициента пространственной извилистости по скважине				0,565
<i>Скважина № 29ПН (Максимальное изменение азимута ≈2°)</i>				
0	0	0	0	0
108,730	21,590	202,310	3,217	0,123
202,380	54,460	204,580	2,682	0,188
309,820	89,500	203,550	2,163	0,590
405,870	91,690	201,660	0,702	0,450
508,160	91,730	199,830	0,398	0,360
605,700	90,790	201,080	0,212	0,929
708,560	90,410	200,660	0,396	0,656
808,310	90,690	203,160	0,282	0,136
911,090	93,730	201,710	0,857	0,479
1002,390	92,320	203,020	0,273	0,139
1105,680	91,550	202,640	0,412	0,443
Среднее значение коэффициента пространственной извилистости по скважине				0,497
<i>Скважина № 30ПН (Максимальное изменение азимута ≈28°)</i>				
107,530	22,800	187,430	3,240	0,148
201,480	54,530	180,540	3,202	0,000
304,500	82,700	188,920	3,259	0,031
406,050	89,400	203,520	1,838	0,040
506,690	92,580	204,620	0,081	0,000
606,920	91,320	202,780	0,439	0,580
707,860	92,230	201,980	0,509	0,316

1	2	3	4	5
808,910	92,130	200,880	0,690	0,766
901,090	91,430	201,820	0,333	0,486
1004,510	91,560	201,130	0,222	0,007
1168,000	91,640	207,000	0,486	0,582
Среднее значение коэффициента пространственной извилистости по скважине				0,520
<i>Скважина № 31ПН (Максимальное изменение азимута ≈40°)</i>				
0	0	0	0	0
107,460	22,730	159,590	3,775	0,023
200,940	56,020	157,970	4,422	0,245
304,620	85,130	177,070	3,645	0,156
401,950	90,970	200,750	1,369	1,106
505,330	90,810	202,520	0,532	0,918
600,390	90,310	196,400	0,832	0,333
700,490	90,500	199,560	1,060	0,066
801,060	92,280	202,040	0,100	1,693
911,870	92,380	203,280	1,243	0,492
1005,180	92,610	202,270	0,718	0,425
1107,530	91,480	202,580	1,803	1,513
1163,870	91,920	199,500	1,430	0,287
Среднее значение коэффициента пространственной извилистости по скважине				0,606
<i>Скважина № 27Д (Максимальное изменение азимута ≈40°)</i>				
0	0	0	0	0
100,780	19,900	326,460	3,695	0,041
204,040	66,920	333,290	3,130	0,403
307,090	85,830	3,170	3,687	0,094
408,990	89,810	22,860	1,861	0,310
500,030	90,250	26,170	1,280	0,480
609,440	89,260	22,140	0,314	1,027
709,980	88,580	22,610	0,739	0,186
802,390	89,880	24,110	2,740	0,887
908,480	88,890	22,950	1,055	0,023
1008,790	88,890	23,640	1,932	0,239
1107,850	87,780	22,860	0,248	1,320
1201,250	88,520	20,490	1,149	1,415
1302,860	88,270	21,340	0,276	1,332
1417,460	87,590	22,650	2,100	0,074
Среднее значение коэффициента пространственной извилистости по скважине				0,561
<i>Скважина № 28Д (Максимальное изменение азимута ≈50°)</i>				
0	0	0	0	0
101,060	21,070	343,460	3,947	0,044
204,070	61,430	2,130	1,313	0,913
303,570	82,460	17,350	1,906	0,671
403,260	90,370	22,070	0,998	0,546
504,310	89,110	25,080	2,279	1,038
605,980	90,000	21,430	1,343	0,878
706,390	89,880	22,450	0,090	1,527
809,270	89,540	22,850	2,558	0,453
901,320	88,640	21,810	1,409	0,969
1002,070	88,640	21,780	0,358	1,367
1103,580	88,210	21,110	1,262	0,098
1207,150	89,880	22,730	1,410	0,865
1310,090	89,630	20,820	1,463	0,445
1342,410	90,120	20,750	0,536	0,043
Среднее значение коэффициента пространственной извилистости по скважине				0,568

1	2	3	4	5
<i>Скважина № 29Д (Максимальное изменение азимута ≈40°)</i>				
0	0	0	0	0
102,800	21,980	25,710	2,141	0,126
200,650	62,320	23,890	4,694	0,114
300,300	87,130	21,960	1,781	0,931
403,670	89,410	22,050	0,752	1,297
506,890	88,710	21,500	0,675	1,192
610,150	87,720	24,340	2,723	0,277
701,150	86,300	21,860	0,264	0,714
807,660	91,050	23,240	0,295	1,298
903,780	89,140	21,960	1,392	1,885
1001,980	90,250	21,030	0,698	0,248
1108,380	88,270	19,460	0,335	0,416
1208,530	89,570	23,050	1,173	0,301
1273,370	89,570	24,020	0,512	0,625
Среднее значение коэффициента пространственной извилистости по скважине				0,694
<i>Скважина № 30Д (Максимальное изменение азимута ≈27°)</i>				
0	0	0	0	0
100,700	13,950	39,880	3,980	0,089
203,400	65,360	37,010	4,192	0,535
304,500	84,730	26,110	0,237	1,498
407,300	89,720	30,100	0,376	0,093
500,900	89,260	26,360	0,525	1,094
606,900	88,980	22,700	0,584	1,245
700,500	88,020	22,480	0,681	0,454
808,700	88,300	21,390	0,124	1,103
903,900	86,920	21,890	0,206	1,239
1006,600	89,140	21,790	0,604	0,659
1070,000	88,150	21,520	3,190	0,793
1207,300	89,570	21,190	0,534	0,196
1301,100	88,580	21,110	0,972	0,060
1396,700	88,200	22,970	0,190	1,148
Среднее значение коэффициента пространственной извилистости по скважине				0,609
<i>Скважина № 31Д (Максимальное изменение азимута ≈62°)</i>				
0	0	0	0	0
101,600	21,420	83,290	3,700	0,715
204,590	65,290	65,630	4,422	0,033
312,090	84,290	39,090	0,385	1,691
404,220	89,350	20,390	0,511	0,444
507,160	88,210	18,580	0,316	1,179
609,190	89,320	21,820	0,636	0,029
706,450	88,400	22,770	0,439	0,971
806,900	88,060	22,070	0,382	0,467
908,420	87,350	22,370	0,400	1,233
1004,230	88,770	22,320	0,746	1,090
1105,940	87,810	21,930	1,113	0,945
1209,760	88,520	21,550	0,898	0,426
1303,350	87,940	21,930	0,954	0,019
1406,220	90,250	20,860	0,894	0,619
1415,990	90,890	21,040	0,665	0,294
Среднее значение коэффициента пространственной извилистости по скважине				0,562

Проанализировав результаты расчетов, представленных в таблице 3.4 следует отметить, что коэффициент извилистости, как правило, меньше в тех скважинах, где фактическое

изменение азимутального угла меньше. Так по скважине № 29ПН коэффициент пространственной извилистости минимален, поскольку изменение азимута в данной скважине практически отсутствует (равно примерно 2°). Данная взаимосвязь, а именно, прямая зависимость коэффициента извилистости и азимута, прослеживается в восьми из десяти рассмотренных скважинах.

3.1.4 Исследование корреляции между прижимающей силой, пространственным искривлением скважины и осложнениями при спуске обсадной колонны

Руководствуясь фактическими данными инклинометрии по каждой скважине ОПУ-5 Лыаельской площади по методике М.М. Александрова [1, 2, 3] была рассчитана прижимающая сила, действующая на стенку скважины, во время спуска эксплуатационной обсадной колонны. На рисунках 3.3-3.12 изображены графики зависимости силы прижатия и пространственного угла (проектного и фактического) от длины скважины.

Выполнен анализ возможной корреляционной зависимости между прижимающей силой и пространственным углом, вычисленным по фактическим данным, результаты расчетов по каждой скважине Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения приведены в таблице 3.5.

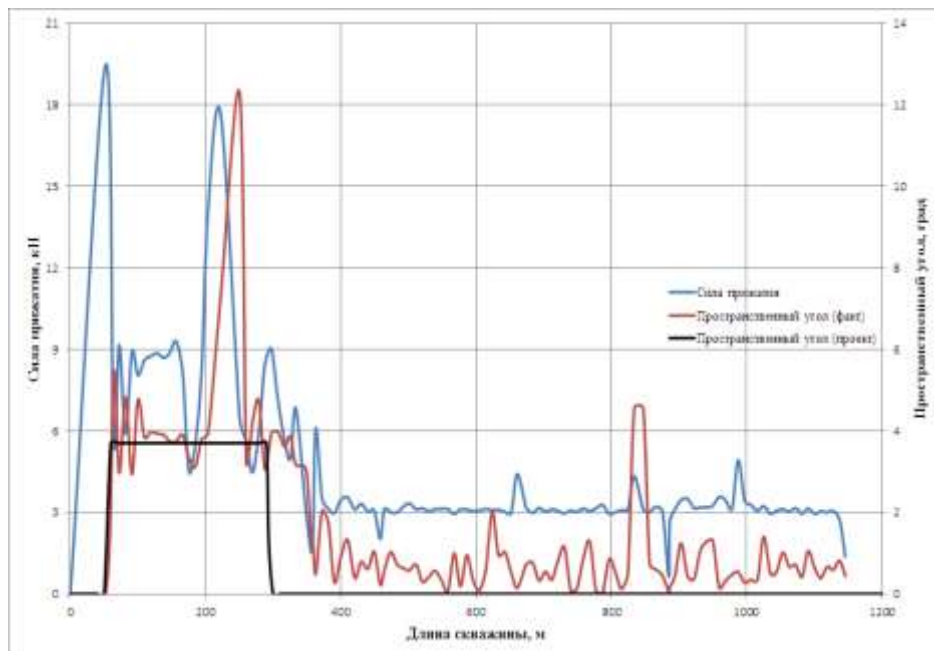


Рисунок 3.3 – Изменение силы прижатия и пространственного угла по длине скважины № 27ПН Лыаельской площади Ярегского месторождения; Коэффициент корреляции 0,571;

При спуске эксплуатационной обсадной колонны на глубине 638 метров наблюдались незначительные посадки и затяжки (3-5 тонн), с глубины 870 метров существенные посадки (от 8 до 25 тонн)

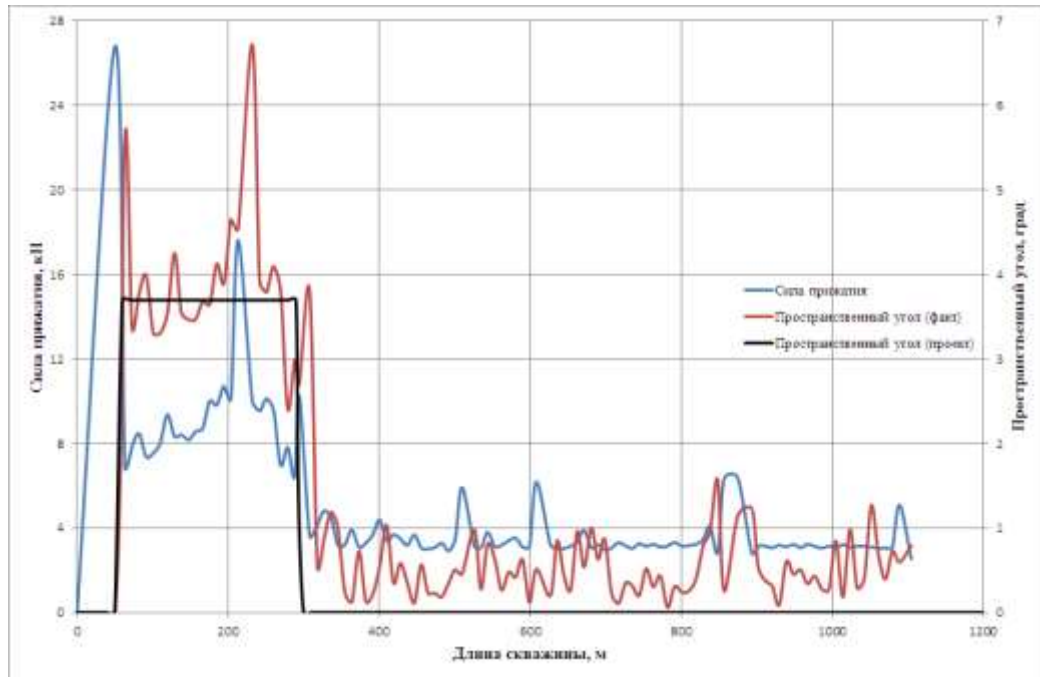


Рисунок 3.4 – Изменение силы прижатия и пространственного угла по длине скважины № 28ПН Лыаельской площади Ярегского месторождения; Коэффициент корреляции 0,616; При спуске эксплуатационной обсадной колонны с глубины 640 метров наблюдались посадки и затяжки (от 8 до 25 тонн), с глубины 1080 метров спуск колонны с полиспасом

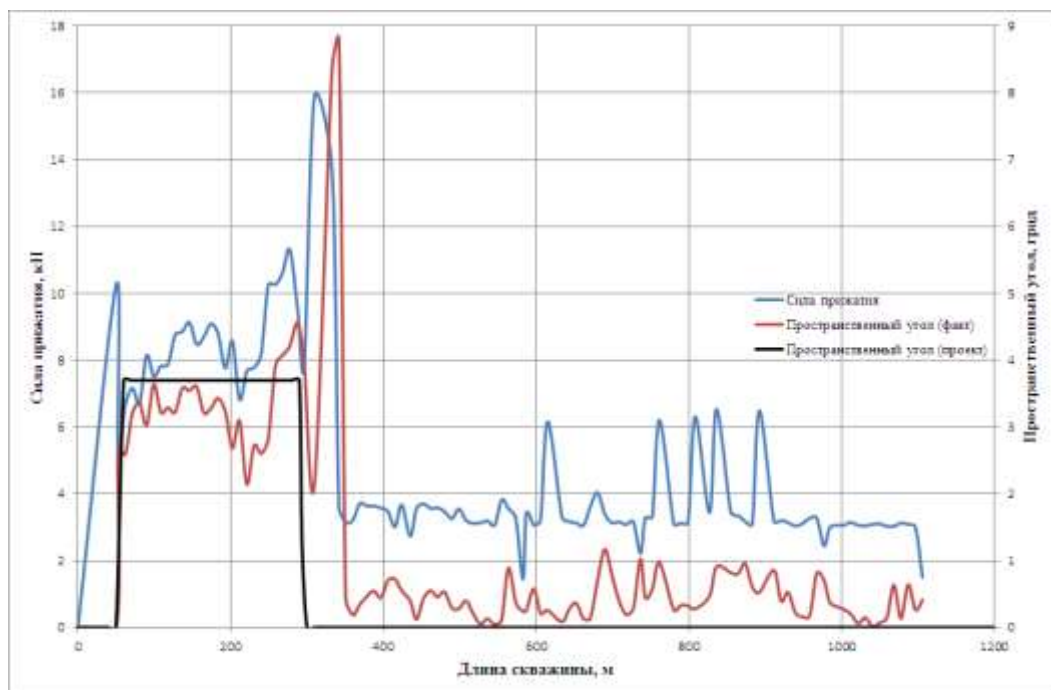


Рисунок 3.5 – Изменение силы прижатия и пространственного угла по длине скважины № 29ПН Лыаельской площади Ярегского месторождения; Коэффициент корреляции 0,729; При спуске эксплуатационной обсадной колонны с глубины 600 метров наблюдались посадки и затяжки (от 8 до 20 тонн), с глубины 914 метров спуск колонны с полиспасом

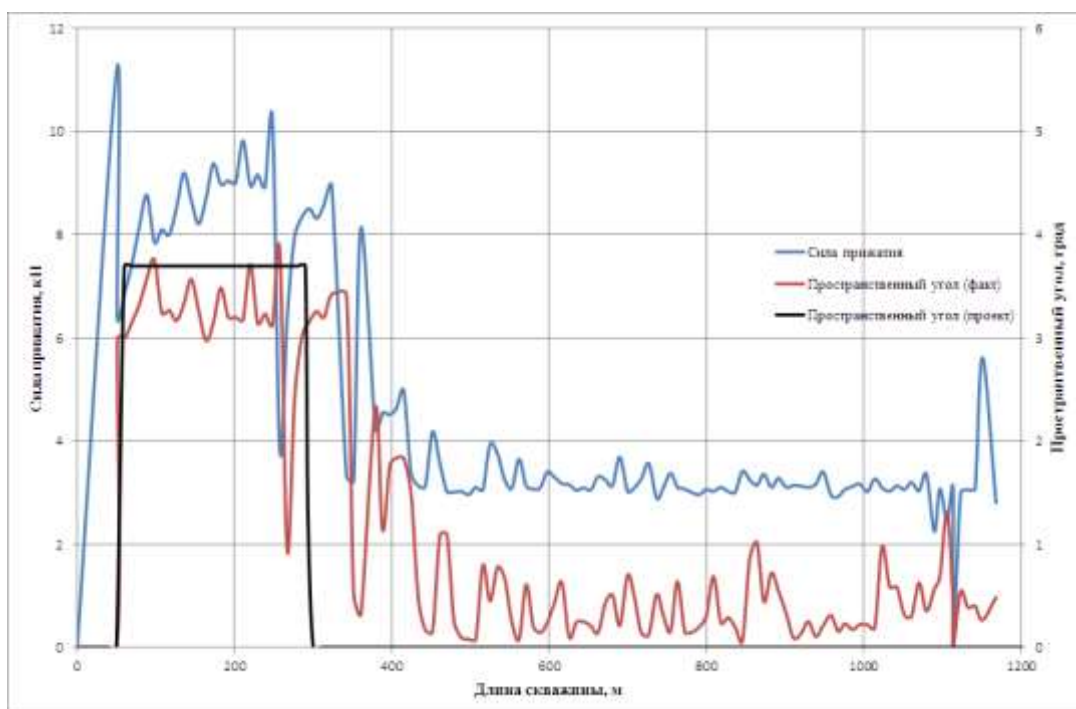


Рисунок 3.6 – Изменение силы прижатия и пространственного угла по длине скважины № 30ПН Лыаельской площади Ярегского месторождения; Коэффициент корреляции 0,822; При спуске эксплуатационной обсадной колонны с глубины 370 метров наблюдались посадки и затяжки (от 6 до 15 тонн), с глубины 809 метров спуск колонны с полиспасом

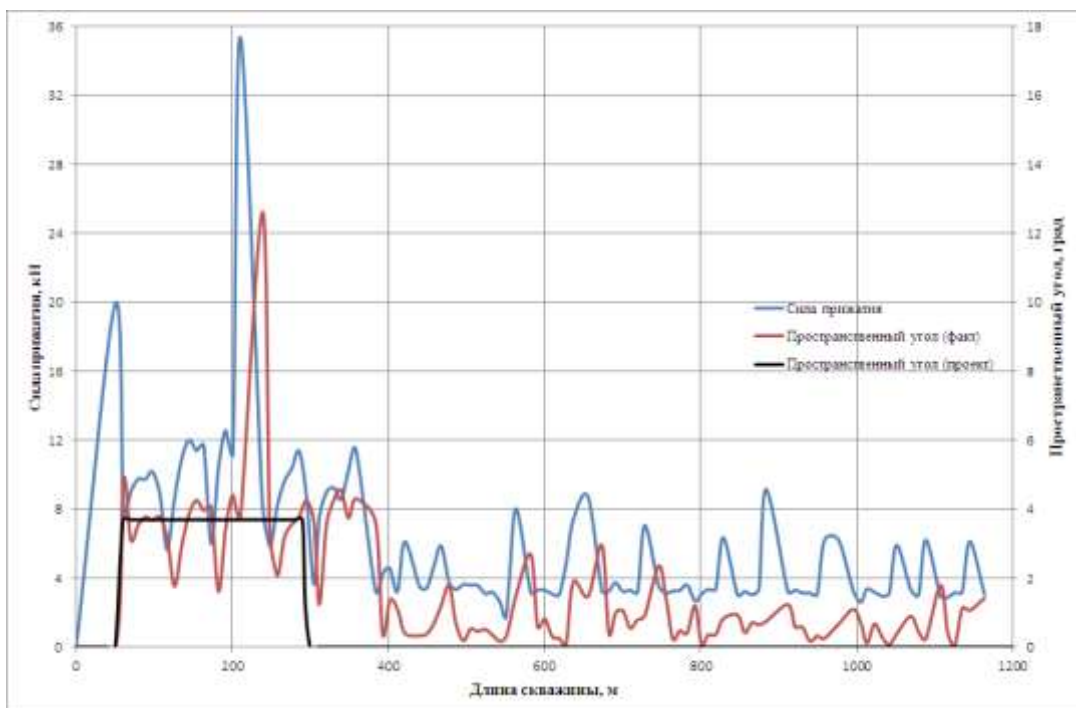


Рисунок 3.7 – Изменение силы прижатия и пространственного угла по длине скважины № 31ПН Лыаельской площади Ярегского месторождения; Коэффициент корреляции 0,481; При спуске эксплуатационной обсадной колонны с глубины 935 метров наблюдались посадки и затяжки (от 6 до 15 тонн), с глубины 1060 метров спуск колонны с полиспасом

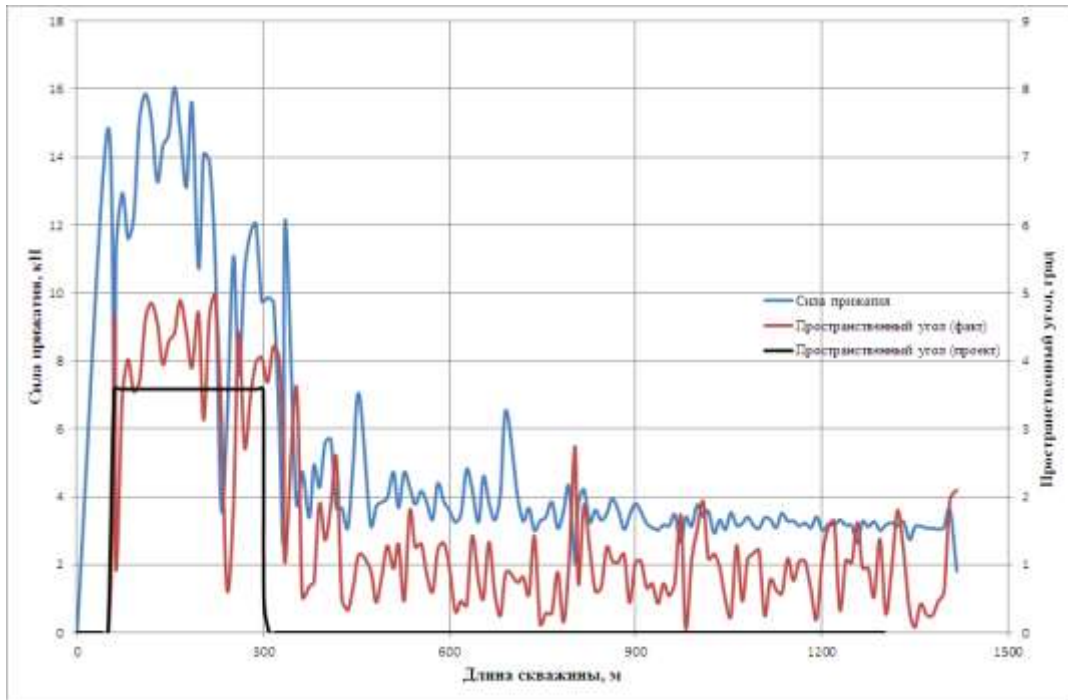


Рисунок 3.8 – Изменение силы прижатия и пространственного угла по длине скважины № 27Д Лыаельской площади Ярегского месторождения; Коэффициент корреляции 0,738; При спуске эксплуатационной обсадной колонны с глубины 890 метров наблюдались посадки и затяжки (от 8 до 35 тонн)

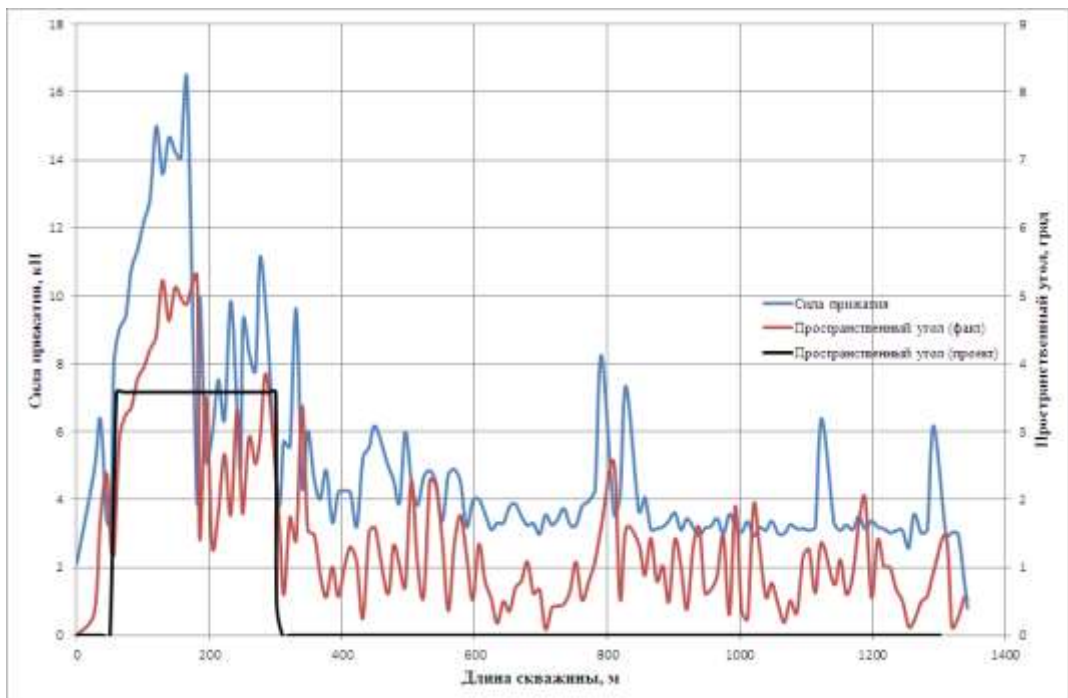


Рисунок 3.9 – Изменение силы прижатия и пространственного угла по длине скважины № 28Д Лыаельской площади Ярегского месторождения; Коэффициент корреляции 0,780; При спуске эксплуатационной обсадной колонны с глубины 760 метров наблюдались посадки и затяжки (от 4 до 12 тонн), с глубины 1130 метров посадки по нарастающей от 4 до 23 тонн

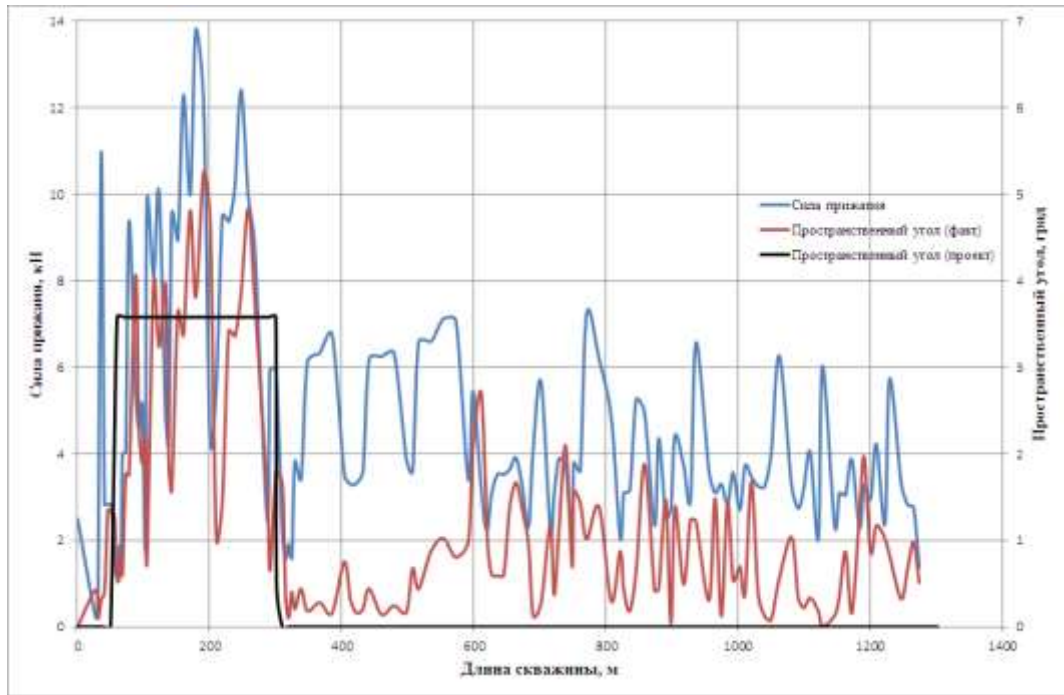


Рисунок 3.10 – Изменение силы прижатия и пространственного угла по длине скважины № 29Д Лыаельской площади Ярегского месторождения; Коэффициент корреляции 0,567; При спуске эксплуатационной обсадной колонны в интервале 670-977 метров наблюдались посадки и затяжки (от 4 до 8 тонн), в интервале 1025-1272 метра посадки колонны от 8 до 12 тонн

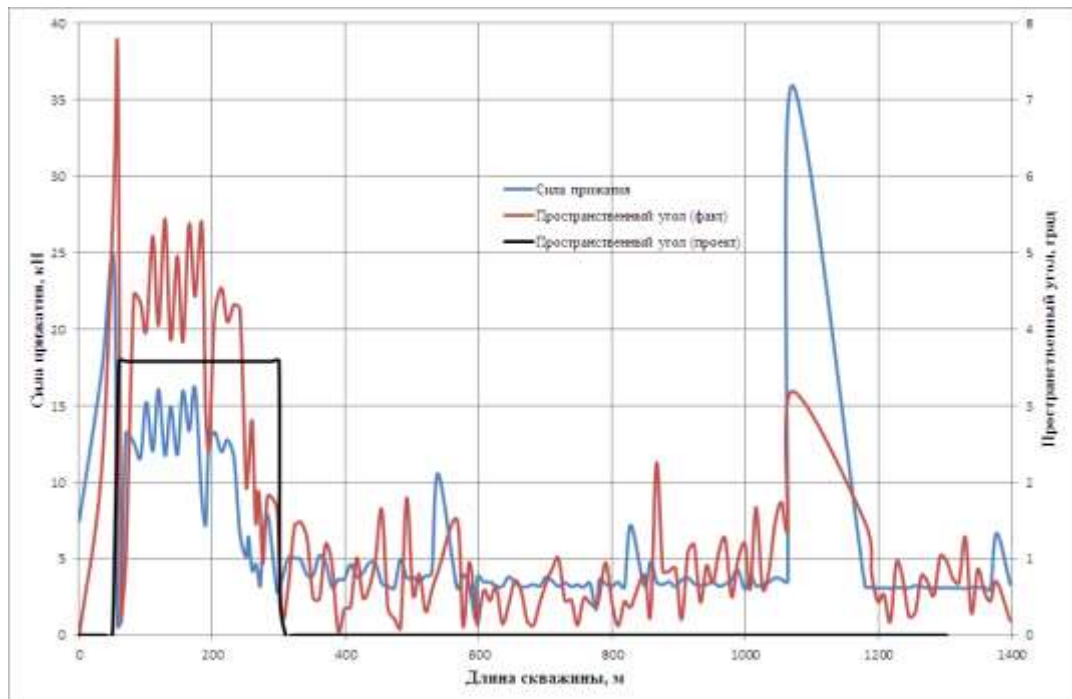


Рисунок 3.11 – Изменение силы прижатия и пространственного угла по длине скважины № 30Д Лыаельской площади Ярегского месторождения; Коэффициент корреляции 0,648; При спуске эксплуатационной обсадной колонны с глубины 620 метров наблюдались посадки и затяжки (от 6 до 30 тонн)

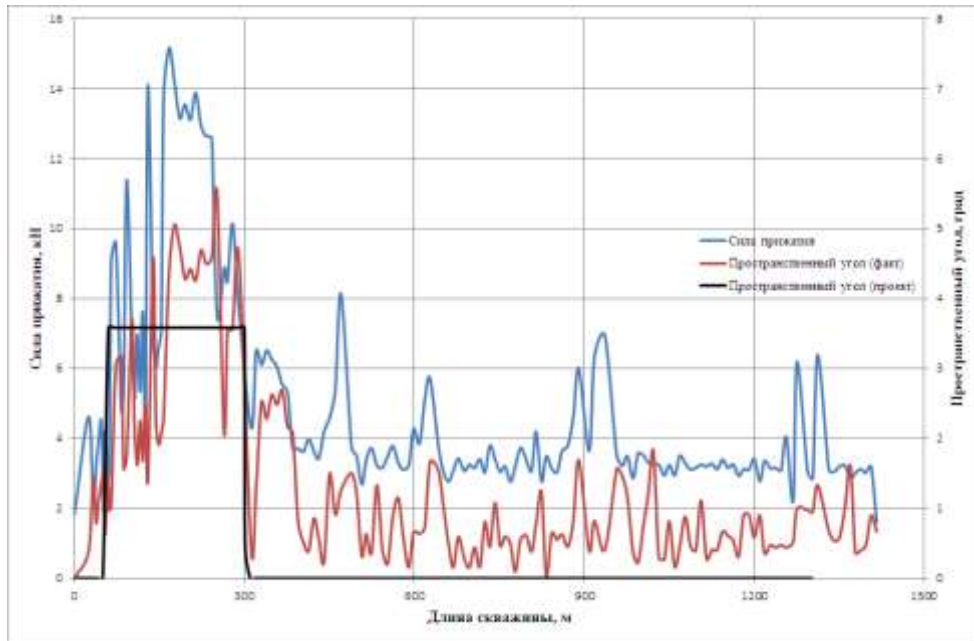


Рисунок 3.12 – Изменение силы прижатия и пространственного угла по длине скважины № 31Д Лыаельской площади Ярегского месторождения; Коэффициент корреляции 0,785; При спуске эксплуатационной обсадной колонны в интервале 410-1120 метров наблюдались посадки и затяжки (от 6 до 20 тонн), с глубины 1120 метров посадки колонны от 15 до 37 тонн

Таблица 3.5 – Результаты расчета силы прижатия и пространственного угла по фактическим траекториям ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

Длина скважины, м	Пространственный угол, град	Сила прижатия, кН	Коэффициент корреляции
1	4	5	6
<i>Скважина № 27ПН Лыаельской площади</i>			
0	0	0	0,571
100,000	4,767	8,043	
203,630	3,940	14,104	
306,840	3,985	7,168	
409,900	1,330	3,561	
501,270	0,582	3,335	
605,070	0,100	3,069	
702,570	0,550	3,035	
805,710	0,544	3,007	
903,230	1,244	3,460	
1006,040	0,344	3,282	
1100,610	0,637	2,946	
1145,890	0,440	1,363	
<i>Скважина № 28ПН Лыаельской площади</i>			
0	0	0	0,616
100,970	3,306	7,547	
203,810	4,648	10,106	
308,000	3,804	3,627	
400,780	0,546	4,387	
500,850	0,510	3,482	
608,290	0,516	6,184	
707,840	0,221	3,050	

1	2	3	4	
800,900	0,242	3,142		
901,870	0,541	3,140		
1004,830	0,846	3,063		
1104,800	0,793	2,539		
<i>Скважина № 29ПН Лыаельской площади</i>				
0	0	0	0,729	
108,730	3,217	7,822		
202,380	2,682	8,566		
309,820	2,163	15,906		
405,870	0,702	3,476		
508,160	0,398	3,208		
605,700	0,212	3,207		
708,560	0,396	3,160		
808,310	0,282	6,308		
911,090	0,857	3,180		
1002,390	0,273	3,058		
1105,680	0,412	1,499		
<i>Скважина № 30ПН Лыаельской площади</i>				
0	0	0		0,822
107,530	3,240	8,105		
201,480	3,202	9,008		
304,500	3,259	8,318		
406,050	1,838	4,642		
506,690	0,081	3,108		
606,920	0,439	3,301		
707,860	0,509	3,091		
808,910	0,690	3,027		
901,090	0,333	3,106		
1004,510	0,222	3,025		
1105,890	1,311	2,457		
1168,000	0,486	2,806		
<i>Скважина № 31ПН Лыаельской площади</i>				
0	0	0	0,481	
107,460	3,775	8,856		
200,940	4,422	11,241		
304,620	3,645	3,655		
401,950	1,369	4,573		
505,330	0,532	3,606		
600,390	0,832	3,315		
700,490	1,060	3,243		
801,060	0,100	3,088		
911,870	1,243	3,220		
1005,180	0,718	2,616		
1107,530	1,803	2,966		
1163,870	1,430	3,068		
<i>Скважина № 27Д Лыаельской площади</i>				
0	0	0	0,738	
100,780	3,695	15,111		
204,040	3,130	14,070		
307,090	3,687	9,860		
408,990	1,861	5,687		
500,030	1,280	3,961		
609,440	0,314	3,249		
709,980	0,739	3,978		
802,390	2,740	2,043		
908,480	1,055	3,560		

1	2	3	4
1008,790	1,932	3,410	
1107,850	0,248	3,379	
1201,250	1,149	3,011	
1302,860	0,276	3,161	
1406,370	1,951	3,621	
1417,460	2,100	1,806	
<i>Скважина № 28Д Лыаельской площади</i>			
0	0	0	0,780
101,060	3,947	12,200	
204,070	1,313	5,916	
303,570	1,906	3,915	
403,260	0,998	4,256	
504,310	2,279	4,535	
605,980	1,343	4,023	
706,390	0,090	3,547	
809,270	2,558	3,598	
901,320	1,409	3,608	
1002,070	0,358	3,042	
1103,580	1,262	3,101	
1207,150	1,410	3,190	
1310,090	1,463	2,939	
1342,410	0,536	0,795	
<i>Скважина № 29Д Лыаельской площади</i>			
0	0	0	0,567
102,800	2,141	1,867	
200,650	4,694	4,286	
300,300	1,781	5,940	
403,670	0,752	3,520	
506,890	0,675	3,594	
610,150	2,723	3,305	
701,150	0,264	5,668	
807,660	0,295	4,805	
903,780	1,392	4,421	
1001,980	0,698	2,701	
1108,380	0,335	4,046	
1208,530	1,173	4,228	
1273,370	0,512	1,380	
<i>Скважина № 30Д Лыаельской площади</i>			
0	0	0	0,648
100,700	3,980	15,232	
203,400	4,192	13,279	
304,500	0,237	3,687	
407,300	0,376	4,633	
500,900	0,525	3,808	
606,900	0,584	3,485	
700,500	0,681	3,815	
808,700	0,124	3,481	
903,900	0,206	3,628	
1006,600	0,604	3,954	
1070,000	3,190	35,926	
1207,300	0,534	3,107	
1301,100	0,972	3,116	
1396,700	0,190	3,336	
<i>Скважина № 31Д Лыаельской площади</i>			
0	0	0	0,785
101,600	3,700	6,723	

1	2	3	4
204,590	4,422	13,108	
312,090	0,385	4,294	
404,220	0,511	3,623	
507,160	0,316	2,679	
609,190	0,636	3,853	
706,450	0,439	3,150	
806,900	0,382	3,070	
908,420	0,400	3,637	
1004,230	0,746	3,507	
1105,940	1,113	3,247	
1209,760	0,898	2,774	
1303,350	0,954	2,871	
1406,220	0,894	3,189	
1415,990	0,665	1,592	

Анализируя графики 3.3-3.12 следует отметить, что кривые фактического пространственного угла и силы прижатия носят скачкообразный характер и максимум силы прижатия отмечается в точке с максимальным значением фактического пространственного угла скважины. Высокие значения коэффициента корреляции [0,481; 0,822], указанные в таблице 3.5, только подтверждают статистическую взаимосвязь данных параметров.

Так же рассматривая графики на рисунках 3.3-3.12 отметим, что места сильных перепадов пространственного угла и силы прижатия (скачки кривых) совпадают с возникшими при спуске обсадной колонны осложнениями (посадки, затяжки). Так, по скважине № 27ПН, исходя из суточных рапортов станции ГТИ и данных электронного индикатора веса, с глубины 870 метров отмечались существенные посадки и затяжки при спуске обсадной колонны (от 8 до 25 тонн), так же на рисунке 3.3, ориентировочно на той же глубине, замечен скачок кривых. Рассматривая график для скважины № 27Д можно еще раз убедиться в данной закономерности, поскольку при спуске эксплуатационной обсадной колонны электронным индикатором веса с глубины 890 метров регистрировались посадки и затяжки (от 8 до 35 тонн), на рисунке 3.8 на данной глубине замечен скачок кривых силы прижатия и пространственного угла.

Результаты анализа траекторий горизонтальных скважин и возникших осложнений при спуске колонны на ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения приведены в таблице 3.6.

Проанализировав проведенные в главе исследования можно выявить следующие закономерности:

1) Для широких интервалов изменения радиуса кривизны ствола скважины, а также массы одного погонного метра обсадной трубы, изменение коэффициента смещения является несущественным, то есть относительное изменение коэффициента составляет лишь 4-5 %.

2) Увеличение доли обсаженной части ствола скважины с 20 до 55 % позволяет добиться увеличения максимально допустимой протяженности горизонтального участка, более чем в 3 раза.

Таблица 3.6 – Анализ траекторий по сложности на примере горизонтальных скважин ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

№ скважины, месторождения (площади)	Длина скважины, м	Смещение от вертикали, м	Глубина по вертикали, м	Коэффициент смещения	Коэффициент извилистости	Осложнения при спуске обсадных колонн
1	2	3	4	5	6	7
№ 27ПН Лыаельской площади	1145,89	958,95	197,96	4,844	0,616	На глубине 638 метров незначительные посадки и затяжки (3-5 тонн). С глубины 870 метров существенные посадки (от 8 до 25 тонн).
№ 28ПН Лыаельской площади	1104,80	950,76	199,17	4,774	0,565	С глубины 640 метров по нарастающей посадки и затяжки (от 8 до 25 тонн). С глубины 1080 метров - спуск с полиспасом.
№ 29ПН Лыаельской площади	1105,68	967,24	202,64	4,773	0,497	С глубины 600 метров по нарастающей посадки и затяжки обсадной колонны (от 8 до 20 тонн). С глубины 914 метров - спуск колонны с полиспасом.
№ 30ПН Лыаельской площади	1168,00	1046,22	207,00	5,054	0,520	С глубины 370 метров по нарастающей посадки и затяжки обсадной колонны (от 6 до 15 тонн). С глубины 809 метров - спуск обсадной колонны с полиспасом.
№ 31ПН Лыаельской площади	1163,87	993,63	193,07	5,146	0,606	С глубины 935 метров посадки и затяжки колонны (от 6 до 15 тонн). С глубины 1060 метров - спуск колонны с полиспасом.
№ 27Д Лыаельской площади	1417,46	1245,45	222,41	5,600	0,561	С глубины 890 метров - посадки и затяжки колонны (от 8 до 35 тонн).
№ 28Д Лыаельской площади	1342,41	806,82	219,75	3,671	0,568	Первые затяжки и посадки колонны с глубины 760 метров (от 4 до 12 тонн). Далее с 1130 метров посадки по нарастающей от 4 до 23 тонн.
№ 29Д Лыаельской площади	1273,37	1115,76	218,47	5,107	0,694	В интервале 670-977 метров незначительные посадки и затяжки колонны (от 4 до 8 тонн). В интервале 1025-1272 метра посадки от 8 до 12 тонн.
№ 30Д Лыаельской площади	1396,70	1233,39	221,56	5,567	0,609	С глубины 620 метров по нарастающей посадки и затяжки колонны (от 6 до 30 тонн).
№ 31Д Лыаельской площади	1415,99	1243,88	224,03	5,552	0,553	В интервале 410-1120 метров посадки и затяжки колонны (от 6 до 20 тонн). С глубины 1120 метров посадки от 15 до 37 тонн.

3) Выделено четыре интервала предельных значений коэффициента смещения, для каждого из которых предложен комплекс мероприятий, направленных на доведение обсадной колонны до

проектного забоя горизонтальной скважины под собственным весом. В случае применения комбинированной обсадной колонны состоящей из секции легкосплавных алюминиевых труб в горизонтальном участке и стандартных стальных труб нефтяного сортамента в вертикальном участке скважины, с одновременным снижением коэффициента трения, может быть получен предельный коэффициент смещения 9,45, что свидетельствует о перспективности применения комбинированной обсадной колонны при строительстве скважин с протяженным горизонтальным участком.

3) Коэффициент пространственной извилистости, как правило, меньше в тех скважинах, где фактическое изменение азимутального угла меньше.

4) Графики, изображенные на рисунках 3.3-3.12 свидетельствуют о том, что кривые фактического пространственного угла и силы прижатия носят скачкообразный характер и максимум силы прижатия отмечается в точке с максимальным значением фактического пространственного угла скважины. Полученные расчетным путем высокие значения коэффициента корреляции только подтверждают статистическую взаимосвязь двух параметров.

5) Места сильных перепадов пространственного угла и силы прижатия (скачки кривых приведенных на рисунках 3.3-3.12) совпадают с возникшими при спуске обсадной колонны осложнениями, такими как посадки, затяжки.

6) Интервалы резкого изменения пространственного угла могут служить критерием для оценки качества ствола скважины, а также служить инструментом для выявления прихватоопасных зон. Таким образом, проанализировав фактические данные инклинометрии, можно оценить качество ствола скважины, а так же выявлять участки, подлежащие тщательной проработке.

Таким образом, такие параметры траектории скважины, как коэффициент смещения, пространственный угол и коэффициент извилистости могут служить критериями для оценки сложности траектории скважины, а также являться инструментом для выявления прихватоопасных зон.

3.2 Выводы

В главе исследований произведено обоснование и выбор показателей, влияющих на успешный спуск обсадной колонны до проектного забоя, выполненное на основе анализа промысловой информации по спуску эксплуатационных обсадных колонн в горизонтальные скважины опытно-промыслового участка ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения. Установлена корреляционная связь между силой прижатия колонны к стенке скважины при ее спуске и величиной пространственного угла искривления. Так же установлено соответствие участков фактических осложнений (затяжки, прихваты) участкам значительного

увеличения (в 2-10 раз) пространственного угла ствола скважины. Выделенные интервалы резкого изменения пространственного угла, которые могут служить критерием для оценки качества ствола скважины, а также быть инструментом для выявления прихватоопасных зон.

Исследовано как изменение применяемой техники и технологии позволяет расширить возможности спуска колонны под действием собственного веса, например снижение коэффициента трения до $K_{тр} = 0,2$ позволяет увеличить предельное значение коэффициента смещения до 3,8. Применение комбинированной обсадной колонны, состоящей из стальных бурильных труб и легкосплавных обсадных труб, позволяет производить спуск колонны под собственным весом до величины коэффициента смещения 5,4. Использование комбинированной обсадной колонны в сочетании со снижением коэффициента трения до 0,2 позволяет добиться увеличения предельного значения коэффициента смещения до 9,4. Выполненные исследования показывают, что основными параметрами, определяющими допуск обсадной колонны до конечного забоя, является величина коэффициента смещения и наличие в обсадной колонне растянутой части; предельный коэффициент смещения позволяет на стадии проектирования определить границу применения технико-технологических решений.

1558 метров по вертикали и 7385 метров по стволу соответственно. Как ранее упоминалось в главе 1 нашей работы, при относительно небольшой глубине скважины по вертикали и протяженном горизонтальном участке, проблемы со спуском колонн в горизонтальный ствол особенно актуальны [66, 101, 102, 103, 112].

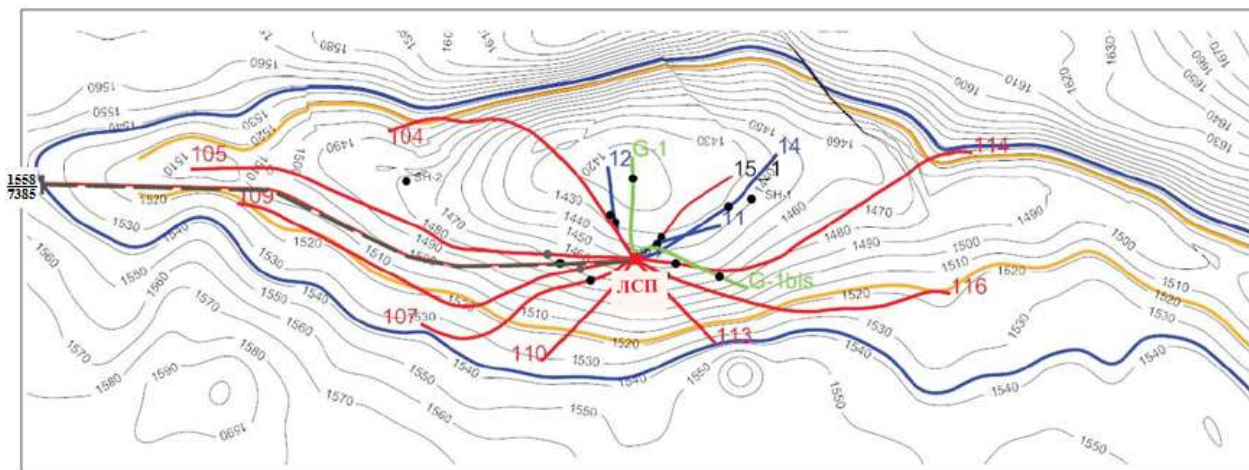


Рисунок 4.2 – Горизонтальные проекции стволов скважин с большим отходом от вертикали на месторождении им. Ю. Корчагина

В сложившейся ситуации возможным решением проблемы может быть применение фильтра-хвостовика из легкосплавных обсадных труб. Исходя из исследований, проведенных в главе 3, для оценки характеристики сложности траектории скважин с протяженным горизонтальным участком принято использовать коэффициент смещения, который определяется как отношение смещения от вертикали к глубине скважины.

Из предполагаемого профиля рассматриваемой скважины имеем следующее:

$$K_{см} = \frac{6073}{1558} = 3,90$$

(4.1)

Принимая во внимание выводы третьей главы нашей работы, полученный коэффициент смещения входит в 3-ий интервал значений ($3,8 \leq K_{см} \leq 5,4$), следовательно, возможным мероприятием по обеспечению допуска колонны до намеченного забоя скважины может быть облегчение нижней части обсадной колонны, использование комбинированной колонны.

Нами предлагается к применению фильтр-хвостовик, состоящий из легкосплавных обсадных труб ОТТГ 178x14 мм с массой погонного метра 20,2 кг, положительный опыт спуска которых имел место на эксплуатационной скважине № 29 Баяндыского месторождения (недропользователь ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»).

Методика допуска данного фильтра-«хвостовика» до конечного забоя скважины заключается в том, что более тяжелые стальные бурильные трубы, на которых производится спуск хвостовика, расположенные в вертикальном и участке набора зенитного угла, создают усилие способное проталкивать легкосплавные алюминиевые обсадные трубы, расположенные в горизонтальном участке ствола скважины.

Для случая использования фильтра $\varnothing 178$ мм, изготовленного из легкосплавного материала, значение осевого усилия, рассчитанное по методике М.М. Александрова, на устье скважины равно 47,9 кН, что свидетельствует о возможности допуска данного фильтра в скважину под действием собственного веса. По результатам расчетов был построен график зависимости осевого усилия от длины скважины, приведенный на рисунке 4.3.

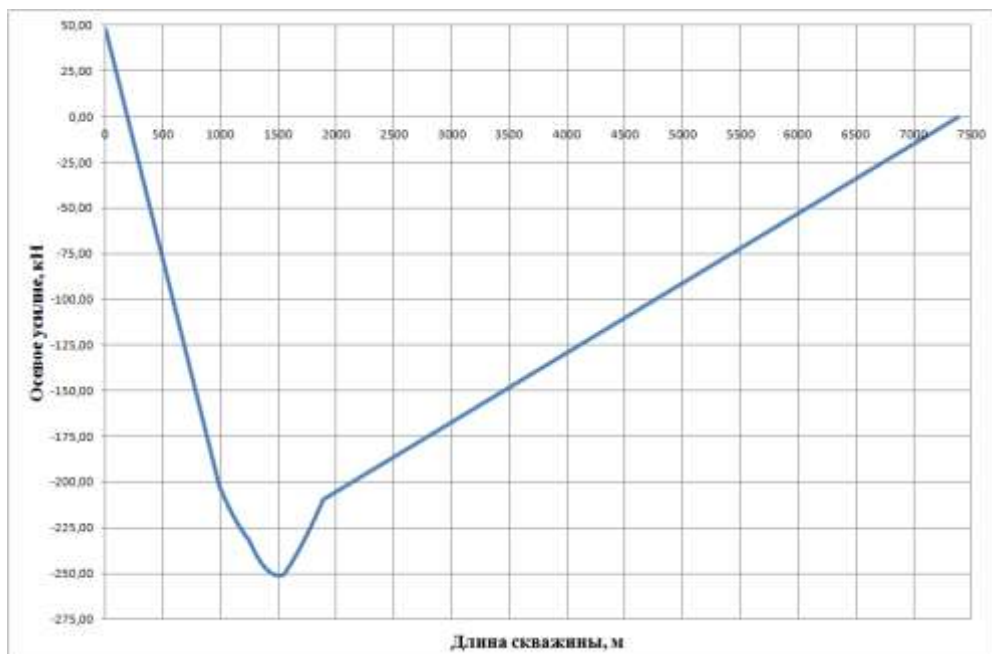


Рисунок 4.3 – Зависимость осевого усилия от длины скважины в случае применения фильтра-хвостовика, изготовленного из легкосплавной обсадной трубы

4.2 Конструкция скважины. Расчет профиля ствола скважины

4.2.1 Конструкция скважины

Предлагается выбрать следующую конструкцию:

- 1) Направление – служит для укрепления устья скважины, создания циркуляционной системы, а так же для установки дивертора. Колонна забивается одной секцией на глубину 120 метров;
- 2) Кондуктором перекрываются четвертичные и палеогеновые отложения, склонных к интенсивным осыпям и обвалам. Создается надежная крепь перед вскрытием газопроявляющих отложений палеоцена. Расчетная глубина установки башмака обсадной колонны 700 метров (по

вертикали). На колонну устанавливается ПВО. Колонна спускается одной секцией с цементированием до уровня морского дна, что составляет 44 метра от стола ротора, прямым способом в одну ступень;

3) Промежуточная колона служит для перекрытия палеогеновых в верхнемеловых отложений, склонных к осыпям и обвалам. Создание надежного устья перед вскрытием продуктивных отложений нижнего мела. Расчетная глубина установки башмака обсадной колонны 1300 (1319) метров. Также служит для перекрытия соленосных интервалов. Спускается одной секцией с цементированием до уровня морского дна;

4) Эксплуатационная колонна необходима для перекрытия отложений нижнего мела, склонных к интенсивным осыпям и обвалам. Изоляция газовой шапки от нефтенасыщенной толщ. Расчетная глубина установки башмака обсадной колонны 1550 (1790) метров цементирование до глубины 819 метров;

5) Фильтр-«хвостовик» подвешивается в эксплуатационной обсадной колонне на клиновой нецементируемой подвеске. Колонна не цементируется. Служит для надежной эксплуатации нефтяной залежи.

Таблица 4.1 – Характеристика выбранной конструкции

Наименование колонн	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм	Глубина спуска по вертикали, м	Интервал цементирования по вертикали, м
Направление	762	660,4	120	-
Кондуктор	508	660,4	700	44-700
Промежуточная	406	469,9	1300	44-1300
Эксплуатационная	245	295,3	1550	819-1550
Хвостовик-фильтр	178	219,1	1558	-

4.2.2 Выбор и обоснование типа профиля

Расчеты параметров ведутся для условно-искривленной скважины, т.е. принимается, что искривление происходит только в зенитной плоскости, в то время как в азимутальной плоскости угол неизменен.

Профиль ствола скважины должен удовлетворять следующим условиям [49]:

- обеспечить допуск обсадной колонны до проектного забоя скважины;
- обеспечить высокую коммерческую скорость бурения;
- обеспечить заданное направление и отклонение от вертикали;
- быть технически целесообразным;

- быть технически и технологически выполнимым [15, 39, 76].

Исходя из технологических возможностей и тектонических условий, выбран трехинтервальный профиль.

Профиль состоит из трех участков:

- 1) вертикальный участок;
- 2) участок ориентированного набора угла зенитного угла;
- 3) участок стабилизации зенитного угла (до проектного забоя скважины).

При расчете такого профиля, прежде всего, необходимо установить длину вертикального участка h_1 . Длина вертикального участка должна быть минимальной для снижения затрат на ориентированный спуск инструмента. Наиболее целесообразно забуривание начинать в мягких и средних породах, из-под башмака кондуктора с выходом не менее чем на 10 м. Исходя из геологической информации, глубина вертикального участка принимается равной 985 м. Общие данные по профилю скважины представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Общие данные по профилю скважины

Наименование	-
Тип профиля	Трехинтервальный
Глубина скважины $H_{скв}$, м	1558
Проектный отход от устья скважины на забой A , м	6073
Интенсивность набора угла i_n , °/м	0,1
Максимальный зенитный угол α , °, рад	90
Глубина вертикального участка h_v , м	985

Результаты расчета участков профиля ствола скважины, представлены в таблице 4.3, проектный профиль скважины изображен на рисунке 4.4.

Таблица 4.3 – Результаты расчета профиля ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, градус		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м	
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала	За интервал	общее	интервала	общая
Трех интервальный профиль с $h_v = 985$ м и отходом 6073 м на забое								
0	985	985	0°	0°	0,0	0,0	985	985
985	1558	573	0°	90°	573	573	900	1885
1558	1558	0	90°	90°	5500	6073	5500	7385
$i_n = 10$ град/100 м								

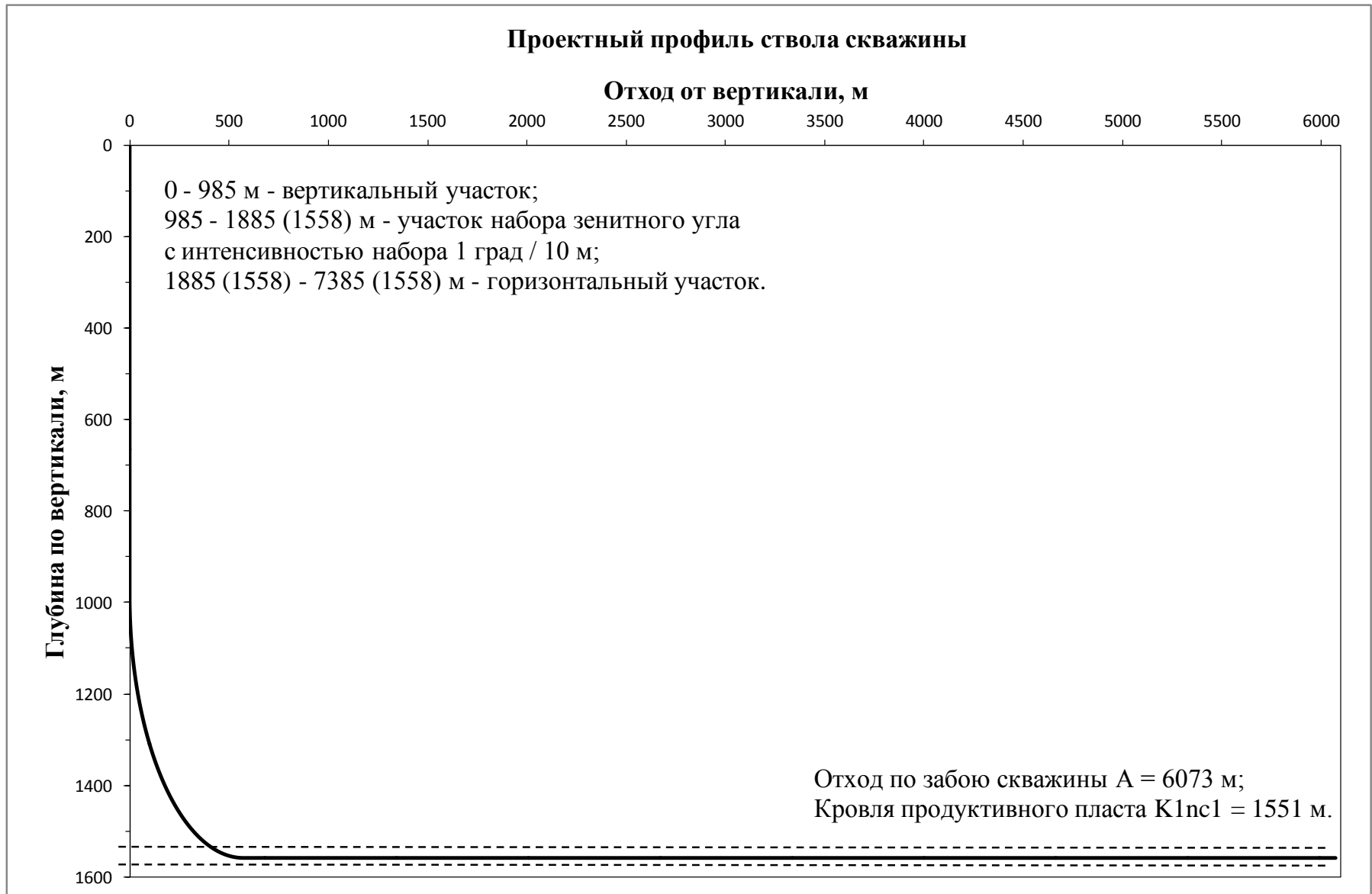


Рисунок 4.4 – Профиль ствола скважины на месторождении им. Ю. Корчагина

4.3 Оценка возможности крепления и спуска щелевого скважинного фильтра из алюминиевого сплава. Прочностной расчет

Расчет выполнялся в соответствии с «Инструкцией по расчету обсадных колонн для горизонтальных скважин», введенной в дополнение к «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин», разработанной АООТ «ВНИИТнефть», Москва, 1997 г.

Обсадные колонны для наклонно-направленных и горизонтальных скважин, как и для вертикальных, рассчитывают на растягивающую нагрузку, наружное и внутреннее избыточные давления со следующими отличиями [79]:

- 1) запас прочности на растяжение выбирают с учетом интенсивности искривления ствола;
- 2) при определении наружных и внутренних давлений положения характерных точек наклонно направленных скважин определяют по их вертикальным проекциям;
- 3) натяжение обсадной колонны рассчитывают только для верхнего вертикального участка наклонно направленных скважин, а не для всего ствола, как для вертикальных скважин.

Исходные данные для расчета:

- 1) фильтр-«хвостовик» (потайная колонна) \varnothing 178 мм;
- 2) колонна установлена в интервале 1720-7385 метров;
- 2) горизонтальная скважина;
- 3) характеристики профиля: 0-985 м – вертикальный участок; 985-1885 (1558) м – участок набора зенитного угла с интенсивностью набора 1 град / 10 м; 1885 (1558)-7385 (1558) м – горизонтальный участок;
- 4) технические характеристики легкосплавной обсадной трубы (ЛОТ 178x14):
толщина стенки основного тела – 14 мм;
диаметр трубы, мм:
- наружный – 178;
- внутренний – 150;
- законцовок – 195;
тип резьбы – ОТТГ-178;
вес трубы в воздухе – 0,202 кН;
растягивающая нагрузка (предельная) – 2854 кН;
внутреннее избыточное давление (предельное) – 66 МПа;
внешнее сминающее давление (предельное) – 54 МПа.

Прочность труб. Коэффициент запаса прочности.

Расчет прочности резьбовых соединений, изготовленных по стандарту Американского нефтяного института (АНИ) и отечественных с резьбой трапецеидального профиля типа ОТТМ, ОТТГ, ТБО, ОГ производится по формуле:

$$P_{p.u.} = P_p - P_u \quad (4.2)$$

где P_p – разрушающая нагрузка для резьбовых соединений, кН;

P_u – дополнительная осевая нагрузка, вызванная изгибом колонны, кН.

$$P_u = 2,32D \cdot q \cdot \alpha_0 \quad (4.3)$$

где D – номинальный наружный диаметр колонны, мм;

q – вес 1 метра обсадной трубы, кН;

α_0 – интенсивность пространственного искривления, град. на 10 м.

Для плоского профиля $\alpha_0 = 573/R$ имеем:

$$P_u = 2,32 \cdot 178 \cdot 0,202 \cdot 1 = 83,4 \text{ кН} \quad (4.4)$$

Разрушающая нагрузка для резьбовых соединений P_p является справочным значением и для легкосплавной обсадной трубы равно 2854 кН.

$$P_{p.u.} = 2854 - 83,4 = 2770,6 \text{ кН} \quad (4.5)$$

Допускаемая растягивающая нагрузка при расчете колонн определяется по формуле:

$$[P] = P_{p.u.} / n_3 \quad (4.6)$$

где n_3 – коэффициент запаса прочности, применяемый для вертикальных скважин.

В нашем случае, диаметр колонны равен 178 мм, а протяженность фильтра-«хвостовика» составляет 5665 метров, следовательно принимаем коэффициент запаса прочности $n_3 = 1,45$.

Таблица 4.4 – Коэффициенты запаса прочности на растяжение

Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	Коэффициент запаса прочности в вертикальной скважине n_3
114...168	До 3000	1,15
	Свыше 3000	1,3
178...245	До 1500	1,3
	Свыше 1500	1,45
273...324	До 1500	1,45
	Свыше 1500	1,6
Свыше 324	До 1500	1,6
	Свыше 1500	1,75

$$[P] = 2770,6 / 1,45 = 1910,8 \text{ кН} \quad (4.7)$$

Поскольку в нашей работе используется фильтр, необходимо учитывать, что значение допускаемой растягивающей нагрузки будет пропорционально уменьшаться с увеличением количества отверстий на 1 погонный метр трубы, то есть уменьшением площади в рассматриваемом сечении. Произведем расчеты для случая, когда скважность фильтра 5 %.

Площадь трубы в рассматриваемом сечении (без учета отверстий):

$$S_{mp.} = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \quad (4.8)$$

где D – наружный диаметр обсадной трубы, м;

d – внутренний диаметр, м.

$$S_{mp.} = \frac{3,14}{4} (0,178^2 - 0,150^2) = 0,007209 \text{ м}^2 \quad (4.9)$$

Площадь одного щелевого отверстия:

$$S_{отв.} = a \cdot \Delta \quad (4.10)$$

где a – ширина щелевого отверстия, м;

Δ – глубина проникновения, м (в рассматриваемом случае равна толщине стенки обсадной трубы).

В случае применения щелей шириной 0,406 мм, площадь в рассматриваемом сечении:

$$S_{отв.} = 0,000406 \cdot 0,014 = 0,000005684 \text{ м}^2 \quad (4.11)$$

При скважности фильтра 5 %, количество отверстий в ряду равно 86, вычислим их общую площадь:

$$S'_{отв.} = S_{отв.} \cdot n \quad (4.12)$$

где n – количество отверстий в ряду, шт.

$$S'_{отв.} = 0,000005684 \cdot 86 = 0,000488824 \text{ м}^2 \quad (4.13)$$

Вычислим площадь трубы в рассматриваемом сечении с учетом щелевых отверстий:

$$S'_{мп.} = S_{мп.} - S'_{отв.} \quad (4.14)$$

$$S'_{мп.} = 0,007209 - 0,000489 = 0,00672 \text{ м}^2 \quad (4.15)$$

Вычислим искомое значение допускаемой растягивающей нагрузки составив пропорцию:

$$[P]' = \frac{[P] \cdot S'_{мп.}}{S_{мп.}} \quad (4.16)$$

$$[P]' = \frac{1910,8 \cdot 0,006720}{0,007209} = 1781,2 \text{ кН} \quad (4.17)$$

Уменьшим полученное значение допускаемой растягивающей нагрузки на 10 %, поскольку в процессе изготовления фильтра, при помощи нарезки отверстий лазером, возникают окалины и прочие незначительные дефекты:

$$[P]' = 1781,2 \cdot 0,9 = 1603,1 \text{ кН} \quad (4.18)$$

Расчет на растяжение

Необходимо, чтобы вес нижележащих секций обсадной колонны не превышал допустимого значения растягивающей нагрузки:

$$Q \leq [P] \quad (4.19)$$

где $[P]$ – допускаемая нагрузка для подбираемой секции;
 Q – общий вес всех нижележащих секций колонны, кН.

$$Q = \sum_1^n l_i \cdot q_i \quad (4.20)$$

Осевая нагрузка (общий вес всех нижележащих секций колонны) определяется по весу обсадной колонны в воздухе, что компенсирует силы сопротивления при вынужденном подъеме колонны или расхаживании при ее прихвате.

$$Q = 5665 \cdot 0,202 = 1144,3 \text{ кН} \quad (4.21)$$

$$1144,3 \text{ кН} \leq 1603,1 \text{ кН} \quad (4.22)$$

Таким образом, фильтр-хвостовик, изготовленный из легкосплавных обсадных труб ЛОТ 178X14 в полной мере удовлетворяет необходимым прочностным характеристикам для спуска в проектируемую горизонтальную скважину на месторождении имени Юрия Корчагина.

Выбор подвески фильтра-«хвостовика».

Для выбора нецементируемой подвески для крепления «хвостовика» необходимо учитывать растягивающие нагрузки и проходное сечение самой нецементируемой подвески [85]. Для этого произведем расчет нагрузки, создаваемой легкосплавным фильтром-«хвостовиком» находящемся в буровом растворе на нецементируемую подвеску:

$$P = (q \cdot L) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_{Al}} \right) \quad (4.23)$$

где q – вес трубы в воздухе, кН;

L – длина легкосплавного фильтра-«хвостовика», м;

$\rho_{б.р}$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

ρ_{Al} – плотность алюминия, кг/м³.

Таким образом, произведя расчет по формуле (4.23) имеем:

$$P = (0,202 \cdot 5665) \cdot \left(1 - \frac{1300}{2800}\right) = 613,36 \text{ кН} \quad (4.24)$$

В результате расчета мы получили растягивающую нагрузку равную 613,36 кН, это меньше максимальной растягивающей нагрузки нецементируемой подвески типа ПХН1 - 178/245 равной 1000 кН.

Так же одной из важных характеристик нецементируемой подвески является диаметр проходного отверстия [30], который равен 157 мм, это больше внутреннего диаметра алюминиевого «хвостовика» который равен 150 мм, что удовлетворяет гидродинамическим условиям использования внутрискважинного оборудования.

Из выполнения этих условий можно сделать вывод, что нецементируемая подвеска типа ПХН1 - 178/245 полностью удовлетворяет условиям использования.

Расчет бурильных труб для спуска «фильтра-хвостовика».

Поскольку технология крепления фильтра-хвостовика в проектируемой горизонтальной скважине предусматривает что непосредственно его спуск будет производится на бурильных трубах, следовательно необходимо произвести прочностной расчет данных труб для того, чтобы подобрать длины секций, а так же марки стали колонн [81, 82].

Расчет бурильных труб выполнялся в соответствии с «Инструкцией по расчету бурильных колонн», разработанной АООТ «ВНИИТнефть», Москва, 1997 г., результаты расчетов приведены в таблице 4.5.

На рисунке 4.5 приведены основные элементы компоновки с указанием их длин для спуска щелевого фильтра-хвостовика на бурильных трубах в скважину.

Таблица 4.5 – Бурильная колонна

Диаметр БТ, мм	Марка прочности	Толщина стенки, мм	Диаметр замка, мм	Длина секции, м	Масса, т		Натяжение, т	Статический коэффициент запаса
					секции	нарастающая		
139,7	Д	11	162	300	12	99,77	88,24	1,53
127	Е	9,2	162	950	29,66	129,43	102,98	1,4
127	Л	9,2	162	290	9,26	138,69	117,37	1,45

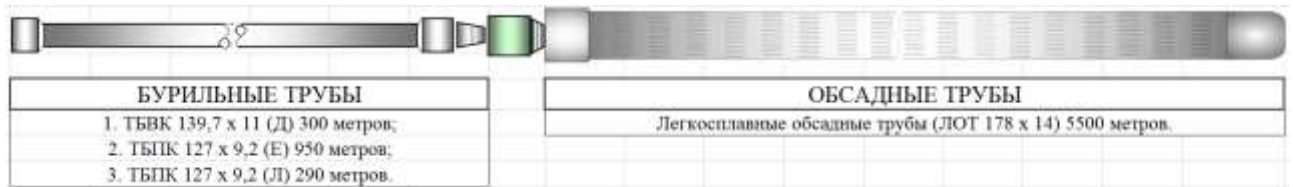


Рисунок 4.5 – Компоновка для спуска щелевого фильтра на бурильных трубах

4.4 Технология спуска фильтра-«хвостовика» на бурильных трубах

4.4.1 Подготовка ствола скважины к спуску фильтра-«хвостовика»

Для спуска обсадной колонны до проектной глубины должно обеспечиваться условие ее проходимости по скважине. Это условие предусматривает [7, 21, 68, 85]:

- устранение локальных искривлений и уступов в стволе, снижающих эффективный диаметр скважины до минимально допустимого;
- для наклонных и горизонтальных стволов необходимо, чтобы интенсивность искривления ствола удовлетворяла требованиям проходимости колонны с учетом ее прочности на изгиб.

Запрещается производить подготовку ствола к спуску колонны при наличии НГВП или поглощений бурового раствора. После завершения последнего долбления необходимо привести параметры раствора в соответствии с геолого-техническим нарядом, а также ввести предусмотренные смазывающие добавки и прочее с целью снижения коэффициента трения. В случае появления затяжек, ствол скважины проработать КНБК, применявшийся при последнем долблении. Проработке подвергаются интервалы ствола, в которых получены посадки (затяжки), а также интервалы сужения ствола. Скорость проработки при нагрузке 3-5 т должна быть в 1,5-2 раза больше, чем скорость бурения в данном интервале. Режим промывки ствола должен обеспечить такую же скорость восходящего потока бурового раствора, как и при бурении данного интервала. Спуск КНБК необходимо осуществлять со скоростью, как при последних СПО, избегая посадки. Подача бурового раствора при промывке ствола должна определяться с учетом недопущения поглощений. Спуск КНБК до и между интервалами проработок необходимо осуществлять с промежуточными промывками. Первая промывка при подготовке ствола к спуску «хвостовика» проводится перед выходом в открытый ствол. Восстановление циркуляции следует осуществлять плавно с запуском одного бурового насоса. Продолжительность промывок ствола определяется реологическими параметрами бурового раствора и должна быть достаточной для выравнивания давления на насосах при их производительности, принятой при бурении скважины. Промежуточные промывки ствола в процессе проработок ствола и промывку на забое необходимо осуществлять с очисткой

бурового раствора. По достижении забоя, при спуске КНБК, скважину необходимо промыть в течение не менее 1,5 циклов циркуляции с обработкой бурового раствора и приведением его параметров в соответствии с ГТН. Если в процессе подготовки скважины обнаружены НГВП или поглощения, ствол скважины следует подготовить повторно после полной ликвидации осложнения. Организация работ должна обеспечить максимальное сокращение времени от окончания промывки скважины до окончания подъема контрольной КНБК под спуск обсадной колонны [84].

Ствол скважины считается подготовленным к спуску «хвостовика», если при последнем подъеме колонны бурильных труб отсутствовали затяжки, поглощения, проявления и другие осложнения, а параметры бурового раствора полностью соответствовали проектным.

4.4.2 Технология спуска нецементируемого «хвостовика»

Вращение бурильной колонны при спуске «хвостовика» запрещено.

Порядок проведения работ при сборке и спуске фильтра-«хвостовика» диаметром 178 мм с ПХН1 в эксплуатационной колонне диаметром 245 мм:

- 1) сборку и спуск «хвостовика» производить согласно плану работ на крепление «хвостовика» диаметром 178 мм, разработанного с учетом геологических и технологических условий;
- 2) для исключения зашламования обратного клапана в призабойной зоне при спуске и промывке «хвостовика», между башмаком и обратным клапаном рекомендуется включить патрубок диаметром 178мм, длиной не менее 2 м;
- 3) сборку узлов технологического оборудования ПХН1 в составе «хвостовика» диаметром 178 мм с фильтрами произвести в следующей последовательности:
 - башмак БК, БКБ;
 - клапан обратный КОДГ или КОШ;
 - фильтр скважинный диаметром 178 мм типа РМС;
 - центраторы ЦП и ЦР;
 - обсадные трубы диаметром 178 мм;
 - ПХН1 состоящая из трёх частей: разъединитель, пакер и якорь;
 - переводник переходной ПП.

После сборки всей компоновки на её наворачиваются бурильные трубы.

Герметизацию резьбовых соединений «хвостовика» и бурильных труб осуществлять специальной герметизирующей смазкой. Момент свинчивания соединений труб для «хвостовика» диаметром 178 мм - 7,5 кН*м, бурильных труб - 6,0 кН*м [79]. При спуске вести

шаблонирование обсадных труб, проверять состояние резьбовых соединений. Во время спуска «хвостовика» в скважину контролировать заполнение труб промывочной жидкостью.

4) после спуска труб «хвостовика» в скважину и долива, ПХН1 необходимо поднять с мостков на буровую площадку, с соблюдением мер предосторожности, исключающих возможность повреждения;

5) на полированный шток навернуть очистительную пробку, соединение очистительной пробки с полированным штоком необходимо уплотнить с помощью герметизирующей смазки и затянуть усилием одного человека (при навороте запрещается держать пробку за корпус, держать необходимо за металлический переводник во избежание повреждения тарированных срезных винтов на очистительной пробке);

6) полированный шток с закрепленной на нем очистительной пробкой, на манжеты которой нанесена консистентная смазка, осторожно вставить в последнюю спущенную трубу и полностью опустить полированный шток до упора резьбовой части (ниппеля) ПХН1 - 178/245 в муфту обсадной трубы, обеспечить центровку относительно трубы, не допуская «закусывания» резьбы;

7) наворот ПХН1 на «хвостовик» произвести вручную и затянуть соединение с использованием ключа для свинчивания обсадных труб;

Запрещается прикладывать усилие к ПХН1, не допускается посадка технологического оборудования на клинья ротора.

8) после сборки всего «хвостовика» и комплекта технологического оборудования заполнить трубное и затрубное пространство «хвостовика», зафиксировать полный вес «хвостовика» с записью зафиксированного значения веса в буровой вахтовый журнал;

9) спуск установочного инструмента, гидравлической подвески через ротор, превентор производить с соблюдением мер предосторожности;

10) скорость спуска «хвостовика» в эксплуатационной колонне не более 0,7 м/с;

11) при достижении башмаком «хвостовика» башмака предыдущей обсадной колонны, произвести промежуточную промывку скважины промывочной жидкостью не менее одного цикла с давлением не более 70 атм;

12) скорость спуска в открытом стволе 0,2 м/с;

13) при достижении заданной глубины определить вес «хвостовика» с бурильной колонной при ходе вверх, вниз и в неподвижном состоянии, определиться с местом подвешивания, подогнать «хвостовик» если необходимо с подгоночными патрубками, промыть скважину не менее одного цикла;

14) продолжительность промывки спущенного в скважину «хвостовика» более 4 часов не рекомендуется.

4.4.3 Крепление «хвостовика» на нецементируемой подвеске типа ПХН1 - 178/245 в эксплуатационной колонне

Для крепления хвостовиков диаметром 73, 89, 102, 114, 127, 168, 178 мм без цементирования в эксплуатационных колоннах диаметром 114, 140, 146, 168, 178, 245 мм, соответственно, применяется технологическая схема крепления «хвостовика» представленная на рисунке 4.6 [99, 100].

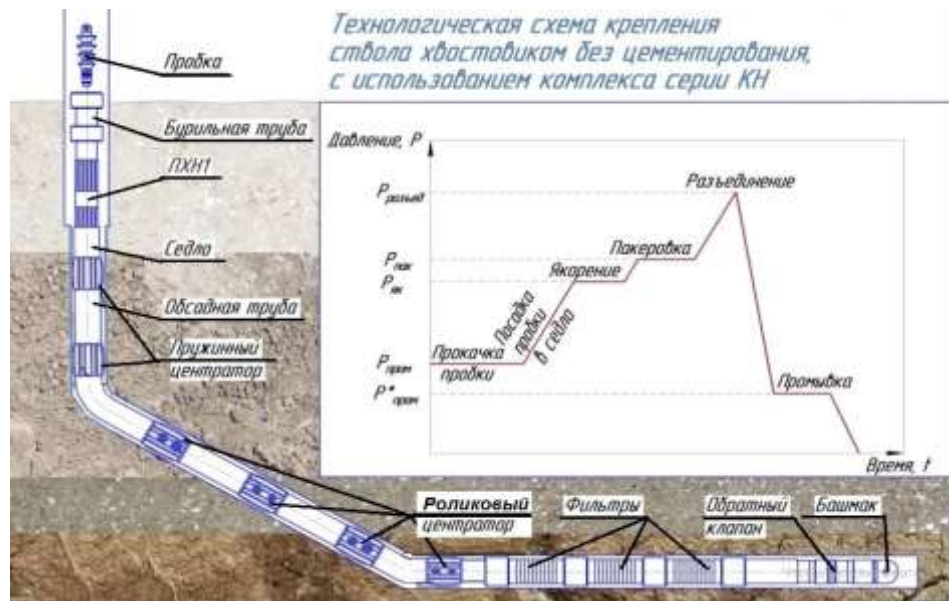


Рисунок 4.6 – Технологическая схема крепления хвостовика без цементирования

- 1) Операцию крепления «хвостовика» на ПХН1 - 178/245 необходимо выполнять с применением агрегата ЦА-320 (или аналогичным).
- 2) Остановить циркуляцию, отвернуть вращатель, бросить продавочную пробку (из комплекта), навернуть вращатель и восстановить циркуляцию бурового раствора:
 - в зависимости от профиля скважины, глубины установки седла, производительности насоса, через 10-30 минут пробка достигнет седла и перекроет проходное отверстие в седле. Перекрытие проходного отверстия седла фиксируется повышением давления на манометре манифольдной линии агрегата ЦА-320;
 - в процессе перемещения пробки к седлу необходимо постоянно наблюдать за показаниями давления раствора на манометре (не более 100 атм). Запрещается повышать давление выше 120 атм. До окончания процесса подвешивания «хвостовика» на подвеску, во избежание срабатывания пакера.
- 3) Создать давление бурового раствора до 95 ± 20 атм и выдержать в течении 5 минут:
 - при этом давлении срезаются штифты, удерживающие гидроцилиндр с плашками на корпусе якоря ПХН1 - 178/245 (5 минут необходимо для перемещения гидроцилиндра по корпусу и

заклинивания плашек). По истечении времени выдержки, не снижая давления бурового раствора, произвести посадку «хвостовика» на плашки якоря путем нагрузки веса на крюке буровой на 6÷7 больше, чем вес «хвостовика» определенного ранее. Окончание процесса посадки характеризуется полным восприятием веса «хвостовика» плашками и эксплуатационной колонной. Проверить фиксацию «хвостовика» в эксплуатационной колонне путем натяжения и разгрузкой бурильной колонны до 5 т выше значения её веса, определенного ранее.

4) Поднять давление до 135 ± 15 атм привести в действие пакер и выдержать 3 минуты.

5) Произвести отворот бурильной колонны от хвостовика по специальной левой резьбе разъединителя, для отворота необходимо:

- выбрать на крюке буровой установки собственный вес бурильной колонны;
- разгрузить бурильную колонну на 3-4 т меньше собственного веса;
- повернуть бурильную колонну на 4-5 оборотов по часовой стрелке, проверить обратную отдачу бурильной колонны, при отсутствии «пружины» продолжать вращение до 25 свободных оборотов;
- бурильную колонну поднять с промывкой.

4.4.4 Основные элементы технологической оснастки обсадной колонны

1) Подвеска хвостовика не цементируемая типа ПХН1 - 178/245

Подвеска хвостовика нецементируемая ПХН1 представленная на рисунке 4.7, предназначена для спуска, подвески и герметизации хвостовиков условным диаметром 73, 102, 114, 127, 168, 178 мм, технические характеристики, которой представлены в таблице 4.6.

Достоинства:

- исключительная безотказность работы;
- при использовании дает возможность крепления на разнопроходном инструменте;
- в случае выявления не герметичности материнской колонны имеет возможность герметичного наращивания хвостовика с сохранением проходного канала адаптера и пакеровкой выше зоны не герметичности.

Конструктивные особенности:

- подвеска ПХН1 выполнена на едином корпусе;
- не требует дополнительной сборки и наладки перед использованием (только снятие транспортировочных элементов);
- наличие гидравлического и механического разъединителя диаметром 73, 89, 102, 114, 127 мм;
- пакеровка и разъединение осуществляются механическим путем (диаметром 168, 178 мм);

- имеется возможность настройки оборудования на срабатывание на более низких давлениях;
- узлы пакера, якоря и разъединителя имеют независимые друг от друга толкатели.

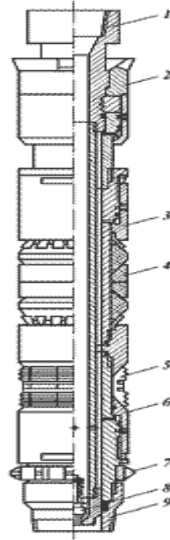


Рисунок 4.7 – ПХН1– 178/245

- 1 - извлекаемый транспортный узел; 2 - разъединитель; 3 - привод пакера; 4 - пакер; 5 - якорь; 6 - привод якоря; 7 - центратор; 8 - клапан дифференциальный; 9 - переводник нижний

2) Пакеры

Пакер гидромеханический внутриколонный ППК представленный на рисунке 4.8, предназначен для надежной изоляции межколонного пространства (между колоннами 146 и 102 мм, 245 и 168 мм, 245 и 178мм) и предотвращения заколонных перетоков [32].

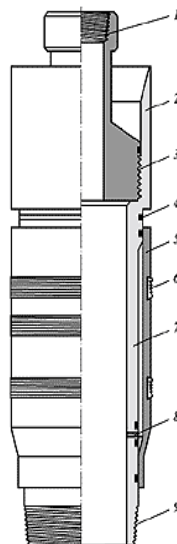


Рисунок 4.8 – Пакер типа ППК

- 1 - резьба бурильных труб; 2 - воронка; 3 - резьба левая; 4 - резиновое уплотнительное кольцо; 5 - уплотнительно-подвешивающий элемент; 6 - шпильки; 7 - корпус; 8 - отверстие впускное; 9 - резьба обсадных труб

Пакер состоит из полого корпуса 7 с наружной резьбой 9 обсадных труб внизу и воронкой 2 вверху с левой резьбой 3 для присоединения переводника с резьбой 1 бурильных труб. На наружной поверхности корпуса установлен металлический раздуваемый уплотнительный элемент 5 (тонкостенная оболочка) с кольцевыми наборными шплипсами 6. Герметизация уплотнителя сверху и снизу осуществляется резиновыми кольцами 4. Подача жидкости для раздувания уплотнительного элемента осуществляется через отверстие 8.

8) Якорь гидромеханический

Якорь типа ЯГ представленный на рисунке 4.9, предназначен для подвески потайных хвостовиков, в том числе и в боковых стволах. Якорь колонный позволяет крепить стволы скважин без упора их на забой. Принцип работы колонного якоря заключается в раскрытии самозаклинивающихся сухарей при повышении давления сверх номинального после прокачки продавочной пробки разъединителя и получения сигнала «стоп».

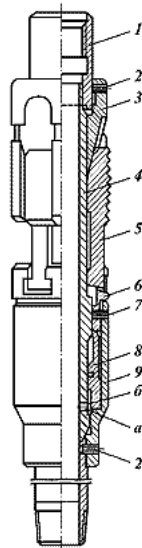


Рисунок 4.9 – Якорь гидромеханический

1 - муфта; 2, 7 - винты; 3 - конус; 4 - ствол; 5 - плашка удерживающая; 6 - плашкодержатель;
8 - поршень; 9 - кожух; *a* - отверстие в стволе; *б* - полость между поршнем и стволом

9) Легкосплавные обсадные трубы ЛОТ 178x14

Предназначены для комплектования обсадных колонн при проводке вертикальных, наклонных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин. Изготавливаются из деформируемого высокопрочного коррозионно-стойкого алюминиевого сплава 1953Т1 по ОСТ 1-92014-90. Труба имеет наружную высадку концов, равнопроходное внутреннее сечение и соединяются между собой с помощью безмуфтового (раструбного) резьбового соединения с высогерметичным уплотнителем типа «металл-металл», представлена на рисунке 4.10.

Таблица 4.6 – Технические характеристики не цементируемой подвески

Наименование параметров	ПХН1 - 73/114	ПХН1.102/ 146-89/122 ПХН1.102/ 146-89/ 122-01	ПХН1.114/ 168-99/141 ПХН1.114/ 168-99/ 141-01	ПХН1.114/178 -102/148	ПХН1.127/178	ПХН1.168/245 ПХН1.168/245-01	ПХН1.178/245 ПХН1.178/245-01
Условный диаметр хвостовика оборудованного устройством, мм	73	102	114	114	127	168	178
Условный диаметр эксплуатационной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	114	146	168	178	178	245	245
Максимальный наружный диаметр устройства, (по центратору) мм	90(92)	120(122)	138(141)	145(148)	149(152)	211(212)	211(212)
Проходной диаметр устройства, мм	59	89	99	102	112	150,5	157
Максимальный диаметр окружности описывающей раздвижные герметизирующие элементы устройства в рабочем положении, мм, не менее	109	140	159	165	170	230	230
Максимальный перепад между разобъёнными пакером зонами, ΔP , МПа	15						
Максимальная рабочая температура, $^{\circ}C$	100						
Максимальная растягивающая нагрузка, кН	400	600	700	700	750	1000	1000
Длина устройства, мм	4360	3600	3795	4215	3590	4000	4230
Масса устройства, кг	105	122	179	179	176	364	413

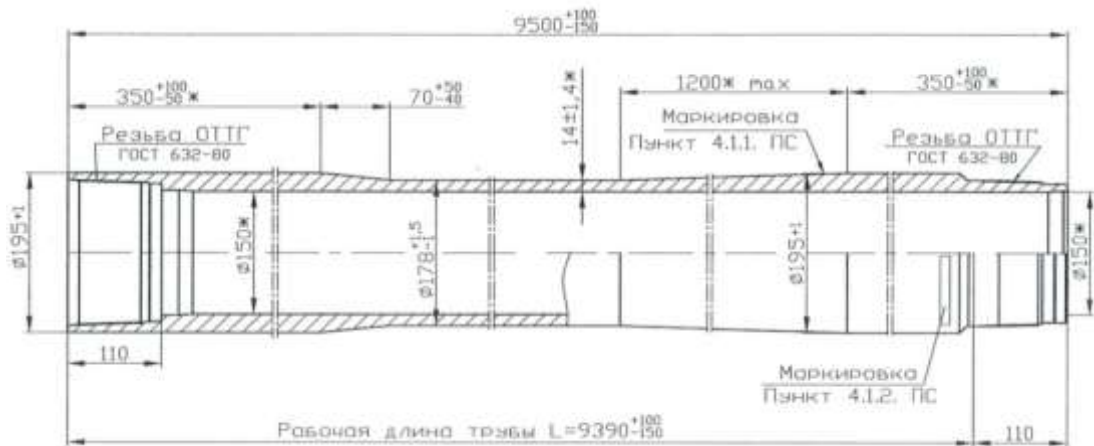


Рисунок 4.10 – Легкосплавная обсадная труба ЛЮТ 178x14

Трубы могут эффективно применяться в эксплуатационных скважинах с агрессивными пластовыми флюидами с повышенным содержанием сероводорода и диоксида углерода, где использование обычных стальных труб становится невозможным, а применение импортных труб из специальных марок сталей требует значительных затрат на их приобретение.

Трубы обеспечивают следующие физико-механические свойства:

- минимальный предел прочности, 530 МПа;
- минимальный предел текучести, 480 МПа;
- минимальное относительное удлинение, 7 %;
- плотность, 2800 кг/м³;
- твердость, 120-130 НВ;
- ударная вязкость (KCV), не менее 11 Дж/см² при температуре 20 °С;
- модули упругости: E=71000 МПа; G=27500 МПа.

4.5 Техничко-технологические рекомендации по спуску легкосплавного фильтра в горизонтальную скважину на Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

4.5.1 Обоснование использования фильтра изготовленного из легкосплавной обсадной трубы

Приведенные ранее рекомендации по спуску легкосплавного фильтра могут быть также успешно использованы и для условий Ярегского нефтяного месторождения.

В административном отношении Лыаельская площадь Ярегского месторождения расположена в Ухтинском районе Республики Коми, в 50 км по автомобильной дороге от административного центра г. Ухты и в 11 км от п. Ярега.



Рисунок 4.11 - Положение Лыаельской площади

Учитывая мировые тенденции развития технологий разработки высоковязких нефтей, положительный опыт разработки Ярегского месторождения подземными горизонтальными скважинами ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» было принято решение на осуществление опытных работ по применению технологии термогравитационного дренирования пласта в системе горизонтальных скважин.



Рисунок 4.12 - Схема разработки Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения скважинами с большим отходом от вертикали

С целью оценки характеристики сложности траектории скважин с протяженным горизонтальным участком используем как и ранее коэффициент смещения.

Из предполагаемого профиля скважины имеем следующее:

$$K_{см} = \frac{1211}{210} = 5,80 \quad (4.25)$$

Принимая во внимание выводы третьей главы нашей работы, полученный коэффициент смещения входит в 4-ий интервал значений ($5,4 \leq K_{см} \leq 9,4$), следовательно, возможным мероприятием по обеспечению успешного спуска обсадной колонны до намеченного забоя скважины может быть комплекс мероприятий по снижению коэффициента трения (смазочные агенты, роликовые центраторы), а так же использование комбинированной обсадной колонны.

Нами предлагается к применению фильтр, состоящий из легкосплавных обсадных труб ОТТГ 178x14 мм с массой погонного метра 20,2 кг.

Более легкая нижняя часть колонны, расположенная в горизонтальном стволе, проталкивается за счет более тяжелой, расположенной в вертикальном или наклонном стволе, при этом увеличивается растянутая часть в колонне и осевое усилие на устье принимает положительное значение, что свидетельствует о возможности допуска сборки в скважину под действием собственного веса.

Для случая использования фильтра $\varnothing 178$ мм, изготовленного из легкосплавного материала, значение осевого усилия, рассчитанное по методике М.М. Александра, на устье скважины равно 24,9 кН, что свидетельствует о возможности допуска данного фильтра в скважину под действием собственного веса. По результатам расчетов был построен график зависимости осевого усилия от длины скважины, приведенный на рисунке 4.13.

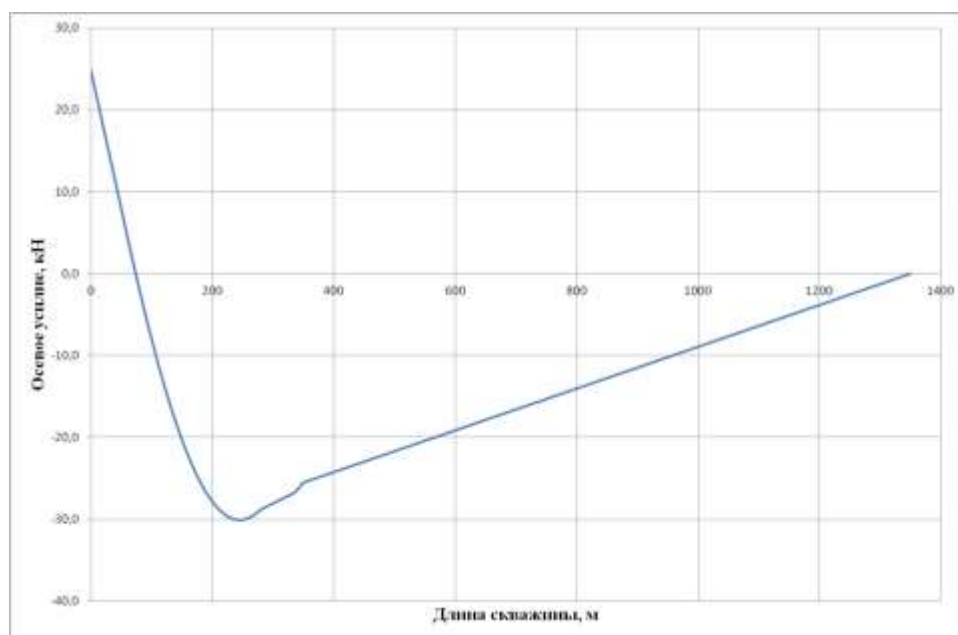


Рисунок 4.13 - Зависимость осевого усилия от длины скважины

4.5.2 Выбор и обоснование типа профиля

Исходя из технологических возможностей и тектонических условий, выбран трехинтервальный профиль.

Исходя из технологических особенностей и проектной глубины скважины, длина вертикального участка принимается равной 50 м. Общие данные по профилю скважины представлены в таблице 4.7, проектный профиль ствола скважины представлен на рисунке 4.14.

Таблица 4.7 – Общие данные по профилю скважины

Наименование	-
Тип профиля	Трехинтервальный
Глубина скважины $H_{\text{СКВ}}$, м	210
Проектный отход от устья скважины на забой А, м	1211
Интенсивность набора угла i_n , °/м	0,369
Максимальный зенитный угол α , °, рад	90
Глубина вертикального участка h_v , м	50

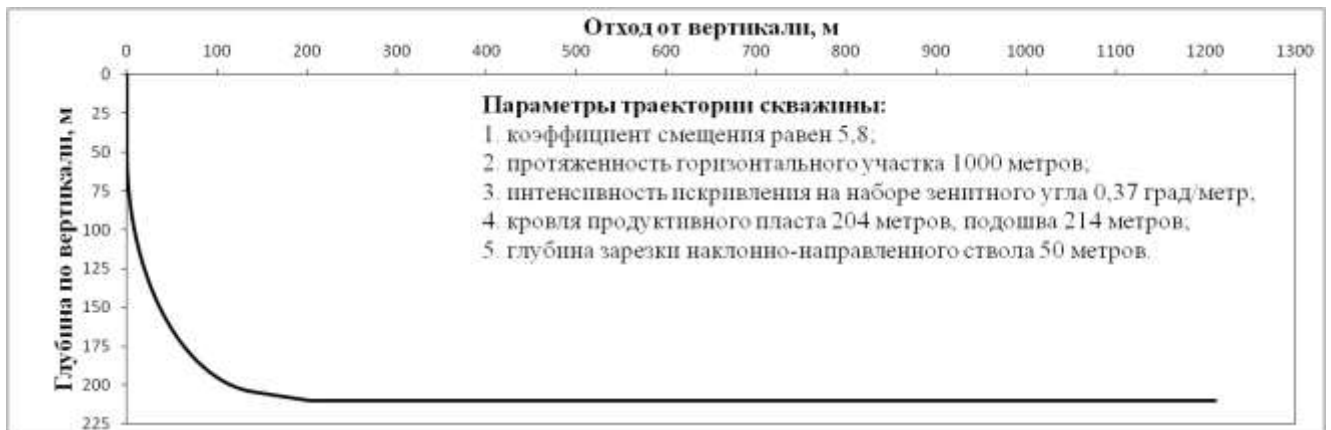


Рисунок 4.14 - Профиль ствола скважины на Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

4.5.3 Оценка возможности крепления и спуска щелевого скважинного фильтра из алюминиевого сплава. Прочностной расчет

Расчет выполнялся в соответствии с «Инструкцией по расчету обсадных колонн для горизонтальных скважин», введенной в дополнение к «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин», разработанной АО «ВНИИТнефть», Москва, 1997 г.

Исходные данные для расчета:

- 1) фильтр Ø 178 мм;
- 2) колонна установлена в интервале 0-1350 метров;
- 2) горизонтальная скважина;
- 3) характеристики профиля: 0-50 м – вертикальный участок; 50-210 (350) м – участок набора зенитного угла с интенсивностью набора 3,69 град / 10 м; 210 (350)-7385 (1350) м – горизонтальный участок;
- 4) технические характеристики легкосплавной обсадной трубы (ЛОТ 178x14):
толщина стенки основного тела – 14 мм;
диаметр трубы (мм): наружный – 178, внутренний – 150, законцовок – 195;
тип резьбы – ОТТГ-178;
вес трубы в воздухе – 0,202 кН;
растягивающая нагрузка (предельная) – 2854 кН.

Прочность труб. Коэффициент запаса прочности.

Дополнительная осевая нагрузка, вызванная изгибом колонны, равна:

$$P_u = 2,32 \cdot 178 \cdot 0,202 \cdot 3,69 = 307,8 \text{ кН} \quad (4.26)$$

$$P_{p.u.} = 2854 - 307,8 = 2546,2 \text{ кН} \quad (4.27)$$

Допускаемая растягивающая нагрузка равна:

$$[P] = 2546,2 / 1,3 = 1958,6 \text{ кН} \quad (4.28)$$

Поскольку в нашей работе используется фильтр, необходимо учитывать, что значение допускаемой растягивающей нагрузки будет пропорционально уменьшаться с увеличением количества отверстий на 1 погонный метр трубы, то есть уменьшением площади в рассматриваемом сечении. Произведем расчеты для случая, когда скважность фильтра 5 %.

Площадь трубы в рассматриваемом сечении (без учета отверстий):

$$S_{mp.} = \frac{3,14}{4} (0,178^2 - 0,150^2) = 0,007209 \text{ м}^2 \quad (4.29)$$

В случае применения отверстий шириной 0,180 мм, площадь в рассматриваемом сечении

равна:

$$S_{\text{отв.}} = 0,000180 \cdot 0,014 = 0,00000252 \text{ м}^2 \quad (4.30)$$

При скважности фильтра 5 %, количество отверстий в ряду равно 194, вычислим их общую площадь:

$$S'_{\text{отв.}} = 0,00000252 \cdot 194 = 0,000489 \text{ м}^2 \quad (4.31)$$

Вычислим площадь трубы в рассматриваемом сечении с учетом щелевых отверстий:

$$S'_{\text{тр.}} = 0,007209 - 0,000489 = 0,00672 \text{ м}^2 \quad (4.32)$$

Вычислим искомое значение допускаемой растягивающей нагрузки составив пропорцию:

$$[P]' = \frac{1958,6 \cdot 0,00672}{0,007209} = 1825,7 \text{ кН} \quad (4.33)$$

Уменьшим полученное значение допускаемой растягивающей нагрузки на 10 %, поскольку в процессе изготовления фильтра, при помощи нарезки отверстий лазером, возникают окалины и прочие незначительные дефекты:

$$[P]' = 1825,7 \cdot 0,9 = 1643,1 \text{ кН} \quad (4.34)$$

Расчет на растяжение.

Необходимо, чтобы вес нижележащих секций обсадной колонны не превышал допустимого значения растягивающей нагрузки, т.е. чтобы выполнялось следующее неравенство:

Осевая нагрузка (общий вес всех нижележащих секций колонны) определяется по весу обсадной колонны в воздухе, что компенсирует силы сопротивления при вынужденном подъеме колонны или расхаживании при ее прихвате:

$$Q = 1000 \cdot 0,202 = 202 \text{ кН} \quad (4.35)$$

$$202 \text{ кН} \leq 1643,1 \text{ кН} \quad (4.36)$$

Таким образом, фильтр, изготовленный из легкосплавных обсадных труб ЛОТ 178Х14 в полной мере удовлетворяет необходимым прочностным характеристикам для спуска в проектируемую горизонтальную скважину на Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения. На рисунке 4.15 приведены основные элементы компоновки с указанием их расчетных длин для спуска щелевого фильтра в скважину.



Рисунок 4.15 – Компоновка для спуска щелевого фильтра для условий Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

4.6 Выводы

Глава посвящена разработке технико-технологических рекомендаций по спуску легкосплавного фильтра в горизонтальные скважины. На примере месторождения им. Ю. Корчагина и Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения, с коэффициентом смещения забоя скважин от вертикали более 3,8, показана возможность успешного спуска обсадной колонны до проектного забоя за счет использования обсадных труб из легкого сплава. В скважину спускается комбинированная колонна, состоящая из секции легкосплавных алюминиевых труб в горизонтальном участке и стандартных стальных бурильных (обсадных) труб нефтяного сортамента в вертикальном участке скважины. Более легкая нижняя часть колонны, расположенная в горизонтальном стволе, проталкивается за счет более тяжелой, расположенной в вертикальном или наклонном стволе, при этом увеличивается растянутая часть в колонне и осевое усилие на устье принимает положительное значение, что свидетельствует о возможности допуска сборки в скважину под действием собственного веса. Произведен необходимый расчет прочности фильтра-хвостовика с учетом щелевых отверстий на действующие нагрузки при спуске в горизонтальную скважину. Полученное значение в полной мере удовлетворяет необходимым прочностным характеристикам.

5 РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ ЩЕЛЕВЫХ ОТВЕРСТИЙ ФИЛЬТРА НА ОСНОВЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ, УЧИТЫВАЮЩЕЙ ЕГО ФИЛЬТРАЦИОННОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ

5.1 Расчет плотности щелевых отверстий для условий месторождения имени Юрия Корчагина

В настоящее время широкое распространение получила разработка месторождений скважинами с большим отходом от вертикали. К таким месторождениям можно отнести: Чайво, Одопту, Пильтун-Астохское, Лунское, Северо-Каменномыское, месторождение Юрия Корчагина, Ярегское, Штокмановское, Приразломное, а так же ряд других месторождений, расположенных в пределах Российской Федерации [101, 102, 106, 115, 116].

При большой длине горизонтального участка и при значительном накопленном притоке флюида в скважину становится важным вопрос о креплении горизонтального ствола скважин.

Зачастую, крепление скважины с большим отходом от вертикали осуществляется фильтром, следовательно особое значение приобретает выбор скважности фильтра. Скважность (η) – это отношение суммарной площади фильтрующих отверстий к общей площади поверхности фильтра (формула 5.1) [28, 29]. При подборе скважности фильтра необходимо изучить гранулометрический состав механических примесей, который определяет не только параметры фильтра проходной размер ячеек, но и саму его конструкцию.

$$\eta = \frac{S_{отв.}}{S_{фильтра}} \quad (5.1)$$

Именно скважность ограничивает подачу насосного оборудования для откачки больших объемов флюида или специального оборудования для отдельной эксплуатации пластов.

С целью подбора оптимального количества щелей на 1 погонный метр обсадной трубы, нами была рассмотрена скважина с большим отходом от вертикали на месторождении им. Ю. Корчагина. Месторождение расположено в северной акватории Каспийского моря, где разрабатывается ряд месторождений, отличительной особенностью которых является протяженный горизонтальный участок в несколько километров, при сравнительно небольшой глубине по вертикали составляющей порядка 1560 метров.

При решении задачи оптимизации скважности фильтра была использована следующая промысловая и геологическая информация по указанному месторождению:

1. Плотность нефти $\rho = 709 \text{ кг/м}^3$;
2. Вязкость нефти $\mu = 0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$;
3. Проницаемость пласта $k = 0,018 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$;
4. Радиус контура питания $R_k = 200 \text{ м}$;
5. Толщина пласта $h = 14,8 \text{ м}$;
6. Пластовое давление $P_k = 17,6 \text{ МПа}$;
7. Протяженность горизонтального участка $l_{г.у.} = 5500 \text{ м}$;
8. Диаметр скважины $D_c = 0,216 \text{ м}$.

Расчеты были выполнены для щелей с площадью $16,24$ и 12 мм^2 , длина щели оставалась неизменной и составляла 40 мм , а ширина менялась от $0,300 \text{ мм}$ до $0,406 \text{ мм}$ (рисунок 5.1). Их подбор производится исходя из геологических характеристик горной породы, слагающей продуктивный коллектор месторождения им. Ю. Корчагина.

Поскольку исследования дополнительного фильтрационного сопротивления были выполнены В.И. Щуровым [98] для отверстий круглой формы (пулевая перфорация), то нам, для расчета дизайна фильтра, с отверстиями в виде щелей, необходимо произвести условное преобразование отверстий прямоугольной формы (щель) в круглую. Ниже приведен пример данного перерасчета для отверстий площадью $16,24 \text{ мм}^2$, для отверстий площадь которых составляет 12 мм^2 расчет был выполнен по аналогии.

Размеры щели:

a (ширина) = $0,406 \text{ мм}$;

b (длина) = 40 мм .

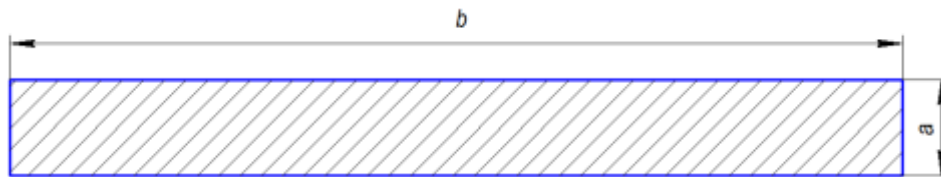


Рисунок 5.1 – Геометрические характеристики отверстий щелевого фильтра

Выразим площадь фильтра через геометрические характеристики трубы:

$$S_{\text{фильтра}} = \pi D l \quad (5.2)$$

где D - наружный диаметр трубы, м;

l - длина трубы, м.

$$S_{\text{фильтра}} = 3,14 \cdot 0,178 \cdot 1 = 0,56 \text{ м}^2 \quad (5.3)$$

Для того, чтобы выразить площадь отверстий зададимся скважностью фильтра 4 %, таким образом имеем следующее:

$$S_{отв.} = S_{фильтра} \cdot \eta \quad (5.4)$$

$$S_{отв.} = 0,56 \cdot 0,04 = 0,02 м^2 \quad (5.5)$$

Количество отверстий на 1 погонный метр трубы составляет:

$$N = \frac{S_{отв.}}{S_0} \quad (5.6)$$

где S_0 - площадь одного отверстия.

$$S_0 = a \cdot b \quad (5.7)$$

$$S_0 = 40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,406 \cdot 10^{-3} = 16,24 \cdot 10^{-6} м^2 \quad (5.8)$$

Таким образом, количество отверстий на 1 погонный метр составляет:

$$N = \frac{0,02}{16,24 \cdot 10^{-6}} = 1355 шт. \quad (5.9)$$

Условно выполним преобразование щели в круглое отверстие радиусом $r_{щ}$, при этом площадь отверстия остается неизменной:

$$S_0 = S_{кр.} = \pi r_{щ}^2 \quad (5.10)$$

Полученный радиус отверстия круглой формы равен:

$$r_{щ} = \sqrt{\frac{S_0}{\pi}} \quad (5.11)$$

$$r_{uz} = \sqrt{\frac{16,24 \cdot 10^{-6}}{3,14}} = 2,27 \cdot 10^{-3} \text{ м} \quad (5.12)$$

Соответственно диаметр отверстия равен:

$$d_n = 2 \cdot r_{uz} \quad (5.13)$$

$$d_n = 2 \cdot 2,27 \cdot 10^{-3} = 4,54 \cdot 10^{-3} \text{ м} \quad (5.14)$$

Для вычисления дополнительного фильтрационного сопротивления, возникающего у отверстий щелевого фильтра, определим коэффициент C по диаграммам В.И. Щурова.

Определим соотношение d_n/D :

$$\frac{d_n}{D} = \frac{4,54 \cdot 10^{-3}}{178 \cdot 10^{-3}} = 0,03 \quad (5.15)$$

где D - наружный диаметр фильтра, м.

Вычислим произведение $N \cdot D$:

$$N \cdot D = 1355 \cdot 0,178 = 241 \quad (5.16)$$

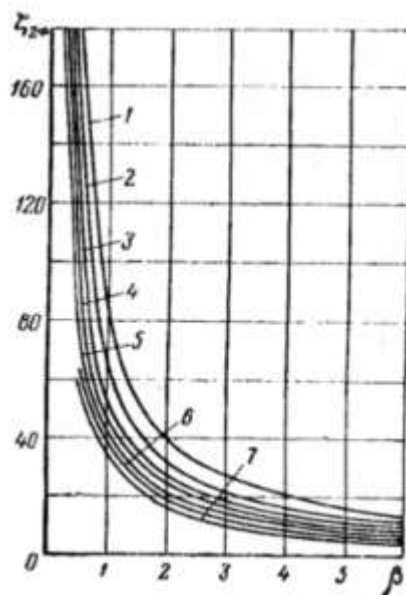


Рисунок 5.2 – График В.И. Щурова

1 - $\alpha = 0,03$; 2 - $\alpha = 0,04$; 3 - $\alpha = 0,05$; 4 - $\alpha = 0,06$; 5 - $\alpha = 0,07$; 6 - $\alpha = 0,08$; 7 - $\alpha = 0,09$.

На рисунке 5.2 представлены диаграммы В.И. Щурова для готового фильтра, анализируя которые следует отметить, что максимальным значением β ($N \cdot D$) по оси абсцисс является число 6, что не позволяет нам вычислить коэффициент C при полученном нами значении коэффициента β равном 241.

Для решения выявленной проблемы нами был построен собственный график зависимости $\beta = f(C_2)$. С этой целью были сняты значения коэффициента C_2 с имеющегося графика В.И. Щурова в диапазоне коэффициента β от 0,50 до 6,00, полученные результаты отображены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Вычисление коэффициента C_2 по графику В.И. Щурова

Коэффициент $\beta=N \cdot D$	Коэффициент C_2
1	2
6,00	10
5,00	11
4,00	14
3,00	19
2,00	35
1,75	42
1,50	50
1,25	60
1,00	75
0,75	93
0,50	127

Далее, на основании имеющихся данных, нами был построен график зависимости коэффициента β от C_2 , проведена линия тренда, выявлена зависимость, отраженная в формуле 5.17.

$$y = 59,566x^{-1,047} \quad (5.17)$$

где x - коэффициент C ;

y - коэффициент β .

В последствии, согласно выявленной зависимости, график был достроен в границах коэффициента β [0,25; 10], окончательный его вариант отражен на рисунке 5.3.

Таким образом, нами был вычислен коэффициент C для отверстий площадью 16,24 мм². Для отверстий площадью 12 мм² коэффициент d_n / D равен 0,02, таким образом, по аналогии с ранее приведенной методикой, был построен второй график зависимости коэффициента β от C_2 , представленный на рисунке 5.4.

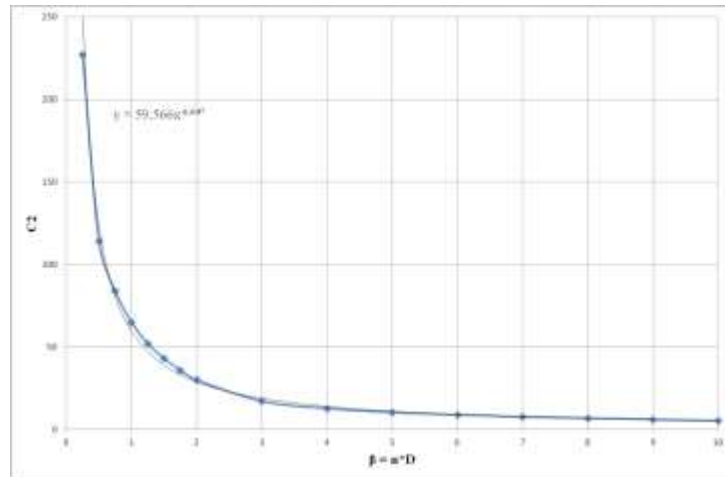


Рисунок 5.3 – Изменение величины сопротивления фильтра C_2 от параметра β
(для $d_n / D = 0,03$)

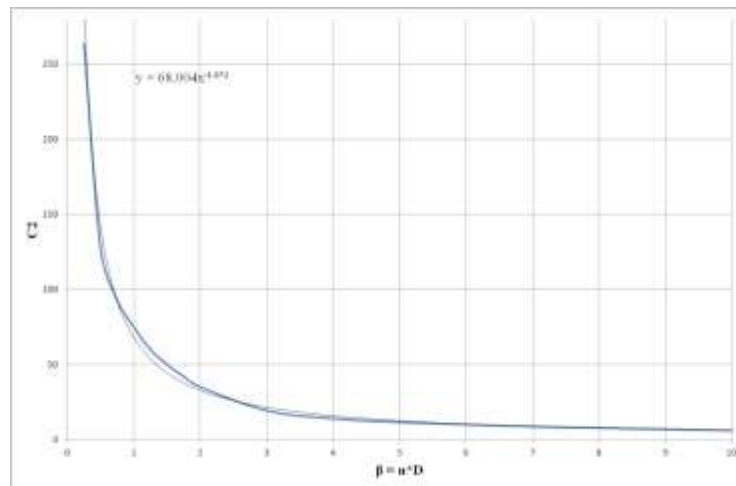


Рисунок 5.4 – Изменение величины сопротивления фильтра C_2 от параметра β
(для $d_n / D = 0,02$)

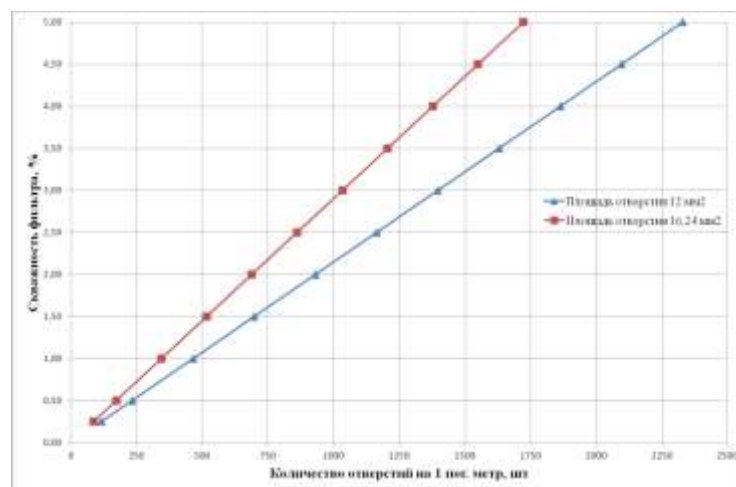


Рисунок 5.5 – Зависимость скважности фильтра от количества отверстий для условий
месторождения имени Юрия Корчагина

Для удобства перерасчета количества отверстий на скважность фильтра был построен график зависимости $\eta = f(N)$, изображенный на рисунке 5.5, из которого видно, что количество отверстий менялось в пределах от 86 до 2329 отв. на 1 погонный метр, в то время как скважность от 0,25 до 5 %.

Традиционно в нефтегазовой промышленности используются фильтры с переменной скважностью [16, 28, 29, 31], то есть количество отверстий на 1 погонный метр фильтра уменьшается от конечного забоя по направлению к устью скважины.

Нами были проведены исследования зависимости накопленного притока флюида по длине ствола для фильтра с постоянной по всей длине скважностью равной 5 %, а также для фильтра, скважность которого меняется от участка к участку. В последнем случае было выделено 10 участков, протяженностью 550 метров каждый, в которых скважность уменьшалась в пределах от 5 % до 0,25 %. Расчеты проводились для отверстий площадью 12 мм². Результаты расчетов исходной системы уравнений (2.29) методом Рунге-Кутты четвертого порядка приведены в таблицах 5.2 и 5.3 и сведены в графики на рисунке 5.6.

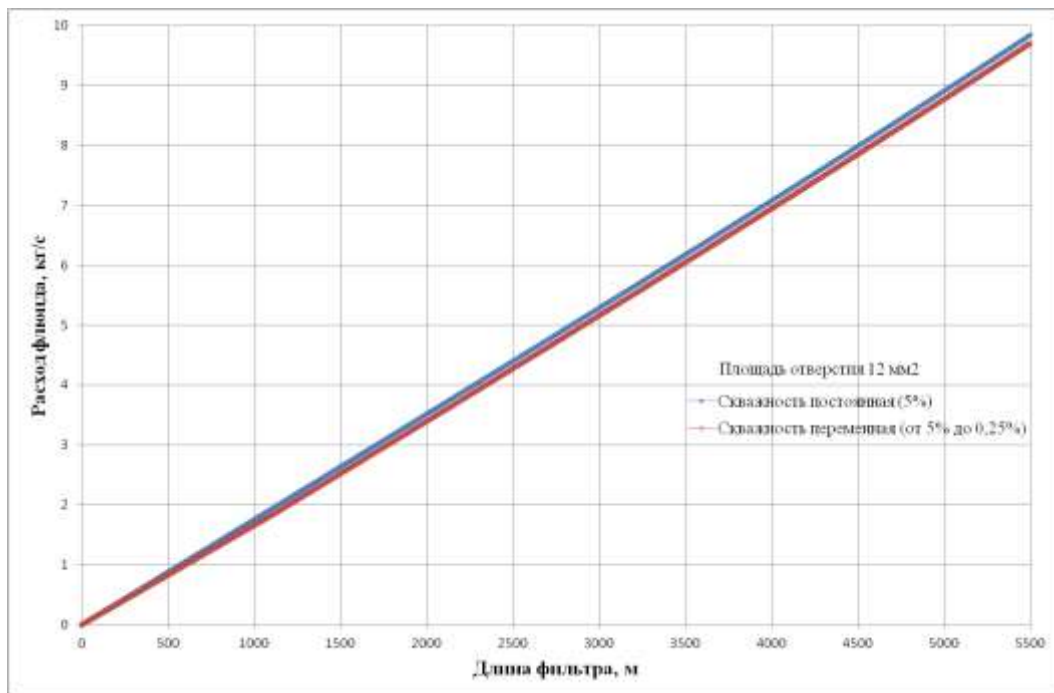


Рисунок 5.6 – Зависимости накопленного притока нефти по длине ствола для условий месторождения имени Юрия Корчагина

Анализируя график, изображенный на рисунке, стоит отметить, что использование фильтра с переменной скважностью не дает прироста притока флюида, по сравнению с фильтром постоянной скважности

Таблица 5.2 – Результаты расчета накопленного притока нефти по стволу скважины для фильтра с постоянной скважностью

h (t)	k1	m1	k2	m2	k3	m3	k4	m4	v_{cp}	Re	λ	$Q_0(x)$	P	$P_0(y)$	Q (мас)	$P_0(y)$, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16600000,00	0,00	16,60
200,00	0,00	0,39	0,00	0,40	0,00	0,40	0,00	0,41	0,03	2982,93	0,04	0,00	5,96	16599994,04	0,35	16,60
400,00	0,00	1,39	0,00	1,41	0,00	1,41	0,00	1,43	0,06	5965,91	0,04	0,00	40,89	16599959,11	0,70	16,60
600,00	0,00	2,93	0,00	2,96	0,00	2,96	0,00	2,98	0,08	8949,07	0,04	0,00	127,24	16599872,76	1,05	16,60
800,00	0,00	4,99	0,00	5,02	0,00	5,02	0,00	5,05	0,11	11932,59	0,03	0,00	286,04	16599713,96	1,41	16,60
1000,00	0,00	7,55	0,00	7,59	0,00	7,59	0,00	7,63	0,14	14916,71	0,03	0,00	537,79	16599462,21	1,76	16,60
1200,00	0,00	10,62	0,00	10,66	0,00	10,66	0,00	10,71	0,17	17901,75	0,03	0,00	902,73	16599097,27	2,11	16,60
1400,00	0,00	14,19	0,00	14,24	0,00	14,24	0,00	14,29	0,20	20888,08	0,03	0,00	1400,96	16598599,04	2,46	16,60
1600,00	0,00	18,26	0,00	18,32	0,00	18,32	0,00	18,38	0,22	23876,11	0,03	0,00	2052,54	16597947,46	2,81	16,60
1800,00	0,00	22,83	0,00	22,90	0,00	22,90	0,00	22,96	0,25	26866,34	0,03	0,00	2877,51	16597122,49	3,16	16,60
2000,00	0,00	27,91	0,00	27,98	0,00	27,98	0,00	28,05	0,28	29859,31	0,03	0,00	3895,95	16596104,05	3,52	16,60
2200,00	0,00	33,49	0,00	33,57	0,00	33,57	0,00	33,64	0,31	32855,64	0,03	0,01	5127,97	16594872,03	3,87	16,59
2400,00	0,00	39,57	0,00	39,66	0,00	39,66	0,00	39,74	0,34	35855,99	0,03	0,01	6593,79	16593406,21	4,22	16,59
2600,00	0,00	46,17	0,00	46,26	0,00	46,26	0,00	46,35	0,37	38861,08	0,03	0,01	8313,75	16591686,25	4,58	16,59
2800,00	0,00	53,28	0,00	53,38	0,00	53,38	0,00	53,47	0,39	41871,70	0,03	0,01	10308,32	16589691,68	4,93	16,59
3000,00	0,00	60,91	0,00	61,01	0,00	61,01	0,00	61,11	0,42	44888,71	0,03	0,01	12598,15	16587401,85	5,29	16,59
3200,00	0,00	69,06	0,00	69,17	0,00	69,17	0,00	69,28	0,45	47913,02	0,03	0,01	15204,09	16584795,91	5,64	16,58
3400,00	0,00	77,74	0,00	77,86	0,00	77,86	0,00	77,98	0,48	50945,60	0,03	0,01	18147,24	16581852,76	6,00	16,58
3600,00	0,00	86,96	0,00	87,09	0,00	87,09	0,00	87,21	0,51	53987,49	0,03	0,01	21448,96	16578551,04	6,36	16,58
3800,00	0,00	96,73	0,00	96,86	0,00	96,86	0,00	96,99	0,54	57039,78	0,03	0,01	25130,92	16574869,08	6,72	16,57
4000,00	0,00	107,05	0,00	107,19	0,00	107,19	0,00	107,32	0,57	60103,66	0,03	0,01	29215,15	16570784,85	7,08	16,57
4200,00	0,00	117,94	0,00	118,08	0,00	118,08	0,00	118,22	0,59	63180,35	0,03	0,01	33724,05	16566275,95	7,44	16,57
4400,00	0,00	129,40	0,00	129,55	0,00	129,55	0,00	129,70	0,62	66271,14	0,03	0,01	38680,48	16561319,52	7,80	16,56
4600,00	0,00	141,45	0,00	141,61	0,00	141,61	0,00	141,77	0,65	69377,42	0,03	0,01	44107,76	16555892,24	8,17	16,56
4800,00	0,00	154,11	0,00	154,27	0,00	154,27	0,00	154,44	0,68	72500,62	0,03	0,01	50029,75	16549970,25	8,54	16,55
5000,00	0,00	167,38	0,00	167,55	0,00	167,55	0,00	167,73	0,71	75642,25	0,03	0,01	56470,87	16543529,13	8,91	16,54
5200,00	0,00	181,29	0,00	181,47	0,00	181,47	0,00	181,65	0,74	78803,90	0,03	0,01	63456,22	16536543,78	9,28	16,54
5400,00	0,00	195,85	0,00	196,04	0,00	196,04	0,00	196,23	0,77	81987,23	0,03	0,01	71011,55	16528988,45	9,65	16,53
5500,00	0,00	203,38	0,00	203,58	0,00	203,58	0,00	203,77	0,79	83587,57	0,03	0,01	75011,23	16524988,77	9,84	16,52

Таблица 5.3 – Результаты расчета накопленного притока нефти по стволу скважины для фильтра с переменной скважностью

h (t)	k1	m1	k2	m2	k3	m3	k4	m4	v_{cp}	Re	λ	$Q_0(x)$	P	$P_0(y)$	Q (мас)	$P_0(y)$, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16600000,00	0,00	16,60
200,00	0,00	0,39	0,00	0,40	0,00	0,40	0,00	0,41	0,03	2982,93	0,04	0,00	5,96	16599994,04	0,35	16,60
400,00	0,00	1,39	0,00	1,41	0,00	1,41	0,00	1,43	0,06	5965,91	0,04	0,00	40,89	16599959,11	0,70	16,60
600,00	0,00	2,93	0,00	2,96	0,00	2,96	0,00	2,98	0,08	8949,07	0,04	0,00	127,24	16599872,76	1,05	16,60
800,00	0,00	4,99	0,00	5,02	0,00	5,02	0,00	5,05	0,11	11932,59	0,03	0,00	286,04	16599713,96	1,41	16,60
1000,00	0,00	7,55	0,00	7,59	0,00	7,59	0,00	7,63	0,14	14916,71	0,03	0,00	537,79	16599462,21	1,76	16,60
1200,00	0,00	10,62	0,00	10,66	0,00	10,66	0,00	10,71	0,17	17900,12	0,03	0,00	902,71	16599097,29	2,11	16,60
1400,00	0,00	14,18	0,00	14,24	0,00	14,24	0,00	14,29	0,20	20883,17	0,03	0,00	1400,78	16598599,22	2,46	16,60
1600,00	0,00	18,25	0,00	18,31	0,00	18,31	0,00	18,36	0,22	23867,94	0,03	0,00	2052,00	16597948,00	2,81	16,60
1800,00	0,00	22,82	0,00	22,88	0,00	22,88	0,00	22,94	0,25	26854,89	0,03	0,00	2876,37	16597123,63	3,16	16,60
2000,00	0,00	27,88	0,00	27,95	0,00	27,95	0,00	28,02	0,28	29844,59	0,03	0,00	3893,91	16596106,09	3,51	16,60
2200,00	0,00	33,45	0,00	33,53	0,00	33,53	0,00	33,61	0,31	32837,62	0,03	0,01	5124,71	16594875,29	3,87	16,59
2400,00	0,00	39,52	0,00	39,60	0,00	39,60	0,00	39,68	0,34	35829,43	0,03	0,01	6588,72	16593411,28	4,22	16,59
2600,00	0,00	46,09	0,00	46,18	0,00	46,18	0,00	46,27	0,37	38825,97	0,03	0,01	8305,97	16591694,03	4,57	16,59
2800,00	0,00	53,17	0,00	53,27	0,00	53,27	0,00	53,37	0,39	41828,02	0,03	0,01	10296,80	16589703,20	4,93	16,59
3000,00	0,00	60,77	0,00	60,87	0,00	60,87	0,00	60,98	0,42	44836,42	0,03	0,01	12581,77	16587418,23	5,28	16,59
3200,00	0,00	68,89	0,00	69,00	0,00	69,00	0,00	69,11	0,45	47852,08	0,03	0,01	15181,59	16584818,41	5,63	16,58
3400,00	0,00	77,52	0,00	77,64	0,00	77,64	0,00	77,75	0,48	50870,03	0,03	0,01	18117,08	16581882,92	5,99	16,58
3600,00	0,00	86,67	0,00	86,79	0,00	86,79	0,00	86,91	0,51	53891,29	0,03	0,01	21408,36	16578591,64	6,35	16,58
3800,00	0,00	96,35	0,00	96,48	0,00	96,48	0,00	96,60	0,54	56922,86	0,03	0,01	25076,67	16574923,33	6,70	16,57
4000,00	0,00	106,58	0,00	106,71	0,00	106,71	0,00	106,85	0,56	59965,88	0,03	0,01	29143,72	16570856,28	7,06	16,57
4200,00	0,00	117,36	0,00	117,51	0,00	117,51	0,00	117,65	0,59	63021,56	0,03	0,01	33631,63	16566368,37	7,42	16,57
4400,00	0,00	128,72	0,00	128,87	0,00	128,87	0,00	129,02	0,62	66091,19	0,03	0,01	38562,92	16561437,08	7,78	16,56
4600,00	0,00	140,07	0,00	140,22	0,00	140,22	0,00	140,37	0,65	69024,18	0,03	0,01	43948,76	16556051,24	8,13	16,56
4800,00	0,00	151,95	0,00	152,11	0,00	152,11	0,00	152,26	0,68	71972,99	0,03	0,01	49799,40	16550200,60	8,47	16,55
5000,00	0,00	164,38	0,00	164,54	0,00	164,54	0,00	164,71	0,70	74938,96	0,03	0,01	56136,72	16543863,28	8,82	16,54
5200,00	0,00	177,38	0,00	177,55	0,00	177,55	0,00	177,72	0,73	77923,49	0,03	0,01	62983,17	16537016,83	9,18	16,54
5400,00	0,00	190,96	0,00	191,14	0,00	191,14	0,00	191,32	0,76	80928,06	0,03	0,01	70361,82	16529638,18	9,53	16,53
5500,00	0,00	197,98	0,00	198,16	0,00	198,16	0,00	198,34	0,78	82438,33	0,03	0,01	74258,10	16525741,90	9,71	16,53

На рисунках 5.7, 5.8, 5.9 приведены зависимости накопленного притока, скорости нефти и потерь давления от величины скважности фильтра для щелей с площадью 12 мм^2 и $16,24 \text{ мм}^2$. Характерной особенностью данных графиков является выполаживание кривых, то есть, при скважности фильтра более 5 %, не происходит существенного прироста притока флюида, скорости течения жидкости и потерь давления. В таблицах 5.4 и 5.5 приведены примеры расчета для щелей площадью 12 мм^2 и $16,24 \text{ мм}^2$, подтверждающие вышесказанное.

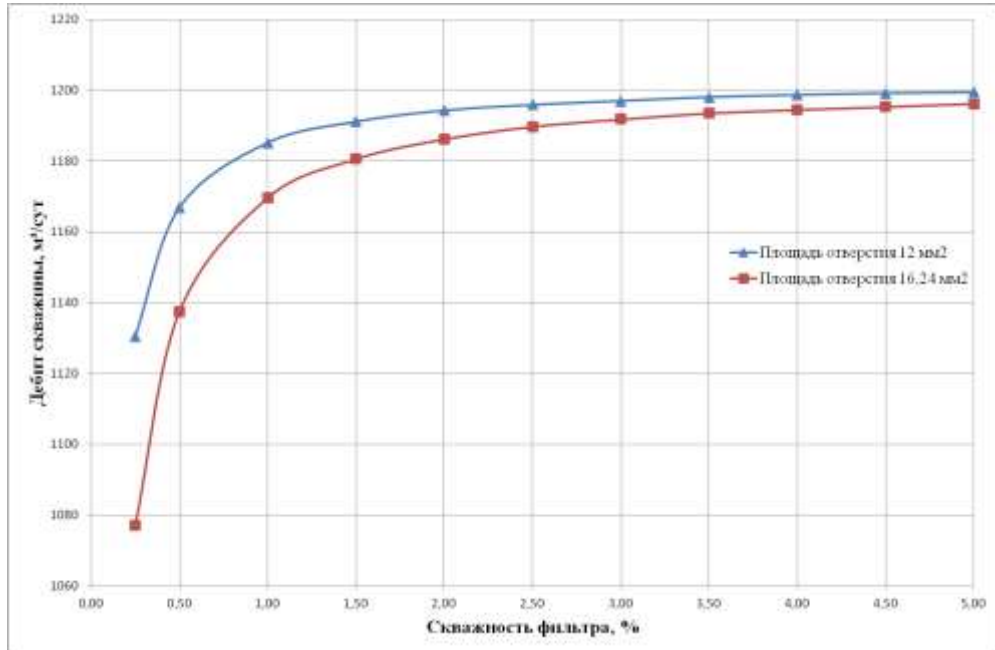


Рисунок 5.7 – Приток нефти в зависимости от скважности фильтра для условий месторождения имени Юрия Корчагина

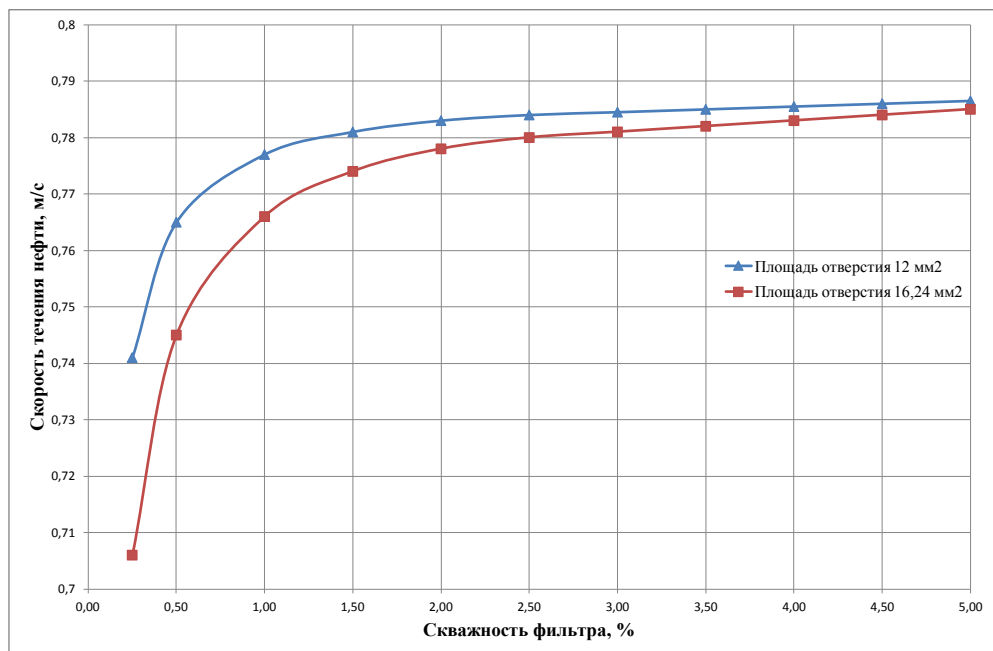


Рисунок 5.8 – Скорость течения нефти в зависимости от скважности фильтра для условий месторождения имени Юрия Корчагина

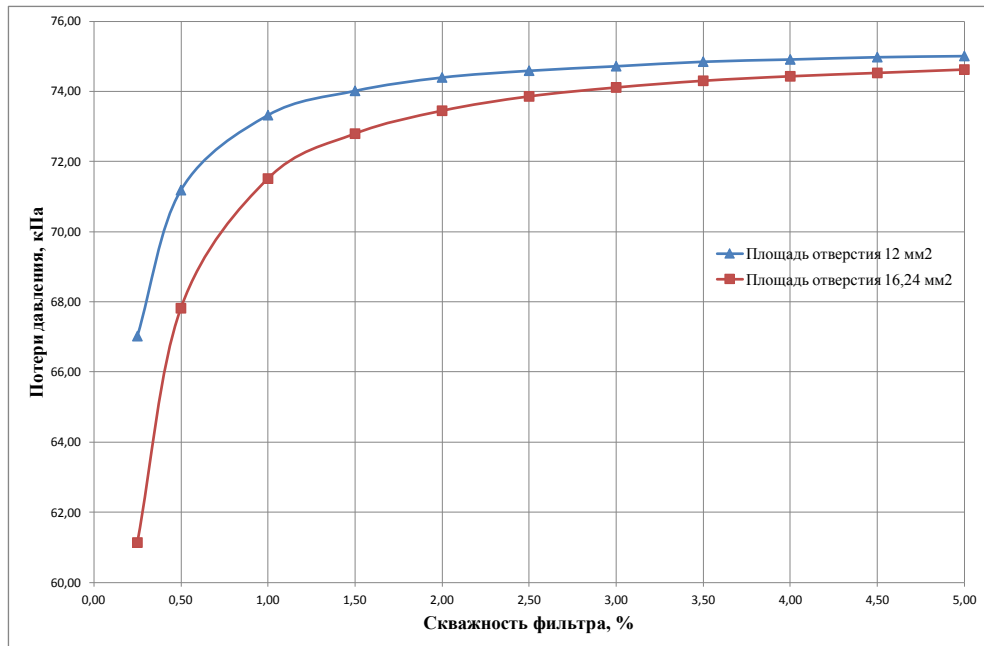


Рисунок 5.9 – Потери давления в зависимости от скважности фильтра для условий месторождения имени Юрия Корчагина

В зависимости от скважности фильтра в таблице 5.6 и на рисунке 5.10 нами предложена схема размещения щелевых отверстий на 1 погонном метре 178 мм легкосплавной обсадной трубы.

Таблица 5.6 – Размещение отверстий на 1 погонном метре 178 мм обсадной трубы

Площадь щели, мм ² / Схема размещения		Скважность фильтра, %				
		1	2	3	4	5
16,24	Количество щелей в ряду, шт.	17	34	51	69	86
	Количество рядов, шт. на 1 пог. м	20	20	20	20	20
	Количество щелей, шт. на 1 пог. м	340	680	1020	1380	1721
12	Количество щелей в ряду, шт.	23	46	70	93	116
	Количество рядов, шт. на 1 пог. м	20	20	20	20	20
	Количество щелей, шт. на 1 пог. м	460	920	1400	1860	2320

Необходимо отметить, что согласно предложенному дизайну, отверстия на щелевом фильтре предполагается расположить в шахматном порядке.

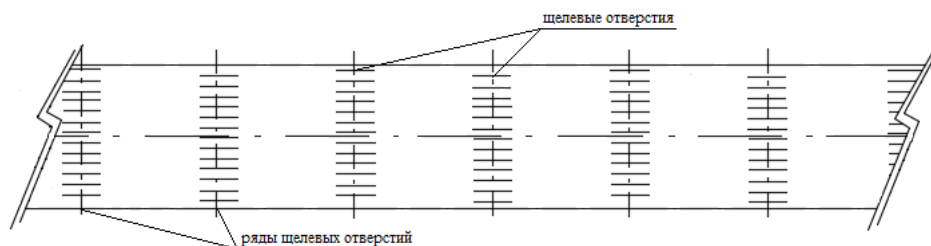


Рисунок 5.10 – Схема размещения отверстий на фильтре

Таблица 5.4 – Пример расчета накопленного притока, скорости нефти и потерь давления для скважности 0,25 % и площади отверстий 12 мм²

h (t)	k1	m1	k2	m2	k3	m3	k4	m4	v _{ср}	Re	λ	Q ₀ (x)	P	P ₀ (y)	Q (мас)	P ₀ (y), МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16600000,00	0,00	16,60
200,00	0,00	0,35	0,00	0,36	0,00	0,36	0,00	0,37	0,03	2816,89	0,04	0,00	5,38	16599994,62	0,33	16,60
400,00	0,00	1,26	0,00	1,27	0,00	1,27	0,00	1,29	0,05	5633,82	0,04	0,00	36,90	16599963,10	0,66	16,60
600,00	0,00	2,64	0,00	2,66	0,00	2,66	0,00	2,68	0,08	8450,90	0,04	0,00	114,72	16599885,28	1,00	16,60
800,00	0,00	4,49	0,00	4,52	0,00	4,52	0,00	4,54	0,11	11268,29	0,03	0,00	257,69	16599742,31	1,33	16,60
1000,00	0,00	6,79	0,00	6,82	0,00	6,82	0,00	6,86	0,13	14086,19	0,03	0,00	484,16	16599515,84	1,66	16,60
1200,00	0,00	9,54	0,00	9,58	0,00	9,58	0,00	9,62	0,16	16904,88	0,03	0,00	812,21	16599187,79	1,99	16,60
1400,00	0,00	12,74	0,00	12,79	0,00	12,79	0,00	12,84	0,19	19724,65	0,03	0,00	1259,81	16598740,19	2,32	16,60
1600,00	0,00	16,39	0,00	16,44	0,00	16,44	0,00	16,50	0,21	22545,87	0,03	0,00	1844,86	16598155,14	2,65	16,60
1800,00	0,00	20,49	0,00	20,55	0,00	20,55	0,00	20,60	0,24	25368,95	0,03	0,00	2585,24	16597414,76	2,99	16,60
2000,00	0,00	25,03	0,00	25,10	0,00	25,10	0,00	25,16	0,27	28194,36	0,03	0,00	3498,85	16596501,15	3,32	16,60
2200,00	0,00	30,02	0,00	30,09	0,00	30,09	0,00	30,16	0,29	31022,60	0,03	0,01	4603,61	16595396,39	3,65	16,60
2400,00	0,00	35,47	0,00	35,54	0,00	35,54	0,00	35,62	0,32	33854,25	0,03	0,01	5917,52	16594082,48	3,99	16,59
2600,00	0,00	41,36	0,00	41,44	0,00	41,44	0,00	41,52	0,34	36689,92	0,03	0,01	7458,68	16592541,32	4,32	16,59
2800,00	0,00	47,72	0,00	47,80	0,00	47,80	0,00	47,89	0,37	39530,27	0,03	0,01	9245,28	16590754,72	4,65	16,59
3000,00	0,00	54,53	0,00	54,62	0,00	54,62	0,00	54,71	0,40	42376,02	0,03	0,01	11295,66	16588704,34	4,99	16,59
3200,00	0,00	61,81	0,00	61,91	0,00	61,91	0,00	62,00	0,43	45227,93	0,03	0,01	13628,32	16586371,68	5,33	16,59
3400,00	0,00	69,56	0,00	69,66	0,00	69,66	0,00	69,76	0,45	48086,84	0,03	0,01	16261,94	16583738,06	5,66	16,58
3600,00	0,00	77,78	0,00	77,89	0,00	77,89	0,00	78,00	0,48	50953,61	0,03	0,01	19215,43	16580784,57	6,00	16,58
3800,00	0,00	86,48	0,00	86,60	0,00	86,60	0,00	86,72	0,51	53829,18	0,03	0,01	22507,93	16577492,07	6,34	16,58
4000,00	0,00	95,68	0,00	95,80	0,00	95,80	0,00	95,92	0,53	56714,52	0,03	0,01	26158,88	16573841,12	6,68	16,57
4200,00	0,00	105,37	0,00	105,50	0,00	105,50	0,00	105,63	0,56	59610,67	0,03	0,01	30188,00	16569812,00	7,02	16,57
4400,00	0,00	115,57	0,00	115,70	0,00	115,70	0,00	115,84	0,59	62518,73	0,03	0,01	34615,37	16565384,63	7,36	16,57
4600,00	0,00	126,28	0,00	126,42	0,00	126,42	0,00	126,56	0,62	65439,84	0,03	0,01	39461,45	16560538,55	7,71	16,56
4800,00	0,00	137,52	0,00	137,67	0,00	137,67	0,00	137,82	0,64	68375,22	0,03	0,01	44747,12	16555252,88	8,05	16,56
5000,00	0,00	149,30	0,00	149,46	0,00	149,46	0,00	149,61	0,67	71326,13	0,03	0,01	50493,72	16549506,28	8,40	16,55
5200,00	0,00	161,63	0,00	161,80	0,00	161,80	0,00	161,96	0,70	74293,91	0,03	0,01	56723,09	16543276,91	8,75	16,54
5400,00	0,00	174,53	0,00	174,70	0,00	174,70	0,00	174,87	0,73	77279,93	0,03	0,01	63457,63	16536542,37	9,10	16,54
5500,00	0,00	181,20	0,00	181,37	0,00	181,37	0,00	181,55	0,74	78780,25	0,03	0,01	67021,50	16532978,50	9,28	16,53

Таблица 5.5 – Пример расчета накопленного притока, скорости нефти и потерь давления для скважности 0,25 % и площади отверстий 16,24 мм²

h (t)	k1	m1	k2	m2	k3	m3	k4	m4	v _{ср}	Re	λ	Q ₀ (x)	P	P ₀ (y)	Q (мас)	P ₀ (y), МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16600000,00	0,00	16,60
200,00	0,00	0,33	0,00	0,33	0,00	0,33	0,00	0,34	0,03	2687,85	0,05	0,00	4,95	16599995,05	0,32	16,60
400,00	0,00	1,15	0,00	1,17	0,00	1,17	0,00	1,18	0,05	5375,74	0,04	0,00	33,93	16599966,07	0,63	16,60
600,00	0,00	2,42	0,00	2,44	0,00	2,44	0,00	2,46	0,08	8063,76	0,04	0,00	105,41	16599894,59	0,95	16,60
800,00	0,00	4,12	0,00	4,14	0,00	4,14	0,00	4,17	0,10	10752,05	0,03	0,00	236,61	16599763,39	1,27	16,60
1000,00	0,00	6,23	0,00	6,26	0,00	6,26	0,00	6,29	0,13	13440,79	0,03	0,00	444,31	16599555,69	1,58	16,60
1200,00	0,00	8,75	0,00	8,78	0,00	8,78	0,00	8,82	0,15	16130,21	0,03	0,00	745,00	16599255,00	1,90	16,60
1400,00	0,00	11,67	0,00	11,72	0,00	11,72	0,00	11,76	0,18	18820,58	0,03	0,00	1155,07	16598844,93	2,22	16,60
1600,00	0,00	15,01	0,00	15,06	0,00	15,06	0,00	15,10	0,20	21512,22	0,03	0,00	1690,83	16598309,17	2,53	16,60
1800,00	0,00	18,75	0,00	18,80	0,00	18,80	0,00	18,86	0,23	24205,49	0,03	0,00	2368,56	16597631,44	2,85	16,60
2000,00	0,00	22,90	0,00	22,96	0,00	22,96	0,00	23,02	0,25	26900,79	0,03	0,00	3204,56	16596795,44	3,17	16,60
2200,00	0,00	27,46	0,00	27,52	0,00	27,52	0,00	27,59	0,28	29598,56	0,03	0,00	4215,15	16595784,85	3,49	16,60
2400,00	0,00	32,43	0,00	32,50	0,00	32,50	0,00	32,57	0,30	32299,31	0,03	0,01	5416,69	16594583,31	3,80	16,59
2600,00	0,00	37,81	0,00	37,88	0,00	37,88	0,00	37,96	0,33	35003,56	0,03	0,01	6825,63	16593174,37	4,12	16,59
2800,00	0,00	43,61	0,00	43,68	0,00	43,68	0,00	43,76	0,35	37711,89	0,03	0,01	8458,50	16591541,50	4,44	16,59
3000,00	0,00	49,82	0,00	49,90	0,00	49,90	0,00	49,99	0,38	40424,93	0,03	0,01	10331,94	16589668,06	4,76	16,59
3200,00	0,00	56,45	0,00	56,54	0,00	56,54	0,00	56,63	0,41	43143,35	0,03	0,01	12462,73	16587537,27	5,08	16,59
3400,00	0,00	63,51	0,00	63,61	0,00	63,61	0,00	63,70	0,43	45867,86	0,03	0,01	14867,80	16585132,20	5,40	16,59
3600,00	0,00	71,00	0,00	71,10	0,00	71,10	0,00	71,20	0,46	48599,23	0,03	0,01	17564,27	16582435,73	5,72	16,58
3800,00	0,00	78,93	0,00	79,03	0,00	79,03	0,00	79,14	0,48	51338,25	0,03	0,01	20569,45	16579430,55	6,05	16,58
4000,00	0,00	87,29	0,00	87,40	0,00	87,40	0,00	87,52	0,51	54085,79	0,03	0,01	23900,87	16576099,13	6,37	16,58
4200,00	0,00	96,11	0,00	96,22	0,00	96,22	0,00	96,34	0,53	56842,73	0,03	0,01	27576,34	16572423,66	6,69	16,57
4400,00	0,00	105,38	0,00	105,50	0,00	105,50	0,00	105,62	0,56	59610,04	0,03	0,01	31613,95	16568386,05	7,02	16,57
4600,00	0,00	115,11	0,00	115,24	0,00	115,24	0,00	115,37	0,59	62388,71	0,03	0,01	36032,08	16563967,92	7,35	16,56
4800,00	0,00	125,32	0,00	125,45	0,00	125,45	0,00	125,59	0,61	65179,79	0,03	0,01	40849,49	16559150,51	7,67	16,56
5000,00	0,00	136,01	0,00	136,15	0,00	136,15	0,00	136,29	0,64	67984,37	0,03	0,01	46085,30	16553914,70	8,01	16,55
5200,00	0,00	147,19	0,00	147,34	0,00	147,34	0,00	147,49	0,67	70803,61	0,03	0,01	51759,06	16548240,94	8,34	16,55
5400,00	0,00	158,88	0,00	159,04	0,00	159,04	0,00	159,19	0,69	73638,71	0,03	0,01	57890,76	16542109,24	8,67	16,54
5500,00	0,00	164,92	0,00	165,08	0,00	165,08	0,00	165,24	0,71	75062,60	0,03	0,01	61134,72	16538865,28	8,84	16,54

Разработанный алгоритм был усовершенствован с целью расчета и анализа притока нефти из пластов с различной проницаемостью. Горизонтальный участок протяженностью 5500 метров для удобства расчетов нами был условно разделен на 5 частей с различной проницаемостью. Выполненные расчеты производились для площади отверстий равной 16,24 мм².

Рассмотрены 4 случая:

1. Проницаемость пласта уменьшалась по направлению от забоя к устью скважины следующим образом: $0,06 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $0,025 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $0,005 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $0,0025 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $0,001 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Скважность фильтра, на протяжении 5500 метров, оставалась неизменной. Произведено 11 расчетов для следующих скважностей: 5,0 %, 4,5 %, 4,0 %, 3,5 %, 3,0 %, 2,5 %, 2,0 %, 1,5%, 1,0 %, 0,50 %, 0,25 %. Результаты приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Результаты расчета накопленного притока нефти по стволу скважины для случая переменной проницаемости продуктивного пласта

№ расчета	N, отв. на 1 пог. м	η , %	C_2	Q, кг / с
1	2	3	4	5
1	1721	5,00	0,24	10,14
2	1549	4,50	0,27	10,14
3	1377	4,00	0,30	10,13
4	1205	3,50	0,34	10,12
5	1033	3,00	0,40	10,11
6	860	2,50	0,48	10,09
7	688	2,00	0,61	10,06
8	516	1,50	0,82	10,01
9	344	1,00	1,24	9,92
10	172	0,50	2,52	9,65
11	86	0,25	5,13	9,14

2. Величина проницаемости пласта менялась как и в предыдущем случае, но на этот раз скважность фильтра так же менялась от участка к участку и была разбита на 5 интервалов протяженностью 1100 метров каждый . Результаты расчетов приведены в таблице 5.8.

3. Проницаемость пласта изменялось достаточно сильно от участка к участку: $0,06 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $0,001 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $0,025 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $0,0025 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $0,005 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Отверстия, при расчетах, подбирались таким образом, что максимальное их количество соответствовало участку с максимальной проницаемостью продуктивного пласта. Результаты расчетов отображены в таблице 5.9.

Таблица 5.8 – Результаты расчета накопленного притока нефти по стволу скважины для случая переменной скважности фильтра и проницаемости продуктивного пласта

№ расчета	N, отв. на 1 пог. м	η , %	C_2	Q, кг / с
1	2	3	4	5
1	1721; 1377; 1033; 688; 344	5,00; 4,00; 3,00; 2,00; 1,00	0,24; 0,30; 0,40; 0,61; 1,24	10,13
2	1721; 1205; 688; 344; 86	5,00; 3,50; 2,00; 1,00; 0,25	0,24; 0,34; 0,61; 1,24; 5,13	10,11
3	344, 688, 1033, 1377, 1721	1,00; 2,00; 3,00; 4,00; 5,00	1,24; 0,61; 0,40; 0,30; 0,24	9,98
4	86, 344, 688, 1205, 1721	0,25; 1,00; 2,00; 3,50; 5,00	5,13; 1,24; 0,61; 0,34; 0,24	9,44
5	1721, 1721, 1721, 1721, 1721	5,00; 5,00; 5,00; 5,00; 5,00	0,24; 0,24; 0,24; 0,24; 0,24	10,14
6	86, 86, 86, 86, 86	0,25; 0,25; 0,25; 0,25; 0,25	5,13; 5,13; 5,13; 5,13; 5,13	9,14

Таблица 5.9 – Результаты расчета накопленного притока нефти по стволу скважины для случая переменной скважности фильтра и сильного изменения проницаемости продуктивного пласта

№ расчета	N, отв. на 1 пог. м	η , %	C_2	Q, кг / с
1	2	3	4	5
1	1721, 1377, 1033, 688, 344	5,00; 4,00; 3,00; 2,00; 1,00	0,24; 0,30; 0,40; 0,61; 1,24	10,19
2	1721, 1205, 688, 344, 86	5,00; 3,50; 2,00; 1,00; 0,25	0,24; 0,34; 0,61; 1,24; 5,13	10,13
3	1721, 344, 1377, 688, 1033	5,00; 1,00; 4,00; 2,00; 3,00	0,24; 1,24; 0,30; 0,61; 0,40	10,20
4	1721, 86, 1205, 344, 688	5,00; 0,25; 3,50; 1,00; 2,00	0,24; 5,13; 0,34; 1,24; 0,61	10,18
5	1721, 1721, 1721, 1721, 1721	5,00; 5,00; 5,00; 5,00; 5,00	0,24; 0,24; 0,24; 0,24; 0,24	10,21
6	86, 86, 86, 86, 86	0,25; 0,25; 0,25; 0,25; 0,25	5,13; 5,13; 5,13; 5,13; 5,13	9,19

4. Проницаемость уменьшалась от забоя к устью скважины следующим образом: $0,001 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $0,0025 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $0,005 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $0,025 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; $0,06 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Отверстия подбирались по принципу описанному выше.

Частично примеры расчетов приведены в таблицах: 5.11, 5.12, 5.13, 5.14.

Анализируя результаты расчетов, следует еще раз отметить, что использование фильтров с переменной скважностью, даже в условиях перемежающихся пластов различной проницаемости, не дает преимущества по сравнению с фильтрами постоянной скважности.

Таблица 5.10 – Результаты расчета накопленного притока нефти по стволу скважины для случая переменной скважности и уменьшающейся проницаемости продуктивного пласта

№ расчета	N, отв. на 1 пог. м	η , %	C_2	Q, кг / с
1	2	3	4	5
1	1721, 1377, 1033, 688, 344	5,00; 4,00; 3,00; 2,00; 1,00	0,24; 0,30; 0,40; 0,61; 1,24	9,92
2	1721, 1205, 688, 344, 86	5,00; 3,50; 2,00; 1,00; 0,25	0,24; 0,34; 0,61; 1,24; 5,13	9,39
3	344, 688, 1033, 1377, 1721	1,00; 2,00; 3,00; 4,00; 5,00	1,24; 0,61; 0,40; 0,30; 0,24	10,08
4	86, 344, 688, 1205, 1721	0,25; 1,00; 2,00; 3,50; 5,00	5,13; 1,24; 0,61; 0,34; 0,24	10,06
5	1721, 1721, 1721, 1721, 1721	5,00; 5,00; 5,00; 5,00; 5,00	0,24; 0,24; 0,24; 0,24; 0,24	10,09
6	86, 86, 86, 86, 86	0,25; 0,25; 0,25; 0,25; 0,25	5,13; 5,13; 5,13; 5,13; 5,13	9,10

Выполненные нами исследования показывают, что принятое в настоящее время в практике строительства и эксплуатации скважин использование фильтров с увеличением числа щелей от конечного забоя по направлению к устью, не дает необходимого эффекта увеличения дебита, целесообразно использовать фильтры с постоянной скважностью.

При увеличении скважность фильтра больше 5 % накопленный приток нефти практически не меняется. На стадии проектирования щелевого фильтра имеет смысл выбрать такое количество отверстий, которое позволяет обоснованно выбрать оборудование для оптимальных условий эксплуатации как отдельных или группы скважин, так и месторождения в целом, на разных стадиях его разработки и эксплуатации.

Таблица 5.11 – Пример расчета накопленного притока нефти по стволу скважины для случая переменной проницаемости продуктивного пласта (расчет № 1)

h (t)	k1	m1	k2	m2	k3	m3	k4	m4	v_{cp}	Re	λ	$Q_0(x)$	P	$P_0(y)$	Q (мас)	$P_0(y)$, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16600000,00	0	16,60
200,00	0,00	3,43	0,00	3,52	0,00	3,52	0,00	3,61	0,09	9917,13	0,03	0,00	51,22	16599948,78	1,17	16,60
400,00	0,00	12,67	0,00	12,83	0,00	12,83	0,00	12,99	0,19	19835,88	0,03	0,00	364,19	16599635,81	2,34	16,60
600,00	0,00	27,43	0,00	27,66	0,00	27,66	0,00	27,89	0,28	29759,96	0,03	0,00	1162,97	16598837,03	3,50	16,60
800,00	0,00	47,69	0,00	47,99	0,00	47,99	0,00	48,29	0,37	39695,28	0,03	0,01	2667,74	16597332,26	4,67	16,60
1000,00	0,00	73,47	0,00	73,85	0,00	73,85	0,00	74,22	0,47	49649,93	0,03	0,01	5098,87	16594901,13	5,85	16,60
1200,00	0,00	95,59	0,00	95,77	0,00	95,77	0,00	95,94	0,53	56719,48	0,03	0,01	8582,52	16591417,48	6,68	16,59
1400,00	0,00	109,70	0,00	109,89	0,00	109,89	0,00	110,08	0,57	60895,33	0,03	0,01	12699,36	16587300,64	7,17	16,59
1600,00	0,00	124,85	0,00	125,05	0,00	125,05	0,00	125,26	0,61	65089,40	0,03	0,01	17402,39	16582597,61	7,66	16,58
1800,00	0,00	141,05	0,00	141,27	0,00	141,27	0,00	141,48	0,65	69304,18	0,03	0,01	22733,34	16577266,66	8,16	16,58
2000,00	0,00	158,33	0,00	158,56	0,00	158,56	0,00	158,79	0,69	73542,36	0,03	0,01	28734,89	16571265,11	8,66	16,57
2200,00	0,00	176,72	0,00	176,96	0,00	176,96	0,00	177,21	0,73	77806,80	0,03	0,01	35450,81	16564549,19	9,16	16,57
2400,00	0,00	180,93	0,00	180,98	0,00	180,98	0,00	181,03	0,74	78665,46	0,03	0,01	42614,99	16557385,02	9,26	16,56
2600,00	0,00	184,82	0,00	184,87	0,00	184,87	0,00	184,92	0,75	79530,11	0,03	0,01	49933,70	16550066,30	9,36	16,55
2800,00	0,00	188,79	0,00	188,84	0,00	188,84	0,00	188,89	0,76	80400,87	0,03	0,01	57409,71	16542590,29	9,47	16,54
3000,00	0,00	192,82	0,00	192,88	0,00	192,88	0,00	192,93	0,76	81277,88	0,03	0,01	65045,81	16534954,20	9,57	16,54
3200,00	0,00	196,93	0,00	196,99	0,00	196,99	0,00	197,04	0,77	82161,26	0,03	0,01	72844,85	16527155,15	9,67	16,53
3400,00	0,00	200,12	0,00	200,14	0,00	200,14	0,00	200,17	0,78	82828,27	0,03	0,01	80799,26	16519200,74	9,75	16,52
3600,00	0,00	202,23	0,00	202,26	0,00	202,26	0,00	202,29	0,78	83276,53	0,03	0,01	88848,29	16511151,71	9,81	16,51
3800,00	0,00	204,38	0,00	204,41	0,00	204,41	0,00	204,43	0,79	83728,12	0,03	0,01	96982,60	16503017,40	9,86	16,50
4000,00	0,00	206,55	0,00	206,58	0,00	206,58	0,00	206,61	0,79	84183,10	0,03	0,01	105203,29	16494796,71	9,91	16,50
4200,00	0,00	208,75	0,00	208,78	0,00	208,78	0,00	208,81	0,80	84641,50	0,03	0,01	113511,45	16486488,55	9,97	16,49
4400,00	0,00	210,98	0,00	211,01	0,00	211,01	0,00	211,04	0,80	85103,34	0,03	0,01	121908,22	16478091,78	10,02	16,48
4600,00	0,00	211,91	0,00	211,93	0,00	211,93	0,00	211,94	0,80	85289,47	0,03	0,01	130367,65	16469632,35	10,04	16,47
4800,00	0,00	212,82	0,00	212,84	0,00	212,84	0,00	212,85	0,80	85477,00	0,03	0,01	138863,33	16461136,67	10,06	16,46
5000,00	0,00	213,74	0,00	213,76	0,00	213,76	0,00	213,77	0,81	85665,94	0,03	0,01	147395,61	16452604,39	10,09	16,45
5200,00	0,00	214,67	0,00	214,68	0,00	214,68	0,00	214,70	0,81	85856,30	0,03	0,01	155964,84	16444035,16	10,11	16,44
5400,00	0,00	215,61	0,00	215,62	0,00	215,62	0,00	215,63	0,81	86048,07	0,03	0,01	164571,37	16435428,63	10,13	16,44
5500,00	0,00	216,08	0,00	216,09	0,00	216,09	0,00	216,11	0,81	86144,49	0,03	0,01	168888,73	16431111,27	10,14	16,43

Таблица 5.12 – Результаты расчета накопленного притока нефти по стволу скважины для случая переменной скважности фильтра и проницаемости продуктивного пласта (расчет № 1)

h (t)	k1	m1	k2	m2	k3	m3	k4	m4	v_{cp}	Re	λ	$Q_0(x)$	P	$P_0(y)$	Q (мас)	$P_0(y)$, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16600000,00	0,00	16,60
200,00	0,00	3,43	0,00	3,52	0,00	3,52	0,00	3,61	0,09	9917,13	0,03	0,00	51,22	16599948,78	1,17	16,60
400,00	0,00	12,66	0,00	12,83	0,00	12,83	0,00	12,99	0,19	19835,88	0,03	0,00	364,19	16599635,81	2,34	16,60
600,00	0,00	27,43	0,00	27,66	0,00	27,66	0,00	27,89	0,28	29759,96	0,03	0,00	1162,97	16598837,03	3,50	16,60
800,00	0,00	47,69	0,00	47,99	0,00	47,99	0,00	48,29	0,37	39695,28	0,03	0,01	2667,74	16597332,26	4,67	16,60
1000,00	0,00	73,47	0,00	73,84	0,00	73,84	0,00	74,22	0,47	49649,93	0,03	0,01	5098,87	16594901,13	5,85	16,59
1200,00	0,00	95,58	0,00	95,76	0,00	95,76	0,00	95,93	0,53	56716,75	0,03	0,01	8582,43	16591417,57	6,68	16,59
1400,00	0,00	109,68	0,00	109,86	0,00	109,86	0,00	110,05	0,57	60887,14	0,03	0,01	12698,53	16587301,47	7,17	16,59
1600,00	0,00	124,80	0,00	125,00	0,00	125,00	0,00	125,20	0,61	65075,70	0,03	0,01	17399,97	16582600,03	7,66	16,58
1800,00	0,00	140,98	0,00	141,19	0,00	141,19	0,00	141,41	0,65	69284,95	0,03	0,01	22728,38	16577271,62	8,16	16,58
2000,00	0,00	158,23	0,00	158,46	0,00	158,46	0,00	158,69	0,69	73517,55	0,03	0,01	28726,33	16571273,67	8,66	16,57
2200,00	0,00	176,59	0,00	176,83	0,00	176,83	0,00	177,07	0,73	77776,36	0,03	0,01	35437,48	16564562,52	9,16	16,56
2400,00	0,00	180,78	0,00	180,83	0,00	180,83	0,00	180,88	0,74	78632,02	0,03	0,01	42595,95	16557404,05	9,26	16,56
2600,00	0,00	184,66	0,00	184,71	0,00	184,71	0,00	184,76	0,75	79493,64	0,03	0,01	49908,37	16550091,63	9,36	16,55
2800,00	0,00	188,61	0,00	188,66	0,00	188,66	0,00	188,71	0,76	80361,34	0,03	0,01	57377,45	16542622,55	9,46	16,54
3000,00	0,00	192,63	0,00	192,68	0,00	192,68	0,00	192,73	0,76	81235,26	0,03	0,01	65005,98	16534994,02	9,57	16,53
3200,00	0,00	196,72	0,00	196,77	0,00	196,77	0,00	196,82	0,77	82115,53	0,03	0,01	72796,81	16527203,19	9,67	16,53
3400,00	0,00	199,88	0,00	199,91	0,00	199,91	0,00	199,94	0,78	82779,17	0,03	0,01	80742,33	16519257,67	9,75	16,52
3600,00	0,00	201,98	0,00	202,01	0,00	202,01	0,00	202,04	0,78	83223,80	0,03	0,01	88781,73	16511218,27	9,80	16,51
3800,00	0,00	204,11	0,00	204,14	0,00	204,14	0,00	204,17	0,79	83671,75	0,03	0,01	96905,68	16503094,32	9,85	16,50
4000,00	0,00	206,26	0,00	206,29	0,00	206,29	0,00	206,32	0,79	84123,05	0,03	0,01	105115,25	16494884,75	9,91	16,49
4200,00	0,00	208,44	0,00	208,47	0,00	208,47	0,00	208,50	0,80	84577,72	0,03	0,01	113411,52	16486588,48	9,96	16,49
4400,00	0,00	210,65	0,00	210,68	0,00	210,68	0,00	210,71	0,80	85035,82	0,03	0,01	121795,62	16478204,38	10,01	16,48
4600,00	0,00	211,57	0,00	211,58	0,00	211,58	0,00	211,59	0,80	85217,95	0,03	0,01	130241,59	16469758,41	10,03	16,47
4800,00	0,00	212,46	0,00	212,47	0,00	212,47	0,00	212,48	0,80	85401,45	0,03	0,01	138722,99	16461277,01	10,06	16,46
5000,00	0,00	213,36	0,00	213,37	0,00	213,37	0,00	213,38	0,80	85586,32	0,03	0,01	147240,18	16452759,82	10,08	16,45
5200,00	0,00	214,26	0,00	214,28	0,00	214,28	0,00	214,29	0,81	85772,58	0,03	0,01	155793,48	16444206,52	10,10	16,44
5400,00	0,00	215,18	0,00	215,19	0,00	215,19	0,00	215,20	0,81	85960,22	0,03	0,01	164383,26	16435616,74	10,12	16,44
5500,00	0,00	215,64	0,00	215,65	0,00	215,65	0,00	215,66	0,81	86054,56	0,03	0,01	168691,93	16431308,07	10,13	16,43

Таблица 5.13 – Результаты расчета накопленного притока нефти по стволу скважины для случая переменной скважности фильтра и сильного изменения проницаемости продуктивного пласта (расчет № 1)

h (t)	k1	m1	k2	m2	k3	m3	k4	m4	v_{cp}	Re	λ	$Q_0(x)$	P	$P_0(y)$	Q (мас)	$P_0(y)$, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16600000,00	0,00	16,60
200,00	0,00	3,43	0,00	3,52	0,00	3,52	0,00	3,61	0,09	9917,13	0,03	0,00	51,22	16599948,78	1,17	16,60
400,00	0,00	12,66	0,00	12,83	0,00	12,83	0,00	12,99	0,19	19835,88	0,03	0,00	364,19	16599635,81	2,34	16,60
600,00	0,00	27,43	0,00	27,66	0,00	27,66	0,00	27,89	0,28	29759,96	0,03	0,00	1162,97	16598837,03	3,50	16,60
800,00	0,00	47,69	0,00	47,99	0,00	47,99	0,00	48,29	0,37	39695,28	0,03	0,01	2667,74	16597332,26	4,67	16,60
1000,00	0,00	73,47	0,00	73,84	0,00	73,84	0,00	74,22	0,47	49649,93	0,03	0,01	5098,87	16594901,13	5,85	16,59
1200,00	0,00	89,49	0,00	89,50	0,00	89,50	0,00	89,50	0,51	54720,80	0,03	0,01	8518,56	16591481,44	6,44	16,59
1400,00	0,00	90,02	0,00	90,02	0,00	90,02	0,00	90,03	0,52	54887,57	0,03	0,01	12109,25	16587890,75	6,46	16,59
1600,00	0,00	90,55	0,00	90,56	0,00	90,56	0,00	90,56	0,52	55054,93	0,03	0,01	15721,11	16584278,89	6,48	16,58
1800,00	0,00	91,08	0,00	91,09	0,00	91,09	0,00	91,10	0,52	55222,89	0,03	0,01	19354,30	16580645,70	6,50	16,58
2000,00	0,00	91,62	0,00	91,63	0,00	91,63	0,00	91,64	0,52	55391,46	0,03	0,01	23008,94	16576991,06	6,52	16,58
2200,00	0,00	92,16	0,00	92,17	0,00	92,17	0,00	92,18	0,52	55560,63	0,03	0,01	26685,18	16573314,82	6,54	16,57
2400,00	0,00	105,89	0,00	106,08	0,00	106,08	0,00	106,27	0,56	59796,16	0,03	0,01	30650,57	16569349,43	7,04	16,57
2600,00	0,00	121,00	0,00	121,20	0,00	121,20	0,00	121,40	0,60	64049,21	0,03	0,01	35200,14	16564799,86	7,54	16,56
2800,00	0,00	137,18	0,00	137,40	0,00	137,40	0,00	137,61	0,64	68322,28	0,03	0,01	40376,57	16559623,43	8,04	16,56
3000,00	0,00	154,47	0,00	154,70	0,00	154,70	0,00	154,93	0,68	72618,02	0,03	0,01	46223,50	16553776,50	8,55	16,55
3200,00	0,00	172,89	0,00	173,13	0,00	173,13	0,00	173,38	0,72	76939,29	0,03	0,01	52785,61	16547214,39	9,06	16,55
3400,00	0,00	183,95	0,00	183,98	0,00	183,98	0,00	184,00	0,75	79327,32	0,03	0,01	60019,43	16539980,57	9,34	16,54
3600,00	0,00	185,93	0,00	185,96	0,00	185,96	0,00	185,98	0,75	79763,33	0,03	0,01	67419,03	16532580,97	9,39	16,53
3800,00	0,00	187,93	0,00	187,96	0,00	187,96	0,00	187,98	0,75	80202,39	0,03	0,01	74898,17	16525101,83	9,44	16,53
4000,00	0,00	189,95	0,00	189,98	0,00	189,98	0,00	190,01	0,76	80644,53	0,03	0,01	82457,84	16517542,16	9,50	16,52
4200,00	0,00	192,00	0,00	192,03	0,00	192,03	0,00	192,06	0,76	81089,78	0,03	0,01	90099,02	16509900,98	9,55	16,51
4400,00	0,00	194,08	0,00	194,11	0,00	194,11	0,00	194,13	0,77	81538,19	0,03	0,01	97822,74	16502177,26	9,60	16,50
4600,00	0,00	198,19	0,00	198,24	0,00	198,24	0,00	198,29	0,78	82429,21	0,03	0,01	105671,02	16494328,98	9,71	16,49
4800,00	0,00	202,42	0,00	202,47	0,00	202,47	0,00	202,53	0,78	83326,64	0,03	0,01	113687,13	16486312,87	9,81	16,49
5000,00	0,00	206,72	0,00	206,78	0,00	206,78	0,00	206,84	0,79	84230,62	0,03	0,01	121874,07	16478125,93	9,92	16,48
5200,00	0,00	211,11	0,00	211,17	0,00	211,17	0,00	211,22	0,80	85141,30	0,03	0,01	130234,91	16469765,09	10,03	16,47
5400,00	0,00	215,57	0,00	215,63	0,00	215,63	0,00	215,69	0,81	86058,80	0,03	0,01	138772,77	16461227,23	10,13	16,46
5500,00	0,00	217,83	0,00	217,89	0,00	217,89	0,00	217,95	0,81	86520,17	0,03	0,01	143109,09	16456890,91	10,19	16,46

Таблица 5.14 – Результаты расчета накопленного притока нефти по стволу скважины для случая переменной скважности и уменьшающейся проницаемости продуктивного пласта (расчет № 1)

h (t)	k1	m1	k2	m2	k3	m3	k4	m4	v_{cp}	Re	λ	$Q_0(x)$	P	$P_0(y)$	Q (мас)	$P_0(y)$, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16600000,00	0,00	16,60
200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	165,28	0,09	0,00	0,04	16599999,96	0,02	16,60
400,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	330,57	0,07	0,00	0,25	16599999,75	0,04	16,60
600,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	495,85	0,07	0,00	0,75	16599999,25	0,06	16,60
800,00	0,00	0,03	0,00	0,03	0,00	0,03	0,00	0,03	0,01	661,13	0,06	0,00	1,67	16599998,33	0,08	16,60
1000,00	0,00	0,04	0,00	0,04	0,00	0,04	0,00	0,04	0,01	826,42	0,06	0,00	3,08	16599996,92	0,10	16,60
1200,00	0,00	0,07	0,00	0,07	0,00	0,07	0,00	0,07	0,01	1115,39	0,06	0,00	5,23	16599994,77	0,13	16,60
1400,00	0,00	0,12	0,00	0,12	0,00	0,12	0,00	0,13	0,01	1528,06	0,05	0,00	9,14	16599990,86	0,18	16,60
1600,00	0,00	0,19	0,00	0,19	0,00	0,19	0,00	0,19	0,02	1940,74	0,05	0,00	15,44	16599984,56	0,23	16,60
1800,00	0,00	0,27	0,00	0,27	0,00	0,27	0,00	0,27	0,02	2353,41	0,05	0,00	24,63	16599975,37	0,28	16,60
2000,00	0,00	0,36	0,00	0,36	0,00	0,36	0,00	0,36	0,03	2766,09	0,04	0,00	37,18	16599962,82	0,33	16,60
2200,00	0,00	0,46	0,00	0,46	0,00	0,46	0,00	0,46	0,03	3178,78	0,04	0,00	53,55	16599946,45	0,37	16,60
2400,00	0,00	0,69	0,00	0,69	0,00	0,69	0,00	0,70	0,04	4002,37	0,04	0,00	76,53	16599923,47	0,47	16,60
2600,00	0,00	0,97	0,00	0,97	0,00	0,97	0,00	0,97	0,05	4825,98	0,04	0,00	109,76	16599890,24	0,57	16,60
2800,00	0,00	1,28	0,00	1,29	0,00	1,29	0,00	1,29	0,05	5649,62	0,04	0,00	154,92	16599845,08	0,67	16,60
3000,00	0,00	1,64	0,00	1,65	0,00	1,65	0,00	1,65	0,06	6473,31	0,04	0,00	213,67	16599786,33	0,76	16,60
3200,00	0,00	2,04	0,00	2,05	0,00	2,05	0,00	2,05	0,07	7297,05	0,04	0,00	287,63	16599712,37	0,86	16,60
3400,00	0,00	3,42	0,00	3,46	0,00	3,46	0,00	3,49	0,09	9759,15	0,04	0,00	388,03	16599611,97	1,15	16,60
3600,00	0,00	6,56	0,00	6,61	0,00	6,61	0,00	6,66	0,13	13860,04	0,03	0,00	587,73	16599412,27	1,63	16,60
3800,00	0,00	10,66	0,00	10,72	0,00	10,72	0,00	10,78	0,17	17962,04	0,03	0,00	933,16	16599066,84	2,12	16,60
4000,00	0,00	15,70	0,00	15,77	0,00	15,77	0,00	15,85	0,21	22065,82	0,03	0,00	1462,31	16598537,69	2,60	16,60
4200,00	0,00	21,68	0,00	21,77	0,00	21,77	0,00	21,86	0,25	26172,21	0,03	0,00	2213,01	16597786,99	3,08	16,60
4400,00	0,00	28,62	0,00	28,71	0,00	28,71	0,00	28,81	0,28	30282,19	0,03	0,01	3223,02	16596776,98	3,57	16,60
4600,00	0,00	48,47	0,00	48,76	0,00	48,76	0,00	49,06	0,38	40025,18	0,03	0,01	4762,63	16595237,37	4,71	16,60
4800,00	0,00	73,88	0,00	74,25	0,00	74,25	0,00	74,61	0,47	49787,39	0,03	0,01	7217,80	16592782,20	5,86	16,59
5000,00	0,00	104,67	0,00	105,10	0,00	105,10	0,00	105,54	0,56	59578,73	0,03	0,01	10802,18	16589197,82	7,02	16,59
5200,00	0,00	140,92	0,00	141,42	0,00	141,42	0,00	141,92	0,65	69411,20	0,03	0,01	15732,40	16584267,60	8,17	16,58
5400,00	0,00	182,76	0,00	183,33	0,00	183,33	0,00	183,90	0,75	79298,95	0,03	0,01	22229,48	16577770,52	9,34	16,58
5500,00	0,00	205,82	0,00	206,43	0,00	206,43	0,00	207,04	0,79	84268,56	0,03	0,01	26136,25	16573863,75	9,92	16,57

5.2 Расчет плотности щелевых отверстий для условий Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

Методика расчета плотности щелевых отверстий, рассмотренная в разделе 5.1, может быть так же успешно применена и для других месторождений, в частности нами рассмотрена скважина с большим отходом от вертикали на Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения.

При решении задачи оптимизации скважности фильтра была использована следующая промысловая и геологическая информация по данной площади:

1. Плотность нефти $\rho = 944 \text{ кг/м}^3$;
2. Вязкость нефти $\mu = 3,066 \text{ Па}\cdot\text{с}$;
3. Проницаемость пласта $k = 12 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$;
4. Радиус контура питания $R_k = 100 \text{ м}$;
5. Толщина пласта $h = 16,0 \text{ м}$;
6. Пластовое давление $P_k = 0,9 \text{ МПа}$;
7. Протяженность горизонтального участка $l_{2,y.} = 1000 \text{ м}$;
8. Диаметр скважины $D_c = 0,216 \text{ м}$.

Расчеты были выполнены для щелей с площадью 16,24, 14 и 7,2 мм², длина щели оставалась неизменной и составляла 40 мм, а ширина менялась от 0,180 мм до 0,406 мм. Их подбор производится исходя из геологических характеристик горной породы, слагающей продуктивный коллектор Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения.

Условное преобразование отверстий прямоугольной формы (щель) в круглую выполнялось по аналогии, приведенной в разделе 5.1 диссертационной работы. Так же по аналогии, нами был вычислен коэффициент C для отверстий площадью 7,2 мм², 12 мм² и 16,24 мм².

Для отверстий площадью 14 мм² и 16,24 мм² коэффициент d_n / D равен 0,03, соответственно коэффициент C_2 вычислялся по графику представленному на рисунке 5.3, а для отверстий площадью 7,2 мм² коэффициент d_n / D равен 0,02, коэффициент C_2 вычислялся по графику на рисунке 5.4.

Для удобства перерасчета количества отверстий на скважность фильтра был построен график зависимости $\eta = f(N)$, представленный на рисунке 5.11, из которого видно, что количество отверстий менялось в пределах от 86 до 3882 отв. на 1 погонный метр, в то время как скважность от 0,25 до 5 %.

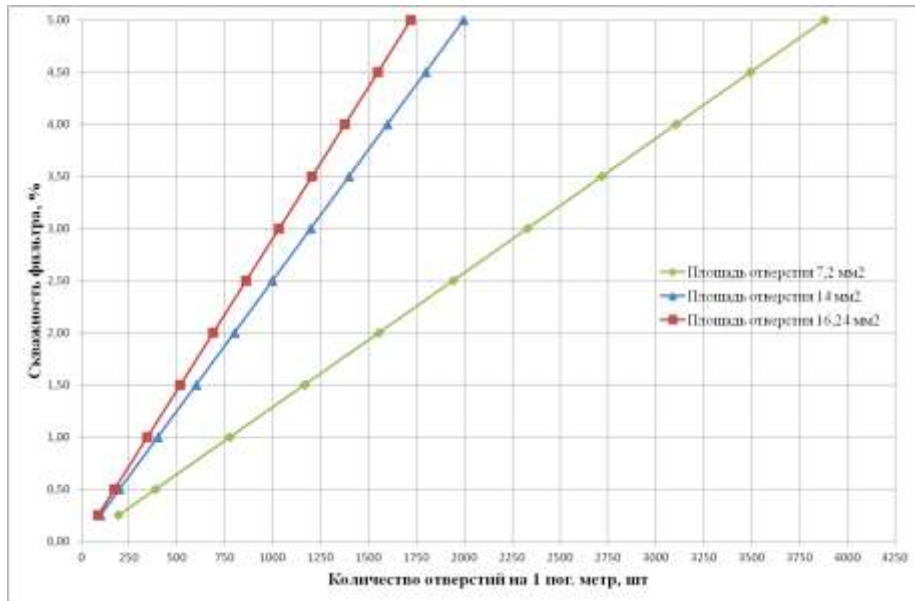


Рисунок 5.11 – Зависимость скважности фильтра от количества отверстий для условий Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

Как и для месторождения имени Юрия Корчагина, нами были проведены исследования зависимости накопленного притока флюида по длине ствола для фильтра с постоянной по всей длине скважностью равной 5 %, а также для фильтра, скважность которого меняется от участка к участку. Расчеты проводились для отверстий площадью 7,2 мм². Результаты расчетов сведены в графики на рисунке 5.12. Анализируя график, изображенный на рисунке, стоит отметить, что использование фильтра с переменной скважностью не дает прироста притока флюида, по сравнению с фильтром постоянной скважности

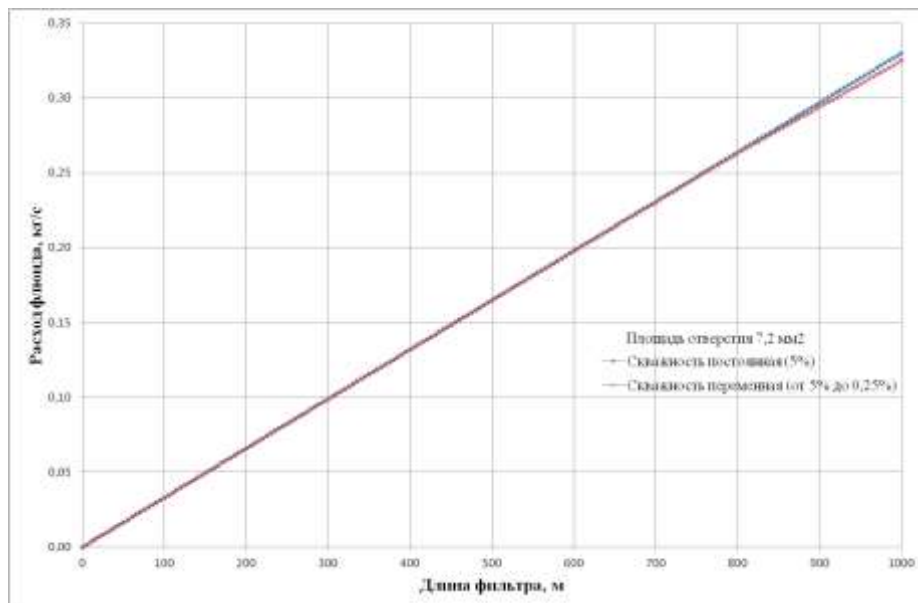


Рисунок 5.12 – Зависимости накопленного притока нефти по длине ствола для условий Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

На рисунках 5.13, 5.14, 5.15 приведены зависимости накопленного притока, скорости нефти и потерь давления от величины скважности фильтра для щелей с площадью 12 мм^2 и $16,24 \text{ мм}^2$. Характерной особенностью данных графиков является выполаживание кривых, то есть, при скважности фильтра более 5 %, не происходит существенного прироста притока флюида, скорости течения жидкости и потерь давления.

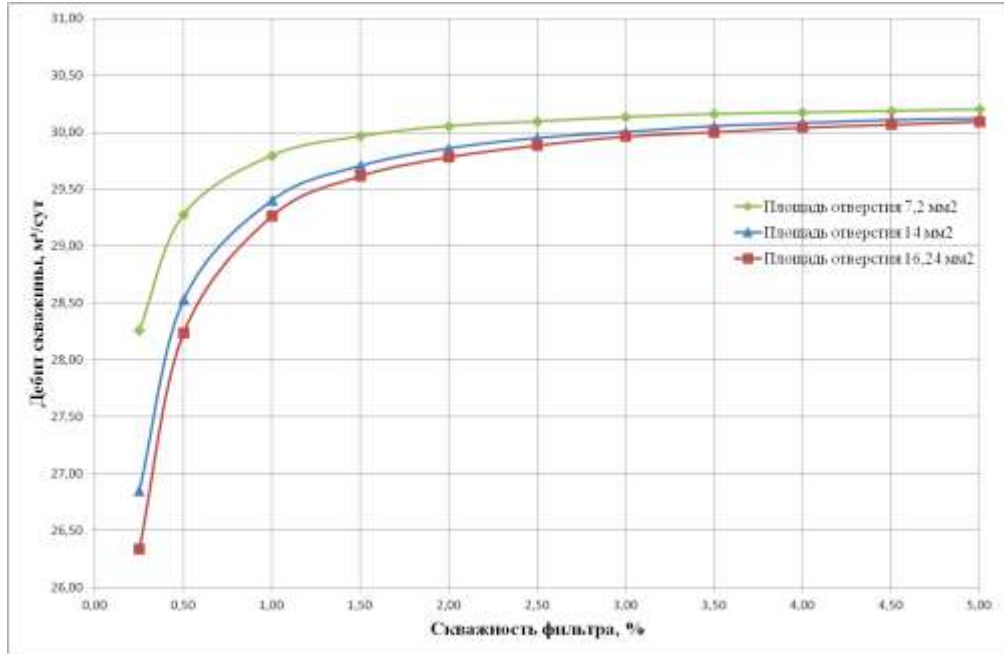


Рисунок 5.13 – Приток нефти в зависимости от скважности фильтра для условий Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

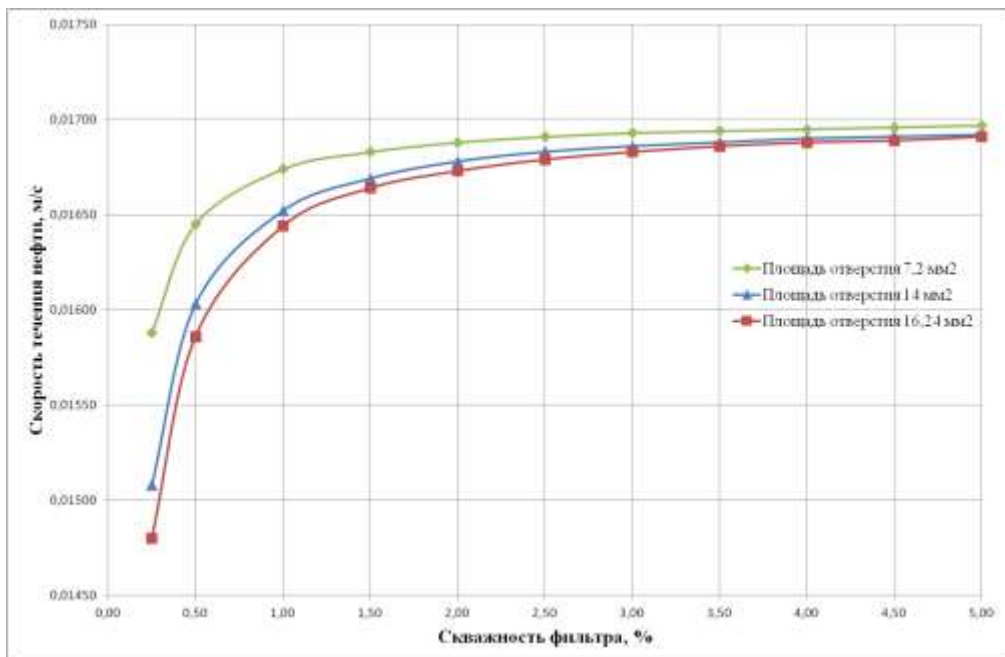


Рисунок 5.14 – Скорость течения нефти в зависимости от скважности фильтра для условий Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения

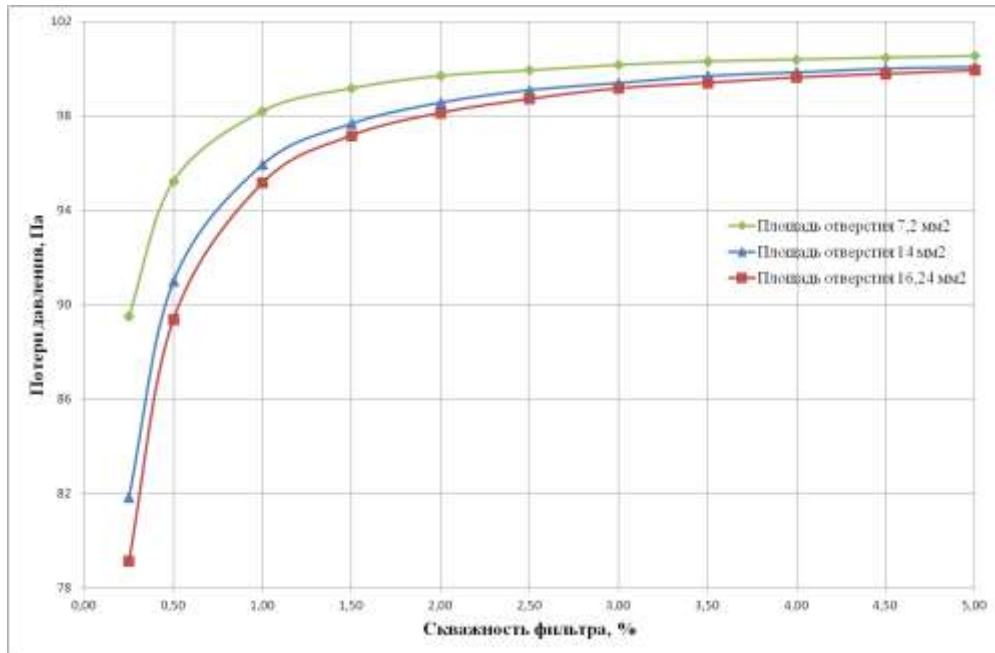


Рисунок 5.15 – Потери давления в зависимости от скважности фильтра для условий месторождения имени Юрия Корчагина

В зависимости от скважности фильтра в таблице 5.15 нами предложена схема размещения щелевых отверстий на 1 погонном метре 178 мм легкосплавной обсадной трубы.

Таблица 5.15 – Размещение отверстий на 1 погонном метре 178 мм обсадной трубы

Площадь щели, мм ² / Схема размещения		Скважность фильтра, %				
		1	2	3	4	5
16,24	Количество щелей в ряду, шт.	17	34	51	69	86
	Количество рядов, шт. на 1 пог. м	20	20	20	20	20
	Количество щелей, шт. на 1 пог. м	340	680	1020	1380	1721
14	Количество щелей в ряду, шт.	20	40	60	80	100
	Количество рядов, шт. на 1 пог. м	20	20	20	20	20
	Количество щелей, шт. на 1 пог. м	400	800	1200	1600	2000
7,2	Количество щелей в ряду, шт.	39	78	116	155	194
	Количество рядов, шт. на 1 пог. м	20	20	20	20	20
	Количество щелей, шт. на 1 пог. м	780	1560	2320	3100	3880

5.3 Выводы

В главе произведен расчет плотности щелевых отверстий фильтра на основе математической модели, учитывающей фильтрационное сопротивление щелевого фильтра, для условий месторождения имени Юрия Корчагина и Льяельской площади Ярегского нефтяного месторождения.

Согласно результатам исследования образцов, отобранных из нефтенасыщенной части пласта Ярегского месторождения, гранулометрический состав песчаников показал, что до 90 %

преобладают фракции размером 0,1-0,25 мм. Плотность и вязкость нефти, после обработки перегретым паром, составляют 944 кг/м³ и 3,066 Па*с соответственно, проницаемость пласта равна $12 \cdot 10^{-12}$ м². В работе нами рассмотрены три варианта размеров щелей: ширина 0,180, 0,350 и 0,406 мм при длине 40 мм, площадь 7,20, 14,00 и 16,24 мм² соответственно.

По месторождению им. Ю. Корчагина использована следующая промысловая и геологическая информация: плотность нефти $\rho = 709$ кг/м³, вязкость нефти $\mu = 0,001$ Па*с, проницаемость пласта $k = 0,018 \cdot 10^{-12}$ м². Изучение кернового материала, показало, что неокомский надъярус сложен преимущественно среднезернистым песчаником (до 80 %) с размером зерен 0,5-1 мм. Рассмотрены два варианта размеров щелей: ширина 0,300 и 0,406 мм при длине 40 мм, площадь 12,00 и 16,24 мм² соответственно.

Анализ построенных графиков зависимости накопленного притока нефти по длине ствола для фильтра с постоянной по всей длине скважностью, а также накопленного притока для фильтра, скважность которого меняется от участка к участку показывает, что приток нефти в скважину практически одинаков, как при использовании фильтров с разной плотностью отверстий по интервалам, так и фильтра с постоянной плотностью отверстий по всей длине.

Принятое в настоящее время в практике строительства горизонтальных скважин использование фильтров с неравномерным распределением отверстий, то есть уменьшением плотности щелей от конечного забоя по направлению к устью, дает такой же эффект выравнивания депрессии на пласт по длине ствола как и применение фильтров с постоянной скважностью.

Так же в главе работы построены зависимости основных характеристик движения потока флюида от величины скважности фильтра для щелей с различной площадью для условий вышеуказанных месторождений.

Характерной особенностью графиков, не зависимо от геологических и эксплуатационных особенностей месторождения, является выполаживание кривых: при скважности фильтра более 5 %, не происходит существенного изменения дебита скважины, скорости течения жидкости и потерь давления.

В зависимости от скважности фильтра приведена плотность и предложена схема размещения щелевых отверстий на погонном метре 178 мм обсадной трубы.

На стадии выбора плотности отверстий щелевого фильтра предложенная методика расчета притока нефти позволяет обоснованно выбирать скважность фильтра в зависимости от требуемого дебита скважины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Использование критерия «предельный коэффициент смещения» позволяет на стадии проектирования определить максимально допустимое смещение скважины от вертикали по ее глубине. В зависимости от применяемых технических и технологических решений по спуску обсадной колонны выделены интервалы предельного коэффициента смещения, в пределах которых возможен допуск обсадной колонны до проектного забоя, а именно:

- в пределах изменения величины коэффициента смещения $K_{см} \leq 2,3$ под действием собственного веса (принят $K_{тр} = 0,3$);
- в интервале $2,3 \leq K_{см} \leq 3,8$ спуск за счет снижения величины коэффициента трения (принят $K_{тр} = 0,2$);
- в интервале значений $3,8 \leq K_{см} \leq 5,4$ за счет облегчения нижней части обсадной колонны (принят $K_{тр} = 0,3$);
- в интервале значений $5,4 \leq K_{см} \leq 9,4$ комплекс решений по снижению коэффициента трения и облегчению нижней части обсадной колонны (принят $K_{тр} = 0,2$).

2. Применение комбинированной обсадной колонны, состоящей из секции легкосплавных алюминиевых труб в горизонтальном участке и стандартных стальных труб нефтяного сортамента в вертикальном участке скважины, позволяет осуществить спуск обсадной колонны под собственным весом в скважины с коэффициентом смещения больше 3,8.

3. Наличие корреляционной зависимости между силой прижатия обсадной колонны к стенке скважины и величиной пространственного угла позволяет использовать результаты инклинометрии для выявления прихватоопасных зон. Для участков колонны, находящихся в сжатом состоянии с относительным изменением пространственного угла 200-1000 %, рекомендуется проработка ствола перед спуском обсадной колонны.

4. Исследования зависимости накопленного притока флюида от скважности щелевого фильтра позволяет предложить следующие рекомендации по выбору плотности отверстий фильтра для условий месторождения имени Юрия Корчагина и Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения:

- а) целесообразно применять щелевые фильтры постоянной скважности;
- б) скважность фильтра 5 % обеспечивает стабилизацию дебита скважины;
- в) увеличение площади щелевого отверстия не приводит к увеличению притока нефти, но позволяет снизить гидравлические потери давления при движении флюида в скважине;
- г) плотность щелевых отверстий на погонном метре обсадной трубы выбирается в зависимости от проектного дебита скважины.

5. Конструкция комбинированной обсадной колонны с облегченным нижним участком получила положительную оценку в Управлении обеспечения производства бурения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и планируется к использованию в качестве эксплуатационной колонны на горизонтальных скважинах Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров, М.М. Определение сил сопротивления при бурении скважин / М.М. Александров. – М.: Недра, 1965. – 175 с.
2. Александров, М.М. Взаимодействие колонны труб со стенками скважины / М.М. Александров. – М.: Недра, 1982. – 60 с.
3. Александров, М.М. Силы сопротивления при движении труб в скважине / М.М. Александров. – М.: Недра, 1978. – 208 с.
4. Алиев, З.С. Методы определения производительности горизонтальных нефтяных скважин и параметров вскрытых ими пластов / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко, Б.Е. Сомов. – М.: Нефть и газ, 2001. – 168 с.
5. Балицкий, П.В. Взаимодействие бурильной колонны с забоем скважины / П. В. Балицкий. – М.: Недра, 1975. – 293 с.
6. Баранов, В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях. - М.: Гоотоптехиздат, 1955. - 212 с.
7. Басаргин, Ю.М. Строительство наклонных и горизонтальных скважин / Ю.М. Басаргин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, В.Г. Гераськин. - М.: Недра, 2000. - 262 с.
8. Басарыгин, Ю.М. Заканчивание скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2000. – 325 с.
9. Басниев, К.С. Методы расчета дебитов горизонтальных, наклонных и многоствольных газовых скважин / К.С. Басниев, З.С. Алиев, В.В. Черных. – М.: ИРЦ Газпром. – 1999. – 47 с.
10. Басниев, К.С. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
11. Басниев, К.С. Исследование влияния геолого-технических факторов на производительность горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин / К.С. Басниев, З.С. Алиев, С.Л. Критская. - М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 44 с.
12. Бастриков, С.Н. Улучшение смазочной способности буровых растворов при бурении наклонных скважин / С.Н. Бастриков // СибНИИНП. - 1981. - Вып. 21. - С. 10-27.
13. Бастриков, С.Н. Расчет нагрузки на крюке и сил сопротивления в горизонтальной скважине / С.Н. Бастриков, А.Г. Бишев // СибНИИНП. - 1997. - С. 161-163.
14. Бастриков, С.Н. Влияние параметров профиля и условий эксплуатации скважин на показатели надежности внутрискважинного оборудования / С.Н. Бастриков, В.М. Возмитель, А.Т. Кошелев. - М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 1992. - 40 с.

15. Бастриков, С.Н. Совершенствование профилей наклонных скважин с целью повышения эффективности эксплуатации насосного оборудования / С.Н. Бастриков, М.Н. Сафиуллин, П.В. Емельянов, Р.Т. Муллағалиев // СибНИИНП. - 1986. - С. 8-17.
16. Бердин, Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин / Т.Г. Бердин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 199 с.
17. Богданов, В.Л. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении / В.Л. Богданов, Н.Я. Медведев, В.П. Ерохин // Нефтяное хозяйство. - 2000. - № 8. - С. 30-42.
18. Бондаренко, В.В. Выбор проектной горизонтальной скважины путём приближённого определения её производительности с учётом отдельных факторов при постоянном забойном давлении / В.В. Бондаренко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2008. - № 10. - С. 7-11.
19. Бондаренко, В.В. Обоснование равномерности дренирования многопластовых залежей нефти при их освоении горизонтальными скважинами / В.В. Бондаренко // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 12. - С. 15-18.
20. Борисов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю.П. Борисов, В.П. Пилатовский, В.П. Табаков. – М.: Недра, 1964. – 289 с.
21. Булатов, А.И. Бурение горизонтальных скважин / А. И. Булатов, Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков. – Краснодар: Совет. Кубань, 2008. – 424 с.
22. Булатов, А.И. Справочник инженера по бурению: в 4 т. / А.И. Булатов, А.Г. Аветисов. – М.: Недра, 1993–1996 – т. 1–4.
23. Булатов, А.И. Теория и практика заканчивания скважин: в 5 т. / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников и др.; под ред. А.И. Булатова. – М.: Недра, 1997–1998. – т. 1–5.
24. Буслаев, В.Ф. Перспективы развития технологии и техники строительства скважин с большой протяженностью ствола на базе отечественного технологического комплекса. / В.Ф. Буслаев, С. А. Кейн, В.Н. Шамбулина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 9. – С. 14–17.
25. Буслаев, В.Ф. Техничко-технологические решения по строительству горизонтальных и разветвленных скважин / В.Ф. Буслаев. // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 3. – С. 8–10.
26. Втюрин, А. И. К расчету на долговечность деталей подъемного механизма буровых установок / А.И. Втюрин // Изв. ВУЗов., Нефть и газ. - 1962. - № 7. - С 101-107.
27. Вудс, Г. Искривление скважин при бурении / Г. Вудс, А. Лубинский. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 211 с.

28. Гаврилко, В.М. Фильтры буровых скважин. Изд. 3, перераб. и доп. / В.М. Гаврилко, В.С. Алексеев. – М.: Недра, 1985. – 334 с.
29. Гаврилко, В.М. Рекомендации по промышленному производству фильтров для буровых скважин на воду / В.М. Гаврилко, Я.Э. Кесельман. – М.: ВНИИ ВОДГЕО, 1974 - 91 с.
30. Ганджумян, Р.А. Инженерные расчёты при бурении глубоких скважин / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин. – М.: Недра, 2000. – 489 с.
31. Григорян, Н.А. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами / Н.А. Григорян. – М.: Недра, 1969. – 211 с.
32. Григорян, Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров / Н.А. Григорян. – М.: Недра, 1974. – 312 с.
33. Григулецкий, В.Г. Основные допущения и точность формул для расчета дебита горизонтальных скважин / В.Г. Григулецкий // Нефтяное хозяйство. - 1992. - № 12. - С.5-6.
34. Гулизаде, М.П. Исследование коэффициента трения утяжеленных глинистых растворов / М.П. Гулизаде, К.Б. Шахбазбеков, Д.С. Йорданов // Изв. вузов, сер. Нефть и газ. - 1966. - № 11. - С. 29-31.
35. Гулизаде, М.П. К экспериментальному определению коэффициента сопротивления при движении труб в наклонной скважине / М.П. Гулизаде, К.Б. Шахбазбеков, Д.С. Йорданов // Изв. вузов, сер. Нефть и газ. - 1965. - № 5. - С. 29-32.
36. Гулизаде, М.П. Определение коэффициента трения при движении труб в наклонной скважине / М.П. Гулизаде, К.Б. Шахбазбеков, Д.С. Йорданов // Изв. вузов, сер. Нефть и газ. - 1965. - № 8. - С. 13-17.
37. Дашдамиров, Ф.А. Причины прихвата инструмента при бурении / Ф.А. Дашдамиров, А.А. Шамсиев // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1959. - № 12. - С. 15-16.
38. Дашдамиров, Ф.А. Экспериментальное исследование коэффициента трения корок глинистых растворов / Ф.А. Дашдамиров, А.А. Шамсиев // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1961. - № 15. - С. 16-19.
39. Двойников, М.В. Анализ проектных решений и технологических приемов проектирования и реализации профилей наклонно направленных и горизонтальных скважин / М.В. Двойников, А.В. Ошибков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2013. - № 4. - С. 40-43.
40. Двойников, М.В. Исследование потерь осевой нагрузки на долото при бурении скважин с горизонтальным окончанием винтовыми забойными двигателями / М.В. Двойников // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири. Сборник научных трудов III всероссийской научно-практической конференции Западно-сибирского общества молодых

инженеров-нефтяников при Тюменском государственном нефтегазовом университете. - 2009. - № 1 - С. 139-144.

41. Двойников, М.В. Определение фактической осевой нагрузки на долото при бурении скважин с горизонтальным окончанием / М.В. Двойников // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2009. - № 2. - С. 19-27.

42. Идельчик, И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.

43. Измайлов, Т.З. Исследование фрикционных и адгезионных свойств фильтрационных корок / Т.З. Измайлов, И.Х. Мамедов, А.М. Мамедтаги-заде // Изв. вузов, сер. Нефть и газ. - 1974. - № 9. - С. 31-34.

44. Измайлов, Т.З. Исследование влияния углещелочного реагента и барита на фрикционные и адгезионные свойства фильтрационной корки / Т.З. Измайлов, А.М. Мамедтаги-заде // Ученые записки АЗИНЕФТЕХИМа. - 1975. - № 7. - С. 47-49.

45. Измайлов, Т.З. К принципу работы, теории и конструкции прибора для исследования фрикционных свойств фильтрационных корок / Т.З. Измайлов, А.М. Мамедтаги-заде // Изв. вузов, сер. Нефть и газ. - 1974. - № 6. - С. 30-34.

46. Иогансен, К.В. Спутник буровика / К.В. Иогансен. - М.: Недра, 1990. - 303 с.

47. Калинин, А.Г. Искривление скважин / А.Г. Калинин. – М.: Недра, 1974. – 367 с.

48. Калинин, А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов. – М.: Недра, 1997. – 648 с.

49. Кейн, С.А. Инженерные задачи бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин / С.А. Кейн, Р.Н. Мищенко. – Ухта: УГТУ, 2011. – 80 с.

50. Кейн, С.А. Научное обоснование конструкции скважин с большой протяженностью горизонтального участка / С.А. Кейн, В.П. Пятибрат, В.Ф. Буслаев, И.М. Литвинкович. // Технологии ТЭК. – 2005. – № 1. – С. 24–26.

51. Кейн, С.А. Обоснование телескопической конструкции эксплуатационной колонны скважины с горизонтальным окончанием 2000 метров / С.А. Кейн, А.В. Юдин, В.П. Пятибрат // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 4. – С. 4-6.

52. Кейн, С. А. Оценка сложности траектории горизонтальных скважин при спуске обсадных колонн / С.А. Кейн, С.В. Швец // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 7. – С. 38-41.

53. Кейн, С.А. Разработка дизайна фильтра-хвостовика для крепления горизонтальных участков большой длины / С.А. Кейн, И.Н. Андронов, С.В. Швец, В.П. Пятибрат // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 1. – С. 24-28.

54. Кисельман, М. Л. Определение сил трения в искривленных скважинах / М.Л. Кисельман // Нефтяное хозяйство. – 1960. – № 9. - С. 43-46.
55. Кистер, Э.Г. Механические свойства глинистых фильтрационных корок / Э.Г. Кистер, В.Л. Михеев // ВНИИБТ. - 1971. - № 27. - С. 82-94.
56. Лейбензон, Л.С. Нефтепромысловая механика. Часть 2. / Л.С. Лейбензон. – М.: Госгеонефтеиздат, 1934. – 411 с.
57. Лысенко, В.Д. К расчету дебита горизонтальных скважин / В.Д. Лысенко, Т.В. Козлова // Нефтепромысловое дело. - 1997. - № 7. - С. 4-8.
58. Мамедов, И.Х. Исследование фильтрационной корки / И.Х. Мамедов // Изв. вузов, сер. Нефть и газ. - 1969. - № 3. - С. 17-20.
59. Меркулов, В.П. Фильтрация к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной мощности. / В.П. Меркулов // Известия ВУЗов нефть и газ. – 1958. – № 1 – С.73-80.
60. Меркулов, В.П. Экспериментальное исследование фильтрации к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной мощности // Изд. ВУЗов «Нефть и газ». - 1958. - № 4 – С. 24-29.
61. Меркулов, В.П. О дебите наклонных и горизонтальных скважин / В.П. Меркулов // Нефтяное хозяйство. - 1958. - № 6. - С. 34-39.
62. Мимс, Майк. Проектирование и ведение бурения для скважин с большим отклонением от вертикали и сложных скважин / Майк Мимс, Тони Крепп, Харри Вильямс. - Хьюстон: К&М Текнолоджи Груп ЛЛК, 1999. – 227 с.
63. Мнацаканов, А.В. Особенности проектирования наклонно направленных и горизонтальных скважин с большим отклонением от вертикали при разработке нефтяных и газовых месторождений / А.В. Мнацаканов, Б.А. Никитин, Г.С. Оганов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 1998. - № 7. - С. 2-9.
64. Никитин, Б.А. Стационарный приток к одиночной горизонтальной скважине в изотропном пласте / Б.А. Никитин, В.Г. Григулецкий // Нефтяное хозяйство. - 1992. - № 8 – С. 9-10.
65. Никитин, Б.А. Разработка методов определения производительности горизонтальных скважин и параметров неоднородных многослойных пластов по результатам их исследования / Б.А. Никитин, К.С. Басниев, З.С. Алиев // Сб. докл. Международной конференции по освоению месторождений Арктического шельфа. - 1997. - № 3. - С. 84-89.
66. Оганов, А.С. Отечественный и зарубежный опыт бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин с большим отклонением ствола от вертикали / А.С. Оганов, В.М. Беляев, В.В. Прохоренко, Г.С. Оганов, С.В. Позднышев // Нефтегазовые технологии. - 2000. - № 2. - С. 15-19.

67. Оганов А.С. Современное состояние и перспективы бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин с большими отклонениями от вертикали / А.С. Оганов, В.М. Беляев, В.В. Прохоренко, Г.С. Оганов, С.В. Позднышев - М.: ВНИИОЭНГ, 1999. - 35 с.
68. Оганов, С.А. Технология бурения наклонно направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали / С.А. Оганов, А.С. Оганов. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 220 с.
69. Оганов, С.А. Проектирование профиля наклонно направленной скважины с большим отклонением от вертикали / С.А. Оганов, Г.С. Оганов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. - 2003. - № 2. - С. 7-14.
70. Оганов, С.А. Оценка величины нагрузки на крюке при подъеме (спуске) бурильного инструмента (обсадной колонны) в наклонно направленной скважине / С.А. Оганов, А.В. Перов, Ф.Ф. Ахмадшин, Г.С. Оганов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2001. - № 5-6. - С. 7-11.
71. Осипов, П.Ф. Расчёт осевых усилий в бурильной колонне на участках набора и спада зенитного угла / П. Ф. Осипов, М. Н. Мымрин, Г. П. Злотников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 4. – С. 17–20.
72. Пилатовский, В.П. Исследование некоторых задач фильтрации жидкости к горизонтальным скважинам, пластовым трещинам, дренирующим горизонтальный пласт. / В.П. Пилатовский // Труды ВНИИГаза. – 1961. – № 32. – С. 29–49.
73. Пирвердян, А.М. Нефтяная подземная гидравлика / А. М. Пирвердян. – Баку: Азнефтеиздат. –1956, 169 с.
74. Повалихин, А.С. Направленное бурение – основа совершенствования технологии строительства скважин и нефтедобычи / А.С. Повалихин, А.Г. Калинин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2003. - № 5. - С. 33-37.
75. Повалихин, А.С. Перспективы совершенствования технологии строительства наклонных и горизонтальных скважин / А.С. Повалихин, А.Г. Мессер, А.Г. Калинин // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. - 2000. - № 1. - С. 76-81.
76. Повалихин, А.С. Оптимизация профиля наклонной скважины / А.С. Повалихин, А.С. Оганов, К.М. Солодкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 1994. - № 6-7. - С. 18-22.
77. Самотой, А.К. Некоторые вопросы борьбы с прихватами колонн труб при бурении скважин / А.К. Самотой // Нефтяное хозяйство. - 1974. - № 12. - С. 3-6.
78. Самотой, А.К. Некоторые особенности развития процесса прихвата бурильного инструмента в условиях действия высоких температур и давлений // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1970. - № 3. - С. 22-24.

79. Саркисов, Г.М. Расчеты бурильных и обсадных колонн / Г.М. Саркисов. – М.: Недра, 1971. - 208 с.
80. Сароян, А.Е. Трубы нефтяного сортамента / А.Е. Сароян, Н.Д. Щербюк, Н.В. Якубовский, И.Ф. Пивовар. - М.: Недра, 1987. - 488 с.
81. Сароян, А.Е. Основы расчета бурильных колонн / А.Е. Сароян. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 172 с.
82. Сароян, А.Е. Проектирование бурильных колонн / А.Е. Сароян. – М.: Недра, 1971. – 181 с.
83. Сеид-Рза, М.К. Причины прихватов бурильного инструмента, способы их предупреждения и ликвидации / М.К. Сеид-Рза, Н.М. Шерстнев, А.О. Бабаев. - Баку: Азернешр, 1975. - 176 с.
84. Середа, Н.Г. Спутник нефтяника и газовика: Справочник / Н.Г. Середа, В.А. Сахаров, А.Н. Тимашев. - М: Недра, 1986. - 325 с.
85. Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин: Учеб. для вузов / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
86. Тальшханов, К.Г. Расчет обсадных колонн с учетом сопротивления среды / К.Г. Тальшханов. - Баку: Азернешр, 1962. - 154 с.
87. Тарасович, В.И. Промысловые исследования по определению сил сопротивления при движении бурового инструмента в скважине / В.И. Тарасович, В.А. Богатырев // Изв. вузов, сер. Нефть и газ. - 1962. - № 12. - С.21-26.
88. Федоров, В.С. О коэффициенте трения / В.С. Федоров // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1934. - № 4. - С. 26-28.
89. Хегай, В.К. Исследование осевой нагрузки при наклонно-направленном бурении / В.К. Хегай // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России. Матер. XIV геологического съезда Республики Коми. – 2004. – № 1. – С. 223–225.
90. Хузина, Л.Б. Центраторы как инструмент для снижения сил трения на горизонтальных участках скважины / Л.Б. Хузина, Р.И. Фазлыева // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2013. - № 2. - С. 71-75.
91. Хузина Л.Б. Скользящий центратор для крепления скважин с горизонтальным окончанием / Л.Б. Хузина, А.Х. Габзалилова, Р.И. Фазлыева // Деловой журнал Neftegaz.RU. - 2016. - № 3. - С. 66-69.
92. Чарный, И.А. Основы подземной гидравлики / И.А. Чарный. - М: Гостопиздат., 1956. – 260 с.
93. Черных, В.А. Математические модели горизонтальных и наклонных газовых скважин / В.А. Черных, В.В. Черных. – М.: Нефть и газ, 2008. – 460 с.

94. Швец, С.В. Влияние параметров траектории горизонтальной скважины на спуск обсадной колонны / С.В. Швец, С.А. Кейн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2014. - № 7. – С. 19-23.
95. Швец С.В. Анализ опыта спуска обсадных колонн в горизонтальные скважины на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» / С.В. Швец, С.А. Кейн // Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции (16-19 апреля 2013 г.). - 2013. – № 1. – С. 48-51.
96. Швец, С.В. Анализ методик расчета проходимости обсадных колонн в наклонно-направленные скважины / С.В. Швец // XIV Международная молодежная научная конференция «Севергеоэкотех-2013»: материалы конференции (20-22 марта 2013 г.). - 2013. - № 1. - С. 86-90.
97. Швец С.В., Кейн С.А. Перспективы применения метода спуска обсадных колонн с облегчённым нижним участком // Электронный научный журнал «Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения». - 2015. - № 2. - С.81-90.
98. Щуров, В.И. Техника и технология добычи нефти. Учебник для вузов / В.И. Щуров. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
99. Brockman, M. Multilateral completion prepare to take off / M. Brockman, C. Gann // Hart's Petroleum Engineer International. - 1996. - № 1. - pp. 49-50.
100. Chambers, M.R. Multilateral technology gains broader acceptance / M.R. Chambers // Oil & Gas Journal. - 1998. - № 47. - pp. 47-52.
101. Deliya, S. Drilling world-class ERD wells in the North Caspian Sea. Paper SPE 162099, 2012, Moscow, October.
102. Dobrokhleb, P., Ablav, A., Chetverikov, D. Best Practice of Horizontal Well Construction Operations for the Challenging, High-Pressure Achimov Formation - Urengoykoe Field. Paper SPE 171265, 2014, October.
103. Gupta, V.P., Sanford, S.R., Mathis, R.S., Dipippo, E.K., Egan, M.J. Case History of a Challenging Thin Oil Column Extended Reach Drilling (ERD) Development at Sakhalin. Paper SPE/IADC 163487, Amsterdam, 2013, March.
104. Haden, E.L. How to prevent differential-pressure sticking of drill pipe / E.L. Haden, G.R. Welch // Oil and Gas Journal. - 1961. - № 14. - pp. 214-216.
105. Helmick, W.E. Pressure-differential sticking of drill pipe / W.E. Helmick, A.J. Longley // Oil and Gas Journal. - 1957. - № 24. - pp. 132-136.
106. Helmy, M.W. Application of New Technology in the Completion of ERD Wells, Sakhalin-1 Development. Paper SPE 103587, Moscow, 2006, October.
107. Hossain, M.E. Fundamental of sustainable drilling engineering / M.E. Hossain, A.A. Al-Mejed. - Chichester: Scrivener Publishing LLC, 2015 - 786 p.

108. James, R.W., Pastusek, P., Kuhn, G. R., Andreev, A., Bailey, J. R., Wang, L.W. Successful Optimization Strategies Combine to Deliver Significant Performance Boost at the Edge of the ERD Envelope, Sakhalin Island, Russia. Paper SPE 150959, San Diego, 2012, March.
109. Joshi, S. D. Authors reply to discussion of augmentation of well productivity with slant and horizontal wells / S. D. Joshi // Journal of Petroleum Technology. – 1992. – № 8. – pp. 943-949.
110. Joshi, S.D. Horizontal well technology / S.D. Joshi. - Tulsa: PennWell Publishing Company, 1991. – 533 p.
111. Joshi, S.D. Horizontal wells: successes and failures / S.D. Joshi // Journal Of Canadian Petroleum Technology. - 1994. - № 3. - pp. 15-17.
112. Mariotti, C. Horizontal drilling has-negative and positive factors / C. Mariotti, P. Armessen, A. Jourolan // Oil and Gas Journal. – 1998. – № 21. – pp. 37-40.
113. Renard, G.I., Dupug, J.M. Influence of Formation Damage on the flow Efficiency of Horizontal Wells. Paper SPE 19414, Louisiana, 1990, February.
114. Sanford, S.R., Walker, M.W., Brock, J.N., Jellison, M.J., Muradov, A. New Rotary-Shouldered Connection Expands the Capability of World Record ERD Operation. Paper SPE/ IADC 168049, Fort Worth, 2014, March.
115. Schamp, J.H., Estes, B.L., Keller, S.R. Torque Reduction Techniques in ERD Wells. Paper SPE/IADC 98969, Miami, 2006, February.
116. Vighetto, R. Total drills extended-reach record in Tierra del Fuego // R. Vighetto, M. Naegel, E. Pradie // Oil & Gas Journal. - 1999. - № 20. - pp. 51-52.
117. Viktorin, R., McDermott, J., Rush, R., Schamp, J. The Next Generation of Sakhalin Extended-Reach Drilling. Paper SPE/IADC 99131, Miami, 2006, February.
118. Walker, M.W. Pushing the Extended Reach Envelope at Sakhalin: An Operator's Experience Drilling a Record Reach Well. Paper SPE/IADC 151046, San Diego, 2012, March.
119. Walker, M. W., Veselka, A., Harris, S. A. Increasing Sakhalin Extended Reach Drilling and Completion Capability. Paper SPE/IADC 119373, Amsterdam, 2009, March.