

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

федеральное государственное автономное образовательное учреждение

высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности методов интенсификации притока жидкости к скважинам на X нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Серебрянников Александр Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	Кандидат физико-математических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	Кандидат технических наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова Оксана Сергеевна	Кандидат геолого-минералогических наук		

Томск – 2017 г.

Содержание

Введение	12
1 Общие сведения о месторождении	13
2 Геолого-геофизическая характеристика месторождения	15
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений	15
2.2 Тектоническое строение месторождения	17
2.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	19
2.4 Физические свойства нефти, газа и пластовой воды.....	21
2.5 Запасы нефти	27
3 Анализ состояния разработки	30
3.1 Проектные показатели вариантов разработки месторождения.....	30
3.2 Состояние разработки месторождения в период пробной эксплуатации	32
3.3 Текущее состояние разработки месторождения	37
4. Анализ эффективности методов интенсификации притока к скважинам	41
4.1 Характеристика методов воздействия на ПЗС.....	41
4.2 Техника и технология проведения кислотных обработок скважин.....	45
4.3 Техника и технология проведения гидроразрыва пласта	50
4.4 Результаты проведения методов воздействия на пласт	55
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	60
5.1 Экономическая оценка эффективности ГРП.....	60
5.2 Экономическая эффективность СКО.....	65
6 Социальная ответственность.....	69
6.1 Производственная безопасность	69
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов	70
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов	74
6.2 Экологическая безопасность	78
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
6.4 Правовые и организационные вопросы	84
Заключение.....	86
Список литературы.....	87

Введение

Месторождение открыто в 1977 году в Томской области, в 150 км на северо-восток от п. Парабель, в результате испытания разведочной скважины ЗР (получен фонтан нефти дебитом около 30 м³/сут и газа дебитом около 4 тыс. м³/сут). Запасы месторождения приурочены к пласту М со сложным карбонатным коллектором трещинно-кавернозного типа.

Балансовые запасы углеводородного сырья на месторождении утверждены ЦКЗ в 1985 году в количествах по категории С₁: нефть – 2550/1590 тыс. т.

В 2010 году ОАО «Томскгазпром» ввело данное месторождение на Останинском лицензионном участке в пробную эксплуатацию, что дало возможность промышленного освоения пластовых флюидов и изучения их запасов, а также фильтрационно-емкостных и петрофизических свойств пород, составляющих продуктивный горизонт месторождения.

С целью сократить сроки разработки и эксплуатации нефтяных залежей, а также увеличить продуктивность плохо проницаемых участков на месторождении проводится комплекс мероприятий, называемых интенсификацией притока жидкости к скважинам. Методы, рассмотренные в работе, на сегодня наиболее актуальны в виду своей относительной дешевизны и достаточно большой эффективности.

В данной работе помимо характеристики геологического строения месторождения рассмотрены технологические процессы воздействия на призабойную зону пласта, дана характеристика проведения данных работ, а также проанализирована эффективность их применения в условиях данного месторождения.

1 Общие сведения о месторождении

Административно площадь месторождения приурочена к территории Парабельского района Томской области.

В географическом отношении месторождение расположено на юго-востоке Западно-Сибирской равнины, близ города Кедровый в междуречье рек Большой Омелич и Армич.

Орографически район является заболоченной равниной (около 30% занято болотами) с абсолютными отметками до +133 м. Речная сеть состоит из реки Чузик и ее притоков, по которым есть возможность для передвижения мелких барж до села Пудино. Реки вскрываются в конце апреля, покрываются льдом – во второй половине октября. Болота промерзают в конце января. Лес представлен в основном лиственными породами, такими как березы и осины, а вдоль рек могут расти пихты и кедры. Преобладает континентальный климат с суровой зимой (температура в среднем -25°C) и коротким теплым летом (в среднем $+19^{\circ}\text{C}$). Район находится в зоне избыточного увлажнения: количество осадков в среднем составляет около 500 мм в год.

Грузы доставляются к району работ по «зимнику» из города Кедровый или на развитой сети воздушного транспорта. К западу от месторождения проходит нефтепровод до Парабели (рисунок 1.1). Самый близкий научно-промышленный, автотранспортный, железнодорожный и речной узел – город Томск располагается в 450 км к юго-востоку от месторождения. Необходимые для обустройства месторождения лесные массивы имеются в достатке, а в западной части Останинской группы месторождений есть запасы супесей, песков, используемых для отсыпки оснований кустов и ведущих к ним дорог.

Питьевое водоснабжение представлено водами новомихайловской свиты. Техническое водоснабжение – водами мощного сеноманского водоносного горизонта прокурской свиты.

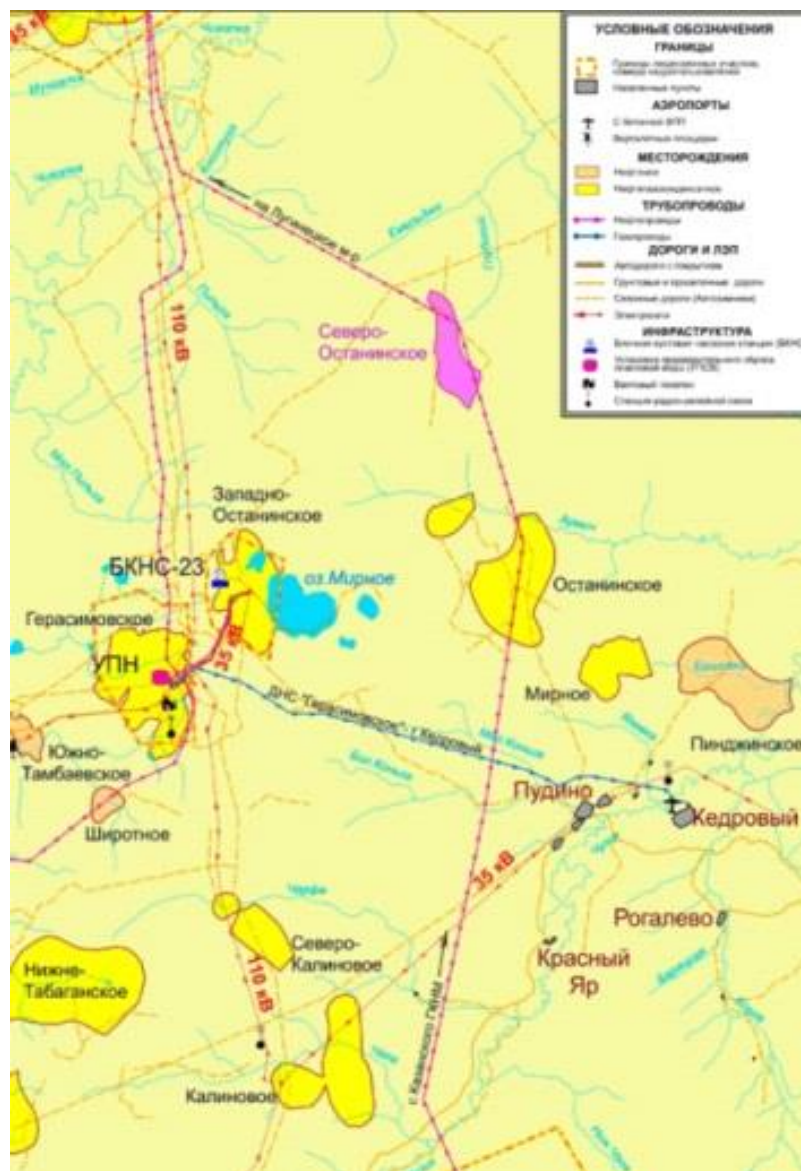


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района.

2 Геолого-геофизическая характеристика месторождения

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений

В районе месторождения бурением изучен разрез образований доюрского фундамента и отложений мезозойско-кайнозойского платформенного чехла [1], который представлен песчано-глинистыми отложениями мезозоя и кайнозоя, а также кремнисто-глинистыми и карбонатными отложениями палеозойской системы. Нефтедержащие пласты на данном месторождении относятся к отложениям верхнего и среднего девона.

Площадь месторождения относится к Нюрольской структурно-фациальной зоне на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. Продуктивная толща данной области состоит из верхней части палеозойских, юрских и нижнемеловых отложений.

Верхняя часть палеозойских отложений представлена в виде толщи пород различного возраста и состава. Первостепенный интерес вызывают карбонатные породы, которые перспективны в нефтегазоносном отношении. В данных коллекторах есть все виды пустотного пространства: поры, каверны и трещины, а также их сочетания, но больше всего распространены следующие виды коллекторов: трещиноватые известняки (рисунок 2.1, а), в которых можно увидеть субвертикальные открытые трещины, а также доломиты замещения (рисунок 2.1, б, в), в которых наблюдается наличие каверн и пор размером до 10 мм.

Возраст отложений верхней части палеозойской толщи определен по фаунистическим остаткам: в западной части позднедевонский, силурийский – нижнедевонский, а также девонский – в восточной, в южной – нижнекаменноугольный и в центральной – каменноугольный.

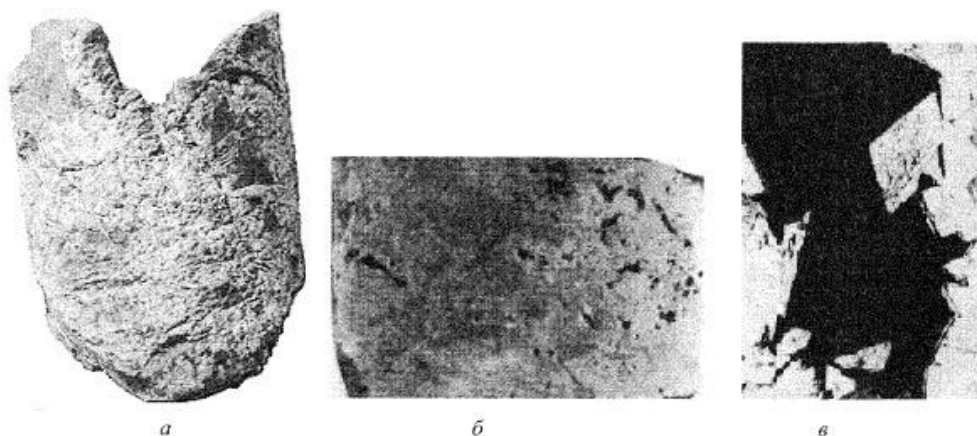


Рисунок 2.1 – Типы палеозойских коллекторов: а – трещиноватый известняк; б – доломит замещения, керн; в – доломит замещения, шлиф.

На месте контакта мезозойских и палеозойских толщ залегают породы коры выветривания, по возрасту относящиеся к пермо-триасовому периоду. Их подразделяют на две большие группы – осадочные (осаждение взвесей, коллоидов и кластического материала) и остаточные (структурный элювий). Эрозионно-тектонический выступ месторождения можно представить в виде обращенной сложно построенной синклинальной складки, разбитой различными тектоническими нарушениями, у круто падающего крыла которой располагается нефтяная залежь.

На поверхность фундамента, судя по данным литологии, выходят известняки, занимающие западный, юго-западный и юго-восточный блоки структуры месторождения и зачастую интенсивно трещиноватые и брекчированные, доломиты, распространенные на восточном крыле структуры и образованные в стадию катагенеза при воздействии вод на известковые породы с замещением кальцита доломитом, кремнистые породы, закрепленные за юго-западной, центральной и северо-восточной частью месторождения и представленные в большинстве своем спонголитами, которые содержат спикулы губок, остатки криноидей и другой фауны, которые оказываются выщелоченными, что помогает формированию пор и каверн, а также эффузивные породы, в большинстве своем основного состава, с содержанием большого числа окислов магния и железа.

Калиновая свита перекрывает верхнюю часть палеозойских отложений. Первая образована физическим выветриванием палеозойской толщи и ее образований, которые были выведены на поверхность в заключительный этап герцинской складчатости. Первоначальные породы в пермо-триасовый период были подвержены интенсивному химическому выветриванию, в результате чего состав их стал довольно специфичный. Это обычно рыхлые, легко рассыпающиеся глинисто-кремнистые породы светлой окраски.

Описанные доюрские породы нетрудно выделить в керне чисто визуально: по составу, структуре и их цвету. Их достаточно резко перекрывают юрские отложения, которые в стратиграфическом отношении зависят от палеорельфа, сформировавшегося в раннеюрскую эпоху.

2.2 Тектоническое строение месторождения

Эрозионно-тектонический выступ фундамента разбит разрывными нарушениями на отдельные тектонические блоки. По данным грави- и магниторазведки можно увидеть границы данных блоков и различные по разному ориентированные тектонические нарушения, представленные на структурной карте по отражающему горизонту Φ_2 [2].

Территория Западно-Сибирской плиты, на которой располагается рассматриваемое месторождение, объединяет огромное число различных по условиям залегания и вещественному составу пород складчатого фундамента, относящегося к палеозойскому времени. Мозаичное распределение частей тектонических структур различного возраста стало следствием активной дизъюнктивной тектоники.

Месторождение приурочено к зоне инверсионного типа, находясь на южной части Нижневартовского антиклинория, которая в свою очередь представляет собой геосинклинальную карбонатно-глинисто-сланцевую формацию. Данный участок антиклинория граничит с Межовским срединным массивом – на юго-западе, на северо-востоке – с Айгольским синклинием, а

с северо-запада и юго-востока – с Усть-Тымским и Чузикским триасовыми заложениями соответственно.

Фундамент построен блоками, что может объясняться особенностями тектонического развития территории на стыке позднего палеозоя и раннего мезозоя. Тектонически активными эти блоки были во время доплатформенного и раннеплатформенного этапов развития, которые захватили собою герцинскую фазу складчатости, снос и удаление продуктов коры выветривания с образованием пород осадочного типа и раннеплатформенный рифтогенез Западно-Сибирской плиты.

Выше описанные этапы стали результатом выхода пород различного состава и возраста на поверхность фундамента. Таким образом были предопределены особенности формирования нефтегазоносной толщи в пределах месторождения. Продуктивность же этой зоны обусловлена доломитизацией карбонатных отложений палеозойского фундамента, которая выделяется в пласт М.

Палеозойский комплекс месторождения в нефтегазоносном плане перспективен, в первую очередь, наличием органогенных карбонатных отложений герасимовской и лугинецкой свиты средне-верхнего девона, выведенные на поверхность фундамента в результате эрозионно-тектонических преобразований, что наблюдается почти во всех пробуренных скважинах, однако структурно-тектонические особенности палеозойских отложений ограничивают нефтеносную способность месторождения.

Благодаря литологическим данным, результатам определения фауны и совокупности палеомагнитных исследований, удалось определить, что выступы эрозионно-тектонического характера имеют признаки обращенной морфоструктуры: сложнопостроенная в палеозойских отложениях и в следствие большого числа тектонических преобразований разбитая на блоки синклиальная складка соответствует приподнятому блоку фундамента, а

залежь нефти приурочена к крылу месторождения, крутопадающему в северо-восточном направлении.

2.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Нефтеносность площади приурочена к известнякам средне- или позднедевонского возраста, проницаемая составляющая которых относится к пласту М. Помимо этого, при испытании скважин и отборе керн в песчаниках горизонта Ю1, относящегося к васюганской свите, нижнемеловых пластах Б16-20 и пласте Ю9 тюменской свиты возникали проявления нефти различных масштабов.

Продуктивный горизонт пласта М находится в интервале абсолютных отметок от 2641 м в скважине №5 (эксплуатационной) до 2712 м в скважине №3Р (разведочного типа). Залежь относится к нефтяным по типу флюида со стратиграфическим несогласием ловушки, которая в свою очередь является ограниченной различного рода тектоническими нарушениями. Резервуар массивен, а коллектор относится к каверна-трещинному типу. По имеющимся данным [3], в контуре нефтеносности имеются три разведочные скважины (№3Р, 5Р и 7Р) и пять запущенных в эксплуатацию (№3, 4, 5, 7Г и 8Г). В таблице 2.1 приведены значения дебита, депрессии и газового фактора, а также характеристика штуцера и интервала, на котором удалось получить приток нефти при испытании скважин №3Р, 5Р и 7Р.

Таблица 2.1 – Характеристика достигнутых результатов испытания скважин №3Р, 5Р и 7Р

№ скв.	3Р	5Р	7Р
Продуктивный интервал, м	2793-2842	2790-2840	2794-2824
Полученный дебит, м3/сут	33	71	42
Депрессия, МПа	18,5	8,6	18,3
Используемый штуцер, мм	6	8	6
Газовый фактор, м3/м3	107	1545	1751

Общая толщина пласта варьируется в пределах 50-270 м, составляя в среднем около 100 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 44 м, при этом наименьшее значение наблюдается в скважине №7Р, которая находится в центральной части залежи, в южном и северном направлениях от которой толщина нефтенасыщения увеличивается. Эффективная толщина водонасыщения находится в пределах 16-220 м, при этом наименьшее значение наблюдается в скважине №8Р, а наибольшее – в скважине №7Р. В среднем по пласту отношение эффективной толщины к общей составляет около 0,85.

Отбор керна происходил в 13 скважинах, средний общий вынос керна составил 60% от проходки, в эффективной части пласта – 16,5%.

По данным подсчет запасов, выполненному в 1985 году, на абсолютной отметке -2712 м принимается уровень ВНК по нижней отметке вскрытой части разреза в скважине №3Р. Залежь имеет следующие размеры: длина 5-8,5 км х

ширина 3,5-4,5 км х высота 72 м. Залежь относится к средним по продуктивности и к мелким по запасам.

В таблице 2.2 приведена геолого-физическая характеристика пласта М месторождения.

Таблица 2.2 – Геолого-физическая характеристика пласта М месторождения

Объект	Пласт М
Тип залежи	Массивная
Тип коллектора	Каверно-трещинный
Средняя глубина залегания, м	-2661
Средняя общая толщина, м	100
Средняя толщина нефтенасыщения, м	44
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	26750
Пористость, доли ед.	0,006
Проницаемость, мД	4,45
Средняя начальная насыщенность нефтью, доли ед.	0,65
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,86
Пластовая температура, град. С	116
Пластовое давление, МПа	28
Абсолютная отметка ВНК, м	-2712
Коэффициент сжимаемости пористой среды, 1/мПа	0,00007
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом (водой), доли ед.	0,832

2.4 Физические свойства нефти, газа и пластовой воды

С целью исследовать физико-химические свойства пластовых флюидов продуктивных скважин месторождения, были отобраны пробы из скважин №3Р, 5Р и 7Р на интервале 2865-2870 м пласта М. Исследования проводились

специалистами ОАО «ТомкНИПИнефть ВНК» в специализированной лаборатории геохимии и пластовых нефтей.

Расчет физико-химических свойств нефти и газа для упомянутых выше скважин проводился в программе PVTi™, результатом работы которой и последующей обработки данных был получен расчетный компонентный состав пластовой смеси для участка в районе скважин №3Р, 5Р и 7Р.

Пластовая нефть, полученная из скважины №3Р, имеет газосодержание равное 107 м³/т, вязкость – 1,17 мПа*с, объемный коэффициент – 1,3, а также плотность в поверхностных условиях – 850 кг/м³.

Плотность в стандартных условиях нефти из скважины №5Р равна 770 кг/м³, содержание смол – 3,3% от общей массы, парафинов – 17%, серы определить не удалось, кинематическая вязкость при 50°С – 1,7 мПа*с. Нефть можно охарактеризовать, как легкую, малосмолистую и высокопарафинистую.

Нефтегазовая смесь, полученная из скважины №7Р, имеет промысловый газовый фактор равный 1790 м³/м³, плотность в пластовых условиях – 660 кг/м³, которая после сепарации равна 851 кг/м³, вязкость – 0,077 мПа*с до сепарации и 6,5 мПа*с после, объемный коэффициент – 1,8, а также газосодержание – 409 м³/сут.

В таблицах 2.3 и 2.4 приведены сводные данные о физико-химических свойствах нефти, компонентный состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, которые были получены из продуктивного пласта М месторождения.

Таблица 2.3 – Физико-химические свойства нефти

Наименование характеристики	Значение			
	Пластовые условия		Стандартные условия	
Плотность нефти, кг/м ³	662-707		770-850	
Вязкость нефти, мПа*с	Пластовые условия		Стандартные условия	
	0,077-1,17		-	
Массовое содержание, %массов	Сера	Смолы	Асфальтены	Парафины
	-	3,3	следы	17
Выход фракций, % об.	100°C	150°C	200°C	250°C
	34	42	55	62
Газосодержание, м ³ /т	107-409			
Температура застывания, °С	+5			
Объемный коэффициент, доли ед.	1,3-3,22			
Коэффициент сжимаемости, 1/мПа	1,74-14*10 ⁻⁵			
Давление насыщения газом, мПа	20-23			
Классификация	Нефть легкая с незначительной вязкостью высокопарафинистая			

Таблица 2.4 – Компонентный состав выделившегося газа, пластовой и сепарированной нефти

Наименование компонента	Молекулярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
N ₂	0,53	-	0,07-0,28
CH ₄	78,5-82,7	0,2-0,12	43-67,3
C ₂ H ₆	6,06-6,17	0,2-0,4	3,4-7,32
C ₃ H ₈	5,5-6,5	0,81-2,21	4,1-7
i-C ₄ H ₁₀	1,36-2,78	1,15-2,76	1,7-2,02
n-C ₄ H ₁₀	1,3-2,27	0,6-1,75	1,5-1,6
i-C ₅ H ₁₂	0,46-1,67	1,35-2	0,77-1,52
n-C ₅ H ₁₂	0,45-0,78	1,42-2,5	0,72
C ₆ H ₁₄	0,26-0,39	87,5-92,7	12,4-42,4
Сероводород	-	-	-
Двуокись углерода	1,27-1,31	0,02	0,7-1,2
Плотность	0,861-0,934	850-856,5	660-707

Газ на месторождении жирный, метана содержится порядка 60-80%, этана около 7,8-11,5%. Наблюдается содержание углекислого газа в пластовых газах в количествах до 3%, где-то в таких же объемах присутствуют азот и редкие газы.

В диапазоне 0,718-0,77 изменяется относительная плотность газа, полученного из скважин №5Р и 7Р – в скважине №3Р наблюдаются значительно большие значения относительной плотности по воздуху, достигающие 0,95, но это не единственное их отличие, ведь и в целом

компонентные составы газов из скважины №3Р и скважин №5Р и 7Р имеют весомые различия.

Для изучения свойств пластовой воды был изучен гидрогеологический разрез, на котором можно наблюдать расчленение на несколько водоносных комплексов: палеоген-четвертичный, включающий нижнеолигоценовый водоносный горизонт алымской свиты, верхне- и нежнемеловой, представляющие собой мощную водонасыщенную толщу покурской свиты и отложения алымской, киялинской и тарской свит соответственно, юрский и доюрский, которые включают в себя отложения васюганской и тюменской свит.

Данные водоносные комплексы находятся в изоляции друг от друга, благодаря водоупорным толщам, которые сложены глинистыми породами. Это чеганская и люлинворская, ганькинская, ипатовская, кузнецовская и славгородская свиты, кошайская пачка, низы куломзинской, георгиевской и баженовской свит.

Воды палеоген-четвертичного водоносного комплекса меняются снизу вверх от гидро-карбонатно-кальциевых и кальциево-магниевых до хлоридно-кальциевых с примесями гидрокарбонатов. Минерализация изменяется в диапазоне от 0,2 до 0,5 г/л. Кровля водоносного комплекса находится на глубине от 75 до 124 м, мощность не превышает 35 м. Питание происходит за счет атмосферных осадков и долин рек.

Кровля верхнемелового комплекса лежит на глубине 665 м, в то время как подошва – на глубине 1550 м. Минерализация изменяется в диапазоне от 4 до 16 г/л, а состав – от гидрокарбонатно-кальциевого до хлоридно-натриевого. Питание происходит в краевых частях бассейна, а разгрузка - за счет центральных и северных районов бассейна.

Воды покурской свиты на нефтяных месторождениях Томской области применяются для закачки в пласт с целью искусственного поддержания пластового давления.

Нижнемеловой водоносный комплекс находится на глубине от 1570 до 2465 м с водами хлоридно-кальциевого типа и минерализацией до 18,5 г/л. Питание и разгрузка комплекса происходит так же, как у верхнемелового.

Водоупорная кровля юрского водоносного комплекса лежит на глубине от 2490 до 2540 м, подошва – не глубже 2880 м. Здесь воды хлоридно-кальциевые с минерализацией до 43 г/л. Питание комплекса осуществляется за счет горного обрамления, разгрузка – за счет акваторий, приуроченных к северным районам.

На таблицах 2.5 и 2.6 представлены свойства пластовых вод месторождения и их химический состав.

Таблица 2.5 – Свойства пластовых вод

Наименование характеристики	Среднее значение
Плотность воды, кг/м ³	1,022
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	0,3
Коэффициент сжимаемости, 1/мПа	0,000046
Общая минерализация, мг/л	36136
Водородный показатель, pH	6,5
Общая жесткость, мг-экв/л	91,5
Химический тип (по В.А. Сулину)	хлоридно- кальциевый

Таблица 2.6 – Химический состав пластовых вод

Наименование элемента	Среднее значение, мг/л
Na ⁺	14603
Ca ⁺⁺	1366
Mg ⁺⁺	107,3
Cl ⁻	25000
HCO ₃ ⁻	535,5
CO ₃ ⁻²	Отс.
SO ₄ ⁻	Отс.
NH ₄ ⁺	-

Анализ изученных материалов позволяет сделать оценку гидрогеологии изучаемого месторождения, на котором наблюдается застойный характер вод, низкие коллекторские свойства водоносного комплекса, относящегося к залежи нефти, а также низкая водообильность нефтеносных отложений.

2.5 Запасы нефти

Запасы нефти месторождения были подсчитаны силами ОАО «Томскнефтегазгеология».

Протоколом от 11 февраля 1985 года было проведено утверждение запасов на уровне ЦКЗ МинГео СССР.

На Госбалансе РФ по состоянию на 1 января 2012 года числятся запасы нефти, соответствующие категории C₁, в количестве 2550 тыс. тонн, из них порядка 1600 тыс. тонн относятся к извлекаемым.

Благодаря научно-исследовательской работе специалистов ВНИГНИ, в 1994-1996 гг. проводивших моделирование природного резервуара, известно, что здесь базируется две залежи углеводородов. Скважина №3Р вскрывает

первую из них, скважина №5Р и 7Р – вторую. Гидродинамической связи между залежами нет.

Если рассматривать классификации месторождений, то по количеству запасов залежи относятся к мелким и к сложным по геологическому строению.

В таблицах 2.7 и 2.8 представлены дополнительные сведения о запасах.

Таблица 2.7 – Сводная таблица запасов нефти и рассчитанных параметров пласта

Пласт	М
Категория запасов	C ₁
Площадь нефтеносности, м ²	26500
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	52,5
Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	1391250
Коэффициент пористости, доли ед.	0,005
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,6
Плотность нефти, г/см ³	0,85
Пересчетный коэффициент, доли ед.	0,7
Начальные геологические запасы, тыс. т	2550

Таблица 2.8 – Состояние запасов нефти на 1 января 2012 года

Пласт М	Запасы, тыс. т		КИН, доли ед.
	Геологические	Извлекаемые	
Начальные	2550	1590	0,624
Текущие	2548	1588	0,624

3 Анализ состояния разработки

3.1 Проектные показатели вариантов разработки месторождения

Технологические показатели рассчитывались компанией ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». Расчет проводился с помощью гидродинамического моделирования, которое выполняли на период полного развития для базового и еще двух вариантов разработки. Исходные данные представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные технологические показатели разработки

Характеристики	Варианты		
Режим разработки	Заводнение		
Схема размещения сетки скважин	Трехрядная шахматная	Пятиточечная	Пятиточечная
Коэффициент охвата доли ед.	0,594	0,720	0,750
Плотность сетки, га/скв.	21,5	17	17
Шаг сетки, м	500/1000	500	500
Соотношение скважин, доб/нагн.	5/2	1/1	1/1
Коэффициент использования скважин, д. ед.			
- добывающих	0,92		
- нагнетательных	0,92		
Забойное давление скважин, МПа			
- добывающих	15/20		
- нагнетательных	39/44		
Предельная обводненность при отключении добывающих скважин, %	98		
Срок разработки, лет	38	17	17

Базовый вариант. За основу бралась трехрядная шахматная система разработки. Между рядами расстояние составило 500 м, между добывающими скважинами, количество которых предполагалось 29 штук, – 1000 м. Количество нагнетательных скважин – 14. На освоение скважин в период

опытно-промышленной разработки отводится порядка двух лет, затем формируется 2 участка разработки запускается система ППД. При достижении 6-го года разработки, начинается активное разбуривание, на которое отводится 3 года, при условии ввода не более 12 скважин в год. На 8-ой год разработки достигается максимальный уровень добычи нефти (143 тыс. тонн), а на 17-ый год – максимальный уровень добычи жидкости (333,7 тыс. тнн).

Проектный период разработки составляет 38 лет, за которые накопленная добыча составит 1257 тыс. тонн, КИН – 0,494 д.ед, средний дебит и приемистость – 14-92 т/сут и 113 м³/сут, соответственно, среднее пластовое давление на конец проектного периода – 27,1 МПа, обводненность на тот же период – 94,7%.

Вариант 1. За основу бралась пятиточечная площадная система разработки. Между скважинами, добывающих из которых - 46, нагнетательных - 49, расстояние составило 500 м. Запланированные к вводу скважины осваиваются в первые 2 года эксплуатации, после чего запускается система ППД. На 6-ой год, как и в базовой схеме, начинается активное разбуривание продолжительностью до 7 лет, с условием ввода не больше 13 скважин в год. К 11-му году достигается максимальный уровень добычи нефти (218 тыс. тонн), а к 13-му году добыча жидкости доходит до своего пика (1535,4 тыс. тонн).

За весь проектный период продолжительностью 17 лет добыча нефти составит 1525,3 тыс. тонн, КИН – 0,599 д.ед., средний дебит жидкости и приемистость – 30-415 т/сут и 80-183 м³/сут, среднее пластовое давление к концу проектного периода – 29,2 МПа, обводненность к тому же периоду – 97,2%.

Вариант 2. За основу бралась пятиточечная площадная система разработки. Между скважинами, из которых добывающих – 46, а нагнетательных – 49, расстояние составляет 500 м. Запланированные к вводу

скважины осваиваются в первые 2 года эксплуатации, в результате чего формируется 2 основных участка разработки, а на 3-й год запускается система ППД. Отличие данного варианта разработки заключается в планировании операций закачки ПАВ на скважинах №5 и 37, после предварительных исследований на керне, также к 4-му и 5-му годам предполагается попытка введения технологии циклического воздействия на пласт на скважинах №3 и 4. Кроме того, на ряде добывающих скважин могут быть произведено определение оптимальных давлений на забое. Начиная с 6-го года эксплуатации, происходит активное разбуривание в течение 7-ми лет, при условии ввода не более 13 скважин в год.

К 11-му году уровень добычи нефти дойдет до своего максимума (230 тыс. тонн), а к 13-му году – уровень добычи жидкости (1524 тыс. тонн). За весь период данного варианта разработки, который будет длиться 17 лет, накопленная добыча составит 1558 тыс. тонн нефти, КИН – 0,624 д.ед, средний дебит и приемистость – 23-425 т/сут и 71-187 м³/сут, соответственно, среднее пластовое давление к концу данного варианта разработки – 28,5 МПа, обводненность к тому же времени – 97,4%.

3.2 Состояние разработки месторождения в период пробной эксплуатации

Рассматриваемое месторождение в 2010 году введено в промышленную эксплуатацию на основании протокола ЦКР Роснедра №4464, который содержит проект пробной эксплуатации месторождения, который составлен и утвержден ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» в 2008 году.

Пробная эксплуатация должна продлиться с 01.10.2010 года до начала 2012 года и состоять из целого ряда решений и технологических показателей. Выбранная система разработки предусматривает пятиточечную площадную систему разработки с двумя элементами. Между скважинами в ряду расстояние берется по 1000 м, между рядами – 500 м. Фонд скважин представляет собой 11 действующих скважин, из которых 9 – добывающие, 2

– нагнетательные. Из девяти добывающих скважин 6 – горизонтальные, 3 – наклонно-направленные. Также пара скважин бурятся с отбором керна. Выбранная пятиточечная система разработки при необходимости может быть трансформирована в трехрядную систему. За период пробной эксплуатации проектный уровень добычи нефти может достигнуть 213,1 тыс. тонн.

Во время пробной эксплуатации не удалось пробурить все запланированные 11 скважин. В 2010 году пробурили скважины №3 и 4 – обе наклонно-направленные, а в 2011 году – скважины №5 (наклонно-направленная), 7г и 8г (обе – горизонтальные). Следует заметить, что из пяти пробуренных скважин, что значительно отстает от проектного числа, еще и не все дали промышленные притоки нефти: в ходе испытаний скважины №3 был получен приток воды с пленкой нефти, в следствие чего на ней пришлось производить воздействие на ПЗС.

С октября 2010 года на месторождении ведется промышленная добыча нефти, пласт М является объектом разработки. Показатели добычи за 2010 год приведены на рисунке 3.1.

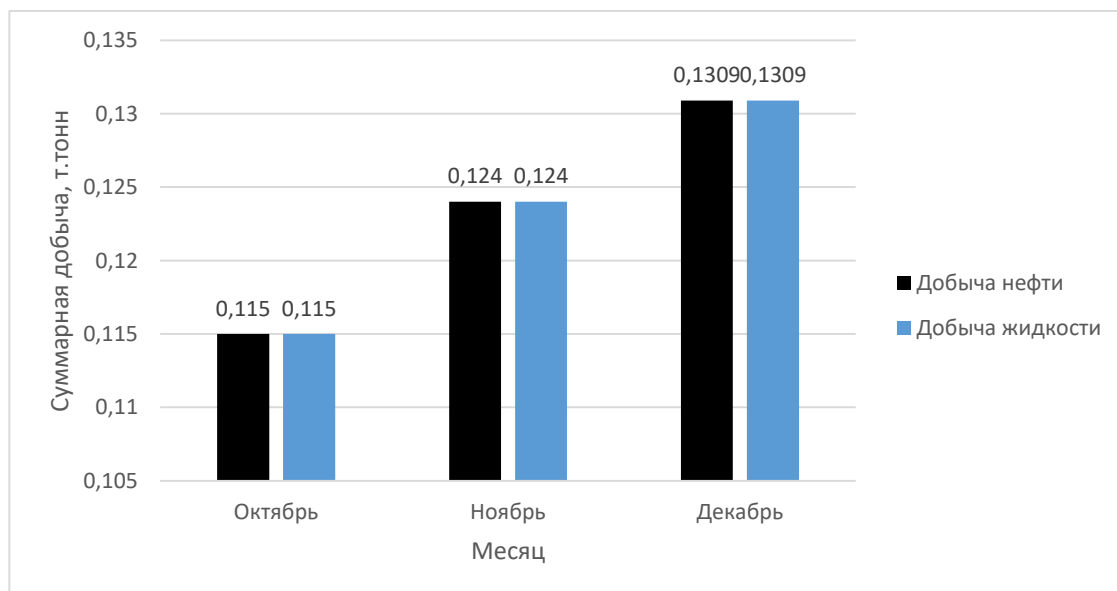


Рисунок 3.1 – Показатели добычи нефти и жидкости за 2010 год

В промышленной эксплуатации на месторождении в 2010 году находилась только лишь одна скважина №4. Дебит ее был 34,1 м³/сут,

обводненность – 0% (см. Рисунок 3.2). Однако, в промежуток времени с октября по декабрь того же года скважина №4 проработала всего около 11 суток.

В начале 2011 года была введена в эксплуатацию скважина №5. Дебит ее был 5 м³/сут, обводненность – 0%. Однако, в следствие низких фильтрационных характеристик, а также недостаточного устьевого давления скважину перевели в периодический режим с 5-ю часами работы, 19-ю часами накопления.

В начала 2011 года опять случились проблемы со скважиной №4. В следствие парафиновых отложений в НКТ образовалась пробка на глубине 900 м, и фонтанирование прекратилось. В феврале того же года механическим скребком была произведена попытка очистки НКТ, однако добиться желаемого результата не удалось. В итоге было принято следующее решение: скважина была переведена на эксплуатацию по затрубному пространству с использованием штуцера диаметром 6 мм.

Летом 2011 года на месторождении в эксплуатацию была введена скважина №7г. Ее дебит составил 131 м³/сут, обводненность – 0% (см. Рисунок 3.2). На тот момент строительство УПН еще продолжалось, в следствие чего скважины эксплуатировались через временные линии, подходящие к РВС, где нефть накапливалась для заполнения магистрального трубопровода, поэтому работа скважины №7г производилась на минимальном штуцере диаметром 5 мм. После введения в эксплуатацию УПН осенью 2011 года скважина №7г начала работать через АГЗУ и на штуцере диаметром 8-10 мм.

На месторождении на период времени с 2010 года по осень 2011 года другие виды скважин, кроме добывающих, отсутствовали.

Показатели добычи за 2011 год приведены на рисунке 3.3.

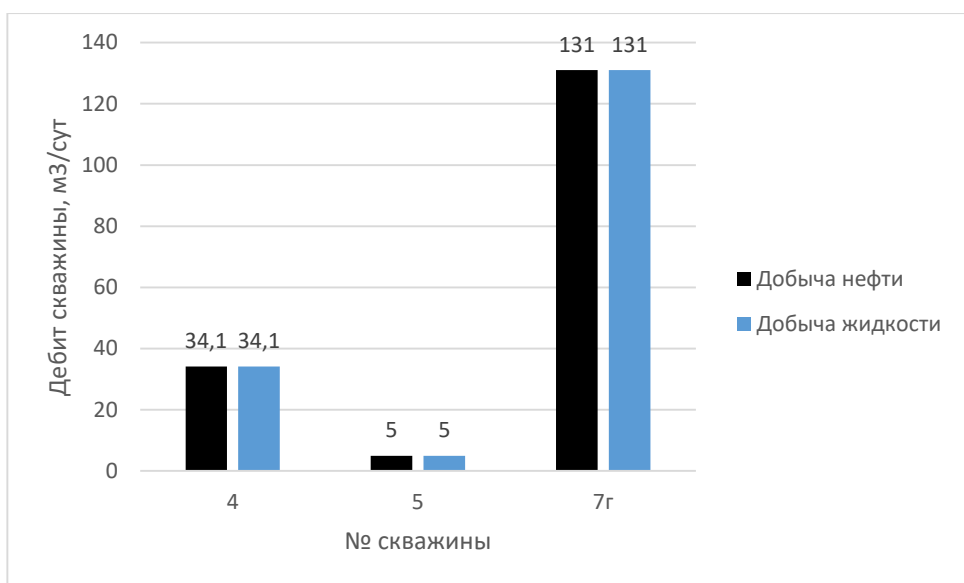


Рисунок 3.2 – Показатели добычи по отдельным скважинам месторождения за 2011 год

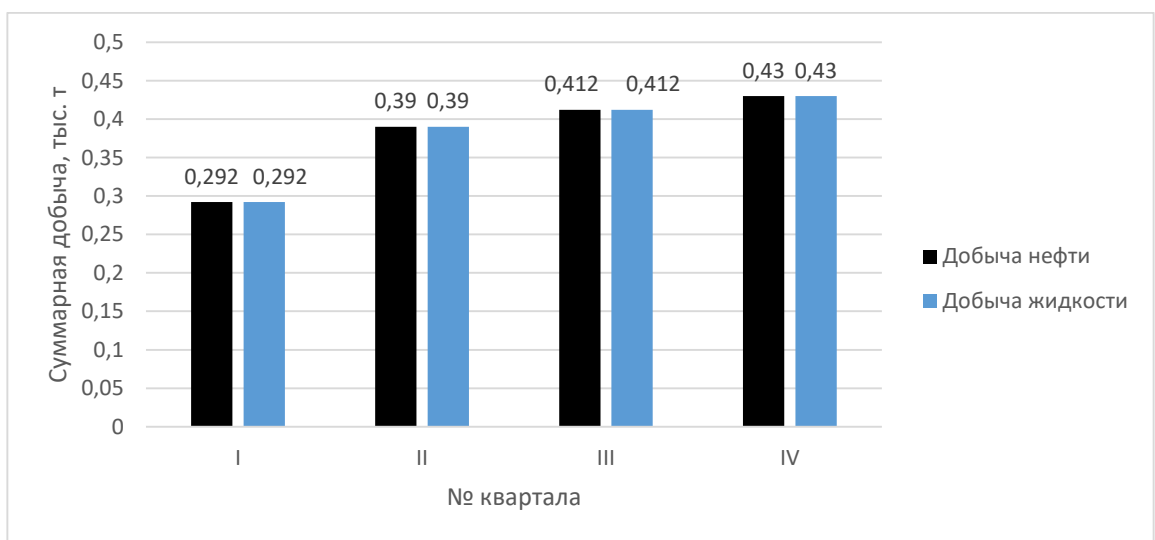


Рисунок 3.3 – Показатели добычи на месторождении по кварталам 2011 года

Сравнение накопленной добычи за 2010 и 2011 года представлено на рисунке 3.4. Стоит добавить, что накопленная добыча газа за эти два года составила 0,34 млн. м³ и 1,74 млн. м³, соответственно. От проектных показателей добыча отстала в 74 раза по нефти и в 32 раза по газу.

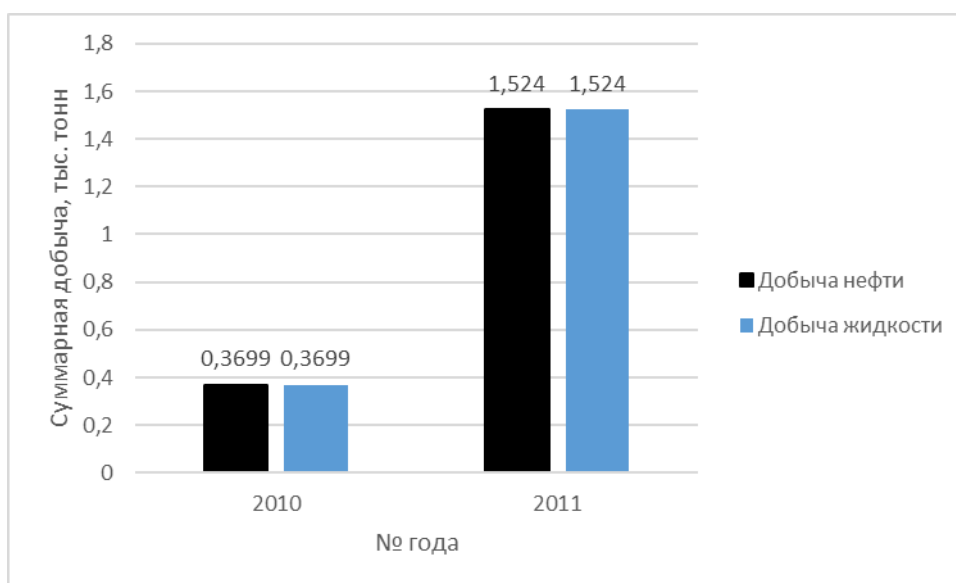


Рисунок 3.4 – Накопленная добыча за 2010 и 2011 года

Темпы отбора нефти в рассматриваемый промежуток времени увеличились до 0,096% относительно запасов категории C_1+C_2 . КИН от начальных запасов составил 0,074%, отработано 0,12% от всех извлекаемых запасов. В период пробной эксплуатации система ППД не вводилась.

В 2010 году общий фонд добывающих скважин насчитывал всего 2 скважины (вместо пяти проектных), из которых лишь одна находилась в эксплуатации, а вторая – в освоении. В 2011 году общий фонд уже насчитывал 4 скважины (вместо 6-ти проектных), из которых 3 скважины относились к действующим, 1 – в освоении. В общем, за период пробной эксплуатации общий фонд составил 5 скважин (вместо 11-ти проектных), из которых 3 – действующие, 2 – в освоении. Отставание от проектных показателей значительное.

Предполагалось, что после реализации проекта пробной эксплуатации будет составлен проект разработки месторождения на полное развитие, однако пробная эксплуатация постоянно сталкивается с непредвиденными трудностями и проблемами, что связано с недостаточным изучением геологии месторождения. Сравнение проектных и фактических показателей разработки пласта М месторождения представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки пласта М месторождения

№	Показатели	Годы			
		2010		2011	
		План	Факт	План	Факт
1	Добыча нефти всего, тыс. т	27,2	0,3699	115,9	1,524
2	Сред. суточный дебит неф. нов. скв., т/сут	34	34,1	82,8	117,6
3	Средний дебит жидкости действ. скв., т/сут	34,2	34,1	44	117,6
4	Средний дебит жидкости нов. скв., т/сут	34,2	34,1	83,2	117,6
5	Средняя обв-ть продукц. дейст ф. скв., %	0,6	0	2,3	0
6	Средний дебит нефти дейст. скв., т/сут	34	34,1	43	117,6
7	Доб. жидкости, всего, тыс. т	27,3	0,3699	118,6	1,524
8	В том числе из новых скважин	27,3	0,3699	79,9	1,524
9	Добыча жидкости с нач. разработки., тыс. т	27,3	0,3699	146	1,8939
10	Добыча нефти с нач. разработки, тыс. т	27,2	0,3699	143	1,8939
11	Коэффициент нефтеизвлеч., доли ед.	0,011	0,00015	0,056	0,00074
12	Отбор от утвержденных. изв. зап., %	1,7	0,023	9	0,119
13	Темп отбора нач. утв. изв. зап., %	1,7	0,023	7,3	0,096
14	Темп отбора текущих утв. изв. зап., %	1,7	0,023	8	0,096
15	Добыча растворенного газа, млн. м3	3,3	0,340	63,6	1,740
16	Ввод новых добывающих скв., всего, шт.	5	2	6	3
17	В том числе: из экспл. бурения	5	2	6	3
18	Среднее число дней раб. нов. скв., дни	160	10,8	160	13,0
19	Средняя. глубина. нов. скв., м	3000	3000	3000	3000
20	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	15	6	18	9
21	В том числе: добывающие скважины	15	6	18	9
22	Мощность новых скважин, тыс. т	58,9	11,2	172,2	115,9
23	Закачка рабочего агента, тыс. м3 /год	0	0	0	0
24	Закачка раб. агента с нач. разр-ки, тыс. м3	0	0	0	0
25	Фонд доб. скважин на конец года, шт.	5	1	11	3
26	В том числе нагнетательные в отработке	1	0	2	0
27	Действующий фонд доб. скв. на кон. г., шт.	5	1	11	3

3.3 Текущее состояние разработки месторождения

В 2012 году на механизированную добычу была переведена скважина №3, т.к. фонтанирование после проведения ГРП прекратилось. На сегодня данная скважина работает в периодическом режиме, работая 1 час и накапливая УВ 6 часов. Дебит составляет порядка 26 т/сут, а обводненность – 0%.

Похожая ситуация со скважинами №4 и №5: они тоже работают в периодическом режиме с дебитами, соответственно, 22,7 т/сут и 6,7 т/сут, а

также нулевой обводненностью. Причины, из-за которых данные скважины были переведены с прежних режимов, разные: в скважине №4 удаляли парафиновую пробку в НКТ, после чего скважину пришлось перевести, а в скважине №5 наблюдается низкое давление и ограниченный контур питания.

Скважина №7г за первую половину 2012 года работала в постоянном режиме и имела дебит около 88 т/сут при нулевой обводненности, но во втором полугодии был замечен значительный спад производительности: дебит стал около 35 т/сут, а обводненность возросла до 22,5%.

Во второй половине марта 2012 года были пробурены скважины №9, 27 и 37. В эксплуатацию данные скважины были введены в апреле с дебитами 27,8, 24 и 6,7 т/сут соответственно. Показатели обводненности разнятся от 2 (скважины №9 и №27) до 76% (скважина №37). В июле этого же года были пробурены еще три скважины на 1 кусте, которые в эксплуатацию введены уже в августе. Это скважины №1г, 2г и 6г со значениями дебитов 119,5, 67,1 и 95,5 т/сут соответственно.

Стоит отметить, что из-за высокого газового фактора на скважинах №9 и №27 было принято решение эксплуатировать их не в периодическом режиме, а в постоянном, но на штуцерах с минимальным диаметром ($d = 5$ мм). Газовые факторы данных скважин составляют 96 и 83 тыс. м³/т соответственно.

На рисунке 3.5 приведено сравнение дебитов скважин за 2012 год, на рисунке 3.6 – динамика добычи нефти и воды за тот же период времени.

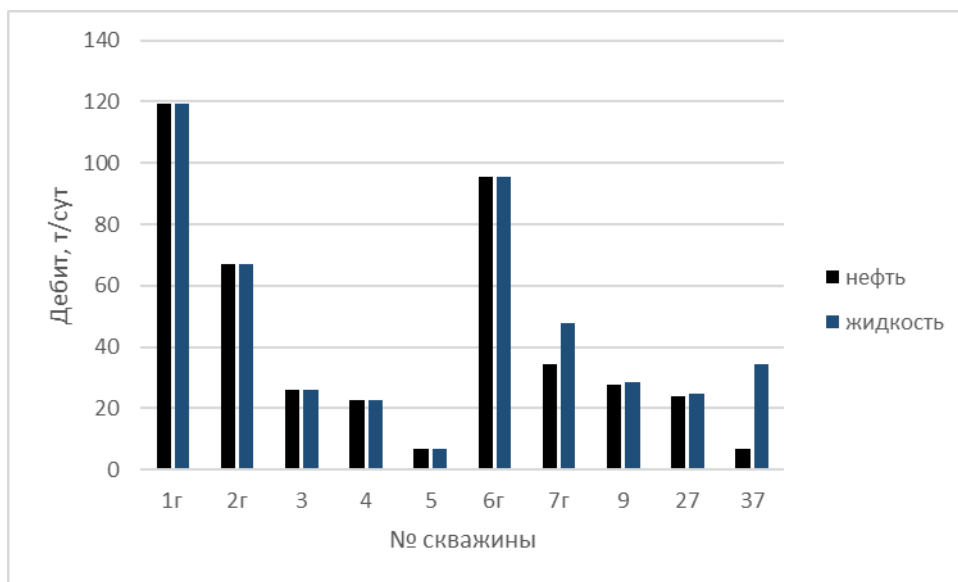


Рисунок 3.5 – Диаграмма сравнения дебитов скважин месторождения за 2012 год

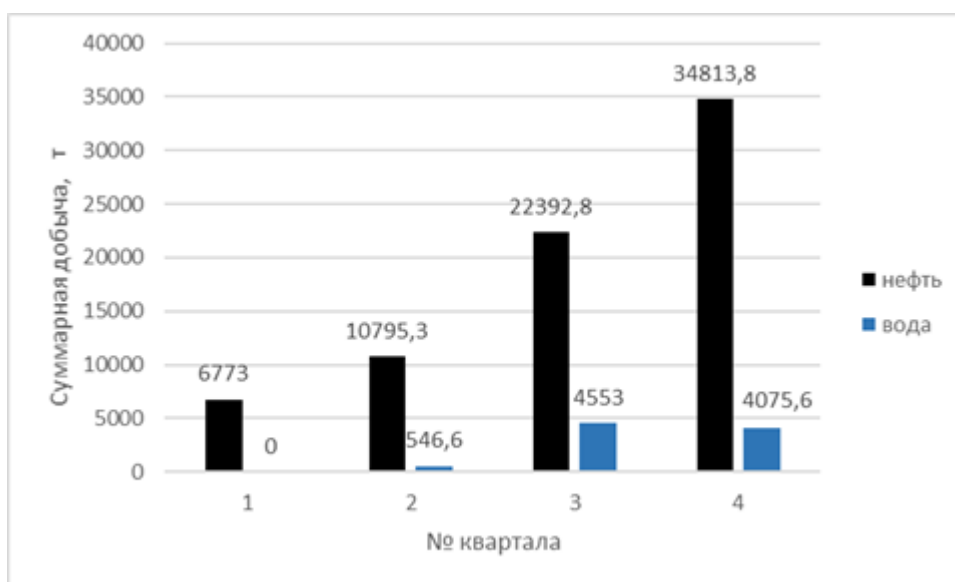


Рисунок 3.6 – Диаграмма сравнения добычи нефти и воды на месторождении за 2012 год

С начала разработки месторождения на поверхность было добыто:

- 76668,8 т нефти;
- 106737,5 т жидкости;
- 9175,2 т пластовой воды;
- 98383 т попутного газа.

Действующий фонд скважин включает в себя 10 добывающих скважин и одну, находящуюся в освоении. На фонтанирующем режиме работают девять из десяти добывающих скважин, одна – на механизированном с помощью УЭЦН. В постоянном режиме – 7 скважин, в периодическом – 3.

4. Анализ эффективности методов интенсификации притока к скважинам

4.1 Характеристика методов воздействия на ПЗС

Любое воздействие на пласт, как и непосредственное извлечение пластового флюида, происходит через скважины. Призабойной зоной скважины называется такая область скважины, в которой наиболее интенсивно протекают все процессы. Сюда при добыче флюида на поверхность сходятся, словно в единый узел, линии токов, а во время закачки жидкости – расходятся. В данном месте скважины достигают максимальных значений фильтрационные сопротивления, градиенты давления, скорости движения жидкости и потери энергии. Важно следить за состоянием призабойной зоны пласта, т.к. от этого зависят дебиты добывающих скважин, общая эффективность разработки месторождения, а также та пластовая энергия, которую применяют для подъема столба жидкости по трубам на поверхность.

Важной задачей является сохранение ПЗС в таком состоянии, при котором используемая на преодоление сопротивлений ПЗС энергия оставалась достаточно мала как в добывающих скважинах, так и в нагнетательных. В околозабойных породах происходит изменение в распределении внутренних напряжений в следствие бурения скважины. Также негативное влияние на кристаллы пород оказывает перфорация обсадной колонны: возникает пьезоэлектрический эффект из-за воздействия ударных волн различной частоты, а возникающее при этом электрическое поле может в свою очередь мешать или интенсифицировать фильтрацию.

Через призабойные зоны добывающих и нагнетательных скважин в процессе добычи нефти проходит вся извлекаемая и нагнетательная жидкость. Эти процессы протекают не в первоначальных условиях, а при значительно отличающихся значениях температуры и давления, что приводит к образованию отложений различных УВ компонентов, таких как асфальтены,

смолы и парафины. Нарушение термодинамического равновесия системы также приводит к образованию отложений различных солей.

Чтобы предотвратить подобный сценарий развития событий, а также с целью получить дополнительный приток нефти в скважины необходимо проводить мероприятия по воздействию на призабойную часть пласта. Это позволяет повысить проницаемость, увеличить системы трещин и каналов, что может облегчить приток к скважине и уменьшить энергетические потери в области ПЗС, а также улучшить сообщаемость со стволом скважины [4].

Выделяют три основные группы методов воздействия на призабойную зону пласта: механические, химические и тепловые.

Методы, связанные с применением химических агентов, применяют чаще всего в коллекторах, сложенных карбонатными породами, а также в цементированных песчаниках с карбонатными включениями. Химические методы воздействия на ПЗС есть смысл применять, когда есть возможность растворить породу или непосредственно отложения, появление которых негативно отразилось на проницаемости ПЗС. Вид применяемой кислоты зависит от побочных эффектов, которые агент может оказать на оборудование скважины (например, эксплуатационную колонну или трубы НКТ) и на качество проводимых работ.

Типичным методом химического воздействия на ПЗС является простая кислотная обработка. Данный вид обработки предназначен для очистки фильтров, ПЗС и НКТ от отложений солей, парафинов, а также продуктов коррозии. В результате применения солянокислотной обработки (СКО) в ПЗС с карбонатными коллекторами появляются каналы растворения и различные каверны, что позволяет увеличить проницаемость пород, а вместе с этим и производительность скважин.

Разновидностей СКО много, но все они используются, чтобы произвести очистку поверхности открытого интервала забоя, фильтра в интервале

продуктивного пласта, а также стенок скважины от различных смолистых веществ, глинистых корок и отложений пластовых вод или же с целью увеличить проницаемость пород, слагающих продуктивную часть пласта. Важным фактором успешности СКО является срок выдержки кислоты в пласте. Среднее время выдержки колеблется от 8 до 24 часов. Зависит это от многих факторов – это температура на забое, химический состав пород продуктивного пласта, концентрация раствора и давление его закачки.

Также довольно часто применяется СКО под давлением путем продавки реагента в пласт, что позволяет добиться высоких значений ФЕС для малопроницаемых пластов. Данный процесс требует наличия пакера и закрытого затрубного пространства.

Для повышения эффективности применения кислотного воздействия на ПЗС в нефтяных скважинах применяют интенсификаторы. Наличие нефтяной пленки и асфальто-смолистых соединений осложняет процесс добычи пластового флюида, а интенсификаторами добиваются снижения силы поверхностного натяжения границы «нефть-порода». В качестве них используются различные поверхностно-активные вещества (ПАВ). Кроме того, в кислоту также добавляют стабилизаторы, функцией которых является удерживание продуктов реакции в растворенном виде. Самыми распространенными стабилизаторами являются уксусная и плавиковая кислоты.

Применение механических методов воздействия на ПЗС обычно целесообразно в продуктивных пластах, которые сложены достаточно плотными породами. Цель использования механических методов воздействия заключается в расширении существующих трещин в ПЗС, создании дополнительных и приобщении удаленных частей пласта и замкнутых трещин и пор к процессу фильтрации.

С целью расширить и углубить естественные и образовать искусственные трещины проводят гидроразрыв или гидрокислотный разрыв пласта, которые относятся к механическим методам воздействия на ПЗС. Одновременно с образованием трещин производят закачку рабочих агентов в продуктивные пласты с низкой проницаемостью, а для проведения ГРП или КГРП создают высокие давления на забоях скважин путем закачки специальных жидкостей в пласт при высоких расходах. Чтобы образовавшиеся трещины не смыкались обратно, их заполняют наполнителем (песком).

В отечественной практике ГРП используется в основном в ПЗС, чтобы восстановить продуктивность или приемистость скважин, у которых наблюдается снижение проницаемости. Для этого создают закрепленные трещины большой протяженности (> 10 км), которые соединяют забой скважины и незагрязненную часть пласта. Проводят данное мероприятие по воздействию на ПЗС во время капремонта, иногда при освоении скважин, когда дебит оказывается ниже предполагаемого. Выбор скважины для осуществления ГРП производят, основываясь на результатах тщательной диагностики ПЗС. Помимо восстановления проводимости ПЗС, ГРП также применяют для повышения дебитов скважин, вскрывающих пласт с низкой проницаемостью. Технология такого ГРП характеризуется тем, что в пласте появляется система каналов, фильтрационное сопротивление которых достаточно низкое, что позволяет интенсифицировать отбор нефти из требуемого коллектора. Отличие от гидроразрыва в ПЗС заключается в образовании трещин, имеющих большую протяженность, а также в том, что данный вид ГРП по факту является частью комплекса работ по заканчиванию скважин, т.к. производится практически во всех скважинах после бурения в следствие низкой проницаемости перспективной части пласта.

Процесс виброобработки призабойной зоны пласта заключается в применении специальных забойных устройств, которые создают колебания

давления с помощью вибратора-генератора, спущенного в скважину на НКТ. Когда рабочая жидкость проходит через вибратор происходит серия гидроударов, которые оказывают воздействие на ПЗС. Это приводит к изменению свойств жидкостей и пород, что вызывает в них образование микротрещин и разрывов, а это в свою очередь увеличивает производительность скважин.

Тепловое воздействие на ПЗС рационально использовать в том случае, когда пластовая нефть содержит парафины и смолы. Видов теплового воздействия много, но чаще всего применяют термокислотную обработку: перед обработкой кислотой прогревают каким-нибудь нагревателем ПЗС или промывают непосредственно скважину горячей нефтью. При этом в ПЗС должна поддерживаться температура, превышающая температуру плавления отложений парафина и смол. Эти процедуры расплавляют осадки парафинистых отложений, а затем уже проводят кислотную обработку.

Улучшение или восстановление проницаемости пород ПЗС происходит за счет увеличения их трещиноватости, имеющих дренажных каналов или создания новых, удаления отложений парафинов и смол, а также различных примесей, окислов железа и т.п. Выбор конкретного метода воздействия на ПЗС будет основываться, исходя из целого ряда факторов, таких как состав пород и их ФЕС, строение и тип залежи, состав флюидов, пластовое давление и т.д.

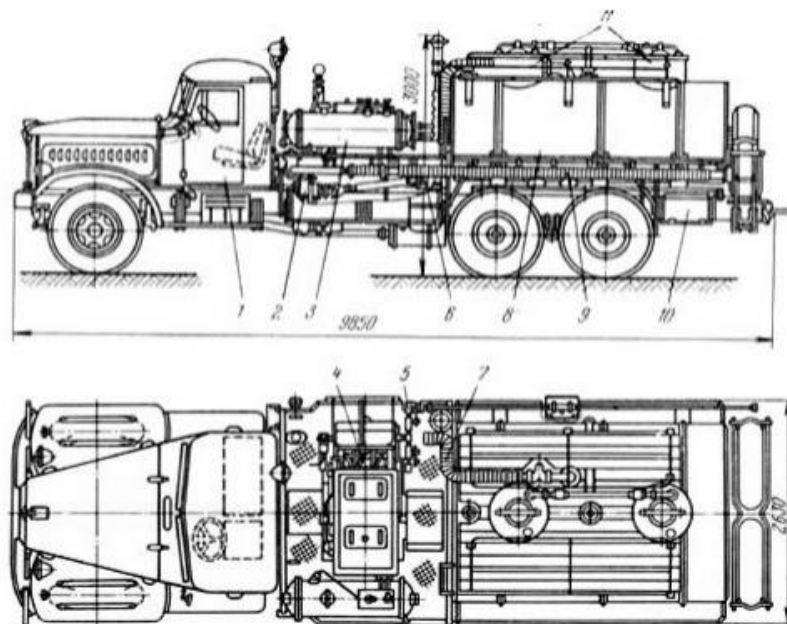
4.2 Техника и технология проведения кислотных обработок скважин

Нефтяные промыслы, где в проекте находятся кислотные обработки скважин, обычно должным образом обустроены. Для проведения работ необходимо наличие кислотных баз с легко доступными подъездными путями, насосных помещений, специализированных лабораторий, емкостей под хранение, помещений, отведенных под складирование, при необходимости

оснащений котельными, подогревающих растворы в зимнее время, не говоря уже о благоустройствах для бригады специалистов.

Рабочий раствор непосредственно на скважины доставляется в автоцистернах 4ЦР или УР-20, емкости которых соответственно 9,15 м³ и 17 м³. Гуммирование – важная процедура для емкостей, которые предназначены для перевозки концентрированных неингибированных кислот. Если же кислоты ингибированы, то емкости достаточно покрыть эмалями, устойчивыми от химического воздействия. Зачастую работники на кустах прибегают к применению подвижных емкостей (на салазках), объем которых не превышает 15 м³, которые зимой в условиях пониженных температур могут быть оборудованы для обогрева растворов паром змеевиком. Перекачка кислот производится посредством специальных кислотоупорных центробежных насосов, подача которых достигает 90 м³/ч, а напор – 30 м.

Чтобы произвести закачку в пласт ингибированных растворов кислоты, на практике применяется специальный насосный агрегат «Азинмаш-30А» (см. Рисунок 4.1), основанный на автомобильном шасси и имеющий гуммированную цистерну, которая обычно состоит из двух отсеков по 2,7 м³ и 5,3 м³, плюс дополнительная емкость с двумя отсеками по 3 м³ на прицепе. На агрегате установлен насос высокого давления 4НК500 трехплунжерный горизонтальный, предназначенный для одинарной закачки кислоты в скважину. Насос оснащен приводом мощностью 132 кВт, а конструкция его предусматривает плунжеры диаметром 90 и 110 мм, которые можно при необходимости заменить. Подача, которую может обеспечить насос, может достигать 12,2 л/с, а давление – 50 МПа, которые находятся в зависимости от частоты вращения вала. Вместе с данным агрегатом при СКО применяются цементируемые агрегаты ЦА-320М и насосный агрегат АН-700 для гидроразрыва.

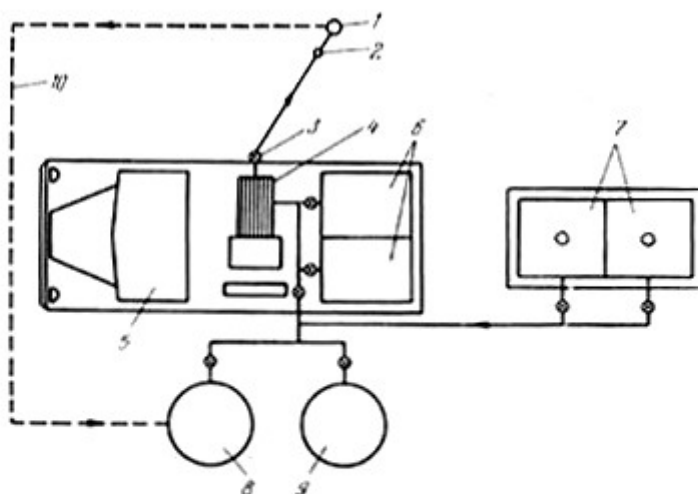


Условные обозначения: 1 - кабина машиниста (пульт управления); 2 - коробка отбора мощности; 3 - емкость для реагента; 4 - насос 4НК-500; 5 - выкидной трубопровод; 6 - редуктор; 7 - шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 - цистерна для раствора кислоты; 9 - комплект присоединительных шлангов; 10 - ящик для инструментов; 11 - горловина цистерны.

Рисунок 4.1 – Агрегат насосный «Азинмаш-30А» для кислотных обработок

Промывка водою после завершения работ обязательно необходима даже при применении ингибированной кислоты, чтобы предотвратить скорое изнашивание агрегатов. Обычно в промывочную воду вводят различные добавки, одной из которых является тринатрийфосфат (0,3 – 0,5 %), нейтрализующий остатки кислоты. Схема обвязки устья скважины при простой СКО приведена на Рисунке 4.2. Установленный на агрегате «Азинмаш-30А» силовой насос способен забирать жидкость из емкостей, установленных на автоприцепе или других передвижных средствах, посредством резиновых шлангов. Кроме того, при СКО дополнительное применение получили цементируемые агрегаты ЦА-320М, используемые как подпорный насос, который подает на прием силового насоса, установленного на агрегате «Азинмаш 30-А», жидкость. Перемешивание растворов кислоты, когда вводятся в нее различные реагенты, происходит с помощью отдельного ротационного насоса низкого давления и еще парой

емкостей на платформе. Это также дает возможность перекачать раствор из одной емкости в другую при необходимости.



Условные обозначения: 1 - устье скважины; 2 - обратный клапан; 3 - задвижка высокого давления; 4 - насос 4НК-500; 5 - агрегат Азинмаш 30А; 6 - емкость для кислоты на агрегате; 7 - емкость для кислоты на прицепе; 8 - емкость для продавочной жидкости; 9 - емкость для кислоты; 10 - линия для обратной циркуляции.

Рисунок 4.2 – Техника обвязки устья при проведении простых СКО

Чтобы приготовить нефтекислотные эмульсии для закачки в поглощающие интервалы, также используются ротационные насосы. Данные эмульсии расширяют охват кислотной обработки по толщине пласта. Более высокие скорости закачки при не достаточном давлении от одного агрегата создают простым добавлением в работу еще одного или более агрегатов. Устье скважины оборудуется головкой с быстросъемными соединениями, специализированной на высокие давления. Головка скважины оборудована в обязательном порядке задвижкой, рассчитанной на высокие давления, и обратным клапаном. С выкидом насосного агрегата головка соединяется металлическими трубами высокой прочности. В целях безопасности обычно используется оборудование для ГРП или пескоструйной перфорации.

Технологический процесс кислотной обработки состоит из нескольких этапов: подбор и расчет количества кислотного раствора, заполнение

полученного раствора кислоты в скважину, продавливание в пласт раствора при герметизации устья скважины путем закрытия задвижки. Когда процесс продавливания раствора в скважину подходит к концу, ее оставляют на некоторый промежуток времени под давлением, чтобы произошло реагирование введенной кислоты с породами продуктивной зоны пласта. Если температура на забое не превышает 40°C, то длительность СКО после продавливания составляет где-то 12-16 часов, а если температура на забое достигает 100-150°C, то время СКО не превышает трех часов.

Рабочий раствор для кислотной обработки приготавливают обычно на центральных промысловых базах и очень редко непосредственно у скважины. Операция приготовления кислоты производится в строгой последовательности, а состав компонентов и их количества определяют в специализированных лабораториях. Чтобы приготовить рабочий раствор, в расчетное заранее количество воды сначала вводят стабилизатор и ингибитор, после - техническую соляную кислоту. Тщательно перемешав, вводится хлористый барий, после чего раствор опять перемешивают, добавляют интенсификатор и отстаивают до полного осветления.

Оптимальная концентрация HCL в растворе составляет порядка 10-16 %. Увеличение концентрации в теории должно увеличивать растворяющую способность и скорость растворения, но на практике при концентрации свыше 22% упомянутые параметры начинают уменьшаться. Кроме того, при повышенной концентрации возникает вероятность появления коррозионной активности и выпадения солей в осадок в зоне контакта пластовой воды и закаченной кислоты. Средний расход раствора кислоты зависит от проницаемости пород и типа коллектора: при первичных обработках пористых малопроницаемых пород уходит где-то 0,4-0,6 м³ раствора на 1 м толщины, а высокопроницаемых – до 1 м³; когда кислоту закачивают в трещиноватые породы, необходимо порядка 0,6-0,8 м³/м кислоты.

При многократном использовании технологии СКО для каждой последующей операции объем закачиваемого раствора увеличивают. Также повышают концентрацию кислоты (с первоначальных 12% до максимальных 20%) и скорость закачки раствора. Однако, не всегда подобные процедуры оказываются эффективны. К примеру, увеличение исходной концентрации может привести к коррозии металла и оборудования, а также к образованию нерастворимых осадков. Увеличение скорости закачки ограничено мощностью применяемых насосов и агрегатов. Поэтому более эффективное средство в подобной ситуации – использование добавок (например, уксусная кислота).

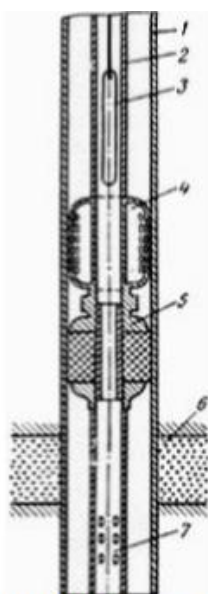
Простые СКО улучшают и без того хорошую проницаемость прослоев, куда легко добраться обычной закачкой кислоты в скважину. Плохо проницаемые прослои зачастую остаются нетронутыми. Чтобы подобное не случилось, на промысле применяют кислотные обработки под повышенным давлением. Применяя данную технологию, четко выраженные проницаемые прослои изолируются (например, предварительно закачав в них высоковязкие эмульсии), а последующая закачка раствора кислоты приведет к увеличению охвата воздействия пласта по толщине.

4.3 Техника и технология проведения гидроразрыва пласта

Если состояние, герметичность и прочность обсадной колонны позволяют на забое скважины создать необходимые давления, то предпочтительно проводить гидроразрыв пласта именно через обсадную колонну. Выбор заключается в менее интенсивных потерях давления на трение, когда закачка жидкости происходит через обсадную колонну, чем при закачке с помощью НКТ – это позволяет получить более высокие давления на забое.

Чтобы обезопасить от повышенных давлений обсадную колонну, в скважину спускают НКТ, оборудованные пакером и якорем, заранее установленные выше кровли пласта, в котором будет проводится ГРП (см.

Рисунок 4.3). Для лучшей герметизации пакером кольцевого пространства, пакеры оснащают специальной опорой на забой. Перепад давлений при правильной посадке пакеров допускается порядка 30-50 МПа. При особо больших давлениях под пакером, он может быть смещен страгивающим усилием, поэтому во избежание данной ситуации выше пакера устанавливают гидравлические якоря. В корпусе якоря есть плашки с насечками, которые под давлением вдавливаются в обсадную колонну, предотвращая смещение пакера.

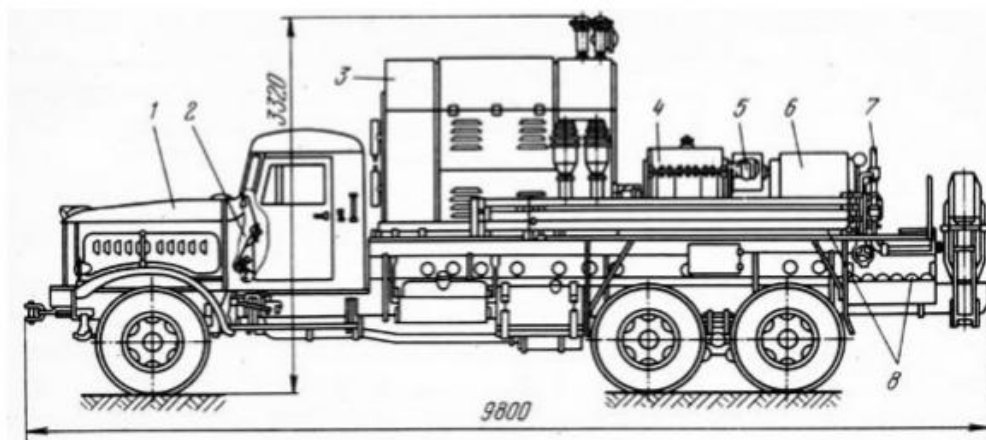


Условные обозначения: 1 - обсадная колонна; 2 - насосно-компрессорные трубы; 3 - скважинные манометры; 4 - якорь; 5 - пакер; 6 - продуктивный пласт; 7 - хвостовик для опоры на забой.

Рисунок 4.3 – Схема оборудования забоя скважины при ГРП

Для проведения ГРП используются специальные износостойкие насосные агрегаты (см. Рисунок 4.4), выполненные на шасси КрАЗ-257 и способные выдерживать грузы массой 10-12 т. Насос работает от дизельного двигателя, мощность которого составляет 588 кВт. Жидкость-песконоситель приготавливается специальными пескосмесительными агрегатами (см. Рисунок 4.5), который представляет собой бункер с коническим дном на шасси КрАЗ-257, для перевозки песка преграждённый перегородкой. Под дном

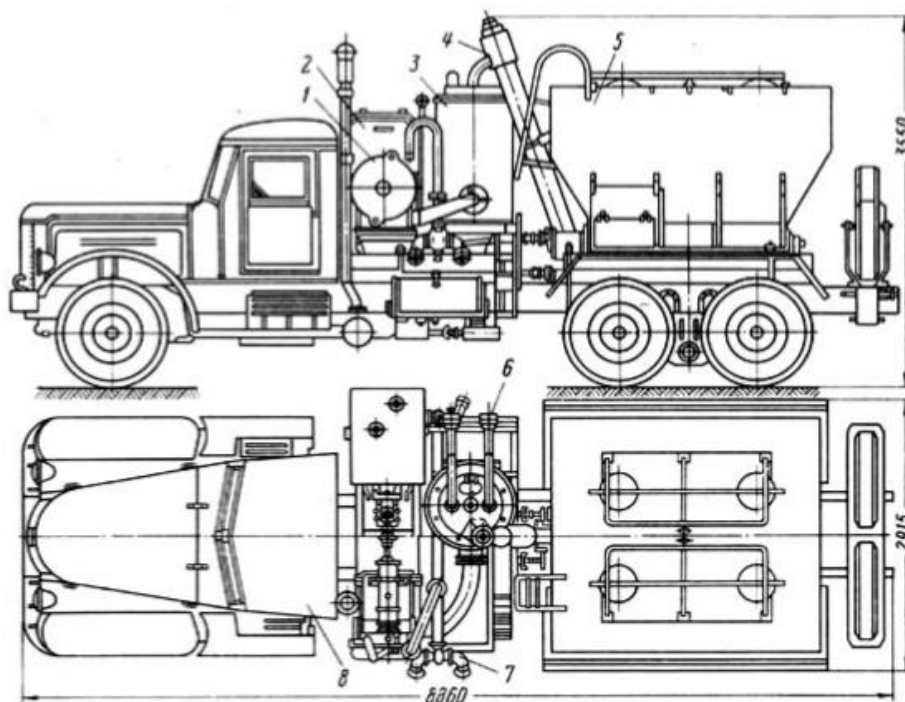
бункера расположены два горизонтальных вала, работающих от тягового двигателя.



Условные обозначения: 1 - автомобиль КрАЗ-257; 2 - кабина управления; 3 - силовой агрегат; 4 - коробка скоростей; 5 - муфта сцепления; 6 - насосный агрегат; 7 - выкидной маинфольд; 8 - соединительные трубы высокого давления.

Рисунок 4.4 – Насосный агрегат 4АН-700 для ГРП

Кроме автоцистерны смонтированы на шасси прицепа вспомогательный двигатель, а также трехплунжерный и центробежный насосы. В действие насосы приводятся посредством коробки скоростей. Цистерна оснащена поплавковым указателем уровня и имеет емкость 17 м³. Трехплунжерный насос (подача 13 л/с) можно переключать на три режима: заполнение цистерны, отбор жидкости из нее или перекачка жидкости из любой другой емкости. Центробежный насос (подача до 100 л/с) необходим для подачи жидкости на ЗПА.



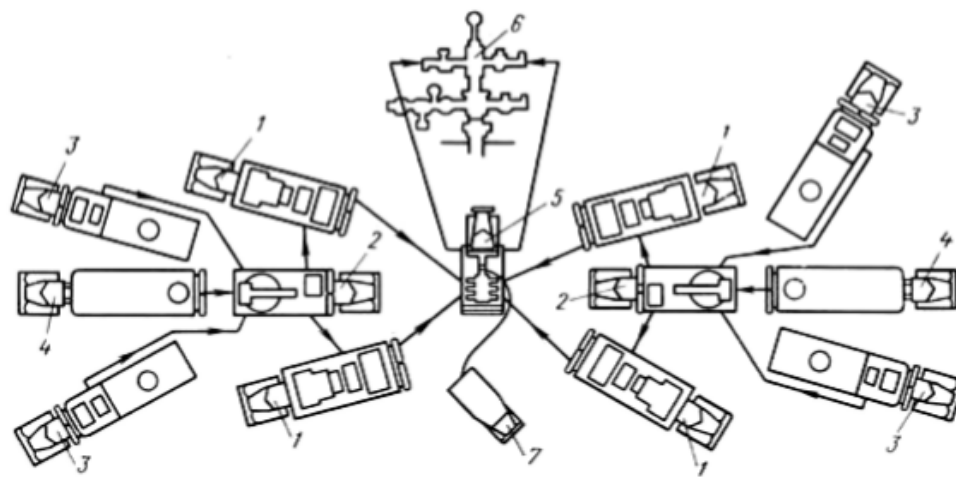
Условные обозначения: 1 - центробежный насос 4ПС; 2 - силовой блок двигателя ГАЗ-51; 3 - смесительное устройство; 4 - наклонный шнек; 5 - бункер для песка; 6 - приемный трубопровод; 7 - раздаточный трубопровод; 8 - автомобиль КраЗ-257.

Рисунок 4.5 – Пескосмесительный агрегат ЗПА

Блоки манифольдов 1БМ-700 и 1БМ-700С необходимы для обвязки устьевого оборудования и насосов между собой. Первый работает в районах с умеренным климатом, второй – с умеренным и холодным. Блоки передвигаются на шасси ЗИЛ-131, состоят из двух коллекторов (приемораздаточного и напорного), подъемной стрелы и комплекта труб с шарнирными соединениями.

При ГРП обвязка насосных установок с устьем скважины используется универсальная устьевая арматура 2АУ-700, которая состоит из трубной и устьевой головок, арматуры запорной и элементов обвязки. Комплект также предусматривает краны с цилиндрическими пробками, позволяющие использовать их при любом рабочем давлении, и резиновая манжетка, которая позволяет проводить спускоподъемные операции НКТ без разгерметизации устья скважины.

В целях безопасности агрегаты располагаются радиаторами от скважины (см. Рисунок 4.6), что обеспечивает беспрепятственное передвижение оных при аварийной или пожарной ситуации. Это крайне важно, когда используется легко воспламеняющаяся жидкость вроде нефти.



Условные обозначения: 1 - насосные агрегаты 4АН-700; 2 - пескосмесительные агрегаты ЗПА; 3 - автоцистерны ЦР-20 с технологическими жидкостями; 4 - песковозы; 5 - блок манифольдов высокого давления; 6 - арматура устья 2АУ-700; 7 - станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь)

Рисунок 4.6 – Схема расположения оборудования во время ГРП

Технология проведения гидроразрыва пласта заключается в закачке в скважину жидкости разрыва при помощи мощных насосных агрегатов и давлениях выше давления разрыва нефтеносного пласта. В качестве жидкости разрыва используют гели, иногда воду или кислоту при кислотных ГРП. Чтобы трещина оставалась в открытом состоянии используют расклинивающий агент: для терригенных коллекторов это проппант, для карбонатных это кислота или тоже проппант.

Механизм ГРП заключается в следующем. Слагающие пласт породы имеют естественные микротрещины, находящиеся в сжатом состоянии из-за веса вышележащих пород, т.е. из-за горного давления. Проницаемость подобных трещин низкая, а породы в свою очередь имеют некоторое значение прочности. Чтобы в пласте появились новые трещины или расширились

существующие нужно снять создаваемые горным давлением напряжения в породах, слагающих пласт, и преодолеть прочность этих пород, т.е. способствовать их разрыву.

Давление разрыва непостоянно и может очень сильно изменяться даже в пределах одного пласта. Достигнуть этого давления для малопроницаемых пород можно при закачке в определенном интервале низких скоростей маловязких жидкостей разрыва, для высокопроницаемых - наоборот, с большой скоростью нагнетания и жидкостей повышенной вязкости. Процесс ГРП состоит из следующих операций, проводимых последовательно друг за другом: закачка жидкости разрыва в пласт с целью получить образование трещин; закачка жидкости-песконосителя и песка, чтобы закрепить образованные трещины; закачка продавочной жидкости с целью продавить песок в трещины.

4.4 Результаты проведения методов воздействия на пласт

Фонтанный способ эксплуатации скважин является основным на месторождении в период с 24.10.2010 года по 01.01.2013 год. За этот период времени на добывающих скважинах проводились следующие геолого-технические мероприятия:

- Кислотная обработка ПЗС (скв. №3 на 1 кусту);
- Гидравлический разрыв пласта (скв. №3 на 1 кусту и скв. №5 на 2 кусту).

После окончания процесса бурения скважины №3 на 1 кусту приток не был получен. Оказалось, что бурением вскрыт пласт с ухудшенными коллекторскими свойствами, затем возникли трудности во время поднятия хвостовика, которые не позволили добурить ствол, в результате чего не удалось увеличить площадь контакта скважины и пласта. Чтобы обеспечить сообщение продуктивного пласта с забоем скважины, была проведена кислотная обработка ПЗС.

10.05.2010 года на скв. №3 на 1 кусту была проведена кислотная обработка ПЗС. Состав раствора состоял из соляной кислоты (24%) $1,3 \text{ м}^3$, технической воды $1,3 \text{ м}^3$, а общий объем раствора составил $2,6 \text{ м}^3$ (плотность – $1,06 \text{ г/м}^3$, концентрация – 12%). Операция закачки кислоты продолжалась 20 минут, давление – 150 атм. Продавка осуществлялась объемом жидкости, равным $2,9 \text{ м}^3$, при приемистости $187 \text{ м}^3/\text{сут}$. Всего пласт принял 12%-й раствор соляной кислоты объемом $7,6 \text{ м}^3$. Кроме того, был выполнен 61 рейс сваба, что снизило уровень до 2006,7 м. В итоге, освоение скважины позволило получить приток воды с пленкой нефти дебитом $0,875 \text{ м}^3/\text{сут}$, $H_{\text{дин}} = 2005,5 \text{ м}$.

КГРП был произведен на месторождении сервисной компанией ООО «КАТКОнефть». За год обслуживания скважин месторождения данной компанией было проведено 2 операции по КГРП. Как говорится в отчете компании, при проведении операций осложнений не возникло, закачка была проведена в полном объеме. Контроль качества закачиваемой смеси производился на протяжении всего процесса закачки с контрольным отбором проб.

03.03.2011 года в ходе КГРП в скв. №3 на 1 кусту закачали $128,9 \text{ м}^3$ жидкости без проппанта, из которой 60 м^3 – раствор 15%-ой соляной кислоты, а также 70 м^3 - линейный гель на водной основе. Продолжительность реакции составила порядка 4 часов, расход жидкости – $3 \text{ м}^3/\text{мин}$.

С марта 2011 года после проведения КГРП скважина находилась в бездействии, и только 16 февраля 2012 года была переведена на механизированный способ добычи посредством установки ЭЦН. Режим эксплуатации был выбран периодический, т.к. энергии пласта было недостаточно. Программа эксплуатации составляет 1 час в работе, 6 часов в накоплении. Дебит после проведения КГРП составил $Q_{\text{ж}} = 25,9 \text{ т/сут}$, обводненность – 0%.

Бурением скв. №5 на 2 кусту также была вскрыта часть пласта, у которой коллекторские свойства оказались хуже предполагаемых, поэтому с целью увеличить дебит был проведен КГРП.

02.03.2012 года в процессе проведения КГРП в скв. №5 на 2 кусту в пласт закачали 140 м³ жидкости без проппанта, из которых 60 м³ – раствор 15%-ой соляной кислоты, 80 м³ - линейный гель на водной основе. Реакция продолжалась порядка 4 часов, расход жидкости – 2,2 м³/мин.

Как и в случае с первым КГРП, после проведения операции скв. №5 на 2 кусту до 31.07.2012 года находилась в бездействии. В эксплуатацию скважину ввели только 1.08.2012 года, но в следствие быстрого истощения пластовой энергии, скважину перевели на периодический режим работы. Программа эксплуатации составляет 5 часов в работе, 19 часов в накоплении. Дебит после проведения операции КГРП составил $Q_{ж} = 6,7$ т/сут, обводненность – 0%.

Основные параметры трещин, согласно отчету ООО «КАТКОнефть», приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристики трещин ГРП на скважинах №3 и №5

	Скважина №3		Скважина №5	
	План	Результат	План	Результат
Длина, м	22,8	23,3	23,8	32,1
Высота, м	43,8	43,7	38,9	25,8
Ширина, м	10	9,9	11,4	11,7
Безразмерная проводимость в продуктивном пласте	15,9	15,7	6,8	3,9
Направленная проводимость в продуктивном пласте, мД*м	363,5	362,9	363,5	127,2
Скин - фактор		-4,5		-2,4

На рисунке 4.7 приведено сравнение рабочих давлений при закачке жидкости в пласт при гидравлическом разрыва пласта в скважинах №3 и №5.

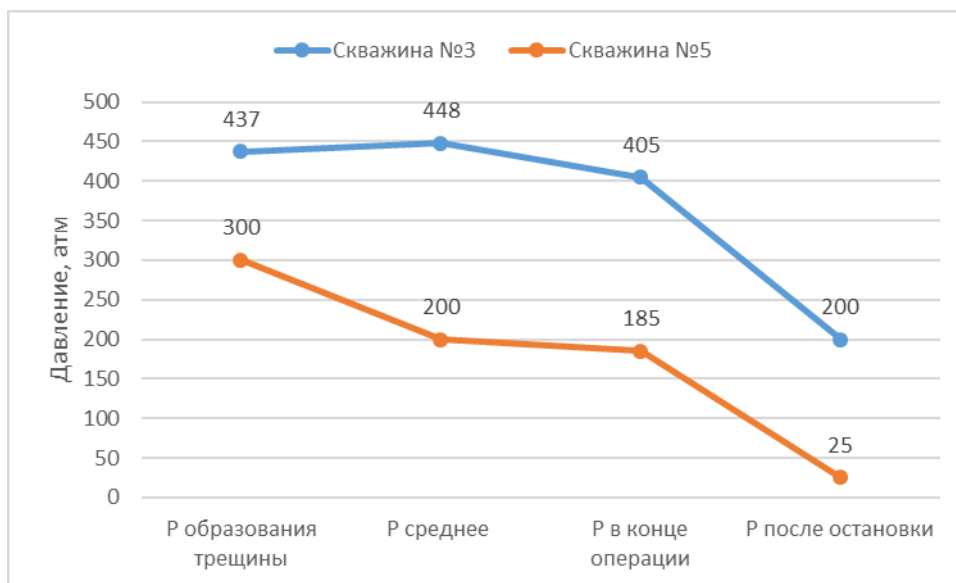


Рисунок 4.7 – Сравнение давлений, полученных при ГРП на скв. №3 и №5

Рекомендация сервисной компании ООО «КАТКОнефть» для последующих операций КГРП заключается в увеличении концентрации соляной кислоты до 28%.

Оценивая эффективность проведения операций по интенсификации ПЗС на месторождении, сложно найти конкретную причину, почему СКО на скважине №3 и ГРП на скважине №5 не привели к значительным увеличениям показателей дебита. Обработкой ПЗС раствором соляной кислоты удалось получить приток воды с пленкой нефти, но он был настолько низкий, что руководство компании решило дополнительно провести на скважине еще и ГРП. В результате выполнения данной операции, на скважине №3 удалось получить приток безводной нефти, превышающий первоначальное значение дебита в 26 раз. Добиться подобного результата на скважине №5 не удалось: полученный приток безводной нефти превысил первоначальный всего лишь в 1,3 раза. Объяснить это можно плохой изученностью коллектора, представляющего собой сложную геологическую структуру, неоднократно

преобразованную тектоническими преобразованиями. На рисунке 4.8 представлено сравнение дебитов до и после проведения кислотного гидравлического разрыва пласта.

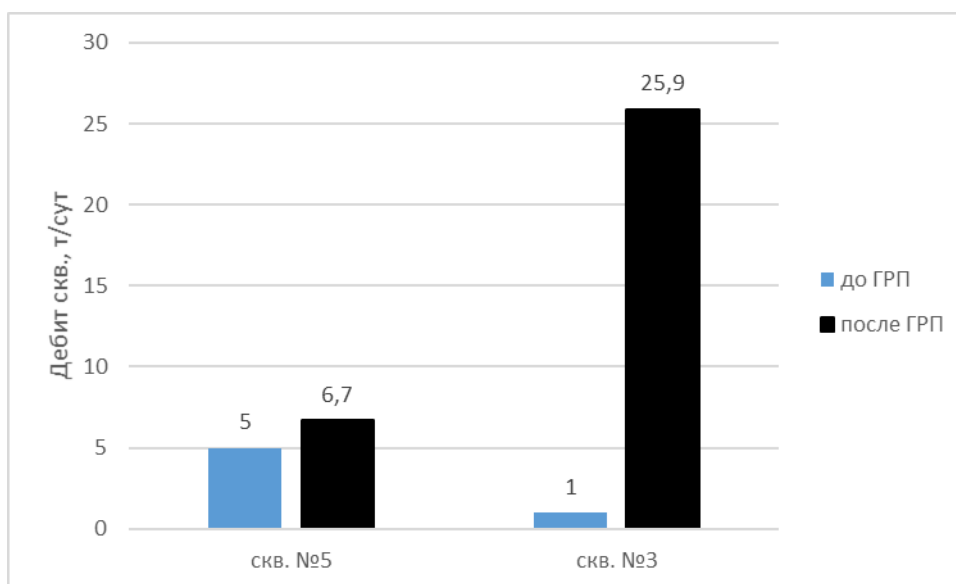


Рисунок 4.8 – Сравнение дебитов скважин до и после проведения КГРП

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Экономическая оценка эффективности ГРП

В качестве одного из метода интенсификации притока на месторождении был использован кислотный гидравлический разрыв пласта. Технология ГРП была проведена на двух добывающих скважинах:

- №3 на 1 кусту 03.03.2011 г., прирост дебита после проведения ГРП $\Delta Q_{\text{ж}} = 25,1$ т/сут, обводненность – 0%;

- №5 на 2 кусту 02.03.2012 г., прирост дебита составил $\Delta Q_{\text{ж}} = 1,7$ т/сут, обводненность – 0%.

Эффект от проведения ГРП принимаем за 4 года с 2012 по 2015, учитывая, что в 2012 скважины после проведения ГРП проработали 318 и 153 суток, соответственно. Эффективность от проведения ГРП ежегодно снижается на 15%.

Коэффициент эксплуатации добывающих скважин берем равным 0,95.

По статистическим данным цена одной тонны нефти на 2012 год составляла в среднем 3077 рублей. Ставка налога на прибыль составляет 24%.

Себестоимость одной тонны нефти выражается в условно-переменных затратах, равных 474,37 руб/т. Средняя стоимость одной операции ГРП в среднем равна 1 109 000 рублей.

Рассчитаем экономическую выгоду от проведения ГРП на скважинах месторождения.

1. Дополнительная добыча нефти за календарный год после проведения ГРП определяется по формуле

$$\Delta Q = q_{\text{н}} * K_{\text{э}} * T * N,$$

где $q_{\text{н}}$ – прирост дебита одной скважины, т/сут;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

T – число суток работы скважины после проведения ГРП, сут;

N – число скважин, скв.

Т.к. скважин, обработанных ГРП, на месторождении всего 2, а операции ГРП проводились в разные промежутки времени, работали скважины после проведения ГРП разное количество времени с различными дебитами, поэтому формулу необходимо незначительно преобразовать

$$\Delta Q = (q_1 * K_э * T) + (q_2 * K_э * T),$$

где q_1 и q_2 – дебиты скважин №3 и №5, соответственно.

Т.к. происходит ежегодное снижение эффективности ГРП на 15%, расчетное значение дебита в году t составит

$$q_{ht} = q_{ht-1} - q_{ht-1} * 15\% / 100\%.$$

Соответственно,

$$q_{h2013} = 26,8 - 26,8 * \frac{15}{100} = 22,78 \frac{\text{т}}{\text{сут}};$$

$$q_{h2014} = 22,78 - 22,78 * \frac{15}{100} = 19,36 \frac{\text{т}}{\text{сут}};$$

$$q_{h2015} = 19,36 - 19,36 * \frac{15}{100} = 16,5 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

Таким образом,

$$\Delta Q_{2012} = (25,1 * 0,95 * 318) + (1,7 * 0,95 * 153) = 7828,81 \text{ т};$$

$$\Delta Q_{2013} = 22,78 * 0,95 * 365 = 7898,97 \text{ т};$$

$$\Delta Q_{2014} = 19,36 * 0,95 * 365 = 6714,12 \text{ т};$$

$$\Delta Q_{2015} = 16,5 * 0,95 * 365 = 5707 \text{ т};$$

2. Прирост выручки от продажи дополнительно добытой нефти в году t находится по формуле

$$\Delta B_t = \Delta Q_t * Ц,$$

где $Ц$ – цена одной тонны нефти, руб./т.

$$\Delta B_{2012} = 7828,81 * 3077 = 24\,092\,309,99 \text{ руб};$$

$$\Delta B_{2013} = 7898,97 * 3077 = 24\,305\,115,31 \text{ руб};$$

$$\Delta B_{2014} = 6714,12 * 3077 = 20\,659\,348,01 \text{ руб};$$

$$\Delta B_{2015} = 5707 * 3077 = 17\,560\,445,81 \text{ руб}.$$

3. Текущие затраты на проведение мероприятия в году t находятся по формуле

$$\Delta Z_{\text{тек}} = Z_{\text{ГРП}} + \Delta Q_t * Z_{\text{пер}},$$

где $Z_{\text{ГРП}}$ – стоимость 1-го ГРП, руб;

$Z_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на добычу 1 т нефти, руб/т.

Соответственно,

$$\Delta Z_{2012} = 2 * 1109000 + 7828,81 * 474,37 = 5\,932\,226,60 \text{ руб},$$

$$\Delta Z_{2013} = 7898,97 * 474,37 = 3\,747\,032,03 \text{ руб},$$

$$\Delta Z_{2014} = 6714,12 * 474,37 = 3\,184\,997,22 \text{ руб},$$

$$\Delta Z_{2015} = 5707 * 474,37 = 2\,707\,230,64 \text{ руб}.$$

4. Прирост прибыли от проведения ГРП в году t находится по формуле

$$\Delta П_t = \Delta B_t - \Delta Z_{\text{тек}},$$

Следовательно,

$$\Delta П_{2012} = 24\,092\,309,99 - 5\,932\,226,60 = 18\,160\,085,39 \text{ руб},$$

$$\Delta П_{2013} = 24\,305\,115,31 - 3\,747\,032,03 = 20\,558\,083,28 \text{ руб},$$

$$\Delta\Pi_{2014} = 20\,659\,348,01 - 3\,184\,997,22 = 17\,474\,370,39 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi_{2015} = 17\,560\,445,81 - 2\,707\,230,64 = 14\,853\,215,17 \text{ руб.}$$

5. Налог на доп. прибыль в году t находится по формуле

$$\Delta H_{\text{прт}} = \frac{\Delta\Pi_t * H}{100\%},$$

где H – ставка налога на прибыль, %.

Отсюда,

$$\Delta H_{\text{пр}2012} = \frac{18\,160\,085,39 * 24\%}{100\%} = 4\,358\,420,49 \text{ руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр}2013} = \frac{20\,558\,083,28 * 24\%}{100\%} = 4\,933\,939,99 \text{ руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр}2014} = \frac{17\,474\,370,39 * 24\%}{100\%} = 4\,193\,848,99 \text{ руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр}2015} = \frac{14\,853\,215,17 * 24\%}{100\%} = 3\,564\,771,64 \text{ руб.}$$

6. Прирост потока денежной наличности в году t находится по формуле

$$\Delta\Pi\Delta H_t = \Delta\Pi_t - \Delta H_{\text{прт}}.$$

Следовательно,

$$\Delta\Pi\Delta H_{2012} = 18\,160\,085,39 - 4\,358\,420,49 = 13\,801\,664,89 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi\Delta H_{2013} = 20\,558\,083,28 - 4\,933\,939,99 = 15\,624\,143,29 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi\Delta H_{2014} = 17\,474\,370,39 - 4\,193\,848,99 = 13\,280\,521,80 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi\Delta H_{2015} = 14\,853\,215,17 - 3\,564\,771,64 = 11\,288\,443,53 \text{ руб.}$$

7. Дисконтированный прирост денежной наличности в году t находится по формуле

$$\Delta\Delta\Pi\Delta H_t = \Delta\Pi\Delta H_t * \alpha_t,$$

где α_t – коэф. дисконтирования, который для 2012 года равен 1; 2013 – 0,91; 2014 – 0,83; 2015 – 0,75.

Таким образом,

$$\Delta\text{ДПДН}_{2012} = 13\,801\,664,89 * 1 = 13\,801\,664,89 \text{ руб.},$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2013} = 15\,624\,143,29 * 0,91 = 14\,203\,766,63 \text{ руб.},$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2014} = 13\,280\,521,80 * 0,83 = 10\,975\,637,85 \text{ руб.},$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2015} = 11\,288\,443,53 * 0,75 = 8\,481\,174,70 \text{ руб.}$$

8. Чистый дисконтированный доход от проведения ГРП находится по формуле

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \Delta\text{ДПДН}_t = 47\,462\,244,07 \text{ руб.}$$

9. Индекс доходности от реализации ГРП находится по формуле

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{З_{\text{ГРП}}} = \frac{47\,462\,244,07}{2*1109000} = 21,40 \text{ руб./руб.}$$

Исходя из проделанных расчетов, можно сделать вывод об эффективности проведения гидравлического разрыва пласта. Как оказалось, данная операция оказывает положительный эффект не только на фильтрационные параметры призабойной зоны скважины, значительно увеличивая показатели добычи, но и на экономическую сторону вопроса добычи нефтяных ресурсов. С проведения двух операций ГРП месторождении компания заработает за четыре расчетные года порядка 47,5 миллионов рублей, что является весомым доказательством экономической рентабельности инвестиционных вложений на проведение рассматриваемой операции.

5.2 Экономическая эффективность СКО

Еще одним методом интенсификации притока скважины №3 на 1 кусту месторождения была обработка ПЗС соляно-кислотной кислотой. Экономическая целесообразность проведения данной операции заключается в нахождении разницы между полученными в результате выполнения работ доходами и расходами, собственно, на выполнение этих работ.

В результате обработки ПЗС скв. №3 на 1 кусту в пласт был закачан 12%-ый раствор соляной кислоты, объем которого составил 7,6 м³. Цена 1 м³ кислоты составляет 4322,5 руб.

Обработка производится бригадой по капремонту, состоящей из трех человек – буровика 5-6 разряда, помощника буровика 4-го разряда, а также машиниста подъемного агрегата. Транспортировка кислоты происходит с помощью кислотовозов, закачка – специализированными насосными агрегатами.

Главным инженером предприятия или геологом НГДУ составляется наряд-задание на проведение СКО, который согласуют начальник или ведущий геолог.

Расчеты производятся для 1-го неполного календарного года, т.к. скважина после СКО проработала меньше года, после чего на ней был проведен ГРП.

1. Расчет экономических затрат на реализацию СКО

Экономические затраты на проведение обработки ПЗС называются себестоимостью СКО. Она включает в себя расходы на ЗП работникам, непосредственно участвующим в процессе СКО, расходы на доп. ЗП работникам, частично занятым в процессе СКО, отчисления на социальные нужды, расходы на материалы, цеховые и транспортные расходы.

Расходы на основную заработную плату складываются из нескольких показателей: тарифной стоимости труда, премиальных начислений и районного коэффициента. Расчеты по основной ЗП работникам приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Расходы на основную ЗП

Расходы на ЗП	Ставка, руб	Трудо емкость, ч	Оплата по тарифу, руб	Премия, руб	Районный коэф., руб	Всего, руб
Ст. оператор	32	88	2816	1408	844,8	5068,8
Машинист	28	88	2464	1232	739,2	4435,2
Мл. оператор	25	88	2200	1100	660	3960
Сумма $Z_{пл}$, руб						13464

Расходы на дополнительную ЗП рабочим, частично занятым во время проведения СКО, рассчитываются по формуле

$$Z_{доп} = Z_{пл} * 0,8 = 13464 * 0,8 = 10771,2 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды находятся по формуле

$$O = Z_{пл} * \frac{28\%}{100\%} = 13464 * \frac{28}{100} = 4071,51 \text{ руб.}$$

Расходы на материалы при обработке ПЗС соляной кислотой выражаются следующей зависимостью

$$P_m = V_k * C_k,$$

где V_k – объем необходимой кислоты, m^3 ;

C_k – цена за 1 м³ кислоты, руб.

Следовательно,

$$P_m = 7,6 * 4322,5 = 32851 \text{ руб.}$$

Под цеховыми расходами P_c принимают затраты на содержание зданий и сооружений, инвентаря и различным испытаниям и работам. $P_c = 9600$ руб.

Транспортные расходы $P_{тр}$ состоят из расходов на транспортировку раствора кислоты и промывочной жидкости на скважину. Учитывают расстояние до скважины и стоимость одного километра. Т.к. до скважины порядка 1 км, то транспортные расходы будут складываться из стоимости одного километра на транспортировку соляной кислоты и стоимости одного километра на транспортировку промывочной жидкости, которые составляют 364 руб. и 264 руб., соответственно. Таким образом,

$$P_{тр} = 364 + 264 = 628 \text{ руб.}$$

Общая стоимость проведения соляно-кислотной обработки будет вычисляться по следующей формуле

$$Z_{CKO} = Z_{пл} + Z_{доп} + O + P_m + P_{тр} + P_c,$$

откуда

$$Z_{CKO} = 14541,12 + 4071,51 + 32851 + 9500 + 628 = 61\,591,63 \text{ руб.}$$

2. Расходы на доп. добытую нефть

Количество дополнительно добытой нефти за промежуток времени, когда скважина давала дебит после проведения СКО, составило $\Delta Q_{ж} = 230,5$ т. Условно-переменные затраты $Z_{пер}$ на 1 т дополнительно добытой нефти составляют 474,37 руб. Отсюда следует

$$Z_d = \Delta Q_{ж} * Z_{пер} = 230,5 * 474,37 = 109\,342,3 \text{ руб.}$$

3. Прирост выручки от продажи дополнительно добытой нефти

Учитывая стоимость 1 т нефти Ц, которая составляет 3077 руб, прирост выручки получается

$$\Delta B = \Delta Q_{\text{ж}} * Ц = 230,5 * 3077 = 709\,248,5 \text{ руб.}$$

4. Прирост прибыли от проведения СКО находится по формуле

$$\Delta П = \Delta B - З_{\text{д}} - З_{\text{СКО}} = 538\,314,6 \text{ руб.}$$

5. Налог на доп. прибыль находится по формуле

$$\Delta Н_{\text{пр}} = \frac{\Delta П * 24\%}{100\%} = 129\,195,5 \text{ руб.}$$

6. Прирост потока денежной наличности находится по формуле

Т.к. коэффициент дисконтирования будет равен 1, прирост потока денежной наличности будет равен чистому дисконтированному доходу ЧДД:

$$\Delta ПДН = ЧДД = \Delta П - \Delta Н_{\text{пр}} = 409\,119,10 \text{ руб.}$$

7. Индекс доходности от реализации СКО находится по формуле

$$ИД = \frac{ЧДД}{З_{\text{СКО}}} = \frac{409119,1}{61591,63} = 8,74 \text{ руб/руб.}$$

Исходя из проделанных расчетов, можно сделать вывод об эффективности соляно-кислотной обработки ПЗС. Как и с геологической точки зрения, так и с экономической, данный метод не смог оправдать возложенные на него ожидания. Приток хоть и появился, но чрезвычайно маленький, в следствии чего экономическая выгода данного метода совсем небольшая, хоть и имеет место быть.

6 Социальная ответственность

Введение

Нефтегазопромыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

6.1 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций не должно причинять вреда работнику предприятия. Вредные и опасные факторы, влияющие на организм трудящегося на нефтегазопромысловом предприятии, должны быть быстро выявлены и по мере возможности устранены, или же уменьшены масштабы их воздействия. Рабочая зона работника, занимающегося рассматриваемыми в работе методами интенсификации притока скважин, должна быть устроена таким образом, чтобы воздействия вредных и опасных факторов не было, либо имело место быть в допустимых масштабах. В таблице 6.1 приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемых в работе методов интенсификации притока к скважинам.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении гидроразрыва пласта и соляно-кислотной обработки скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) отбор проб с нефтяных скважин; 2) работа с оборудованием, находящемся под давлением; 3) снятие показаний с приборов телеметрии; 4) работа с машинами и механизмами; 5) закачка рабочих жидкостей в пласт.	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне; 2. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.	1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Подвижные части производственного оборудования; 3. Сосуды и аппараты под давлением; 4. Пожаробезопасность; 5. Электробезопасность.	1. ГОСТ 12.1.005-88; 2. ГОСТ 12.01.003-83; 3. ГОСТ 24346-80; 4. ВСН34-82; 5. ГОСТ 12.4.011-89; 6. ГОСТ 12.2.003-91; 7. ГОСТ 12.2.062-81; 8. ГОСТ Р 52630-2012; 9. ГОСТ 12.1.004-91; 10. ГОСТ Р 12.1.019-2009.

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Операции по интенсификации притока на скважинах сопровождаются задействованием большого количества транспортных средств и агрегатов, которые в условиях песочной среды кустов месторождения поднимают в

воздух огромное количество пыли и выделяют несметное число газов, которые воздействуют на организм человека.

Величина такого воздействия зависит от химического состава пыли, который в свою очередь характеризует такой параметр, как биологическая активность пыли. В соответствии с этим параметром, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ). В запыленном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации отдельных веществ в воздухе. В таблице 6.2 приведены ПДК для различных видов пыли.

Таблица 6.2 ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта [5]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной

средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

Повышенный уровень шума и вибраций

Работа операторов, выполняющих гидравлический разрыв пласта, связана с нахождением на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума. Предельно допустимые значения данных компонентов, влияющих на самочувствие рабочего, должно соответствовать санитарным нормам. Согласно ГОСТ 12.01.003-83 [6], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346-80 [7]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по гидроразрыву пласта ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [8]

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Операторы, выполняющие гидроразрыв пласта и соляно-кислотную обработку призабойной зоны скважины, в процессе добычи пластового флюида подвергаются негативному влиянию со стороны выделяющихся легких фракций нефти и попутных газов в атмосферу. Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему. Отравление парами нефти и продуктами ее переработки сопровождается головокружением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания. Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и даже потерей сознания.

В связи с содержанием в нефти ароматических углеводородов и сероводорода, работа с сырой нефтью может привести к острым или хроническим отравлениям. Работающие с сырой нефтью во время длительных промежутков времени могут получить кожное заболевание или серьезное отравление. Содержание вредных веществ в воздухе контролируется посредством измерения ПДК, значения которых для основных веществ, выделяющихся на нефтегазопромыслах, представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах [5]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Метанол	15	3
Диоксид серы	10	3
Сажа	4	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты. Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций.

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы

Как отмечалось ранее, процессы обработки призабойной зоны скважины связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта или соляной обработки скважины следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

Подвижные части производственного оборудования

До проведения гидроразрыва пласта на глубиннонасосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора.

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление гидроразрыва. Рабочие в это время должны находиться за пределы опасной зоны.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально приготовленные емкости или в канализацию.

При проведении соляно-кислотной обработки ПЗС, в принципе, схема работы не особо отличается от приведенной выше. Стоит лишь отметить, что работа проводится с опасными для здоровья химическими реагентами,

поэтому выполнение производственных инструкций является обязательным условием обеспечения безопасности рабочего персонала.

Сосуды и аппараты под давлением

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (более 21 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

Пожаробезопасность

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [9], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной

безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара, отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающие газы в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

Электробезопасность

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. В связи с этим работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их общую конструкцию и принцип действия. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы

средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое. К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы.

6.2 Экологическая безопасность

Защита атмосферы. По статистическим подсчетам около 75% [10] всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазопромыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

На нефтегазовых месторождениях при воздействии на призабойную зону пласта на факельных установках происходит сжигание газоконденсатной смеси, полученной из пласта. Это приводит к выбросам кислых компонентов в атмосферу. Подобное влияние происходит и при работе дизельных двигателей на различных агрегатах и технологических установках, которыми пользуются при обработке ПЗС, т.к. это оборудование основано на сжигании

топлива, а процесс сжигания сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду.

Кроме того, непосредственно углеводороды и их производные могут попадать в атмосферу в результате негерметичностей оборудования, различного рода аварий, низкой надежности вспомогательных агрегатов или прорывах трубопроводов.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне [11]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Азота диоксид	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Серы диоксид	10	3
Сероводород	3	3
Углерода оксид	20	4

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах.

Защита гидросферы. По статистическим оценкам порядка 20% от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Источниками нефтяного загрязнения водоемов может стать что угодно, но касательно ГРП или СКО можно выделить несколько наиболее возможных вариантов: промышленные стоки, прорывы амбаров и отстойников в периоды паводков, аварии во время технологических операций или же прорывы нефти и различных технических жидкостей в водоносные пласты в следствии их близкого расположения с продуктивным горизонтом.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

Для оценки суммарного количество загрязнений в воде, которые поглощают кислород, введен показатель биохимической потребности в кислороде (БПК). Согласно санитарным нормам, при 20°C данный показатель не должен превышать 3 мг/л.

Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при разработке месторождений нефти и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются. Буровые растворы, уже побывавшие в употреблении, вновь используются в производственных нуждах, а сточные воды

закачиваются в нагнетательные скважины, либо подвергаются очистке от вредных примесей посредством различных фильтров.

Защита литосферы. По статистическим данным около 5% всех нефтезагрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Непосредственно гидравлический разрыв пласта и соляно-кислотная обработка, помимо перечисленных негативных факторов, могут влиять на качество почв посредством загрязнения нефтепродуктами на различных этапах производства данных операций по интенсификации притока. Установлено, что больше всего загрязняются устье скважин, земляные амбары и места, где скапливаются сточные воды.

Помимо буровых растворов и шламов, весомое влияние на почву могут оказывать растворы закачиваемых химических агентов и жидкостей, применяемых при ГРП. В процессе неправильной закачке или при неправильных расчетах возможно добиться проникновения оных не только в продуктивный горизонт пласта, но и за его пределы, в отдаленные зоны пласта и породу, его слагающую. Это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур.

Как и в случае с атмосферой или гидросферой, для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций отдельных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – ПДК вредных химических веществ в почве [12]

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Задумываться об охране земельных ресурсов необходимо со стадии экологической экспертизы проекта строительства нефтегазового комплекса, руководствуясь ведомственными строительными нормативами. Если же все-таки происходят экстренные случаи, приводящие к загрязнению почвенных структур, то необходимо проводить рекультивацию затронутых производством земель в соответствии с правилами. Кроме того, следует предусматривать ликвидацию отходов, остающихся после выполнения технологических операций, а также снижение влияния наиболее загрязняющих факторов.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К основным чрезвычайным ситуациям (ЧС) в условиях нефтегазопромысла относятся ситуации природного или социального характера, а также ситуации, связанные с взрывопожарной и пожарной безопасностью.

Пожалуй, главная опасность на такого рода промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого

огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Нефтегазовые промыслы на сегодняшний день высоко оснащены различными электрооборудованиями, которые хоть и предназначены для не самых неблагоприятных условий, однако все равно требуют отдельного внимания со стороны служб электробезопасности. Все приборы и оборудования должны быть исправны, допуск к их использованию должны иметь только лишь специально обученные люди и персонал, прошедший необходимый производственный инструктаж.

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м³, либо получением извещения об аварии.

Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат безопасность рабочего персонала. План должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация. К мерам предупреждения ЧС относятся:

- повышение надежности технологического оборудования;
- совершенствование рабочих процессов;
- своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- применение высококачественного сырья и материалов;
- участие в работах высококвалифицированного персонала.

Основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС [13].

6.4 Правовые и организационные вопросы

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды,

что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [14]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

Заключение

Рассматриваемое месторождение отличается сложными условиями залегания нефтяной залежи, в следствие чего в процессе разработки постоянно возникают определенные трудности, которые требуют применения дополнительных технологических операций и понимания многих тонкостей эксплуатации сложноструктурных месторождений.

Непростая геолого-тектоническая структура продуктивных пластов создает проблемы даже на начальных этапах разработки. Отсутствие притока в период пробной эксплуатации, а также малые значения дебита в следствие низкого забойного давления и слабых фильтрационных свойств призабойной зоны скважины заставляют задумываться о применении комплексов работ по увеличению параметров добычи. В целях интенсификации притока на скважинах месторождения были проведены соляно-кислотная обработка ПЗС и кислотный гидравлический разрыв пласта.

Анализ эффективности представленных в работе методов позволил прийти к выводу, что в условиях данного месторождения проведение КГРП – приоритетный вариант воздействия на ПЗС, который позволяет значительно увеличить дебит низкопроницаемых скважин за счет создания дополнительных трещин в пласте и использования удаленных зон, не затронутых ранее. Однако, и данный метод может оказаться неэффективным в случае неправильного планирования операции и недостаточном изучении пластовых условий скважины перед обработкой ее призабойной зоны.

Если же все теоретические расчеты оказываются верны, а выполнение КГРП позволяет добиться желаемых результатов, то экономический эффект от проведения интенсификации притока не заставит себя ждать. По проделанным расчетам инвестиции на реализацию КГРП в размере 2,21 млн рублей уже в первый год принесут чистую прибыль в размере 13,8 млн рублей.

Список литературы

1. Ежова А.В. Особенности формирования продуктивной толщи юго-востока Западно-Сибирской плиты / Известия Томского политехнического университета. Геология и геохимия нефти и газа – 2002. – Т. 305, вып. 8 – С. 26–38.
2. Ежова А.В., Меркулов В.П., Чеканцев В.А. Методы изучения зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений на примере литолого-геофизических исследований X нефтяного месторождения (Томская область) / Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. Нефтегазовая геология – 2015. – вып. 1(21) – С. 53-63.
3. Проект пробной эксплуатации X месторождения / ОАО «ТомскНИПИнефть» - 2012.
4. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти / Учебник для вузов – М.: Недра, 1986. – 382 с.
5. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
6. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
7. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.
8. ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
9. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
10. Калыгин В.Г. Промышленная экология / Курс лекций - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.

11. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
12. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве.
13. Бартов Н.К. Пожарная безопасность – М.: Энергия, 1983. – 254 с.
14. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.