

УДК 622.241
ББК 33.131.121
Ф 27

Издание осуществлено при поддержке
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор А.С. Оганов,
доктор технических наук, профессор М.В. Двойников

Ф 27 Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М. **Многозабойные скважины: практический опыт Западной Сибири.** – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2015. – 232 с., илл. 168.

ISBN 978-5-87591-254-2

Издание посвящается 20-летию института «КогалымНИПИнефть».

В работе приводятся терминология и классификация многоствольных и многозабойных скважин, области их эффективного применения, история и современный опыт планирования, оптимизации бурения и заканчивания скважин различной сложности и архитектуры на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири.

Монография предназначена для специалистов-буровиков, студентов ВУЗов, в первую очередь обучающихся по направлению бурения и заканчивания скважин.

ISBN 978-5-87591-254-2

© Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М., 2015

Содержание

ПРЕДСЛОВИЕ	4
ЧАСТЬ I. ТЕОРИЯ И ИСТОРИЯ МНОГОЗАБОЙНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН	7
Глава 1. Виды заканчивания скважин в геолого-технических условиях месторождений Западной Сибири: история и современный опыт	8
Глава 2. Обзор опыта применения многозабойного бурения в нефтегазоносных провинциях России.....	14
Глава 3. Терминология, классификация и области применения многозабойных скважин.....	49
ЧАСТЬ II. ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ПЛАНИРОВАНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН	61
Глава 4. Обоснование технологии проводки и конструкции многозабойных скважин для условий Западной Сибири	62
Глава 5. Подходы к планированию и проектированию многозабойных скважин	84
Глава 6. Обоснование исходных данных для проектирования многозабойных скважин	99
ЧАСТЬ III. ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	127
Глава 7. Технико-технологические решения для повышения эффективности бурения многозабойных скважин	128
Глава 8. Вариативность заканчивания многозабойных скважин в различных геологических условиях	139
Глава 9. Строительство многозабойных скважин с большим отходом от вертикали	158
Глава 10. Строительство многозабойных окончаний из аварийных и боковых стволов	173
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	178
Сокращения и обозначения	180
Приложения	183
Литература	220

Предисловие

Освоение месторождений Западной Сибири началось в 1960-е годы. Наличие множества новых месторождений требовало коротких сроков ввода скважин, вследствие чего до конца 1980-х годов скважины строились, в основном, наклонно-направленными. Использование скважин сложной конструкции обуславливалось задачей минимизации геологических осложнений в процессе их строительства. В практике строительства скважин дополнительные ответвления забуривались только в аварийных случаях.

В 1970-1980-е годы всего 3% отечественных месторождений (супергигантских и гигантских) обеспечивали более 70% добычи нефти в стране, к 1990-м годам на их долю приходилось уже менее половины. Особенностью нефтедобывающей отрасли Западной Сибири, и России в целом, является переход в 2000-х годах на качественно новую стадию развития, характеризующуюся значительной (на 75-85%) выработанностью крупных высокопродуктивных месторождений. Не подключенные к разработке запасы нефти рассредоточены в заводненных пластах, в пластах с низкой проницаемостью, в подгазовых и водонефтяных, приконтурных и контактных зонах. К примеру, в настоящее время более половины добычи по месторождениям ОАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири приходится на низкопродуктивные коллекторы (проницаемостью менее 10 мД), в то время как 7-8 лет назад их доля в объеме добычи составляла около 1/3.

Таким образом, структура запасов большинства традиционных месторождений Западной Сибири с каждым годом усложняется, «новые» месторождения располагаются в удаленных регионах без развитой инфраструктуры, что существенно снижает рентабельность введения в разработку таких активов. В сложившихся условиях задачи вовлечения в разработку трудноизвлекаемых или низкорентабельных запасов посредством поиска наиболее эффективных технологических мероприятий для стабилизации и наращивания добычи нефти являются наиболее актуальными.

С этой целью на месторождениях Западной Сибири испытываются множество технологий строительства и заканчивания скважин, направленных на по-

вышение продуктивности скважин и нефтеотдачи пласта. Одним из решений в данном направлении является вариативность заканчивания скважин сложной архитектуры (с большой протяженностью горизонтального участка, многоствольных, многозабойных, проведением многостадийного гидроразрыва и другие).

В данной книге представлены результаты работ по обоснованию и внедрению на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири различных технологий многозабойного бурения и заканчивания скважин. К настоящему времени технология строительства МЗС используется в промышленных масштабах на традиционных месторождениях и является одним из ключевых технологических решений в области разработки для новых лицензионных участков.

Данная работа является результатом совместной деятельности специалистов ОАО «ЛУКОЙЛ», ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «Буровая компания «Евразия» и других сервисных подрядчиков. В частности, от института «КогалымНИПИнефть» в обосновании и научно-проектном сопровождении внедрения технологии многозабойного заканчивания принимали участие В.В. Шкандратов, Д.Л. Бакиров, П.П. Подкуйко, М.М. Фаттахов, А.Ю. Сенцов, О.А. Ярмоленко, И.К. Ахметшин, П.А. Багаев, Д.В. Малютин, Э.В. Бабушкин, В.А. Бурдыга, Л.С. Бондаренко, Р.Х. Абдрахманов, а также другие специалисты.

Авторы выражают глубокую признательность соратникам и всем специалистам, участвовавшим во внедрении и совершенствовании технологий многозабойного бурения и заканчивания скважин. Благодаря совместной работе буровиков, разработчиков, геологов и геофизиков удалось выявить новые решения и подходы к повышению эффективности разработки как традиционных, так и сложных с геологической точки зрения эксплуатационных объектов.

Глава 1

Виды заканчивания скважин в геолого-технических условиях месторождений Западной Сибири: история и современный опыт

Не оспаривая достоверность всех исторических дат, приведем некоторые значимые этапы становления технологии строительства скважин, предшествовавшие началу промышленного разбуривания месторождений Западной Сибири горизонтальными (ГС) и многозабойными скважинами (МЗС).

К 1930 г. уровень техники и технологии строительства скважин был уже на достаточно хорошем уровне, что позволял бурить условно вертикальные скважины глубиной до 3 км (к концу 1950-х годов глубины доходили до 5 км).

1936 г. – первый в мире опыт применения турбобура для искривления скважины, СССР.

1941 г. – первая в мире наклонная скважина, пробуренная турбобуром (Баку, СССР), в 1951 г. – с использованием электробура (СССР).

В 1947 г. на Краснокамском месторождении (Башкортостан) из основного вертикального ствола длиной 240 м пробурены в продуктивном пласте два дополнительных ответвления (30 и 35 м). В 1951 г. многозабойное бурение осуществлено А.М. Григоряном на Карташёвском месторождении (Башкортостан), в 1953 г. построена скважина № 66/45 уже с 10 наклонными, пологими и горизонтальными ответвлениями от основного ствола небольшой протяженности (рисунок 1). При вертикальной глубине 600 м общая длина ствола скважины составила 1993 м, из которых 1760 м пройдено непосредственно в продуктивном пласте [1, 2]. Профиль многозабойной скважины с десятью ответвлениями был в 1954 г. представлен на IV Международном Нефтяном Конгрессе в Риме и затем был опубликован в американском журнале «Дриллинг» (1955, декабрь, стр.187). Скважину № 66/45 можно считать первой полноценной МЗС в мире ввиду того, что забои скважины смешены друг от друга на 100 м и более, благо-

даря чему минимизируется взаимная интерференция стволов и технология реализует свой потенциал, обеспечивая кратный прирост дебита.

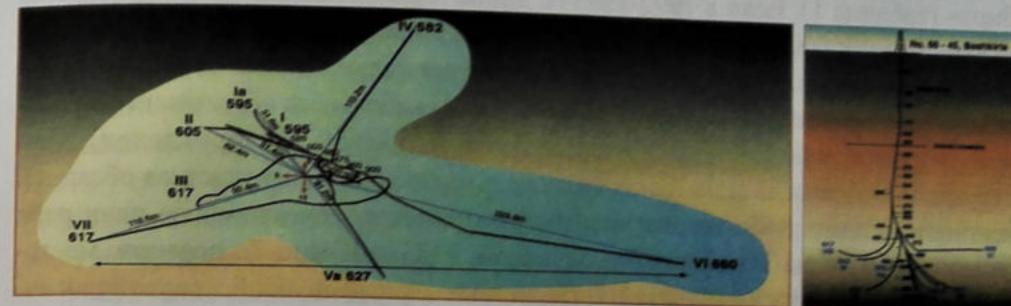


Рисунок 1 – Горизонтальная проекция и профиль скважины № 66/45 Карташёвского месторождения.

Данная технология строительства МЗС могла применяться в массивных залежах, в условиях же месторождений Западной Сибири, имеющих в основном пласти незначительной мощности, в связи с отсутствием в тот период требуемого геонавигационного оборудования, а также по причине высоких дебитов не сложных, с точки зрения бурения ННС, строительство МЗС не нашло массового внедрения.

1976-1978 гг. – первые семь ГС в республике Татарстан пробурены Альметьевским УБР на Тавельском и Сиреневском месторождениях НГДУ «Ямашнефть» на кизеловский горизонт турнейского яруса. Первую ГС № 1947 (длина 306 м) пробурил А.М. Григорян на Сиреневской площади НГДУ «Альметьевскнефть». Две ГС (№№ 1918, 1947) на Западно-Сиреневском участке в 2003 г. успешно функционировали со средним дебитом по нефти за весь срок эксплуатации 5,7 и 6,1 т/сут и обводненностью продукции 21,2 и 14,5% соответственно (к началу 2003 г. накопленная добыча 47,7 и 51,4 тыс. т), третья переведена в нагнетательный фонд [3].

1982 г. – первые пологие скважины в Западной Сибири построены и введены в эксплуатацию на Аганском и Северо-Покурском месторождениях (вскрытие пласта под углом 30-48°), что позволило увеличить протяженность ствола в продуктивном пласте до 50% [4, 5].

1990 г. – при бурении пологой скважины № 817 на пласт АВ₁₊₂ Ермаковского месторождения Западной Сибири достигнут максимальный зенитный угол 77° на глубине 2098 м [6]. В этом же году пробурена ГС № 25738 на пласт АВ₁₊₂ Сагитловского месторождения, причем горизонтальный ствол проводили по волнообразной траектории (максимальный зенитный угол в горизонтальном участке 101°), обеспечивающей двойное пересечение всех нефтеносных пропластков [7].

Распространение технологии горизонтального бурения в Западной Сибири получила в 1990-х годах и на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (таблица 1). Если в 1992-1993 гг. длина горизонтальных участков первых ГС не превышала 250 м, то к 1997-2002 гг. их протяженность увеличилась до 500 м. При этом были апробированы различные варианты конструкций ГС, в том числе горизонтальные участки с открытым забоем без обсаживания обсадной колонной или фильтром (например, на Толумском месторождении), конструкции с обсаживанием транспортного и горизонтального участков обсадной колонной одного либо комбинированного диаметра, спускаемой за один рейс (например, 9 ГС на Тевлинско-Русскинском, 5 ГС на Южно-Тарасовском месторождениях). По итогам испытаний различных вариантов, наиболее технологичной была признана конструкция со спуском эксплуатационной колонны диаметром 168 мм в кровлю продуктивного пласта и ее креплением, с последующим вскрытием продуктивного пласта горизонтальным стволом и его обсаживанием 102 мм хвостовиком. Использование данной конструкции позволило избежать несовместимых условий бурения (неустойчивости пород при больших зенитных углах), особенно в условиях низкого и аномально низкого пластового давления.

2003-2006 гг. – технология строительства ГС с указанной конструкцией внедряется во всех территориальных предприятиях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», а с 2007 года используется в промышленных масштабах – по 60-90 скважин в год (рисунок 2). Одновременно с этим начинается испытание перспективных для региона технологий заканчивания: первичного вскрытия скважин и боковых стволов с горизонтальным окончанием в режиме депрессии, многозабойного бурения, набухающих пакеров в компоновке хвостовика заканчивания, буровых растворов облегченных микросферами и на углеводородной основе, и других решений. К концу 2014 г. пробурено более 40 ГС с применением депрессионного оборудования, более 60 скважин облегченными буровыми растворами плотностью 920-1040 кг/м³, введены в эксплуатацию 71 МЗС.

С 2011 г. по настоящее время ежегодно бурится около 130-150 ГС (без учета МЗС) по новой конструкции с формулой эксплуатационной колонны 114x178 взамен 102x168, за счет чего появилась возможность внедрять в промышленных масштабах:

– расширенный комплекс каротажа в процессе бурения (LWD), включающего, кроме геонавигационного оборудования, минимум гамму-вставку и реестриметр, максимум – комплекс датчиков, передающих максимальный объем геолого-технологической информации в режиме реального времени. Как следствие, применение данной технологии в совокупности с круглосуточным геолого-геофизическим сопровождением бурения с оперативной актуализаци-

ей секторных геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ) позволило увеличить контакт с коллектором в горизонтальном стволе (эффективную длину) с 50-60% до 75-85%;

– технологию многостадийного гидроразрыва (МГРП) в ГС, в том числе на скважинах с большой протяженностью горизонтального участка (700-1000 м) с 7-8 интервалами гидроразрыва. ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2010 г. начало испытание данной технологии (первые скважины введены в эксплуатацию в январе 2011 г.) с 4-5 интервальным гидроразрывом и первым среди отечественных нефтедобывающих предприятий перевело данную технологию к промышленному внедрению (июль 2011 г.).

Увеличение количества ГС в этот период обусловлено эффективностью выбранных технологий заканчивания скважин и, в первую очередь, за счет применения МГРП.

Безусловно, каждая технология должна быть нацелена на решение конкретных геологических задач и иметь определенную область эффективного применения. Как показал первый промысловый опыт, технология МГРП оказалась преимущественно эффективной в чистонефтяных зонах (ЧНЗ) с мощными (более 5 м) литологическими перемычками в кровле и подошве пласта (рисунки 3, 4) [8]. Для этого были определены четыре типовых геологических разреза, где применялась технология заканчивания ГС с МГРП и определено, что:

– ГС с высокими дебитами (свыше 40 т/сут.) приходились в основном на 1 группу (56% скважин), частично – на 2 группу (38% скважин);

– на 3 и 4 группы приходилось не более 6% высокодебитных скважин. Таким образом, в условиях недонасыщенных коллекторов, близкого залегания высокопроницаемых водонасыщенных интервалов и слабой мощности глинистых перемычек технология МГРП не всегда оказывалась эффективной.

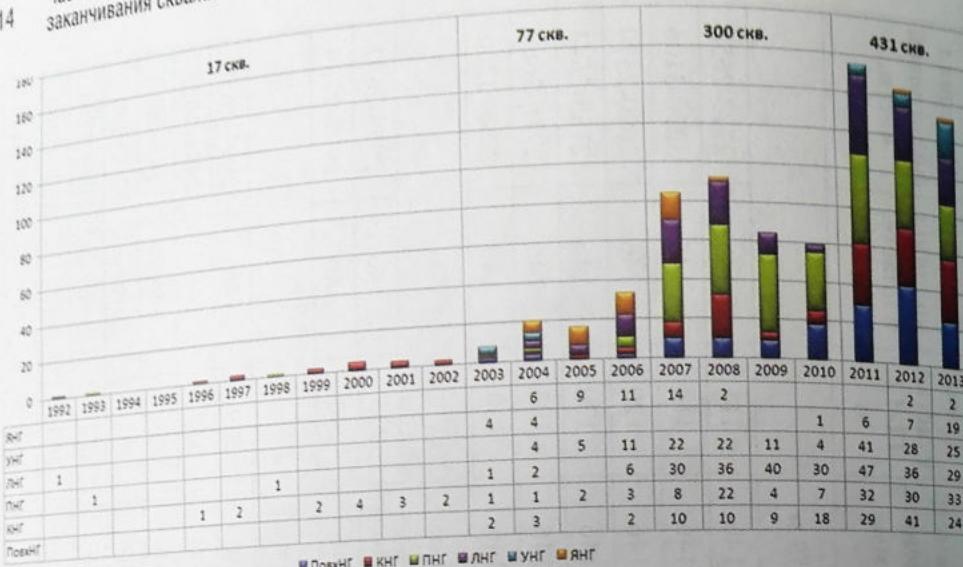
Информация по конструкциям ГС с 168 или 146 мм колонной в горизонтальном участке,
пробуренным на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в период 1992-2005 гг.

№ скв./куст	Месторождение	Дата ввода в экспл.	Н.верт. на Т1, м	Смещение на Т1, м	Длина по стволу (до Т1), м	Диаметр колонны, мм	Длина участка, Т1-Т2, м	Диаметр колонны в пласте, мм	Интервал фильтровой части, м
<i>168 мм колонна, длина ГУ 150-250 м</i>									
2645Г/487	Нивагальское	янв.92	2750	918	3096	168	189	168	3285-3095
342Г/11	Нонт-Ёланское	25.11.93	2135	787	2595	168	222	168	2817-2595
7041Г/ 204	Т-Русскийское	07.04.99	2492	375	2864	168	190	168	3166-2962
2274Г/ 33	Т-Русскийское	30.08.01	2755	405	2980	168	225	168	3220-3004

168 мм колонна, длина ГУ 500 м

№ скв./куст	Месторождение	Дата ввода в экспл.	Н.верт. на Т1, м	Смещение на Т1, м	Длина по стволу (до Т1), м	Диаметр колонны, мм	Длина участка, Т1-Т2, м	Диаметр колонны в пласте, мм	Интервал фильтровой части, м
<i>168x146 мм комбинированная колонна, длина ГУ менее 150 м</i>									
6777Г/ 27	Талыниково	31.03.04	1732	842	2092	168	112	146	2168-2112
6789Г/ 27	Талыниково	31.03.04	1735	540	1945	168	67	146	2014-1934

№ скв./куст	Месторождение	Дата ввода в экспл.	Н.верт. на Т1, м	Смещение на Т1, м	Длина по стволу (до Т1), м	Диаметр колонны, мм	Длина участка, Т1-Т2, м	Диаметр колонны в пласте, мм	Интервал фильтровой части, м
<i>146 мм колонна, длина ГУ 150-250 м</i>									
7209Г/ 179	Т-Русское	09.06.97	2504	540	2659	146	115	146	2773-2658
943Г/ 7	В-Пригородное	26.08.97	2831	253	3106	146	114	146	3220-3106
9870Г/ 67	Т-Русское	31.08.00	2429	416	2575	146	120	146	2690-2570
9714Г/ 67	Т-Русское	30.08.00	2429	478	2637	146	129	146	2735-2643
8099Г/ 67	Т-Русское	30.08.00	2424	587	2618	146	103	146	2716-2667
3520Г/ 102	Ю-Тарасовское	10.08.04	2689	1020	3163	146	138	146	3298-3200
<i>146 мм колонна, длина ГУ 500-400 м</i>									
40Г/ 4	С-Губкинское	14.02.05	2466	377	2693	146	233	146	2925-2692
52Г/ 6	С-Губкинское	01.01.05	2404	287	2790	146	200	146	2990-2789
<i>146 мм колонна, длина ГУ 150-250 м</i>									
7290Г/ 177	Т-Русское	30.09.96	2504	525	2660	146	339	146	2997-2658
826Г/ 36	Ног-Ёланское	26.02.98	2232	610	2602	146	388	146	2984-2555
7040Г/ 204	Т-Русское	31.03.99	2504	537	2928	146	350	146	3241-2930
5356Г/ 103	Ю-Тарасовское	18.07.05	2480	436	3010	146	281	146	3282-3003
5397Г/ 103	Ю-Тарасовское	26.04.05	2554	250	2807	146	272	146	3079-2791
5399Г/ 101	Ю-Тарасовское	13.09.05	2504	250	2800	146	299	146	3107-2808
5478Г/ 101	Ю-Тарасовское	06.11.05	2558	270	3112	146	287	146	3404-3117



Сокращенные наименования ТПП: ПовхНГ – «Повхнефтегаз», КНГ – «Когалымнефтегаз», ПНГ – «Покачевнефтегаз», ЛНГ – «Лангепаснефтегаз», УНГ – «Урайнефтегаз», ЯНГ – «Ямалнефтегаз».

Рисунок 2 – Динамика ввода ГС в разрезе территориально-производственных предприятий (ТПП) ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (без учета МЗС).

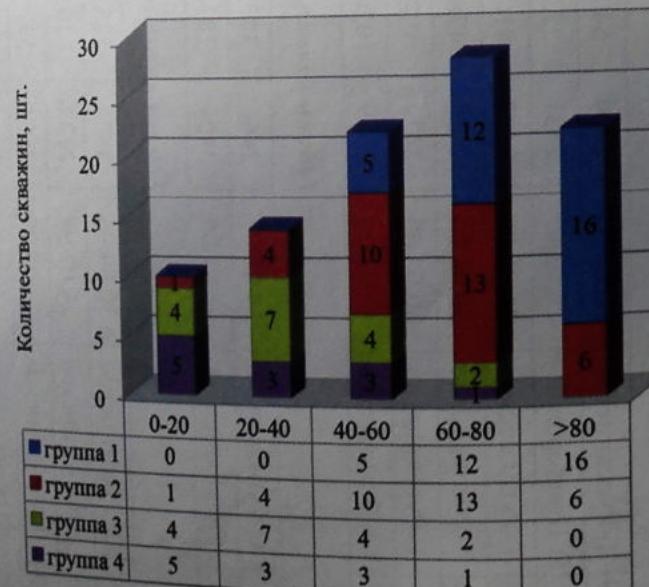
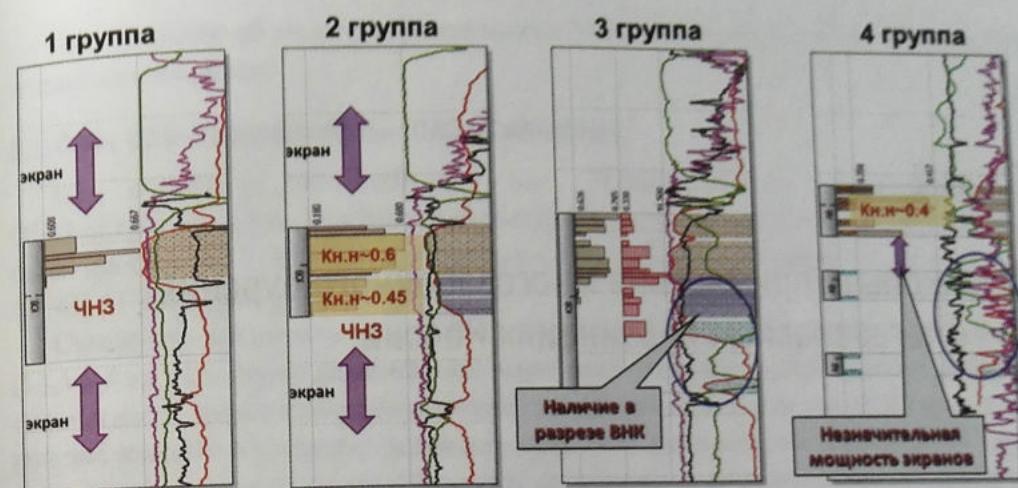


Рисунок 3 – Распределение начальных дебитов нефти по группам скважин с МГРП.



1 группа – пласты в ЧНЗ с хорошими литологическими экранами;

2 группа – наличие в кровле или подошве пласта недонасыщенных нефтью или водонасыщенных пропластков с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС);

3 группа – наличие в пределах пласта переходной зоны и водонефтяного контакта (ВНК) с высокими ФЕС;

4 группа – низкий коэффициент нефтенасыщенности ($\text{Кн.н.} = 0,3-0,4$) и незначительная мощность экранов до водоносных горизонтов с высокими ФЕС.

Рисунок 4 – Основные типы геологических условий заложения ГС с МГРП.

После эксплуатации первых ГС с МГРП более полугода пришло понимание об областях эффективного применения данной технологии и необходимости поиска других решений на участках, где МГРП в ГС не дает значимого результата. К этому времени уже была накоплена информация за 2-3 года эксплуатации МЗС, пробуренных в 2009-2010 гг., подтверждавшая, что данная технология заканчивания ГС имеет объективные причины для развития.

Глава 2

Обзор опыта применения многозабойного бурения в нефтегазоносных провинциях России

Широкому применению технологии многозабойного бурения способствовали достижения в горизонтальном бурении и зарезки боковых стволов в 1990-2000-х годах. У большинства недропользователей возникла потребность в освоении труднодоступных запасов и разработке залежей со сложными геологическими условиями.

Широкое применение многозабойного бурения привело к развитию и усовершенствованию технологии строительства и выделению отдельной категории – многостволовых скважин, в которых соединение основного ствола и ответвлений обесценено специальными техническими средствами, позволяющими обеспечить гарантированный доступ в оба ствола при длительной эксплуатации скважины. Хронология развития технологий строительства МЗС выглядит следующим образом: в 1993 г. пробурена первая МЗС по уровню 3, в 1994 г. – по уровню 4 (обе в Канаде, провинция Альберта, компания Shell). В 1995 г. пробурена первая МЗС по уровню 5 (США, Мексиканский залив, компания British Petroleum). В 1997 г. была сформирована группа специалистов, которая в дальнейшем предложила общезвестную классификацию TAML.

Строительство МЗС в настоящее время реализуется с использованием традиционно применяемого в бурении оборудования и инструмента [9], благодаря чему технология либо планируется к внедрению, либо уже испытана на территории деятельности большинства отечественных нефтегазовых компаний [10, 11, 12 и др.].

Основная доля МЗС относится к уровням сложности 1 и 2 по классификации TAML. Бурение таких скважин стало распространенным настолько, что на сегодня статистика по их количеству уже не ведется. Их общее количество в мире оценивается в более 10000 скважин.

Информация об опыте строительства МЗС в России и соседних странах представлена далее.

2.1. Опыт ОАО «Газпромнефть» (ОАО «Сибнефть»)

В период 2006-2008 гг. на Чатыркинском месторождении ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Красноселькупский район ЯНАО) было пробурено 7 ГС, пять из которых – двухзабойные: скважины №№ 1Г, 2Г, 3Г, 4Г, 5Г (рисунок 1) [13, 14].

Скважины вскрывали пласт Ю1а с мощной нефтенасыщенной толщиной (13,5-8,4 м). Для более равномерной выработки участков расщепленного пласта с гравийными перемычками реализована технология строительства МЗС, суть которой заключается в проходке основного наиболее длинного (обсаживаемого) горизонтального ствола по самому мощному пропластку, а дополнительного ствола – в трудно вырабатываемые области пласта без спуска в него хвостовика (рисунок 2).



Рисунок 1 – Проектные точки разбуривания Чатыркинского месторождения с обозначением МЗС.

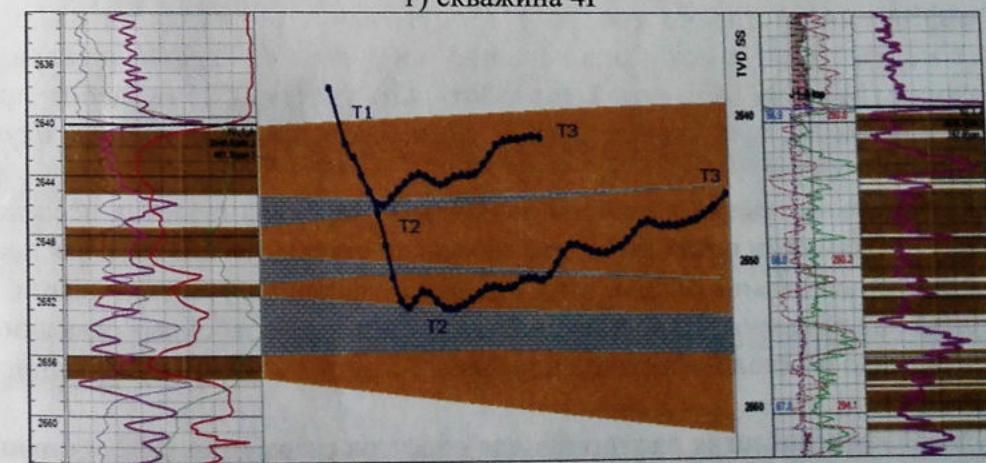
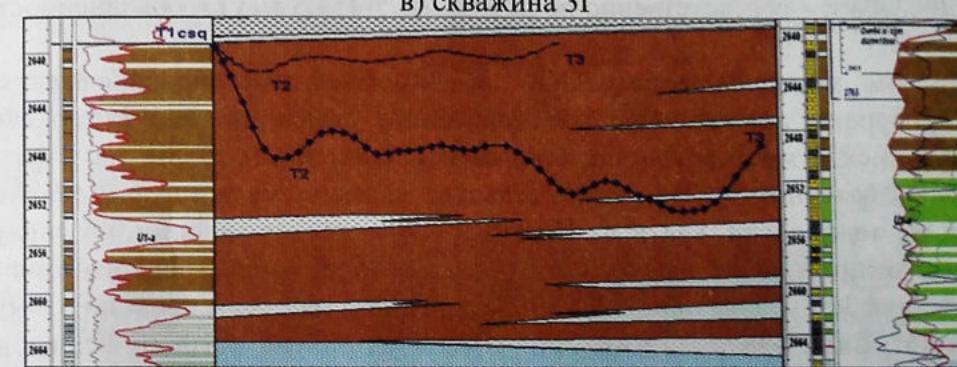
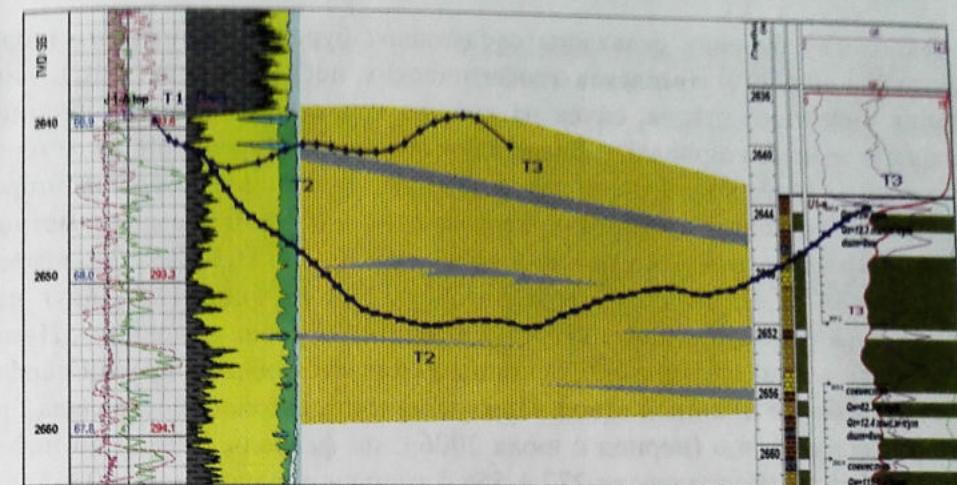
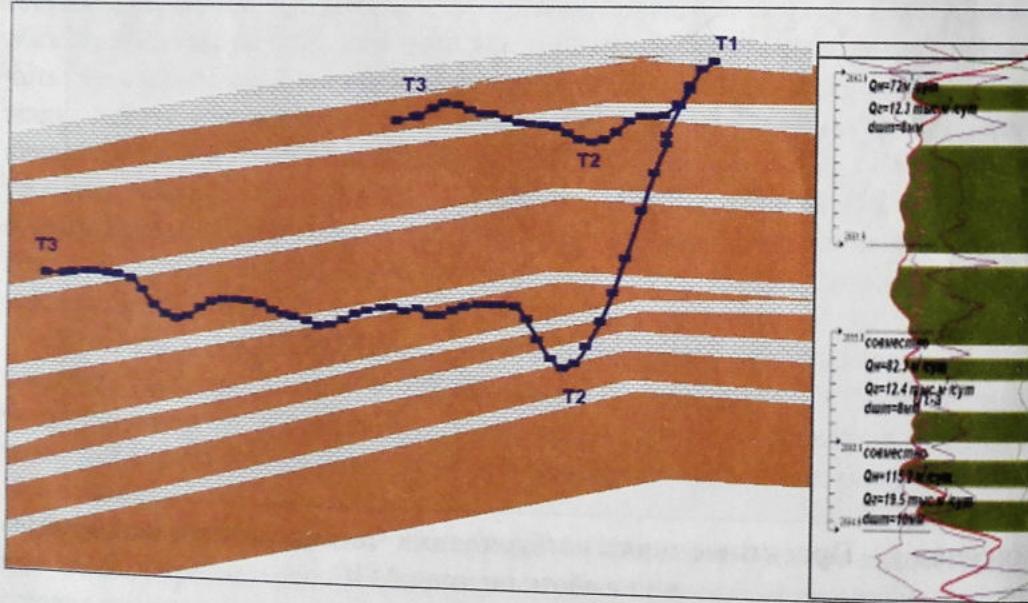
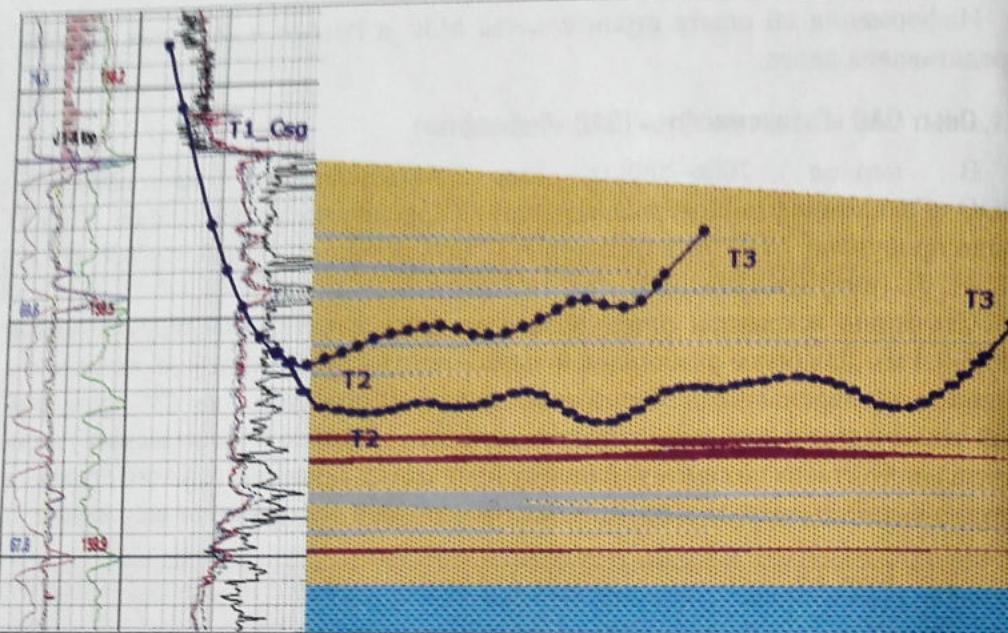


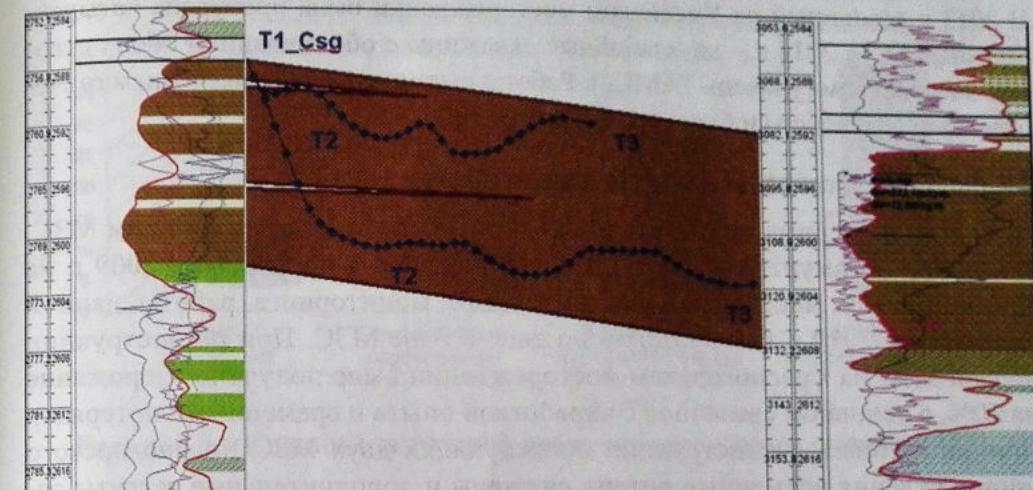
Рисунок 2 – Схематичные профили МЗС Чатылкинского месторождения.

Технология бурения скважины следующая: бурение пилотного ствола, проведение полного комплекса геофизических исследований (ГИС), ликвидация пилотного ствола, спуск на кровлю коллектора эксплуатационной колонны и ее цементирование. Далее осуществлялось бурение первого горизонтального ствола в купольной части объекта, срезка вниз и бурение второго (длинного) ствола, обсаживание второго ствола перфотрубами диаметром 114 мм. Первый ствол имел длину в среднем 350 м (333,5-384,3 м), второй 700 м (650-767,5 м), угол вскрытия по обоим стволам совпадал (друг над другом). Бурение осуществляло ООО «Сервисная буровая компания». Нумерация стволов идет сверху-вниз, основным считается обсаживаемый перфотрубами наиболее длинный ствол. Продуктивность скважин составляла при вводе в эксплуатацию (период с июля 2006 г. по февраль 2007 г.) по нефти 262,8-523,4 т/сут (по жидкости 277,4-556,4 т/сут) и обводненности 0,1-5,9%, к 01.08.2008 г. – соответственно по нефти 205,5-454,5 т/сут и обводненности 0,2-0,6 %.

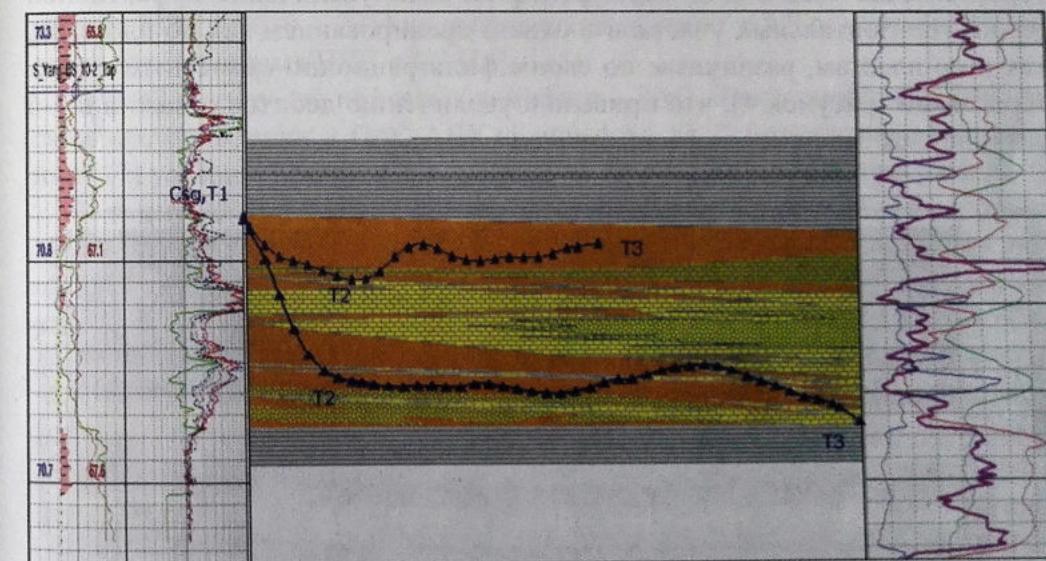
Другим месторождением ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», где пробурены аналогичные многозабойные скважины, является Северо-Янгтинское месторождение (скважины №№ 1002Г, 2000Г на пласты БС10-11) (рисунок 3). При строительстве данных скважин применялась такая же технология, как и на Чатылкинском месторождении, со следующими отличительными особенностями: протяженность первого ствола составляла 300 м, второго – 470-550 м, стволы были разведены по азимуту на 45°. Скважины были введены в эксплуатацию (№ 1002Г – декабрь 2006 г., № 2000Г – декабрь 2007 г.) со следующими показателями: дебит по нефти соответственно 866,2 и 413 т/сут (дебит по жидкости 884,5 и 424,7 т/сут). Кроме этого, была успешно пробурена одна горизонтальная скважина (№ 1001Г) с длиной горизонтального участка 526 м (дебит при вводе в эксплуатацию в июле 2006 г. составил по жидкости 565,7 т/сут, нефти – 533, т/сут).

Промысловые замеры и расчеты по данным гидродинамических исследований (ГДИ) скважин показывают, что дебиты по отдельным стволам, как правило, пропорциональны длинам этих стволов и толщинам участков пласта, в которых они проведены. Из восьми рассматриваемых двухзабойных скважин в шести активно работали оба ствола в течение 2-3 лет (к моменту публикации – май 2009 г.).

Описанная технология рассчитана для объектов разработки (эффективной мощностью более 8-10 м) с двумя пропластками, различающихся по ФЕС и разделенных между собой плотной перемычкой.



а) скважина 1002Г



б) скважина 2000Г

Рисунок 3 – Схематичные профили МЗС Северо-Янгтинского месторождения.

За 2012-2014 гг. в ОАО «Газпромнефть» пробурено 52 МЗС [11]. В основном это двухзабойные скважины первого уровня сложности по классификации ТАМЛ – в каждый или один из двух стволов не спускались обсадные трубы.

В 2013 г. компанией на Умсейском месторождении была пробурена четырехзабойная ГС, в 2014 г. – двухзабойные скважины с обсаживанием обоих стволов хвостовиком (уровень TAML2). Работы выполнены с привлечением отечественных сервисного и бурового подрядчиков.

2.2. Опыт ОАО «Роснефть» и ОАО «Газпром»

Одним из первых подразделений ОАО «Роснефть», построившим МЗС, стало ОАО «Удмуртнефть» [15]. Первая МЗС была пробурена в 2009 г. на Красногорском месторождении, по итогам мониторинга работы данной скважины в 2010 г. было построено еще четыре МЗС. При реконструкции первой МЗС на Красногорском месторождении было получено удорожание на 20%, в основном связанное с наработкой опыта и временными потерями. При дальнейшей реконструкции последующих двух МЗС Красногорского месторождения временные потери снижены и дополнительные затраты составили 10%. При этом дебит скважины вырос в два раза. Основной идеей строительства МЗС в ОАО «Удмуртнефть» было увеличение эффективной длины горизонтальных участков и охвата дренированием как по площади, так и по пластам, различным по своим фильтрационно-емкостным характеристикам (рисунок 4), что привело к увеличению дебитов скважин в 3-6 раз (рисунок 5).

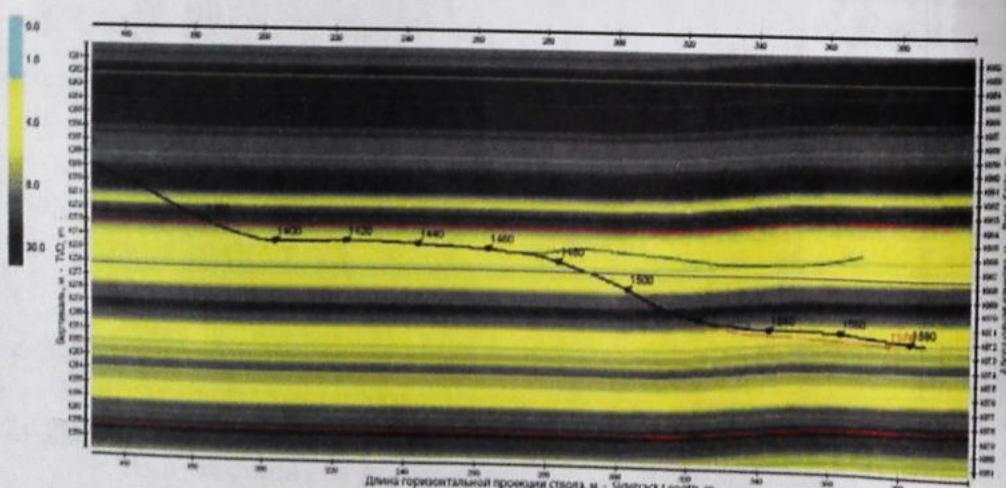


Рисунок 4 – Профиль МЗС, пробуренной на Красногорском месторождении по двум продуктивным пластам В-2 и В-За.

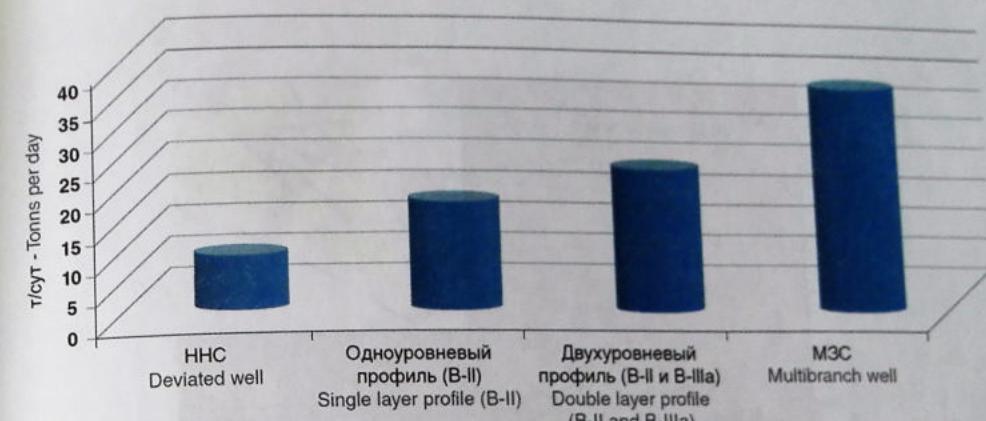


Рисунок 5 – Средний запускной дебит по категориям скважин [15].

Вслед за ОАО «Удмуртнефть» строительство МЗС осуществлено в ООО «РН-Северная нефть» на Среднемакарихинском месторождении. Пробуренные МЗС в 2010 и 2011 гг. имеют средний дебит в 1,8 раз превышающий дебит традиционных ННС и ГС [16].

В 2012 г. сразу две нефтяные компании – ЗАО «Ванкорнефть» на Ванкорском месторождении и ОАО АНК «Башнефть» на Лемезинском месторождении [17] успешно реализовали проекты на строительство МЗС (рисунок 6).

К концу 2014 г. на Лемезинском месторождении были пробурены четыре МЗС №№ 63Г, 64Г, 52Г и 65 Г (рисунок 7). Основной и боковой стволы имели разную ориентацию по азимуту, вертикальным отметкам и эксплуатируют разные этажи нефтеносности рифового массива артинско-сакмарского возраста. Фактическая суммарная длина горизонтального участка (ГУ) составила в МЗС № 63Г – 441 м, № 64Г – 511 м, № 52Г – 391 м, № 65Г – 566 м. Несмотря на меньшую длину ГУ в отдельных МЗС, в сравнении с ранее пробуренными соседними ГС, коэффициенты продуктивности и дебиты МЗС оказались выше, чем в ГС и ННС (рисунок 8). Данный эффект получен за счет более полного охвата дренированием рифового массива по вертикали (этаж нефтеносности достигает 120 м) [17].

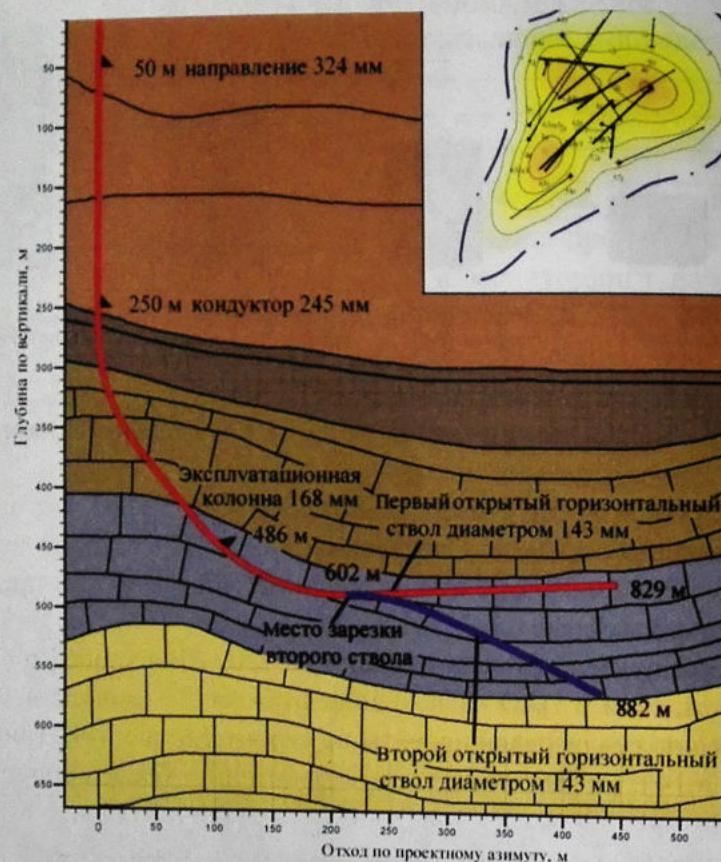


Рисунок 6 – Пример профиля двухзабойной скважины ОАО АНК «Башнефть».

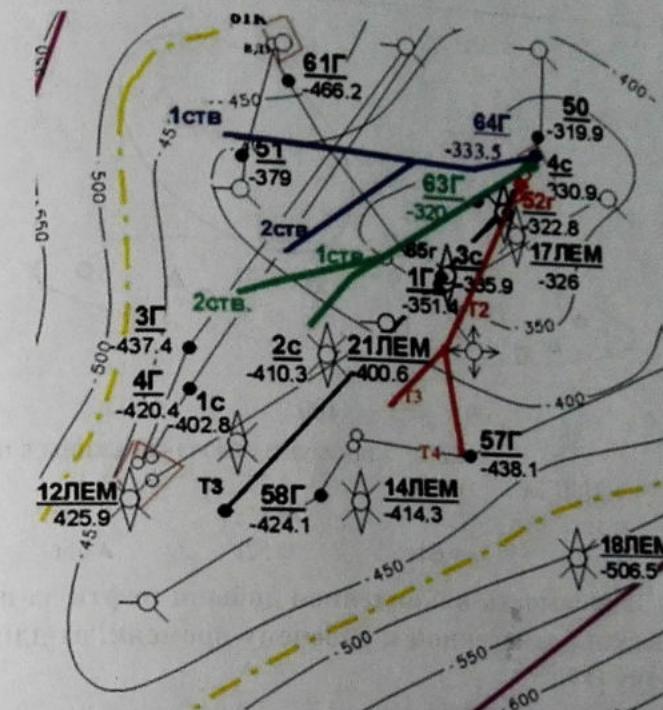


Рисунок 7 – Фрагмент карты Лемезинского нефтяного месторождения [17].

Ванкорское месторождение введено в эксплуатацию с 2009 г., основной фонд добывающих ГС имеет протяженность горизонтальных участков 300-1000 м. Одним из основных объектов разработки месторождения является пласт Нх-1, приуроченный к меловым отложениям, с нефтенасыщенной толщиной в пределах 1-2 м. На данный объект пробурена МЗС с 9 ответвлениями от основного ствола. Диаметр основной горизонтальной секции 152,4 мм, в восьми ответвлениях 123,8 мм и одно ответвление – 152,4 мм. По показателям работы продуктивность МЗС превышает соседние ГС в 1,5-2 раза [18].

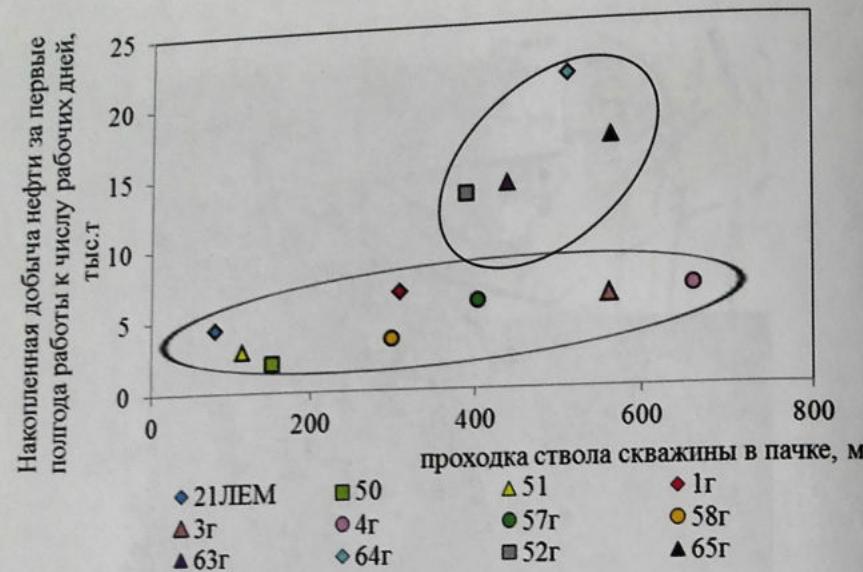


Рисунок 8 – Зависимость накопленной добычи нефти за первые полгода работы скважин, отнесенной к рабочему времени, от длины ствола, вскрывшего пачку [17].

В таблице 1 представлена обобщенная информация по описанным МЗС.

Таблица 1

Первые результаты бурения МЗС в ОАО «Роснефть» [12]

Нефтедобывающая компания	Начало бурения МЗС, год	Среднесуточный дебит, т/сут		Количество МЗС, скв.	
		по базовым скважинам	МЗС	на начало 2012 г.	план на 2012 г.
ОАО «Удмуртнефть»	2009	3,0-3,5	10-20	10	11
ООО «РН-Северная нефть»	2010	50-150	170-200	2	1
ЗАО «Ванкорнефть»	2012	240-350	350-600	0	4
ОАО АНК «Башнефть»	2012	8-10	30-40	0	4

Одним из проектов, где планировались МЗС, является Приразломное нефтяное месторождение на российском Арктическом континентальном шельфе (19 добывающих ГС, в том числе 2 – двухзабойные, 16 – нагнетательных и 1 специальная скважина для закачки отходов бурения в поглощающие пластины триасового комплекса) [19]. Необходимость большой площади охвата бурением из одной морской ледостойкой стационарной

платформы (МЛСП), расположенной в центральной части залежи, подразумевает значительные по величине отклонения ствола от вертикали при сохранении большой протяженности эксплуатационного ствола в пределах продуктивного пласта. В октябре 2013 г. на месторождении было завершено бурение первой скважины, в апреле 2014 г. была отгружена первая партия нефти [20].

Также имеется опыт строительства скважин сложной архитектуры на газонасыщенные пластины. В апреле 2012 года на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении ОАО «Севернефтегазпром» (ЯНАО) впервые в России начата добыча газа из туронской газовой залежи, залегающей на глубине 800-850 м и имеющей аномально высокое пластовое давление, низкие пластовые температуры, неоднородность и изменчивость по литологическому составу, низкую проницаемость коллекторов. Добыча осуществлялась экспериментальной двухствольной скважиной [21]. Конструкция скважины в первоначальном варианте [22] предусматривала спуск 178 мм эксплуатационной колонны, с фильтром ФС-178 в интервале продуктивного пласта и манжетным цементированием надпродуктивного интервала. В дальнейшем планировалось бурение двух боковых стволов с горизонтальными окончаниями, обсаживаемых 114 мм хвостовиком с размещением фильтров ФС-114 в интервале продуктивного пласта и манжетным цементированием с формированием стыка уровня сложности ТАМЛ4. Внутрискважинное оборудование предусматривало секционный спуск в материнский ствол 114 мм лифта НКТ с размещением напротив интервалов боковых стволов узлов для доступа в боковые ответвления (с использованием ГНКТ без подъема лифта 114 мм НКТ). Лифтовая колонная является неотъемлемой частью конструкции скважины, поскольку вследствие неглубокой глубины залегания туронских отложений требуется закачка ингибиторов гидратообразования. Для этого в компоновке лифта выше интервала ответвлений предусмотрен циркуляционный клапан. Подобная конструкция могла быть использована как при разработке одного эксплуатационного объекта (рисунок 9), так и нескольких (рисунок 10). Фактически же была пробурена двухствольная скважина с уровнем сложности 168x245 ТАМЛ4 со спуском двухлифтовой компоновки для раздельной эксплуатации каждого ствола (рисунок 11), рабочий дебит по МЗС в 2 раза превысил дебиты соседних вертикальных скважин [23, 24]. В дальнейшем авторами было предложено упрощение данной конструкции с заменой сложного (секционно-спускаемого, неизвлекаемого) лифта на односекционный (рисунок 12).

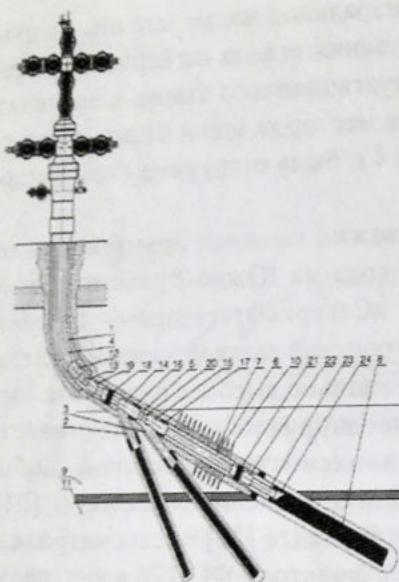


Рисунок 9 – Компоновка устьевого и подземного оборудования многозабойной скважины [22].

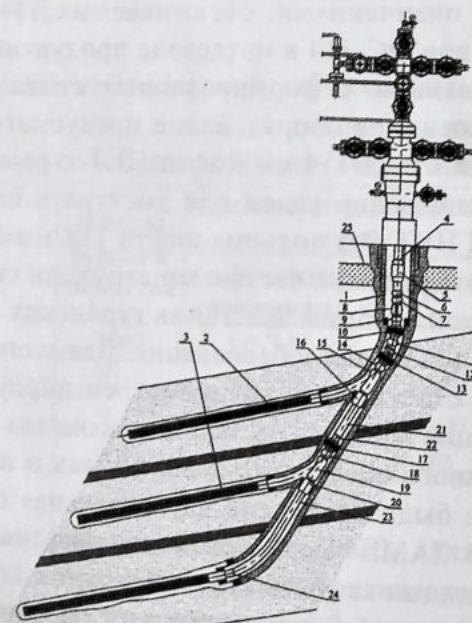


Рисунок 10 – Конструкция МСС для эксплуатации нескольких объектов в зоне многолетнемерзлых пород [25].

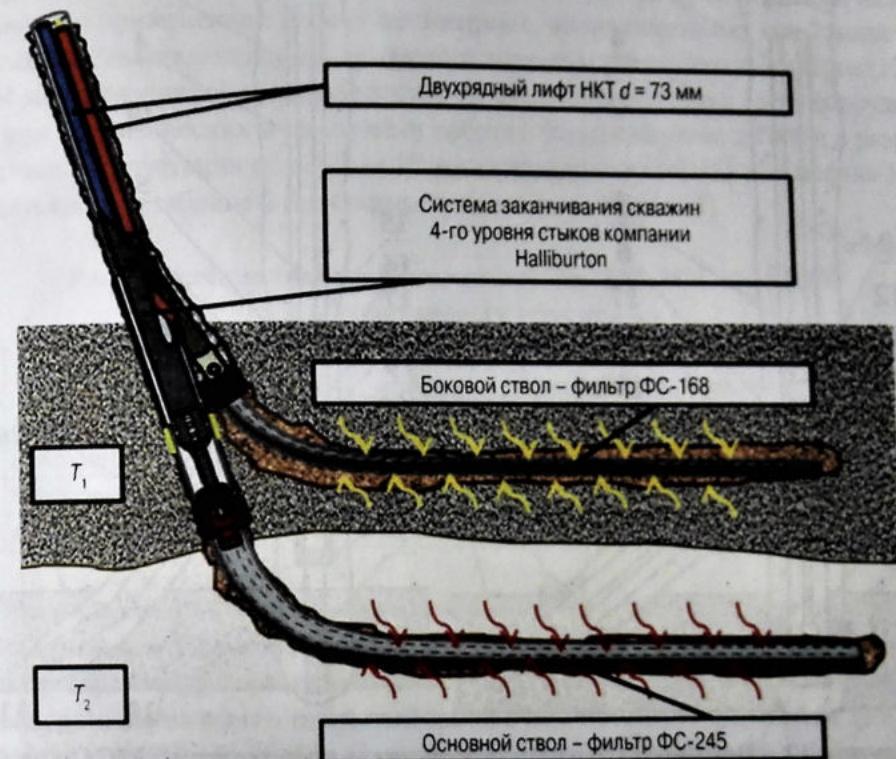


Рисунок 11 – Фактическая конструкция двухствольной скважины № 174 Южно-Русского месторождения [25, 26].

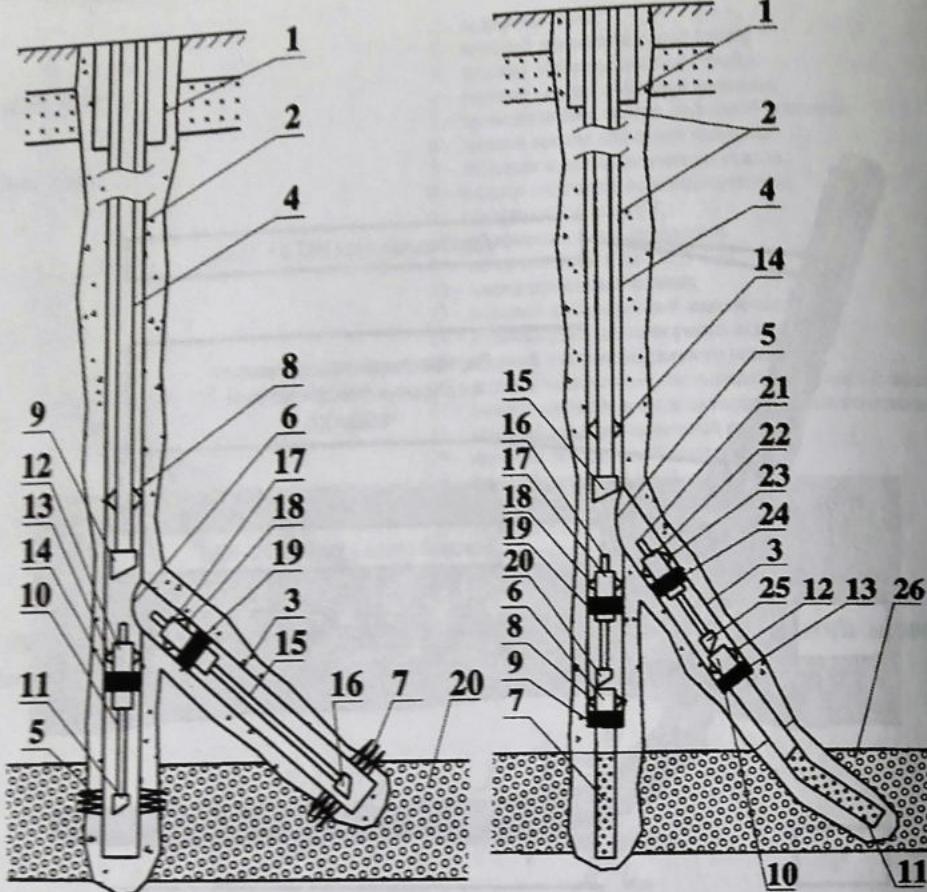


Рисунок 12 – Варианты оптимизированных конструкций МЗС для безпакерной эксплуатации туронских залежей [27, 28].

2.3. Опыт ОАО «Татнефть»

ООО «Татнефть-Бурение» в числе первых среди российских компаний освоило методы бурения горизонтальных и многозабойных скважин. В 1998 г. под задачи ОАО «Татнефть» создана специализированная сервисная служба по сопровождению горизонтального бурения, оснащенная навигационными телесистемами Geolink с гидравлическим каналом связи и гидравлическими забойными двигателями-отключителями с регулируемым углом перекоса кривого переводника. В дальнейшем в ОАО «Татнефть» были пробурены МЗС с двумя, тремя и четырьмя горизонтальными забоями, к 2009 г. построено уже более 70 многозабойных скважин, в основном с горизонтальными разветвленными стволами [29].

При строительстве МЗС с целью перекрытия неустойчивых пород осуществляется двухэтапный цикл строительства горизонтальных скважин с предварительным спуском 168 мм эксплуатационной колонны под кровельную часть продуктивного пласта и последующим вскрытием коллекторов долотами малого диаметра с применением легких полимерных, полисахаридных или глинистых растворов. Разветвленные стволы бурятся долотами различных диаметров (120,6 и 144 мм) и различной протяженности, что обеспечивает спуск в них оборудования при геофизических и ремонтных работах. Распределение дебитов в разрезе объектов эксплуатации по первым 10 эксплуатируемым в ОАО «Татнефть» МЗС представлено в таблице 2 (по состоянию на конец 2003 г.) [3].

Таблица 2
Распределение технологических показателей МЗС по НГДУ и по продуктивным горизонтам

№ пп	НГДУ	Кол-во, скв.	Горизонт, ярус	Дебит жид- кости, т/сут	Дебит неф- ти, т/сут	Обводнен- ность, %
1	Альметьевскнефть	2	турнейский	10,8	8,7	16,2
2	Елховнефть	1	турнейский	8,1	8,1	0,0
3	Иркеннефть	1	бобриковский	6,7	2,5	64,5
4	Азнакаевскнефть	6	бобриковский	29,8	24,8	20,0

Три из десяти МЗС пробурены в конце 1990-х годов на отложения турнейского яруса, где условно горизонтальные стволы (УГС) проведены по одному проектному азимуту и разведены по вертикали от 4 до 12 м. Оба ствола скважин турнейского яруса имеют открытый забой с номинальным диаметром 139,7 мм.

Из семи скважин, пробуренных на продуктивные отложения бобриковского горизонта, УГС имеют разницу по вертикали от 1,5 до 2 м и разведены по азимуту. Длина УГС составляет от 80 до 470 м, причем забои разведены от 50 до 150 м. Первый ствол скважин на бобриковский горизонт пробурен с диаметром 120,6 мм, а второй ствол – с диаметром 144 мм, оба ствола имеют открытый забой.

На рисунке 13 приведена схема расположения стволов подобных МЗС.

В 2003 г. проведено геолого-технологическое моделирование разработки блока одного из месторождений Татарстана с использованием МЗС с четырьмя ответвлениями из основного ствола (рисунок 14) [3]. По результатам данной работы на турнейский горизонт пробурена четырехствольная скважина № 8249ГР для НГДУ «Елховнефть». При этом четыре ствола направлены вверх по отношению к основному стволу и в разные стороны для увеличения области дренирования вырабатываемого участка залежи.

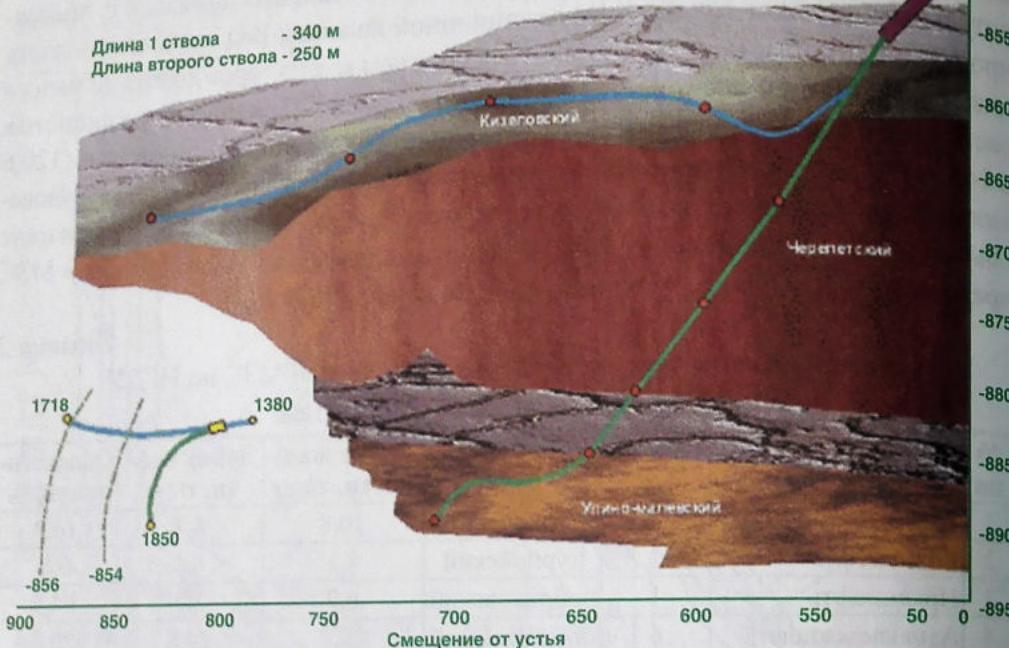
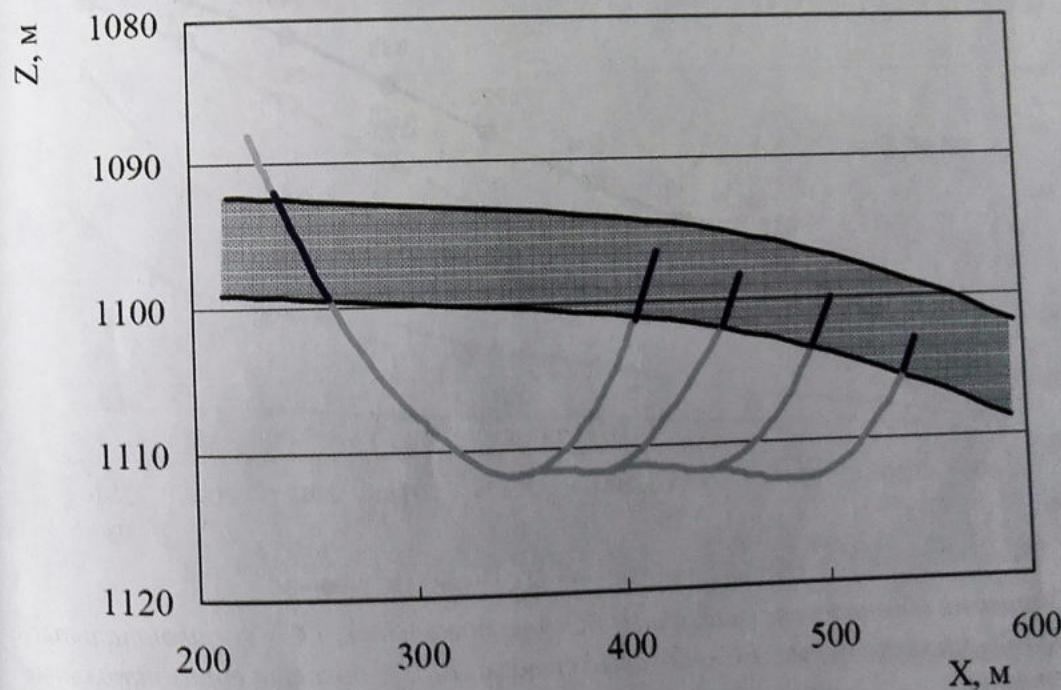
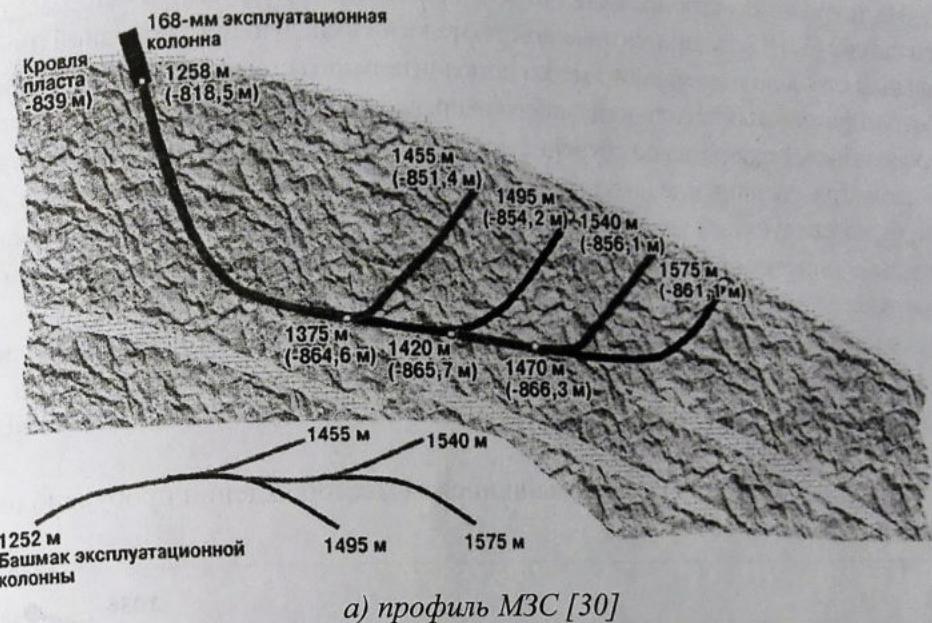


Рисунок 13 – Фактический профиль МЗС № 8802«РГ», пробуренной на кизеловский (первый забой) и упино-малевский (второй забой) горизонты Ново-Елховского нефтяного месторождения [3].

При строительстве МЗС был применен следующий технологический прием: зарезка и бурение участка стабилизации осуществлялась прямой компоновкой с зенитным углом 89-90° с дальнейшим разворотом азимута в противоположную сторону (относительно предыдущего ответвления). Интенсивность набора кривизны в интервале изменения зенитных углов и разворота азимута при бурении горизонтальных стволов по восходящему профилю составляла 4-6°/10 м. Башмак 168 мм эксплуатационной колонны спущен на глубину 1258 м. Самый глубокий забой имеет длину 1575 м по стволу, остальные – 1455, 1495 и 1540 м. Скважина вскрыла по вертикали 14-27 м отложений кизеловско-черепетского возраста. Расстояние между забоями составляет 48-57 м. При максимальной длине горизонтального ствола 317 м, длина вскрытого пласта составляла 542 м [30].

Эта скважина работает с декабря 2004 г. с текущим дебитом в среднем 9,5-10 т/сут, при вводе в эксплуатацию – 14,5-15 т/сут (соседние скважины работают с дебитом 3-4 т/сут). Стоимость строительства четырехзабойной скважины № 8249ГР выше стоимости строительства традиционной ГС примерно на 30% [30].

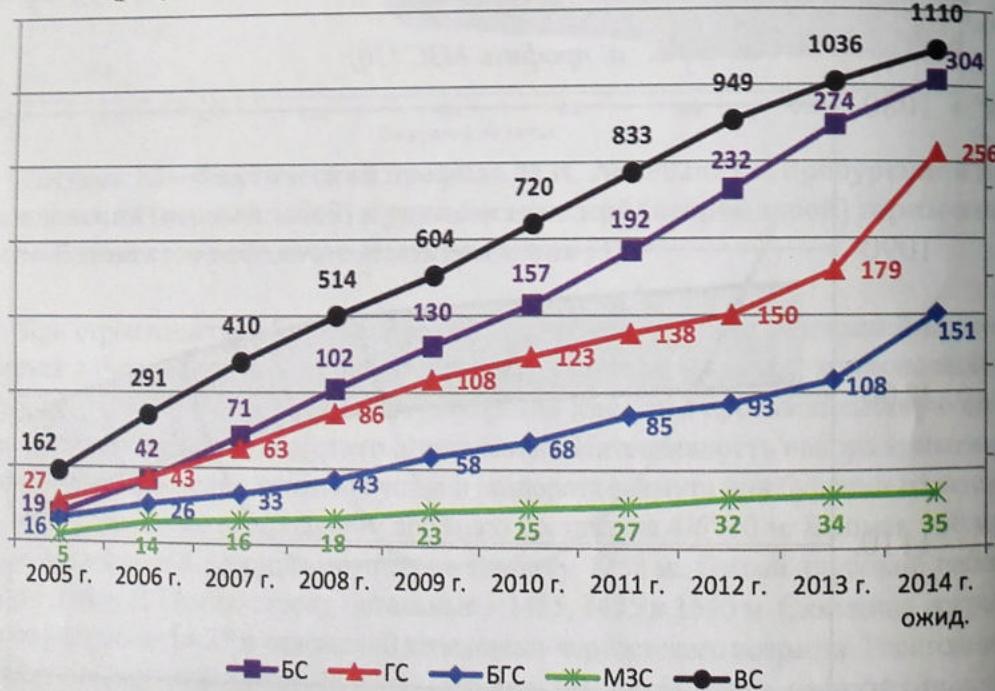


б) работающие участки стволов МЗС [31]
Рисунок 14 – Многозабойная скважина № 8249ГР.

На технологию строительства МЗС с описанной конструкцией авторами получен патент [32]. Суть запатентованной технологии в следующем: основной горизонтальный ствол до намечаемого места дополнительного ствола бурят компоновкой с центраторами (стабилизирующими его направление), затем компоновкой с кривым переводником осуществляют бурение дополнительного ствола (ответвления) такого же диаметра, расширение интервала разветвления производят бицентричным долотом, бурят следующий участок основного горизонтального ствола прежним диаметром, и в описанной последовательности забуривают последующие ответвления. Ответвления разведены не в стороны, а по восходящей траектории.

Аналогом данной технологии является технология, описанная в работе [33], где предложено бурение ответвлений долотом меньшего диаметра. Некоторые детали технологии строительства МЗС в ОАО «Татнефть» описаны также в работе [34].

За период 2005-2014 гг. на Ромашкинском месторождении пробурено около 230 МЗС (рисунок 15).



Условные обозначения: скважины: ВС – вертикальные, ГС – горизонтальные, МЗС – многозабойные, БС – боковые стволы, БГС – боковые горизонтальные стволы.

Рисунок 15 – Динамика бурения скважин на Ромашкинском месторождении [10].

Одним из перспективных направлений внедрения МЗС в Татарстане являются залежи со слоистыми слабопроницаемыми коллекторами, разделенными непроницаемыми глинистыми прослойками. При этом в МЗС основной ГУ планируется пробурить по середине продуктивного пласта, а ответвления – по выше- и ниже лежащим продуктивным пластам (рисунок 16). В ходе бурения МЗС непроницаемые глинистые прослои перекрываются профильными перекрываемелями, в каждом ГУ проводят гидрокислотный разрыв для создания гидродинамической связи между продуктивными пластами. С целью предотвращения обводнения основного ГУ в плотном прослое между основным и нижним ГУ размещают управляемый фильтр – в случае прорыва воды профильный перекрываемель, установленный в нижней части горизонтального ствола, закрывают и изолируют обводненный участок [35].

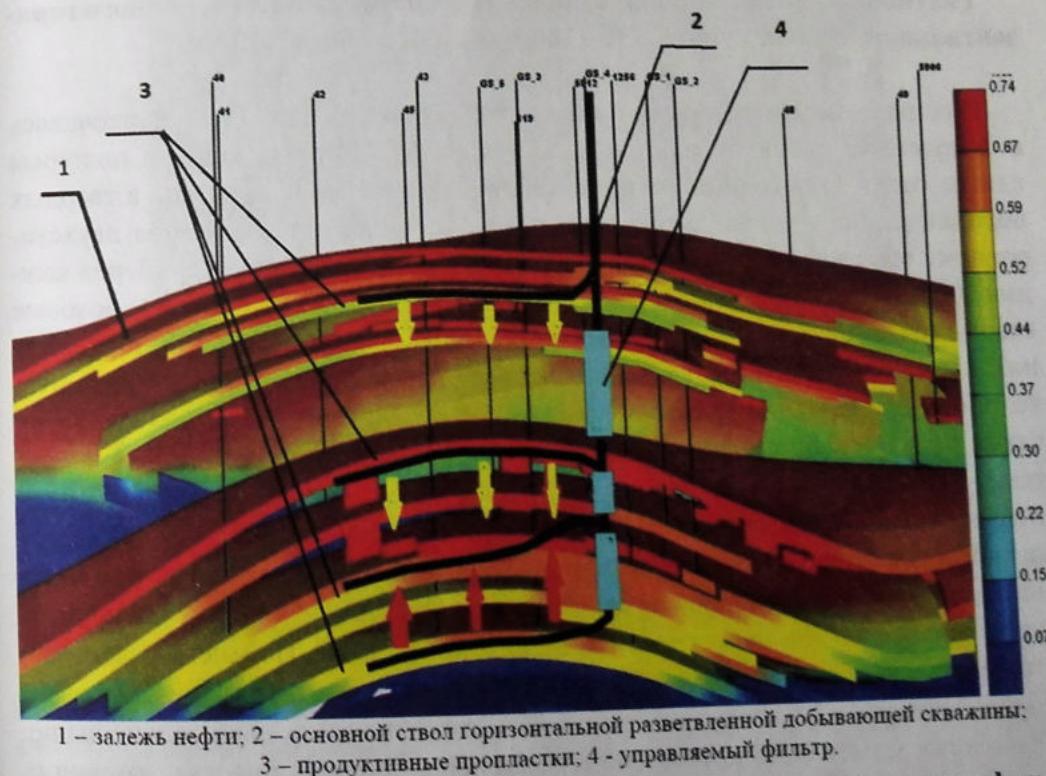


Рисунок 16 – Схема реализации технологии разработки залежи нефти в слоистых коллекторах Пионерского месторождения [35].

2.4. Планирование МЗС в компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»

При разработке баженовской свиты Салымского месторождения компания рассматривала возможность применения системы многозабойных скважин специальной архитектуры (рисунок 17) [36].

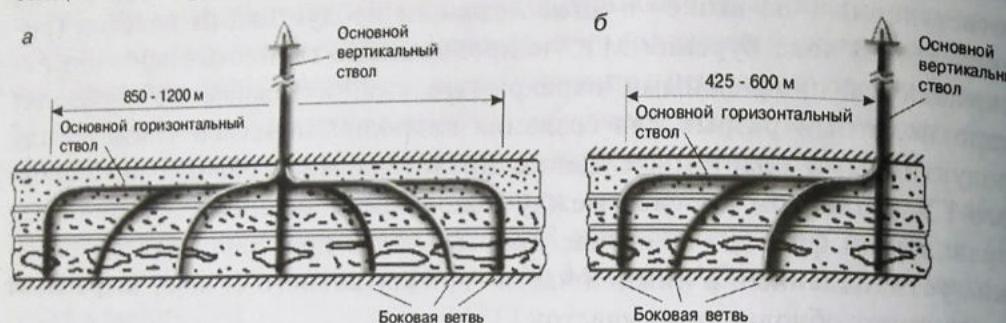


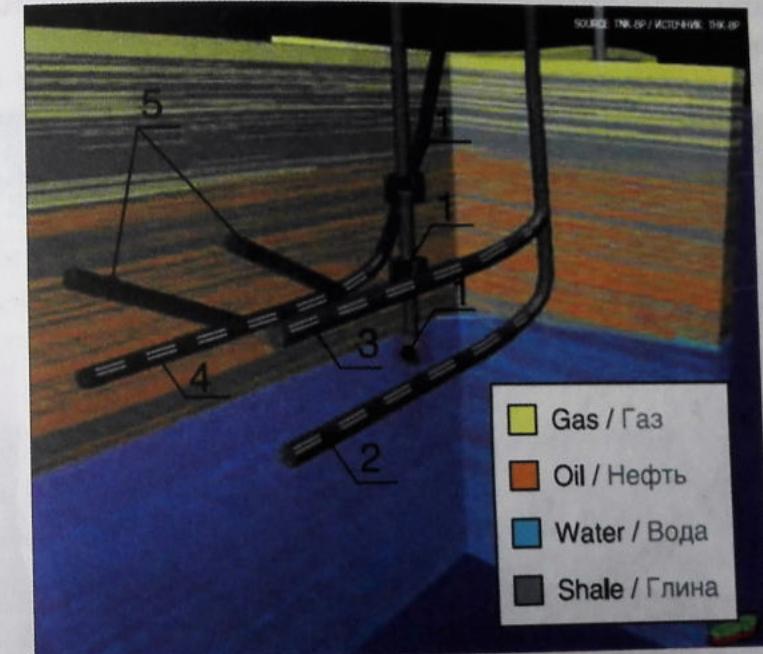
Рисунок 17 – Многозабойная скважина с размещением основного горизонтального ствола длиной 850-1200 м (а) и 425-600 м (б).

Рассматриваемая авторами технология строительства МЗС заключалась в следующем: основной вертикальный ствол МЗС проводится до подошвы пласта, горизонтальный ствол проводится на уровне кровли пласта в твердых породах. Длина его приблизительно 1200 м, предпочтение отдается двухстороннему стволу (от вертикального в противоположные стороны). Через каждые 200 м из горизонтального ствола забуриваются полого наклонные боковые стволы (ответвления) протяженностью до 150 м с чередованием их направлений влево и вправо. Каждый боковой ствол пронизывает всю эффективную толщину. На концах горизонтальных стволов бурятся вертикальные ветви также на всю толщину пласта. Вместе с центральным вертикальным стволов такая МЗС включает семь забоев (7 ветвей). По мнению авторов, по эффективности дренирования такая МЗС может стать эквивалентной 15-20 вертикальным скважинам, особенно в начале очередного этапа разработки, в частности, после «массированных» гидроразрывов пласта (ГРП), пока не снизится пластовое давление в окрестности действия ветвей МЗС. По мнению авторов, стоимость сооружения такой МЗС выше стоимости вертикальной скважины приблизительно в 2,5 раза, а экономическая эффективность значительно выше. Технология может быть применена в резко неоднородных пластах, имеющих мозаичный характер, низкие ФЕС, при отсутствии краевой или пластовой воды, «запечатанности» пласта, высокой гидрофобности и других геологических особенностях. При этом определяющим для внедрения технологии является устойчивость коллектора [36].

2.5. Опыт компании ОАО «ТНК-ВР Холдинг» (ОАО «Роснефть»)

В 2007 г. компания пробурила первую МЗС на 70% превысившую плановую производительность: 270 тонн в сутки вместо плановых 150 тонн [37]. В дальнейшем МЗС планировалось использовать в качестве стандартной технологии в ряде проектов.

В 2008 г. была утверждена технологическая схема опытно-промышленной разработки (ОПР) Русского месторождения, направленная на определение возможности промышленной эксплуатации как водонефтяной, так и подгазовой зоны месторождения. Содержание программы ОПР заключалось в создании на участке одного-двух элементов разработки (рисунок 18).



Условные обозначения: 1 – заколонные датчики; 2 – первый горизонтальный ствол, обсаженный фильтром; 3 – второй боковой горизонтальный ствол, обсаженный фильтром; 4 – горизонтальный ствол, обсаженный фильтром; 5 – необсаженные боковые стволы.

Рисунок 18 – Схематичное представление элемента разработки [37].

Программа предусматривает бурение вертикальной наблюдательной скважины, затем осуществляется отбор керна и проб пластовых флюидов, а также полный комплекс ГИС. За обсадной колонной скважины в интервале продуктивного пласта устанавливаются несколько датчиков, регистрирующих изменение пластового давления и температуры в разных интервалах объекта. Затем бурится многозабойная скважина конструкции «рыбий хвост» либо наклонно-направленная скважина, пересекающая весь продуктивный интервал, с целью определения максимально возможной продуктивности объекта. После этого бурится горизонтальная скважина. Ее эксплуатация и регистрация давлений заколонными датчиками, расположенными на разном уровне в наблюдательной скважине, позволяют определить фильтрационные свойства пласта (гидропрослушивание в горизонтальной плоскости), а также вертикальную сообщаемость объекта (гидропрослушивание по вертикали).

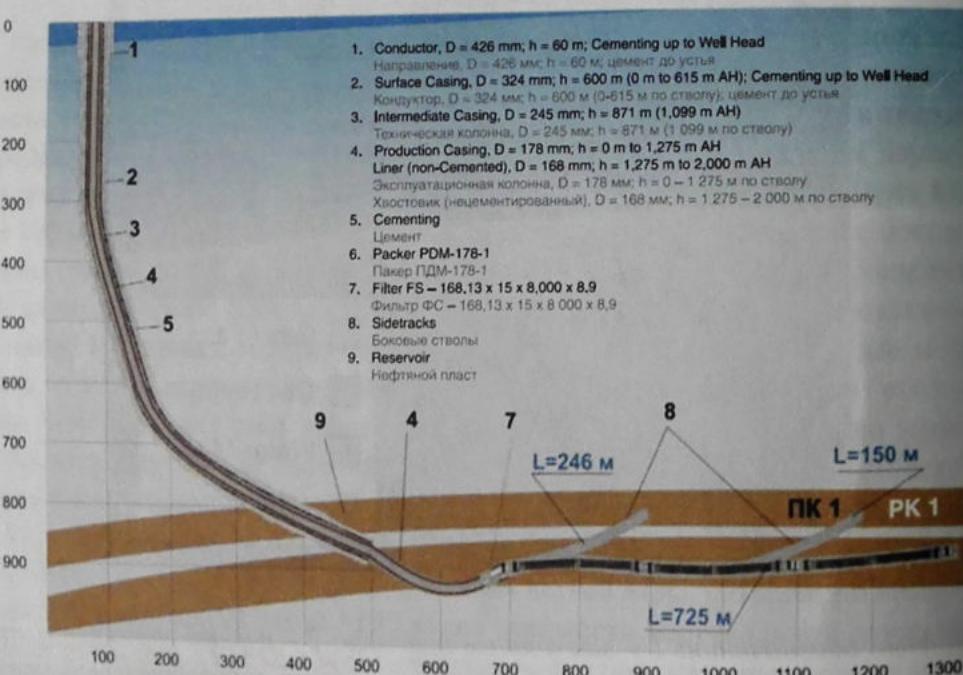


Рисунок 19 – Конструкция скважины № 3Г [39].

Для разработки нефте содержащих пластов Русского месторождения, характеризующихся неоднородностью и наличием множества пропластков, были использованы ГС. Первая скважина № 1Г (пробурена в августе 2007 г.),

дала 90 тонн нефти в сутки, вторая № 2Г (пробурена в начале 2008 г.) показала близкий дебит. При этом на новых скважинах не применялись методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). В апреле 2008 г., в целях большего охвата пласта дренированием, рядом с предыдущими была пробурена третья скважина № 3Г с обсаженным фильтром горизонтальным стволом длиной 725 м и двумя необсаженными ответвлениями, имеющими протяженность 150-246 м (рисунок 19).

В августе 2009 г. завершено строительство пятизабойной МЗС. Длина скважины в субгоризонтальном направлении составила около 900 м. При этом длина основного ствола – около 800 м, а длина каждого из 4 боковых – около 200 м. Суммарная протяженность всех участков в продуктивной части пласта составляет около 1,5 тыс.м. Дебит пятизабойной скважины существенно превысил показатели ранее пробуренных ГС [38, 39].

Проведенные в компании расчеты по Самотлорскому месторождению свидетельствовали, что [40]:

– бурение МЗС на объекте разработки АВ11-2 экономически целесообразно в эффективных нефтенасыщенных толщинах 9-12 м проницаемостью менее 30-40 мД, при условии, что стоимость МЗС не превысит стоимость ГС более чем на 50%;

– бурение МЗС 2 уровня сложности на пласте ЮВ1 экономически оправдано в широком диапазоне проницаемости и эффективных нефтенасыщенных толщин.

2.6. Опыт РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

Строительство МЗС применяется в качестве одного из эффективных методов для разработки низкопроницаемых коллекторов [41]. Первой пробурена трехзабойная скважина № 52 Северо-Домановичского месторождения, 2 уровня по классификации ТАМЛ с разветвлением стволов из обсаженного участка скважины (рисунок 20).

Мощность вскрытых продуктивных коллекторов по стволам скважины отличается более чем в 2 раза, а дебит при испытаниях в открытом стволе – в 10 раз (таблица 3). При этом расстояние между забоями крайних стволов скважины составляет 400 м. Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину 2535 м. Боковой ствол 52r2 забурен из обсадной колонны на глубине 2498 м, забой – 2863 м. Боковой ствол 52r3 забурен из обсадной колонны на глубине 2517 м, забой – 2966 м. Ствол 52r пробурен из-под башмака эксплуатационной колонны до глубины 2996 м.

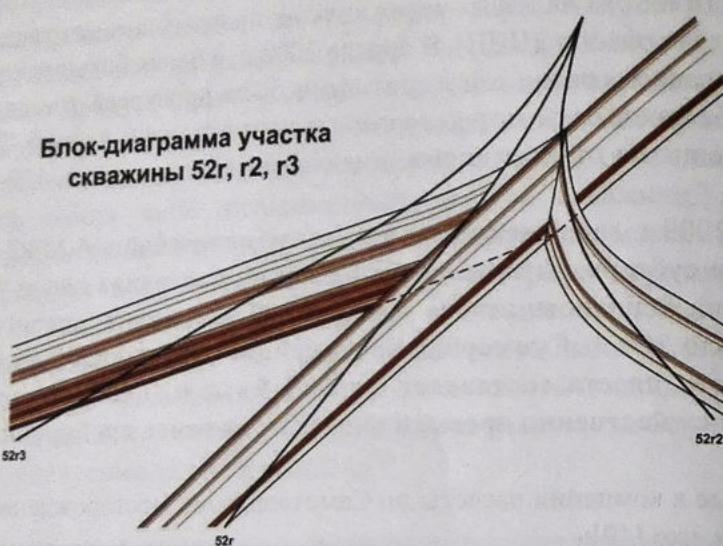


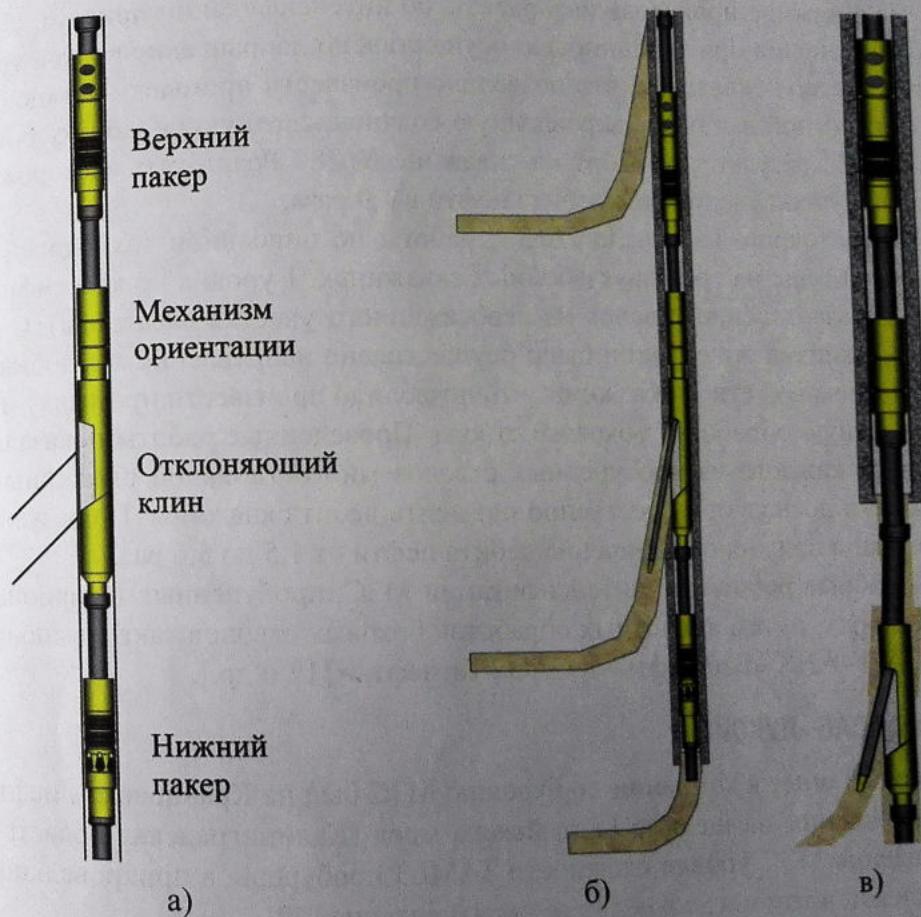
Рисунок 20 – Профиль МЗС № 52 Северо-Домановичского месторождения [41].

Геолого-технические характеристики МЗС № 52
Северо-Домановичского месторождения

Параметр	Ствол скважины		
	52r	52r2	52r3
Протяженность открытого ствола, м	461	364	448
Глубина зарезки, м	2535	2498	2517
Забой, м	2996	2863	2966
Максимальный угол наклона	90,3	80,2	81,3
Мощность продуктивного коллектора, м			
– по вертикали	9,9	8,3	17,8
– по стволу	53,3	32,1	83,1
Дебит ствола при испытаниях в открытом стволе, м ³ /сут	1,11	2,55	14,15

Скважина введена в эксплуатацию из бурения в октябре 2010 года. Перед запуском в эксплуатацию на скважине производились работы по освоению с применением механизма ориентации гибкой трубы (рисунок 21). Была выполнена промывка и кислотная обработка каждого из стволов скважины в отдельности. По результатам освоения коэффициент продуктивности скважины увеличился с 0,86 до 5,92 (в 6,7 раза). На момент запуска в эксплуатацию дебит скважины составил 24 м³/сут.

Во время работ по освоению были проведены исследования по определению продуктивных интервалов ствола скважины 52r с углом наклона до 80° с помощью автономного прибора, спущенного на гибкой трубе. Фактические затраты на строительство и освоение трехзабойной скважины № 52 Северо-Домановичского месторождения в 1,7 раза превысили затраты на строительство и освоение однотвальной скважины.



а) общий вид компоновки; б) конструкция скважины № 52 Северо-Домановичского месторождения со спущенной компоновкой для освоения ствола 52r3; в) конструкция скважины № 289 Речицкого месторождения со спущенной компоновкой для освоения ствола 289r.

Рисунок 21 – Схема компоновки подземного оборудования с механизмом ориентации гибкой трубы [41].

Также в 2010 г. работы по описанной технологии были проведены на скважине № 289 Речицкого месторождения. Скважина двухзабойная, 1 уровня сложности по классификации TAML – разветвление стволов выполнено в необсаженном участке скважины (рисунок 21). Эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину 2280 м. Из-под башмака эксплуатационной колонны пробурен открытый ствол 289г до глубины 2244 м. В интервале 2302-2304 м выполнено расширение ствола скважины, из которого пробурен открытый ствол 289г2 до глубины 2402 м.

На скважине производились работы по интенсификации притока. С помощью механизма ориентации было осуществлено направление гибкой трубы в боковой ствол скважины, что позволило произвести промывку установки солянокислотной ванны и направленную солянокислотную обработку бокового ствола. По результатам работ на скважине № 289 Речицкого месторождения было получено увеличение дебита нефти в 1,9 раза.

По состоянию на начало 2015 г. работы по описанной технологии были проведены еще на трех двухзабойных скважинах, 1 уровня по классификации TAML (разветвление стволов из необсаженного участка скважины). С помощью механизма ориентации было осуществлено направление колтюбиновой трубы в боковой ствол скважины, что позволило произвести промывку и солянокислотную обработку бокового ствола. Проведенные работы показали, что освоение каждого из пробуренных стволов многоствольной скважины в отдельности позволяет существенно повысить дебит скважины. По результатам работ было получено увеличение дебита нефти от 1,5 до 5,6 раз.

Подобные работы по интенсификации МЗС, пробуренных в карбонатных коллекторах, путем кислотных обработок боковых стволов также выполняются в ОАО «АНК «Башнефть» и ОАО «Татнефть» [17 и др.].

2.7. Опыт ОАО «ЛУКОЙЛ»

Первый опыт в компании по бурению МЗС был на Кравцовском нефтяном месторождении на шельфе Балтийского моря (Калининградская область), где ответвления МЗС уровня сложности TAML3 пробурены в прикровельной части залежи, в том числе в целях ее оконтуривания [42].

По проекту Караганак в Казахстане в эксплуатацию были введены 7 многозабойных скважин. Бурение МЗС с основным субгоризонтальным стволов и одним-двумя горизонтальными ответвлениями позволило приобщить к разработке участки с хорошими коллекторскими свойствами, увеличить долю контакта с коллектором и вводить скважины в эксплуатацию со средним дебитом 1013,5 т/сут. [43, 44].

Накопленный к 2008 г. опыт бурения ГС на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» свидетельствовал, что существует техническая возможность срезок в необсаженных горизонтальных участках типовым бурильным инструментом без применения специальных технических средств. Технология зарезки нового горизонтального участка заключалась в наработке желоба в требуемом участке открытого ствола ГС с последующим естественным падением зенитного угла с условных 90° (параллельно напластованию) до 87-89°. При этом перебуренная часть ствола ГС располагалась на незначительном удалении от ранее пробуренного (ликвидированного участка).

Первые двухзабойные скважины в Западной Сибири ОАО «ЛУКОЙЛ» были пробурены и введены в эксплуатацию в 2009 г., трехзабойные – в 2012 г., четырех- и пятизабойные (с отсечением ответвлений по затрубному пространству хвостовика набухающими пакерами) – в 2013 и 2014 гг. соответственно. Так, в конце 2008 г. с участием авторов было подготовлено обоснование технологии строительства МЗС с использованием зарезки боковых ответвлений в открытом стволе и представлено технологическим и производственно-техническим службам по бурению недропользователя. В апреле 2009 г. на объекте разработки БС11/2 Дружного месторождения была введена в эксплуатацию первая МЗС № 8141Г (рисунок 22).

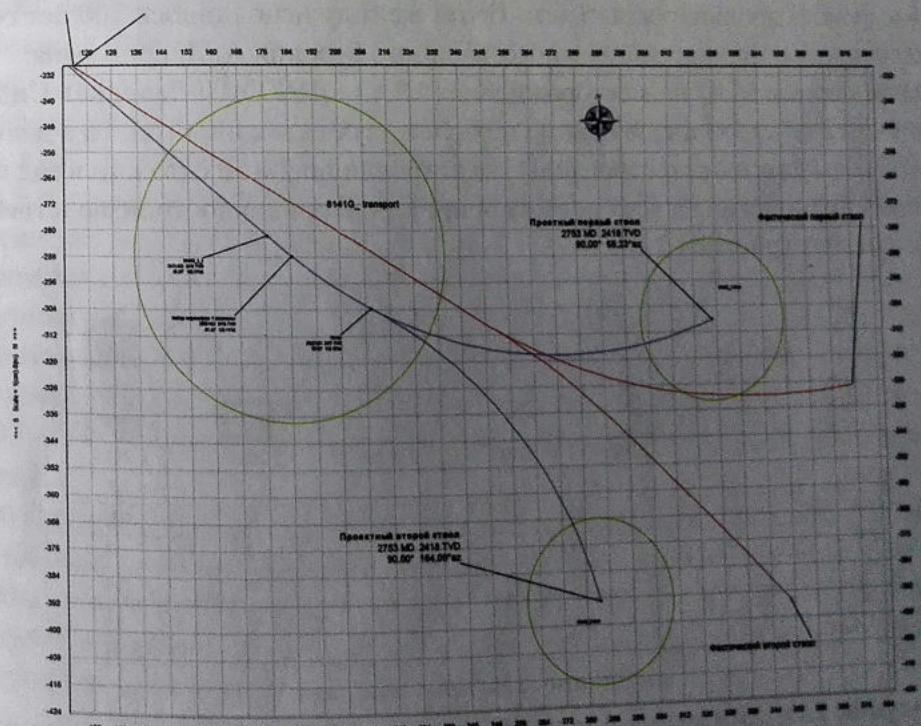


Рисунок 22 – Проектный и фактический профиль ствола МЗС № 8141Г.

По итогам мониторинга работы данной МЗС было принято решение о бурении подобных скважин на другие объекты – к середине 2010 г. пробурены скважины № 7322Г Кечимовского месторождения на пласт АВ1 и № 7183Г Повховского месторождения на пласт ЮВ1.

В связи с началом в 2010 г. масштабной программы опытно-промышленных работ по заканчиванию ГС с МГРП, реализация технологии строительства МЗС временно была приостановлена. Работы вновь возобновились в 2012 г. на тех участках, где применение технологии МГРП в ГС признано недостаточно эффективным.

К концу 2012 г. были пробурены две МЗС на Кечимовском месторождении: № 1016Г (три забоя) и № 1007Г (два забоя), в 2013 г. – введено в эксплуатацию 17 МЗС, в том числе первая четырехзабойная. Технология успешно реализована благодаря тесному взаимодействию специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», филиала «КогалымНИПИнефть», ООО «Буровая компания «Евразия» и сервисных компаний.

С апреля 2014 г. технология строительства МЗС на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири переведена к промышленному внедрению. Примечательно, что с момента ввода в эксплуатацию первой опытной скважины на Дружном месторождении и до момента перевода технологии к промышленному внедрению прошло ровно 5 лет. В том же году исполнилось 100 лет со дня рождения главного «идеолога» многозабойного бурения А.М. Григоряна.

Если первые МЗС на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в 2009-2012 гг. строились в объеме не более двух скважин в год, то в дальнейшем объемы ежегодного строительства возросли до 20-50 скважин в год с реализацией технологии на всех добывающих территориально-производственных предприятиях (рисунок 23).

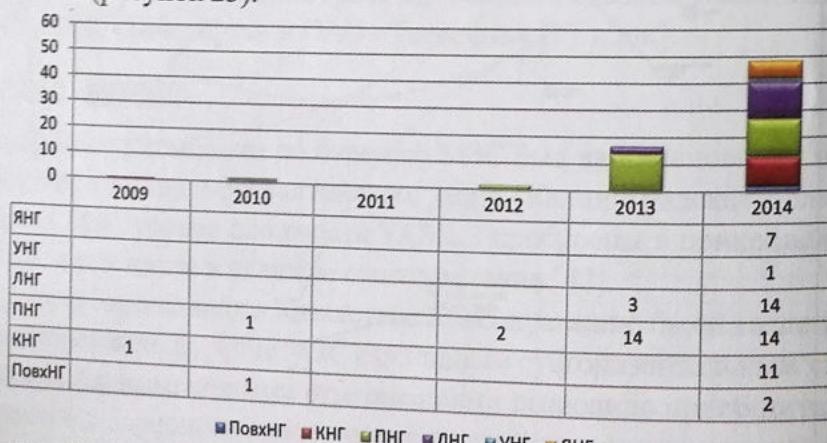


Рисунок 23 – Динамика ввода ГС с многозабойным окончанием в разрезе ТПП ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

По состоянию на 01.01.2015 г. на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири сданы из бурения и введены в эксплуатацию 71 МЗС с разветвленно-горизонтальными окончаниями по уровню сложности ТАМЛ2, из которых 3 – пятизабойные, 2 – четырехзабойные, 39 – трехзабойные и 27 – двухзабойные скважины. Бурение МЗС осуществлено на группы пластов А – 31 скважина, Б – 14 скважин, ВК – 1 скважина и Ю – 25 скважины на 18 месторождениях Западной Сибири (таблица 4). Более подробное описание технологий, применявшихся при строительстве и заканчивании МЗС на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири, представлено в следующих разделах.

На 2015-2018 годы на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» запланировано бурение около 190 МЗС, в том числе 6-10 забойных.

К проектам ОАО «ЛУКОЙЛ», где в ближайшей перспективе планируется масштабное внедрение МЗС и МСС, относятся освоение ресурсов групп месторождений в Каспийском море, в районе Большегечетской впадины полуострова Ямал и некоторые другие стратегические проекты Компании.

ОАО «ЛУКОЙЛ» имеет опыт строительства двухствольных МСС в Западной Сибири, как с горизонтальными окончаниями с проведением МГРП в основном стволе (скважина № 4548Г Когалымского месторождения по уровню сложности ТАМЛ4), так и с наклонно-направленными окончаниями с проведением ГРП в каждом стволе (скважины № 4301 Нонг-Еганского, № 1352 Тевлинско-Русскинского месторождений по уровню ТАМЛ4). В 2015 г. планируется начало строительства двухствольных добывающих скважин на месторождениях им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского в Каспийском море по уровням сложности ТАМЛ3-5 (рисунок 24). При строительстве всех МСС применялось оборудование для организации многоствольного стыка иностранного производства, в планах – привлечение отечественных производителей. Сводная информация о построенных в ОАО «ЛУКОЙЛ» МСС по состоянию к началу 2015 г. представлена в таблице 5.

На Пякяхинском месторождении с 2014 г. начато промышленное внедрение МЗС как системы разработки объекта БУ15 – большинство добывающих скважин с многозабойным окончанием (рисунок 25), что обусловлено более высокими дебитами МЗС в сравнении с ГС. К концу 2015 г. на Пякяхинском месторождении планируется пробурить около 30 МЗС.

Статистика бурения МЗС на месторождениях
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Таблица 4

Месторождение	Пласт	Количество забоев, шт.	Количество скважин, шт.
Восточно-Перевальное	AC9	3	3 (2014 г.)
Восточно-Придорожное	ЮВ1	2	1 (2014 г.)
	ЮВ1	3	3 (2014 г.)
Дружное	ЮВ1	2	1 (2014 г.)
Кечимовское	AB2	2	2 (2010 г., 2012 г.)
	AB2	3	1 (2012 г.)
Когалымское	БС16-17	3	4 (2014 г.)
	БС11	2	1 (2009 г.)
Лас-Ёганское	AB2	3	2 (2013 г.)
	AB2	2	1 (2013 г.)
Красноленинское	BK1	3	1 (2014 г.)
Малоключевое	ЮВ2	2	1 (2014 г.)
	ЮВ1	3	1 (2014 г.)
Урьевское	AB1	3	1 (2014 г.)
Нивагальское	AB2	4	1 (2013 г.)
	AB1, AB2 и БВ6	3	11 (2013-2014 гг.)
	AB1 и AB2	2	9 (2013-2014 гг.)
Повховское	ЮВ1	2	1 (2010 г.)
Ватьеганское	БВ1	3	1 (2014 г.)
Покачевское	ЮВ1	5	1 (2014 г.)
	AB1 и ЮВ1	2	4 (2013-2014 гг.)
Северо-Покамасовское	ЮВ1	2	1 (2014 г.)
	ЮВ1	3	5 (2014 г.)
Нонг-Еганское	ЮВ1	3	1 (2014 г.)
	ЮВ1	4	1 (2014 г.)
	ЮВ1	5	1 (2014 г.)
Северо-Покачевское	ЮВ1	2	3 (2013-2014 гг.)
Тевлинско-Русскинское	ЮС1	2	1 (2013 г.)
Пякяхинское	БУ15	3	5 (2014 г.)
	БУ15	5	1 (2014 г.)
	БУ18	2	1 (2014 г.)
ИТОГО, скважин			

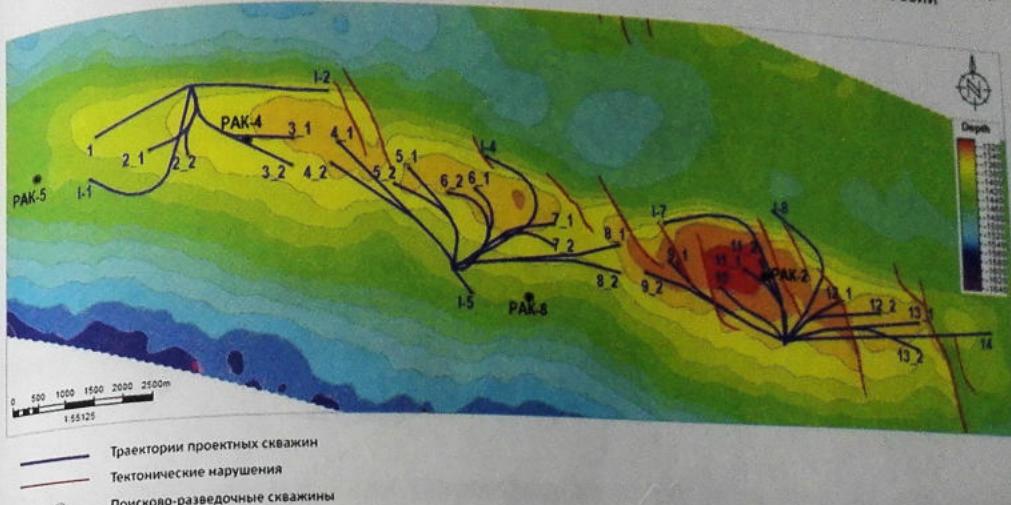


Рисунок 24 – Схема размещения двуствольных МЗС на структурной карте месторождения им. В.Филановского (неокомский надъярус) [45].

Таблица 5
Статистика опыта строительства МЗС в ОАО «ЛУКОЙЛ» (на 01.06.15 г.)

Общество	Месторождение	№ скв.	Объект	Уровень TAML	Дизайн заканчивания*		
					1-й ствол	2-й ствол	3-й ствол
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»	Шагиртско-Гожанско	122	T	4	336/102	755/102	–
	Ножовское	322	T	4	503/89	797/89	–
	им. Архангельского	61	Б6	4	360/102	195/102	214/102
		55	Ал+Т-Фм	4	354/102	326/102	182/102
		62		4	1593/114	232/102	–
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	Когалымское (Тевлинско-Русскинской ЛУ)	4548Г**	БС16	4	–	560/114	–
	Нонг-Еганское	ЮС1	4	497/114	–	–	–
	Тевлинско-Русскинское	1352***	ЮВ1	3215/178	3289/114	3040/114	–

Примечания: * – длина/диаметр ствола, м/мм, ** – четырехстадийный МГРП в основном ГУ, *** – ГРП в каждом стволе.

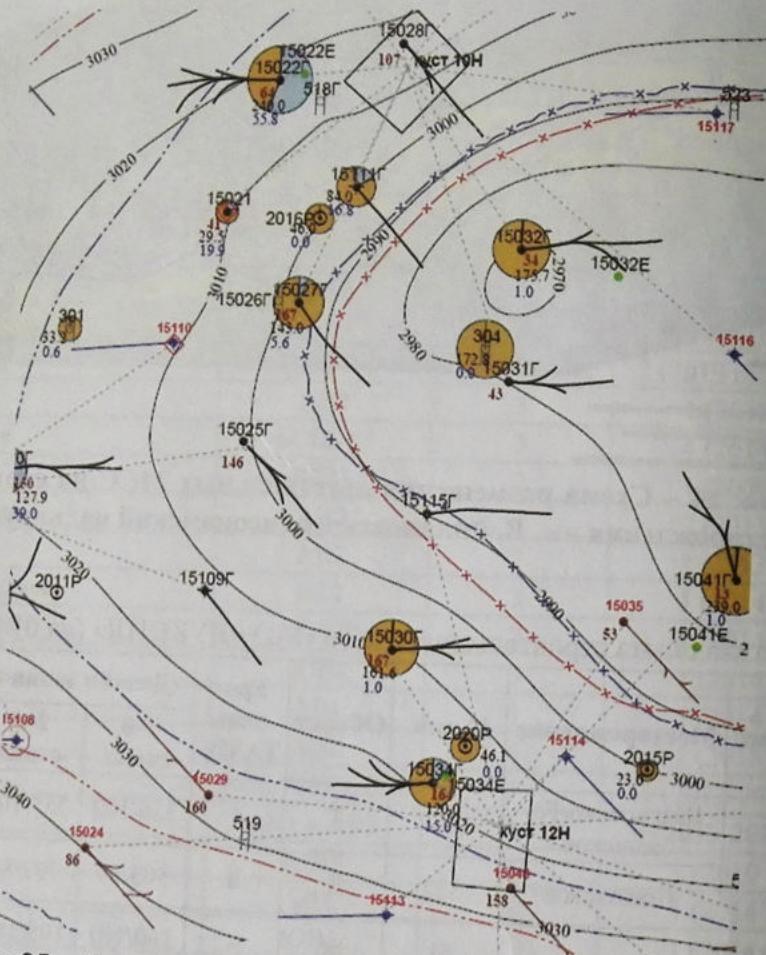


Рисунок 25 – Выкопировка участка пласта БУ15-1 Пякяхинского месторождения (пробуренные и планируемые МЗС).

Имеется опыт строительства МЗС и в других отечественных компаниях, однако, не представленный в данном обзоре, в связи с отсутствием официальных публикаций по рассматриваемой тематике.

Глава 3

Терминология, классификация и области применения многозабойных скважин

3.1. Унификация терминологии, классификации многозабойного и многоствольного заканчивания скважин

В нефтегазовой отрасли, кроме общеизвестной классификации TAML, отсутствует единое понимание, что относить к многозабойному бурению. Во многих регламентирующих документах и научных трудах отсутствует четкое разграничение между терминами «многоствольная» и «многозабойная» скважина [46, 47, 48 и другие].

Существует несколько подходов к классификации многозабойных (МЗС) и многоствольных скважин (МСС):

1) Классификация скважин по решаемым ими задачам и целям строительства:

- создание максимального контакта с коллектором (МКК), что приводит к росту производительности скважин или их приемистости, повышению коэффициента извлечения нефти (КИН), к увеличению площади дренирования скважины и снижению депрессии на пласт, что ослабляет приток песка, образование водяных или газовых конусов (МЗС/МСС с горизонтальными, разветвленно-горизонтальными окончаниями);

- охват сетки разработки меньшим количеством скважин, что приводит к снижению суммарных затрат на строительство скважин в сложных горно-геологических условиях (МЗС/МСС протяженными горизонтальными окончаниями, наклонно-направленные, морские проекты);

- одновременная эксплуатация нескольких объектов разработки (ярусные МЗС/МСС).

Под каждую цель должен быть свой оптимальный вариант заканчивания скважин: наклонно-направленный, горизонтальный, разветвленно-горизонтальный в пределах одного коллектора, дистанционно-регулируемое заканчивание и прочее.

2) Классификация МЗС/МСС по схеме расположения (размещения) горизонтальных участков:

- одиночные дренирующие стволы (в пределах одного коллектора или объекта);
- стволы (ответвления), образующие «веер» в горизонтальной плоскости (в пределах одного коллектора или объекта), в том числе плоскостные скважины с разветвленно-горизонтальными окончаниями;
- горизонтальные стволы, эксплуатирующие разные объекты (ярусные), в том числе располагающиеся по вертикали друг над другом (рядные);
- два горизонтальных ствола, расходящиеся в противоположные стороны от главного ствола (плоская двухствольная МЗС/МСС, «ласточкин хвост»).

3) Классификация по способу управления добычей с каждого ствола (ответвлений):

- нерегулируемая добыча (одновременная добыча из всех ответвлений);
- избирательная изоляция одного ствола с помощью изолирующих устройств (штуцерных, изолирующих гильз, пакеров, мостовых пробок и т.п.) – механическое регулирование с применением каната, колтюбинга или колонны насосно-компрессорных труб (НКТ);
- избирательная изоляция нескольких стволов с помощью изолирующих устройств – механическое регулирование с применением каната, колтюбинга или колонны НКТ;
- «интеллектуальное» заканчивание – дистанционный контроль и дистанционное управление потоков закачиваемых и откачиваемых жидкостей во все стволы МСС с помощью штуцеров, клапанов. При этом каждый объект (ствол) отсекается системой пакеров, тем самым обеспечивается изоляция объектов (стволов) друг от друга;
- многолифтовое заканчивание – эксплуатация каждого объекта (ствола) отдельной колонной НКТ (раздельная добыча). Возможно применение в МСС с большим типоразмером «материнской» колонны (существуют варианты спуска двух лифтов НКТ параллельно либо концентрично).

4) Группа совершенствования технологии бурения многоствольных скважин (TAML – Technology Advancement for Multilaterals) предложила классификацию, основанную на количестве и типе разветвлений и их техническом обеспечении (World Oil, v. 220, 1999 г., № 1, pp. 55-61) [49]. В соответствии с этой классификацией предусмотрено шесть уровней по сложности многоствольных стыков (рисунок 1), подробное описание которых представлено в приложении 1.

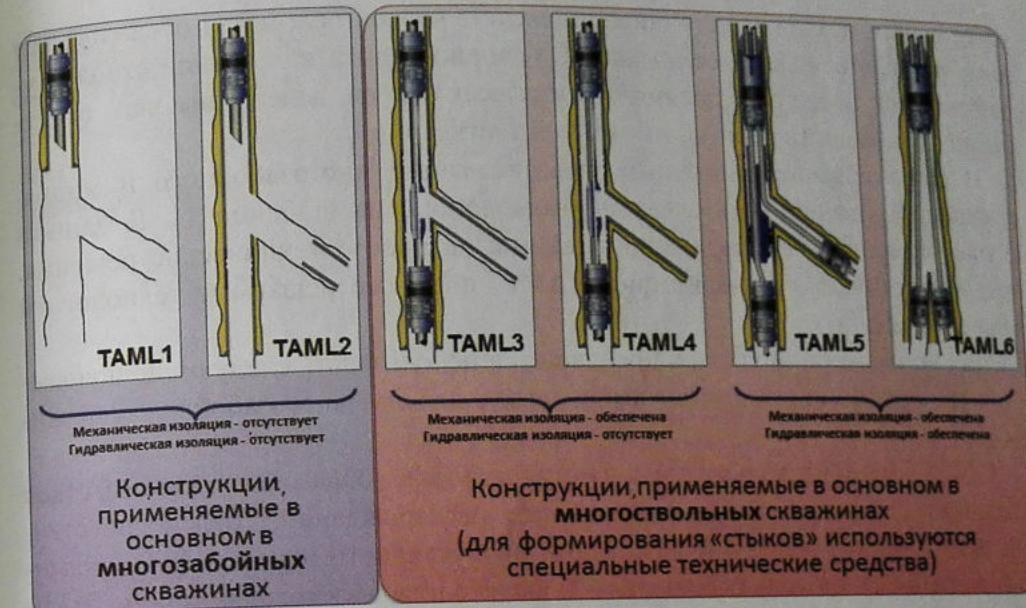


Рисунок 1 – Международная классификация скважин «сложной» архитектуры (TAML).

Выбор уровня сочленения зависит от геологических условий конкретного месторождения, необходимости интенсификации добычи, от поставленных нефтегазодобывающей компанией целей, а также других факторов. В частности, по способности обеспечить герметичность «стыка» основного и бокового стволов их условно можно разделить на три категории:

- не обеспечивающие механическую (сыпание породы в ствол) и гидравлическую (проникновение флюидов) изоляцию: сочленения 1-го и 2-го уровней – в них отсутствует возможность гарантированного доступа во все стволы в последующем;
 - обеспечивающие только механическую изоляцию: сочленения 3-го и 4-го уровней (на 4-ом уровне возможна гидравлическая изоляция только за счет свойств материала, тампонирующего интервал «стыка») – существует возможность гарантированного доступа во все стволы в последующем;
 - обеспечивающие механическую и гидравлическую изоляцию: сочленения 5-го и 6-го уровней – для особо сложного геологического разреза.
- Однако в классификацию TAML не всегда «вписывается» существующие конструкции МЗС. В частности, на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и других нефтедобывающих предприятий Западной Сибири применяется следующая: основной горизонтальный ствол обсаживается фильтром,

ответвления, исходя из устойчивости скелета коллектора, могут обсаживаться либо оставляться без обсаживания. Спуск хвостовика в основной ствол осуществляется после завершения бурения всех забоев, вследствие чего отсутствует возможность доступа в боковые ответвления.

В связи с вышеизложенным, классификация многозабойного и многоствольного заканчивания скважин была дополнена (таблица 1). В данном случае за основу классификации принятые не просто технические решения, предусмотренные классификацией TAML, но также решаемые технологией конечные задачи.

Для унификации подходов предлагается использовать следующие положения при определении терминов «многостальная» и «многозабойная» скважины [50]:

1. МСС имеют несколько стволов и строятся таким образом, что каждый ствол вскрывает отдельный элемент разработки месторождений, сочленение стволов располагается обычно за пределами продуктивного пласта, сформированный стык имеет уровень сложности 3 и выше согласно классификациям TAML [49] и предложенной нами (таблица 1). При этом принципиальным отличием МСС от МЗС является необходимость ведения учета по каждому стволу ввиду вскрытия им отдельной подсчетной точки, возможность проведения в течение периода эксплуатации скважины всех технологических работ, выполняемых в стандартных скважинах (доступ в каждое ответвление, возможность проведения многократных обработок призабойной зоны, проведения геофизических и иных исследований, ремонтно-изоляционных и прочих работ). Исключением является случай уплотнения сетки разбуривания на старом фонде скважин.

2. МЗС характеризуются тем, что забои боковых ответвлений располагаются на относительно небольшом расстоянии от основного (часто обсаживаемого) ствола в пределах одного продуктивного пласта (подсчетного объекта разработки). В отличие от МСС, где каждый ствол является самостоятельным, полноценно заменяющим одну скважину, боковые ответвления МЗС обычно находятся на незначительном (обычно до 200-250 м) удалении от основного ствола [51], раздельного учета продукции по каждому ответвлению МЗС не требуется. В соответствии с классификацией TAML сочленение в МЗС имеет 1-2 уровень сложности (таблица 1), в некоторых случаях отсутствует возможность доступа в ответвления ввиду того, что спуск хвостовика в основной ствол осуществляется уже после завершения бурения [9].

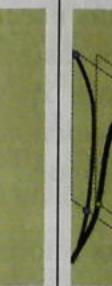
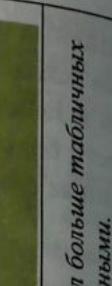
К обсуждению также представлена классификация типов профилей МЗС, которая определяется формой профиля основного ствола в интервале продуктивного пласта (таблица 2), и учитывает возможность проведения в нем

различных геофизических исследований. Данная классификация нами предложена исходя из сформированного опыта строительства многозабойных скважин в Западной Сибири и Урало-Поволжье [53, 3, 30] и, возможно, позволит внести более точное понимание терминов «многозабойное бурение», «разветвленные скважины» и прочих.

Таблица 1
Классификация многозабойных и многостальных скважин
исходя из требований к стыку между стволами [52]

Показатель сложности стыка на момент завершения строительства скважины	Уровень сложности сочленения стволов					
	1	2	3	4	5	6
Доступ в ответвление отсутствует, существует только гидродинамическая связь с ответвлением	+					
Существует теоретическая вероятность доступа в ствол (например, через технологическое «окно» в колонне), стык стволов сформирован без использования специальных технических средств и решений		+				
Стык с ответвлением обсажен и сформирован с использованием специальных технических средств и решений, позволяющих обеспечивать повторный доступ в оба ствola			+	+	+	+
Интервал стыка зацементирован				+	+	+
Обеспечивается гидравлическая изоляция стыка					+	+
Дополнительная (двойная) гидравлическая изоляция стыка за счет использования параллельных лифтов с пакерами, дополнительно изолирующих внутреннее пространство лифтов от интервала стыка (TAML6+2 лифта с отсечением затрубного пространства лифтов в интервале ниже стыка и до устья)						+
Соответствие уровню сложности TAML	-	1, 2	3	4	5, 6	-

Классификация МЗС по изменению величины зенитного угла и расположению забоя основного ствола [52]

Тип МЗС	Зенитный угол основного ствола в интервале пластя, град.	Угол разведения ответвлений относительно основного ствола по азимуту, град.	Графическое изображение
Наклонная МЗС* (с наклонно-направленными окончаниями)	до 45	не регламентируется	
Пологая МЗС* (с полого-направленными окончаниями)	от 45 до 75	не регламентируется	
Разветвленная МЗС (с разветвленно-горизонтальными окончаниями)	от 75 до 95	от 30	
Ярусная МЗС (ответвление условно параллельно основному стволу и располагается в пределах другого пропластика)	от 75 до 95	до 30	
Ярусно-разветвленная МЗС (ответвление располагается в пределах другого пропластика с разведением стволов по разным азимутам)	от 75° до 95	от 30	
Горизонтально-восходящая МЗС	максимальный зенитный угол – свыше 95	не регламентируется	

Примечание: * в наклонных и пологих МЗС отдельные ответвления могут иметь зенитный угол больше табличных значений, но при этом основной ствол имеет зенитный угол в соответствии с табличными данными.

3.2. Области эффективного применения технологии многозабойного бурения

Вопросу областей эффективного применения технологии многозабойного бурения посвящен ряд работ отечественных и зарубежных исследователей [9, 54, 55, 56, 57 и другие].

Технологию бурения МЗС рекомендуется рассматривать как один из эффективных способов заканчивания скважин в следующих случаях.

1. При эксплуатации залежей вязких нефти (МЗС повышают эффективность закачки пара за счет более плотного охвата залежи бурением/дренированием). К примеру, для добычи тяжелой нефти на месторождении Зуата в Венесуэле в конце 1990-х гг. были пробурены МЗС (рисунок 2) с максимально возможным количеством и разной конфигурацией ответвлений (необсаженные), что обеспечило примерно двукратный прирост дебитов. На территории России подобные месторождения имеются в Татарстане, Коми и ряде других регионов.

2. В условиях залежей, находящихся в длительной эксплуатации и имеющих низкое пластовое давление, бурение МЗС позволяет уменьшить перепад давления в системе «скважина-пласт», как следствие – минимизирует подтягивание конуса обводнения. К примеру, опыт строительства МЗС в таких целях имеется на месторождениях Западной Сибири [53].

3. На объектах, характеризующихся низкой проницаемостью или слаборазвитой естественной трещиноватостью, строительство МЗС обеспечивает больший дебит, так как стволы пересекают большее число трещин или относительно более проницаемые участки (для этого стволы МЗС бурят в разных азимутальных направлениях). Положительный опыт применения такого подхода имеется в терригенных анизотропных коллекторах.

4. В тонкослоистых коллекторах, многослойных залежах или пластах с неоднородным строением существуют ограничения по эффективному применению навигационных приборов (недостаточная точность позиционирования бурильной компоновки), что не позволяют с использованием ГС эффективно разбуривать тонкие пропластики (мощностью 1,5 м и менее) ввиду высоких рисков выхода из проектного коридора бурения. В случае применения МЗС каждым стволом многократно вскрывается тонкий пропласток, что в совокупности увеличивает общую поверхность дренирования целевого коллектора.

5. В невовлечённых разработкой локальных участках углеводородов (лизы, полулизы или пропластики) бурение МЗС взамен ГС может обеспечивать более полную выработку запасов одной скважиной, в том числе бурением боковых стволов с многозабойным окончанием. Положительный

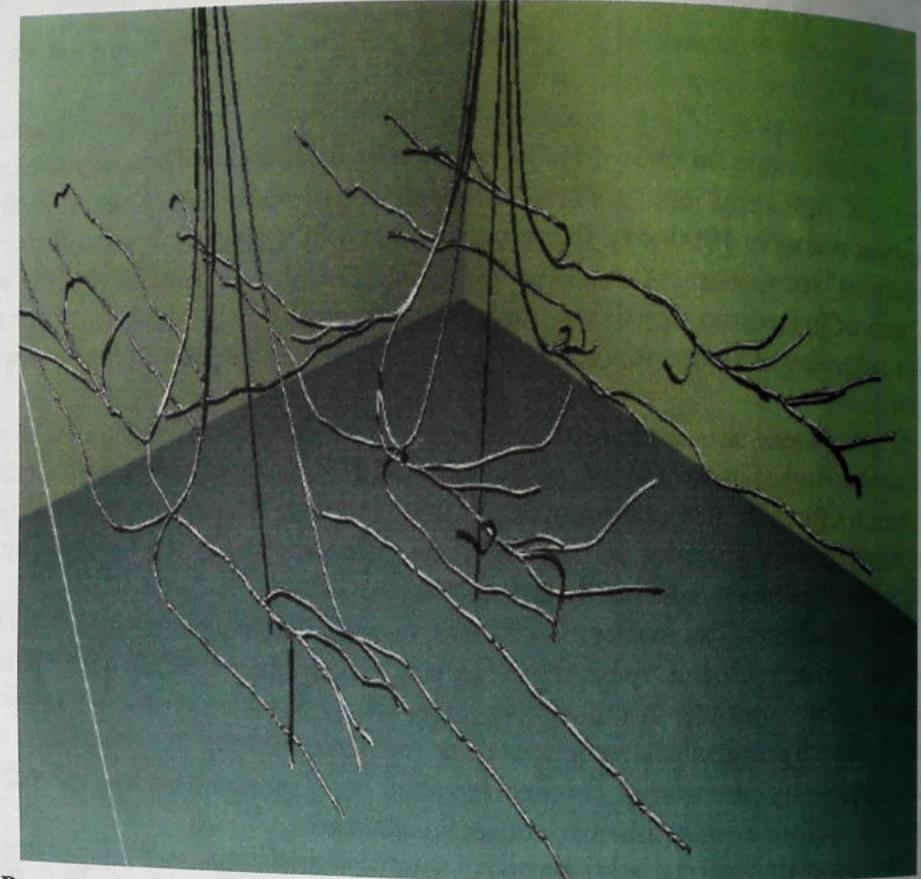


Рисунок 2 – Заканчивание скважин с многозабойными окончаниями (два соседних куста на месторождении Зуата, Венесуэла) [58].

6. На участках, где технология заканчивания ГС с МГРП мало эффективна (например, осложненные водонефтяными (газонефтяными) контактными зонами, с отсутствием или малыми величинами литологических перемычек), многозабойное заканчивание выступает в качестве щадящей технологии и обеспечивает контролируемость и управляемость процесса приобщения удаленных от основного ствола нефтенасыщенных зон/участков коллектора. В таких случаях ответвления МЗС являются в определенной мере аналогами трещин многозонного гидроразрыва в ГС. Кроме этого, при «интенсификации» добычи в скважинах посредством многозабойного

бурения исключается необходимость в мобилизации специальной техники для гидроразрыва, что в свою очередь оптимизирует затраты на реализацию проектов с автономными кустами (месторождениями).

7. В охраняемых государством природных территориях, заболоченной местности или в проектах по морскому бурению, в которых бурение скважин возможно из-за ограниченного количества устьев, использование одной МЗС позволяет заменить несколько скважин. К примеру, нами проработывался вариант замены двух ГС одной МЗС с большой протяженностью ГУ на одном из низко рентабельных проектов в Ямalo-Ненецком автономном округе. Так, для треугольной сетки разработки с размерностью 600 м, одна МЗС с тремя забоями может заменить две ГС, за счет чего количество устьев уменьшается до двух раз (рисунок 3) и существенно снижаются затраты на обустройство месторождения. При этом протяженность основного горизонтального ствола МЗС составляла около 800 м, а боковых ответвлений – около 600 м. Замена одной МЗС двух ГС в существующих макроэкономических условиях является более рентабельным вариантом, чем строительство МСС с уровнем сложности TAML3-5, также позволяющих заменить одной скважиной две ГС. Следует отметить, что для учета добычи/закачки жидкости по каждой из проектных точек в сетке разработки, основной ствол МЗС обсаживается хвостовиком с техническими средствами регулирования потока (циркуляционными клапанами) и отсекает каждый интервал по затрубному пространству заколонными пакерами. Недостатком такой конструкции МЗС является отсутствие возможности доступа в ответвления, хотя учет при этом по каждому ответвлению обеспечивается.

8. В сложно прогнозируемых геологических условиях доля контакта с коллектором в МЗС зачастую оказывается выше, чем в соседних ГС. К примеру, в случаях значительной изменчивости абсолютных отметок границ коллектора бурение каждого последующего ствола МЗС можно осуществить с учетом постоянно актуализируемой геолого-гидродинамической модели, благодаря чему обеспечивается более точная прогнозируемость расположения коллектора.

9. При нагнетании агента (воды, газа и других) с использованием МЗС обеспечиваются более равномерные как закачка, так и охват залежи.

10. Применение для оконтуривания новых залежей (стратиграфические ловушки) МЗС с горизонтальными окончаниями позволяет определять одной или несколькими скважинами внешние контуры, в том числе за счет разведания ответвлений по азимуту. Например, когда разломы делят месторождение на блоки (присутствуют тектонические нарушения

коллектора – разломы, сбросы, взбросы), многозабойное бурение позволяет уточнить границы блоков при бурении, к примеру, первого ствола (ответвления МЗС), за счет чего обеспечивается минимизация осложнений и успешная проводка по коллектору последующих стволов или последующих скважин.

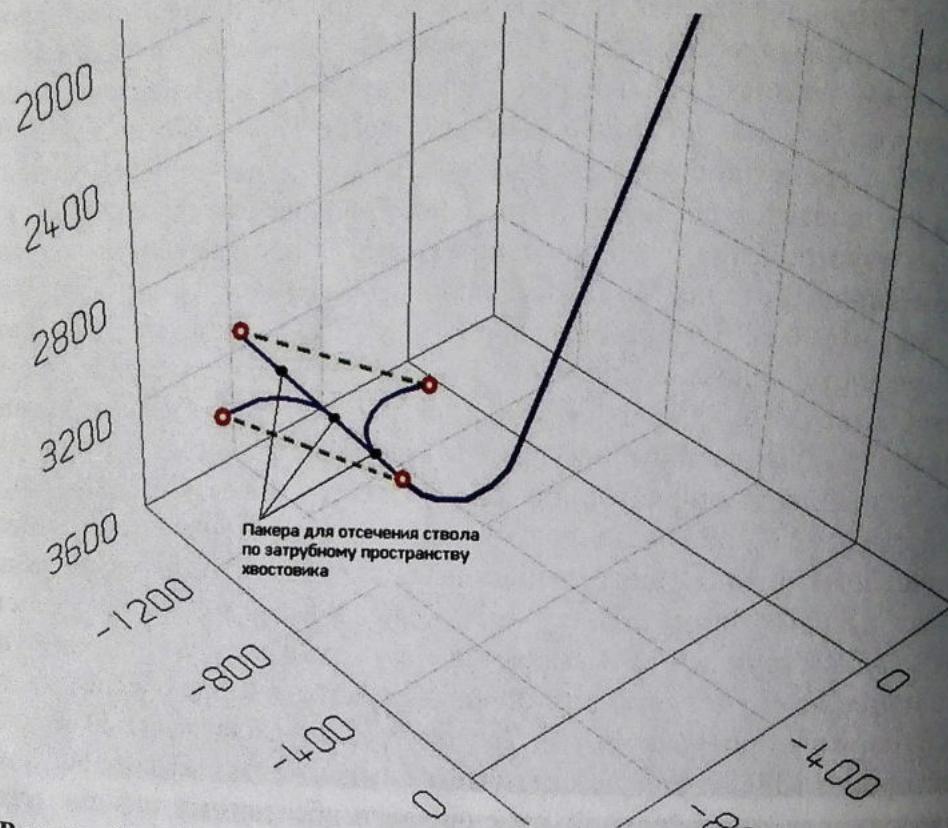


Рисунок 3 – Пример замены одной МЗС двух ГС.

11. На объектах, запасы которых нерентабельно эксплуатировать самостоятельной сеткой скважин, бурение МЗС позволяет при незначительном увеличении затрат на строительство скважин (до 10-30% относительно ГС) кратно повысить дебиты скважин (к примеру, для терригенных коллекторов с проницаемостью 10-150 мД в 1,5-2,7 раза) [59]. Данный подход, к примеру, является одним из вариантов системы разработки при рассмотрении проектов на приобретение нефтяными компаниями новых активов в Восточной Сибири, в районах Заполярья и других труднодоступных регионах.

Таким образом, многозабойное бурение является эффективной технологией для разработки залежей со сложными геологическими условиями и месторождений в новых районах нефтедобычи. Строительство МЗС следует рассматривать как один из потенциальных вариантов при формировании системы разработки месторождений или объектов, которым присущи вышеописанные особенности.

Глава 4

Обоснование технологии проводки и конструкции многозабойных скважин для условий Западной Сибири

4.1. Обоснование концепции многозабойного бурения

Месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» сложены терригенными неоднородными коллекторами, одним из методов разработки которых является строительство ГС, проектируемых обычно взамен двух наклонно-направленных скважин. Проведенный анализ строительства и эксплуатации около 80 ГС без МГРП, введенных в эксплуатацию в 2013-2014 гг., свидетельствует о снижении удельного дебита (на 1 м эффективной длины) при увеличении длины горизонтального участка (рисунок 1). Вероятно, это связано с геологической особенностью разбуриваемых участков залежей, представленных маломощными продуктивными пластами, которые характеризуются неравномерной проницаемостью и резкой неоднородностью по простиранию коллектора [60]. Подобное снижение удельной продуктивности в горизонтальных скважинах отмечается и в условиях карбонатных коллекторов [34].

Неоднородность коллектора может быть нивелирована бурением разветвленно-горизонтальных стволов МЗС, когда повышается вероятность пересечения участков пласта с лучшими коллекторскими свойствами и вовлечение в разработку дополнительных зон в пределах одного коллектора. Согласно данным авторов [61, 62], увеличение числа стволов до 4-6, отходящих от одной точки, приводит к возрастающей интерференции между ними. Для заметного прироста дебита достаточно и меньшее количество забоев.

К примеру, проведенные авторами [62] расчеты свидетельствуют, что при увеличении числа стволов, начиная с трех забоев, отходящих от одной точки (рисунок 2б), увеличение дебита незначительно (рисунок 3) и связано с уменьшением удельной площади дренирования, приходящейся на один ствол. По нашему мнению, это характерно для высокопроницаемых пластов.

В условиях пластов с низкой (менее 10 мД) проницаемостью уменьшение расстояния между стволами МЗС должно позволить более эффективно вовлекать в разработку запасы.

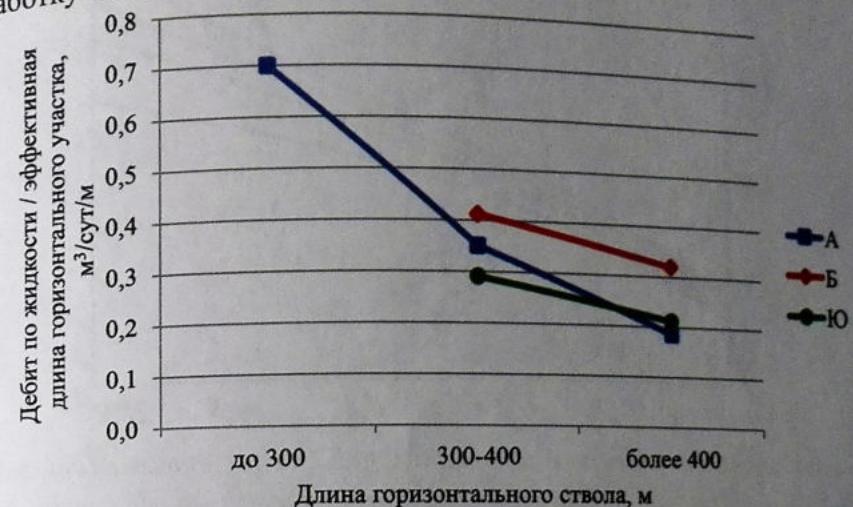
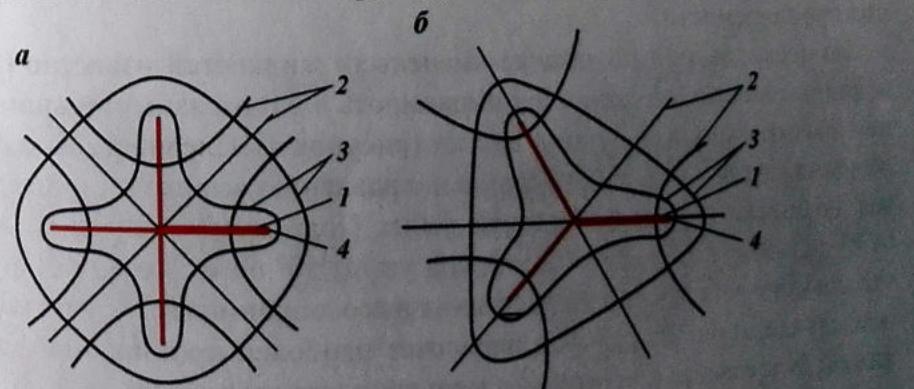


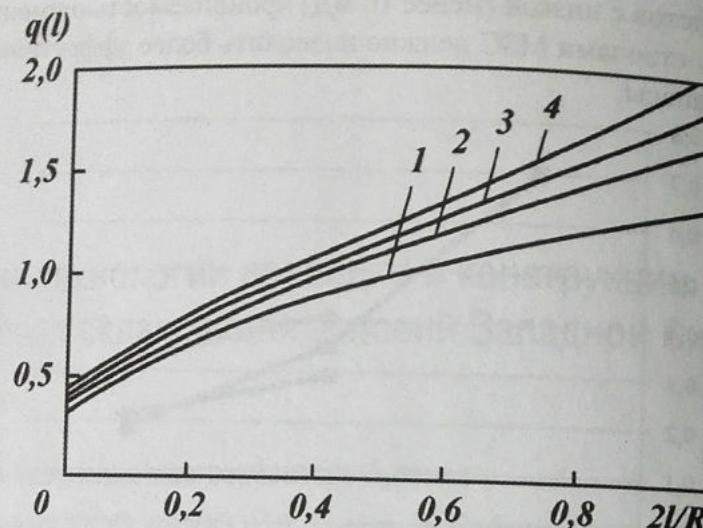
Рисунок 1 – Зависимость удельного дебита (на 1 м эффективной длины) от общей длины горизонтального участка в ГС без МГРП, введенных в эксплуатацию в 2013-2014 гг. по группам пластов «А», «Б», «Ю».

Таким образом, в условиях однородного пласта реализация технологии многозабойного бурения возможна по схеме, представленной на рисунке 2б, с разведением забоев относительно друг друга на 120 градусов по азимуту.



Условные обозначения: а – трехзабойная скважина, б – двухзабойная скважина; 1 – МЗС (схематично), 2 – линии тока, 3 – изобарические линии, 4 – начало горизонтального участка.

Рисунок 2 – Схема притока к многозабойным горизонтальным скважинам [62].



Условные обозначения: 1 – два ствола (ГС), 2 – три ствола (двухзабойная скважина), 3 – четыре ствола (трехзабойная скважина), 4 – пять стволов (четырехзабойная скважина).

Рисунок 3 – Графики зависимости безразмерного дебита МЗС от длины несовершенного горизонтального ствола [62].

Однако на практике необходимо учитывать анизотропию ФЕС по простиранию коллектора. – В нашем случае определяющим критерием при выборе азимутального направления горизонтальных стволов МЗС является анизотропия проницаемости.

Из исследований по закачке «меченых» жидкостей известно [59], что на нефтяных месторождениях проницаемость в одном азимутальном направлении значительно выше, чем в других (рисунок 4). Следовательно, при расположении стволов перпендикулярно направлению высокопроницаемых участков, возможно получить больший дебит. Поэтому горизонтальные стволы в МЗС должны быть расположены под углом 90° по отношению друг к другу, что повысит вероятность пересечения высокопроницаемых участков. В крайнем случае, один из стволов пересечет наиболее проницаемые интервалы, второй будет иметь значительно меньшую проницаемость, в остальных случаях проницаемости будут отличаться в меньшей степени. Расположение забоев МЗС должно также исходить из условия минимизации интерференции между стволами.

Эффективность разведения стволов МЗС по отношению друг к другу под углом 90° , в сравнении с меньшим углом, представлена в работе [40] (рисунок 5).

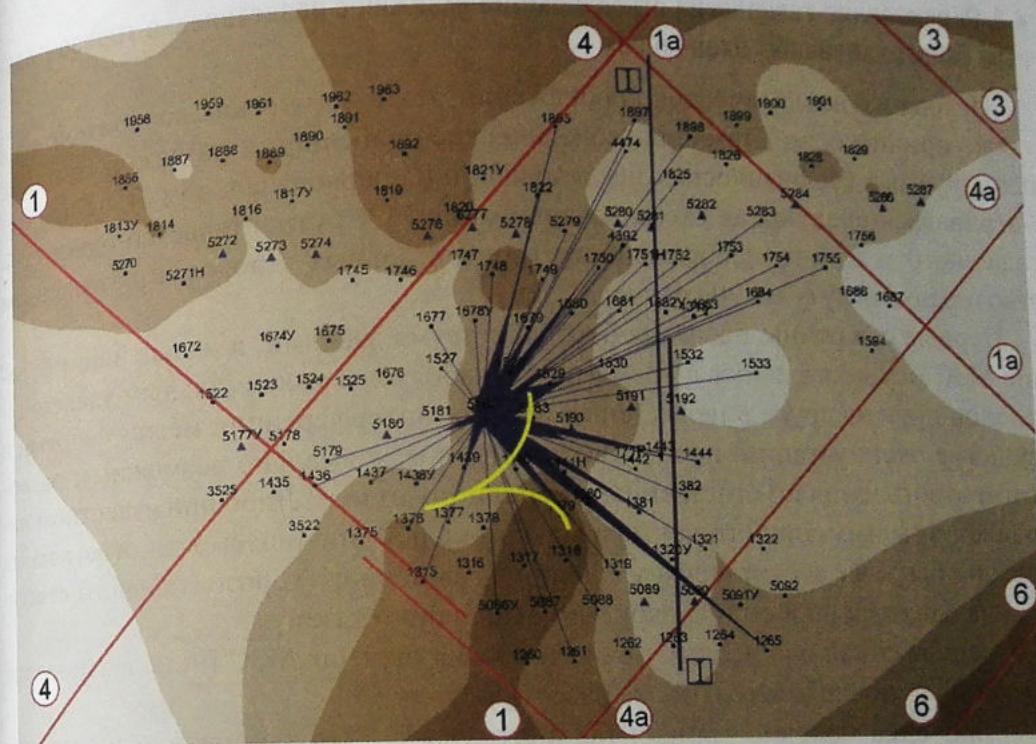


Рисунок 4 – Зональная анизотропия (роза-диаграмма приведенных скоростей перемещения) пласта АВ1 Вать-Еганского месторождения по данным трассерных исследований.

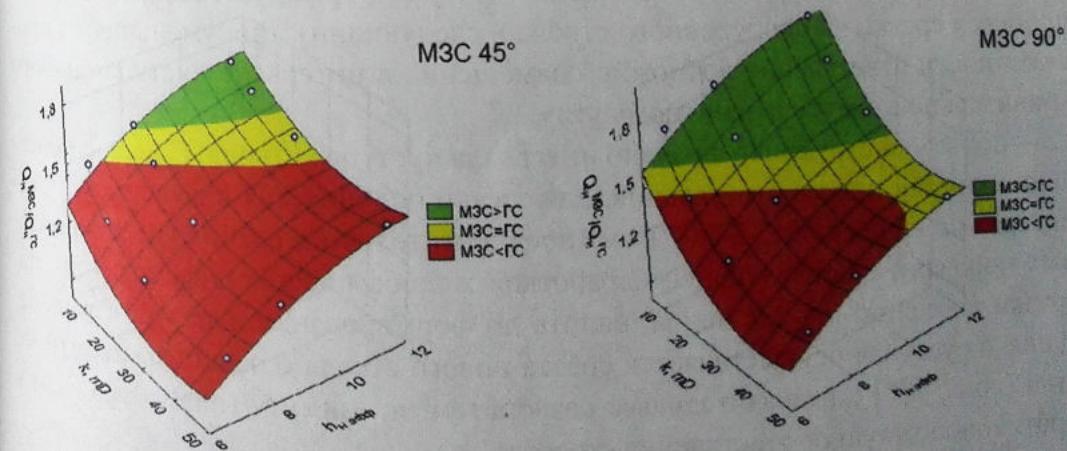


Рисунок 5 – Зависимость относительной эффективности МЗС от проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины для МЗС с углом разведения стволов 45° и 90° .

4.2. Обоснование технологии строительства скважин с разветвленно-горизонтальным (многозабойным) окончанием

Исходя из экономических соображений, технологических возможностей, а также принимая во внимание геологические особенности разреза и комплекс планируемых геофизических исследований, на первоначальном этапе предусматривалась следующая схема заканчивания МЗС: строительство одного обсаженного и одного необсаженного горизонтальных стволов, с разведением стволов по азимуту на 90 градусов.

Первые скважины были пробурены с двумя забоями, в дальнейшем бурение МЗС осуществлялось с тремя-пятью забоями, с максимальным удалением стволов друг от друга в целях минимизации интерференции между забоями в процессе эксплуатации, преимущественно с максимально возможным разворотом ответвления по отношению к основному стволу. Либо при известном направлении азимутального вектора максимальной проницаемости ответвления должны быть на достаточном удалении от основного горизонтального ствола и закладываться перпендикулярно по отношению к нему.

Предложенная для реализации технология бурения МЗС [9] подразумевала следующую последовательность работ (рисунок 6):

- проводка условно горизонтального участка (от башмака эксплуатационной колонны до интервала будущего ответвления) с зенитным углом около 90°;

- формирование «уступа» ствola набором зенитного угла (до 91-95°) с последующим отклонением в сторону от азимута уже пробуренной части горизонтального участка и бурение ответвления («уступ» формируется для облегчения процесса срезки из пробуренного ствола в следующий). Для уменьшения протяженности ответвления возможно совмещение в интервале «уступа» набора кривизны по азимуту и зенитному углу;

- подъем инструмента в начало интервала «уступа» ствola. С целью облегчения зарезки нового ответвления, для срезки подбирается в начале «уступа» интервал с кривизной 2,5-3,0°/10 м (предпочтительно в слабосцементированных породах), с последующей наработкой желоба посредством создания нагрузки на долото 0,5-2,0 тонны, вплоть до формирования выступа в желобе. Далее с «уступа» осуществляется срезка нового ствола с падением зенитного угла (до 85-89°) с незначительным разворотом по азимуту (на 1-3 градуса) в противоположную от ответвления сторону;

- проводка нового ствола (оставшийся ствол становится боковым ответвлением), «стабилизация» горизонтального участка по первоначальному азимуту (зенитный угол около 90°);

- проводка последующих ответвлений по описанной выше технологии. Бурение скважины заканчивается «стабилизацией» горизонтального участка. Таким образом, основной ствол, постоянно забуруиваемый из отходящего в сторону ответвления, сохраняет азимут бурения практически неизменным, что позволяет обеспечить попадание в проектный круг допуска окончательного забоя (T2);
- основной ствол обсаживается хвостовиком, а ответвления обсаживаются по мере необходимости.

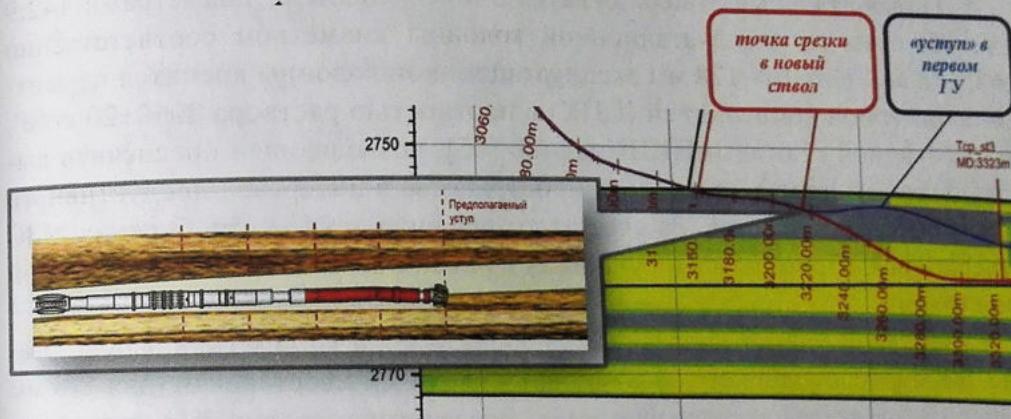


Рисунок 6 – Схема зарезки нового ответвления в МЗС путем формирования «уступа» в профиле горизонтального участка и последующей наработкой желоба.

В связи с низкими пластовыми давлениями в большинстве длительно разрабатываемых месторождений Западной Сибири [63], в некоторых МЗС вскрытие пласта производилось облегченными буровыми растворами плотностью 940-1020 кг/см³ (с микросферами [64], прямыми и обратными эмульсиями), которые до этого показали положительные результаты на более чем 60 ГС на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Использование данных растворов позволяет избегать инцидентов с получением дифференциальных прихватов в условиях низких пластовых давлений.

Кроме этого, при проводке МЗС для разведения горизонтальных стволов в разных направлениях в пределах коллектора применяется навигационная система с модулями каротажа в процессе бурения – LWD (КПБ), предоставляющая, кроме информации о пространственном положении стволов, данные о характере насыщения коллектора, сопротивлении пород.

4.3. Обоснование оптимальной конструкции многозабойных скважин для условий Западной Сибири

В наклонно-направленном интервале профиля скважин, вплоть до начала ГУ, технология бурения и конструкция в МЗС идентичны, применяемым в ГС, отличие – в конструкции забоя в интервале продуктивного пласта.

При проводке и заканчивании горизонтальных участков МЗС, в том числе при инженерном сопровождении специалистов «КогалымНИПИнефть», применялись следующие конструкции:

1. Горизонтальные стволы бурятся с номинальными диаметрами 142,9 или 155,6 мм из эксплуатационной колонны диаметром соответственно 168, 178 мм. Низ 168/178 мм эксплуатационной колонны крепится цементно-полимерной композицией (ЦПК) с плотностью раствора $2040 \pm 20 \text{ кг}/\text{м}^3$, разработанной «КогалымНИПИнефть» [65], позволяющей обеспечить высокую герметичность затрубного пространства в интервале продуктивного и вышележащих пластов. За счет этого решения технология бурения МЗС успешно реализовывалась на участках с риском возникновения заколонной циркуляции.

2. Основной горизонтальный ствол обсаживается 102 мм (при использовании 168 мм эксплуатационной колонны) или 114 мм хвостовиком (для 178 мм колонны), ответвления оставляются без обсаживания колонной, в отдельных случаях могут обсаживаться хвостовиком. Как показал анализ режимов работы горизонтальных скважин, построенных в 2002-2007 гг. на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», в большинстве объектов разработки (15 из 18) ГУ нецелесообразно оборудовать сетчатыми фильтрами типа ФС, поскольку отличий по содержанию КВЧ и межремонтным периодам от скважин, оборудованных ФБ (перфотрубы без проволочной обмотки), не отмечается. Поэтому, начиная с 2009 г., при строительстве МЗС ГУ обсаживаются, в основном, перфотрубами типа ФБ.

3. Если на первоначальном этапе МЗС были с двумя разветвленно-горизонтальными окончаниями, то в дальнейшем был накоплен опыт бурения МЗС с 3-5 забоями. Анализ сроков строительства МЗС в зависимости от глубины начала ГУ (башмака эксплуатационной колонны), длины основного ствола, суммарной длины всех ответвлений, количества стволов позволил определить оптимальное количество забоев и их протяженность.

В частности, накопленный опыт свидетельствует (рисунки 7-9):

- наиболее оптимальной и отработанной на практике, с точки зрения сроков строительства, является конструкция МЗС с длиной основного (обсаженного) ствола 500-600 м и двумя-тремя ответвлениями длиной до 200-300 м;

– для строительства МЗС при глубине залегания пластов от 1800 до 2800 м (группы пластов А, Б, Ю) возможно применять традиционный бурильный инструмент;

– можно экспертизно оценить продолжительность строительства горизонтальных участков МЗС (обсаживается только основной ствол) применительно к геологическому разрезу и залежам, близким к условиям месторождений Среднего Приобья, по следующим формулам:

$$t_{M3C1} = L_{\text{осн.ГУ}} \pm 200 \text{ час.} \quad (1)$$

$$t_{M3C2} = \left(\frac{\sum L_{\text{отв.}}}{2} - 100 \right) \mp 100 \text{ час.} \quad (2)$$

$$t_{M3C3} = (200 \cdot N_{\text{забоев}} - 100) \pm 150 \text{ час.} \quad (3)$$

$$t_{M3C4} = \left(\frac{L_{T_1} - 500}{5} \right) \mp 150 \text{ час.} \quad (4)$$

где t_{M3C_i} – продолжительность строительства горизонтальных участков МЗС (в продуктивном интервале), час;

$L_{\text{осн.ГУ}}$ – протяженность основного ствола ГУ в МЗС, м;

$\sum L_{\text{отв.}}$ – суммарная длина всех стволов (ГУ и ответвлений), м;

$N_{\text{забоев}}$ – количество планируемых забоев в МЗС;

L_{T_1} – глубина начала горизонтального участка по стволу, м.

При использовании подобных конструкций в схожих горно-геологических условиях, в соответствии с формулами (1)-(4) продолжительность строительства горизонтальных участков МЗС составит от 400 до 600 часов.

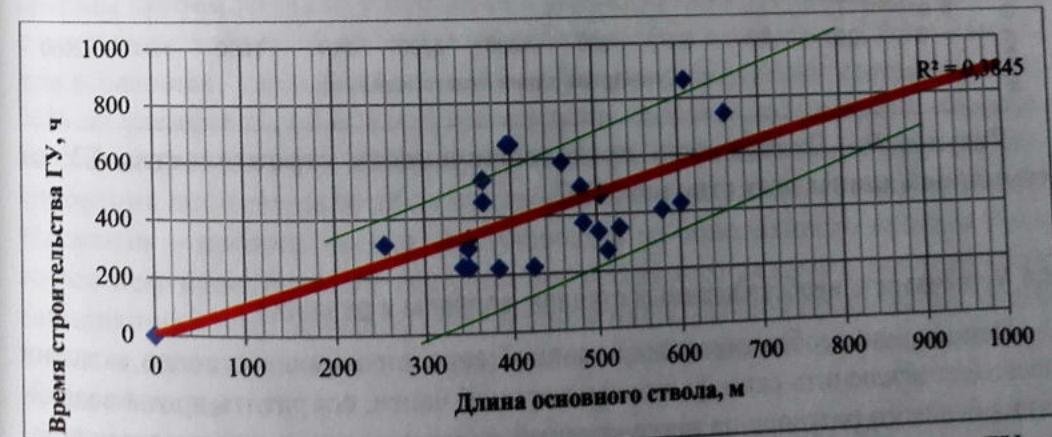


Рисунок 7 – Зависимость продолжительности строительства ГУ от длины основного ствола.

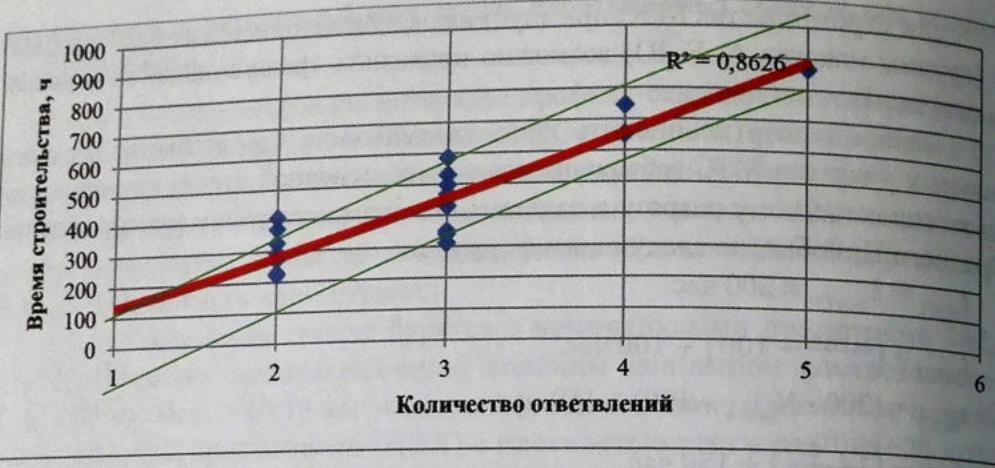


Рисунок 8 – Зависимость продолжительности строительства ГУ от количества стволов МЗС.

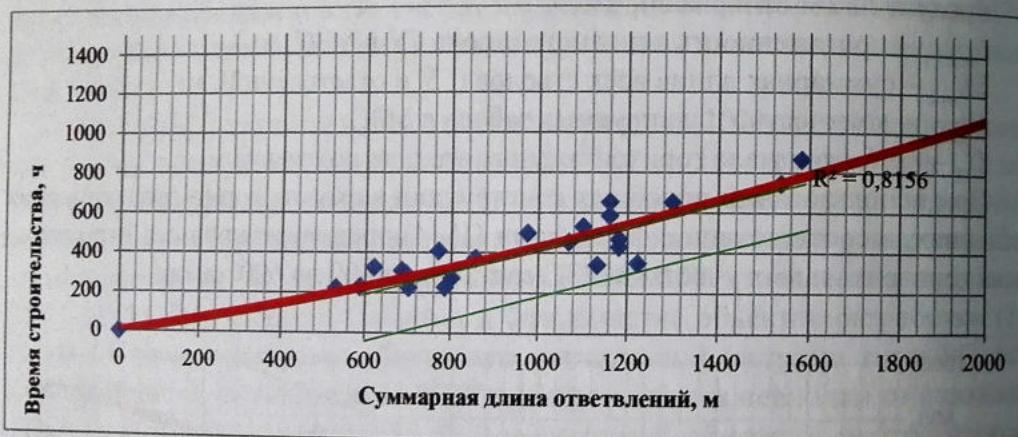


Рисунок 9 – Зависимость продолжительности строительства ГУ от суммарной длины всех стволов МЗС.

4.4. Устойчивость необсаживаемых стволов: вопросы и решения

Применение необсаживаемых колонной горизонтальных стволов скважин позволяет исключить скрин-фактор фильтровой части, сократить время воздействия бурового раствора на продуктивный пласт, уменьшить капитальные затраты и сократить сроки строительства скважин.

При вскрытии горных пород бурением изменяется напряженное состояние скелета приствольной зоны, что в сочетании с явлениями осмоса и гидратации пород буровым раствором, может вызвать потерю устойчивости ствола. Дан-

ный процесс при бурении проявляется в виде осыпей, обвалов ствола скважин, а в процессе их эксплуатации – разрушения ПЗП за пределами фильтровой части ствола и выноса механических примесей при добывче углеводородов.

Оценка устойчивости ствола в процессе эксплуатации скважин может быть выполнена посредством:

- изучения опыта применения конструкций с открытым забоем на близлежащих месторождениях и схожих объектах разработки;
- геомеханического моделирования фактически действующих депрессий и определением граничных значений эффективных давлений (максимальной депрессии), начиная с которых в пласте появляются необратимые пластические деформации (стендовые испытания для конкретного объекта);
- проведения промысловых испытаний конструкции скважин с необсаживаемыми стволами с определением фактической депрессии, при которой происходит обрушение ствола рассматриваемого участка объекта разработки.

В 1972-1982 гг. на Мамонтовском месторождении в порядке эксперимента было пробурено более 20 добывающих наклонно-направленных скважин с открытым забоем – интервал продуктивного горизонта БС10 не перекрывался обсадной колонной, перфорация не проводилась. Проведенный авторами [66] сопоставительный анализ опытных скважин и скважин с базовой конструкцией показал, что в безводный период средний дебит по скважинам с открытым забоем в 1,2 раза превышал дебит базовых скважин за счет повышения совершенства вскрытия (заканчивания) скважин с открытым забоем. Однако в процессе нарастания обводненности в скважинах с открытым забоем темп падения дебита нефти оказался в 2,8 раза выше, чем в базовых: удельный дебит по нефти при обводнении составлял лишь 56% от удельного дебита нефти по группе базовых добывающих скважин. Последнее, по мнению авторов, обусловлено возникновением эффекта блокирования нефтенасыщенных интервалов прорвавшейся в скважину водой. Механизм – проникновение поступающей из обводненного прослоя воды во все нефтенасыщенные прослои продуктивного разреза с последующим капиллярным впитыванием воды и снижением фазовой проницаемости для нефти и, соответственно, уменьшением «работающей» эффективной толщины объекта.

Исходя из этого опыта можно предположить, что конструкции с открытым забоем должны применяться на участках с минимальным риском обводнения и эксплуатироваться с предельно допустимыми депрессиями. Применительно к МЗС, это означает необходимость эксплуатации таких скважин с меньшими депрессиями, чем в стандартных ГС.

Имеется опыт продолжительной эксплуатации наклонно-направленных скважин с открытым забоем на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (рисунки 10, 11). Так, на Даниловском месторождении пробурено 6 эксплуатационных скважин: на пласты П – №№ 2094 (1980 г.) и 2096 (1978 г.); на пласт КВ – №№ 2151 (1982 г.), 2161 (1982 г.), 2165 (1982 г.) и 2380 (1984 г.). По состоянию на 01.05.2015 г. добывающие скважины №№ 2094, 2165 находились в работе, № 2096 – в бездействии с прошлых лет (низкая продуктивность) и № 2380 ликвидирована. Нагнетательные скважины № 2161 и № 2151 – в работе.

По скважине № 2165 следует отметить, что дебит нефти на протяжении 30 лет оставался на уровне 10-20 т/сут при средней обводненности с 1990 г. 80%. Также отмечается достаточно стабильная работа нагнетательных скважин с приемистостью 100-200 м³/сут. Таким образом, можно сделать вывод о достаточной устойчивости скважин с открытым забоем, пробуренным на пласт КВ Даниловского месторождения.

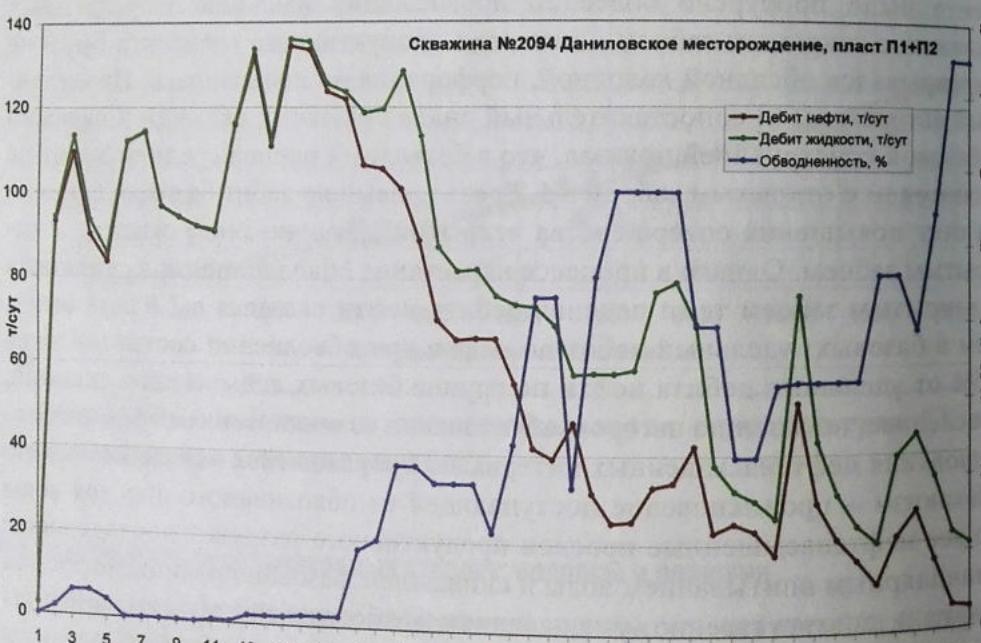


Рисунок 10 – Показатели работы скважины № 2094 Даниловского месторождения, пласт П1+П2.

По скважине № 2094 после завершения периода фонтанной эксплуатации дебит по нефти установился на уровне менее 10 т/сут, с 1997 г. скважина в бездей-

ствии, в 2005 г. проведены работы по спуску ЭЦН на большую глубину для форсированного отбора жидкости. При этом достигнуты стабильные дебиты нефти около 10 т/сут с обводненностью 97%, что также свидетельствует о достаточной стабильности открытого забоя пластов П на Даниловском горизонте.

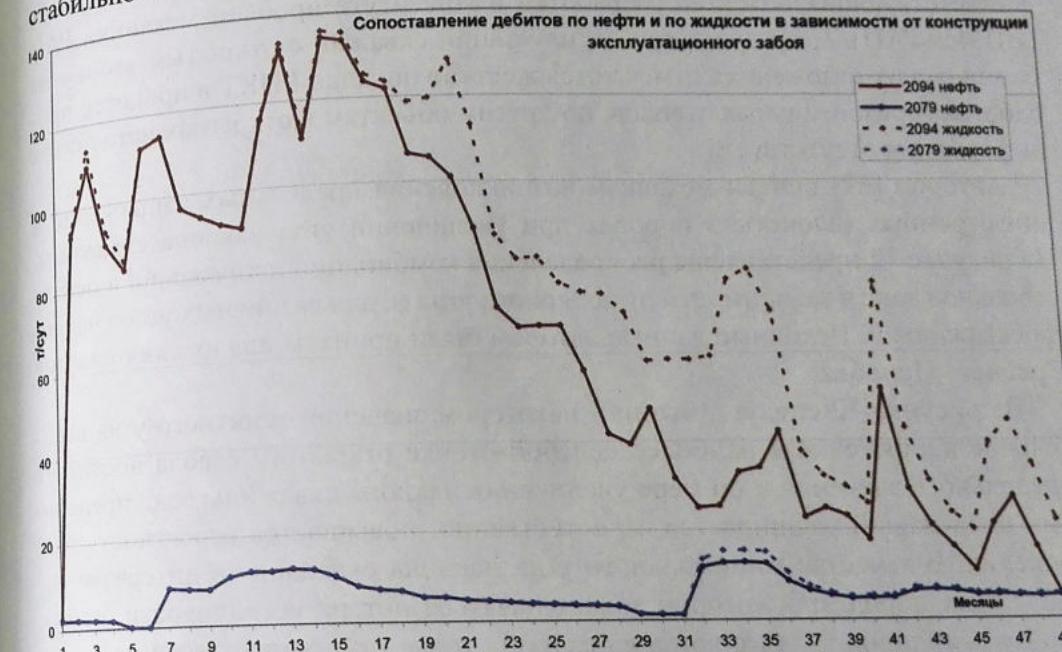


Рисунок 11 – Сравнение дебитов по нефти и по жидкости по скважине с открытым забоем (№ 2094) в сравнении с обсаженной скважиной (№ 2079).

Кроме этого, в августе 1990 г. введена в эксплуатацию с открытым забоем скважина № 2635 Нивагальского месторождения. Средний дебит скважины за 1990 г. составил 8,8 тонн безводной нефти в сутки. В период 1995-1996 гг. проведено ГРП, в результате чего достигнуты в целом стабильные дебиты нефти – до 40 т/сут, с обводненностью около 40%. С 2001 по 2005 г. произошел рост обводненности до 99% и скважина введена в консервацию с дальнейшим переводом на выщележащие отложения. Особенности динамики добычи свидетельствуют об устойчивости открытого забоя пласта ЮВ1/1 Нивагальского месторождения, в том числе после проведения ГРП.

Следует отметить, что результаты эксплуатации наклонно-направленных скважин с открытым забоем не совсем корректно переносить на скважины с горизонтальным окончанием.

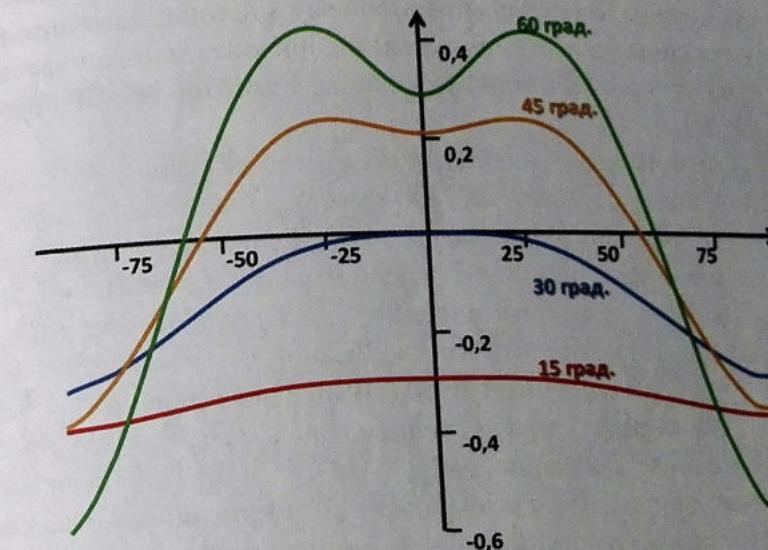
Известно, что в ОАО «Сургутнефтегаз» имеется опыт строительства горизонтальных стволов с открытым забоем на Ай-Пимском, Ульяновском, Федоровском и ряде других месторождений. Перед проведением промысловых работ было проведено геомеханическое моделирование на керновом материале соответствующих объектов разработки в Институте проблем механики РАН (ИПМех РАН). По результатам эксплуатации скважин с открытым забоем на баженовских отложениях отмечаются жесткие посадки ГНКТ в процессе проходок горизонтальных стволов, по другим объектам в открытых источниках информация отсутствует.

Автором [67] описан механизм возникновения предельных напряжений в анизотропных (слоистых) породах при увеличении угла наклона скважины. На рисунке 12 представлены распределения комбинации напряжений в околоствольной зоне в зависимости от полярного угла ϕ , для различных углов наклона скважины θ . Исходные данные автором были приняты для юрских пластов Среднего Приобья.

Из рисунка 12 следует, что при некотором значении зенитного угла касательное напряжение в наиболее «слабой» точке открытого ствола достигает предельного значения и по мере увеличения наклона скважины зона предельных напряжений расширяется, и, естественно, повышается вероятность разрушения. В качестве минимального угла наклона скважины в интервале ослабленных пород, при котором может начаться потеря устойчивости ствола, необходимо принять угол, когда в «слабой» точке открытого ствола касательные напряжения достигают предела прочности. Для принятых в расчете значений (рисунок 12) это происходит при угле наклона скважины около 50° , при углах наклона скважины больше 60° вероятность разрушения уменьшается. Это связано с тем, что при таких углах зона, в которой касательные напряжения достигают предельного значения, значительно сужается. Таким образом, был сделан вывод, что наиболее опасными с точки зрения потери устойчивости стволов скважин являются углы наклона $40-60^\circ$ в зависимости от модуля сцепления и угла внутреннего трения породы. Следовательно, бурение необслуживаемых стволов должно осуществляться вне пределов указанной области.

Для оценки устойчивости породы нами, применительно к условиям месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», было организовано проведение стендовых геомеханических испытаний кернового материала в условиях всестороннего сжатия на испытательной системе трехосного независимого нагружения (ИСТНН) в ИПМех РАН, представляющей собой исследовательский комплекс для изучения деформационных, прочностных и фильтрационных характеристик горных пород и позволяющей реализовать

различные условия деформирования исследуемых образцов, в том числе анизотропных горных пород.



Примечание – расчеты выполнены для следующих условий: глубина скважин 2900 м, плотность бурового раствора $1120 \text{ кг}/\text{м}^3$, чему соответствует горное давление $q = 66,5 \text{ МПа}$ и давление на забое скважины $P_{\text{заб.}} = 32,5 \text{ МПа}$, угол внутреннего трения ρ принят равным 15° , коэффициент сцепления 5 МПа.

Рисунок 12 – Распределения комбинаций напряжений в зависимости от полярного угла ϕ для различных углов наклона скважины θ [67].

На установке ИСТНН в 2010 г. были испытаны четырнадцать образцов породы, отобранных из юрских пластов Тевлинско-Русскинского месторождения. На основании данных экспериментов были определены давления на забое скважины, при которых начинается разрушение в наиболее опасных точках на стенах ствола скважины. Из результатов экспериментов следовало, что бурение горизонтальных скважин в исследованных интервалах юрских отложений возможно при достаточно малых плотностях бурового раствора ($1050-1100 \text{ кг}/\text{м}^3$). При этом, согласно тем же результатам испытаний на установке ИСТНН, при эксплуатации скважин без обсаживания интервала продуктивного пласта возникают значительные риски начала разрушения стенок скважин уже при незначительных депрессиях ($1,5-2,0 \text{ МПа}$). Такой узкий «коридор устойчивости» был обусловлен низким пределом прочности исследуемого керна и выявленными в ходе опытов ее высокими деформационными свойствами.

Испытания также показали, что образцы разрушались на крупные куски. Исходя из этого можно было ожидать, что и в скважине при потере устойчивости ее стенок разрушение породы будет иметь схожий характер (вываливание породы «кусками»). По нашему мнению, даже при разрушении стенок скважины на всем протяжении горизонтального участка гидродинамическая связь вдоль ствола скважины в той или иной мере должна была сохраняться.

Также в Центре исследования керна и пластовых флюидов «КогалымНИПИнефть» на установке «Автолаб 2000» были проведены исследования на двухосное сжатие образцов керна пластов АВ2 Кечимовского, БС10 и ЮС1-2 Кочевского месторождений, для определения граничных значений эффективных давлений, начиная с которых в пласте появляются необратимые пластические деформации. По результатам исследований было установлено, что основная масса образцов испытывает необратимые деформации при депрессии 2-5 МПа. Полученные результаты коррелировались с результатами исследований в Институте проблем механики РАН.

На основании данных результатов можно было предположить, что в процессе освоения или эксплуатации необсаживаемые стволы будут обрушаться. Однако, проведенные исследования, по нашему мнению, не дали однозначного ответа на решаемую проблему ввиду того, что на стадии обуриивания породы керноотборным снарядом и извлечении на дневную поверхность нарушается естественное напряженное состояние породы, что в свою очередь может вызвать её саморазрушение, вследствие мгновенного устранения одной или нескольких из обжимающих породу сил. Как следствие, керн саморазупрочняется, что наблюдается на примере слоистых пород, слагающих интервалы осложнений – цельный керн полностью разрушается при подъеме на поверхность (рисунки 13, 14).

Данное предположение подтверждают и результаты исследований, проведенных с «кошайскими глинами» (покрышка пласта АВ1-2, керн отобран в скважине № 9119 Ватьеганского месторождения) на установке ИСТНН, в соответствии с которыми для безаварийной проводки скважины в этих интервалах, плотность бурового раствора должна быть не менее 1420 кг/м³ (репрессия на продуктивный пласт 11 МПа). При этом фактически при бурении скважин на таких объектах устойчивость ствола обеспечивается растворами на водной основе плотностью 1220-1300 кг/м³ (репрессия 7-9 МПа) и растворами на углеводородной основе плотностью 1120-1130 кг/м³ (репрессия 5 МПа) [68]. В дальнейшем, Ю.Ф. Коваленко, руководивший испытаниями на установке ИСТНН, в своей докторской диссертации привел математическое описание меха-

низма «саморазрушения» керна при уменьшении обжимающих напряжений. В соответствии с выводами автора, в зависимости от изменения величины обжимающего давления, размеры трещин «саморазупрочнения» в породе могут быть в десятки раз больше диаметра перфорационного канала, вокруг которого они формируются [67].



Рисунок 13 – Внешний вид керна из интервала кошайских глин.



Рисунок 14 – Внешний вид керна из интервала покачевских глин.

По нашему мнению, в вопросах оценки устойчивости стволов количественные результаты могут дать только промысловые испытания, математические и стендовые испытания дают в основном качественную информацию (тренд). Поэтому вопрос об определении граничных условий устойчивости стволов объективно может быть решен посредством промысловых испытаний на конкретном эксплуатационном объекте.

С этой целью в августе 2012 г. были проведены промысловые испытания на скважине № 1214Г Северо-Покачевского месторождения (объект ЮВ1). Конструкция скважины включает зацементированную до устья эксплуатационную колонну диаметром 168 мм, спущенную на глубину 3126 м, и необсаженный горизонтальный участок с номинальным диаметром 142,9 мм и длиной 31 м (3126–3157 м). В процессе вызова притока испытателем пластов была создана депрессия на притоке величиной 123,2 атм. в первом цикле и 102,6 атм. во втором, средняя депрессия за испытание составила 105,6 атм. (рисунки 15, 16). Продолжительность притока в первом цикле составила 20 минут, во втором – 121 минуту, продолжительность восстановления давления, соответственно, 242 и 948 минут.

После этого осуществлен спуск инструмента на дальнейшее бурение горизонтального участка, при этом посадка инструмента в интервале открытого ствола не отмечалась.

После завершения бурения, скважина была освоена струйным насосом. По результатам обработки кривой восстановления давления (КВД), при вызове притока создавалась депрессия величиной 22 атм. (рисунок 17), результаты циклов вызова притока представлены в таблице 1.



Рисунок 15 – График исходного давления.

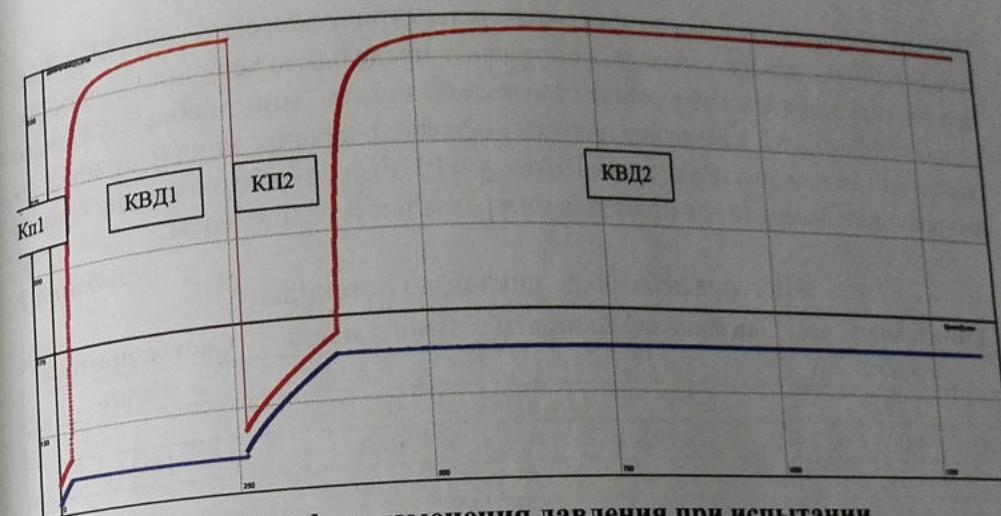
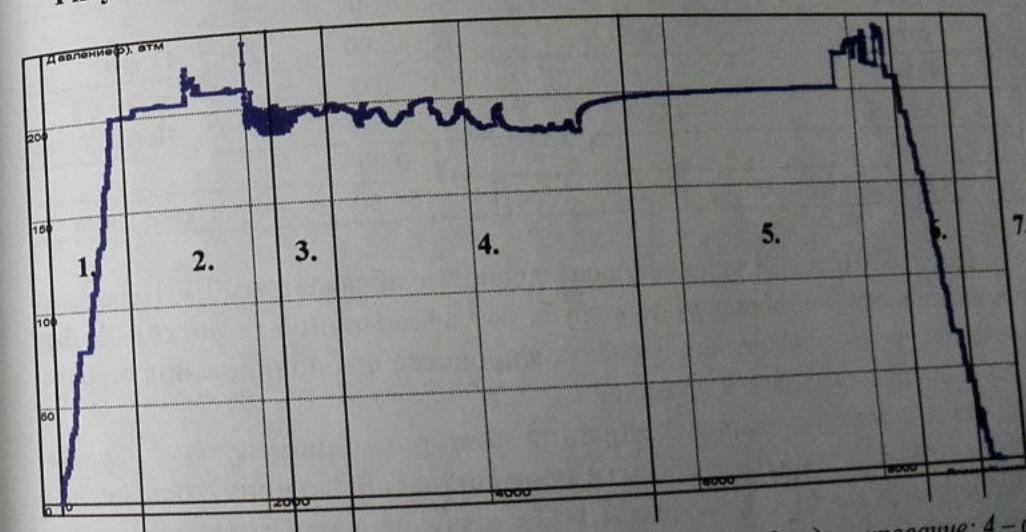


Рисунок 16 – График изменения давления при испытании.



Обозначения: 1 – спуск компоновки; 2 – пакерование; 3 – дренирование; 4 – отработка скважины на режимах; 5 – запись КВД; 6 – распакеровка; 7 – подъем компоновки.

Рисунок 17 – Диаграмма изменения давления при испытании (исходное забойное давление 248,5 атм.).

Изначально планировалось, что скважина будет оставлена необсаженной в течение длительного времени, вплоть до момента снижения дебита скважины вследствие возможного обрушения горизонтального участка. При этом предполагалось, что на постоянной основе будет осуществляться мониторинг за выносом частиц

(КВЧ) и забойного давления по показаниям телеметрической системы (ТМС). Благодаря этим данным планировалось определить предельную величину депрессии, при которой начинается обрушение ствола скважины на данном объекте. Однако через несколько дней в скважине получена обводненная продукция (скважина заложена на краевом участке залежи). Поэтому в ГУ был спущен хвостовик с водонабывающими пакерами для отсечения интервала поступления воды.

История дебитов по циклам до остановки

Таблица 1

Длительность, час	Давление забойное, атм	Дебит, м ³ /сут	Состав притока
4,00	195,0	16,80	Нефть
1,15	—	0,00	
4,00	192,0	30,00	Нефть
0,63	—	0,00	
6,83	190,5	38,60	Нефть
3,25	—	0,00	
4,00	188,5	42,00	Нефть
0,58	—	0,00	
5,00	183,0	45,60	Нефть
1,00	—	0,00	
12,50	180,5	54,60	Нефть+вода

В октябре 2012 г. скважина запущена в работу с обсаженным ГУ. Перед спуском хвостовика (перфорированная труба без проволочной обмотки) ГУ был прошаблонирован, посадок инструмента в процессе шаблонирования ствола и спуска хвостовика не зафиксировано.

В связи с дополнительными затратами повторные промысловые испытания конструкции с открытым забоем не проводились. Было принято решение о бурении нескольких МЗС на объект АВ1-2 с необсаживаемыми хвостовиками ответвлениями (рисунок 19) и мониторинге их работы:

- в октябре 2012 г. введена в эксплуатацию из бурения МЗС № 1016Г Кечимовского месторождения с длиной основного (обсаживаемого хвостовиком) горизонтального ствола – 445 м, двух боковых ответвлений – по 401 м;
- в декабре 2012 г. введена МЗС № 1007Г Кечимовского месторождения с длиной основного (обсаживаемого хвостовиком) горизонтального ствола 425 м, ответвления – 447 м;
- в январе 2013 г. введена МЗС № 3330Г Лас-Ёганского месторождения с длиной основного горизонтального ствола 618 м (обсаживаемого хвостовиком), ответвлений – 421 и 392 м.

В этих МЗС были получены дебиты кратно выше, чем в ГС, пробуренных в схожих горно-геологических условиях с тех же кустовых площадок, и данное соотношение дебитов сохраняется до настоящего времени. Дебиты по жидкости в МЗС в динамике практически неизменны (рисунки 18-21). С момента ввода скважин по 01.06.2015 г. замены ГНО по причине увеличения концентрации взвешенных частиц нет.



Рисунок 18 – Схема МЗС с обсаженным основным ГУ и необсаживаемым боковым ответвлением.

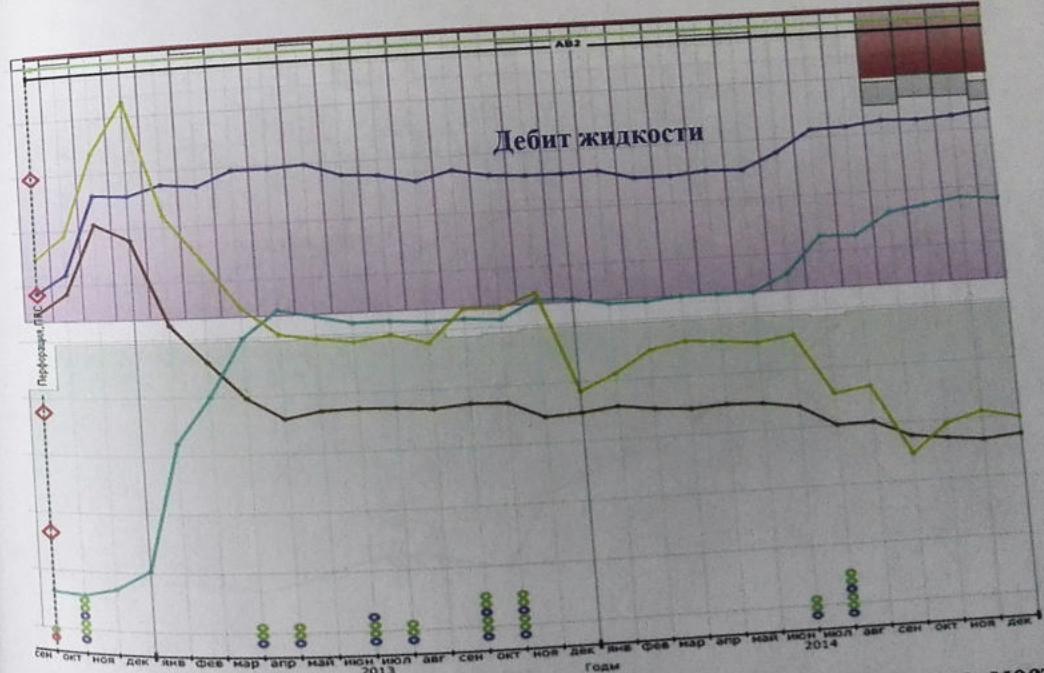


Рисунок 19 – Динамика работы МЗС № 1016Г Кечимовского месторождения.



Рисунок 20 – Динамика работы МЗС № 1007Г Кечимовского месторождения.

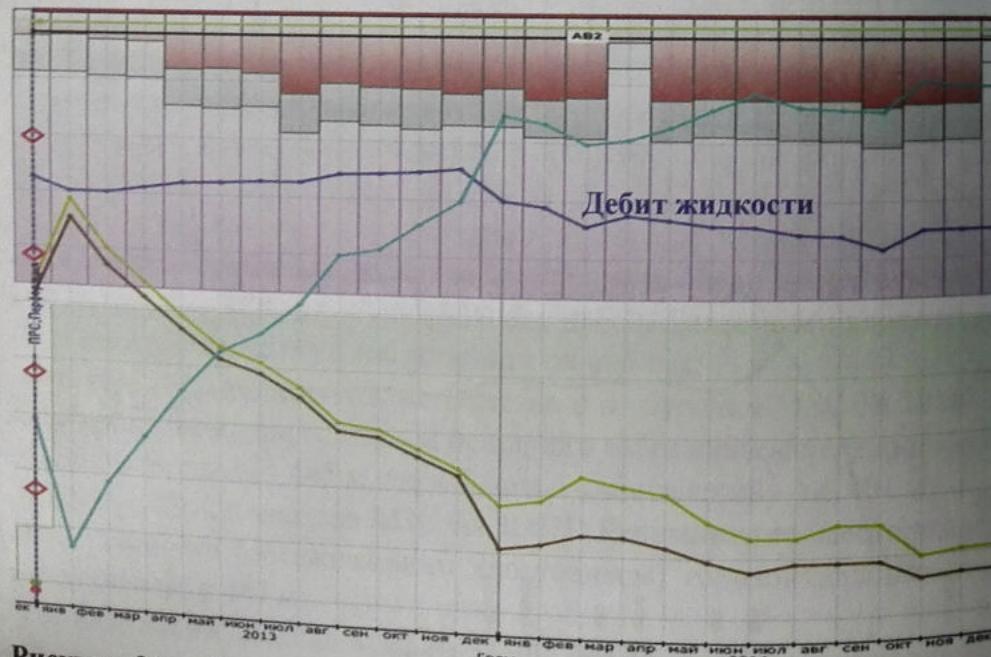


Рисунок 21 – Динамика работы МЗС № 3330Г Лас-Ёганского месторождения.

На основании этих данных было принято, что гидродинамическая связь по длине необсаженных ответвлений сохраняется в течение длительного времени и вероятное обрушение породы в отдельных интервалах (вываливание кусками) существенного влияния на приток не оказывает. Следует отметить, что в целом МЗС эксплуатировались в более щадящем режиме (с меньшими депрессиями) при большем дебите по нефти, чем в ГС [53].

Таким образом, вопрос об определении граничных условий устойчивости необсаженных колонной горизонтальных стволов для месторождений Западной Сибири в целом остается открытым и требует индивидуального подхода в каждом случае, через проведение промысловых испытаний.

Мониторинг работы МЗС свидетельствует, что соотношение дебитов МЗС и ГС сохраняется в течение длительного периода (более 2-3 лет). Следовательно, при соблюдении щадящего режима эксплуатации, на отдельных эксплуатационных объектах существует возможность оставления ГУ скважин без обсаживания, например, при реализации технологии многозабойного заканчивания скважин.

Глава 5

Подходы к планированию и проектированию многозабойных скважин

5.1. Этапы планирования строительства МЗС

Технология проводки МЗС отличается от стандартных ГС тем, что требуются дополнительные затраты времени на проведение срезок в горизонтальных стволах (зарезку ответвлений).

На начальном этапе внедрения технологии основная проблема была связана с продолжительностью наработки желоба на открытом участке ствола и дальнейшей зарезкой нового горизонтального участка, что связано со сложностью доведения стабильной нагрузки на долото – при сложном профиле в процессе зарезки ответвлений происходит «зависание» бурильной компоновки и ее последующий срыв с наработанного «уступа» при увеличении нагрузки. Данная проблема объясняется сочетанием таких факторов как повышенное трение при сложном профиле, недостаточная устойчивость бурильной колонны и интенсивность набора кривизны в интервале зарезки ответвлений, сложность профиля МЗС из-за недостаточного смещения от устья до точки вскрытия целевого пласта, нахождения окончательных забоев в «непредпочтительной» области бурения (с высоким риском получения осложнений).

Для повышения эффективности проводки МЗС принят алгоритм, предусматривающий поэтапную оптимизацию профилей скважин и применение эффективных технико-технологических решений (таблица 1).

При реализации данного алгоритма применяются следующие подходы:

- в рамках этапа 1, как один из методов для оперативной оценки «сложности» профилей МЗС, применяется перечень критериев (граничных условий) для подбора МЗС (таблица 2). Если профиль МЗС не соответствует критериям «оптимальности», то по такому профилю, вероятнее всего, можно пробурить только используя нестандартные и дорогостоящие бурильный инструмент и технологические решения. С учетом этих критериев возможна более точная оценка инвестиций на реализацию проекта по разбуриванию куста (залежи) с применением МЗС;

– этап 2 наиболее часто встречается на практике, так как исходя из накопленных знаний в процессе разбуривания куста может изменяться и стратегия разбуривания залежи. В рамках данного этапа, в некоторых случаях, возможно изменение очередности бурения, назначения скважин, способа их заканчивания – как из условий облегчения строительства МЗС, так и получения более точной геологической информации. На данном этапе существует возможность изменения устья (очередности на кусту) и участка залежи для бурения МЗС из условия обеспечения «удобного» с технологической точки зрения профиля скважины;

– этап 3 выполняется перед началом бурения конкретной МЗС. При этом учитывается весь комплекс исходных данных, в том числе оптимизированных на предыдущих этапах. В рамках данного этапа применяется методика подбора координат забоев разветвленных МЗС (приложение 2), с учетом которых выполняется индивидуальный подбор бурильного инструмента и других технико-технологических решений. Для оптимизации профилей «сложных» МЗС возможно как смещение координат и изменение азимута ствола на забоях скважины и на точке входа в пласт, так и рассмотрение варианта бурения скважины из соседних кустовых площадок, либо переноса многозабойного бурения на последующие скважины.

Таблица 1

Этапы оптимизации технологии строительства МЗС

Этап	Цель этапа	Содержание работ
1. Разработка проектно-технологического документа на разработку и проекта обустройства месторождения.	Оптимизация заложения кустовых оснований и проектных целей в сетке разбуривания, оптимальных с точки зрения реализации технологии строительства МЗС.	Оптимизация заложения МЗС (исходя из технических возможностей бурового оборудования) и кустования (определение координат заложения кустовых оснований, с которых возможно бурение МЗС с «удобными» с технологической точки зрения профилями).
2. Оптимизация очередности бурения и профилей скважин по кусту (из отсыпанных кустовых оснований и оснащенности буровой подрядчика, при необходимости смещение координат забоев скважин).	Оптимизация профилей МЗС, исходя из фактической отсыпки кустового основания и оснащенности буровой подрядчика, при необходимости смещение координат забоев скважин.	Первоочередно закладываются профили более сложных скважин, далее – «подстраиваются» профили менее сложных (в порядке убывания сложности – многоствольные, многозабойные, с большой протяженностью ГУ, стандартные ГС, ННС).
3. Оптимизация технологии строительства конкретной скважины (перед началом ее бурения).	Выбор технико-технологических решений для безаварийного строительства МЗС на проектные цели.	В случае отсутствия возможности применения типового бурильного инструмента с «оптимизированным» профилем, для бурения МЗС закладывают более сложные технологические решения.

Все этапы предусматривают тесное взаимодействие специалистов из смежных областей: геологов, разработчиков, добывчиков, буровиков, маркшейдеров и других.

Оценочные критерии для выбора МЗС с «нормальным» профилем
(для случая применения компоновки с ВЗД) *Таблица 2*

Критерий	Диапазон оптимальных значений	
	min	max
<i>Критерии выбора скважины (проектных целей)</i>		
Смещение на точку вскрытия пласта t_1 , м	Глубина по вертикали 1800 м	600 1700
	Глубина по вертикали 2300 м	650 2300
	Глубина по вертикали 2800 м	700 2900
	Глубина по вертикали 3300 м	750 3500
Отклонение азимута ГУ в точке зарезки ответвления относительно азимута транспортного ствола, град.	-(90...100) $^{\circ}$	+(90...100) $^{\circ}$
<i>Критерии выбора профиля МЗС</i>		
Отношение длины по основному стволу к вертикальной глубине забоя	1,2:1	1,5:1
Глубина срезки по стволу, м	–	4000
Длина основного ГУ, м	–	1000
Расстояние между ближайшими точками зарезки ответвлений	См. приложение 2	
Допустимое количество и минимальная длина ответвлений		
Примечание. При несоответствии параметров профиля МЗС данным критериям профиль принимается «сложным» и для его реализации, вероятнее всего, потребуются нестандартные и дорогостоящие бурильный инструмент и другие технико-технологические решения.		

Далее представлено обоснование граничных значений принятых критериев (таблица 2).

Первый критерий – смещение точки вскрытия продуктивного пласта. Анализ успешности срезок в боковые ответвления МЗС показал, что бурение и срезка в горизонтальном участке МЗС в $\frac{3}{4}$ случаев проходит без осложнений при достаточном смещении на точку входа в пласт t_1 (рисунок 1).

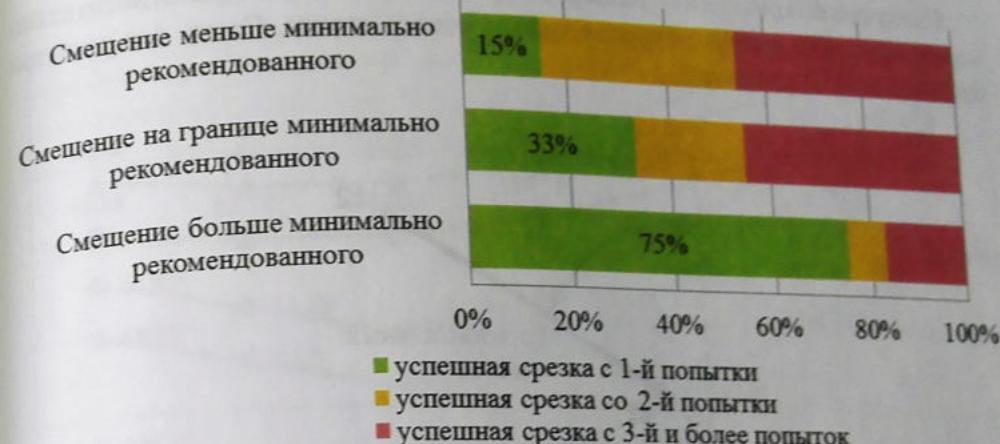


Рисунок 1 – Влияние смещения на точку t_1 на успешность срезок МЗС.

Рекомендуется минимальное смещение на точку входа в пласт (на точку t_1 профиля) определять в зависимости от глубины скважины, исходя из принципа исключения «ухода профиля под себя». Такие смещения позволяют бурить ствол скважины на транспортном участке с зенитным углом не менее $10-15^{\circ}$ и исключить бурение профиля «под себя», благодаря чему нагрузка более успешно доводится на долото и процесс срезки улучшается.

В случае достаточного смещения начала горизонтального участка продолжительность срезок может быть сокращена до двух раз (рисунок 2).

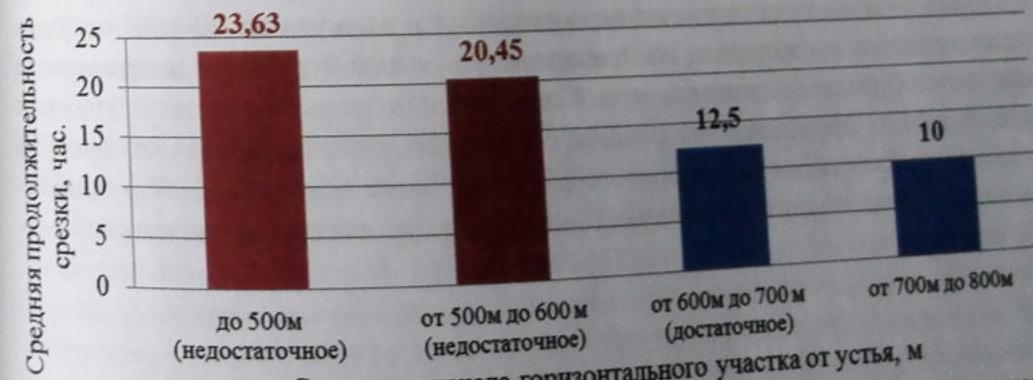


Рисунок 2 – Влияние на продолжительность срезок смещения точки вскрытия пласта МЗС (на примере группы пластов АВ).

Следующий критерий – разворот горизонтального участка относительно первоначального азимута бурения транспортного ствола. Схема для расчетов представлена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Условная схема для оценки влияния характера разворота профиля основного ствола МЗС на режим его бурения.

Из выполненных расчетов (рисунок 4) следует, что при бурении горизонтального участка отклонение от первоначального азимута до $90-100^\circ$ несущественно влияет на трение и, как следствие, на режим бурения и напряженное состояние бурильного инструмента. Следовательно, можно принять, что если срезка в МЗС происходит на участке с азимутом, отличающимся от азимута участка стабилизации транспортного ствола не более чем на $90-100^\circ$ – проблемы со срезками с использованием стандартного бурового оборудования минимизированы.



Рисунок 4 – Номограммы при бурении ГУ под хвостовик.

К категории «сложных» МЗС можно отнести скважины, в которых глубина интервала зарезки ответвления превышает 4000 м по стволу, либо протяженность основного ГУ превышает 1000 м. Как показывает практика, в подобных МЗС часто требуются нестандартные решения по проводке ГУ, в том числе используемые при бурении скважин БОВ.

Если после корректировки профиль МЗС не соответствует критериям «оптимальности», тогда необходимо рассматривать технико-технологические решения, позволяющие обеспечить доведение и равномерную подачу требуемой нагрузки на долото в процессе зарезки ответвления. Следует подчеркнуть, что указанные критерии являются оценочными и требуют по конкретной скважине уточнения инженерными расчетами.

Для качественного планирования многозабойного бурения (с тремя и более забоями) необходимы:

- формулы для экспресс-оценки основных параметров профиля МЗС при выборе скважин-кандидатов под технологию специалистами-разработчиками;
- оценка влияния различных факторов, от которых зависит форма профилей МЗС, что важно для специалистов-буровиков на стадии планирования буровых работ, как с точки зрения проектирования профилей, так и выбора типа бурового инструмента.

Знание данных факторов является одной из основ качественного планирования МЗС. Рассмотрим эти вопросы подробнее.

5.2. Анализ возможных профилей разветвленных МЗС

В общем случае, профиль МЗС с разветвленно-горизонтальными окончаниями (рисунок 5), может иметь две схемы реализации: в первом случае – участки «стабилизации» основного ствола не совпадают с осью симметрии МЗС, проходящей через линию t_1-t_2 (рисунок 6), во втором – совпадают (рисунок 7).

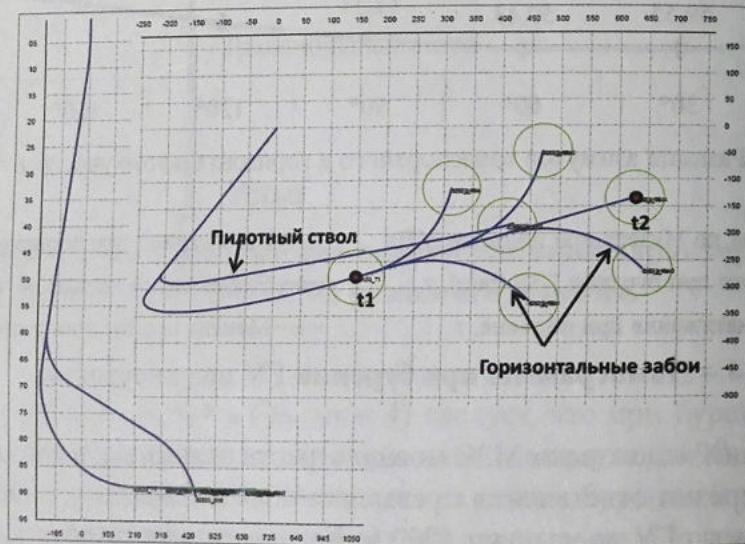


Рисунок 5 – Пример пятизабойной МЗС со сложным профилем (вид сверху и профильная проекция).

Как видно из рисунков 6 и 7, при одинаковых величинах длин участков стабилизации и интенсивностей на участках набора кривизны, по первой схеме длина элементарного (типового) звена МЗС с одним ответвлением будет наименьшей. Следовательно, при ограниченной длине горизонтального участка строительство МЗС с наибольшим количеством ответвлений, заменяющей одну ГС, возможно по первой схеме. При этом типовое звено МЗС может быть 2-, 3- и 4-интервальным (рисунки 8-11).

Для мониторинга успешности зарезок ответвлений в профиле МЗС необходимо наличие участков стабилизации, минимальная длина которых должна быть 15-35 м (больше зоны «непромера» ЗТС, составляющей 5-25 м). Этим условиям соответствует первый вариант типового звена МЗС, в котором чередуются участки набора кривизны и стабилизации (рисунок 8) – он и принят в качестве основы в последующих расчетах.

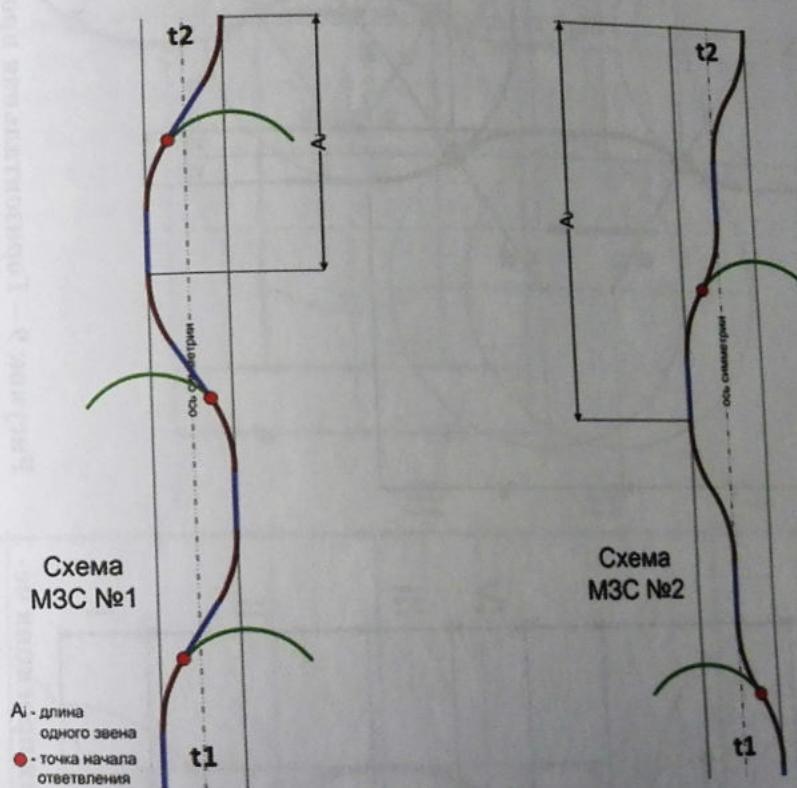


Рисунок 6 – Схемы профиля МЗС (горизонтальная плоскость) с участком «стабилизации» основного ствола, не совпадающим с осью симметрии МЗС.

Рисунок 7 – Схемы профиля МЗС (горизонтальная плоскость) с участком «стабилизации» основного ствола, совпадающим с осью симметрии МЗС.

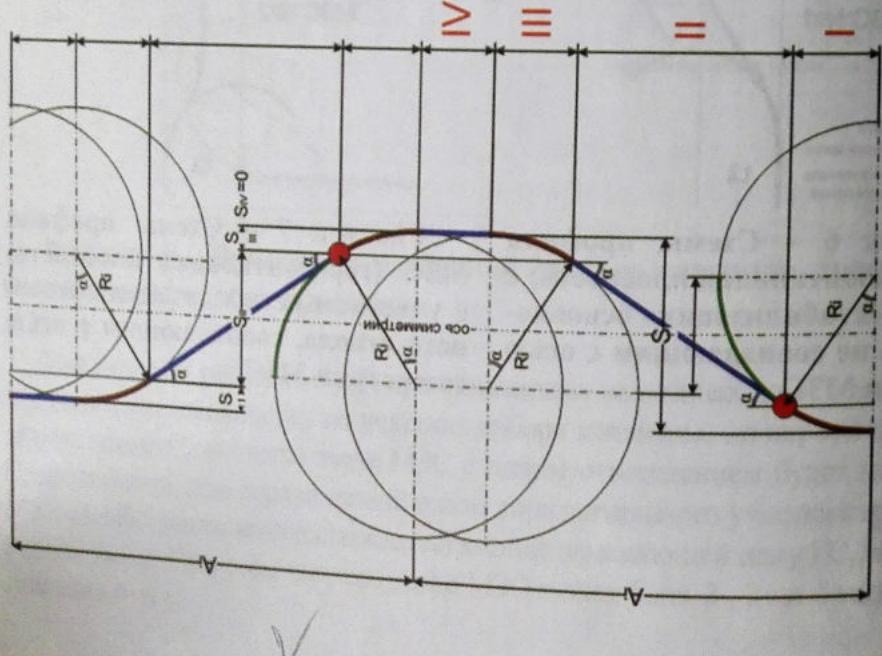


Рисунок 8 – Горизонтальная проекция четырехинтервального профиля типового звена МЗС (вариант 1).

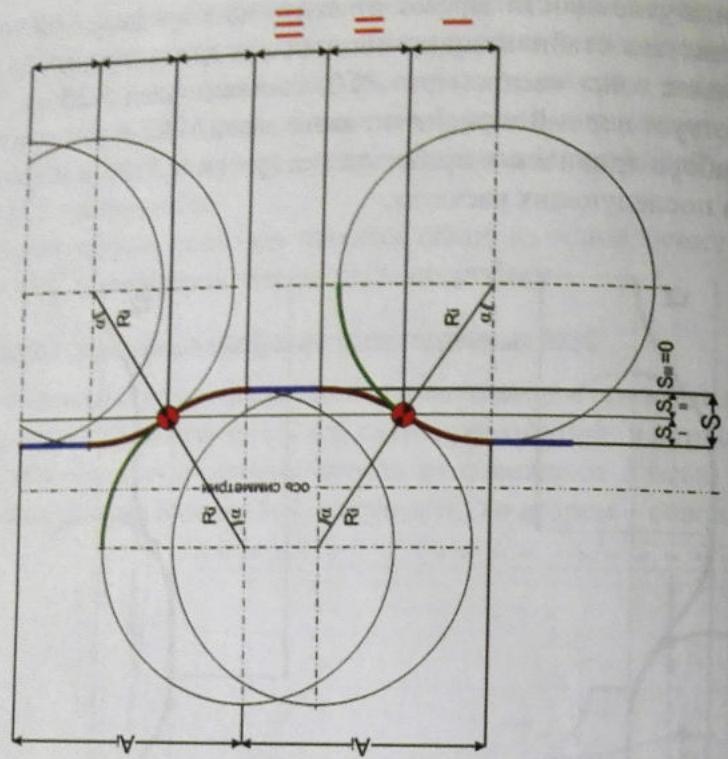


Рисунок 9 – Горизонтальная проекция трехинтервального профиля типового звена МЗС (вариант 2).

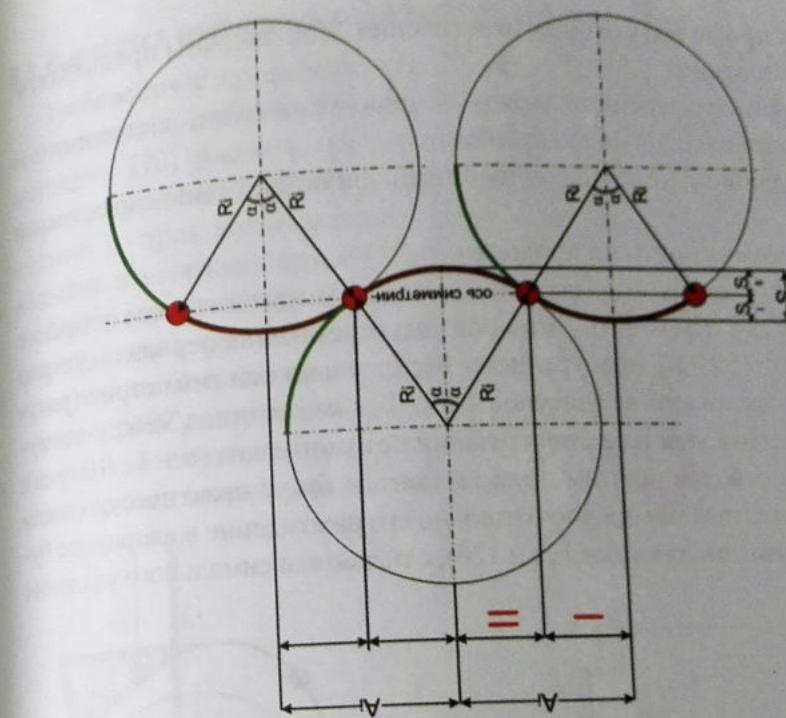


Рисунок 11 – Горизонтальная проекция двухинтервального профиля типового звена МЗС (вариант 4).

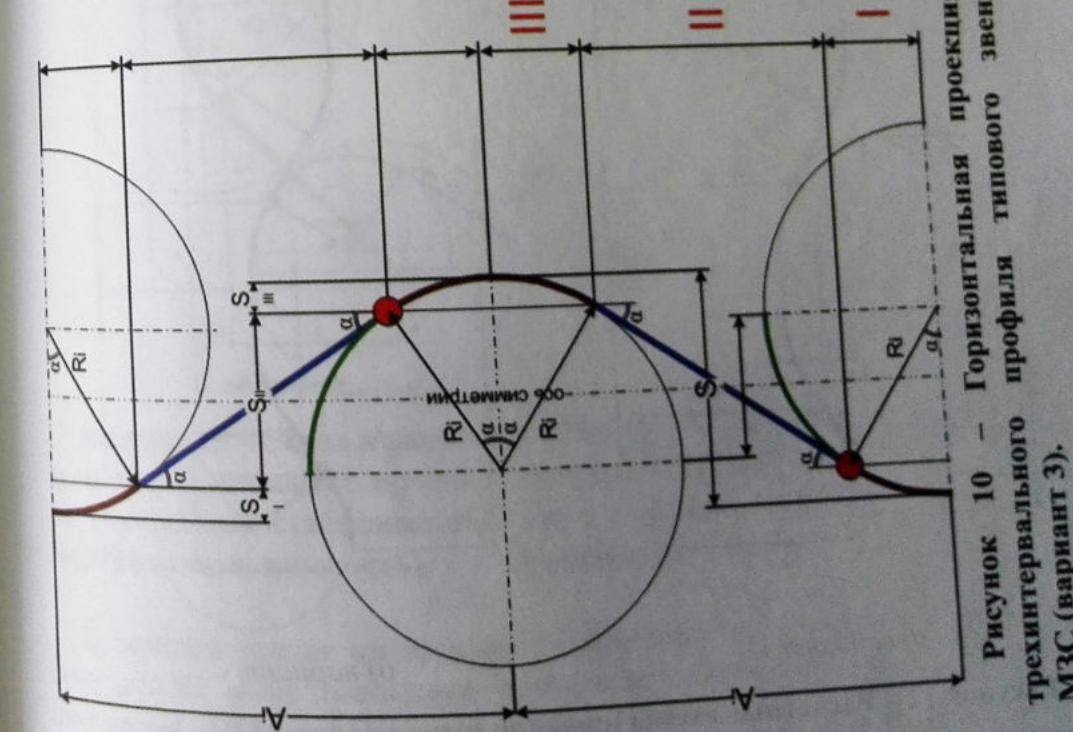


Рисунок 10 – Горизонтальная проекция трехинтервального профиля типового звена МЗС (вариант 3).

Кроме этого, к профилям боковых ответвлений МЗС должны предъявляться следующие требования:

- минимизация интерференции между основным стволом, соседними ответвлениями, а также соседними скважинами;
- вскрытие бурением участков с лучшими фильтрационно-емкостными свойствами;
- техническая возможность их проводки.

Существуют две схемы, позволяющие обеспечить максимальное удаление бокового ствола МЗС от основного – это проводка ответвления перпендикулярно участку стабилизации [59, 69], пробуренному параллельно оси симметрии (рисунок 12а), либо пересекающему ее (рисунок 12б). Так как разница между азимутальными направлениями участков стабилизации незначительна ($\alpha = 3\ldots10$ град), то профили боковых стволов по этим двум вариантам будут практически совпадать. При проводке ответвления предпочтительно его нахождение в «коридоре бурения» этих двух вариантов (рисунки 12а и 12б), с целью максимального удаления от основного ствола.

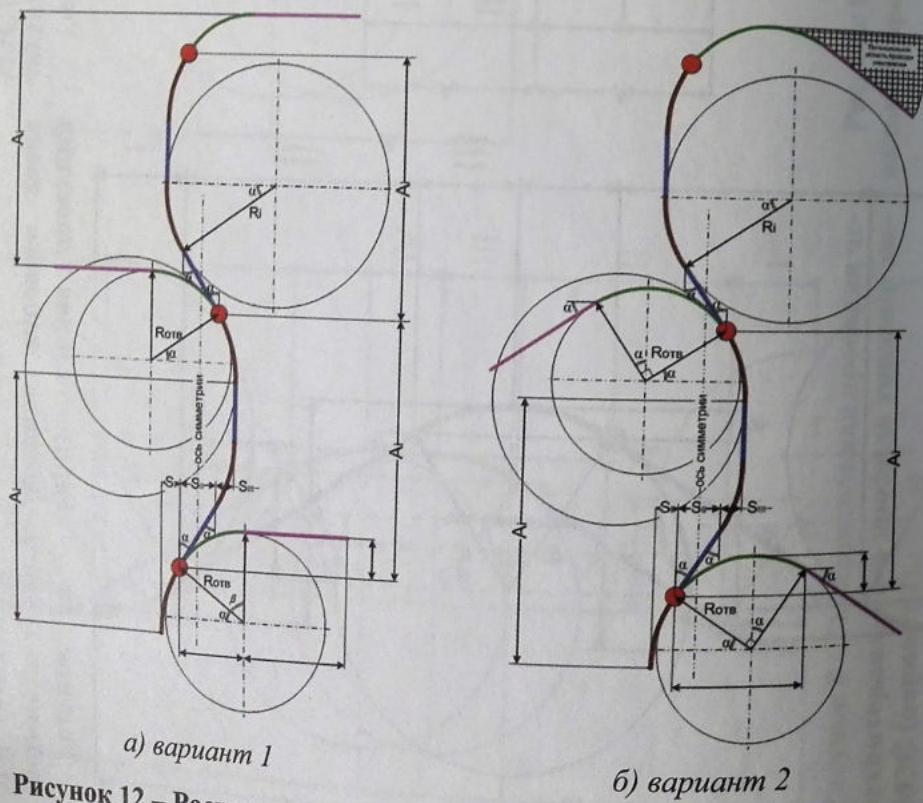


Рисунок 12 – Расчетные схемы профиля ответвления МЗС.

5.3. Выработка требований к профилям разветвленных МЗС

Требования к профилям разветвленных МЗС выработаны на примере рассмотрения двухзабойной скважины, для которой на основе традиционной методики [70] расчета трехинтервального профиля (рисунок 13) получены формулы расчета (таблица 3). Профиль разветвленной МЗС также плоский и состоит из трех аналогичных участков, только расположены они не в вертикальной, а в горизонтальной плоскости (рисунок 14).

При этом приняты следующие допущения: во-первых, за точку отсчета (вместо устья) принят башмак эксплуатационной колонны (начало ГУ); во-вторых, основной плоскостью проекции является плоскость симметрии разветвленной МЗС, являющаяся одновременно плоскостью вхождения эксплуатационной колонны в пласт – разветвленно-горизонтальные стволы МЗС лежат симметрично относительно апсидальной плоскости.

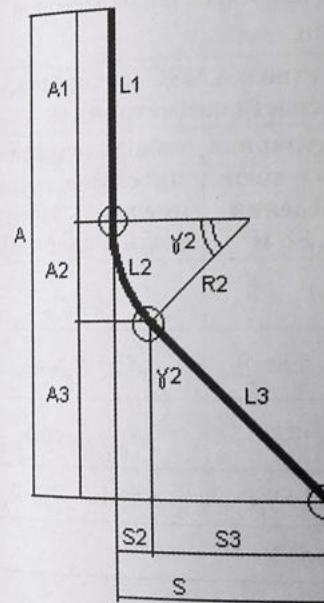


Рисунок 13 – Схема к расчету трехинтервального профиля с участком стабилизации (вертикальная плоскость).

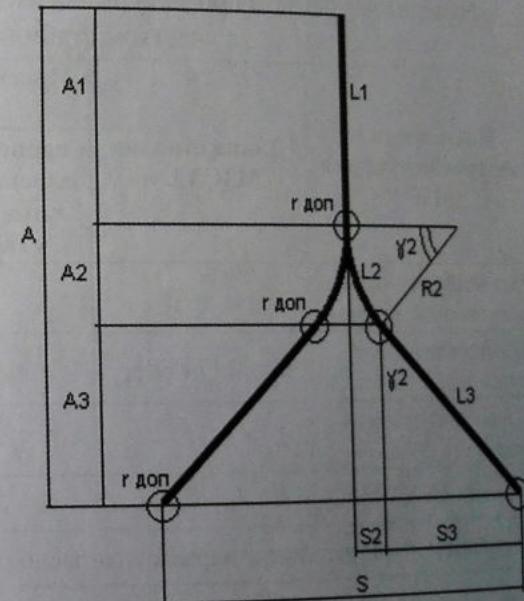


Рисунок 14 – Схема к расчету профиля разветвленно-горизонтальных стволов с участком стабилизации (горизонтальная плоскость).

В зависимости от интенсивности искривления при ограниченной длине стволы МЗС могут иметь двух- или трехинтервальный профиль. Рассчитаем параметры профиля МЗС при различной величине радиуса его кривизны, по

пласту и определим, при какой интенсивности и минимальной проходке можно развести стволы на требуемые 90° (таблица 4).

Исходными данными для расчета являются:

- формулы для профиля МЗС (таблица 3);
- стволы «разводятся» на 90° (угол разведения стволов относительно плоскости симметрии $\gamma_2 = 45^\circ$);
- длина первого (прямолинейного «направляющего») интервала подбирается из условия расположения компоновки низа бурильной колонны (КНБК) с телеметрической системой в открытом стволе и составляет $A_1 = 30$ м;
- длина каждого ствола (от башмака эксплуатационной колонны до забоя) $L = 100 \dots 200 = 150$ м;
- интенсивность набора угла $i_2 = 2 \dots 10^\circ/10$ м.

Таблица 3
Формулы для расчета профиля разветвленно-горизонтальных стволов
с участком стабилизации

Наименование интервала профиля МЗС*	Длина стволов МЗС L_i , м	Проекция стволов МЗС (относительно плоскости симметрии), м	
		«перпендикулярная плоскость» – величина разведения стволов, S_i , м	«параллельная» – проектное смещение вдоль азимута входа в пласт, A_i , м
1) прямолинейный направляющий интервал	$L_1 = A_1$	$S_1 = 0$	$A_1 = A_1$
2) интервал набора кривизны	$L_2 = 0,1745 \cdot R_2 \cdot \gamma_2$	$S_2 = R_2 \cdot (1 - \cos \gamma_2)$	$A_2 = R_2 \cdot \sin \gamma_2$
3) интервал стабилизации	$L_3 = L - L_1 - L_2$	$S_3 = L_3 \cdot \sin \gamma_2$	$A_3 = L_3 \cdot \cos \gamma_2$
Итого по стволу МЗС	$L = L_1 - L_2 - L_3$	$S = 2 \cdot (S_1 + S_2 + S_3)$	$A = A_1 - A_2 - A_3$

Примечание: * обозначение интервалов согласно рисунку 2

Как видно из результатов расчета (таблица 4), при интенсивности искривления менее $4^\circ/10$ м возможно строительство только двухинтервального профиля МЗС (длиной 150 м) и есть вероятность не «разведения» стволов под прямым углом, что снижает вероятность пересечения удаленных от основного ствола проницаемых участков.

Если же интенсивность искривления в интервале набора кривизны $4^\circ/10$ м и более, возможно пробурить трехинтервальный МЗС с «прямым углом» между забоями (участком стабилизации), при этом длина участка стабилизации соста-

вит $L_3 = 7,5 \dots 75$ м, расстояние между забоями стволов – $S = 149 \dots 182$ м, длина стволов – по 150 м. В данном случае, по азимутальному направлению участков стабилизации в пласте можно определить (контролировать) фактический угол разведения стволов МЗС. На практике имеется опыт бурения профилей скважин диаметром 120,6–155,6 мм с интенсивностью набора пространственного угла $4^\circ/10$ м и более с применением как забойных двигателей типа ДРУ-95 [71], так и с использованием колтюбинга (ГНКТ), а также с интенсивностью до $5 \dots 6^\circ/10$ м за счет применения роторно-управляемых систем (РУС). Следовательно, бурение ответвлений МЗС с участком стабилизации в интервале их окончательного заложения технически реализуемо. Либо возможно бурение ответвлений МЗС большой протяженности при меньших интенсивностях набора кривизны

Таблица 4

Расчет профиля разветвленной двухзабойной скважины
для разных значений интенсивности искривления

Интервал профиля	Расчетная формула	Расчетные значения			
		Исходные данные			
Угол разведения стволов относительно плоскости симметрии	γ_2 , град.	45	45	45	45
Длина первого интервала	A_1 , м	30	30	30	30
Длина каждого ствола	L , м	150	150	150	150
Интенсивность набора угла	i_2 , град/10м	4	6	8	10
Расчетные данные, м					
Прямолинейный направляющий интервал	$L_1 = A_1$	30,0	30,0	30,0	30,0
	$S_1 = 0$	0,0	0,0	0,0	0,0
	$A_1 = A_1$	30,0	30,0	30,0	30,0
Интервал набора кривизны	$R_2 = 57,3/i_2$	143,3	95,5	71,6	57,3
	$L_2 = 0,1745 \cdot R_2 \cdot \gamma_2$	112,5	75,0	56,2	45,0
	$S_2 = R_2 \cdot (1 - \cos \gamma_2)$	68,0	45,3	34,0	27,2
Интервал стабилизации	$A_2 = R_2 \cdot \sin \gamma_2$	121,9	81,3	60,9	48,8
	$L_3 = L - L_1 - L_2$	7,5	45,0	63,8	75,0
	$S_3 = L_3 \cdot \sin \gamma_2$	6,4	38,3	54,3	63,8
ИТОГО	$A_3 = L_3 \cdot \cos \gamma_2$	3,9	23,6	33,5	39,4
	$L = L_1 - L_2 - L_3$	150,0	150,0	150,0	150,0
	$S = 2 \cdot (S_1 + S_2 + S_3)$	148,8	167,3	176,5	182,0
	$A = A_1 - A_2 - A_3$	155,8	134,9	124,4	118,2

Определим величину круга допуска $r_{\text{доп}}$ для «опорных» точек профиля – окончания каждого интервала L_1, L_2, L_3 разветвленно-горизонтальных стволов МЗС (рисунок 14).

В «большом» бурении величина радиуса круга допуска зависит от глубины скважины и шага сетки разбуривания (расстояния между двумя его точками). Согласно [72], она определяется как меньшее значение системы уравнений (1):

$$R_{\text{доп}} = \begin{cases} \text{глубина скважины}/20 \\ \text{сетка разработки}/5 \end{cases}, \text{ м} \quad (1)$$

Так как длина разветвленных стволов небольшая, то и величина радиуса допуска должна быть соответствующей – по аналогии с [72], ее величина для забоев МЗС по расчетным данным (таблица 4) предлагается определять по системе уравнений:

$$r_{\text{доп}} = \begin{cases} A/20 \\ L_{\text{сke}}/20 \\ S/5 \end{cases} = \begin{cases} (118...156)/20 \\ (2300...4300)/20 \\ (149...182)/5 \end{cases} = \begin{cases} 6...8 \\ 115...215 \\ 30...36 \end{cases} \quad (2)$$

Следовательно, в случае, когда забои МЗС необходимо развести с удалением от основного ствола МЗС на 150 м, забои ответвлений должны попадать в круг допуска радиусом 30 м (для попадания в круг допуска величиной 6-8 м на больших глубинах дополнительно требуется дорогостоящее геонавигационное оборудование).

Таким образом, для качественной проводки МЗС должны выполняться следующие условия (критерии эффективности проводки):

- интенсивность искривления в интервале набора кривизны (L_2) предпочтительна $2,5\text{-}3,0/10$ м, а при возможности – свыше $4,0/10$ м;
- фактический угол разведения стволов необходимо определять по разнице между азимутальными углами участков стабилизации (L_3) первого и второго стволов (либо основного ГУ и бокового ответвления);
- допустимый радиус круга допуска в горизонтальной проекции ($r_{\text{доп}}$) в конце участков набора кривизны и стабилизации (забоя) профиля РГС составляет не более 30 м;
- после набора кривизны должен быть выдержан участок стабилизации (L_3) для оценки фактического угла разведения стволов по отношению друг к другу.

Данные показатели (требования) к профилям должны быть отражены в проекте на бурение и при анализе результатов строительства МЗС.

Глава 6

Обоснование исходных данных для проектирования многозабойных скважин

Для начала проектирования МЗС первоначально должны быть определены основные параметры профиля скважины: длина основного ГУ, количество забоев, расстояние между стволами. На основании этих данных определяются координаты значимых точек профиля МЗС в интервале продуктивного пласта (начало и окончание основного ствола, боковых ответвлений), и с применением актуализированных ГГДМ оценивается дебит скважины.

Далее представлены основные подходы, которые могут быть использованы при определении исходных данных для проектирования МЗС.

6.1. Формулы для экспресс-оценки основных параметров профиля разветвленной МЗС и технологические факторы, существенно влияющие на его форму

Согласно приведенной на рисунке 1 расчетной схемы, основной ствол разветвленной МЗС условно может быть разделен на характерные «звенья»:

- начальное звено основного ствола МЗС (от точки t_1 профиля до первого типового звена МЗС);
- типовое звено МЗС с ответвлением (начинается с интервала набора кривизны и завершается участком стабилизации, параллельным оси симметрии);
- конечное звено основного ствола МЗС (от последнего типового звена МЗС до точки t_2 профиля).

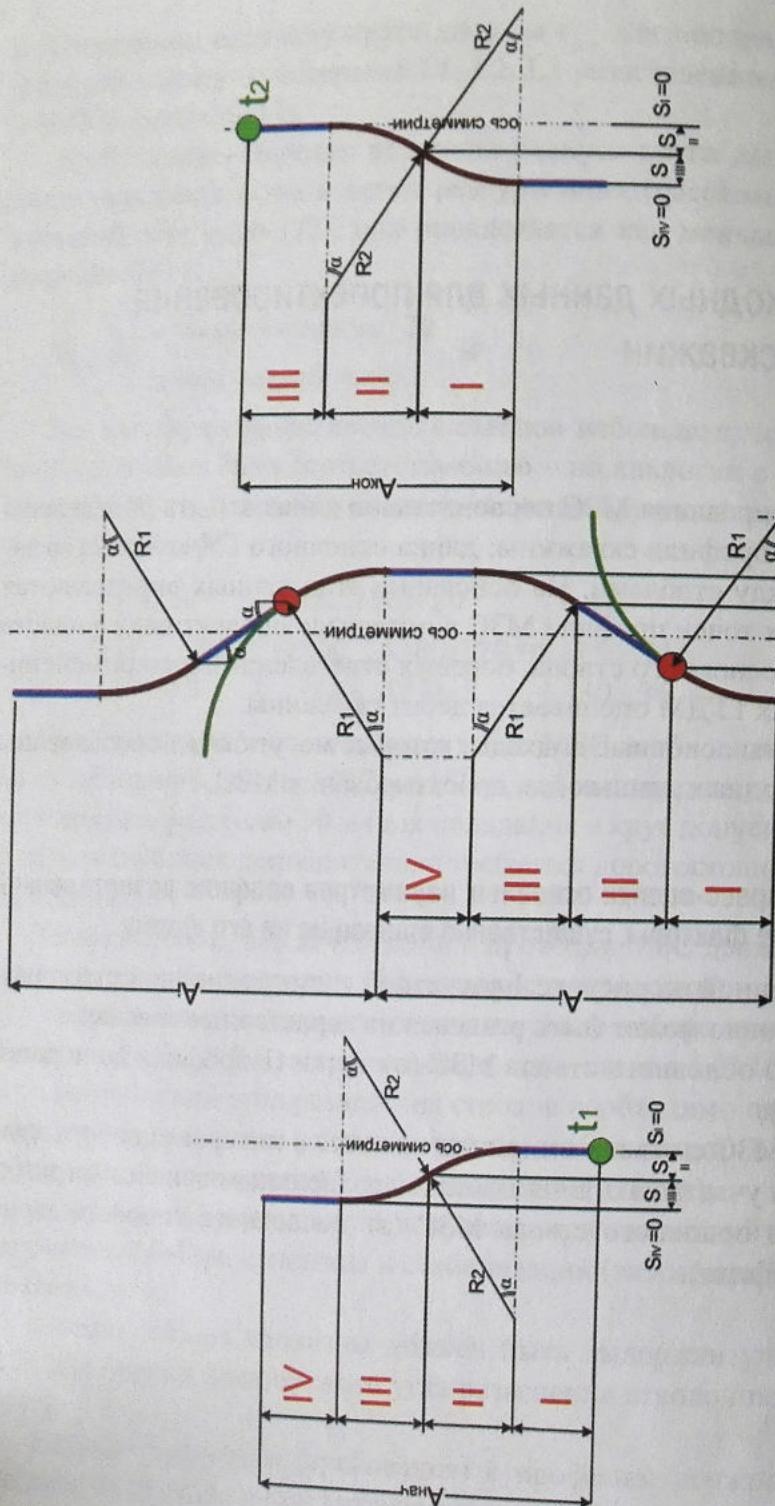


Рисунок 1 – Горизонтальная проекция профиля МЗС с четырехинтервальным типовым звеном.

Таблица 1
Результаты расчета профиля основного ствола МЗС с четырехинтервальным типовым звеном [73]

$l_{\text{сраб}}$, м	α , град	i , град	Параметры 4-интервального (начального и типового) звена МЗС, м			Параметры 3-интервального (конечного) звена МЗС, м		
			L	S	A	L	S	A
15	10	6,67	60	5,2	59,6-60,0	45	2,6	44,8-45,0
	8	5,33		4,2			2,1	
	5	3,33		2,6			1,3	
	3	2,00		1,6			0,8	
	1,5	1,00		0,8			0,4	
25	10	4,00	100	8,7	99,3-100,0	75	4,3	74,7-75,0
	8	3,20		7,0			3,5	
	5	2,00		4,4			2,2	
	3	1,20		2,6			1,3	
	1,5	0,60		1,3			0,7	
35	10	2,87	140	12,1	138,9-139,8	105	6,1	104,3-104,8
	8	2,29		9,7			4,9	
	5	1,43		6,1			3,0	
	3	0,86		3,7			1,0	
	1,5	0,43		1,8			0,9	
50	10	2,00	200	17,4	198,7-200,0	150	8,7	149,5-150,0
	8	1,60		13,9			7,0	
	5	1,00		8,7			4,4	
	3	0,60		5,2			2,6	
	1,5	0,30		2,6			1,3	
100	10	1,00	400	34,8	397,5-400,0	300	17,4	299,0-300,0
	8	0,80		27,8			13,9	
	5	0,50		17,4			8,7	
	3	0,30		10,5			5,2	
	1,5	0,15		5,2			2,6	

Примечания:

- 1) L – длина по стволу, S – смещение относительно основного ствола, A – проекция бокового ответвления на основной ствол (рисунок 1);
- 2) синим цветом выделены варианты, соответствующие или близкие к исходным данным;
- 3) i^{\min} – интенсивность искривления в начальном и конечном звеньях основного ствола МЗС, подход к определению которой представлен в приложении 3. Как видно из расчетов, из 20 возможных вариантов профиля МЗС условию соответствия i^{\min} оптимальной интенсивности ($1 \dots 3\% / 10\text{м}$) отвечают менее половины (выделены полужирным).

Для выработки экспресс-формул по определению основных параметров профиля МЗС был выполнен комплекс расчетов для ее типовых звеньев (таблица 1). В качестве исходных расчетных данных были приняты следующие показатели и диапазоны их значений:

- длина участков стабилизации $L_{\text{stab}} = 15 \dots 100 \text{ м}$;
- разница между азимутальными направлениями участков стабилизации, расположенных перед участком срезки и после него, $\alpha = (1,5 \dots 10)^\circ$;
- интенсивность набора кривизны в азимутальной (горизонтальной) плоскости $i = (1 \dots 3)^\circ/10 \text{ м}$.

Расчеты вариантов профилей МЗС (таблица 1) показывают, что варьирование входных показателей существенно влияет на «габариты» профиля МЗС. Например, при длине зоны «непромера» забойной телеметрической системой ЗТС (расстояние между ЗТС и долотом), равной 15 и 25 м, минимальное расстояние между двумя соседними точками срезок в боковые ответвления составит 60 м и 100 м соответственно.

При этом амплитуда $s_{\text{звена}}/2$ (колебания от оси симметрии) основного ствола МЗС в горизонтальной плоскости (относительно линии t_1-t_2) является незначительной (рисунок 2), из чего следует:

- основной ствол при планировании МЗС (например, при расчете в геолого-гидродинамических моделях, оценке интерференции стволов и прочих) можно принять условно «прямолинейным»;
- благодаря условной «прямолинейности» основного ГУ формула (1), представленная далее по тексту, и ее производные (таблица 2) могут использоваться для оперативных расчетов на стадии планирования МЗС;

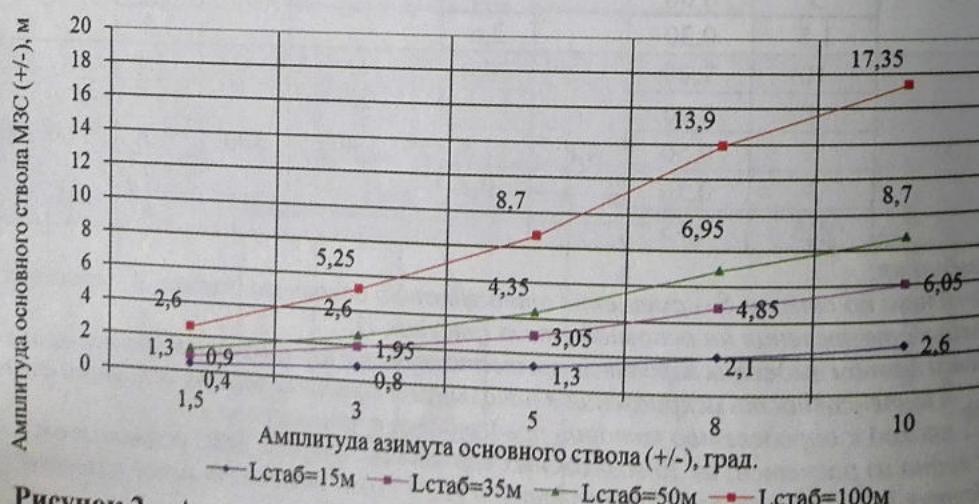


Рисунок 2 – Амплитуда основного ствола МЗС.

– вследствие малой извилистости основного ствола, риск «недоспуска» хвостовика в основной ствол МЗС будет минимален, даже при большой интенсивности набора кривизны.

Поскольку принятая в расчетах (таблица 1) разница между азимутальными направлениями участков стабилизации незначительна ($\alpha = 1,5 \dots 10^\circ$), то для оперативного определения максимально возможного количества ответвлений при планировании МЗС на стадии заложения скважин предлагается использовать следующие формулы:

$$N = \frac{A_{\text{э.у.}} - A_{\text{нач}} - A_{\text{кон}}}{A_{\text{звена}}} \quad (1)$$

$$A_{\text{звена}} \approx n \cdot l_{\text{stab}} \quad (1.1)$$

где N – количество ответвлений (типовых звеньев) в МЗС;

$A_{\text{э.у.}}$, $A_{\text{нач}}$, $A_{\text{кон}}$ – длина проекции на ось симметрии (прямой, соединяющей точки t_1 и t_2) соответственно основного ствола, начального и конечного звеньев МЗС, м;

n – количество интервалов в звене МЗС;

l_{stab} – длина участка стабилизации в профиле МЗС, м.

Тогда получим формулы оперативного определения максимально возможного количества ответвлений МЗС от заданной длины участка стабилизации. К примеру, для четырехинтервального типового звена, ранее рекомендованного нами для применения как наиболее универсального, формула примет вид:

$$N \approx \frac{A_{\text{э.у.}} - 7 \cdot l_{\text{stab}}}{4 \cdot l_{\text{stab}}} \quad (2)$$

Из данного выражения можно найти длину основного ствола при известных величинах количества боковых ответвлений и длины участка стабилизации (участка «непромера»):

$$4 \cdot N \approx \frac{A_{\text{э.у.}}}{l_{\text{stab}}} - 7 \quad (2.1)$$

$$L_{\text{э.у.}} \approx A_{\text{э.у.}} \approx (4 \cdot N + 7) l_{\text{stab}} \quad (2.2)$$

По аналогии были получены экспресс-формулы и для других вариантов профилей типовых звеньев (таблица 2).

Оценим насколько полезной могут оказаться экспресс-формулы. К примеру, необходимо пробурить восьмизабойную скважину с 7 боковыми ответвлениями, экспертиза длины основного ствола была определена специалистом-разработчиком в 1400 м (рисунок 3).

Экспресс-формулы для оперативного определения
 основных параметров разветвленной МЗС

Таблица 2

Типовое звено МЗС*	Количество ответвлений (типовых звеньев) в МЗС	Длина основного ствола многозабойной ГС
Четырехинтервальное	$N \approx \frac{A_{z,y} - 7 \cdot l_{stab}}{4 \cdot l_{stab}}$	$L_{z,y} \approx A_{z,y} \approx (4 \cdot N + 7) \cdot l_{stab}$
Трехинтервальное (по варианту 2)	$N \approx \frac{A_{z,y} - 7 \cdot l_{stab}}{3 \cdot l_{stab}}$	$L_{z,y} \approx A_{z,y} \approx (3 \cdot N + 7) \cdot l_{stab}$
Трехинтервальное (по варианту 3)	$N \approx \frac{A_{z,y} - 6 \cdot l_{stab}}{3 \cdot l_{stab}}$	$L_{z,y} \approx A_{z,y} \approx (3 \cdot N + 6) \cdot l_{stab}$
Двухинтервальное	$N \approx \frac{A_{z,y} - 5 \cdot l_{stab}}{2 \cdot l_{stab}}$	$L_{z,y} \approx A_{z,y} \approx (2 \cdot N + 5) \cdot l_{stab}$

Примечание. * Варианты профилей МЗС представлены в предыдущей главе (раздел 5.3, рисунки 8-11).

В настоящее время, при бурении горизонтальных участков и в процессе срезок в МЗС применяются компоновки длиной от 25 до 45 м (с расширенным комплексом LWD), с зоной «непромера» от 5 до 25 м (расстояние от долота до инклинометра). Тогда, к примеру, для рассматриваемой МЗС с семью ответвлениями и четырехинтервальным типовым звеном минимальная длина горизонтального участка составит (при величине «непромера» в КНБК $l_{stab} = 25$ м):

$$L_{z,y} \approx A_{z,y} \approx (4 \cdot 7 + 7) \cdot 25 = 875 \text{ м}$$

Следовательно, при длине основного ствола 875 м, МЗС может быть пробурена с использованием традиционных ВЗД, базового бурильного инструмента (89 мм, группа прочности G) и РВО, тогда как при экспертном подходе (длина основного ствола МЗС 1400 м) потребовалось бы использование дорогостоящих роторно-управляемых систем, растворов на углеводородной основе и других дорогостоящих материалов и высокотехнологичного оборудования, вследствие чего решение о бурении подобной МЗС могло быть отменено по причине ее дороговизны.

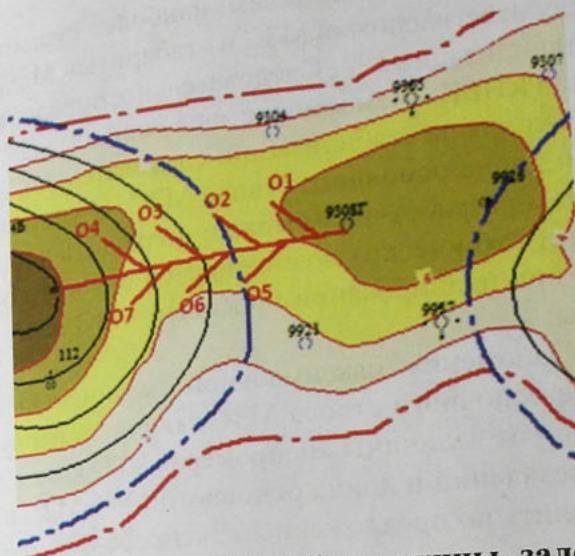


Рисунок 3 – Схема восьмизабойной скважины, заложенной в купольной части залежи, для охвата одной скважиной значительного участка между рядами нагнетательных скважин.

Также определены экспресс-графики для определения минимального расстояния между точками зарезки соседних боковых ответвлений в МЗС (рисунок 4).



Рисунок 4 – Зависимость расстояния между соседними точками срезок, в зависимости от зоны «непромера» ЗТС [73].

Из рисунка 4 следует, что показателем, наиболее существенно влияющим на расстояние между ответвлениями МЗС и «габариты» МЗС в целом, является длина интервала стабилизации l_{stab} . Следовательно, определяющим в проводке МЗС является состав КНБК – чем меньше зона «непромера» ЗТС, тем требуется меньшая длина интервала стабилизации, следовательно, и расстояния между ответвлениями и длина основного ствола МЗС. С учетом указанных выше данных специалистам-разработчикам можно подходить к планированию МЗС в ГГДМ уже с учетом технических возможностей бурового оборудования.

Таким образом, при планировании профилей МЗС необходимо учитывать следующие факторы:

- возможность заложения максимального количества ответвлений при ограниченной длине основного ствола МЗС зависит в первую очередь от состава КНБК, а именно от величины «непромера» ЗТС компоновки;
- количество ответвлений и длина основного ГУ в МЗС в оперативном порядке можно определить по предложенным экспресс-формулам и графикам.

6.2. Подходы к определению минимального смещения забоя бокового ответвления от основного ствола МЗС

Планирование и проводка МЗС должна осуществляться таким образом, чтобы положение основного ствола и боковых ответвлений обеспечивало минимизацию интерференции:

- между основным стволом и ответвлением;
- между ответвлениями одной МЗС;
- между наиболее удаленными забоями ответвлений МЗС и соседними скважинами.

Для определения минимально необходимой длины ответвления и его минимального необходимого удаления от основного ствола МЗС с целью минимизации интерференции с ним (схема приведена на рисунке 5) введены следующие упрощения:

1. Введено понятие – зона «активной» интерференции. Данная зона представляет область вдоль основного ствола МЗС, при превышении радиуса которой минимизируется интерференция между основным стволом МЗС и отходящим ответвлением.

При этом приняты следующие упрощения:

- в зоне «активной» интерференции бокового ответвления и основного ствола один из стволов «не работает» (притока нет);
- при проводке ответвления за пределами зоны «активной» интерференции ответвление «работает», и приток будет в основном на участке ответвления, находящегося за пределами зоны «активной» интерференции;

- принят идеальный изотропный коллектор;
- профиль ответвления принят плоским (без «ступень»).

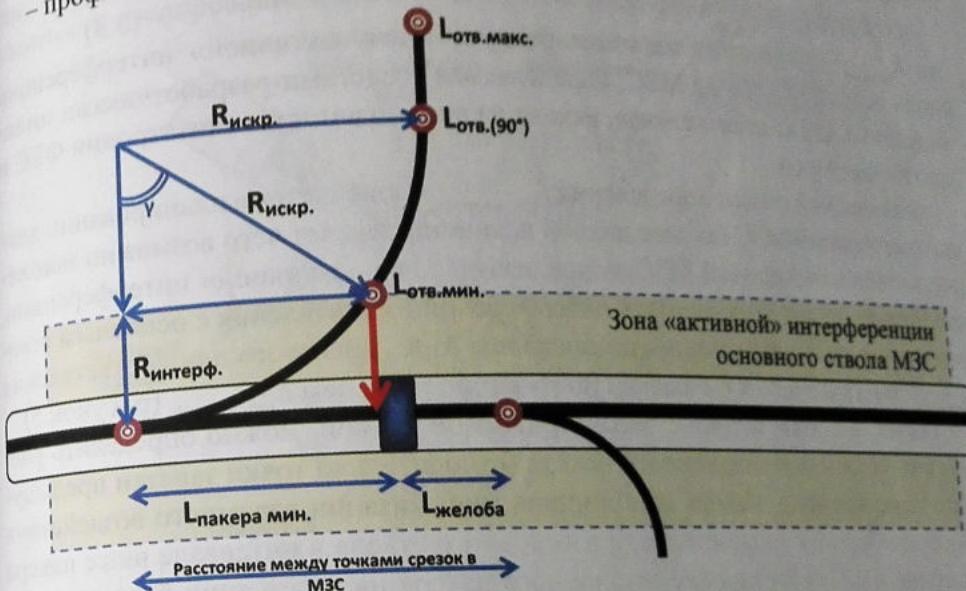


Рисунок 5 – Схема для выполнения расчетов (вид сверху).

В предлагаемой методике приняты два подхода: при условии, что радиус зоны «активной» интерференции известен, применяется первый подход (раздел 6.3), при его отсутствии – расчет выполняется из условия разведения бокового ответвления на 90° по отношению к основному стволу (раздел 6.4), как вариант обеспечивающий наибольшее удаление (на рисунке 5 точки обозначены соответственно $L_{\text{отв. мин.}}$ и $L_{\text{отв. (90°)}}$).

6.3. Определение минимального смещения забоя бокового ответвления и минимально необходимой длины ответвления из условия минимизации интерференции с основным стволом МЗС

Из результатов выполненных расчетов (приложение 4) следует, что для определения зависимости длины ответвления в зоне «активной» интерференции от величины набора кривизны можно применять степенную зависимость (с погрешностью менее 0,1%):

$$L_{\text{отв. мин.}} \geq L_{\text{отв. интерф.}} = A \cdot i^B, \quad (3.1)$$

где $L_{\text{отв. мин.}}$ – «неработающая» длина ответвления в зоне «активной» интерференции;

i – интенсивность набора кривизны в боковом ответвлении;

A, B – коэффициенты, определяемые по формулам:

$$A = 33,721 \cdot R_{\text{интерф.}}^{0,502} \quad (3.2)$$

$$B = 0,0004 \cdot R_{\text{интерф.}}^{0,5014}, \quad (3.3)$$

где $R_{\text{интерф.}}$ – принятая величина радиуса зоны «активной» интерференции вдоль основного ствола МЗС, определяемая геологами-разработчиками индивидуально для каждого случая, исходя из проницаемости, анизотропии ФЕС и других факторов.

Физический смысл определения $L_{\text{отв.интерф.}}$ заключается в планировании длины ответвлений МЗС больше данной величины, за счет чего возможно заложение забоев ответвлений МЗС за пределами зоны «активной» интерференции, что позволяет минимизировать интерференцию ответвления с основным стволом и повысить эффективность заложения МЗС. Для этого длина ответвления $L_{\text{отв.мин.}}$ закладывается с большей протяженностью, чем $L_{\text{отв.интерф.}}$ (рисунок 5).

Также, в соответствии с рассматриваемой схемой, можно определить расстояние установки заколонного пакера (относительно точки зарезки предыдущего ответвления), исходя из принципа минимизации взаимного воздействия ранее пробуренного ответвления и основного ствола в интервале ниже пакера (рисунок 6). При установке заколонного пакера на расстоянии большем, чем $L_{\text{пакер}}$ по формуле (4.1), кроме задач исключения в дальнейшем заколонной циркуляции флюида, более корректной оценки дебитов каждого ответвления, а также качественного проведения РИР с изолированием/отключением обводненного интервала/ответвления, также минимизируется интерференция с боковым ответвлением. Величину $L_{\text{пакер}}$ необходимо определять для того, чтобы в случае обводнения вышележащего бокового ответвления, за счет депрессии в интервал ниже заколонного пакера не подтягивалась по породе вода из отключенного ответвления.

При этом возникают вопросы, связанные с определением расстояния от точки зарезки предыдущего ответвления до интервала размещения заколонного пакера, и каким должно быть расстояние между точками срезок в ответвлении из условия минимизации интерференции?

По нашему мнению:

– пакеры должны размещаться на таком расстоянии, чтобы ответвление было на удалении от основного горизонтального ствола, превышающем зону «активной» интерференции, то есть при соблюдении условия $> L_{\text{пакер}}$;

– исходя из промысловой практики точка следующей срезки должна находиться на 20-30 м дальше пакера ($L_{\text{пакер}} + L_{\text{желоба}}$), так как этот промежуток необходим для наработки желоба перед срезкой. В дальнейшем с обеих сторон от пакера должны размещаться по одной-две «глухие» (неперфорированные)

трубы в составе хвостовика, для установления в данном интервале изолирующих пробок (взрыв-пакер, мостовая пробка, клапан-отсекатель) в случае необходимости изолирования нижележащего обводненного интервала.

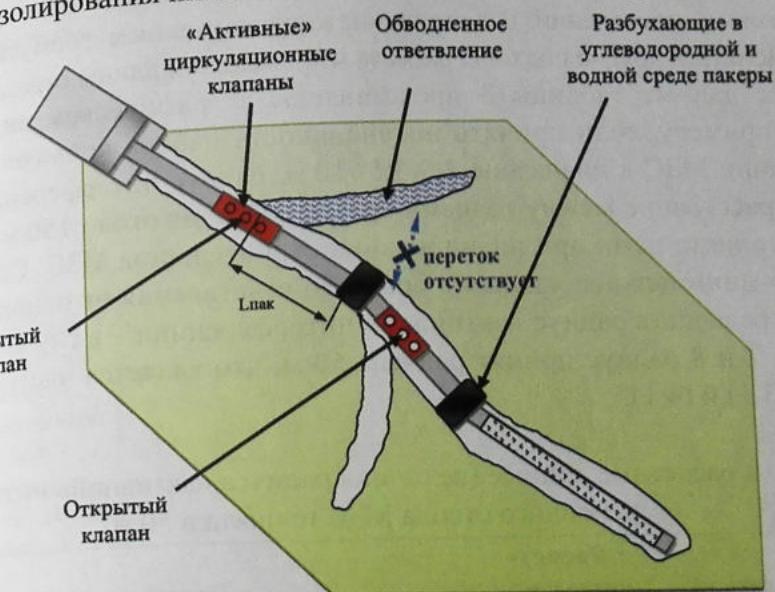


Рисунок 6 – Вариант заканчивания МЗС с «активными» портами и заколонными пакерами.

Для оперативности расчета указанных величин можно воспользоваться формулами (приложение 4):

$$L_{\text{пакер}} = C \cdot i^D \quad (4.1)$$

$$L_{\text{срезок}} = L_{\text{пакер}} + L_{\text{желоба}}, \quad (4.2)$$

где $L_{\text{пакер}}$ – минимальное расстояние от точки срезки до места установки пакера в основном ГУ;

$L_{\text{срезок}}$ – минимальное расстояние между соседними точками срезок в ответвлении;

C, D – коэффициенты, определяемые по формулам:

$$C = 34,146 \cdot R_{\text{интерф.}}^{0,4953} \quad (4.3)$$

$$D = -0,0015 \cdot R_{\text{интерф.}}^{0,492} \quad (4.4)$$

Для проверки достоверности формул (3.1) и (4.1), приведем пример расчета по схеме (рисунок 5), формулы к которой и полученные результаты сведены в таблице 3. Расчеты выполнены для случая, когда величина радиуса «активной» интерференции основного ствола МЗС принята условно в 50 м.

Для принятых величин интенсивности кривизны погрешность расчетов по формулам (3.1) и (4.1) составляет не более 5%, что позволяет использовать их при планировании разветвленных МЗС, в частности для определения минимальных длин боковых ответвлений. В дополнение к предложенным формулам, также могут применяться другие подходы расчета минимальной длины ответвлений МЗС.

Также данные таблицы 3 представлены в графическом виде (рисунки 7, 8). К примеру, если принять интенсивность набора кривизны в боковом ответвлении МЗС в диапазоне 2,5-3,5% / 10 м, радиус интерференции 50 м, то среднее расстояние между точками срезок составит около 150 м. Данная величина принята нами при планировании строительства МЗС. Следует отметить, что минимальное удаление бокового ответвления от основного ствола должна превышать радиус «активной» интерференции – в случае таблицы 3, рисунков 7 и 8 радиус принят равным 50 м, что является частным случаем формул (3.1) и (4.1).

Таблица 3

Исходные и расчетные данные (величина радиуса «активной» интерференции основного ствола МЗС принята в 50 м)

Показатели	Расчетные формулы	Варианты									
		Исходные данные									
Интенсивность набора кривизны в боковом ответвлении МЗС, град./10м	i	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	
Радиус интерференции (относительного основного ствола МЗС), м	$R_{\text{интерф.}}$	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
Длина интервала наработки желоба (для срезки в ответвлении), м	$L_{\text{желоба}}$	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Расчетные значения (по схеме на рисунке 5)											
Радиус искривления, м	$R_{\text{искр.}} = \frac{573}{i}$	573	382	286,5	229,2	191	163,7	143,3	127,3	114,6	
Длина ответвления для разведения его под углом 90° к основному ГУ	$L_{\text{отв.оптим.}}$	573	382	286,5	229,2	191	163,7	143,3	127,3	114,6	

Радиус искривления за вычетом зоны интерференции, м	$R_{\text{искр.}} - R_{\text{интерф.}}$	γ	523	332	236,5	179,2	141	113,7	93,25	77,33	64,6
			Угол сектора интерференции, град.	24,1	29,6	34,4	38,6	42,4	46,0	49,4	55,7
Длина ответвления в зоне интерференции	$L_{\text{отв.интерф.}}$	$L_{\text{отв.интерф.}}$	241,1	197,6	171,8	154,3	141,4	131,5	123,5	116,9	111,4
			331,9	184,4	114,7	74,9	49,6	32,3	19,8	10,4	3,2
Смещение относительно точки срезки (вдоль основного ГУ), при котором ответвление находится вне зоны интерференции (расстояние от точки срезки до места установки пакера в основном ГУ)	$L_{\text{пакер}}$	$L_{\text{пакер}}$	234,1	188,9	161,7	142,9	128,8	117,8	108,7	101,2	94,7
			254,1	208,9	181,7	162,9	148,8	137,8	128,7	121,2	114,7
Расчетные значения – по формулам (3.1) и (4.1)											
Длина ответвления в зоне интерференции	Формула (3.1)	Формула (3.1)	240,3	197,7	172,1	154,6	141,6	131,5	123,3	116,5	110,7
Погрешность (%) расчетов по формуле (3.1)	-0,35	0,03	0,18	0,20	0,14	0,02	-0,14	-0,35	-0,58		
Смещение относительно точки срезки (вдоль основного ГУ), при котором ответвление находится вне зоны интерференции (расстояние от точки срезки до места установки пакера в основном ГУ)	$L_{\text{пакер}}$	$L_{\text{пакер}}$	237,0	188,4	160,0	141,0	127,1	116,5	108,0	101,0	95,2
			1,26	-0,31	-1,05	-1,33	-1,31	-1,08	-0,67	-0,12	0,55
Погрешность (%) расчетов по формуле (4.1)	1,26	-0,31	-1,05	-1,33	-1,31	-1,08	-0,67	-0,12	0,55		

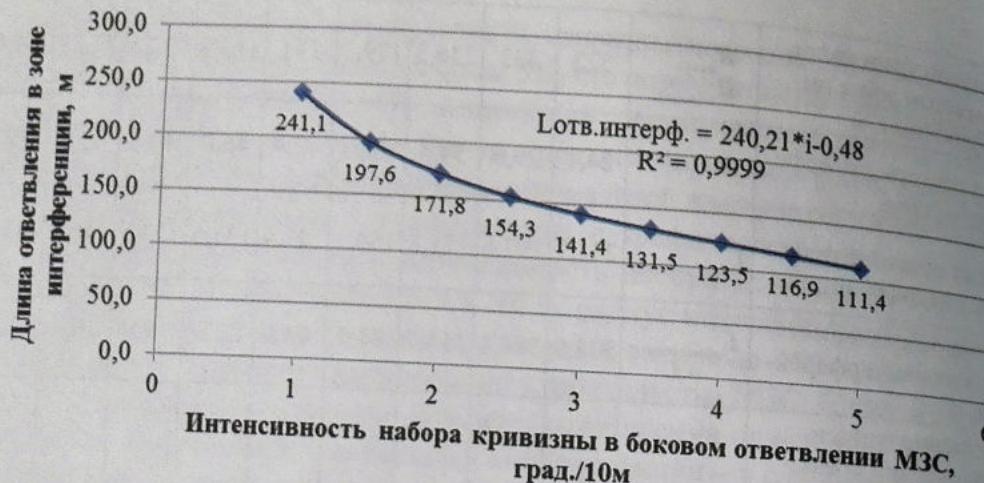


Рисунок 7 – Определение длины ответвления в пределах зоны «активной» интерференции в зависимости от интенсивности набора его кривизны (при радиусе «активной» интерференции основного ствола МЗС 50 м).

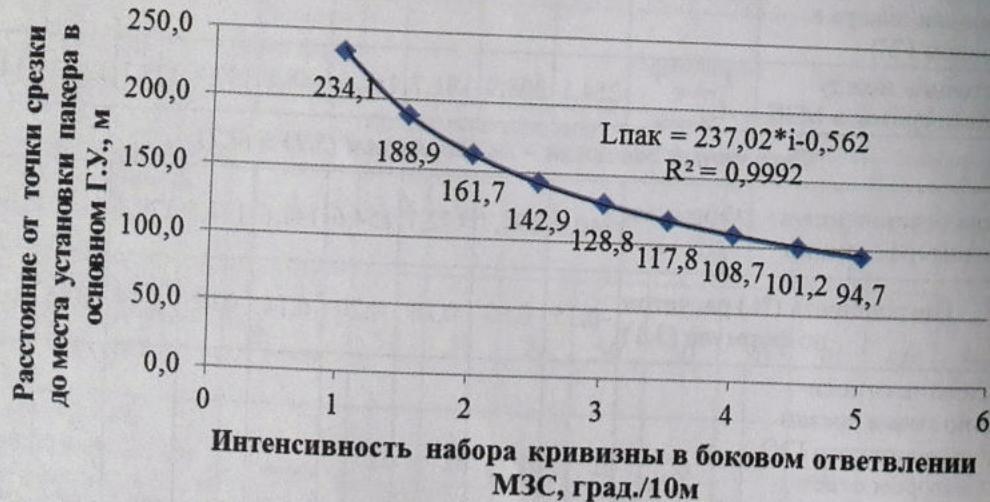


Рисунок 8 – Определение длины ответвления в пределах зоны «активной» интерференции в зависимости от интенсивности набора его кривизны (при радиусе «активной» интерференции основного ствола МЗС 50 м).

При рассмотрении данной методики резонно может возникнуть вопрос – какой необходимо принять величину радиуса зоны «активной» интерференции? Данный вопрос является отдельной областью науки и требуется де-

тальной проработки. Некоторыми специалистами предлагаются методики для определения продуктивности горизонтальных и многозабойных скважин [74-77], суть которых сводится к тому, что горизонтальный участок разбивается на множество узлов (участков небольшой протяженности), достаточно близко расположенных друг к другу, суммированием расчетных дебитов по которым определяется дебит скважины. При таком численном моделировании специалистами «ТатНИПИнефть» был сделан вывод о том [75-78], что приток на окончаниях горизонтального участка скважины больше притока на центральных узлах (рисунок 9), при этом профиль притока практически совпадал с кривой по уравнению Батлера-Цупруновича (отклонение менее 1%). Объяснение данной тенденции заключается в том, что центральные интервалы испытывают наибольшую взаимную интерференцию. Поэтому, если рассматривать приток в горизонтальной плоскости, то для центральных узлов он будет плоским, а ближе к концам горизонтального участка плоскорадиальным и радиальным.

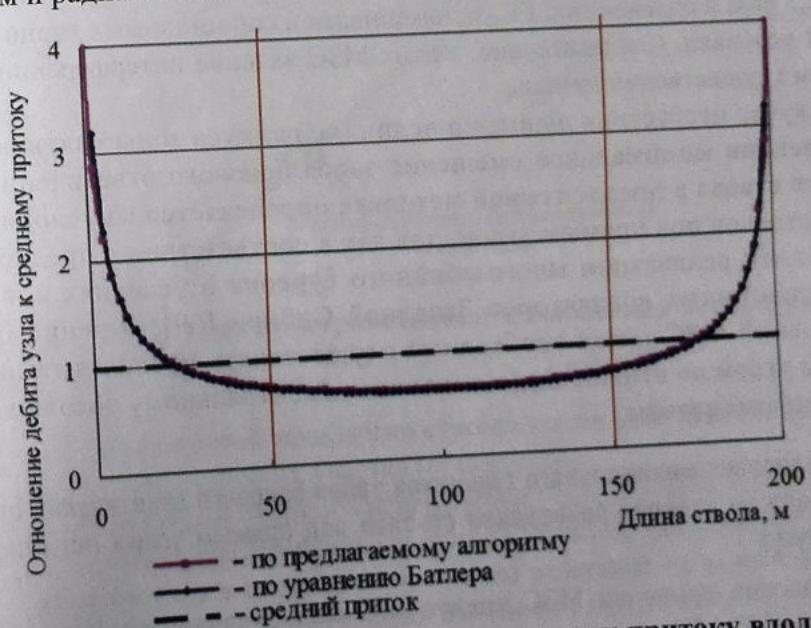


Рисунок 9 – Отношение дебита узла к среднему притоку вдоль длины горизонтального ствола по алгоритму «ТатНИПИнефть» и уравнению Батлера-Цупруновича [31].

Если провести аналогию с данным примером, то ответвления МЗС также должны находиться на определенном удалении от основного ствола, с це-

лью минимизации интерференции с основным стволом МЗС. Для результата моделирования рассматриваемого случая (рисунок 9) данная величина должна быть не менее 30-50 м. При удалении меньшем, чем указанная величина, ответвления не будут эффективно «работать» вследствие активной интерференции между стволами МЗС. Указанная величина может значительно изменяться для конкретной залежи и требует уточнения индивидуально для каждого случая.

Исходя из опыта перебуривания части ГУ в ГС по технологическим причинам перебуруемый горизонтальный участок не ликвидировался и находился практически параллельно основному стволу на удалении не более 30-50 м. Ввиду того, что удельная продуктивность данных скважин не отличается от продуктивности других ГС, пробуренных и эксплуатируемых в сопоставимых условиях, можно утверждать, что ключевую роль в данном случае сыграл процесс интерференции. При этом в МЗС, в которых ответвления целенаправленно пробурены со значительным смещением от основного ствола, дебиты выше в 1,2-2,5 раза в сравнении с ГС, заложенными в сопоставимых горно-геологических условиях. Следовательно, в этих МЗС явление интерференции между стволами существенно меньше.

В случае отсутствия данных о величине радиуса зоны «активной» интерференции минимальное смещение забоя бокового ответвления от основного ствола в предложенной методике определяется из условия разведения стволов под прямым углом, так как в соответствии с предложенной концепцией реализации многозабойного бурения в условиях анизотропных терригенных коллекторов Западной Сибири [69], бурение боковых ответвлений МЗС также необходимо осуществлять преимущественно под прямым углом по отношению к основному (центральному обсаживаемому хвостовиком) стволу.

6.4. Определение минимального смещения забоя бокового ответвления от основного ствола из условия разведения стволов под прямым углом (по отношению друг к другу)

Технология проводки МЗС предусматривает следующую последовательность работ: ГУ бурится с зенитным углом в соответствии с углом залегания продуктивного интервала (проектным коридором бурения основного ствола), набором зенитного угла формируется «уступ» в профиле ствола, далее ствол разворачивается по азимуту и бурится до проектного забоя ответвления. Осуществляются подъем бурильного инструмента и срезка с «уступа» (с забуриванием нового ствола) с падением зенитного угла (перед «уступом»), с учетом

риска выхода из коридора бурения. По такой схеме производится зарезка и проводка всех боковых ответвлений с последующим обсаживанием основного ГУ хвостовиком.

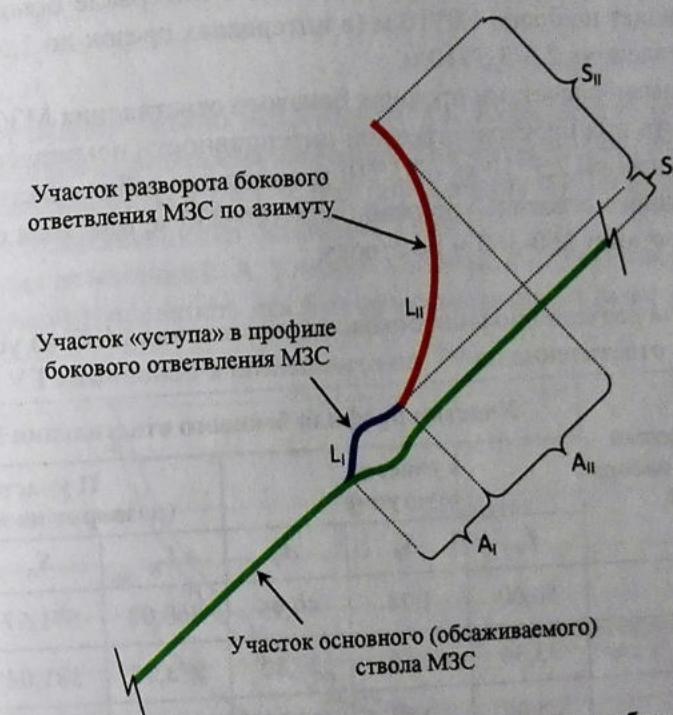


Рисунок 10 – Схема пространственного положения бокового ответвления МЗС.

Для реализации такой технологии строительства МЗС боковое ответвление должно иметь два основных участка (рисунок 10):

I участок пространственного искривления – для формирования «уступа» в профиле и его пространственного разворота. Участок завершается стабилизацией зенитного угла в соответствии с углом залегания продуктивного интервала (ввиду отсутствия значительных изменений абсолютных отметок кровли пласта для большинства разбуриваемых месторождений Западной Сибири величину зенитного угла можно принять равной 90°) и проектным коридором бурения ответвления;

II участок разворота по азимуту – для разведения бокового ответвления под прямым углом к основному стволу согласно выработанных нами требований [69], при этом изменения зенитного угла не требуется.

На практике, для уменьшения протяженности ствола и набора меньшей интенсивности на втором участке, эти два участка могут совмещаться («уступ» завершается с небольшим разворотом по азимуту).

При этом интенсивность набора кривизны в интервале основного ствола обычно составляет не более $1,0^{\circ}/10\text{ м}$ (в интервалах срезок до $1,5-2,5^{\circ}/10\text{ м}$), в боковых ответвлениях $2,5-3,5^{\circ}/10\text{ м}$.

Выполненными расчетами профиля бокового ответвления МЗС (таблица 4) установлено, что при пространственной интенсивности искривлений профиля бокового ответвления $2,5^{\circ}/10\text{ м} - 3,5^{\circ}/10\text{ м}$ смещение забоя ответвления относительно основного ствола (S) должно быть $165-230\text{ м}$, при этом общая длина ответвления составит $260-360\text{ м}$ по стволу.

Таблица 4
Результаты расчета профиля бокового ответвления МЗС из условия разворота ответвления на 90° по отношению к основному ГУ в МЗС

Пространственная интенсивность набора кривизны,	Участки профиля бокового ответвления МЗС, м					
	I участок («уступ»)			II участок (разворот по азимуту)		
	L_I	S_I	A_I	L_{II}	S_{II}	A_{II}
1,0	50,00	1,74	49,95	860,00	571,57	532,99
1,5	33,34	1,16	33,30	573,30	381,04	355,32
2,0	25,00	0,87	24,97	430,00	285,78	266,50
2,5	20,00	0,70	19,98	344,00	228,62	213,19
3,0	16,66	0,58	16,65	286,67	190,52	177,66
3,5	14,28	0,50	14,27	245,71	163,30	152,28
4,0	12,50	0,44	12,48	215,00	142,89	133,25
4,5	11,12	0,39	11,10	191,11	127,01	118,44
5,0	10,00	0,35	9,99	172,00	114,31	106,59

Примечание: L – длина по стволу, S – удаление от основного ствола (по перпендикуляру), A – проекция бокового ответвления на основной ствол

В графическом виде результаты расчетов приведены на рисунке 11. Как видно, характер изменения геометрических параметров бокового ответвления МЗС с высокой сходимостью коррелируется со степенной зависимостью:

$$L = 909,98 \cdot i^{-1} \quad (5.1)$$

$$A = 582,94 \cdot i^{-1} \quad (5.2)$$

$$S = 573,3 \cdot i^{-1} \quad (5.3)$$

Данные уравнения можно использовать для оперативного расчета параметров ответвления и определения координат забоя ответвления на стадии оперативного планирования МЗС, в т. ч. при определении минимального смещения забоя бокового ответвления от основного ствола.

Либо исходя из величин L , A , S можно в первом приближении подобрать пространственную интенсивность для бурения ответвлений в разветвленных МЗС.



Рисунок 11 – Зависимость параметров бокового ответвления МЗС (длины по стволу, смещения относительно основного ствола, проекции бокового ответвления на основной ствол) в зависимости от величины пространственной интенсивности набора кривизны в ответвлении.

Возникает вопрос: какие необходимо принять величины интенсивностей по азимуту и по зениту, чтобы выйти на требуемую пространственную интенсивность при формировании I участка («уступа»). Для простоты, в первом приближении можно принять следующий подход:

$$i_{3y} = 0,6 \cdot i$$

$$i_{A_3} = 0,8 \cdot i$$

К примеру, для формирования бокового ответвления с пространственной интенсивностью $2,5^{\circ}/10\text{ м}$, принимаем в соответствии с (6.1) и (6.2) величину интенсивности по зенитному углу $1,5^{\circ}/10\text{ м}$, по азимуту – $2,0^{\circ}/10\text{ м}$. Набор уступа выполняем за 10 м (разворот по азимуту на 2° , набор по зениту с 90° до $91,5^{\circ}$), следующие 10 м осуществляется падение уступа и завершение участка I профиля (разворот по азимуту еще на 2° , падение зенитного угла с $91,5^{\circ}$ до 90°). Далее осуществляется построение участка II профиля с набором кривизны только в азимутальной плоскости с интенсивностью $2,5^{\circ}/10\text{ м}$.

6.5. Возможные пути минимизации интерференции между стволами МЗС, а также с соседними скважинами

В случае заложения МЗС в окружении добывающих НС, ГС и МЗС в первом приближении можно ориентироваться на следующее (таблица 5):

- для минимизации взаимодействия ответвлений МЗС с окружающими скважинами и не нарушения сетки разработки объекта, максимальное смещение забоев ответвлений от оси симметрии МЗС (проектной линии t_1-t_2) рекомендуется принимать как $1/3$ от величины сетки разбуривания (рисунок 12, вариант I). С таким подходом, при шаге сетки разработки $500\text{--}700\text{ м}$ удаление (перпендикуляр) забоя ответвления от основного ствола МЗС составит $167\text{--}233\text{ м}$;

- в случае же использования МЗС как системы разработки всей залежи/объекта, максимальное смещение забоев ответвлений от основного ствола МЗС рекомендуется принимать как $\frac{1}{4}$ от величины сетки разбуривания (рисунок 12, вариант II). Тогда удаление забоя ответвления от основного ствола МЗС составит $125\text{--}175\text{ м}$;

- в случае окружения МЗС добывающими НС смещение забоев ответвлений от основного ствола МЗС можно принять до $\frac{1}{2}$ от величины сетки разбуривания (рисунок 12, вариант III). В случае расположения по соседству нагнетательных скважин смещение забоев может быть уменьшено с учетом результатов моделирования процесса разработки залежи.

Для предложенных смещений забоев ответвлений определены интенсивности кривизны, позволяющие развести ответвления на 90° относительно основного ствола МЗС (таблица 5). К примеру, для бурения ответвления МЗС с разворотом бокового ответвления по азимуту на 90° с пространственной интенсивностью искривления $2,5^{\circ}/10\text{ м}$, в варианте «расположение одной МЗС среди ГС» требуется размерность сетки разработки $700\times 700\text{ м}$ и более. В случае

чае меньшей размерности сетки разбуривания, ответвления МЗС разводятся с максимальным удалением от основного ствола МЗС.

Предложенные выше рекомендации приняты для идеализированного изотропного пласта. На практике использование такого подхода должно быть первым приближением, а выбор координат забоев должен осуществляться с учетом всего объема геолого-геофизической информации и обеспечением оптимальных показателей разработки целевого пласта (объекта).

В целях минимизации интерференции между стволами одной МЗС ответвления должны быть максимально удалены не только от основного (обсаживаемого) ствола МЗС и соседних скважин, но и обеспечивать минимальную интерференцию между собой.

Таблица 5

Рекомендуемые смещения забоев боковых ответвлений МЗС относительно основного ствола (линии t_1-t_2)

Соседние скважины, окружающие планируемую к бурению МЗС	Удаленность забоя ответвления от основного ствола МЗС (S)** в метрах, при размерности сетки разбуривания:				
	400 м	500 м	600 м	700 м	800 м
НС (доб.)	до 200	до 250	до 300	до 350	до 400
ГС (доб., нагн.) НС (нагн.)	133,3	166,7	200,0	233,3	266,7
МЗС (доб., нагн.)	100,0	125,0	150,0	175,0	200,0
<i>Минимальная пространственная интенсивность искривления ответвления, необходимая для ее разворота относительного основного ствола МЗС на 90°, град/10м</i>					
в варианте «расположение одной МЗС среди НС»	до 2,9*	до 2,3	до 1,9	до 1,6	до 1,4
в варианте «расположение одной МЗС среди ГС» (наиболее часто встречающийся случай)	4,3*	3,4	2,9	2,5	2,1
в варианте «расположение одной МЗС среди МЗС»	5,7*	4,6	3,8	3,3	2,9

Примечание: * – интенсивность искривления определена по формуле (5.3). ** – данные приведены для случая изотропного пласта.

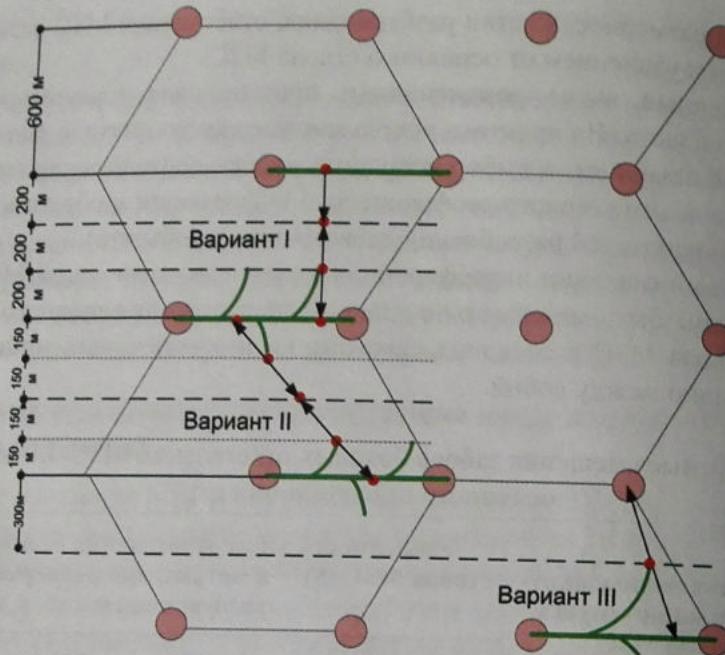


Рисунок 12 – Схема для определения максимального смещения забоев МЗС от оси симметрии.

Расстояние между ответвлениями, расположенными по одну сторону от основного ствола, при условии проводки стволов с одинаковыми параметрами профиля, должно равняться удвоенному расстоянию между двумя точками срезок в боковые ответвления (рисунок 13). К примеру, в работе [73] нами было рекомендовано расстояние между точками срезок 100 м, что позволяет бурить МЗС с зоной «непромера» ЗТС в 25 м. Тогда расстояние между двумя параллельными ответвлениями составит 200 м, следовательно, в условиях идеализированного изотропного пласта интерференция между забоями ответвлений будет сопоставимой с их интерференцией с основным стволов (таблица 5). При большей длине ответвлений их взаимная интерференция только усилится, что может привести к снижению удельной эффективности боковых ответвлений. Для МЗС, бурящихся в низкопроницаемых коллекторах, расстояние между ответвлениями может быть меньшим, чем в высоко и среднепроницаемых коллекторах – для более полной выработки запасов, при этом это расстояние для каждого объекта разработки должно определяться по результатам промысловых испытаний.

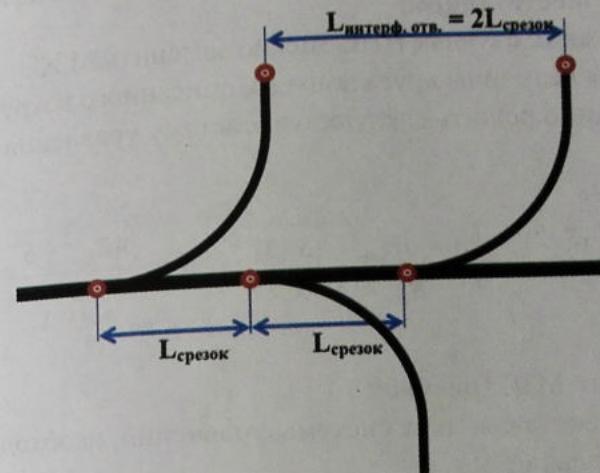


Рисунок 13 – Схема для определения интерференции между соседними ответвлениями МЗС.

На современном этапе развития техники и технологии оптимальная интенсивность набора пространственной кривизны составляет $2,5\text{--}3,0^{\circ}/10$ м, что позволяет разводить ответвления под прямым углом к основному стволу МЗС при размерности сетки разбуривания 600 м и более (таблица 5). При одиночноточечном профиле ответвления МЗС (меньшей сетке разработки) можно считать, что фактический профиль соответствует проектному, если ответвление проложено с минимальным отклонением от проектного и попадает в круг допуска забоя радиусом 30 м.

На основании вышеизложенных материалов (разделы 6.1 и 6.5) авторами была разработана методика подбора координат забоев разветвленных МЗС (приложение 2), включенная в «Технологический регламент по планированию и строительству многозабойных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» [50].

6.6. Оценка возможности замены одной ННС на одну МЗС

Представленные выше материалы относятся для случая замены ГС на МЗС. Кроме этого, МЗС может вскрыть одну точку в сетке разработки и заменить одну ННС, если забои МЗС будут находиться в пределах круга допуска данной точки, к примеру, в качестве альтернативы проведению ГРП на осложненных контактными водонефтяными зонами участках или других случаях. Количество скважин на кусту при этом останется неизменным, а многозабойное бу-

рение может быть использовано в качестве метода интенсификации притока, альтернативного существующему.

Рассмотрим, в каких случаях ННС можно заменить МЗС.

Для определения величины круга допуска, описанного вокруг разветвленной МЗС ($R_{\text{доп}}$), необходимо решить следующую систему уравнений (рисунок 14):

$$R_{\text{доп}} = \sqrt{R_{\text{доп}}^2 + (S/2)^2} = \begin{cases} X = \sqrt{R_{\text{доп}}^2 - (S/2)^2} \\ R_{\text{доп}} = A - X \end{cases} = \begin{cases} X = \frac{\sqrt{4R_{\text{доп}}^2 - S^2}}{2} \\ R_{\text{доп}} = A - X \end{cases}, \text{ м} \quad (7)$$

где A, S – «габариты» МЗС (рисунок 14);

X – неизвестная составляющая системы уравнений, необходимая для решения поставленной задачи.

Подставив в системе (7) первое уравнение во второе, получим:

$$R_{\text{доп}} = A - \frac{\sqrt{4R_{\text{доп}}^2 - S^2}}{2} \quad (8)$$

Решением уравнения (8) является следующее выражение по расчету радиуса круга допуска, в который можно вписать разветвленную двухзабойную скважину (МЗС):

$$R_{\text{доп}} = \frac{4A^2 + S^2}{8A}, \text{ м} \quad (9)$$

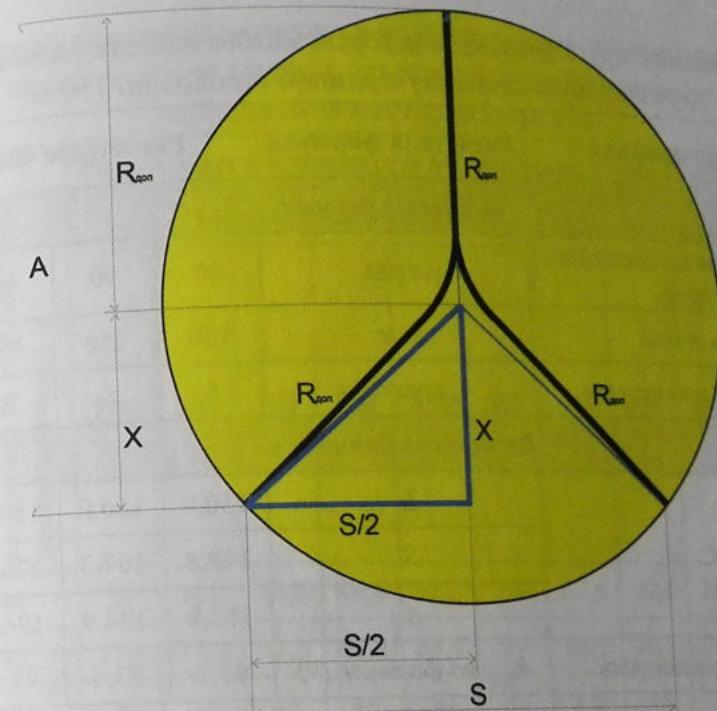


Рисунок 14 – Схема для расчета величины круга допуска, описанного вокруг разветвленной двухзабойной МЗС.

Для разветвленной МЗС с длиной стволов 150 м согласно расчетов (таблица 6) круга допуска составит 93-96 м. Следовательно, двухзабойную разветвленную МЗС можно построить (вписать) в круге допуска ННС радиусом 95 м.

Расчет величины круга допуска, в который можно вписать разветвленную
двузвобойную скважину с длиной стволов по 150 м

Таблица 6

Интервал профиля	Расчетная формула	Расчетные значения			
		Исходные данные			
Угол разведения стволов относительно друг друга	γ , град.	90	90	90	90
Длина каждого ствола	L , м	150	150	150	150
Интенсивность набора угла	i_2 , град/10м	4	6	8	10
Расчетные данные, м					
«Габариты» МЗС	L	150,0	150,0	150,0	150,0
	S	148,8	167,3	176,5	182,0
	A	155,8	134,9	124,4	118,2
Требуемый радиус допуска	$R_{\text{don.}}$ по формуле (9)	95,7	93,4	93,5	94,1

Примечание. Исходные данные и расчетные «габариты» МЗС приняты из таблицы 4 главы 5.

Согласно [72], в скважинах, имеющих глубину по стволу более 2600 м, при минимальной величине сетки разбуривания месторождения 600 м, радиус круга допуска составляет 96 м и более (таблица 7). То есть технологию многозабойного бурения можно рассматривать в качестве способа интенсификации на группе пластов «Б», «Ач», «Ю» с разведением ответвлений в пределах круга НС.

В случае меньшей интенсивности набора кривизны, чем принято в расчете (таблица 6), стволы могут быть разведены в пределах круга допуска с меньшим углом, чем 90° .

Таблица 6

Интерполированные значения допустимых величин круга допуска
в зависимости от глубины по стволу скважин и шага сетки
разбуривания месторождения [72]

Длина по стволу, м	Максимально допустимый радиус круга допуска 5% от длины по стволу, м	Радиус круга допуска при интерполяции граничных условий, м									
		Минимальное расстояние между забоями (S), м									
250	29	34,8	40,6	46,4	52,2	58	63,8	69,6	75,4	81,2	87
300	29,5	35,4	41,3	47,2	53,1	59	64,9	70,8	76,7	82,6	88,5
350	30	36	42	48	54	60	66	72	78	84	90
400	31,5	37,8	44,1	50,4	56,7	63	69,3	75,6	81,9	88,2	94,5
450	33	39,6	46,2	52,8	59,4	66	72,6	79,2	85,8	92,4	99
500	34,5	41,4	48,3	55,2	62,1	69	75,9	82,8	89,7	96,6	103,5
550	36	43,2	50,4	57,6	64,8	72	79,2	86,4	93,6	100,8	108
600	37,5	45	52,5	60	67,5	75	82,5	90	97,5	105	112,5
650	40	48	56	64	72	80	88	96	104	112	120
700	42,5	51	59,5	68	76,5	85	93,5	102	110,5	119	127,5
750	45	54	63	72	81	90	99	108	117	126	135
800	47,5	57	66,5	76	85,5	95	104,5	114	123,5	133	142,5
850	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150

Глава 7

Технико-технологические решения для повышения эффективности бурения многозабойных скважин

Строительство МЗС на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» осуществляется путем наработки желоба и зарезки ответвления из ранее пробуренного необсаженного горизонтального ствола. Для этого в интервалах зарезки ответвлений (на 20 м выше и на 20 м ниже по стволу) требуется вертикальный коридор не менее $\pm 1,5$ м (для остальных участков горизонтального ствола $\pm 0,7$ м) [50].

В МЗС с «нормальным» профилем бурение рекомендуется осуществлять по традиционной технологии с формированием «бугра» («полки») в профиле МЗС с последующей наработкой желоба перед данным интервалом и дальнейшим зарезанием нового ствола со сформированного уступа в профиле (рисунок 1). Оптимально, если зенитный угол в точке зарезки составляет не более 86-87°, а ниже по стволу имеется участок с «бугром» в профиле (с зенитным углом 90-93°), поскольку в таком случае облегчается процесс наработки желоба и последующей зарезки нового ствола (рисунок 2).

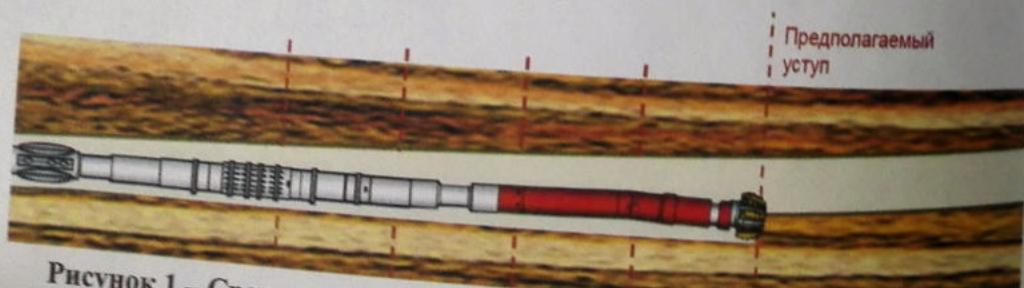


Рисунок 1 – Срезка в ГУ наработкой желоба в открытом стволе.

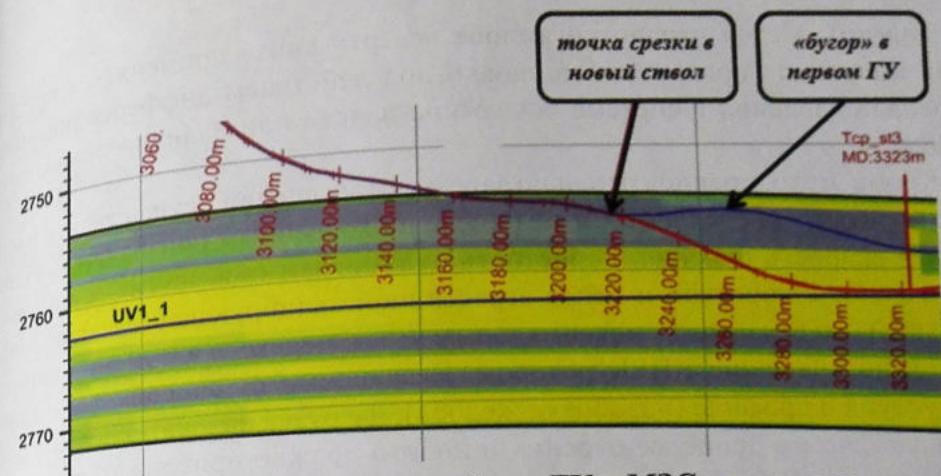


Рисунок 2 – Пример удачного профиля ГУ в МЗС для срезок.

По данному способу наработка желоба осуществляется «снизу-вверх» в следующей последовательности: долото устанавливается на 1 м выше над предполагаемым местом уступа, отклонитель ориентируется в секторе 150-210° относительно верхней точки ствола (GTF), спуск компоновки до предполагаемого уступа осуществляется со скоростью 4 м/ч. Далее компоновка поднимается на 2 м над предполагаемым уступом и спускается со скоростью 4 м/ч. В дальнейшем действия повторяются с увеличением каждый раз расстояния до уступа на 1 м. Для наработки желоба по такой схеме перед началом зарезки над столом ротора должно находиться не менее 9 м ведущей трубы (запас для зарезки ответвления).

В МЗС с более простым профилем также могут применяться другие методы зарезки ответвлений в необсаженном ГУ [79]:

– метод забуривания по времени («time drilling»), при котором долото устанавливается на глубине забуривания ответвления с ориентированием отклонителя в секторе 150-210° GTF и последующим углублением на 1 м со скоростью 0,3 м/ч. Далее производится углубление на 2 м со скоростью 0,6 м/ч, затем 6 м со скоростью 1,2 м/ч;

– метод наработки желоба «сверху-вниз», при котором долото устанавливается на глубине забуривания ответвления с последующим углублением на 1 м со скоростью 8 м/ч и стоянкой на забое 2 минуты. Далее компоновка повторно спускается на 1 м и 5 см со скоростью 8 м/ч. Последующие шаги повторяются с увеличением каждый раз интервала спуска на 5 см.

Метод забуривания по времени применяется при «идеальных» условиях (минимальном риске прихвата КНБК и стабильном доведении нагрузки

на долото). Метод наработки желоба «сверху-вниз» применяется при рисках получения прихвата компоновки под действием дифференциального перепада давления в системе «скважина-пласт» или наличии осложнений ствола.

Кроме этого, предпочтительно зарезку ответвлений осуществлять в мягких породах, определяемых в том числе по косвенным признакам (механическая скорость бурения, пористость, шламограмма и другие) с применением долот с короткой и более агрессивной калибрующей частью, КНБК меньшей «жесткости», с максимальным углом перекоса в ВЗД, при котором возможно вращение КНБК ротором. Независимо от способа формирования уступа в профиле (наработка желоба), нагрузка на долото должна быть меньшей, чем в процессе бурения и долото должно приближаться к точке предполагаемого уступа с низкой скоростью во избежание срыва инструмента с уступа. Буровой раствор должен обладать улучшенными смазывающими свойствами и минимально требуемой плотностью, для обеспечения минимального трения бурильного инструмента и исключения дифференциального прихвата. При бурении МЗС на РВО содержание смазывающей добавки составляет до 3-4%, либо применяются РУО с низкой эквивалентной плотностью при циркуляции.

По всем вышеописанным методам нормативное время зарезки нового ответвления занимает около 10-12 часов, при бурении МЗС со сложным профилем – 20 часов на каждое ответвление, при осложнении бурения низким пластовым давлением, большой глубиной скважины – свыше суток.

В МЗС со «сложным» профилем рекомендуется использовать следующие технико-технологические решения (таблица 1). Далее представлено их более подробное описание.

1) Изменение состава КНБК для уменьшения жесткости КНБК, то есть исключение отдельных элементов, в частности, геонавигационного оборудования (LWD), уменьшение количества толстостенных/утяжеленных бурильных труб (ТБТ/УБТ), замена немагнитных труб под ЗТС на аналогичные гибкие УБТ, гибкий переводник над ВЗД и другие решения.

Большая жесткость и относительно большая протяженность КНБК (более 40 м) обуславливает большое сопротивление изгибающим нагрузкам, что может препятствовать успешной наработке желоба в открытом стволе. В скважинах, в которых наблюдались проблемы при наработке желоба, после неудачных попыток производили смену «жесткой» КНБК на более гибкую (в некоторых случаях в КНБК меняли долото типа PDC на шарошечное), что приводило к положительному результату.

Таблица 1
Технико-технологические решения для повышения эффективности бурения МЗС со «сложным» профилем

Технология срезки	Объем испытания, скв.	Краткое описание технологии
Срезка в открытом стволе с ориентируемого клина-отклонителя	2	Клин спускается в компоновке хвостовика (над якорем), которым обсаживается уже пробуренное ответвление. После якорения в открытом стволе производится ориентирование клина (проводят с «шагом» 30°)
Срезка с применением РУС и ВСП	2	Обеспечивается вращение бурильного инструмента, за счет чего возможна более плавная подача нагрузки на долото
Срезки с применением долот с короткой калибрующей поверхностью	2	Для работы на участках направленного искривления ствола
Срезки с применением «не жестких» КНБК	2	Уменьшается жесткость компоновки путем исключения отдельных элементов КНБК (например, LWD). Компоновка используется только для зарезки нового ствола
Срезки с применением долот меньшего диаметра	2	Увеличивается удельная нагрузка на долото, что значимо при недохождении нагрузки
Срезка с наработкой желоба («снизу-вверх»)	> 50	Нарабатывается желоб с последующим «упором» долотом в наработанный уступ в профиле и зарезкой нового ответвления. При «сложных» профилях с пространственным разворотом существует риск срыва инструмента с наработанного «уступа»

Примечание: детальное описание технологий представлено в приложении 5

Также на форму профиля МЗС может влиять величина зоны «непромера» ЗТС (расстояние между долотом и геонавигацией), от которой зависит минимальное расстояние между точками зарезки ответвлений, следовательно, и интенсивность набора кривизны в ответвлениях при заданных координатах забоев.

В случае, когда срезка происходит в условно субгоризонтальном участке (с зенитным углом до 85-87°), срезка происходит более успешно, чем в ГУ. Поэтому для субгоризонтальных участков минимальное расстояние между двумя точками срезок может равняться величине непромера. В использу-

емых КНБК с ВЗД или РУС зона «непромера» составляет от 10 до 30 м, следовательно, расстояние между точками срезок должно быть не менее 30-120 м (рисунок 3).

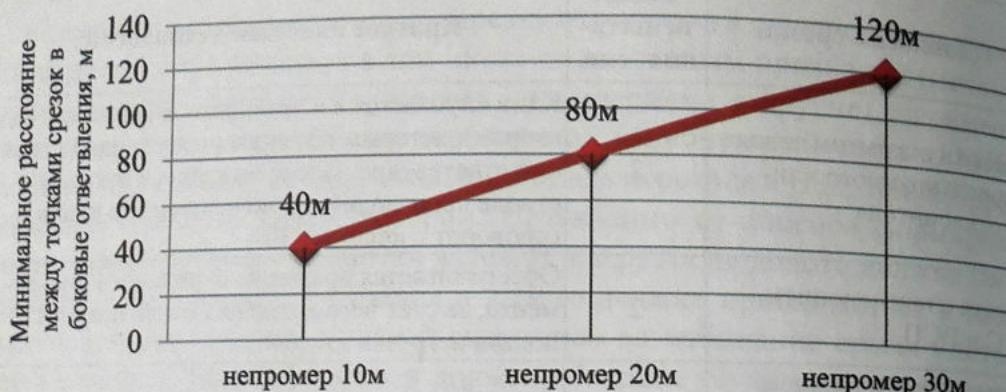


Рисунок 3 – Зависимость расстояния между точками срезки от величины «непромера» ЗТС.

2) Увеличение угла перекоса на ВЗД исходя из условия обеспечения интенсивности набора кривизны в интервале набора «уступа» – $2,5^\circ \dots 3,0^\circ / 10\text{ м}$. Данное требование обусловлено тем, что в случае достаточной интенсивности при формировании «бугра» в профиле (около $2^\circ / 10\text{ м}$ и более) продолжительность срезок может быть сокращена до двух раз (рисунок 4). Поэтому величина угла перекоса ВЗД должна быть не менее $1,66^\circ$ для исключения внеплановых СПО для смены угла перекоса. При этом выставленный угол перекоса должен позволять вращать ВЗД ротором.



Рисунок 4 – Влияние минимальной интенсивности кривизны на продолжительность срезки в МЗС (пласт AB1-2).

3) Применение специальных «зарезных» или шарошечных долот с короткой калибрующей поверхностью (рисунок 5). Данный тип долот неоднократно использовался для проведения срезок в ГУ и доказал свою эффективность. Однако, бурение зарезными долотами протяженных участков ствола невозможно ввиду их малого ресурса на наработку.



Рисунок 5 – «Зарезное» долото.

4) Применение осциллятора (рисунок 6) для снижения эффекта зависания КНБК и более плавного доведения нагрузки на долото при срезке, в том числе в режиме «time drilling». Принцип работы осциллятора заключается в подаче пульсирующей жидкости на долото и, как следствие, минимизации – риска «подклиники» компоновки в процессе бурения.

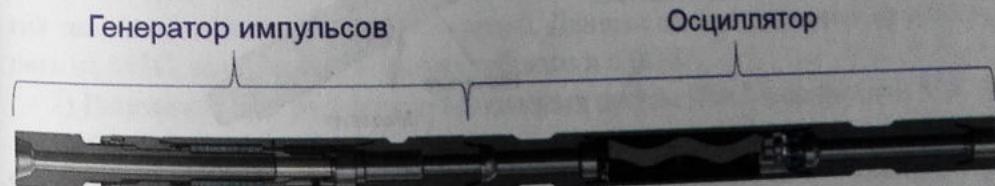


Рисунок 6 – Осциллятор.

Осциллятор применялся при строительстве следующих МЗС:

- № 15022Г Пякхинского месторождения – при бурении второго ГУ отмечено снижение механической скорости проходки, сложности в режиме направленного бурения, ввиду «срывов» КНБК. После включения в компоновку бурильного инструмента осциллятора диаметром 120,6 мм все пять запланированных горизонтальных участков пробурены без осложнений (диаметр ствола 142,9 мм);

– № 618Г Северо-Покамасовского месторождения – после включения в компоновку осциллятора, значения средних механических скоростей проходки (МСП) увеличились на 20-30% в сравнении с МСП на горизонтальных скважинах без осциллятора. Срезка с осциллятором проходила в штатном режиме.

5) В 2013 г. в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», с целью оптимизации режима бурения ГС и МЗС, проведены опытные работы по применению датчиков нагрузок и вибраций в составе КНБК (рисунок 7). Данная система представляет собой модуль забойной телесистемы, контролирующий посредством 10-15 датчиков динамические параметры бурения, затрубное и внутритрубное давление. Информация на поверхность передается в режиме реального времени и отображает нагрузку на долото и момент на забое, момент и направление изгиба, дифференциальное давление, наличие вихревого движения долота, неравномерность вращения КНБК, подскакивание долота на забое, поперечные вибрации. По этим данным можно оперативно отслеживать реакцию КНБК при изменении параметров бурения и принимать решения по их корректировке.

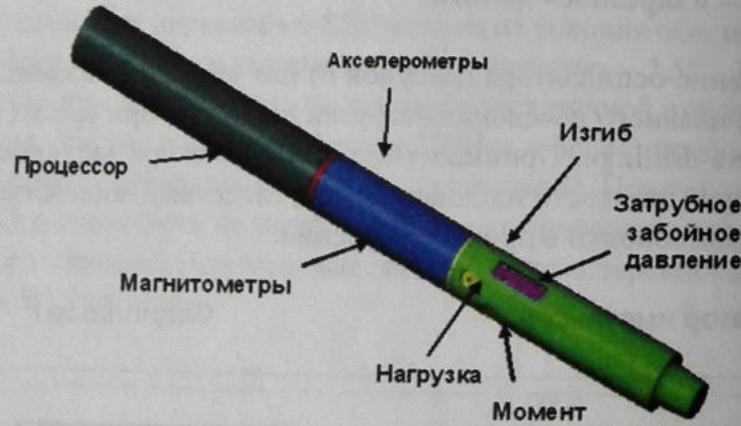


Рисунок 7 – Система мониторинга динамических параметров бурения, затрубного и внутритрубного давлений.

В частности, при бурении четвертого ствола МЗС № 8829Г Нивагальского месторождения (проектный пласт AB1-2) отмечено резкое снижение скорости проходки, однако недохождения нагрузки на долото по данным датчика нагрузки не отмечено. Моменты находились в пределах нормы, что дало возможность предположить, что бурение ведется по более твердым пропласткам, и в таких условиях используемое долото менее эффективно. В дальнейшем применение подобных систем признано целесообразным в следующих ГС и МЗС:

- с большим отходом от вертикали (соотношение глубины по стволу к глубине по вертикали 2:1 и более);
- с длиной горизонтального участка более 1500 м;
- с окончательным забоем выше 4000 м при длине горизонтального участка не менее 700 м;
- с высоким риском получения длительных или неуспешных срезок в горизонтальных участках из-за «сложности» планового профиля МЗС, а также с условиями бурения, близкими к несовместимым.

6) Зарезка ответвления с ориентируемого клина-отклонителя, устанавливаемого на «голове» хвостовика, обсаживающего ранее пробуренный интервал ствола (рисунок 8). Работы по такой технологии выполнялись на Самотлорском месторождении на двух ГС. Каждый из горизонтальных стволов имел длину более 400 м, оба обсажены нецементируемыми хвостовиками из фильтров.

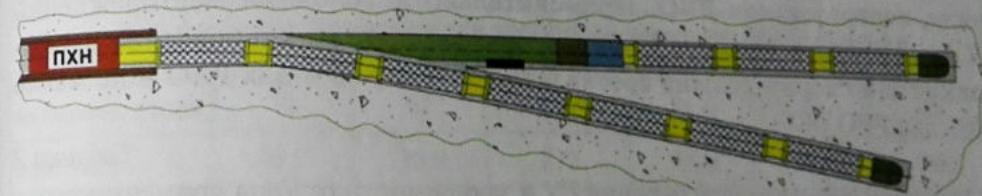


Рисунок 8 – Схема с клином-отклонителем.

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» данная компоновка не использовалась ввиду зарезки ответвлений МЗС с использованием других технико-технологических решений. Данный способ рекомендуется применять на МЗС, относимых к сверхглубоким и с БОВ.

7) Использование роторных управляемых систем (РУС) при бурении МЗС позволяет более эффективно доводить нагрузку, повысить механическую скорость бурения. К примеру, при бурении МЗС № 9221Г Красноленинского месторождения, имеющей протяженность основного ГУ около 1354 м и трех боковых ответвлений протяженностью около 500 м каждый, совместное применение РУС и РУО позволило осуществить наработку желоба в течение 9-12 часов (срезка и последующая зарезка ствола с учетом наработки желоба около 25 часов), механическая скорость бурения по ГУ составила 12,8-15,7 м/час, что выше чем в компоновке с ВЗД.

8) Для минимизации осложнений перед проведением работ по наработке желоба тщательно прорабатывать ствол до места срезки с включенным ротором, возможно прокачивание tandemных очищающих пачек перед проведением работ по срезке.

9) Применение буровых растворов с повышенным содержанием смазывающих добавок (от 2 до 3-4%), а на скважинах со «сложным» профилем и буриемых в условиях низких пластовых давлений – прямых эмульсий для улучшения фрикционных свойств, уменьшения фильтрации и сохранения максимальной исходной проницаемости.

Кроме этого, применение растворов пониженной плотности (включая РУО) позволяет повысить механические скорости бурения в ГУ (таблица 2), что обусловлено снижением забойного давления, как следствие, облегчением выноса шлама на дневную поверхность и снижением трения бурильного инструмента.

Перед проведением промысловых работ рекомендуется провести фильтрационные исследования растворов на водной и углеводородной основе на керновом материале соответствующего пласта. На основании полученных результатов необходимо принимать решение о целесообразности использования РУО. Применительно к условиям месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» коэффициент восстановления проницаемости по керну должна составлять не менее 70% для РВО и не менее 80% для РУО [80].

Таблица 2

Механические скорости бурения ГУ в зависимости от типа применяемого бурового раствора

Тип бурового раствора	Количество скважин, шт.	Плотность, кг/м ³	Механические скорости бурения, м/час
РВО обычной плотности	61	1080-1100	11,3
Прямая эмульсия	7	1020-1040	13,6

Также значимым фактором, влияющим на выбор типа раствора, является ФЕС целевого пласта. Проведенный анализ результатов промыслового опыта по группе пластов АВ ТПП «Покачевнефтегаз» свидетельствует, что применение эмульсионных растворов низкой плотности наиболее эффективно при вскрытии низкопроницаемых пластов (до 50 мД) в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД), по мере увеличения проницаемости пород-коллекторов эффективность по сравнению с РВО снижается (таблица 3).

Исходя из конкретных геолого-технологических условий возможно комбинирование описанных выше технологий как между собой, так и в сочетании с другими.

Таблица 3

Данные о дебитах и динамическом уровне горизонтальных скважин при эксплуатации [63]

Срок эксплуатации	Эмульсионный раствор пониженной плотности (ЭР)			Биополимер-хлор-калиевые буровые растворы на водной основе (РВО)		
	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Динамический уровень, м	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Динамический уровень, м
<i>пласты со средневзвешенной проницаемостью от 500 до 1000 мД (ЭР – 2 скважины, РВО – 2 скважины)</i>						
на момент ввода	95,4	91	250	97,5	92	118
6 месяцев	111,6	46,2	197	101,7	54,5	92
<i>пласты со средневзвешенной проницаемостью от 100 до 500 мД (ЭР – 3 скважины, РВО – 11 скважин)</i>						
на момент ввода	70	62	172	74,4	60	705
6 месяцев	89,7	36,9	272	91,9	55,4	796
<i>пласты со средневзвешенной проницаемостью от 50 до 100 мД (ЭР – 2 скважины, РВО – 3 скважины)</i>						
на момент ввода	76	67	57	70	53	709
6 месяцев	80	40	250	81	32	832
<i>пласты со средневзвешенной проницаемостью от 10 до 50 мД (ЭР – 2 скважины, РВО – 2 скважины)</i>						
на момент ввода	65	33	733	49	7	1683
6 месяцев	70	20	750	36	5	1950

Как видно из анализа показателей промышленного внедрения многозабойного бурения, если достигнутая в 2013 г. коммерческая скорость бурения МЗС была ниже чем в ГС на 200 м/ст.мес., в 2014 г. коммерческая скорость по МЗС превысила коммерческую скорость по ГС на 148 м/ст.мес. (рисунки 9, 10). Рост коммерческой скорости бурения в МЗС относительно 2013 г. составило более 15%. Данные результаты получены благодаря выработанному комплексу технико-технологических решений по оптимизации строительства МЗС.

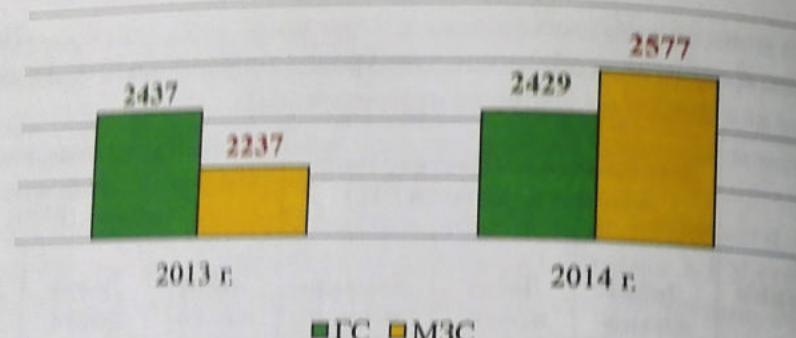


Рисунок 9 – Средняя продолжительность бурения МЗС, часов.



Рисунок 10 – Коммерческие скорости бурения ГС и МЗС, м/ст.мес.

С учетом представленного выше опыта в 2014 г. был разработан и утвержден технологический регламент по планированию и строительству многозабойных скважин [50].

ГЛАВА 8

Вариативность заканчивания многозабойных скважин в различных геологических условиях

Все МЗС, пробуренные на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в период 2009–2013 гг., обсаживались нецементируемым хвостовиком с фильтровой частью (перфотрубами). Начиная с конца 2013 г. были реализованы варианты заканчивания МЗС, представленные на рисунке 1.

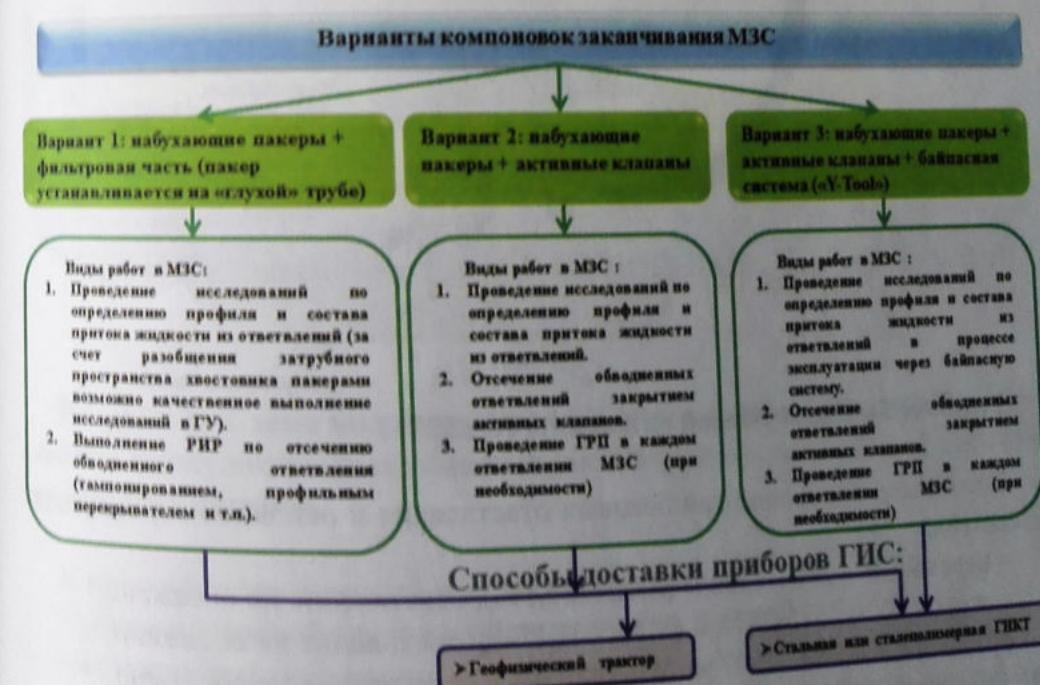


Рисунок 1 – Вариативность заканчивания МЗС.

8.1. Применение в компоновке фильтра-хвостовика пакеров, набухающих в углеводородной среде

Использование заколонных пакеров позволяет разобщить ответвления МЗС между собой по затрубному пространству хвостовика, при этом с каждой стороны от пакера устанавливались по две «глухие» (не перфорированные) трубы. В случае обводнения МЗС возможно проведение исследований по определению профиля и состава притока жидкости из ответвлений (интервалов между пакерами) и последующее выполнение следующих работ по отсечению обводненного ответвления:

а) если приток из «пятки» хвостовика, то установкой пакера выше интервала обводнения в интервале «глухих» труб;

б) если приток из ответвления, то проведением ремонтно-изоляционных работ (РИР).

К примеру, на объекте АВ_{1,2} Нивагальского месторождения построена четырехзабойная скважина № 8829Г с применением такого способа заканчивания (рисунок 2). Суммарная проходка в интервале продуктивного пласта по скважине составила 1537 м.

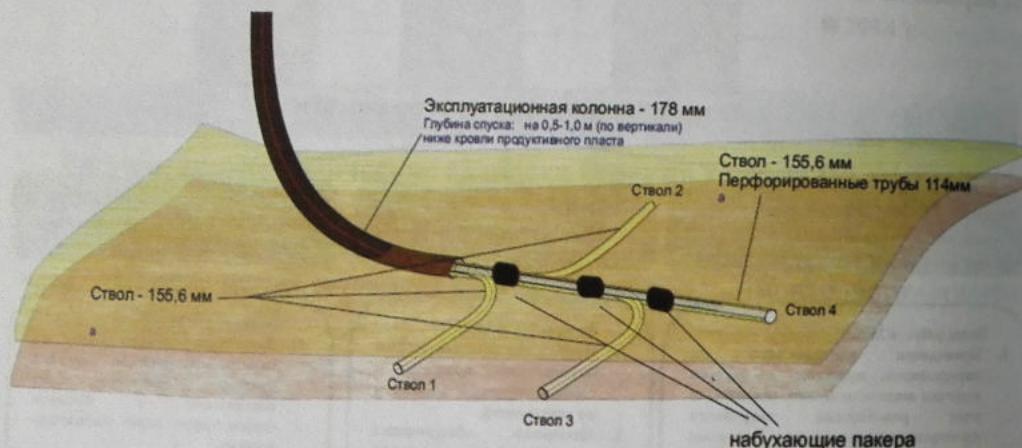


Рисунок 2 – Конструкция скважины № 8829Г.

Всего было пробурено три боковых ответвления и основной горизонтальный ствол:

- первый ГУ – 2504-2792 м (МКК=59,1%), ответвление не обсажено;
- второй ГУ – 2575-2874 м (МКК=61,8%), ответвление не обсажено;
- третий ГУ – 2692-2947 м (МКК=80,4%), ответвление не обсажено;
- четвертый ГУ (основной ствол) – 2429-3087 м (МКК=83,3%), обсажен хвостовиком 114 мм с включением в компоновку нефтенабухающих пакеров на глубинах 2538, 2631 и 2772 м по стволу.

Интервал установки пакеров был максимально удален от интервала зарезки вышележащего ответвления с целью повышения надежности разобщения.

8.2. Применение в компоновке заканчивания активных циркуляционных клапанов и набухающих пакеров

Дальнейшим совершенствованием методов заканчивания МЗС является включение в компоновку хвостовика «активных» циркуляционных клапанов (рисунок 3). Термин «активные» принят из сложившейся терминологии «активных и пассивных» устройств регулирования притока, изменяющих и не позволяющих менять режимы притока/закачки жидкости в процессе эксплуатации скважины.

Компоновка хвостовика состоит из «глухих» труб, напротив каждого разветвления устанавливается циркуляционный клапан (муфта) многократного действия, приводимый в действие спускаемым на бурильном инструменте/ГНКТ приводом («ключом»), затрубное пространство между ответвлениями также отсекается пакерами. При применении такой компоновки отсечение обводненного ответвления осуществляется закрытием соответствующего клапана, риски и затраты на проведение сложных РИР исключаются.

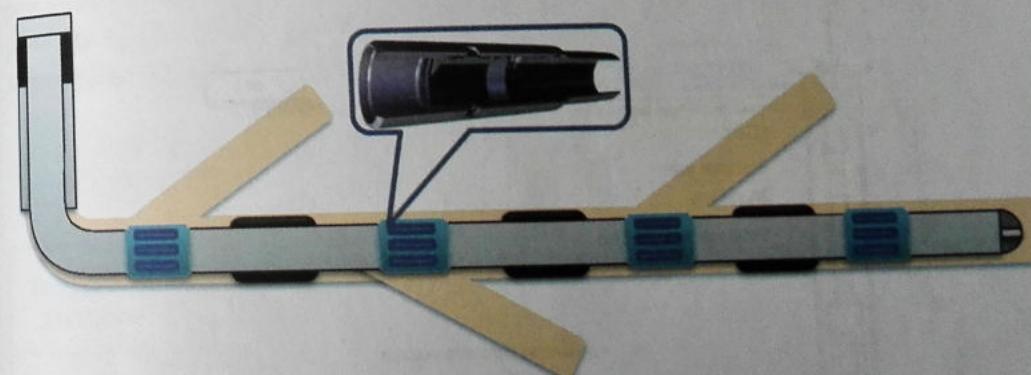


Рисунок 3 – Схема заканчивания МЗС с включением в компоновку хвостовика циркуляционных клапанов (активируемых приводом на ГНКТ) и заколонных пакеров.

К преимуществам данной конструкции относятся:

- равноН-проходной внутренний диаметр хвостовика;
- возможность проведения исследования каждого интервала;
- возможность открытия/закрытия муфт в процессе эксплуатации скважины;
- избирательная (последовательная) эксплуатация и максимальная выработка ресурсов каждого интервала.

Использование данной технологии совместно с системой дистанционного управления и мониторинга (гидравлические линии управления с оптоволокном) в большинстве традиционно разрабатываемых месторождений Западной Сибири ограничено следующими основными факторами:

а) требуется обсаживание ГУ 178 мм обсадной колонны, внутри которой устанавливается оборудование для «умного» заканчивания в компоновке 114 мм хвостовика. В условиях Западной Сибири такое заканчивание скважин в большинстве случаев может привести проект к нерентабельности;

б) в используемых в Западной Сибири конструкциях ГС/МЗС с ГУ с nominalным диаметром 120,6-155,6 мм для исключения нахождения линий управления и мониторинга (гидравлических и оптоволоконных) в скважине при спуске ГНО требуется:

– либо одновременный спуск лифта с глубинным насосным оборудованием (ГНО) и хвостовика, как было реализовано в ОАО «Татнефть» (рисунок 4). Данный вариант вызывает сложности при необходимости смены ГНО или проведения ремонта скважины;

Схема расположения оборудования



Рисунок 4 – Схема заканчивания ГУ на скважине № 41502Г в ОАО «Татнефть» [10, 81].

– либо одновременный спуск обсадной колонны для обсаживания непродуктивного и продуктивного интервала ствола скважины с размещением линий управления и мониторинга за обсадной колонной. Данный вариант нам представляется более привлекательным, хотя и несет определенные ограничения и риски при их строительстве.

Таким образом, применительно к условиям длительно разрабатываемых месторождений Западной Сибири, по нашему мнению, перспективными представляются компоновки, включающие в оснастку активные циркуляционные клапаны и заколонные пакеры, а также бронированного кабеля с оптоволокном для осуществления оперативного мониторинга эксплуатации скважины (при необходимости).

8.3 Технология проведения РИР по отсечению обводненного ответвления в МЗС

Способами доставки приборов ГИС для исследования скважины по определению профиля и состава притока по длине ГУ являются: стальная и сталь-полимерная ГНКТ, скважинный геофизический трактор (таблица 1).

К примеру, на скважине № 1163Г куста № 7 Южно-Вынтоинского месторождения, затрубное пространство хвостовика которого было отсечено пакерами (рисунок 5), для определения обводненного интервала использовалась компоновка инструмента для ГИС (рисунок 6) [82].

Таблица 1

Статистика о применении в 2013-2014 гг. на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» способов доставки приборов ГИС в ГУ

Технология доставки	Количество операций	Успешность доставки до забоя, % операций	Особые требования к технологии
Стальная ГНКТ	22	72%	Для ГУ предпочтительно ГНКТ диаметром 38 мм, 44 мм
Скважинный трактор	3	83%	Максимальный диаметра 54 мм

Как видно из результатов исследований (таблица 2), после РИР в работу подключены новые интервалы с одновременной изоляцией обводненного интервала. Таким образом, существующие методы ГИС позволяют определять источники обводнения и оценивать эффективность выполненных РИР.



Рисунок 5 – Стадии работ по водоизоляции интервала.

Условные обозначения: 1 – соединитель IBL (внутренний); 2 – устройство для удержания кабеля; 3 – обратные клапана, совмещенные с кабелем; 4 – разъединитель циклического действия; 5 – вращающийся коннектор для прибора; 6 – переводник; 7 – блок ГК-МЛМ-ТЕРМ-МН-РЕСВЛ-СКЛ (PLT-92); 8 – Плотномер трубный PLT-033; 9 – центратор; 10 – PLT-061; 11 – центратор; 12 – PLT-015

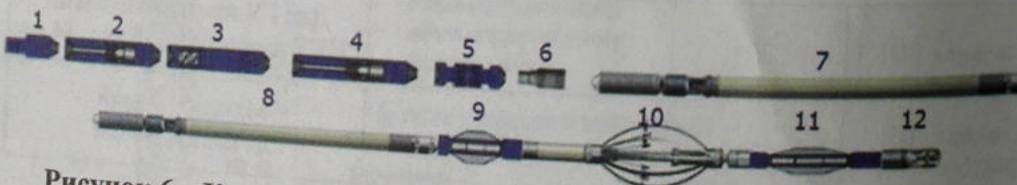


Рисунок 6 – Компоновка инструмента для ГИС.

Однако, исходя из опыта проведения РИР тампонированием в ГУ, такой вид ремонтных работ является низкоэффективным, поэтому целесообразно применение более технологичных вариантов заканчивания, таких как «активные» порты.

Таблица 2
Результаты исследований до и после РИР на скважине № 1163Г/7 Южно-Вынтоиского месторождения

Пласт	№ интервалов притока	Интервалы циркуляционных клапанов, м	Наличие притока (до РИР/после РИР), -/+	Интенсивность (до РИР/после РИР), %	Характер притока (до РИР/после РИР)
БВ7/3-4	1	2945,7-2946,5	-/+	не работает*/8	-/вода
	2	3060,8-3061,6	+/-	13/16	вода/вода
	3	3153,7-3154,5	+/-	68/не работает*	вода/-
	4	3244,6-3245,4	-/-	не работает*	-
	5	3335,8-3336,6	-/-	не работает*	-
	6	3426,9-3427,7	+/-	7/29	вода+нефть/вода
	7	3563,8-3564,6	+/-	5/30	вода+нефть/вода+нефть
	8	3633,6-3634,4	+/-	7/17	вода+нефть/вода+нефть

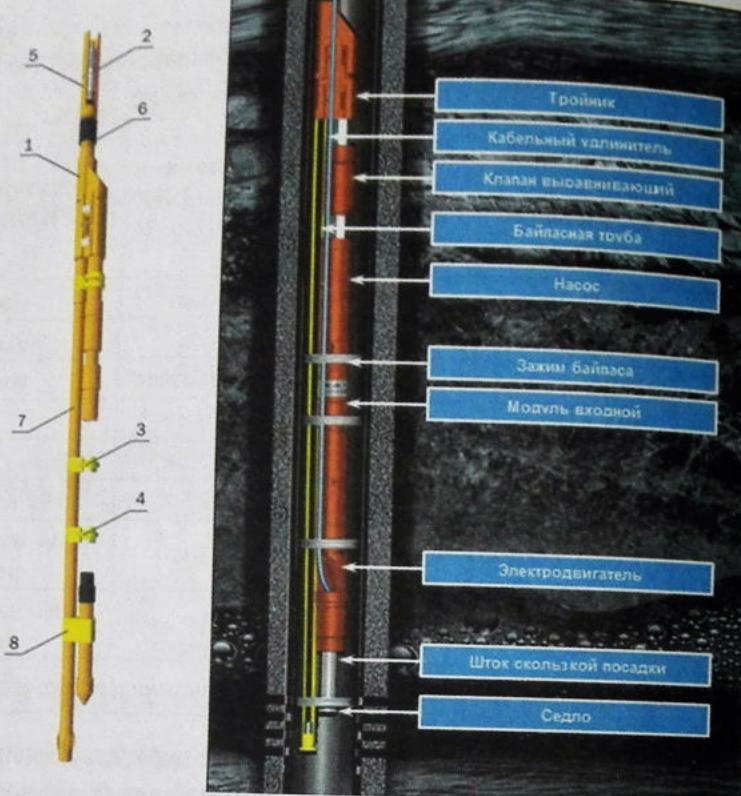
Примечание: * – ниже порога встрагивания вертушки механической расходометрии.

8.4 Применение в компоновке заканчивания активных циркуляционных клапанов и набухающих пакеров в сочетании с байпасной системой для глубинного насосного оборудования

Байпасная система позволяет параллельно эксплуатировать несколько пластов/интервалов, разобщенных между собой проходным пакером, либо одновременно с добывчей проводить геофизические исследования эксплуатационного объекта без остановки скважины. Одна из схем байпасной системы представлена на рисунке 7.

В случае применения при эксплуатации МЗС байпаса, исследования могут проводиться только на ГНКТ, поскольку максимальный проходной диаметр таких систем ограничен (таблица 3).

Как видно из характеристик байпасных систем, наиболее технологичным является использование 178 мм эксплуатационной колонны. Данный типоразмер с 2010 г. применяется на всех месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» при строительстве ГС и МЗС. С 2013 г. на пяти ГС спущены байпасная система СБ178-41 и УЭЦН5-60-1700, в том числе с проведением исследований ГУ в МЗС № 6622Г Нивагальского месторождения, пробуренного на объект БВ6.



Условные обозначения: 1 – развилка; 2 – пробка опрессовочная; 3 и 4 – хомуты; 5 – гильза опрессовочная; 6 – патрубок развилки; 7 – труба байпасная; 8 – узел опоры.

Рисунок 7 – Схема байпасной системы (а) и вариант его размещения в скважине с ГНО (б) [83].

Таблица 3

Основные характеристики байпасных систем Y-Tool [83]

Диаметр колонны, мм	Применяемый габарит УЭЦН (максимальная подача, м3/сут)	Макс. диаметр измерительных приборов, мм	Максимальный диаметр применяемой ГНКТ, мм
146	3 (280)	30	25,4
168	3 (280)	47	38
168	4 (200)	32	25,4
178	3 (280)	52	38
178	4 (200)	40	25,4
178	5 (500)	36	25,4
245	7A (1600)	57	44,5

Первый ГУ в МЗС был пробурен до глубины 3074,5 м, затем была осуществлена зарезка второго ГУ в интервале 2710-2719 м с забоем на глубине 3124 м. Зарезка третьего ГУ выполнена в интервале 2761-2769 м с окончательным забоем 3023 м.

Выполнено исследование основного ствола МЗС до глубины 2900 м (прибор дальше не прошел) в декабре 2014 г. По термограмме можно увидеть, что из интервалов, исследованных боковых ответвлений, отмечается приток (рисунок 8).



Рисунок 8 – Термограмма вдоль основного ГУ МЗС.

8.5 Заканчивание МЗС в пластах с низкой проницаемостью

Известно, что в скважинах требуется выполнение повторных мероприятий по интенсификации, в некоторых ГС с МГРП уже по истечении 4-6 месяцев. Схема заканчивания МЗС в условиях низкопроницаемого коллектора также должна позволять проводить МГРП, причем селективно в каждом ответвлении. Для реализации этого подхода существуют принципиально два варианта заканчивания:

- с проведением в каждом ответвлении МЗС «слепого» ГРП;
- с проведением в каждом ответвлении многостадийного ГРП.

Для первого варианта заканчивания необходимо использовать компоновки, состоящие из активных портов и заколонных пакеров, устанавливаемых в хвостовик из «глухих» труб. По мере падения дебита в МЗС проводится МГРП в следующей последовательности:

- спуск инструмента с последующим закрытием всех циркуляционных портов, за исключением одного, в котором необходимо проведение гидроразрыва;
- проведение в интервале ответвления с открытым портом «слепого» гидроразрыва, закрытие порта и открытие следующего порта;

– проведение МГРП в последующих ответвлениях по вышеописанной схеме, нормализация хвостовика (очистка от пропанта) с последующим открытием всех портов (за исключением обводненных), вызов притока (например, с использованием азотной установки), спуск ГНО и запуск скважины в эксплуатацию. Если планируется проведение МГРП в каждом стволе, рекомендуется проведение гидроразрыва в ответвлениях в последовательности снизу-вверх для исключения промежуточных операций по нормализации хвостовика.

Преимуществом проведения МГРП по данной схеме заканчивания МЗС является то, что для каждого ответвления подбирается индивидуально объем закачки пропанта, существует возможность проведения РИР в случае обводнения ответвления (закрытие «активного» порта). Кроме этого, в зависимости от геологии и индивидуальных условий заложения ответвления, в каждом стволе могут быть использованы различные технологии гидроразрыва.

Анализ литературных источников показал, что рассмотренный способ заканчивания предлагается впервые. К настоящему времени по данной схеме с МГРП закончена МЗС № 4296Г Нонг-Еганского месторождения, имеющая следующую конструкцию (рисунок 9):

- первый ГУ – 3363-3691 м (МКК=40,5%), ответвление не обсажено;
- второй ГУ – 3376-3542 м (МКК=72,2%), ответвление не обсажено;
- третий ГУ – 3320-3360 м (МКК=70%), ответвление не обсажено;
- четвертый ГУ (основной ствол) – 3286-3507 м (МКК=64,9%), обсажен хвостовиком 114 мм – 3241-3507 м с включением в его компоновку набухающих пакеров на глубинах 3293,8, 3356,3, 3395,2 и 3434,8 м и фрак-портов на глубинах 3330,9, 3370,2, 3420,6 и 3482,9 м по стволу.



Рисунок 9 – Схема заканчивания МЗС № 4296Г Нонг-Еганского месторождения, с проведением ГРП в каждом ГУ.

Технология заканчивания МЗС с проведением в каждом ответвлении МГРП (второй вариант) предусматривает следующую последовательность работ (рисунок 10):

- основной ствол МЗС в интервале продуктивного пласта обсаживается 140-178 мм эксплуатационной колонной (с длиной ГУ не менее 200-300 м) с цементированием колонны на всю длину;
- осуществляется зарезка первого бокового ответвления в ГУ посредством вырезки окна через клин-отклонитель, с дальнейшим бурением и обсаживанием боковых ответвлений. Многоствольное сочленение с применением специальных технических средств не формируется (голова хвостовика размещается под окном-ниже в открытом стволе) – получается стык уровня TAML2;
- в оснастку хвостовика включаются заколонные пакера и фрак-порты; после подвешивания в открытом стволе вторым рейсом осуществляется спуск лифта НКТ с заведением стингера в голову хвостовика. После завершения МГРП лифт НКТ извлекается, следом – извлекается клин-отклонитель, с которого выполнялась вырезка окна;

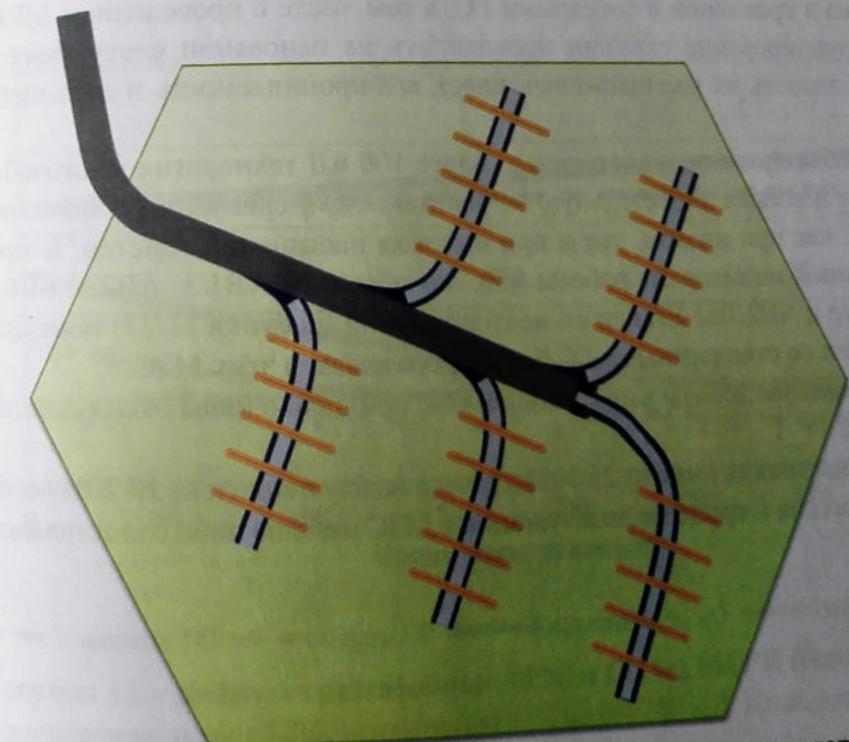


Рисунок 10 – Схематичное изображение одного из вариантов заканчивания МЗС с проведением МГРП во всех ГУ.

– в последовательности снизу вверх осуществляется бурение и заканчивание с МГРП остальных ответвлений. Для снижения стоимости такого заканчивания, бурение и заканчивание ответвлений можно выполнять с мобильной буровой установки.

Данную схему заканчивания планируется апробировать в ближайшее время в рамках ОПР.

8.6 Эффективность многозабойного заканчивания скважин на месторождениях 000 «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Ввиду обширности данной области исследований комплексная оценка эффективности бурения МЗС должна быть детально изложена в рамках отдельного научного труда. В связи с обзорным характером монографии, в данной работе приведены только основные показатели эффективности бурения МЗС.

Многозабойные скважины к настоящему времени пробурены в различных горно-геологических условиях как по проницаемости (от 10 до 500 мД), так и по насыщенности (от 30 до 80%).

Оценка влияния многозабойного заканчивания ГС на продуктивность выполнена в сравнении с соседними ГС, в том числе с проведением МГРП [53, 84]. Группирование скважин проводилось на основании следующих критерий: близость их расположения, пласт, его проницаемость и насыщение (по ГИС).

На объектах с проницаемостью более 100 мД технология многозабойного бурения показала значительную эффективность в сравнении с традиционным ГС как при низком, так и при высоком насыщении пластов. К примеру, длительный мониторинг работы МЗС по объектам АВ1/3, АВ2 и БВ6 Нивагальского и АВ2 Лас-Ёганского месторождений (рисунки 11-13) показал, что в сравнении со стандартными ГС без гидроразрыва, в этих МЗС:

- начальные дебиты выше на 40-100%, при дальнейшей эксплуатации – на 25-100%;
- обводненность ниже на 25-30% в начале эксплуатации и на 10-20% через год;
- депрессия в процессе эксплуатации в МЗС меньше либо сопоставима с ГС.

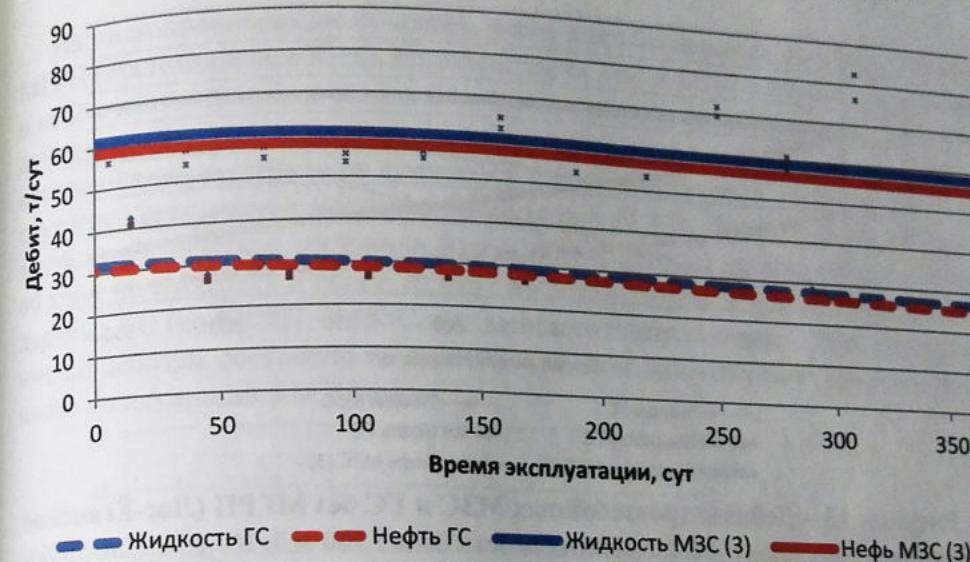


Рисунок 11 – Дебиты трехзабойных МЗС и ГС без МГРП (Нивагальское месторождение, пласт АВ1/3, проницаемость более 100 мД, Кн.н. 45-50%).

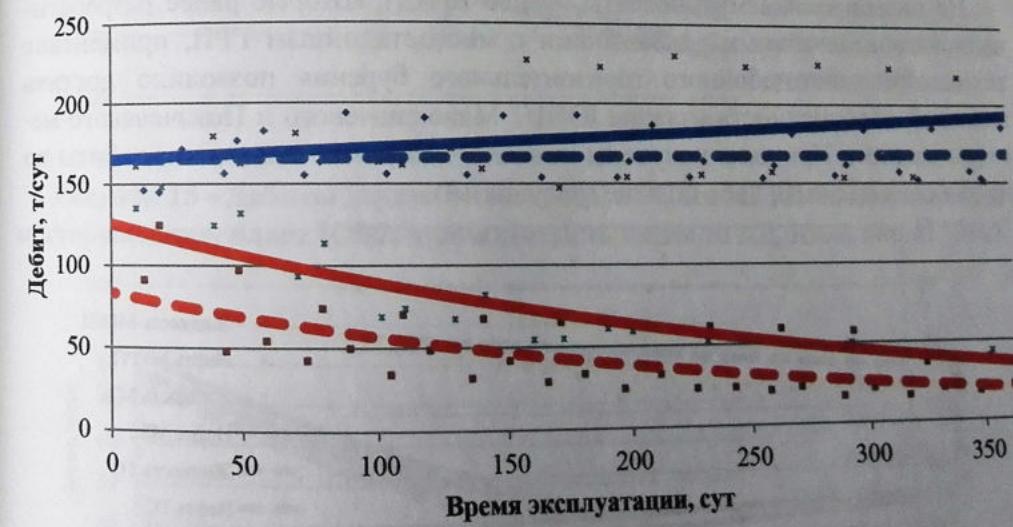


Рисунок 12 – Дебиты трехзабойных МЗС и ГС без МГРП (Нивагальское месторождение, пласт БВ6, проницаемость более 200 мД, Кн.н. выше 55%).

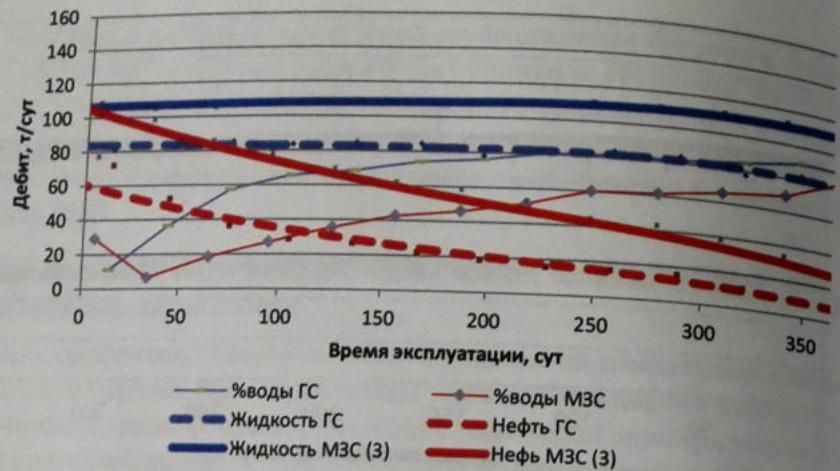


Рисунок 13 – Дебиты трехзабойных МЗС и ГС без МГРП (Лас-Ёганское месторождение, пласт АВ2, проницаемость более 100 мД, Кн.н. выше 55%).

Проведенный анализ эксплуатации МЗС, пробуренных на низкопроницающие пласти, показывает следующее.

На низкопроницаемые объекты (менее 10 мД), которые ранее разрабатывались горизонтальными скважинами с многостадийным ГРП, применение технологии многозабойного горизонтального бурения позволило достичь меньшей обводненности (пласти ЮВ1/1 Малоключевого и Покачевского месторождений). При этом получены меньшие дебиты по жидкости, дебиты по нефти сопоставимы, либо больше (рисунок 14).



Рисунок 14 – Дебиты трехзабойных МЗС и ГС с МГРП (Малоключевое месторождение, пласт ЮВ1/1, проницаемость менее 10 мД, Кн.н. около 50%).

На низкопроницаемых объектах, ранее разрабатываемых системой ГС без МГРП (Малоключевое ЮВ2, Когалымское БС16/1 и БС17 и другие), получены лучшие показатели по результаты как по дебитам жидкости и нефти, так и по динамическим уровням (рисунки 15-17). Прослеживается зависимость дебита от суммарной длины ответвлений. Примером может служить Когалымское месторождение (пласт БС17), суммарная длина горизонтальных участков составила более 1000 м, прирост дебита получен более 40 т/сут по жидкости и более 20 т/сут по нефти, что на 50% выше, чем в стандартных ГС без МГРП. В МЗС, где длины составляли менее 750 м, превышение по дебитам составило около 10%, при этом динамические уровни в процессе эксплуатации в МЗС выше.

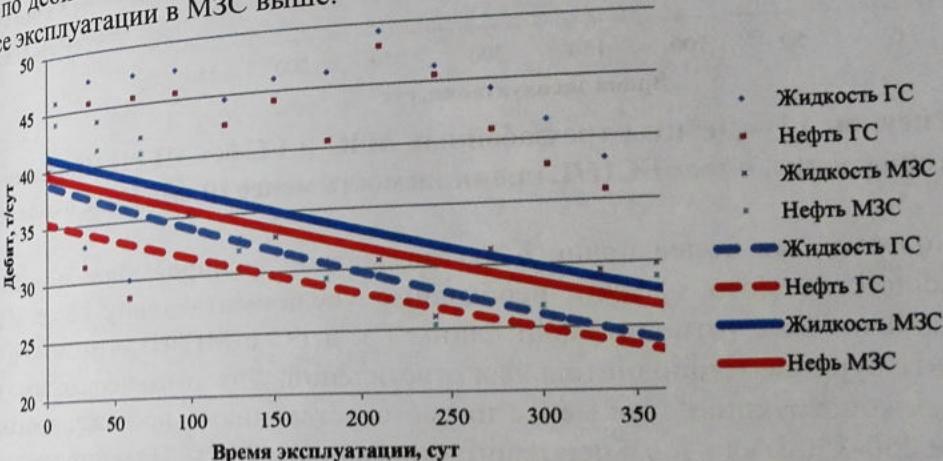


Рисунок 15 – Дебиты двухзабойных МЗС и ГС без МГРП (Малоключевое месторождение, пласт ЮВ2, проницаемость менее 10 мД, Кн.н. около 70%).

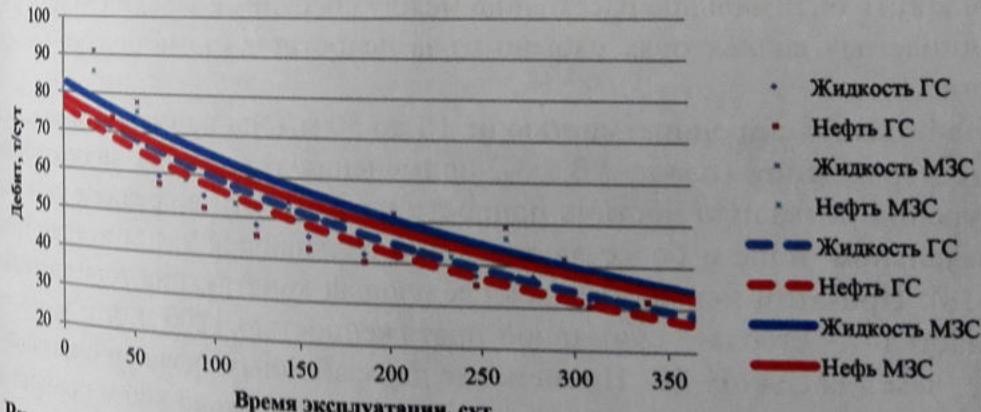


Рисунок 16 – Дебиты трехзабойных МЗС и ГС без МГРП (Когалымское месторождение, пласт БС17, проницаемость менее 10 мД, Кн.н. 50-60%).

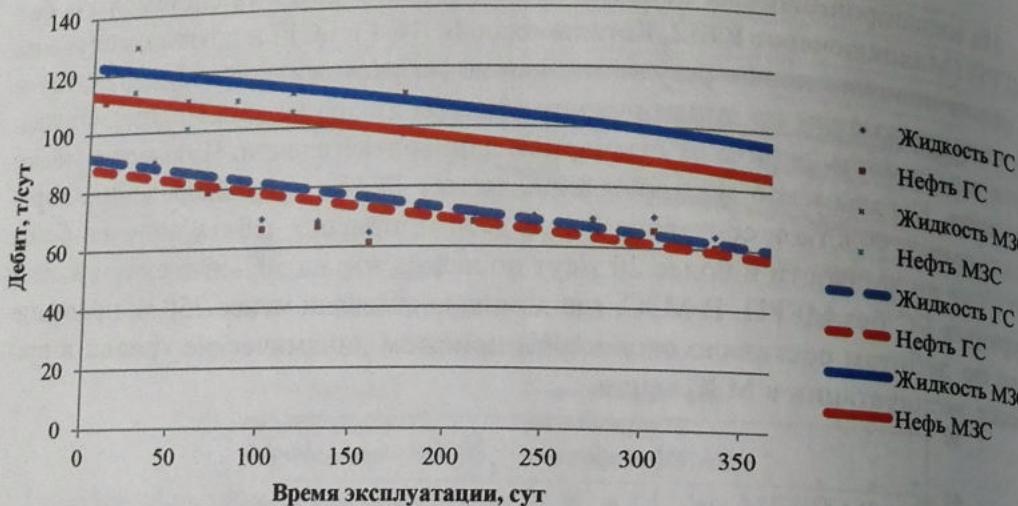


Рисунок 17 – Дебиты трехзабойных МЗС и ГС без МГРП (Когалымское месторождение, пласт БС16/1, проницаемость менее 10 мД, Кн.н. около 55%).

Поэтому для более полного охвата залежи дренированием и достижения сопоставимого эффекта необходимо увеличивать длину ГУ в МЗС в 2-3 раза и более (относительно длины ГУ в ГС с МГРП), что можно обеспечить бурением дополнительных ответвлений. Для этого необходимо применять конструкцию с не менее пятью ответвлениями протяженностью не менее 250-350 м каждое и основного ствола более 750 м. На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» имеется положительный опыт строительства пятизабойных скважин на юрские объекты. К настоящему времени определить оптимальное расстояние между соседними забоями МЗС в низко проницаемых коллекторах сложно из-за недостатка статистической информации.

На объекты с проницаемостью от 10 до 50 мД, на примере Нивагальского месторождения (пласт АВ 1/3), применение технологии многозабойного бурения позволило достичь прироста по жидкости в среднем двукратно на начальном этапе и более двух раз при дальнейшей эксплуатации (рисунок 18). При этом использовалась следующая конструкция горизонтально-участка – 3 ствола с суммарной протяженностью 1200 м, что в два раза выше, чем в соседних ГС. Применение двухзабойных скважин оказалось не столь эффективно – при суммарной длине двух ГУ около 800 м прирост как по жидкости, так и по нефти составил не более 15% (кратность длины ГУ в МЗС/ГС составляет 1,3).

Интересны результаты применения рассматриваемой технологии на Восточно-Придорожном месторождении на пласт ЮВ1/1 (проницаемость от 30 до 70 мД, насыщение более 60%), где применялись следующие технологии: ГС без МГРП, ГС с МГРП (4-стадийный ГРП), МЗС с тремя забоями. Лучшие показатели отмечаются по МЗС: начальные дебиты составили более 100 т/сут, в дальнейшем происходит незначительный рост обводненности (до 30%). Динамические уровни во всех скважинах примерно одинаковы, только при МГРП в процессе разработки снижаются более интенсивно (рисунки 19, 20). Данный эффект достигнут превышением длины ГУ в МЗС над ГС без гидроразрыва и с проведением МГРП соответственно на 80% и 130%.

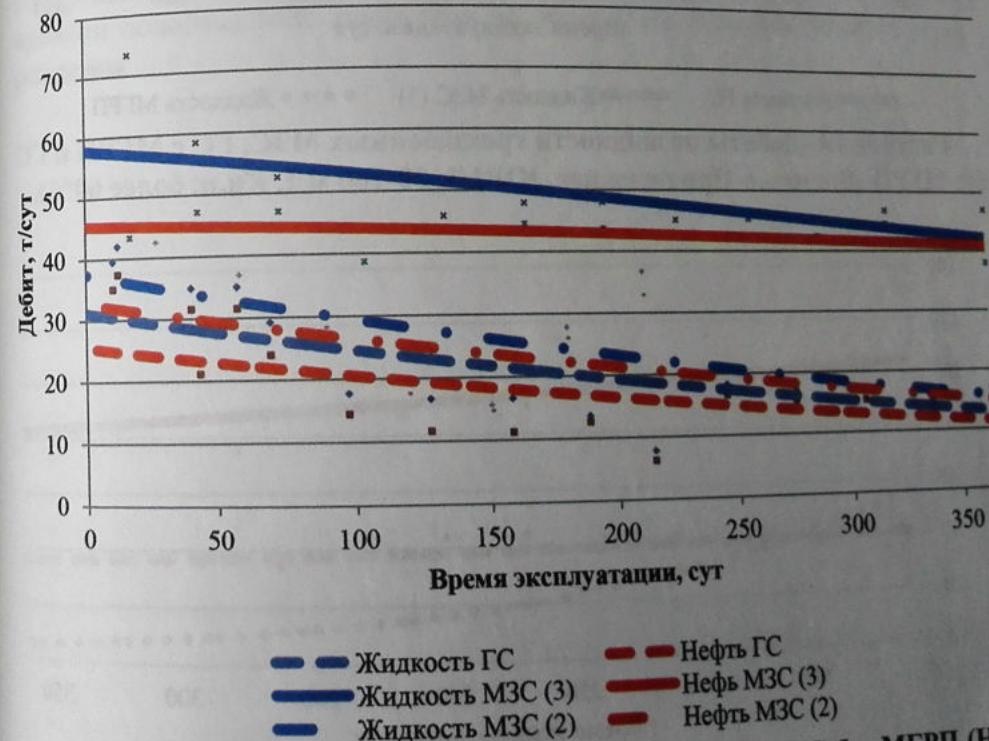


Рисунок 18 – Дебиты двух и трехзабойных МЗС и ГС без МГРП (Нивагальское месторождение, пласт АВ1/3, проницаемость 20-100 мД, Кн.н.=30-40%).

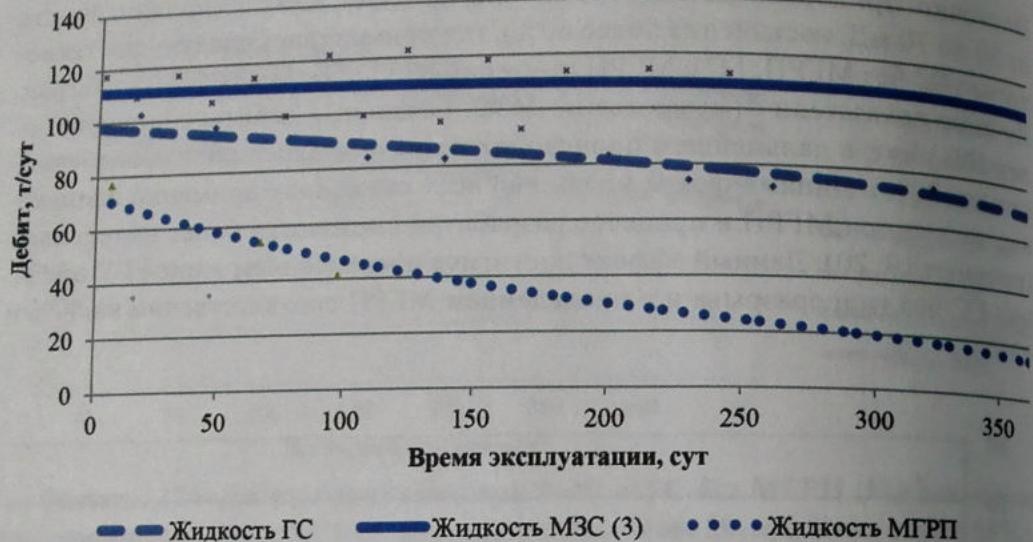
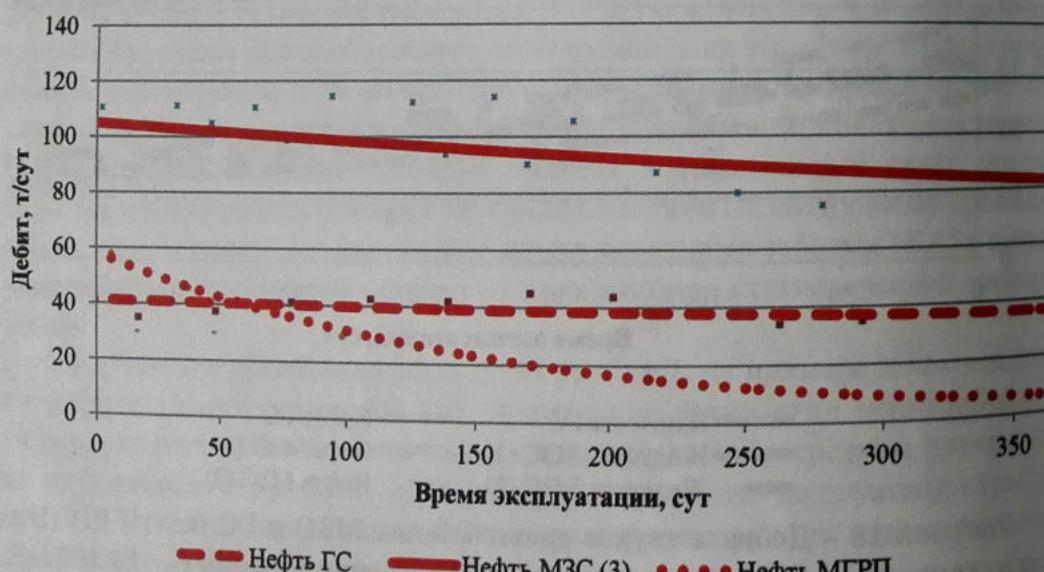


Рисунок 19 – Дебиты по жидкости трехзабойных МЗС, ГС с МГРП и ГС без МГРП (Восточно-Придорожное, ЮВ1/1, 20-100 мД, Кн.н. более 60%).



Бурение МЗС в контактных зонах также является перспективным, т.к. бурение стандартных ГС в таких условиях не позволяет достигать рентабельных дебитов по нефти без подтягивания конуса обводнения, технология малообъемных МГРП в ГУ также сопряжена с получением высокообводненной продукции по трещинам гидроразрыва.

За счет многозабойного бурения возможно увеличить степень охвата пласта дренированием и одновременно снизить депрессию в системе «скважина-пласт» в процессе разработки контактных запасов, соответственно риск подтягивания конуса обводнения. При этом ответвления МЗС позволяют формировать гидродинамические каналы связи «управляемой геометрии» (в отличие от трещин гидроразрыва при МГРП). Исходя из опыта в подобных условиях рекомендуются МЗС с не менее 3-5 ответвлениями, суммарной длиной ГУ превышающей в 3 и более раза длину ГУ в стандартных ГС. К настоящему времени подобная МЗС пробурена по объекту ВК Красноленинского месторождения.

ГЛАВА 9

Строительство многозабойных скважин с большим отходом от вертикали

Опыт эксплуатации свидетельствует, что МЗС имеют более высокие дебиты при сопоставимых ГС депрессиях в процессе эксплуатации, либо могут достигать сопоставимых с ГС дебитов при меньшей депрессии [53], что подразумевает эксплуатирование скважин в более щадящем режиме с формированием минимальной депрессионной воронки в ПЗП. Данное обстоятельство предопределяет более эффективное применение МЗС в условиях контактных запасов, переходных зон с недонасыщением нижних интервалов пласта нефтью. К таким объектам, в частности, можно отнести отдельные участки объектов АВ2 в Среднем Приобье, ВК в Шаймском регионе и др.

Разрез викуловской свиты (ВК) в пределах восточной части Каменного лицензионного участка представлен тремя пластами: ВК1, ВК2, ВК3. Пласт ВК представляет собой переслаивание глинистых и песчано-алевритовых прослоев. Общая мощность объекта ВК может варьироваться от 13 до 25 м.

В качестве участка для испытания технологии бурения МЗС был выбран район куста № 92 Красноленинского месторождения (рисунок 1), состоящий из 9 ННС и двух многозабойных с горизонтальным окончанием (№ 9216Г и МЗС большой протяженности № 9221Г).

Первоочередными были пробурены нагнетательные ННС, на основании исследований в которых была уточнена геолого-гидродинамическая модель объекта ВК в районе данного куста. Также для отработки технологии проводки в данных условиях была пробурена многозабойная скважина № 9216Г с протяженностью основного горизонтального ствола 573 м и ответвлений от 152 до 157 м. Технологических проблем, препятствующих реализации технологии многозабойного бурения (зарезок ответвлений в интервале открытого ствола), в процессе бурения данной МЗС не выявлено.

В дальнейшем принято решение о бурении МЗС большой протяженности с разведением боковых ответвлений между нагнетательными скважинами по схеме, представленной на рисунке 1. Первоочередной для данной ОПР была выбрана скважина № 9221Г.

В целях повышения качества строительства МЗС с большой протяженностью горизонтального участка (около 1350 м) при малой глубине скважины (по вертикали около 1450 м, по стволу – около 3000 м) было предусмотрено использование для бурения в интервале продуктивного пласта:

- роторно-управляемых систем (РУС);
- растворов на углеводородной основе (РУО);
- бурильных труб ТБПН-89 группы прочности «G-105».

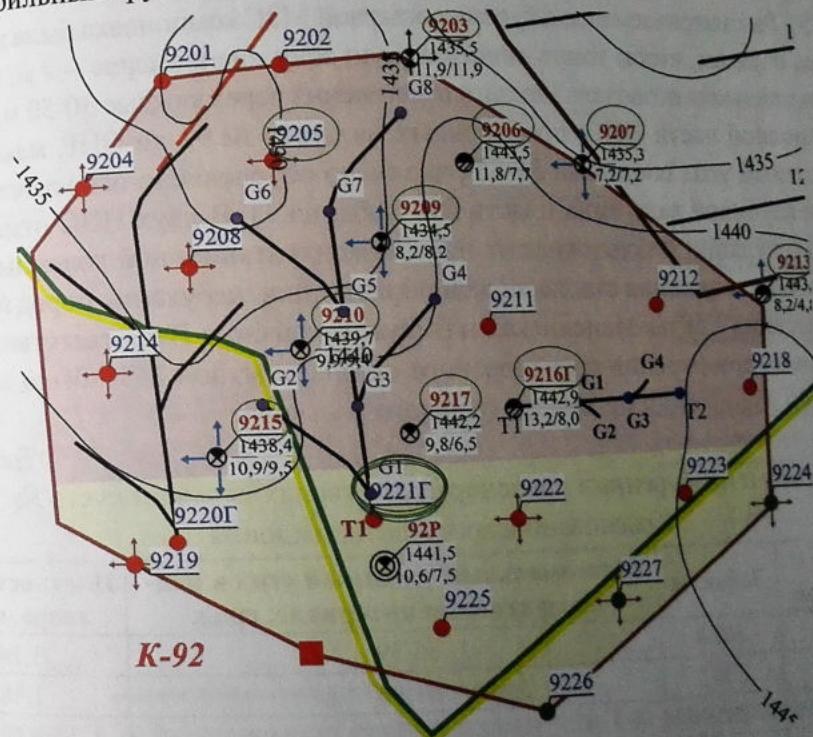


Рисунок 1 – Схема разбуривания объекта ВК Красноленинского месторождения скважинами куста № 92: скважины, фактически пробуренные на момент начала ОПР, выделены зеленым цветом.

Проектом на строительство была предусмотрена пространственная интенсивность набора кривизны в надпродуктивном интервале в диапазоне 1,0-1,5°/10 м (фактически в среднем 0,85°/10 м при наборе кривизны ниже вертикального участка, 1,57°/10 м при донаборе зенитного угла перед горизон-

тальным участком), в интервале продуктивного пласта – не более $2,2^{\circ}/10\text{ м}$, с зенитным углом на участке стабилизации транспортного ствола не более 20° (проектный $19,96^{\circ}$, фактически в среднем $19,7^{\circ}$, максимум $21,1^{\circ}$), в пилотном стволе – не более 40° (фактически – в среднем $36,8^{\circ}$ при проектном $33,8^{\circ}$).

Далее приведены обоснования данных решений и полученные результаты ОПР.

9.1. Профиль МЗС

Как отмечалось в предыдущих разделах, определяющим показателем, наиболее значимо влияющим на «габариты» МЗС, является состав КНБК – чем меньше зона «непромера» забойной телеметрической системы (расстояние от долота до ЗТС), тем меньше и расстояние между соседними точками зарезки ответвлений МЗС [73]. Рассматриваемая для бурения опытной МЗС компоновка была подобрана таким образом, чтобы иметь минимальную зону «непромера» – 7 м, поэтому данная компоновка позволяла зарезать ответвления через каждые 30-50 м.

В основной части НС, пробуренных на кусту № 92 до ОПР, максимальный зенитный угол составлял $55\text{--}65^{\circ}$, что было обусловлено относительно небольшой глубиной залегания пласта ВК (таблица 1). В двух НС отмечались потери циркуляции и подвижности 168 мм эксплуатационной колонны при ее спуске, осьпи и сужения ствола, обвалообразования, набухание пород в интервалах залегания Ханты-Мансийской и Викторовской свит. В соответствии с этими данными, при бурении транспортного ствола опытной МЗС было принято решение об увеличении плотности бурового раствора.

Таблица 1
Сведения о пробуренных транспортных стволях скважин куста № 92
Красноленинского месторождения

№ скважины	Забой, м	Максимальный зенитный угол в надпродуктивном интервале, град.	Плотность раствора, $\text{г}/\text{см}^3$
9216Г	1984	86,39	1,14
9213	2802	64,93	1,18
9207	2669	64,32	1,19
9203	2676	59,96	1,18
9206	2491	58,91	1,19
9217	1814	26,53	1,14
9205	2389	55,8	1,24
9209	2219	57,58	1,17
9210	1923	43,7	1,17
9215	1715	31	1,16
9221Г	1740	83	1,22

Также одной из возможных причин проблем со спуском колонн в НС было превышение пространственной интенсивности искривления ствола в отдельных интервалах. Ранее выполненный анализ профилей более 500 НС, введенных в 2014 году, показал, что с увеличением зенитного угла, эксцентрик кривизны в нижнем интервале ствола минималь при интенсивности набора зенитного угла на участке стабилизации профиля менее $25\text{--}30^{\circ}$ (рисунок 2). При этом оснастка колонн анализируемых НС включала стандартные решения (жесткие центраторы в интервалах стабилизации через 100-110 м, ковано-сварные – в интервалах набора или падения кривизны – через 10-30 м).

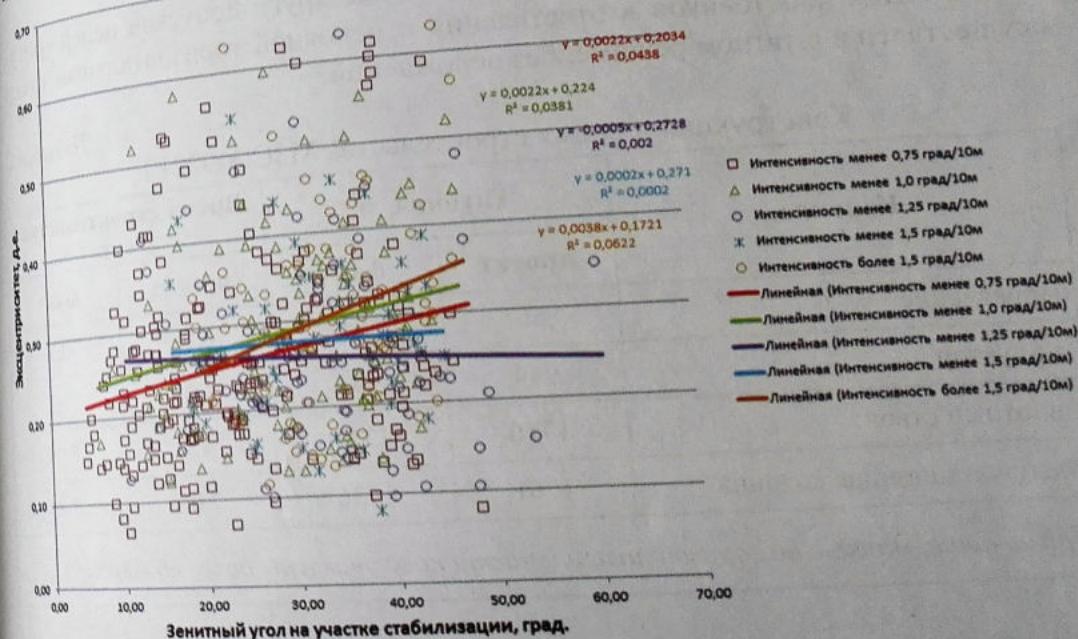


Рисунок 2 – Зависимость эксцентриситета 146 мм обсадной колонны от интенсивности набора кривизны в нижнем интервале и величины зенитного угла на участке стабилизации (для S-образного профиля НС).

Исходя из этих данных, в опытной МЗС № 9221Г для обеспечения качественного спуска 178 мм эксплуатационной колонны пространственная интенсивность профиля в надпродуктивном интервале была принята в диапазоне $1,0\text{--}1,5^{\circ}/10\text{ м}$, зенитный угол на первом участке стабилизации (выше точки зарезки пилотного ствола) – не более 20° .

Исходя из условия минимизации интерференции между ГУ в МЗС разведение по азимуту ответвлений МЗС от основного ствола предусматривалось с интенсивностью 2,0-2,2°/10 м (фактически в ответвлении в среднем от 1,1 до 1,7°/10 м). Такая интенсивность искривления была выбрана, как из условия попадания ответвлений МЗС в проектные цели и максимального их удаления от ранее пробуренных нагнетательных ННС, так и обеспечения неосложненного спуска хвостовиков в боковые ответвления.

Как показал опыт бурения МЗС № 9221Г, принятые технологические решения были оптимальными:

- строительство интервалов под кондуктор, пилотный ствол, эксплуатационную колонну выполнено в штатном режиме в соответствии с проектными решениями (таблица 2);

- все ответвления МЗС попали в плановые круги допусков целей (рисунок 3), спуск хвостовиков в ответвления и основной горизонтальный ствол осуществлен в штатном режиме, без осложнений.

Таблица 2

Конструкция и время строительства МЗС №9221 Г

Колонна	Глубина, м		Время строительства, сут.	
	проект	факт	проект	факт
направление	50	54	0,69	0,7
кондуктор	944	944	3,61	4,3
пилотный ствол	1710	1717	4,7	5,79
Эксплуатационная колонна	1761	1736	7,06	7,85

Примечание: данные по горизонтальной части представлены далее по тексту

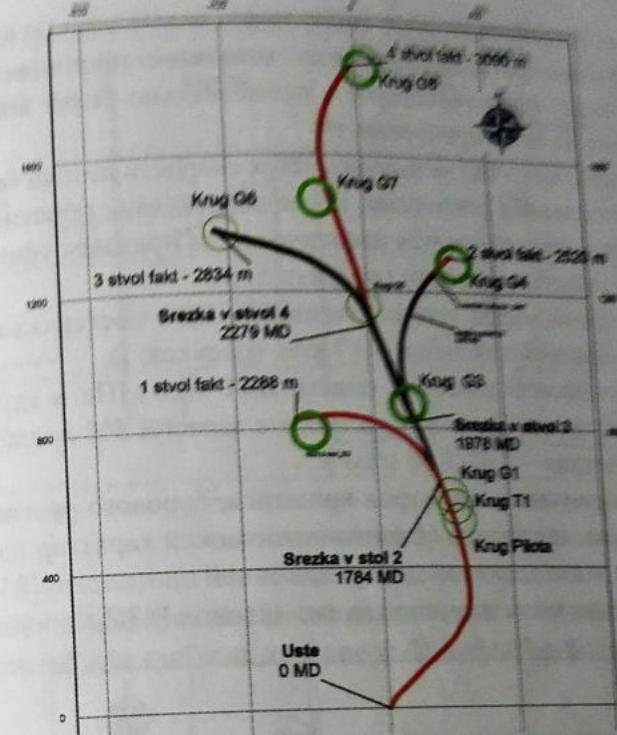


Рисунок 3 – Горизонтальная проекция фактического профиля МЗС № 9221Г.

9.2. Тип бурового раствора

Из выполненных расчетов следовало, что при нагрузке на долото свыше 5 тонн и отсутствии вращения колонны труб, на момент добуривания окончательного забоя существует риск получения синусоидального изгиба бурильного инструмента при использовании раствора на водной основе. В связи с этим было принято решение об использовании РУС, также при длине основного (самого протяженного) горизонтального ствола МЗС 1500 м было рекомендовано использование РУО, при ее уменьшении до 1200 м – раствора на водной основе (РВО). Опыт применения РУС при бурении горизонтальных участков на объекте ВК имелся на соседнем кусту № 112, где ранее были пробурены три ГС со «сложными» профилями (рисунок 4) с применением биополимерного ингибионного РВО плотностью 1080-1120 кг/м³.

По итогам фильтрационных исследований на керне пласта ВК1 Красноленинского месторождения было определено, что РВО и РУО имеют высокие показатели восстановления проницаемости (более 88%). В то же время РУО

характеризуется низкой скоростью фильтрации, имеет меньшую глубину зоны проникновения фильтрата, характер восстановления проницаемости по РУО (обратная эмульсия) свидетельствует о потенциально более коротких сроках вывода скважины на режим, а именно:

- после воздействия РВО установившаяся скорость потока была достигнута только после создания депрессии, после воздействия обратной эмульсии – проницаемость восстанавливается практически на прежнем уровне без приложения дополнительной депрессии (рисунки 5, 6);

- давление отрыва корки при исследовании РВО составляло 1,3 атм., при использовании обратной эмульсии – 0,7 атм. (рисунок 7).

Исходя из пластового давления пласта ВК1 14,6 МПа и глубины кровли пласта 1495 м плотность бурового раствора с запасом 5% должна составлять 1,05 г/см³ (фактическая – 1,02-1,07 г/см³).

Сочетание выбранных параметров кривизны, бурового раствора и гидравлической программы промывки (физико-химический характер воздействия на породу, колебания эквивалентной циркуляционной плотности) [85] обеспечило поддержание стабильности горизонтальных стволов МЗС в процессе бурения.

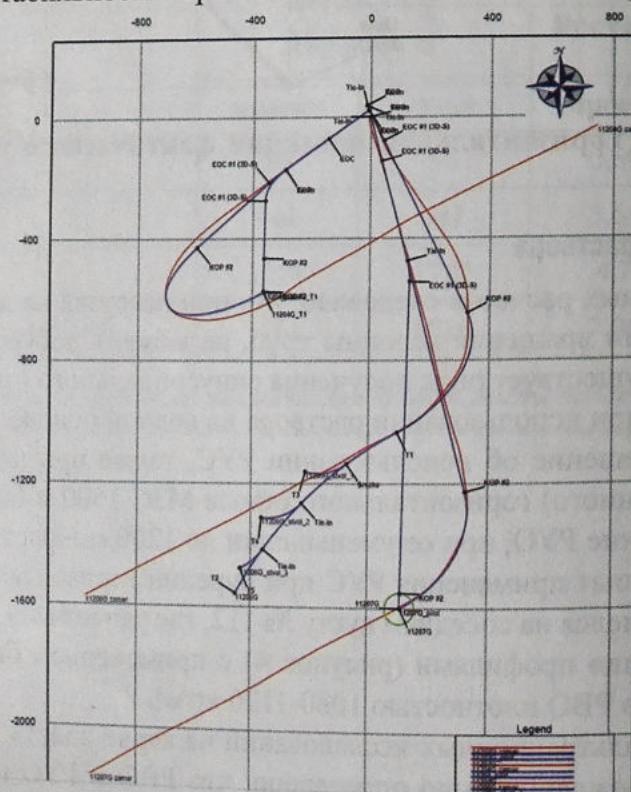


Рисунок 4 – Проекции фактических траекторий ГС куста № 112.

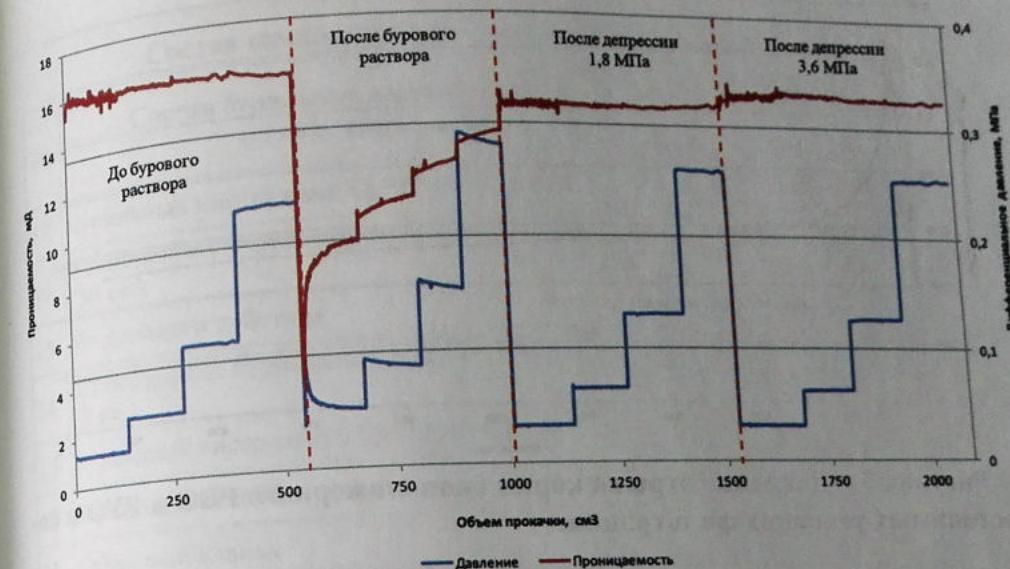


Рисунок 5 – Дифференциальное давление и проницаемость при фильтрации керосина через модель до и после воздействия биополимерного РВО.

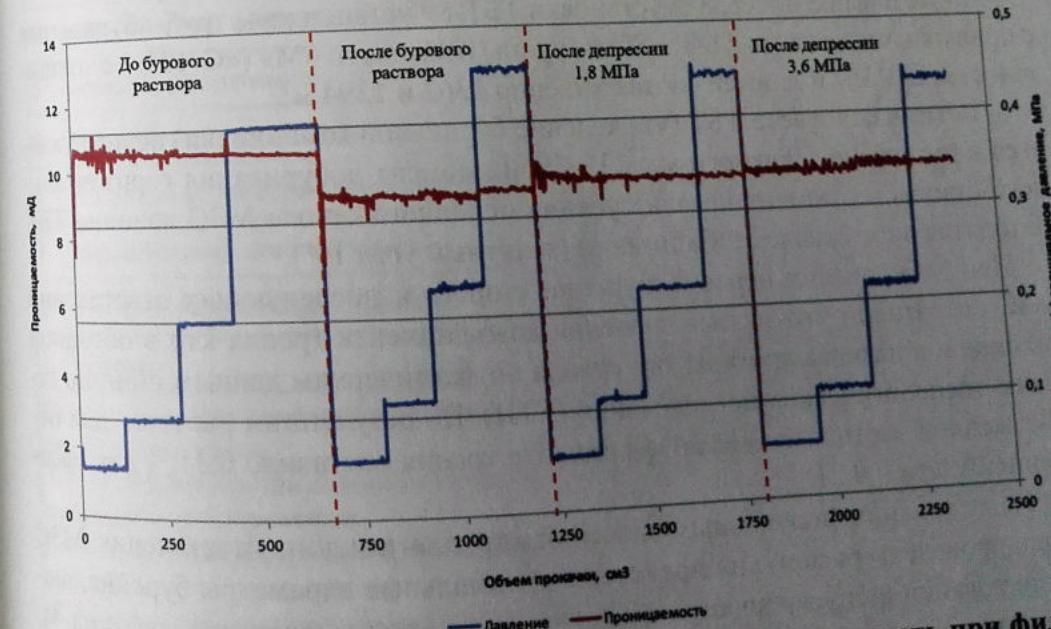


Рисунок 6 – Дифференциальное давление и проницаемость при фильтрации керосина через модель до и после воздействия обратной эмульсии.

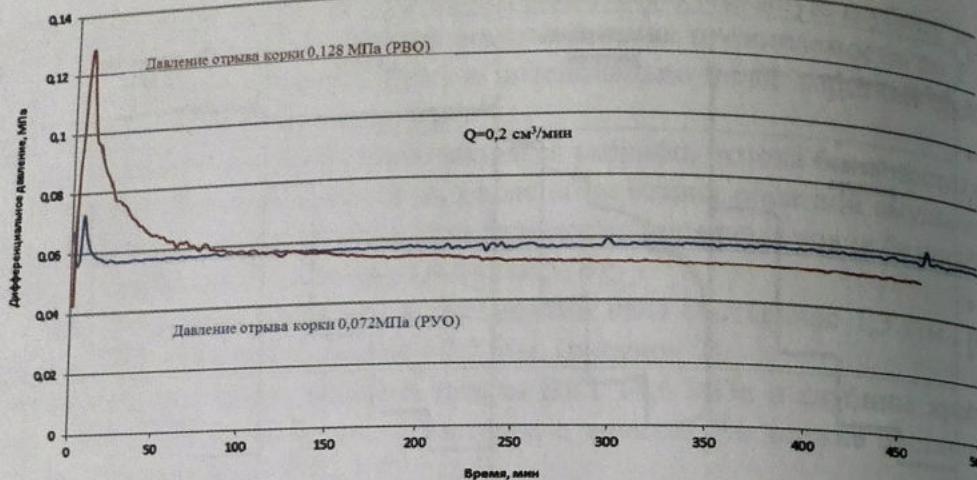


Рисунок 7 – Давление отрыва корки биополимерного РВО и РУО в сопоставимых условиях фильтрации.

9.3. Технология проводки стволовом МЗС в продуктивном пласте

Выбор компоновки для бурения горизонтальных участков МЗС (таблица 3) выполнен в соответствии с рекомендациями [86]:

- КНБК длиной 29,1 м;
- ниже и выше интервала установки ТБТ-89 установлены трубы бурильные с приварными замками ТБПН-89х9 группы прочности «М» («G-105») с толщиной стенки 9 мм и длиной соответственно 1362 и 1394 м;
- оптимизация веса ТБТ (утяжеление бурильной компоновки) осуществляется в интервале зенитного угла 35–75° на момент добуривания горизонтального ствола, на момент начала бурения основного ствола МЗС колонна ТБТ находится в интервале стабилизации (зенитный угол 19°).

При добуривании первого, бурении второго и последующих ответвлений МЗС оперативно уточнялись значения коэффициента трения k_{tr} в обсадной колонне и в интервале открытого ствола по фактическим данным станции геолого-технологических исследований (ГТИ). По результатам расчетов для необсаженной части значение коэффициента трения составило 0,31, а для обсаженной части – 0,21.

На основании полученных значений k_{tr} для каждого ответвления МЗС были проведены расчеты и определены оптимальные параметры бурения, шаблонирования и спуска хвостовика, которые в целом выдержаны (таблица 4). Каротаж во время бурения осуществлялся расширенным комплексом LWD (таблица 5).

Таблица 3
Состав компоновки для бурения основного ствола МЗС

№	Состав бурильной компоновки (сверху вниз)	Диаметр, мм		Длина элемента, м
		внут.	наруж.	
17	Бурильный инструмент ТБПН-89х9 «М»	89,0	71,0	1394,08
16	Утяжеленные бурильные трубы УБТ-89х57,2 (10 св.)	89,0	57,2	245,36
15	Яс двойного действия	125,0	57,2	10,17
14	Утяжеленные бурильные трубы УБТ-89х57,2 (2 св.)	89,0	57,2	49,09
13	Бурильный инструмент ТБПН-89х9 «М» (56 св.)	89,0	71,0	1362,20
12	Немагнитная УБТ	119,2	68,5	5,52
11	Обратный клапан	119,3	58,0	0,61
10	Немагнитный калибратор	145,1 / 122,2	58,0	1,23
9	Верхний стоп переводник	120,7	35,0	0,86
8	Датчики: пористость, проницаемость	137,3	80,5	4,40
7	Немагнитный стабилизатор	146,05 / 127,5	38,2	0,91
6	Генератор импульсов с обратной связью	130,8	80,0	3,33
5	Немагнитный стабилизатор	147,7 / 126,5	38,2	1,00
4	Забойная телеметрическая система	127,6	80,0	7,04
3	Немагнитный стабилизатор	146 / 127,5	38,2	0,96
2	Роторно-управляемая система	146,0 / 134,0	29,0	3,05
1	Долото	155,6	-	0,19

Примечания. Немагнитный калибратор – для исключения контакта антенн ЗТС со стенкой скважины.

ЗТС включает модули гамма каротажа, резистивиметра, измерения давления в затрубном пространстве.

Подобный состав бурильной компоновки использовался при бурении всех ответвлений МЗС.

Для шаблонирования использовалась КНБК: БИТ 155,6 ВТ 613; КЛС 152,4; переводник ТБТ-89 12,27 м; КЛС 152,4; ТБТ-89 85,91 м; ТБПН-89 1703,21 м; ТБТ-89 515,12 м; ТБПН-89 остальное.

При бурении МЗС одной из основных технологических задач является успешная наработка желоба для зарезки в открытом стволе нового ответвления и, как следствие, сокращение времени срезки в ответвлении. В проекте на бурение, исходя из фактически достигнутых результатов, на каждое ответвление МЗС было предусмотрено 20 час. на наработку желоба и срезку в горизонтальном участке (без учета времени спуска КНБК). В горизонтальных ответвлениях опытной МЗС средняя продолжительность срезок составила 25 час. (таблица 6), за исключением первого ответвления, в котором сервисный подрядчик отрабатывал технологию срезки в горизонтальном участке с использованием РУС. В целом, все срезки прошли штатно и с первого раза. Преимуществом зарезки ответвлений с использованием РУС является то, что первые 1,3 м (соответствует расстоянию от долота до направляющей «лапы» РУС) наработка желоба осуществляется с упором «лапы» о стенку скважины в режиме слайда с интенсивным отклонением долота в запланированном направлении, в дальнейшем наработка желоба осуществляется уже без упора «лапы».

Таблица 4

Режим бурения плановый и фактический

Стволы МЗС	Забой, м		Нагрузка на крюке, т				Нагрузка на долото, т		Момент на устье при бурении, кНм		Давление, атм.
			подъем с вращением	бурение с вращением (120 об/мин)	план	факт					
	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	
1-й ствол	2288	2288	41,44	42,9	26,85	29,9	4	4-8	10,4	10,4	115
2-й ствол	2529	2529	44,2	41,6	24,9	29,9	5	7,5-8	11,77	10,4	140
3-й ствол	2834	2834	49,65	44,2	29,4	22,1	4	6-8	11,74	10,4	150
4-й ствол	3150	3090	50,7	39	26,6	23,4	4	2,5-5	12,8	10,4	162

Примечание: плановые показатели рассчитаны для расхода 15 л/с

Таблица 5

Состав комплекса LWD

Название датчика	Расстояние от телесистемы, м	Расстояние от долота, м
Гамма	3,94	8,14
Резистивиметр	1,35	5,55
Инклинометр	5,37	9,57
ГГК	13,05	17,25
НК	15,71	19,91
Каверномер	13,70	17,90

Таблица 6

Сведения о срезках в горизонтальных ответвлениях			
Срезка на новый ствол	Интервал наработки желоба и срезки, м	Затраченное время (на срезку без прочих работ), ч	Интенсивность в интервале срезки, %/10м
Из ствола 1 в ствол 2.1	1779-1785-1795	48	2,42-1,68
Из ствола 2.1 в ствол 2.2	2294-2300-2304-2315	26,5	1,05
Из ствола 2.2 в ствол 3	1977-1983-1991	24,5	0,9
Из ствола 3 в ствол 4	2276-2293	24,5	1,5

Примечание: 2.1 – второе ответвление, перебуренное по причине отсутствия коллектора (новое ответвление под номером 2.2)

Следует отметить, что срезки в горизонтальных участках с применением РУС осуществлялись при меньшей интенсивности (1,0-1,5 %/10 м), чем с использованием ВЗД (до 2,0-3,0 %/10 м).

Таблица 7

Средние показатели бурения ГС

Горизон- тальные участки	Интервал бурения**, м						Механическая скорость*, м/ч	Время бурения*, ч			
	проект			факт							
	от	до	всего	от	до	всего		проект	факт		
1-й ствол	1761	2271	510	1736	2288	552	10,0	13,2	51	41,5	
2-й ствол	1828	2527	699	1795	2447/ 2520***	652/202	7,8	15,6/13,9	90	41,8/14,54	
3-й ствол	2063	2844	781	1991	2834	843	7,8	15,7	99,6	53,75	
4-й ствол	2375	3150	775	2293	3090	797	7,8	12,8	99	62,25	
	Сумма		2765			3046				339,6	213,84

Примечание:

* – Без учета времени на наработку желоба и срезку в ответвлении

** – Интервал бурения от интервала зарезки ответвления до его окончательного забоя

*** – По второму стволу через дробь указана перебуренная часть ответвления

В таблице 7 представлены средние механические скорости проходки каждого ствола скважины № 9221Г. Как видно, применение РУС при большой протяженности горизонтальных участков (суммарная проходка по пласту со-

ставила 3046 м) и при наличии рисков недохождения нагрузки на долото, целообразно. Механическая скорость бурения в горизонтальных участках МЗС составляет 12,8-15,7 м/ч, для сравнения в ГС соседних кустов скорость с применением ВЗД – до 10-13 м/ч, с применением РУС – в диапазоне 12,5-15,1 м/ч.

9.4. Заканчивание МЗС

Заканчивание МЗС предусматривало спуск неперфорированного 114 мм хвостовика в основной ствол, с включением в компоновку фильтров (по 3-5 шт.) в интервале сочленения с ответвлениями и заколонных пакеров между соседними ответвлениями. Окончание основного ствола обсаживалось фильтрами (ниже интервала установки последнего пакера), ответвления обсаживались перфорированными хвостовиками без сочленения с основным стволом (рисунок 8).

Последовательность работ подразумевала обсаживание каждого ответвления сразу после его добуривания, с проведением предварительного шаблонирования ствола. В дальнейшем осуществлялась наработка желоба в открытом стволе выше головы хвостовика на 30-50 м. В такой последовательности были пробурены и обсажены ответвления с забоями 2282, 2515 и 2829 м. Спуск хвостовиков в ответвления осуществлен на бурильном инструменте с использованием двух разъединительных переводников. При спуске один «левый» переводник остается навинченным на обсадную трубу 114 мм и оставляется в ответвлении, второй – извлекается транспортировочной колонной. Сборка переводника проведена без их докрепления. Для предотвращения разъединения, спуск хвостовика в ответвления проводился без вращения. Данные решения позволили минимизировать затраты на заканчивание боковых ответвлений МЗС.

Спуск хвостовика в основной ствол выполнялся с включением в компоновку фильтров (без заглушек) в интервале ответвлений и пакеров, отсекающих фильтровую часть и ответвление от остальной части МЗС. По причине большой протяженности основного ствола МЗС по пласту (1736-3090 м) и включения 7 заколонных пакеров и центрирующих элементов существовал риск недоспуска хвостовика до плановой глубины. Для осуществления циркуляции при спуске был применен комплекс технических средств для осуществления промывки через башмак 114 мм хвостовика с использованием колонны НКТ-60, соединенной с подвеской хвостовика.

Перед спуском хвостовика был выполнен расчет на проходимость фильтров, определению запаса нагрузки на крюке на случай прихвата хвостовика (таблица 8). Согласно расчетам при достижении плановой глубины спуска

3090 м на крюке оставался запас веса 16 т. Фактическая средняя нагрузка на крюке при спуске составила 18,2 т, что подтверждает правильность принятых в расчетах параметров.

Проведенные промыслово-геофизические исследования по определению профиля притока в основном стволе МЗС показали, что имеется приток с каждого ответвления (таблица 9) [87].

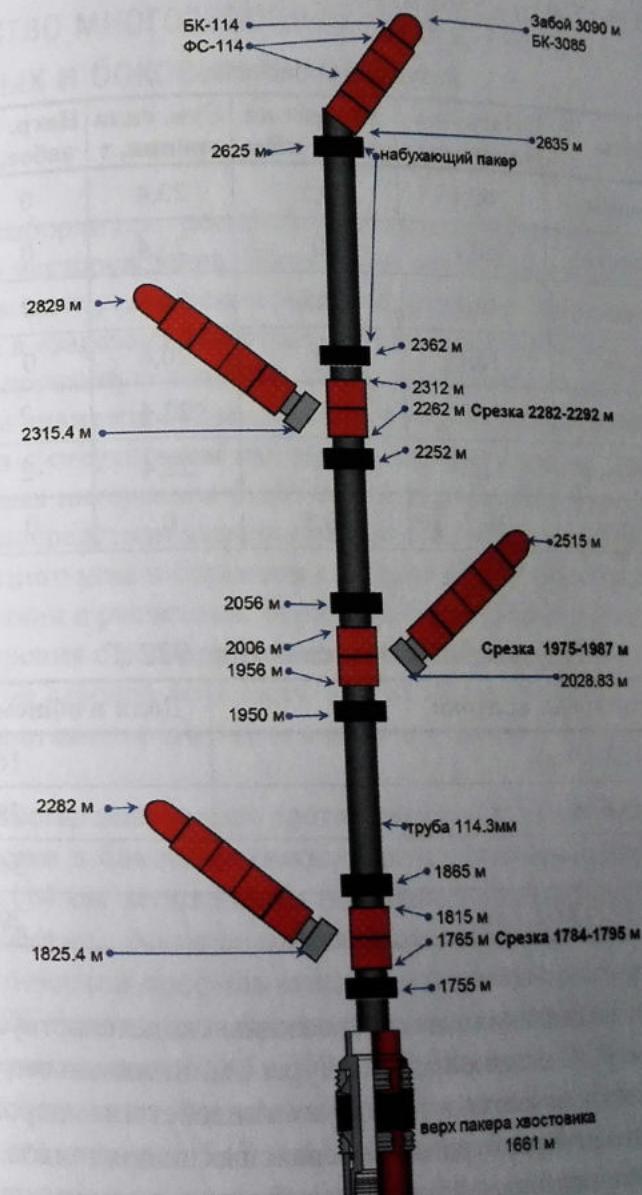


Рисунок 8 – Схема заканчивания МЗС № 9221Г.

Таким образом, конструкция МЗС № 9221Г Красноленинского месторождения имеет следующие особенности: протяженность основного горизонтального участка (1354 м) практически сопоставима с глубиной залегания продуктивного пласта (1441 м), а суммарная проходка горизонтальным бурением (3046 м) – в 2 раза больше глубины по вертикали. Суммарная проходка по скважине без учета пилотного ствола составляет 4782 м, с пилотным стволом (в интервале 939-1719 м) – 5562 м.

Результаты расчета

Таблица 8

Режим работы	Нагрузка на крюке, т	Момент на устье, кНм	Сум. сила трения, т	Нагр. на забое, т	Момент на забое, кНм
Подъем с вращением	60,1	0,5	23,4	0	0,5
Подъем без вращения	60,1	0	23,4	0	0
Спуск с вращением	16,1	0,5	20,6	0	0,5
Спуск без вращения	16,1	0	20,6	0	0
Бурение с вращением	12,3	35,5	22,4	-2	35,5
Бурение без вращения	12,3	–	22,4	-2	35
Вращение над забоем	36,7	10,5	0	0	0,5

Результаты ПГИ на скважине 9221Г

Таблица 9

Интервал притока	Доля в общем притоке, %
Забой № 1 (1758,4-1808,9 м)	16
Забой № 2 (1955,9-2007,8 м)	28
Забой № 3 (2256,4-2306,9 м)	36
Основной забой (2637,8-3072,7 м)	20

Опыт бурения и закачивания данной скважины свидетельствует, что успешность строительства МЗС сложной архитектуры с минимальными непроизводительными затратами заключается в тесном взаимодействии недропользователя, его инжинирингового центра, буровых и сервисных подрядчиков, а также обязательном этапе планирования – «бурения на бумаге» с проведением расчетов, учитывающих специфику геологии и опыт бурения на рассматриваемом участке.

Глава 10

Строительство многозабойных окончаний
из аварийных и боковых стволов

Из общей выборки построенных МЗС можно выделить скважину № 3330Г Лас-Еганского месторождения. В скважине, из-за непроизвольной срезки при проработке ствола перед спуском эксплуатационной колонны 178 мм, колонна была спущена в «зарезанный» ствол и зацементирована. В связи с непопаданием в запланированную точку t_1 , часть транспортного ствола (эксплуатационной колонны диаметра 178 мм) была ликвидирована установкой цементного моста. В связи с отсутствием над продуктивным пластом близкозалегающих водонасыщенных интервалов было принято решение о бурении горизонтальных участков посредством вырезки окна в 178 мм колонне с последующим дополнением зенитного угла и бурением согласно проектному профилю.

В соответствии с расчетами, бурильный инструмент обеспечивал нормальный режим бурения с раствором на водной основе. Скважина была пробурена с общей длиной стволов по пласту 1158 м, из них основной (обсаживаемый) ствол имеет протяженность 611 м в пласте и 201 м в наклонно-направленном участке.

Боковые ответвления имеют протяженность 267 и 280 м, интервалы между «точками» срезки в боковые ответвления – в среднем 150 м. Основной ствол был обсажен 114 мм хвостовиком (подвешен в колонне выше окна по стандартной технологии), боковые ответвления скважины не обсаживались. Проектный и фактический профиль скважины представлены на рисунке 1.

Данная МЗС фактически является первым многозабойным боковым стволов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», в котором длина ответвлений практически сопоставима с длиной обсаживаемого основного горизонтального участка (547 и 611 м соответственно). Благодаря тому, что вырезка окна осуществлялась при большом зенитном угле (более 70 градусов), интервал наклонно-направленной части ствола был минимальным.

В дальнейшем благодаря полученному на данной скважине опыту многозабойное бурение осуществлялось уже при реконструкции скважин методом зарезки боковых стволов.

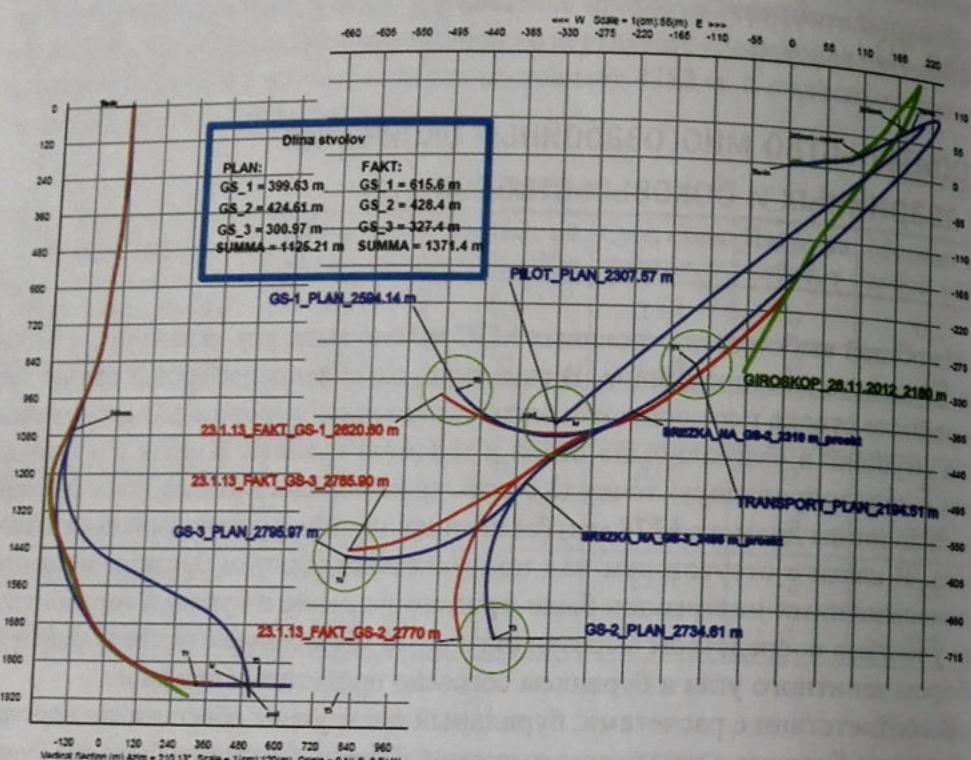


Рисунок 1 – Профиль ствола скважины № 3330Г.

Реализация многозабойного бурения в боковых ствалах с горизонтальным окончанием (БГС) возможна по двум вариантам:

- со спуском 102 мм хвостовика с обсаживанием транспортного и горизонтального участков;
- со спуском 114 мм технической колонны в кровлю проектного пласта и многозабойным бурением под 73 мм хвостовик (95 мм долотом).

Второй вариант является менее аварийноопасным ввиду перекрытия надпродуктивного интервала отдельной колонной и минимизации получения несовместимых условий бурения при низком пластовом давлении.

Для данного варианта были выполнены соответствующие расчеты. Конструкция скважины: 146 мм материнская колонна, 114 мм безмуфтовая техническая колонна, 73 мм хвостовик в интервале продуктивного пласта, ответвле-

ние разводится по азимуту в пределах продуктивного пласта с максимальным удалением от основного ГУ. Коэффициент трения с РВО в колонне был принят 0,25, в открытом ствole – 0,30.

Рассматриваемый профиль БГС является наиболее оптимальным ввиду того, что азимут материнского ствола и транспортного участка БГС практически совпадают.

Основным недостатком бурения многозабойных БГС является малый диаметр горизонтальных стволов, и, как следствие, вероятность технологических рисков, связанных с потерей устойчивости бурильного инструмента малого типоразмера, низкой механической скорости бурения и сложностью операций по зарезке боковых ответвлений.

Технология бурения транспортного участка БГС (от «окна» до точки t1) с последующим его обсаживанием 114 мм технической колонной была отработана в 2011-2013 годах в рамках ОПР и не представляет сложности в реализации.

Технология проводки горизонтальных стволов БГС идентична применяемой в «большом» бурении, отличие заключается лишь в типоразмере бурильного инструмента.

С использованием специализированного программного обеспечения были выполнены расчеты компоновок как с комбинацией типоразмеров труб 60 мм+73 мм и 60 мм+89 мм соответственно, так и компоновки с инструментом повышенной прочности 60 мм+89 мм.

Вследствие того, что муфтовые соединения СБТ 73/89 не соответствуют внутреннему диаметру 114 мм технической колонны, данные бурильные трубы в компоновке использованы только для интервала выше головы хвостовика.

Проведенные расчеты показали (приложение 6), что:

– имеющийся в наличии у подрядчика по БВС бурильный инструмент СБТ 60 мм в комбинации с 73 или 89 мм позволяет бурить скважину с максимальной нагрузкой на долото в 3,0 (73 мм) или 3,5 (89 мм) тонны. При больших нагрузках существует риск ухудшения управляемости компоновки, снижения механической скорости, вплоть до полной остановки бурения при значительной нагрузке на долото (к примеру, свыше 4,2 т для КНБК+ СБТ 60 1000 м + УБТ 79 100 м + СБТ 73 остальные);

– при строительстве многозабойных БГС с 114 мм технической колонной необходимо использовать СБТ 60 с большей толщиной стенок и более высокой группой прочности, что позволит в максимальной степени снизить риск полу-

чения винтового изгиба бурильного инструмента и преждевременной остановки бурения;

- в качестве кандидатов под многозабойные БГС необходимо подбирать «материнские» скважины с несложными, плоскими профилями, с минимальным разворотом БГС по азимуту;
- требуется бурильный инструмент малого типоразмера с повышенной устойчивостью к изгибающим нагрузкам.

Также возможна ЗБС без технической колонны, с обсаживанием 102 мм хвостовиком транспортного и горизонтального участков при минимальных рисках осложнений ствола в надпродуктивном интервале.

К настоящему времени пробурен двухзабойный БГС № 7240Л на Кечимовском месторождении на пласт АВ-2 (рисунок 2), в котором смещение на точку t_1 составляет 1460 м. Интервал бурения наклонно-направленного участка под техническую колонну 1809-2469 м. Бурение наклонно-направленного участка производилось на биополимер-хлоркалиевом буровом растворе плотностью 1,22-1,25 г/см³. Безмуфтовая техническая колонна диаметром 114 мм установлена в интервале 1725-2467 м.

Компоновка при бурении наклонно-направленного участка включала: долото PDC 120,7x136,5 (0,17 м); ДРУ1-98РС с заходностью 7x8, угол перекоса 1 град. 40 мин. (5,30 м); переводник (0,79 м); телесистема (10,62 м); переводник (0,65 м); немагнитная УБТ (9,57 м); переводник (0,73 м); БК 89 остальные. После проработок ствола и его шаблонирования с включением в компоновку калибраторов выполнены спуск и цементирование 114 мм технической колонны, ее нормализация и опрессовка.

Бурение горизонтального участка проведено на облегченной прямой эмульсии плотностью 0,96-1,01 г/см³. Интервал бурения горизонтального участка: основной ГУ (под хвостовик) 2467-2730 м; боковое ответвление (открытый ствол) 2503-2730 м. Хвостовик диаметром 73 мм установлен в интервале 2391-2680 м.

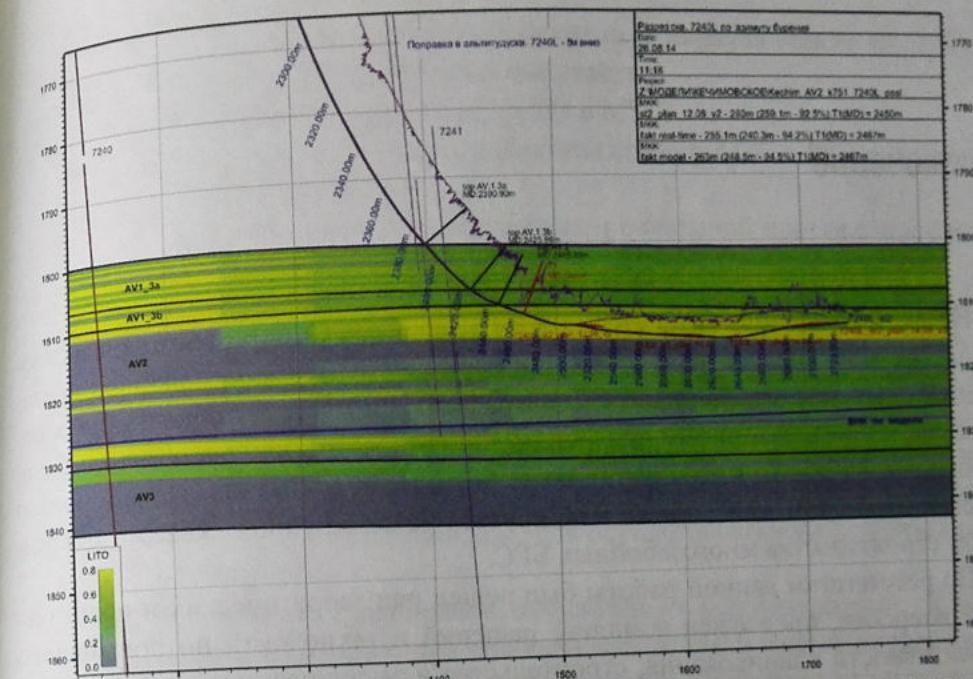


Рисунок 2 – Модель участка пласта АВ с многозабойным БГС № 7240Л.

Компоновка при бурении горизонтального участка состояла из долота 95,3 мм НСМ304Z (0,18 м); ВЗД SS150, угол перекоса 1 град. 50 мин. (3,93 м); переводника (0,61 м); резистивиметра MPR (4,97 м); телесистемы US MPR (9,60 м); переводника (0,56 м); немагнитной УБТ (9,6 м); переводника (0,54 м); БВ 60,3*7,0 мм «Л» (1015 м); переводника (0,30 м); БК- 89x8,0 мм «Е» остальные.

Бурение, подготовка ствола к спуску хвостовика диаметром 73 мм проходили без осложнений. Во время спуска хвостовика на глубине 2680 м получен прихват (репрессия при вскрытии продуктивного пласта составляла 4,4 МПа). Было принято решение об активации хвостовика без доспуска на 50 м (пробуренный забой 2730 м).

Скважина введена в эксплуатацию с дебитом по жидкости 60 м³/сут., по нефти 25 т/сут при обводненности 55%, что в два раза превышает дебит близлежащих ННС, имеющих дебит по жидкости 28 т/сут, по нефти 13 т/сут при обводненности 54%, и в 1,7 раза превышает по жидкости в сравнении с обычным БГС № 7239Л, пробуренным на данном же участке.

Таким образом, многозабойное заканчивание БГС технически реализуемо и в перспективе может стать одним из решений при заканчивании боковых стволов в многоствольных скважинах.

Заключение

На месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири технология строительства МЗС внедряется с 2009 г. и к настоящему времени накоплен достаточный опыт, представленный в монографии. В 2014 г. технология была переведена к промышленному внедрению, по состоянию на конец 2014 г. были пробурены и введены в эксплуатацию 71 МЗС. На 2015–2018 гг. запланировано бурение около 190 МЗС, также планируется реконструкция скважин посредством строительства многозабойных БГС.

По результатам данной работы был решен ряд теоретических и практических вопросов, предложен комплекс решений и технологий по повышению эффективности планирования, строительства и заканчивания многозабойных скважин в условиях месторождений Западной Сибири:

- Предложены классификации многоствольных и многозабойных скважин, учитывающие накопленный опыт нефтегазовой отрасли России и Западной Сибири, в частности.

- Определены оптимальные параметры конструкции и профилей многозабойных скважин, учитывающие геологические особенности терригенных коллекторов Западной Сибири.

- Принят алгоритм, предусматривающий поэтапную оптимизацию профилей скважин и применение эффективных технико-технологических решений, разработаны критерии подбора скважин-кандидатов, методика подбора координат забоев разветвленных МЗС и технологический регламент по планированию и строительству многозабойных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

- Предложены и апробированы новые технологии строительства и заканчивания многозабойных скважин, такие как:

- бурение МЗС с наработкой желоба в открытом стволе, зарезкой ответвлений с ориентируемого клина-отклонителя, с использованием роторно-управляемых систем, осцилляторов, датчиков нагрузки и вибрации, долот с короткой калибрующей частью и различного типоразмера, «жестких» и менее «жестких» КНБК;

- заканчивание с заколонными пакерами и циркуляционными муфтами в оснастке хвостовика в горизонтальном участке;
- заканчивание с проведением МГРП в МЗС;
- исследования по определению работы стволов МЗС и РИР для указанных выше способов заканчивания;
- многозабойное заканчивание скважин с большой протяженностью горизонтального участка.

5. Многозабойное заканчивание БГС технически реализуемо и в перспективе может стать одним из решений при многозабойном заканчивании боковых стволов в многоствольных скважинах, в том числе с проведением МГРП в каждом ответвлении.

6. Перспективными представляются компоновки, включающие активные циркуляционные клапаны и заколонные пакеры с включением в оснастку бронированного кабеля с оптоволокном, для осуществления мониторинга работы участков стволов МЗС.

7. Многозабойное заканчивание эффективно в условиях средне- и высокопроницаемых коллекторов, что обеспечивается как большей площадью дренажирования, так и созданием меньшей депрессии в процессе их эксплуатации. Динамика дебитов МЗС свидетельствует, что кратность прироста дебитов относительно одноствольных (типовых) горизонтальных скважин, сохраняется в течение продолжительного времени.

На низкопроницаемых объектах необходимо строительство МЗС с большей протяженностью ответвлений и основного ствола, с большим количеством ответвлений с более близким расположением друг к другу, с возможностью проведения гидроразрыва в каждом стволе. Данное направление получает только распространение и требует дальнейшего развития.

8. По нашему мнению, технологии заканчивания МЗС в ближайшие годы станут одним из ключевых направлений в части управления разработкой месторождений. Для масштабной реализации предложенных в работе решений необходимы опытно-промышленные испытания и внедрение отечественных технических средств для многозабойного и многоствольного заканчивания, что должно способствовать инвестиционной привлекательности реализации проектов по разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Приложение I

Уровни сложности многоствольных скважин по классификации TAML

Уровень TAML1

- Открытый/нечементированный стык
 - Открытый основной и боковой стволы, либо перфорированные хвостовики подвешены в каком-либо из стволов
 - Механическая и гидравлическая изоляция интервала сочленения основного и бокового стволова отсутствует
- Недостатки:*
- Неустойчивость стволов в слабых и рыхлых породах, работоспособны только в устойчивых породах
 - Ограниченный межремонтный период
 - Нет 100% уверенности в обеспечении захода в боковые стволы
 - Возможны перетоки между стволами
 - Затруднен контроль обводнения по стволам
 - Ограниченные возможности ремонта
 - Ограниченные возможности заканчивания

Уровень TAML2

- Основной ствол обсажен и зацементирован (цемент или аналогичный материал), боковой ствол – открытый
- Боковой ствол может быть открытым, либо с подвешенным хвостовиком
- Механическая и гидравлическая изоляция интервала сочленения основного и бокового стволова отсутствует

Особенности:

- Контролируемый доступ в боковые стволы
- Возможность применения более двух боковых стволов

Недостатки:

- Неустойчивость стволов в слабых и рыхлых породах (при открытом стволе – без подвешенного хвостовика)
- Возможны перетоки между стволами
- Затруднен контроль обводнения по стволам
- Ограниченные возможности ремонта
- Ограниченные возможности заканчивания

Уровень TAML3

- Основной ствол обсажен и зацементирован (цемент или аналогичный материал), боковой ствол обсажен, но не зацементирован
- Боковой ствол обсажен и «заякорен» к основному стволу при помощи устройства подвески хвостовика, но не зацементирован
- Гидравлическая изоляция интервала сочленения основного и бокового стволова отсутствует (только механическая)

Особенности:

- Контролируемый доступ в боковые стволы
- Возможность применения более двух боковых стволов

Недостатки:

- Возможные перетоки между стволами
- Ограниченные возможности ремонта

Уровень TAML4

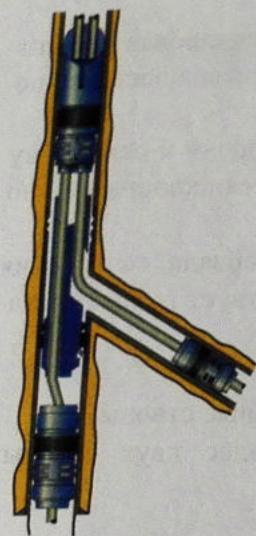
- Основной и боковой стволы обсажены и зацементированы (цемент или аналогичный материал)
- Оба ствола в месте стыка зацементированы
- Гидравлическая изоляция интервала сочленения основного и бокового стволова отсутствует (только механическая)

Особенности:

- Контролируемый доступ в боковые стволы
- Возможность применения более двух боковых стволов
- Применим для всех типов пластов

Недостатки:

- Возможные перетоки между стволами
- Ограниченные возможности ремонта



Уровень TAML5

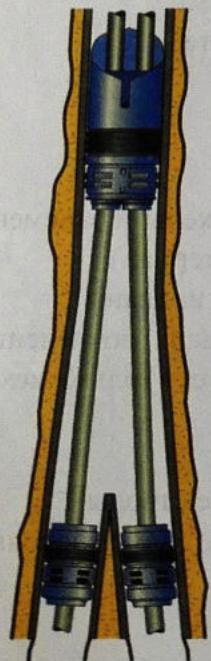
- Основной и боковой стволы обсажены и зацементированы (цемент или аналогичный материал)
- Оба ствола в месте стыка зацементированы
- Гидравлическая изоляция интервала сочленения основного и бокового ствола обеспечивается за счет внутрискважинного оборудования

Особенности:

- Контролируемый доступ в боковые стволы
- Применим для всех типов пластов

Недостатки:

- Ограниченные возможности ремонта



Уровень TAML6

- Обсаженные и зацементированные стволы (цемент или аналогичный материал)
- Герметичность стыка (интервала сочленения) достигается за счет особой конструкции обсадной колонны

Особенности:

- Контролируемый доступ в боковые стволы
- Применим для всех типов пластов
- Возможность применения любого типа заканчивания

Недостатки:

- Необходимо использование скважин большого диаметра

Приложение 2

Методика выбора координат забоев разветвленных многозабойных скважин на стадии их планирования

1. Общие положения

Предлагаемый алгоритм подбора координат забоев разветвленных МЗС учитывает возможности бурового оборудования и накопленный опыт строительства МЗС и реализуется в следующей последовательности [50]:

- определение оптимального количества боковых ответвлений в МЗС;
- определение потенциальных точек зарезки боковых ответвлений;
- определение координат проектных забоев боковых ответвлений из условия минимизации интерференции между стволами МЗС и с соседними скважинами;

- выполнение инженерных расчетов по оценке рисков бурения МЗС с типовым бурильным инструментом с последующей выдачей проекта на строительство скважины.

Далее приведены формулы представленные в монографии, с самостоятельной нумерацией в приложении для удобства изложения методики.

2. Определение количества боковых ответвлений в МЗС

2.1. Для каждой скважины-кандидата под многозабойное бурение определяется диапазон возможного количества боковых ответвлений по алгоритму, представленному далее по тексту.

Максимально возможное количество ответвлений в МЗС определяется согласно пунктам 2.2-2.6, минимально возможное количество – согласно пункту 2.7.

2.2. Максимальное количество ответвлений МЗС, исходя из величины зоны «непромера» между долотом и навигационным оборудованием в КНБК, определяется по формуле (результат округляется в меньшую сторону до целого значения):

$$N_{\max(1)} \approx \frac{L_{(t_1-t_3)} - 7 \cdot L_{\text{непромера}}}{4 \cdot L_{\text{непромера}}} \quad (1)$$

где $N_{\max(1)}$ – максимально возможное количество ответвлений в МЗС, определяемое из возможностей используемого навигационного оборудования;

$L_{(t_1-t_3)}$ – длина основного ствола МЗС, соединяющего точки Т1 и Т3 профиля (например, равная размерности сетки разработки залежи), м;

$L_{\text{непромера}}$ – заданная величина зоны «непромера» между долотом и навигационным оборудованием в КНБК.

2.3. Максимальное количество ответвлений, исходя из условия минимизации интерференции между стволами МЗС и соседними скважинами, определяется по формуле (результат округляется в меньшую сторону до целого значения):

$$N_{\max(2)} \approx \frac{L_{(t_1-t_3)}}{L_{\text{резок}}} - 1 = 2 \cdot \left(\frac{L_{(t_1-t_3)}}{S_{\text{ответвления}}} - 1 \right) \quad (2)$$

где $N_{\max(2)}$ – максимально возможное количество ответвлений в МЗС, определяемое из условия минимизации интерференции между МЗС и соседними скважинами;

$L_{\text{резок}}$ – расстояние между точками зарезки соседних боковых ответвлений в МЗС, м;

$S_{\text{ответвления}}$ – удаленность забоя ответвления от основного ствола МЗС (определяется по таблице 1, исходя из размерности сетки разбуривания залежи и типа скважин, окружающих скважину-кандидата);

Рекомендуемые смещения забоев боковых ответвлений МЗС относительно основного ствола (линии t1-t2) *Таблица 1*

Соседние скважины, окружающие планируемую к бурению МЗС	Удаленность забоя ответвления от основного ствола МЗС (S) в метрах, при размерности сетки разбуривания:				
	400 м	500 м	600 м	700 м	800 м
ННС (доб.)	до 200	до 250	до 300	до 350	до 400
ГС (доб., нагн.)	133,3	166,7	200,0	233,3	266,7
ННС (нагн.)					
МЗС (доб., нагн.)	100,0	125,0	150,0	175,0	200,0
<i>Минимальная пространственная интенсивность искривления ответвления, необходимая для ее разворота относительного основного ствола МЗС на 90°, град/10м</i>					
в варианте «расположение одной МЗС среди ННС»	до 2,9*	до 2,3	до 1,9	до 1,6	до 1,4
в варианте «расположение одной МЗС среди ГС» (наиболее часто встречающийся случай)	4,3*	3,4	2,9	2,5	2,1
в варианте «расположение одной МЗС среди МЗС»	5,7*	4,6	3,8	3,3	2,9

2 – коэффициент, учитывающий что между двумя ответвлениями закладываемыми с одной стороны МЗС, зарезается еще одно ответвление в противоположную сторону от основного ствола;

1 – коэффициент, учитывающий что в непосредственной близости от забоя основного ствола МЗС (точки t2), не зарезается боковое ответвление.

2.4. В случае необходимости использования заколонных пакеров в оснастке хвостовика для обсаживания основного ствола МЗС, максимальное количество ответвлений определяется по формуле:

$$N_{\max(3)} \approx \frac{L_{(t_1-t_3)}}{L_{\text{резок(пакер)}}} - 1 \quad (3)$$

$N_{\max(3)}$ где – максимально возможное количество ответвлений в МЗС, определяемое из условия минимизации риска перетока из обводненного ответвления в нижележащий интервал без обводнения, изолированный набухающим пакером (рисунок 1);

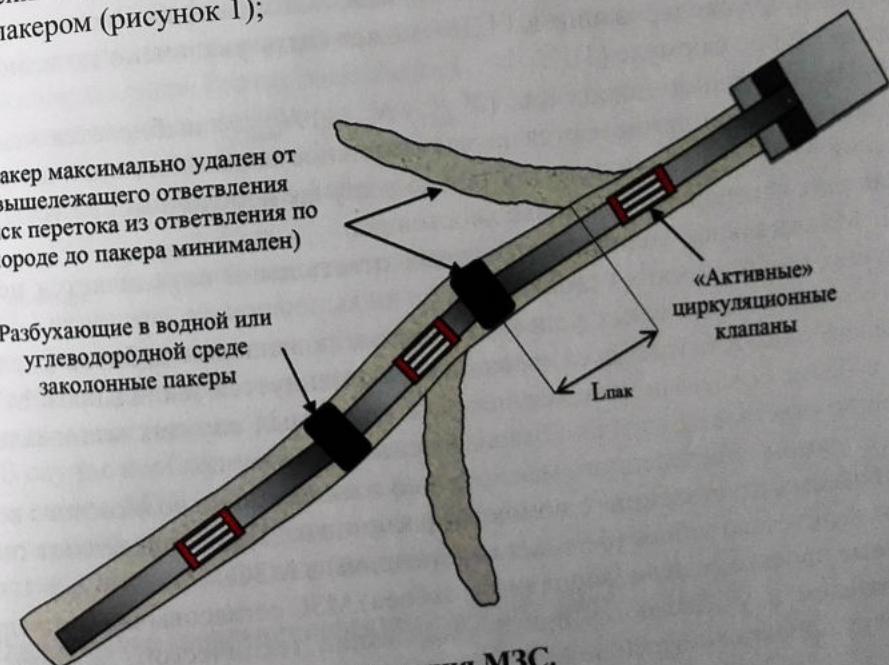


Рисунок 1 – Схема заканчивания МЗС.

1 – коэффициент, учитывающий что в непосредственной близости от забоя основного ствола МЗС, не зарезается боковое ответвление;

$L_{\text{резок(пакер)}}$ – минимально допустимое расстояние между точками зарезки соседних боковых ответвлений в МЗС, определяемое для разветвленных МЗС по формуле:

$$L_{\text{срезок(пакер)}} = C \cdot i^D + L_{\text{желоба}} \quad (3.1)$$

$L_{\text{желоба}}$ – длина интервала наработки желоба в интервале зарезки ответвления (принимается равным 25 м исходя из практического опыта бурения МЗС);

i – пространственная интенсивность набора кривизны в ответвлении, $^{\circ}/10 \text{ м}$;

C, D – коэффициенты, определяемые по формулам:

$$C = 34,146 \cdot R_{\text{интерф.}}^{0,4953} \quad (3.2)$$

$$D = -0,0015 \cdot R_{\text{интерф.}}^{-0,492} \quad (3.3)$$

где $R_{\text{интерф.}}$ – величина радиуса зоны воздействия (интерференции) основного ствола МЗС, определенная для рассматриваемого объекта.

2.5. В случае бурения ярусных МЗС (ответвлений закладываются на разные пропластки) субгоризонтальным основным стволом, минимально расстояние между срезками составляет $L_{\text{срезок}} = 20 \dots 50 \text{ м}$ (в зависимости от величины зоны «непромера» в КНБК). Для таких типов МЗС максимальное количество ответвлений при моделировании в ГГДМ может быть увеличено до величины, определяемой по формуле (3).

2.6. Из полученного диапазона $\{N_{\max(1)}; N_{\max(2)}; N_{\max(3)}\}$ выбирается меньшее значение, которое и принимается за максимальное возможное количество ответвлений МЗС. $N_{\max(3)}$ учитывается только в случае необходимости установки набухающих пакеров в компоновке хвостовика.

2.7. Минимальное количество боковых ответвлений определяется исходя из текущих геологических условий.

В геологически-сложных условиях в целях повышения дебитов скважин и большего охвата залежи дренированием рекомендуется закладывать МЗС с двумя и более боковыми ответвлениями, в остальных случаях минимальное количество ответвлений должно быть не менее одного.

2.8. С учетом определенного максимально и минимально возможного количества боковых ответвлений, с помощью расчетов в ГГДМ определяют оптимальное количество забоев (боковых ответвлений) в МЗС.

Данные проектные цели (координаты забоев) МЗС согласовываются недропользователем и учитываются при формировании технического задания на разработку проекта по бурению МЗС.

3. Определение точек зарезок ответвлений из основного ствола МЗС

3.1. Точка зарезки первого ответвления должна располагаться от башмака эксплуатационной колонны:

– на расстоянии, превышающем длину КНБК, в целях исключения подклинивания инструмента в интервале разбуриваемой оснастки обсадной колонны;

– при этом рекомендуется точку зарезки первого ответвления планировать в интервале стабилизации ГУ (после завершения донабора зенитного угла (ЗУ) в профиле ГУ сразу после вскрытия кровли пласта);

– если в целях повышения прогнозируемости залегания пласта, планируется заложение пилотного ствола в интервале между башмаком эксплуатационной колонны и точкой зарезки первого ответвления, то расстояние до точки первой зарезки должно превышать рекомендованные выше значения из условия предупреждения пересечения пилотного и горизонтального стволов;

– на расстоянии, позволяющем попасть в центр проектной цели (круга допуска), с принятой для ответвления пространственной интенсивностью искривления.

3.2. Точка зарезки последующего ответвления должна располагаться от предыдущей на расстоянии, определяемом следующим образом:

– максимальное расстояние между точками зарезки новых ответвлений зависит от количества планируемых к зарезке ответвлений, а также от решаемых геологических задач (точек размещения забоев);

– минимальное расстояние между точками зарезки новых ответвлений определяется исходя из необходимости выполнения инклинометрических замеров и рассчитывается по формуле:

$$L_{\text{срезок}} = L_{\text{непромера}} + 35 \text{ м} \quad (4)$$

где $L_{\text{непромера}}$ – величина зоны непромера используемой КНБК, м;
35 – величина, включающая интервал замера инклинометром, подтверждающего факт зарезки нового ствола (принимается равным 10 м), и интервал необходимый для наработки желоба перед началом зарезки нового ответвления (принимается равным 25 м).

В случае необходимости установки заколонных пакеров в хвостовик основного ствола МЗС, минимальное расстояние между точками зарезок соседних ответвлений должна определяться с учетом формулы (3.1), положения ВНК на участке и допустимого отклонения от проектной траектории.

4. Определение координат проектных забоев ответвлений МЗС

4.1. После выбора точек зарезки ответвлений МЗС определяется величина пространственной интенсивности набора кривизны в ответвлении:

– согласно техническим возможностям и оптимальным областям работы используемого бурильного инструмента и оборудования;

– с целью минимизации интерференции с основным стволом и обеспечения разворота ответвления в азимутальной плоскости по отношению к основному стволу МЗС с углом, максимально близким к 90° . Разворот ствола при

максимально возможной интенсивности искривления позволяет отвести забой ответвления при его минимальной протяженности и снизить стоимость его строительства.

4.2. Далее определяется удаленность забоя ответвления от основного ствола МЗС исходя из следующих принципов:

– удаленность забоя ответвления от основного ствола МЗС ($S_{\text{отв.1}}$), при которой одновременно минимизируется интерференция с соседними скважинами и соседними стволами в МЗС, определяется по формуле:

$$S_{\text{отв.1}} = S_{\text{ответвления}} \quad (5)$$

где $S_{\text{ответвления}}$ – величина, определяемая по таблице 1;

– удаленность забоя, необходимая для разведения ответвления на 90° относительно основного ствола МЗС, по формуле:

$$S_{\text{отв.2}} = 573,3 \cdot i^{-1} \quad (6)$$

– удаленность забоя, необходимая для минимизации интерференции ответвления с основным стволом МЗС должна быть больше величины $R_{\text{интерф.}}$, либо (при отсутствии данной величины) принимается как 80% от S_{max} :

$$S_{\text{отв.3}} = \begin{cases} S_{\text{отв.3}} = R_{\text{интерф.}} \\ S_{\text{отв.3}} = 0,8 \cdot S_{\text{max}} \end{cases} \quad (7)$$

где $R_{\text{интерф.}}$ – величина радиуса зоны воздействия (интерференции) основного ствола МЗС, определенная для рассматриваемого объекта;

$$S_{\text{max}} = \max \left\{ S_{\text{отв.1}}, S_{\text{отв.2}} \right\} \quad (8)$$

4.3. На основании полученного диапазона $\{S_{\text{отв.1}}; S_{\text{отв.2}}; S_{\text{отв.3}}\}$, по результатам моделирования в ГГДМ, определяется оптимальное смещение забоя ответвления (от основного ствола МЗС).

4.4. По выбранному оптимальному смещению ответвления определяются области возможного заложения забоя ответвления. Для этого определяется минимальное необходимое смещение забоя ответвления:

$$A_{\text{заб.}(min)} = \sqrt{\left(\frac{573,3}{i}\right)^2 - \left(\frac{573,3}{i} - S_{\text{оптим.}}\right)^2} \quad (9)$$

4.5. В соответствии с расчетными значениями, полученными в ГГДМ, забой ответвления закладывается на оптимальной области, изображенной на схеме (рисунок 2). При этом координаты забоя ответвления должны соответствовать условиям:

$$S_{\text{заб.}} = S_{\text{оптим.}} \quad (10.1)$$

$$A_{\text{заб.}} \geq A_{\text{заб.}(min)} \quad (10.2)$$

Границы оптимальной области определяются возможной интенсивностью набора кривизны в ответвлении, то есть вне границ данной области проводка стволов невозможна по имеющимся техническим ограничениям используемого бурового оборудования. Окончательное расположение забоев в пределах оптимальной области уточняется исходя из имеющейся геологической информации, актуализированной ГГДМ.

4.6. В соответствии с представленным выше алгоритмом осуществляется подбор координат забоев для всех ответвлений МЗС.

Примечание: в случае, если параметры кривизны и длина всех ответвлений принимаются равными, тогда для всех ответвлений МЗС параметры $S_{\text{заб.}}$ и $A_{\text{заб.}}$ принимаются одинаковыми.

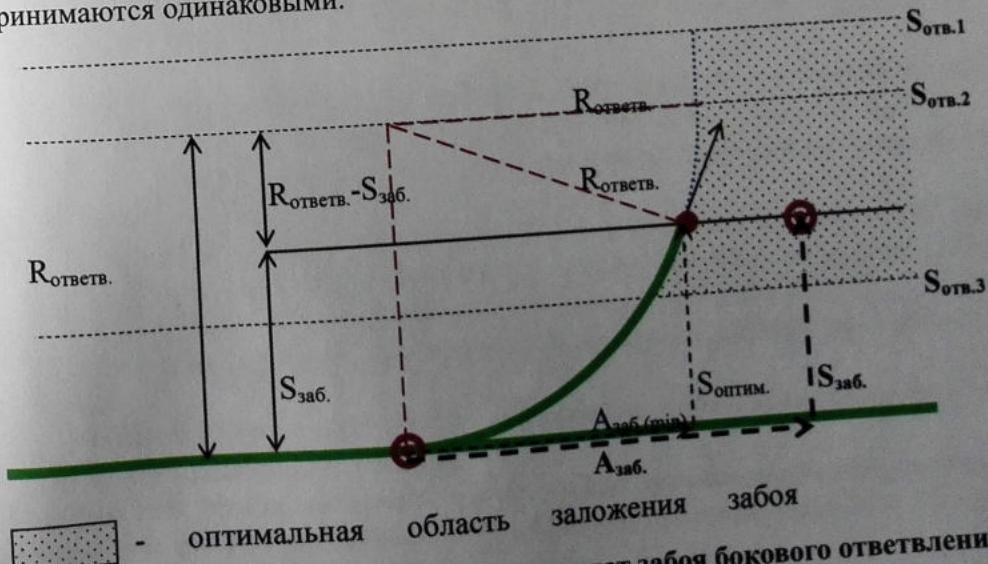


Рисунок 2 – Схема определения координат забоя бокового ответвления (относительно точки его зарезки).

4.7. На основании полученных координат забоев выполняются инженерные расчеты по оценке рисков бурения МЗС с типовым бурильным инструментом с последующей выдачей проекта на строительство скважины.

4.8. При необходимости, для разветвленных МЗС возможно оперативно определить ориентировочные длину ответвлений $L_{\text{отв.}}$ и угла разворота ответвления по отношению к основному стволу МЗС (в азимутальной плоскости) ΔA_3 , при принятых величинах $S_{\text{заб.}}$ и $A_{\text{заб.}}$, по формулам:

$$\Delta A_3 \approx \arctg \left(\frac{i - A_{\text{заб.}}}{\frac{573.3}{i} - S_{\text{заб.}}} \right), \text{ град} \quad (11)$$

$$L_{\text{отв.}} \approx \frac{\Delta A_3}{360^\circ} \cdot \frac{573.3}{i} \cdot 2\pi \quad (12)$$

Данные величины являются справочными и уточняются при разработке проекта на бурение МЗС.

Приложение 3

Подход к определению интенсивности искривления в начальном и конечном звеньях основного ствола МЗС

Для бурения МЗС одной компоновкой требуется, чтобы интенсивность искривления на всех участках профиля (рисунок 1) была реализуема с одним углом перекоса в КНБК, то есть должно выполняться условие:

$$i_{\min} = i \quad (1),$$

где i_{\min} – интенсивность искривления в начальном и конечном звеньях основного ствола МЗС;

i – интенсивность в типовом звене МЗС.

Для обеспечения равенства (1) требуется выполнение условий:

$$l_{\text{stab}(\alpha)} \geq 2R_2 \cdot \tg\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad (1.1),$$

или

$$i_{\min} \geq 57.3 \cdot \frac{2 \cdot \tg\left(\frac{\alpha}{2}\right)}{l_{\text{stab}(\alpha)}} \quad (1.2)$$

где α – разница между азимутальными направлениями участков стабилизации, расположенных перед участком срезки и после него (рисунки 6 и 7);

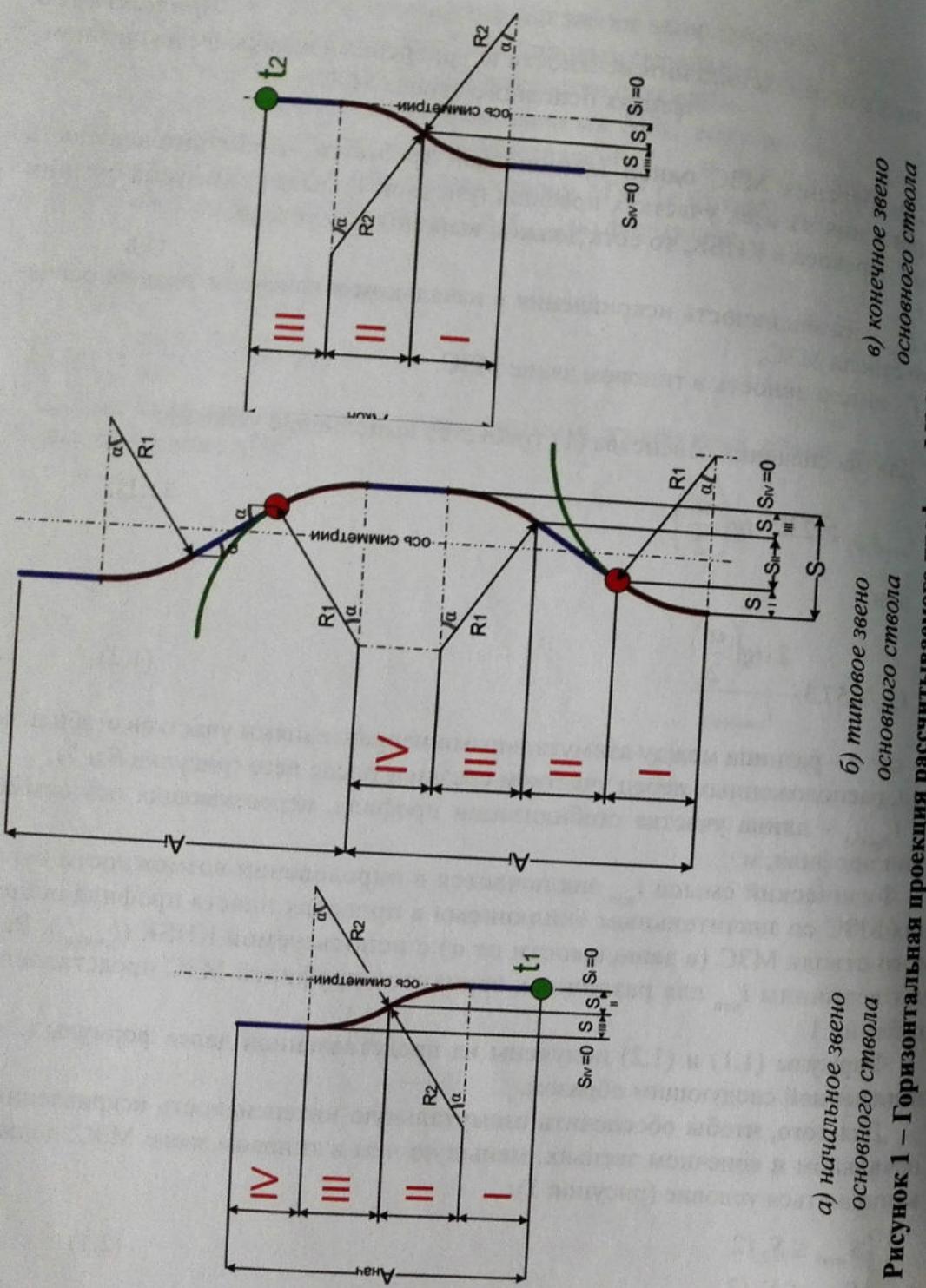
$l_{\text{stab}(\alpha)}$ – длина участка стабилизации профиля, пересекающих ось симметрии профиля, м.

Физический смысл i_{\min} заключается в определении возможности бурения МЗС со значительным «вилянием» в пределах пласта профиля основного ствола МЗС (в зависимости от α) с используемой КНБК ($l_{\text{stab}(\alpha)}$). Расчет величины i_{\min} для различных вариантов профилей МЗС представлен в таблице 1.

Формулы (1.1) и (1.2) получены из представленной далее формулы (2.4), выведенной следующим образом.

Для того, чтобы обеспечить азимутальную интенсивность искривления в начальном и конечном звеньях, меньшую чем в типовом звене МЗС, должно выполняться условие (рисунок 1):

$$\begin{cases} S_{\text{нач}} \leq S_2/2 \\ S_{\text{кон}} \leq S_2/2 \end{cases} \quad (2.1)$$



Подставив из таблиц 1-3 соответствующие выражения и преобразовав формулы (2.2) и (2.3), получим (2.4):

$$R_2 \cdot (1 - \cos \alpha) \leq \frac{l_{\text{стаб}}(\alpha) \cdot \sin \alpha}{2} \quad (2.2)$$

$$\frac{1 - \cos \alpha}{\sin \alpha} \leq \frac{l_{\text{стаб}}(\alpha)}{2R_2} \quad (2.3)$$

$$\tan\left(\frac{\alpha}{2}\right) \leq \frac{l_{\text{стаб}}(\alpha)}{2R_2} \quad (2.4)$$

С учетом, что $R_2 = 57.3/i_2$, из выражения (2.4) получены формулы (1.1) и (1.2). При этом таблицы 1-3 составлены с учетом следующего:

- в качестве основы для расчетов использованы методики расчета плоского профиля, имеющего участки стабилизации и набора кривизны [70], и профиля типовых «звеньев» МЗС (рисунок 1);
- для упрощения расчетов профиль МЗС принят условно «плоским».

Таблица 1

Формулы для расчета конечного звена основного ствола МЗС

Наименование интервала профиля МЗС	Длина интервалов МЗС L_i , м	Проекция основного ствола МЗС (относительно плоскости симметрии), м
1) первый интервал набора кривизны	$L_{\text{кон1}} = 0.01745 \cdot R_2 \cdot \alpha$	$S_{\text{кон1}} = R_2 \cdot (1 - \cos \alpha)$ $A_{\text{кон1}} = R_2 \cdot \sin \alpha$
2) второй интервал набора кривизны	$L_{\text{кон2}} = 0.01745 \cdot R_2 \cdot \alpha$	$S_{\text{кон2}} = R_2 \cdot (1 - \cos \alpha)$ $A_{\text{кон2}} = R_2 \cdot \sin \alpha$
3) прямолинейный направляющий интервал	$L_{\text{кон3}} = l_{\text{стаб}}$	$S_{\text{кон3}} = 0$ $A_{\text{кон3}} \geq 0$
Итого по конечному звено основного ствола МЗС	$L_{\text{кон}} = L_{\text{кон1}} + L_{\text{кон2}} + L_{\text{кон3}}$	$S_{\text{кон}} = S_{\text{кон1}} + S_{\text{кон2}} + S_{\text{кон3}}$ $A_{\text{кон}} = A_{\text{кон1}} + A_{\text{кон2}} + A_{\text{кон3}}$

Формулы для расчета начального звена основного ствола МЗС

Таблица 2

Наименование интервала профиля МЗС	Длина интервалов МЗС L_i , м	Проекция основного ствола МЗС (относительно плоскости симметрии), м	
		«перпендикулярная плоскость» – величина отклонения ствола от оси симметрии МЗС, S_i , м	«параллельная» – проектное смещение вдоль оси симметрии МЗС, A_i , м
1) прямолинейный направляющий интервал	$L_{\text{нач1}} = l_{\text{stab}}$	$S_{\text{нач1}} = 0$	$A_{\text{нач1}} = l_{\text{stab}}$
2) первый интервал набора кривизны	$L_{\text{нач2}} = 0.01745 \cdot R_2 \cdot \alpha$	$S_{\text{нач2}} = R_2 \cdot (1 - \cos \alpha)$	$A_{\text{нач2}} = R_2 \cdot \sin \alpha$
3) второй интервал набора кривизны	$L_{\text{нач3}} = 0.01745 \cdot R_2 \cdot \alpha$	$S_{\text{нач3}} = R_2 \cdot (1 - \cos \alpha)$	$A_{\text{нач3}} = R_2 \cdot \sin \alpha$
4) интервал стабилизации	$L_{\text{нач4}} = l_{\text{stab}}$	$S_{\text{нач4}} = 0$	$A_{\text{нач4}} = l_{\text{stab}}$
Итого по начальному звену основного ствола МЗС	$L_{\text{нач}} = L_{\text{нач1}} + L_{\text{нач2}} + L_{\text{нач3}} + L_{\text{нач4}}$	$S_{\text{нач}} = S_{\text{нач1}} + S_{\text{нач2}} + S_{\text{нач3}} + S_{\text{нач4}}$	$A_{\text{нач}} = A_{\text{нач1}} + A_{\text{нач2}} + A_{\text{нач3}} + A_{\text{нач4}}$
Примечания:	$R_2 = 57.3/i_2$ – радиус искривления в интервале набора кривизны начального и конечного звеньев основного ствола МЗС, м;		
	i_2 – интенсивность искривления в интервале набора кривизны начального и конечного звеньев основного ствола МЗС, м;		

Формулы для расчета типового звена основного ствола МЗС

Таблица 3

Наименование интервала профиля МЗС	Длина интервалов МЗС L_i , м	Проекция основного ствола МЗС (относительно плоскости симметрии), м	
		«перпендикулярная плоскость» – величина отклонения ствола от оси симметрии, S_i , м	«параллельная» – проектное смещение вдоль оси симметрии МЗС, A_i , м
1) первый интервал набора кривизны (до точки срезки)	$L_1 = 0.01745 \cdot R_1 \cdot \alpha$	$S_1 = R_1 \cdot (1 - \cos \alpha)$	$A_1 = R_1 \cdot \sin \alpha$
2) интервал стабилизации	$L_2 = l_{\text{stab}(\alpha)}$	$S_2 = l_{\text{stab}(\alpha)} \cdot \sin \alpha$	$A_2 = l_{\text{stab}(\alpha)} \cdot \cos \alpha$
3) второй интервал набора кривизны	$L_3 = 0.01745 \cdot R_1 \cdot \alpha$	$S_3 = R_1 \cdot (1 - \cos \alpha)$	$A_3 = R_1 \cdot \sin \alpha$
4) прямолинейный направляющий интервал	$L_4 = A_4 = l_{\text{stab}}$	$S_4 = 0$	$A_4 = l_{\text{stab}}$
Итого по типовому звену основного ствола МЗС	$L_{\text{звена}} = L_1 + L_2 + L_3 + L_4$	$S_{\text{звена}} = S_1 + S_2 + S_3 + S_4$	$A_{\text{звена}} = A_1 + A_2 + A_3 + A_4$

Примечания:

$R_1 = 57.3/i_1$ – радиус искривления в интервале набора кривизны типового звена основного ствола МЗС, м;

i_1 – интенсивность искривления в интервале набора кривизны типового звена основного ствола МЗС, м;

α – разница между азимутальными направлениями участков стабилизации, расположенных перед участком срезки и после него, град.;

l_{stab} , $l_{\text{stab}(\alpha)}$ – длины участков стабилизации профиля, соответственно, параллельных оси симметрии профиля и пересекающих ее, м.

Вывод формул для оперативного расчета параметров ответвлений МЗС в зоне «активной» интерференции основного ствола МЗС

На основании представленной ниже расчетной схемы (рисунок 1) и известных формул расчета плоских профилей (представлены в таблице 1), получены расчетные значения (таблица 1).

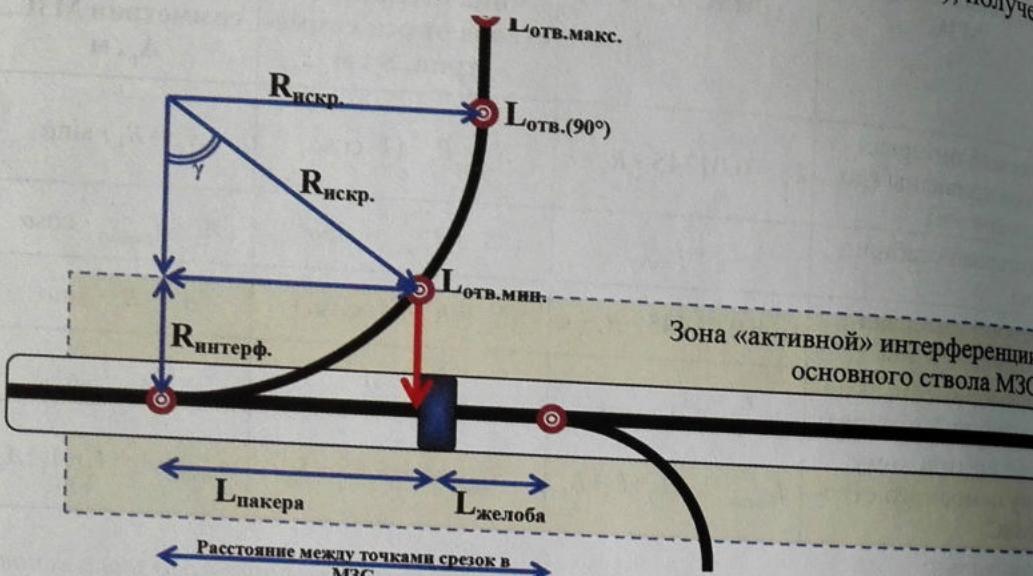


Рисунок 1 – Схема для выполнения расчетов (вид сверху).

Для выводения формул (3.1)-(3.3) и (4.1)-(4.4), представленных в главе 6, были выполнены следующие работы.

1. По данным таблицы 1 построены зависимости длины ответвлений в зоне интерференции (рисунок 1) и расстояния от точки срезки до места установки пакера в основном ГУ (рисунок 2), в зависимости от изменения интенсивности набора кривизны в боковом ответвлении МЗС;

2. По каждой зависимости определено, что зависимость описывается степенным законом с достоверностью аппроксимации 0,999-1,000. Получены соответственно формулы:

– по рисунку 2: $y = 240,21x^{-0,48}$ (среднеквадратичное отклонение от линии тренда $R^2 = 0,9999$). Из данной зависимости в дальнейшем получена формула (3.1);

– по рисунку 3: $y = 237,02x^{-0,562}$ (среднеквадратичное отклонение от линии тренда $R^2 = 0,9992$). Из данной зависимости в дальнейшем получена формула (4.1).

3. В общем виде формулы можно было записать в виде:

– формулу (3.1) в виде: $y = A \cdot x^B$;

– формулу (4.1) в виде: $y = C \cdot x^D$

4. Данные расчеты были выполнены для величины радиуса «активной» интерференции основного ствола МЗС, принятой в 50 м. Путем повторных расчетов, варьируя величины радиуса «активной» интерференции от 5 до 100 м получаем значения коэффициентов А, В, С, D (таблицы 2, 3), в зависимости от принятой величины радиуса интерференции (z).

5. На основании данных таблиц 2 и 3 строятся зависимости по данным коэффициентам (рисунки 4-7). В соответствии с формулами, представленными на данных рисунках, определяются формулы для расчетов коэффициентов А, В, С, D и соответственно формулы (3.1)-(3.3) и (4.1)-(4.4):

$$L_{\text{отв. мин.}} \geq L_{\text{отв. интерф.}} = A \cdot i^B, \quad (3.1)$$

где $L_{\text{отв. интерф.}}$ – «неработающая» длина ответвления в зоне «активной» интерференции;

i – интенсивность набора кривизны в боковом ответвлении;

А, В – коэффициенты, определяемые по формулам:

$$A = 33,721 \cdot R_{\text{интерф.}}^{0,502} \quad (3.2)$$

$$B = 0,0004 \cdot R_{\text{интерф.}} - 0,5014, \quad (4.1)$$

$$L_{\text{пакер}} = C \cdot i^D \quad (4.2)$$

$$L_{\text{срезок}} = L_{\text{пакер}} + L_{\text{желоба}},$$

где $L_{\text{пакер}}$ – минимальное расстояние от точки срезки до места установки пакера в основном ГУ;

$L_{\text{срезок}}$ – минимальное расстояние между соседними точками срезок в ответвлении;

С, D – коэффициенты, определяемые по формулам:

$$C = 34,146 \cdot R_{\text{интерф.}}^{0,4953} \quad (4.3)$$

$$D = -0,0015 \cdot R_{\text{интерф.}} - 0,492, \quad (4.4)$$

6. Проверочные расчет по формулам (3.1) и (4.1) показывает (таблица 1), что отклонение от ранее выполненных расчетных значений по схеме (рисунок 1) не превышает 0,6% для формулы (3.1) и не более 1,26% для формулы (4.1).

Исходные и расчетные данные (величина радиуса «активной» интерференции основного ствола МЗС принята в 50 м)

Показатели	Расчетные формулы	Варианты									
		Исходные данные									
Интенсивность набора кривизны в боковом ответвлении МЗС, град./10м	i	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	
Радиус интерференции (относительного основного ствола МЗС), м	$R_{\text{интерф.}}$	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
Длина интервала наработки желоба (для срезки в ответвление), м	$L_{\text{желоба}}$	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Расчетные значения (по схеме на рисунке 1)											
Радиус искривления, м	$R_{\text{искр.}} = \frac{573}{i}$	573	382	286,5	229,2	191	163,7	143,3	127,3	114,6	
Длина ответвления для разведения его под углом 90 град. к основному ГУ	$L_{\text{отв.оптим.}}$	573	382	286,5	229,2	191	163,7	143,3	127,3	114,6	
Радиус искривления за вычетом зоны интерференции, м	$-R_{\text{интерф.}}$	523	332	236,5	179,2	141	113,7	93,25	77,33	64,6	
Угол сектора интерференции, град.	γ	24,1	29,6	34,4	38,6	42,4	46,0	49,4	52,6	55,7	
Длина ответвления в зоне интерференции	$L_{\text{отв.интерф.}}$	241,1	197,6	171,8	154,3	141,4	131,5	123,5	116,9	111,4	
Длина ответвления вне зоны интерференции, м	$-L_{\text{отв.интерф.}}$	331,9	184,4	114,7	74,9	49,6	32,3	19,8	10,4	3,2	

Показатели	Расчетные формулы	Варианты									
		Продолжение таблицы 1									
Смещение относительно точки срезки (вдоль основного ГУ), при котором ответвление находится вне зоны интерференции (расстояние от точки срезки до места установки пакера в основном ГУ)	$L_{\text{пакер}}$	234,1	188,9	161,7	142,9	128,8	117,8	108,7	101,2	94,7	
Расстояние между точками срезок в МЗС	$+ L_{\text{желоба}}$	254,1	208,9	181,7	162,9	148,8	137,8	128,7	121,2	114,7	
Расчетные значения – по формулам (3.1) и (4.1)											
Длина ответвления в зоне интерференции	Формула (3.1)	240,3	197,7	172,1	154,6	141,6	131,5	123,3	116,5	110,7	
Погрешность (%) расчетов по формуле (3.1)		-0,35	0,03	0,18	0,20	0,14	0,02	-0,14	-0,35	-0,58	
Смещение относительно точки срезки (вдоль основного ГУ), при котором ответвление находится вне зоны интерференции (расстояние от точки срезки до места установки пакера в основном ГУ)	Формула (4.1)	237,0	188,4	160,0	141,0	127,1	116,5	108,0	101,0	95,2	
Погрешность (%) расчетов по формуле (4.1)		1,26	-0,31	-1,05	-1,33	-1,31	-1,08	-0,67	-0,12	0,55	

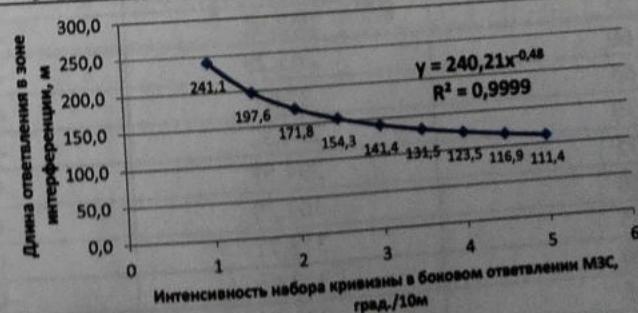


Рисунок 2 – Зависимость по формуле (3.1).



Рисунок 3 – Зависимость по формуле (4.1).

Таблица 2 Значения коэффициентов А, В		
Радиус интерференции (относительно основного ствола МЗС), м	коэффициент А	коэффициент В
5	75,727	-0,498
10	107,13	-0,496
15	131,26	-0,494
20	151,62	-0,492
25	169,58	-0,491
30	185,83	-0,488
35	200,79	-0,486
40	214,72	-0,484
45	227,82	-0,482
50	240,21	-0,480
55	252,01	-0,478
60	263,28	-0,475
65	274,1	-0,473
70	284,52	-0,471
75	294,57	-0,468
80	304,29	-0,466
85	313,71	-0,463
90	322,85	-0,461
95	331,74	-0,458
100	340,4	-0,455

Значения коэффициентов С, D

Радиус интерференции (относительно основного ствола МЗС), м	коэффициент С	коэффициент D
5	75,727	-0,498
10	107,13	-0,496
15	131,26	-0,494
20	151,62	-0,492
25	169,58	-0,491
30	185,83	-0,486
35	200,79	-0,484
40	214,72	-0,482
45	227,82	-0,480
50	240,21	-0,478
55	252,01	-0,475
60	263,28	-0,473
65	274,1	-0,471
70	284,52	-0,468
75	294,57	-0,466
80	304,29	-0,463
85	313,71	-0,461
90	322,85	-0,458
95	331,74	-0,455
100	340,4	-0,455

Таблица 3

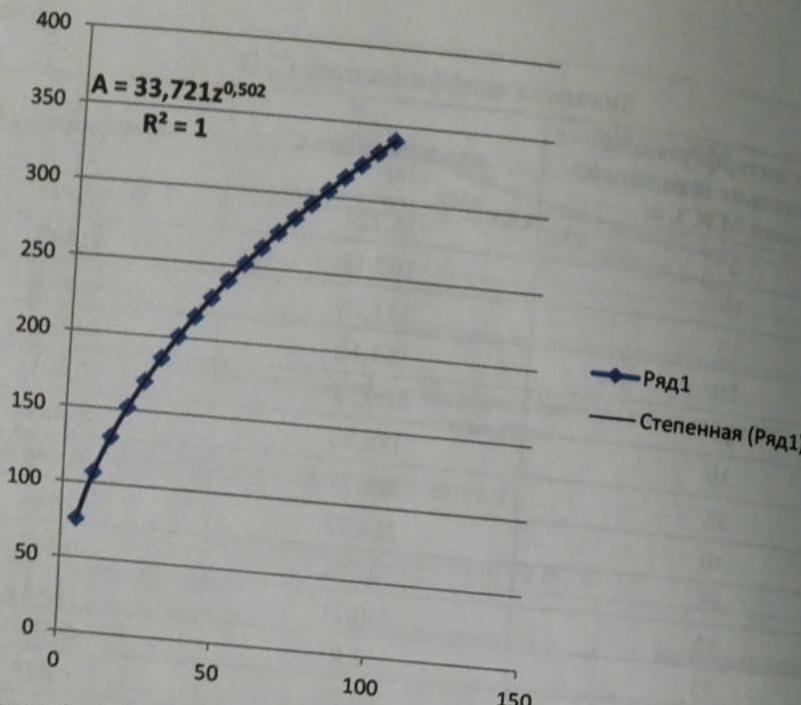


Рисунок 4 – Зависимость по коэффициенту А.

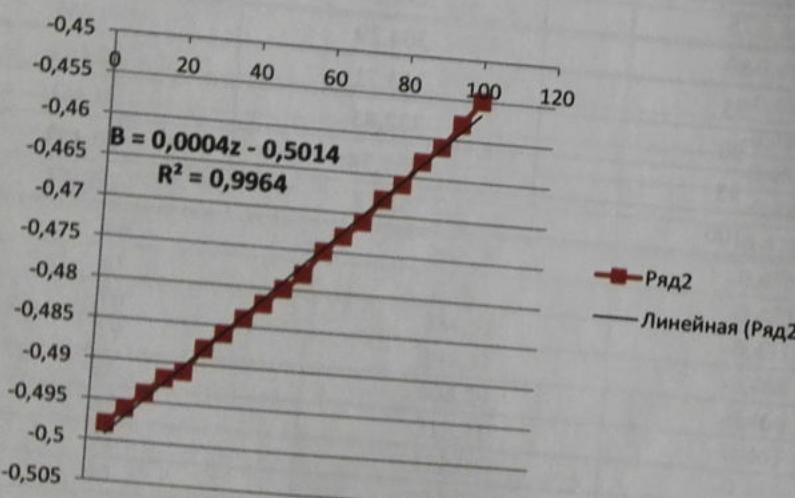


Рисунок 5 – Зависимость по коэффициенту В.

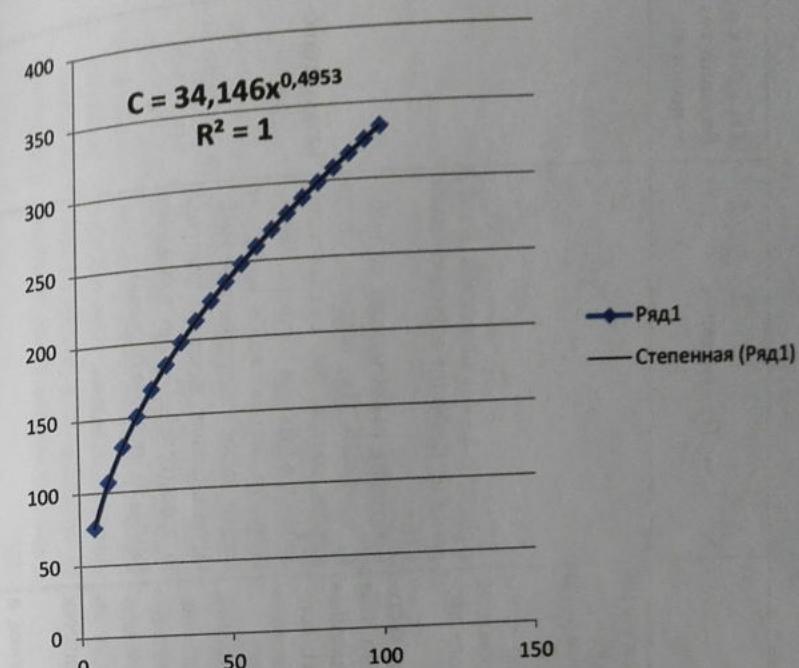


Рисунок 6 – Зависимость по коэффициенту С.

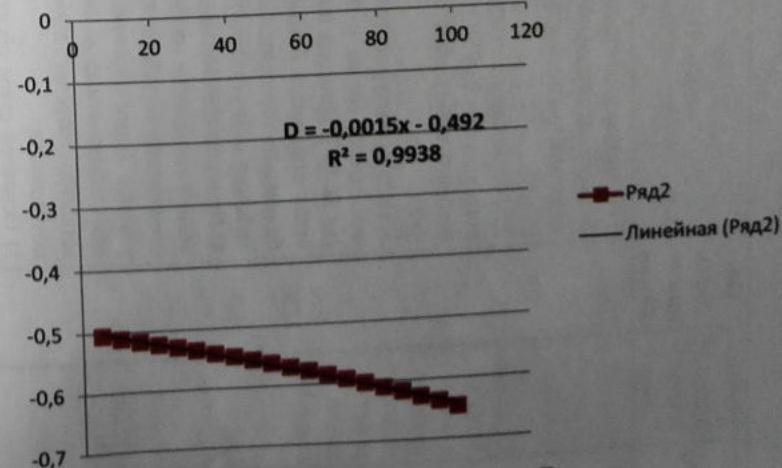


Рисунок 7 – Зависимость по коэффициенту D.

**Технико-технологические решения для повышения эффективности бурения
МЗС со «сложным» профилем**

№	Наименование технологии	Области применения	Краткое описание	Примечание	Отличия от базовой технологии
1	Создание «полки» в месте предполагаемого разветвления	Все МЗС	<p>1) Проводка условно горизонтального участка (от башмака эксплуатационной колонны до интервала будущего ответвления) с зенитным углом около 90°;</p> <p>2) Формирование «уступла» ствола – набор зенитного угла (до 93-95°) с последующей проводкой бокового ответвления согласно проектного профиля;</p> <p>3) Подъем инструмента в начало интервала «уступа» ствола, срезка с падением зенитного угла (до 86-88°), проводка нового ствола (оставшийся ствол становится боковым ответвлением), «стабилизация» горизонтального участка по первональному азимуту (зенитный угол около 90°);</p> <p>4) Проводка еще нескольких ответвлений по оптимальной технологии (если требуется). Бурение заканчивается «стабилизацией» горизонтального участка. Таким образом, основной ствол, постоянно забуривающийся из отходящего в сторону ответвления, сохраняет азимут бурения практически неизменным;</p> <p>5) Основной ствол обсаживается хвостовиком, а ответвления – не обсаживаются.</p>	При использовании данной технологии не требуется дополнительное СПО.	Соблюдать рекомендации по выбору профилей, углу перекоса отклонителя, содержанию смазывающих добавок в буровом растворе, интенсивности искривления в интервале срезки, выбору подрядчика по ННБ. Осуществление жесткого контроля за траекторией ГУ (во избежание выхода из коридора бурения).

2	Бурение и срезка в ГУ с применением РУС	МЗС со «сложным» профилем	<p>Применение роторной управляемой системы при бурении ГУ (обеспечивающих интенсивность искривления до 3-5°/10 м) обусловлено прогнозируемой и хорошей управляемостью, а также увеличением механической скорости бурения (в 1,5-3 раза).</p>	<p>При использовании данной технологии не требуется дополнительное СПО.</p> <p>Соблюдать рекомендации по выбору профилей, углу перекоса отклонителя, содержанию смазывающих добавок в буровом растворе, интенсивности искривления в интервале срезки, выбору подрядчика по ННБ. Осуществление жесткого контроля за траекторией ГУ (во избежание выхода из коридора бурения).</p> <p>Недостаток данной технологии в удорожании этапа производства работ в связи с высокой стоимостью аренды РУС.</p>	<p>Сокращение продолжительности строительства МЗС до 1,5-2,5 сут. за счет более высоких механических скоростей бурения.</p> <p>При использовании данной технологии требуется дополнительное СПО для смены долота, т.е. долота данного типа предназначены только для бурения на участках направления искривления ствола. Соблюдать рекомендации по выбору профилей, углу перекоса отклонителя, содержанию смазывающих добавок в буровом растворе, интенсивности искривления в интервале срезки, выбору подрядчика по ННБ. Осуществление жесткого контроля за траекторией ГУ (во избежание выхода из коридора бурения).</p>
3	Срезка в ГУ с применением долот с короткой калибрующей поверхностью (зарезные)	Все МЗС			<p>Увеличение продолжительности строительства МЗС до 2 сут.</p>

<p>Срезка в ГУ с применением более гибких КНБК</p> <p>4</p>	<p>Срезка в ГУ с клина-отклонителем, спускаемого в компоновке хвостовика</p> <p>5</p> <p>М3С со «сложным» профилем</p>	<p>Оказывает положительное влияние при проведении срезок. Данная технология может использоваться совместно с использованием шарошечных или зарезных долот.</p> <p>При использовании данной технологии требуются дополнительные СПО для смены КНБК (включение/исключение отдельных элементов компоновки). Соблюдать рекомендации по выбору профилей, углу перекоса отклонителя, содержанию смазывающих добавок в буровом растворе, интенсивности искривания в интервале срезки, выбору подрядчика по ННБ. Осуществление жесткого контроля за траекторией ГУ (во избежание выхода из коридора бурения).</p> <p>По окончании бурения первого горизонтального ствола производится подъем КНБК и спуск хвостовика с ориентируемым клином-отклонителем, с которого в дальнейшем производится срезка в следующем горизонтальном ответвлении. «Голова» хвостовика устанавливается ниже башмака эксплуатационной колонны, и оборудуется подвеской хвостовика ПХН-КО1.143. У этой специальной подвески верхняя часть выполнена в виде клина, с углом перекоса 2,5°. При этом данная подвеска включает в себя механизм ориентирования, позволяющий по окончании спуска хвостовика выставить клин в одном из шести направлений.</p>
<p>Бурение долотами меньшего диаметра</p> <p>6</p>	<p>Бурение долотами меньшего диаметра</p> <p>6</p>	<p>При использовании данной технологии требуется дополнительное СПО. Соблюдать рекомендации по выбору профилей, углу перекоса отклонителя, содержанию смазывающих добавок в буровом растворе, интенсивности искривания в интервале срезки, выбору подрядчика по ННБ. Осуществление жесткого контроля за траекторией ГУ (во избежание выхода из коридора бурения).</p>
<p>Прямая эмульсия</p> <p>7</p>	<p>Прямая эмульсия</p> <p>7</p>	<p>При использовании данной технологии требуется дополнительное СПО. Соблюдать рекомендации по выбору профилей, углу перекоса отклонителя, содержанию смазывающих добавок в буровом растворе, интенсивности искривания в интервале срезки, выбору подрядчика по ННБ. Осуществление жесткого контроля за траекторией ГУ (во избежание выхода из коридора бурения).</p>
<p>М3С со «сложным» профилем</p> <p>8</p>	<p>М3С со «сложным» профилем</p> <p>8</p>	<p>При использовании данной технологии требуется дополнительное СПО. Соблюдать рекомендации по выбору профилей, углу перекоса отклонителя, содержанию смазывающих добавок в буровом растворе, интенсивности искривания в интервале срезки, выбору подрядчика по ННБ. Осуществление жесткого контроля за траекторией ГУ (во избежание выхода из коридора бурения).</p>

- конференция и выставка SPE по разведке и добыче, 14-16 окт. 2014 г., г. Москва. – SPE 171217.
18. Коносов Д.А. Опыт бурения первой многозабойной скважины на Ванкорском месторождении // Инжиниринг строительства и реконструкции скважин ОАО «НК «Роснефть» : тезисы докладов V науч.-практ. конф., 9-10 июня 2015 г., г. Самара / ООО «СамарНИПИнефть». – Самара : Принт-Сервис. – С. 29-30.
19. Первый отечественный опыт проектирования строительства скважин с большим отклонением ствола от вертикали на арктическом шельфе России [Электронный ресурс] / Гарри Оганов [и др.] // Нефть и капитал. Технологии ТЭК. – 2005. – № 8. – Режим доступа: http://www.oilcapital.ru/edition/technik/archives/technik/technik_04_2005/74712/public/74781.shtml.
20. Отгружена первая партия нефти с месторождения «Приразломная» в Арктике [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.oilcapital.ru/transport/239290.html>
21. Генеральный директор ОАО «Севернефтегазпром» Станислав Цыганков выступил на международной конференции «Ямал Нефтегаз 2014», которая проходит в Салехарде [Электронный ресурс] // Информационное агентство «Север-Пресс». – Режим доступа: <http://www.yamal.org/ekonomika/neft-i-gaz/item/2784-na-yuzhno-russkom-mestorozhdenii-buryat-skvazhinu-naturonskuyu-zalezh>.
22. Кустышев И.А. Опыт проектирования многозабойных скважин для разработки Южно-Русского месторождения / А.И. Кустышев, И.В. Чижов, В.А. Сметанин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 1. – С. 4-8.
23. Цыганков С.Е. Особенности опытно-промышленной разработки туронской газовой залежи Южно-Русского месторождения / С. Е. Цыганков, А. А. Дорофеев, Т. В. Сопнев // Газовая промышленность. – 2014. – № 5. – С. 32-34.
24. Освоение низкопроницаемых пластов многозабойными газовыми скважинами / А.В. Кустышев, В.А. Сехниашвили, И.А. Кустышев, А.В. Штоль // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 5. – С. 15-17.
25. Патент 2379487 RU МПК (51) E21B 43/14 92006.01), E21B 7/04 (2006.01). Конструкция многозабойной скважины для эксплуатации в зоне многолет-
- нemerзлых пород [Электронный ресурс] / Крылов Г.В., Кустышев А.В., Гафаров Н.А. [и др.]; патентообладатель ОАО «Газпром». – № 2008124925/03; заявл. 18.06.2008 ; опубл. 20.01.2010, Бюл. № 2. – Режим доступа: <http://www.freepatent.ru/patents/2379487>
26. Патент 2536523 RU E21B 43/14, E21B37/06. Способ разработки многопластового месторождения газа [Электронный ресурс] / Цыганков С.Е., Касяненко А.А., Дорофеев А.А. [и др.]; патентообладатель ОАО «Севернефтегазпром». – 2013134425/03; заявл. 24.07.2013; опубл. 27.12.2014, Бюл. № 36. – Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/patent/253/2536523.html>.
27. Патент на полезную модель № 137844 RU МПК (51) E21B 7/04 (2006.01), E21B 43/00 (2006.01). Конструкция многозабойной газовой скважины для бесштоковой эксплуатации [Электронный ресурс] / Сехниашвили В. А., Кустышев И.А., Кустышев А.В., Немков А.В. [и др.]; патентообладатель ОАО «Газпром». – № 2013149413/03; заяв. 07.11.2013; опубл. 27.02.2014, Бюл. № 6. – Режим доступа: <http://poleznayamodel.ru/model/13/137844.html>.
28. Патент на полезную модель № 137662 RU МПК E21B 7/04 (2006.01), E21B 43/00 (2006.01). Конструкция многозабойной газовой скважины [Электронный ресурс] / Сехниашвили В. А., Кустышев И.А., Кустышев А.В., Немков А.В. [и др.]; патентообладатель ОАО «Газпром». – № 2013149411/03; заяв. 07.11.2013; опубл. 27.02.2014, Бюл. № 6. – Режим доступа: <http://bankpatentov.ru/node/562967>.
29. Вакула А. Применение горизонтальных технологий при разработке месторождений ОАО «Татнефть» [Электронный ресурс] / А. Вакула, Р. Бикбулатов // Бурение и нефть. – 2009. – № 10. – Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2009-10/11>.
30. Строительство и эксплуатация горизонтальных и многозабойных скважин в Татарстане / Р.Х. Фаткуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 54-55.
31. Иктисанов В.А. Методы расчета продуктивности и интерпретации КВД для скважин сложной архитектуры // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка, 26-28 окт. 2010 г., г. Москва. – SPE 133477.
32. Патент 2214496 RU МПК7 E21B7/06. Безклиновый способ бурения многоствольной скважины / Заявитель и патентообладатель ОАО НПО «Буровая техника», ООО «Татнефть-Бурение». – 2002117003/03; заяв. 26.06.2002; опубл. 20.10.2003. – 3 с.

33. Бурение наклонных и горизонтальных скважин / А.Г. Калинин [и др.]. – М.: Недра, 1997. – С.127-160.
34. Хакимзянов И.Н. Теория и практика разработки нефтяных месторождений скважинами с горизонтальным окончанием [Электронный ресурс] : автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 25.00.17 / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2012 г. – Режим доступа: <http://earthpapers.net/teoriya-i-praktika-razrabotki-neftyanyh-mestorozhdeniy-skvazhinami-s-gorizontalnym-okonchaniem>.
35. Ахметгареев В. Применение скважин сложной архитектуры для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в карбонатных коллекторах месторождений Республики Татарстан / В. Ахметгареев, З. Идиятуллина // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добывче, 14-16 окт. 2014 г., г. Москва. – SPE 171327.
36. Основные итоги и перспективы разработки баженовской свиты Салымского месторождения / В.П. Степанов [и др.] // Геофизика. – 2007. – № 4.
37. Информационный бюллетень ТНК-BP. – 2007. – № 6. – 29 с.
38. Одного ствола мало. «Тюменнефтегаз» пробурил на Русском месторождении пятиствольную горизонтальную скважину [Электронный ресурс // Нефтесервис. – 2009. – № 03 (интернет сайт www.indpg.ru/nefteservis/2009/03/26967.html). – Режим доступа:
39. Русское месторождение: современные подходы к разработке [Электронный ресурс] / Александр Корабельников [и др.] // Новатор. – 2008. – № 25 (декабрь). – С. 8-12. – Режим доступа: <http://ru.scribd.com/doc/36266998/TNK-BP-Innovator25>.
40. Обоснование применения многозабойных скважин на Самотлорском месторождении / А.Ф. Сунагатуллин, А.В. Аржиловский, Т.Ф. Манапов, Ю.В. Михеев // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка, 26-28 окт. 2010 г., Москва. – SPE 136085.
41. Третьяков Д.Л. Первый опыт освоения и ремонта многозабойных скважин с применением механизма ориентации гибкой трубы [Электронный ресурс] / Д.Л. Третьяков, М.И. Галай // Колтюинговые технологии. – 2013. – 1 (1) 2013. – С. 60-63. – Режим доступа: <http://tp-ning.ru/img/14-Remont-2.pdf>
42. Оптимизация размещения и порядка бурения многоствольных скважин в процессе мониторинга разработки Кравцовского месторождения / В.Ф. Соловьев, В.З. Минликаев, В.М. Десятков, Н.Н. Перминова, М.Ю. Низовцева, А.В. Черницкий // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5.

43. Джалилова А. Необычные скважины // Республиканский еженедельник (Казахстан) газета «Новое поколение». – 2005. – № 24 (368).
44. Отчет о деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2005 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.risk-manage.ru/catalog/2005/lukoil2005ru.pdf>.
45. Комплексный подход к проектированию многоствольных скважин на шельфе Каспийского моря / А. Васильевич, В. Звягин, Р. Фомиев, М. Кожиахметов, А. Парамонов, М.Ахметов // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче, 14-16 окт. 2014 г., г. Москва. – SPE 171267.
46. Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины: РД 08-625-03. – 2003.
47. Многозабойное бурение скважин развитие, проблемы и успехи / А.С. Оганов, Г.С. Оганов, С.В. Позднышев. – М.: ВНИИОЭНГ, 2001.
48. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: утв. М-вом природных ресурсов Рос. Федерации 21.03.2007 г. № 61.
49. MacKenzie A. Multilateral classification system with example applications / A. MacKenzie, C. Hogg // World Oil. – 1999. – № 1. – С. 55-61.
50. Технологический регламент по планированию и строительству многозабойных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» : утв. приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» от 04.02.2015 г. № 23 / ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – Когалым, 2015.
51. Фаттахов М.М. Технико-экономическое обоснование строительства многоствольных скважин // Сборник работ победителей XX юбил. конкурса на лучшую молодежную науч.-техн. разработку по проблемам топл.-энерг. комплекса / М-во энергетики Рос. Федерации; Общерос. общественная орг. «Нац. система развития науч., твор. и инновац. деят. молодежи России «ИНТЕГРАЦИЯ». – М., 2013. – 344 с.
52. Фаттахов М.М. Классификатор многозабойных и многоствольных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 4. – С. 22-24.

53. Эффективность внедрения технологии строительства многозабойных скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / Д.Л. Бакиров, М.М. Фаттахов, Л.С. Бондаренко, Д.В. Малютин, П.А. Багаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 42-45.
54. Методика проектирования многозабойных скважин в приложении к трехмерной модели коллекторов / С. Эхлиг-Экономидес, Г.Р. Моват и С.Корбетт // Сборник Европ. конф. СНИ-SPE по трехмерному моделированию коллекторов, 16-17 апр. 1996 г., г. Ставангер, Норвегия. – SPE 35505.
55. Выборочное применение многозабойных и ветвящихся стволов скважин / Х. Сугияма, Т. Точикава, Дж.М. Педен и Дж. Нилолл // Сборник конф. СНИ-SPE по нефти и газу Тихоокеанских стран Азии, 14-16 апр. 1997 г., г. Куала-Лумпур, Малайзия. – SPE 38033.
56. Повторное бурение дает новую жизнь старым месторождениям / О. Хилл, Е. Неме, С. Эхлиг-Экономидес, М. Молинедо // Ойлфилд ревью 8. – 1996. – № 3. – С. 4-17.
57. Хранение природного газа в подземных хранилищах / А. Бари, Ф. Кротогино, Б. Преведель, Х. Бергер, К. Браун, Дж. Франц, Н. Сауэр, М.Хензель, К.-У. Мохмейер, Н.-К. Бен, К. Стайлз, Х.Ксонг // Ойлфилд ревью 14. – 2002. – № 2. – С. 3-17.
58. Многоствольные горизонтальные скважины увеличивают дебит и снижают стоимость барреля нефти на месторождении Зуата Венесуэла [Электронный ресурс] / John L. Stalder, Gregory D. York, Robert J. Kopper, Carl M. Curtis, Tony L. Cole, C. A. Jeffrey // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 12-14 March, 2001, Porlamar, Margarita Island, Venezuela. – SPE 69700. – Режим доступа: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-69700-MS>.
59. Обоснование и внедрение технологии строительства скважин с разветвленно-горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / П.П. Подкуйко, Д.Л. Бакиров, И.К. Ахметшин, М.М. Фаттахов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 9. – С. 27-29.
60. Подкуйко П.П. Об эффективности разработки нефтяных залежей терригенных отложений скважинами с горизонтальным окончанием ствола // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 12. – С. 14-26.

61. Фокеева Л.Х. Определение оптимальной траектории и длин стволов многоствольных горизонтальных скважин с учетом особенностей коллектора [Электронный ресурс] // Нефтегазовое дело, 2006. – http://www.ogbus.ru/authors/Fokeeva/Fokeeva_1.pdf.
62. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 199 с.: ил.
63. Применение буровых растворов пониженной плотности для повышения качества вскрытия продуктивных пластов с АНПД / Д.Л. Бакиров, Э.В. Бабушкин, М.М. Фаттахов, Д.В. Малютин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 42-45.
64. Разработка и промысловые испытания облегченных промывочных растворов для повышения качества вскрытия продуктивных пластов и увеличения начального дебита : отчет о НИР (заключительный) по договору от 14.04.2005 г. № 73.05.150-21/05С0201 / ООО «КогалымНИПИнефть»; ответ. исполн. Лукманов Р.Р. – Когалым, 2006. – 161 с.
65. Разработка рецептур тампонажных растворов с повышенной прочностью, адгезией и технология их применения для повышения качества разобщения пластов на водоплавающих залежах : отчет о НИР по договору от 18.03.2004 № 69.04.150.22/04С0166 / ООО «КогалымНИПИнефть»; отв. исполн. Бакиров Д.Л. – Когалым, 2004. – 165 с.
66. Янин А.Н. Результаты эксплуатации добывающих скважин с открытым забоем на Мамонтовском месторождении / А.Н. Янин, Р.А. Нуруманов // Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень ; Курган : Зауралье, 2010. – 608 с.
67. Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс] : автореф. дис. ... д-ра физ.-мат. наук : 01.02.04 / Библиотека ИПМех РАН. – М., 2012. – 46 с. – Режим доступа: <http://www.ipmnet.ru/pdf/Kovalenko2012.pdf>
68. Результаты испытаний буровых растворов на углеводородной основе при зарезке боковых стволов на Нонг-Еганском месторождении / Д.Л. Бакиров, П.П. Подкуйко, Э.В. Бабушкин, М.М. Фаттахов, И.К. Ахметшин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 108-109.
69. Обоснование требований к профилям разветвленно-горизонтальных стволов / Р.А. Исмаков Д.Л. Бакиров, П.П. Подкуйко, М.М. Фаттахов, И.К. Ахметшин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 108-109.

- метшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 9. – С. 30-34.
70. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учеб. для вузов / А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов [и др.]; под общ. ред. А.И. Спивака. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2003. – 509 с.
71. Яшков В.А. Применение новых технологий при бурении боковых наклонно-направленных стволов на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» / В.А. Яшков, А.Н. Коротов // Нефть. Газ. Новации. – 2009. – № 10. – С. 73-78.
72. Справочник бурового мастера / под общ. ред. В.П. Овчинникова, С.И. Гравчева, А.А. Фролова. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 608 с.
73. Разработка методики оценки качества строительства скважин : отчет по 2 этапу по договору от 13.01.2012 г. № 88.12.241/11C6816 / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени; отв. исполн. Фаттахов М.М. – Тюмень, 2012 . – 123 с.
74. Подкуйко П.П. Критерии определения эффективности применения различных технологий при бурении горизонтальных стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2010. – № 8. – С. 2-3.
75. Иктисанов В.А. Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин. – Казань : Плутон, 2007. – 123 с.
76. Иктисанов В.А. Моделирование притока жидкости к многоствольным скважинам / В.А. Иктисанов, Л.Х. Фокеева // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения : материалы науч. конф. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 2005. – С. 121-123.
77. Иктисанов В.А. Численное моделирование установившейся фильтрации жидкости к многоствольным скважинам // Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений : материалы 4-й науч.-практ. конф. – Томск : Изд-во Томского ун-та, 2005. – С. 70-74.
78. Мукминов И.Р. Моделирование разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами : автореф. дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.17. – Уфа : УГНТУ, 2004. – 24 с.

79. Дубровин А.И. Анализ проведения зарезок в открытом стволе при бурении многоствольных скважин / А.И. Дубровин, Н.В. Абалтусов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 3. – С. 8-14.
80. Технологический регламент на строительство скважин с горизонтальным окончанием ствола на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»: ввод. в действие приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» от 04.02.2015 г. № 23 / ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – Тюмень, 2015.
81. Управляемая эксплуатация секций горизонтального ствола скважины / Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибагуллин, Г.С. Абдрахманов, И.Д. Вахитов, И.Г. Низамов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 26-27.
82. Уникальный опыт по проведению водоизоляционных работ с применением двух надувных пакеров на ГНКТ в горизонтальной скважине законченной восьмистадийной компоновкой МГРП / А.С. Голлованев, А.А. Потрясов, В.Н. Ковалев, Р.Р. Юнусов, К. Бурдин, Р. Мазитов, П. Бравков, Д. Сериков, В. Клименко // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче, 14 - 16 окт. 2014 г., Москва. – SPE 171268.
83. Байпасные системы (Y-Tool) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.novomet.ru/rus/products/smart-solutions/y-tool/>.
84. Бакиров Д.Л. Опыт строительства скважин сложной архитектуры на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири / Д.Л. Бакиров, М.М. Фаттахов, Л.С. Бондаренко // Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче, 14-16 окт. 2014 г., Москва. – SPE 171264.
85. Мимс Майк. Проектирование и ведение бурения для скважин с большим отклонением от вертикали и сложных скважин / Майк Мимс, Тони Крепп, Харри Вильямс // K&M Текнолоджи Груп, ЛЛК. – Хьюстон, Техас. – 1999. – 227 с.
86. Фаттахов М.М. Оптимизация профилей скважин с большой протяженностью горизонтального участка / М.М. Фаттахов, И.К. Ахметшин // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 42-44.
87. Планирование и строительство многозабойных скважин с большим отходом по вертикали / Д.Л. Бакиров, И.К. Ахметшин, М.М. Фаттахов, Э.В. Башкин, М.В. Чертенков, В.Н. Ковалев, // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 205. – № 9. – С. 41-50.