

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа	Природных ресурсов
Отделение	Нефтегазовое дело
Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЬЕТНАМА**

УДК 622.276.522(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Чан Динь Тан Сы		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульниковая Маргарита Радиевна	к.г.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа Природных ресурсов
Отделение Нефтегазовое дело
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Профиль Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Чан Динь Тан Сы

Тема работы:

Анализ методов повышения эффективности эксплуатации газлифтных скважин на месторождениях Вьетнама

Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с от 14.03.2018
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Графические материалы и тексты научно-исследовательских работ по месторождениям «Y» и «X»
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Месторождение «X»; месторождение «Y»; состояния разработки месторождений «X» и «Y»; осложнения при эксплуатации скважин; анализ применений газлифтных скважин на месторождениях «X» и «Y»; условия применения газлифтного способа; классификация схемы газлифта; подземное газлифтное оборудование, используемое Вьетсовпро; технические характеристики исследуемых скважины месторождений «X» и «Y»; результат исследования данных скважин месторождений «X» и «Y»; расходные характеристики данных скважин и заключения на рекомендацию плана работ

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.г.н. Цибульникова Маргарита Радиевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Немцова Ольга Александровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Краткие геологические характеристики месторождения	
Состояния разработки месторождений «Х»	
Осложнения при эксплуатации скважин	
Проектирование и применение газлифтных скважин на месторождениях	
Исследования на режимах сниженных расходов газлифтного газа и задача определения оптимального режима	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			18.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Чан Динь Тан Сы		18.02.2018

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БК - блок-кондуктор

АСПО - асфальто-смоло-парафиновое отложение

МСП - морские стационарные платформы

НКТ - насосно-компрессорная труба

СП - совместное предприятие

ГТС - Газотранспортная система

ДПРФ - Датчик положения распределительного вала

Рпл – пластовое давление

Рзаб - забойное давление

Тпл – пластовая температура

Рзатр – затрубное давление

Рбуф – буферное давление

Туст - устьевая температура

Vгл – расход газлифтного газа

Qж – дебит жидкости

Qн – дебит нефти

Обв – обводненность

Рж – удельный расход газлифтного газа

Рн – удельный расход нефти

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 80 страница, в том числе 16 рисунков, 27 таблиц. Список литературы включает 15 источника. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: газлифтная эксплуатация скважин, на режимах сниженных расходов, расходная характеристика, , газлифтный способ, X, Y, добыча нефти.

Объектами исследования являются нефтяные месторождения X и Y (Вьетнам).

Цель работы – проанализировать исследования скважин на режимах сниженных расходов газлифтного газа с целью определения оптимального режима работы на месторождениях «X» и «Y».

Задачи работы:

1. Изучить основные геологические характеристики месторождений «X» и «Y»;
2. Оценить состояние разработки месторождений «X» и «Y»;
3. Проанализировать применение газлифтной технологии на данных месторождениях;
4. Выбрать и обосновать оптимальный режим работы газлифтных скважин;
5. Проводить расчет затрат на замену НКТ большего диаметра.
6. Изучить информацию по технике безопасности при эксплуатации газлифтных скважин.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Corel DRAW 12. Презентация создана в Microsoft Power Point.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1. Краткие геологические характеристики месторождения «Х» и «У» ...	10
1.1. Месторождение «Х»	10
1.1.1. Стратиграфия	10
1.1.2. Тектоника	12
1.2. Месторождение «У»	14
1.2.1. Стратиграфия	14
1.2.2. Тектоника	19
1.3. Состояния разработки месторождений «Х» и «У»	22
1.3.1. Состояние разработки скважин месторождения «Х»	22
1.3.2. Состояние разработки скважин месторождения «У»	24
1.4. Осложнения при эксплуатации скважин	28
1.4.1. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями во внутрискважинном оборудовании.....	28
1.4.2. Борьба с солеотложениями во внутрискважинном оборудовании	36
2. Проектирование и применение газлифтных скважин на месторождениях «Х» и «У»	38
2.1. Анализ применений газлифтных скважин на месторождениях «Х» и «У»	38
2.2. Условия применения газлифтного способа.....	45
2.3. Классификация схемы газлифта	47
2.4. Подземное газлифтное оборудование, используемое Вьетсовпро	50
2.4.1. Конструкция и механизм действия клапанов газлифта.....	50
2.4.2. Типы основных клапанов	53
3. Исследования на режимах сниженных расходов газлифтного газа и задача определения оптимального режима	56
3.1. Технические характеристики исследуемых скважины месторождений «Х» и «У».....	56
3.2. Результат исследования данных скважин месторождений «Х» и «У»	57
3.3. Расходные характеристики данных скважин и заключения на рекомендацию плана работ.....	58

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	61
4.1. Основания для расчета	61
4.2. Затраты на материалы.....	61
4.3. Затраты на использование специальной техники	61
4.4. Затраты на оплату труда.....	62
4.5. Затраты на проведение мероприятия	63
4.6. Общий расчет сметной стоимости	63
4.7. Расчёт выручки от реализации.....	64
4.8. Расчет экономической эффективности.....	64
5. Социальная ответственность	69
5.1. Анализ вредных факторов.....	69
5.1.1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	69
5.1.2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	69
5.1.3. Повышенный уровень шума	70
5.1.4. Повышенный уровень вибрации.....	70
5.2. Анализ опасных факторов.....	70
5.2.1. Электрический ток.....	70
5.2.2. Пожаровзрывобезопасность.....	71
5.3. Экологическая безопасность	73
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	74
5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	79

ВВЕДЕНИЕ

В СП «А» в разработке находятся пять нефтяных месторождения – X и Y, являющиеся наиболее крупными на шельфе Вьетнама и расположенные в пределах блока 09-1.

Месторождение X, включающее четыре эксплуатационных объекта на нескольких участках и блоках, находится в стадии падающей добычи нефти, поэтому основное внимание в отчете было уделено выполнению проектных решений по разработке, анализу выработки запасов нефти и эффективности реализуемых систем разработки. В стадии пробной эксплуатации находятся два участка – Южный (БК-14) и Северо-Восточный участки (БК-15) [1].

Месторождение Y представляет собой группу гидродинамически несвязанных участков, удаленных друг от друга. При этом на месторождении имеются как участки, находящиеся в стадии падающей добычи нефти (RP-1, RP-3-RC-2), так и в стадии пробной эксплуатации (RC-5, RC-4, RC-DM, RP-2, RC-1, RC-3, RC-6, RC-7). Центральный участок месторождения Y расположен в пределах лицензионного блока 09-1 континентального шельфа юга СРВ на расстоянии 130 км от порта Вунг Тау. Город Вунг Тау, где сосредоточена производственная база СП «А», связан с г. Хошимин автомобильным шоссе (расстояние 125 км), а также водным путем, доступным практически всех типов судов (расстояние 80 км) [4].

При данных условиях этих месторождений, газлифтный способ наиболее подходящий метод добычи нефти.

Газлифтная эксплуатация имеет ряд преимуществ: простота конструкции (в скважине нет насосов); размещение технологического оборудования на поверхности (облегчает его наблюдение, ремонт), возможность отбора из скважин больших объемов жидкости (до 1800-1900 т/сут), а также способность эксплуатировать нефтяные скважины с сильным обводнением и высоким выносом песка, легкость регулирования дебита скважины.

В настоящее время эксплуатация газлифтных скважин сопровождается рядом осложнений: образованием асфальтосмолопарафиновых отложений на

стенках НКТ; рост обводненности (более 20%) и также удельные расходы газа высокие. Поэтому повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин месторождений «Х» и «У» является актуальной проблемой.

1. Краткие геологические характеристики месторождения «X» и «Y»

1.1. Месторождение «X»

1.1.1. Стратиграфия

Обзорная карта района приведена на рисунке 1.1.

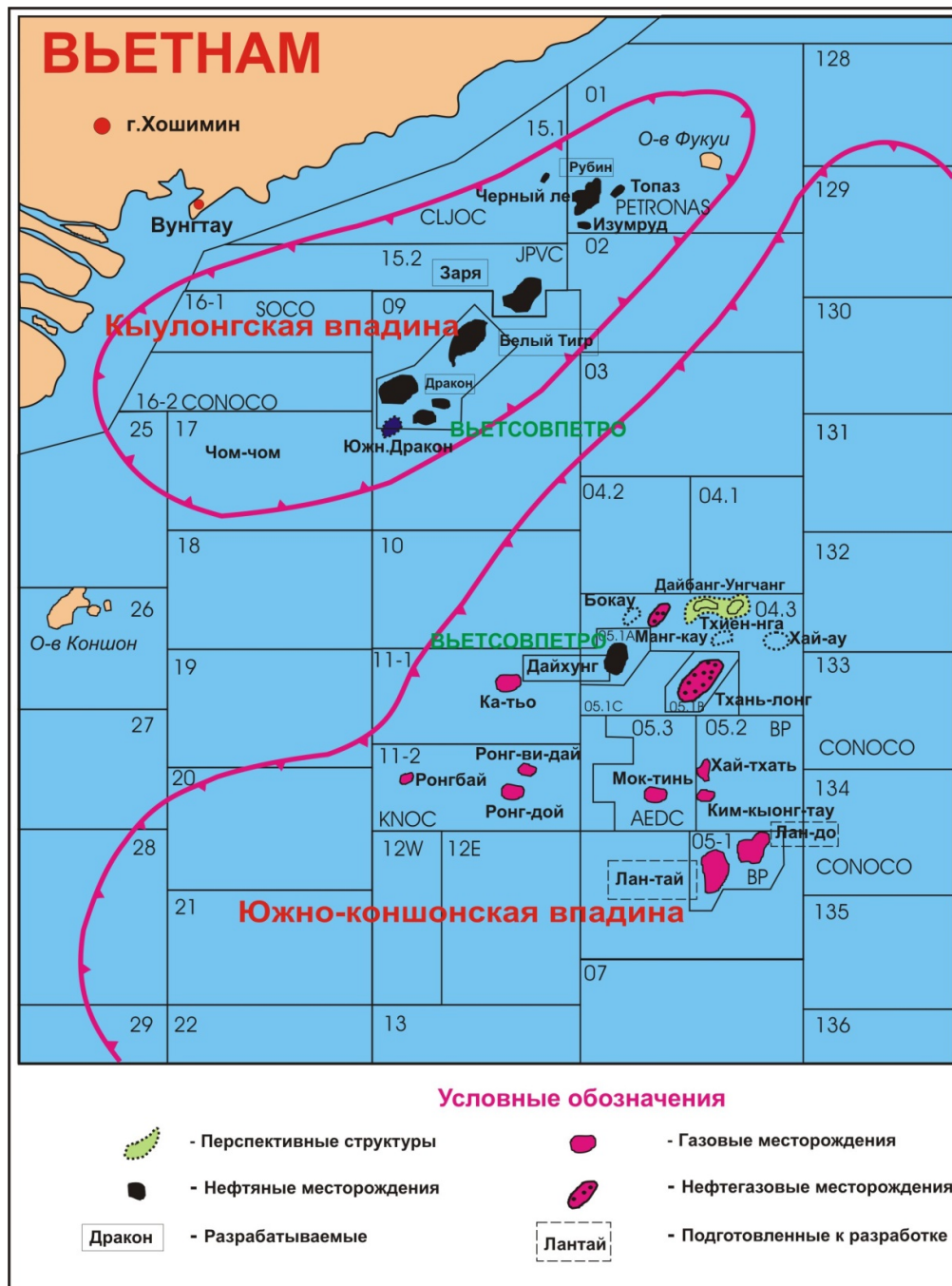


Рисунок 1.1 - Схема расположения месторождений на шельфе юга Вьетнама

На данном месторождении геологический разрез состоит преимущественно из докайнозойских кристаллических пород и кайнозойских терригенных пород осадочного чехла, в котором ярко выражены глинистые и песчано-алевритовые породы неогена и олигоцена. Самая большая отметка толщины фундамента достигает 1704 м, а толщина осадочного чехла - 4356 м. (рисунок 1.2).

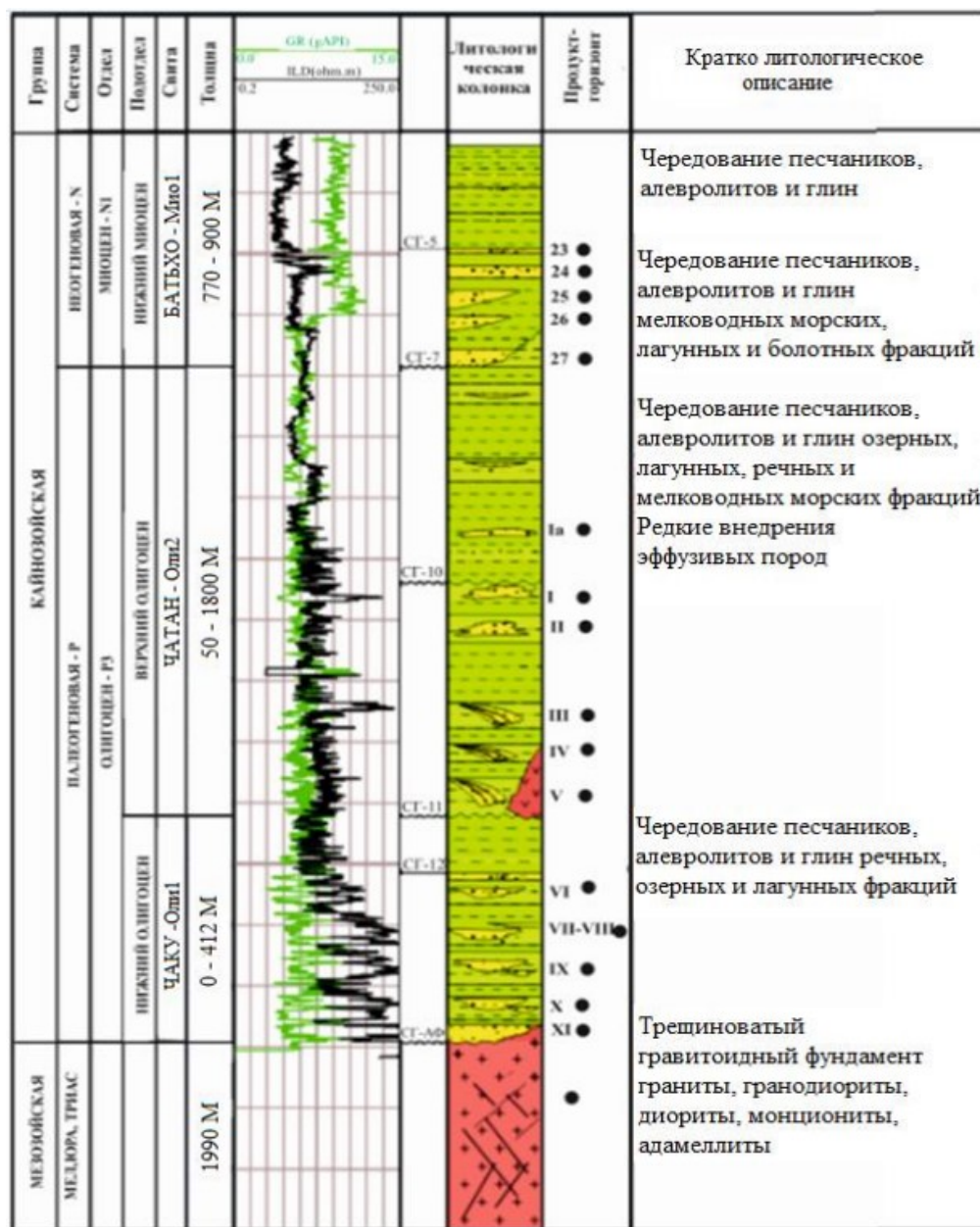


Рисунок 1.2 – Сводный геолого-стратиграфический продуктивный разрез месторождения X

Строение фундамента имеет высокую степень неоднородности. Породы в нем в основном магматические кристаллические с дайками диабазовых и андезитобазальтовых порфиритов. Центральный свод составляют как правило двуслюдистые и биотитовые граниты, на Северном – биотитовые лейкократовые гранодиориты и адамеллиты, в которых чрезвычайно высокое содержание субщелочных диоритов, монцонитов и кварцевых монцодиоритов, а на Южном своде это в основном граниты, гранодиориты и кварцевые монцодиориты. Ссылаясь на данные радиологических определений, можно сделать вывод об абсолютном возрасте кристаллических пород фундамента, он приблизительно равен от 246 ± 7 (поздний триас) до 88 ± 4 (поздний мел) млн. лет [2].

Месторождение X обладают особенными гранитоидами, кавернозностью и трещиноватостью которых повышена, а вскрытие зон трещиноватости очень часто сопровождается поглощениями.

В олигоцене выделены свиты Чаку (нижний олигоцен) и Чатан (верхний олигоцен), в миоцене: Батьхо (нижний миоцен), Коншон (средний миоцен), Донгнай (верхний миоцен). Свита Бьендонг состоит из отложений плиоцена и четвертичной системы, а интересные нам промышленные залежи нефти приурочены к песчаникам свит Чаку, Чатан и Батьхо.

1.1.2. Тектоника

С точки зрения тектоники месторождение приурочено к погребенной крупной антиклинальной структуре, образованной выступом фундамента. Если взглянуть чуть выше по разрезу, то мы увидим как структурный план данного месторождения медленно становится более пологим и по кровле миоцена мы можем наблюдать пологое залегание пород моноклиналильного типа. Структура поверхности фундамента представлена в виде крупного сложнопостроенного выступ, которых состоит из древних магматических пород субмеридионального простирания, площадь которого составляет приблизительно 28 x 6 км. Выступ осложнен наличием крупных нарушений дизъюнктивного типа северо-

восточного простирания, амплитуда и протяженности которых, как мы видим из рисунка 3, на котором представлен поперечный разрез, уменьшаются с переходом в осадочную толщу и затухают в миоценовое время [4].

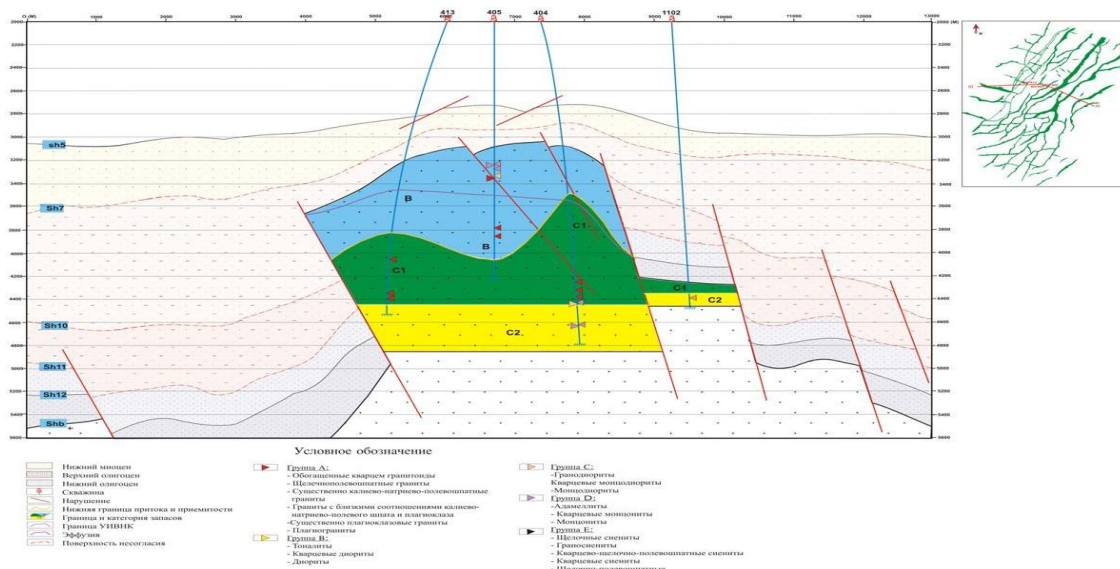


Рисунок 1.3 – Поперечный геолого-геофизический разрез по центральному своду

Если взглянуть западнее, мы увидим, как протягивается крупное нарушение взбросового типа. Это значит, что породы фундамента перекрывают отложения олигоцена. Таким образом, в фундаменте мы можем выделить три осложнения, которые получили названия сводов: центральный, южный и северный. Однако границы между ними выражены слабо и наблюдаются с трудом [3].

Самыми значимыми из нарушений принято считать олигоценовые , трассируемые как в промежуточном комплексе, так и в фундаменте. Подавляющее большинство ученых считают, что их роль является основополагающей в формировании структуры, точно также как и трещиноватости в породах фундамента. Главные разломы находятся на северо-восточном простирании, имеют внушительную протяженность и внушительную амплитуду. На плане они располагаются субпараллельно и кулисообразно,

некоторые из них соединяются друг с другом и, что необычно, осложнены многократными нарушениями.

В фундаменте влияние разломов на строение залежи не играет важную роль в следствии ее внушительных размеров - свыше 1,8 км. (исключение составляет западное крыло), однако в разрезе олигоцена они являются прямой причиной формирования тектонически-экранированных залежей.

Самая главная залежь нефти данного месторождения приурочена к одному из крупнейших высокоамплитудных выступов гранитоидного фундамента (1350 м), который простирается в северо-восточном направлении на расстояние около 27 км, при ширине 5 - 7 км, который классифицируется как горст-антиклиналь. Верхняя часть выступа огибается изогипсой минус 3100, официально принятый замок складки: минус 4450 м .

1.2. Месторождение «У»

1.2.1. Стратиграфия

Геологический разрез месторождения У представляет собой магматические и метаморфические породы, из которых состоит фундамент (докайнозойский возраст), терригенные отложения неогенового, палеогенового и четвертичного возрастов, разбитыми по литологическим, палеонтологическим и палинологическим признакам на свиты местной стратиграфической шкалы (снизу-вверх): Чаку (нижний олигоцен), Чатан (верхний олигоцен), Батьхо (нижний миоцен), Коншон (средний миоцен), Донгнай (верхний миоцен) и Бьендонг (нерасчлененные плиоцен - четвертичные отложения) [5,6].

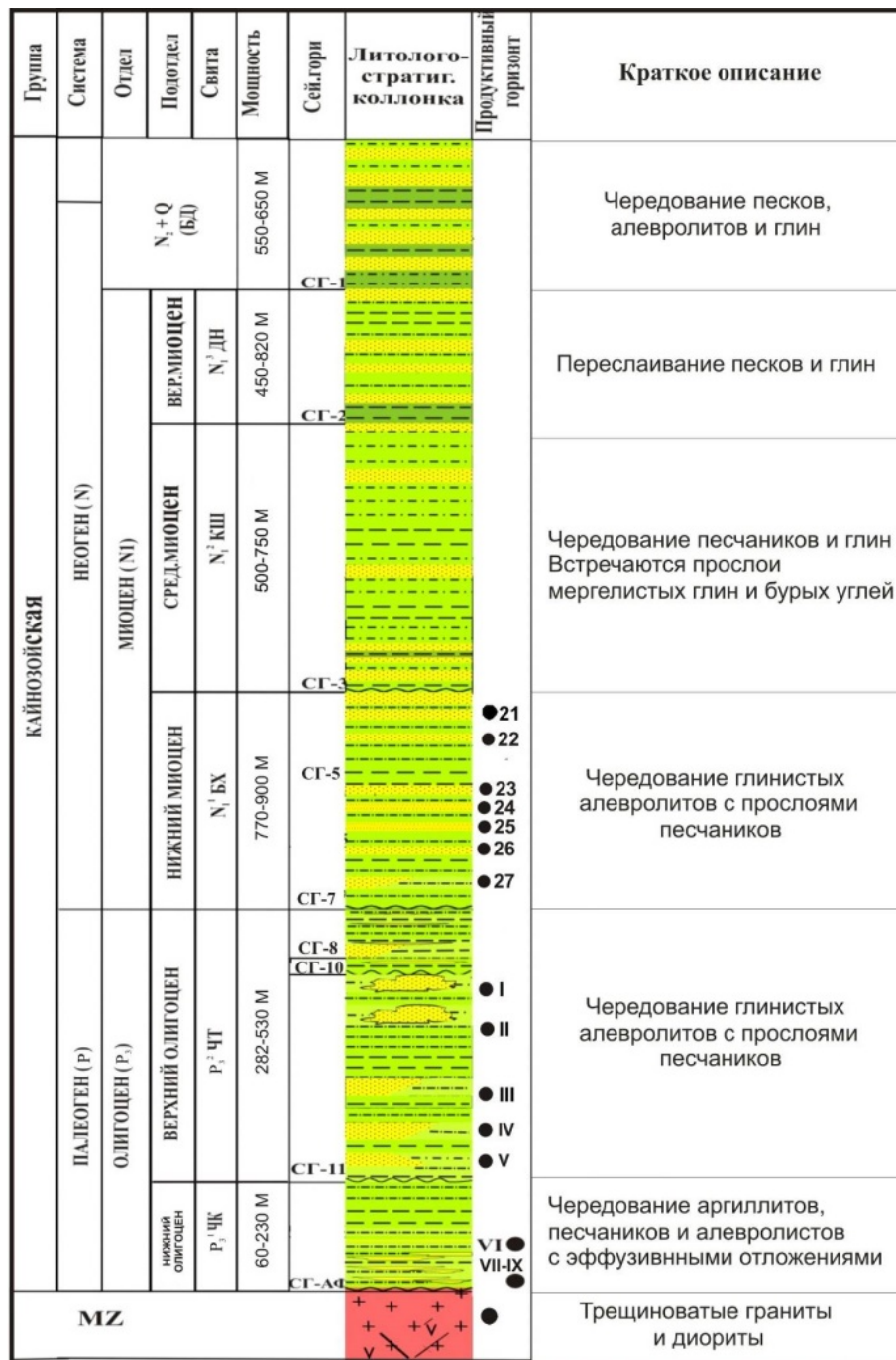


Рисунок 1.4 - Сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения У

По геолого-геофизическим данным, в пределах площади У, мощность осадочного чехла, перекрывающего со стратиграфическим и угловым несогласием поверхность фундамента, изменяется от 2,5 - 3,5 км в сводах наиболее приподнятых структур (по данным бурения) до 4,0 - 5,5 км и более в наиболее погруженных частях прогибов (по материалам сейсморазведки) [5].

Докайнозой

Вскрытый бурением разрез докайнозойского фундамента представлен полнокристаллическими магматическими и метаморфическими породами. В составе метаморфического комплекса наиболее широко распространены гнейсы биотитовые, роговообманково-биотитовые мигматизированные. Магматические образования представлены комплексом средних (диориты, кварцевые диориты), кислых (преимущественно граниты биотитовые), умеренно кислых (тоналиты, гранодиориты) пород. Вскрытая мощность кристаллического фундамента на Центральном участке 400-600 м (скв. R15, 16, 28, 29, 109).

Палеогеновая система

Отложения палеогеновой системы представлены олигоценовым отделом, в свою очередь который разделен на 2 подотдела: нижний и верхний. В обоих подотделах вскрыты эффузивные породы разного состава и толщины: гиалобазальты, габбро-диабазы и диабазовые порфириты.

Олигоцен

Отложения олигоцена, непосредственно перекрывающие породы, из которых состоит фундамент, представлены свитой Чаку (нижний олигоцен) и Чатан (верхний олигоцен).

Свита Чаку (нижний олигоцен - P_3^1) вскрыта только на Северо-Восточном и на Восточном участках. За верхнюю границу свиты принято несогласие, соответствующее сейсмическому горизонту СГ-11 и приуроченное к кровле нижнеолигоценовых отложений. На кривых каротажа граница выделяется неуверенно, и положение СГ-11 было определено по результатам анализа сейсмических данных.

Свита сложена, по большей части, аргиллитами в верхушке разреза и переплетающимися между собой алевролитами, аргиллитами и песчаниками (как правило, в нижней части разреза). Иногда попадаются участки вулканогенных пород основного состава. И что немаловажно, толщина отдельных прослоев в некоторых скважинах (R3, 4, 5, и т.д.) может достигать сотни метров. В состав вулканогенных пород входят базальт, диабаз, пироксенит, оливин и рудные минералы. На Центральном участке в сводовой

части отложения свиты отсутствуют. По материалам сейсморазведки, максимальная толщина отложений свиты (более 400 м) прогнозируется в прогибах, окаймляющих положительные структуры. Обстановка осадконакопления - континентальная, фации - озерные, болотные, речные.

Свита Чатан (верхний олигоцен – P_3^2): Отложения свиты Чатан широко распространены в пределах бассейна и вскрыты всеми скважинами. На изучаемой территории они разделяются на три подсвиты: нижнюю (комплекс E), среднюю (комплекс D) и верхнюю (комплекс C), кровле которых соответствуют отражающие горизонты СГ-10, СГ-8 и СГ-7.

На Центральном участке структуры Y отложения свиты залегают, непосредственно, на фундаменте. На других участках - на отложениях свиты Чаку.

Нижняя подсвита представлена аргиллитами и песчаниками, иногда встречаются прослой вулканогенных пород основного состава и гравелитов, залегающих на фундаменте (скв. R1). В скв. R2 в разрезе преобладают аргиллиты (прослой песчаников менее 20% разреза). Кровле подсвиты соответствует сейсмогоризонт СГ-10, соответствующий эрозионному несогласию верхнеолигоценового возраста. Граница отражает смену литофаций от преимущественно глинистых к песчаным. Эти отложения образованы в пределах подводных конусов выноса и дельт, возникавших на начальной стадии развития бассейна по склонам выступов фундамента. Вверх по разрезу грубообломочные отложения сменяются переслаиванием субконтинентальных и прибрежно-морских песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина подсвиты в скв. R1 составляет 122 м, R16 – 110 м, R2 – 100 м.

Средняя подсвита представлена толщей глин, аргиллитов озерно-болотного генезиса с редкими прослоями речных и прибрежных песчаников. Глинисто-аргиллитистые слои содержат в большом количестве органические вещества и играют роль покрышки. Кровле подсвиты соответствует сейсмогоризонт СГ-8, прослеживаемый по поверхности глинистой пачки. Толщина подсвиты в скв. R2 составляет 178 м, сокращаясь севернее до 122 м

(скв. R16).

Верхняя подсвита выделяется между СГ- 8 и СГ-7. Отложения этой части сложены переслаивающимися между собой аргиллитами, алевролитами и песчаниками континентального генезиса. Зернистость песчаников меняется от мелкой до средней. Толщина этой пачки изменяется в широких пределах - от 60 м (скв. R5) до 230 м (скв. R23). В северной (RP-1) и центральной (RC-6) частях Центрального участка отложения подсвиты отсутствуют.

Неогеновая система

Отложения неогеновой системы представлены миоценовым отделом, в свою очередь который разделен на 3 подотдела: нижний (свита Батьхо), средний (свита Коншон) и верхний (свита Донгнай).

Миоцен

Свита Батьхо (нижний миоцен - N_1^1) выделяется между сейсмогоризонтами СГ-7 и СГ-3. Наиболее типичный разрез свиты вскрыт в скв R3, R6. Разрез подразделяется на 2 части, нижнюю и верхнюю:

Нижняя часть свиты выделяется ниже сейсмогоризонта СГ-5, приуроченного к кровле песчаного горизонта 23, являющегося продуктивным в нескольких скважинах. Эта часть свиты представлена переслаиванием мелко-средне-зернистых песчаников и тонких пропластков глин. Толщина меняется незначительно. Осадки образовывались в условиях прибрежной мелководно - морской среды, фаций лагун и дельт .

Верхняя часть свиты Батьхо выделяется между СГ-5 и СГ-3. Отложения этой части представлены переслаивающимися между собой глинами и песчаниками. Из песчаных пластов (21, 22) свиты на Центральном участке были получены промышленные притоки нефти. Толщина этой части изменяется в пределах 200-400 м. Эти осадки имеют происхождение предположительно из прибрежной мелководно - морской зоны и фаций лагун .

Кровля свиты Батьхо является опорным объектом реперного горизонта монтмориллонитовых глин и аргиллитов (роталиевые глины), которых достаточно ярко выражены на Северо-Восточном (скв. R3, 6, 7) и, частично, в

центральной и южной частях Центрального (скв. R9, 1, 2, 16) участков м/р У. Эта глинистая пачка широко распространена в пределах всей Кыулонгской впадины, вскрыта всеми скважинами и имеет толщину до 50-100 м, являясь региональной покрывкой. Кровле пачки соответствует сейсмогоризонт СГ-3. Общая толщина свиты Батьхо изменяется от 770 м до 900 м.

Свита Коншон (средний миоцен - N_1^2) выделена между СГ-3 и СГ-2. В разрезе этой свиты отчетливо просматриваются аркозовые песчаники (в некоторых местах пески), идущие вперемешку с глинистыми алевритами и глинами в хаотичном порядке. Местами попадаются прослойки гравия, а также мергелистых глин и более редко бурых углей. Отложения свиты имеют толщину приблизительно 500 - 750 м. Осадки накапливаются в морском мелководье и прибрежной суше, которая периодически затапливается морем. В настоящее время залежей нефти или газа на площади У не выявлено.

Свита Донгнай (верхний миоцен N_1^3) выделяется между СГ-2 и СГ-1. Состав свиты преимущественно кварцевые пески, гравий, дресва, которые чередуются с глинами и глинистыми алевритами. Местами попадаются тонкие прослойки карбонатных пород и линзы бурых углей. Осадки накапливаются в морском мелководье и прибрежной суше, которая периодически затапливается морем. Отложения свиты имеют толщину приблизительно 450 - 820 м. Залежей нефти и газа на текущий момент не установлено.

Свита Бьендонг (Плиоцен – Q: N_2-Q) выделена в верхней части разреза. Она состоит преимущественно из рыхлых крупнозернистых песков (очень редко песчаников), гравия с импрегнированным алевритом и мергелистых глин. Выявлено наличие морской фауны и глауконита. Отложения свиты имеют толщину приблизительно 550 - 650 м. Обстановка осадконакопления: морское мелководье. Залежей нефти и газа не выявлено.

1.2.2. Тектоника

Структурно-тектоническое строение месторождения У тесно связано с историей геологической эволюции всего Кыулонгского бассейна, происходившего в несколько этапов.

В мезозойское время территория Кыулонгской впадины находилась в зоне субдукционной деятельности Тихоокеанской плиты. Сформировавшаяся здесь островная дуга протягивалась от Юга Вьетнама до магматического пояса "Иэншон" в юго-восточном Китае и вдоль окраины Азиатско-Европейской плиты. К этому времени была приурочена активная магматическая деятельность, свидетельством которой являются многочисленные выходы кислых магматических пород на суше и в разрезах скважин Кыулонгской впадины (X, Y, Ранг Донг и др.). [3]

В конце мелового - начале палеогенового периодов произошел общий подъем территории, в результате чего магматические породы были выведены на поверхность (в зоне Далат на суше Юга Вьетнам) и подверглись длительному воздействию процессов эрозии.

В палеоцен - эоценовое время столкновение между Индийской и Южно-Китайской плитами на Севере привело к формированию серии крупных сдвигов в юго-восточном направлении. Кыулонгская впадина была образована в результате растяжения земной коры между двумя крупными разломами сдвигового типа - это разлом Шон Хонг на востоке и Мей Ринг на западе. Сбросы северо-восток - юго-западного простирания фиксируются в обнажениях на суше. По-видимому, они являются наиболее древними из выделяемых разломов. Растяжение в северо-западном-юго-восточном направлении привело к формированию Кыулонгской впадины. Начало процесса приходится на ранний олигоцен (возможно, поздний эоцен). Фаза растяжения продолжалась вплоть до конца раннего олигоцена.

В начале позднего олигоцена (СГ-10) движение Австралийской и Азиатской континентальной плит привело к фазе сжатия региона, которая характеризовалась подъемом территорий, сильной эрозией в сводах поднятий.

С позднего олигоцена и до раннего миоцена в Кыулонгской впадине происходило погружение земной коры (пострифтовая стадия). В целом, в регионе этот процесс прерывался минимум два раза. При этом наблюдалась смена знака тектонических движений. Региональное несогласие,

сформированное в один из таких периодов в среднем миоцене, фиксируется практически, повсеместно в Юго-Восточной Азии (выявлено в Южно-Коншонской впадине). Однако, в Кылулонгской впадине в это время произошла лишь некоторая активизация разломов в районе структур X и Y и др [4].

С началом платформенного этапа развития (СГ-7, СГ-5) начинается перестройка структурного плана. Унаследованность морфологии глубоких структур уже, практически, не просматривается. Дальнейшая перестройка привела к полному выполаживанию верхних структурных этажей (СГ-3, СГ-2).

Месторождение Y характеризуется сложным тектоническим строением, вызванным многочисленными дизъюнктивными нарушениями разных порядков. Эти нарушения разделяют исследуемый район на множество блоков, которые создают структуру площади, напоминающую мозаику. По мере уменьшения глубины разреза количество разрывных нарушений, их амплитуда и размер соответственно уменьшаются. Большая часть этих нарушений затухает до сейсмогоризанта СГ-10, несколько меньшая до СГ-8 и лишь некоторые из них достигают отложения нижнего миоцена до СГ-3.

В фундаменте выделяется две системы разрывных нарушений:

- субмеридианального, северо-восточного и северо-западного простирания;
- субширотного и запад-северо-западного простирания.

Первые обладают большей амплитудой, чем вторые.

В структурных планах по СГ-11 и СГ-10, в значительной степени, сохраняются основные черты поверхности фундамента. Практически все нарушения является продолжением системы разломов фундамента по двум основным направлениям: субмеридианальному и широтному, по которым, также, происходила инверсия тектонических движений в конце раннего миоцена.

В плане по СГ-8, на различных участках выделяются пологие антиклинальные своды небольших размеров. Система нарушений субмеридианального направления формировалась в процессе растяжения и

гравитационного сползания блоков.

Малоамплитудные структуры и сбросы в толще миоцена отражают спокойный платформенный этап геологического развития территории в данном периоде.

1.3. Состояния разработки месторождений «Х» и «У»

1.3.1. Состояние разработки скважин месторождения «Х»

Разработка месторождения Х начата в 1986 г. с вводом в пробную эксплуатацию залежей нижнего миоцена. На данный момент в разработке находятся залежи Северного, Центрального сводов и Южного участка нижнего миоцена, Северный, Центральный, Южный и Северо-Восточный участки верхнего олигоцена, Северный, Северо-Восточный и Западный участки нижнего олигоцена, а также залежи нефти в фундаменте Северного и Центрального блока, Южного и Северо-Восточного участков. [2]

Таблица 1.1 - Состояние фонда скважин месторождения X на 01.01.2014г и на 01.01.2015

		ФОНДА НА 01.01.2014						ФОНД НА 01.01.2015						ИЗМЕНЕНИЕ ПО ФОНДУ					
		добывающий фонд			нагнетательный фонд			добывающий фонд			нагнетательный фонд			добывающий фонд			нагнетательный фонд		
		всего	действующие	бездействующие	всего	действующие	бездействующие	всего	действующие	бездействующие	всего	действующие	бездействующие	всего	действующие	бездействующие	всего	действующие	бездействующие
Нижний Миоцен	Центральный свод	28	21	7	22	2	42	39	3	77	7		14	18	-4	55	5	0	
	Северный свод	34	20	14	55	5	28	19	9	64	4	2	-6	-1	-5	11	-1	1	
	Южный свод	11	11				21	19	2	33	3		10	8	2	33	3	0	
	Свего	73	52	21	77	7	91	77	14	161	14	2	18	25	-7	99	7	1	
Олигоцен		67	57	10	1312	1	78	66	12	1313	13		11	9	2	0	0	1	
Фундамент	Центральный блок	69	49	20	2323	1	55	45	10	2121	21		-14	-4	-10	-2	-2	-1	
	Северные блоки	13	11	2	11	1	11	11		11	1		-2	0	-2	0	0	0	
	Северо-восточный блок	2	2		0	0	1	1					-1	-1	0	0	0	0	
	Южный	4	4		0	0	2	1	1				-2	-3	1	0	0	0	

Максимальная добыча нефти в целом по месторождению была достигнута в 2002 г. и составила 12918 тыс.т. Годовой уровень добычи нефти в 2014г. составил 3875.6 тыс.т, жидкости – 7659.2 тыс.т. Обводненность продукции скважин – 49.4%. Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2015г. – 197415.9 тыс.т.

С целью поддержания пластового давления в залежи месторождения в 2014г. было закачено 9159.5 тыс.м3 воды. Накопленная закачка воды составляет 292078.7 тыс.м3.

Основные показатели разработки по эксплуатационным объектам и месторождению X в целом приведены в таблице 1.2.

Таблице 1.2 - Основные показатели разработки по эксплуатационным объектам и месторождению X

Основные показатели разработки	Верхний миоцен	Верхний олигоцен	Нижний олигоцен	Фундамент	Месторождение
Год ввода в разработку	1986	1992	1987	1988	1986
Годовая добыча нефти, тыс. т	1062.7	454.4	336.8	2021.7	3875.6
Доля в общей добыче, %	27.4	11.7	8.7	52.2	100.0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	8529.9	1822.3	12377.0	174686.7	197415.9
Доля в общей добыче, %	4.3	0.9	6.3	88.5	100.0
Начальные извлекаемые запасы нефти (НИЗ), тыс. т	17027	5144	18185	192311	232638
Доля НИЗ объекта в общем объеме запасов, %	7.3	2.2	7.8	82.7	100
Отбор от НИЗ,	50.1	35.6	681.	90.8	84.9

1.3.2. Состояние разработки скважин месторождения «Y»

По структурно - тектоническому признаку в пределах площади выделяется несколько обособленных участков. Одним из них является Центральный участок, который, в свою очередь, разделен на три части: северную (RP-1), центральную (RC-6) и южную (RC-5). Продуктивные коллектора обнаружены в залежах кристаллического фундамента, верхнего олигоцена и нижнего миоцена [5].

Первым проектным документом, согласно которому велась разработка, была “Генеральная схема разработки и обустройства месторождения Y” утвержденная в 1998 году. На тот момент в эксплуатации находились залежи

нижнего миоцена северной части Центрального участка и фундамент Юго-Восточного участка. Длительное время добыча обеспечивалась работой скважин данных участков. Последние проектные решения объединены в “Уточненной генеральной схеме развития месторождения Y”, выполненной НИПИ морнефтегаз в 2011 г.

Общий фонд скважин Центрального участка на 01.06.2014 г. состоит из 38 единиц, из которых одна - ликвидированная. Добывающий фонд включает 28 скважин, из них действующих – 26, бездействующих - 2; нагнетательный фонд – 9 скважин, все находятся под закачкой (табл.3).

За 2013 г. по Центральному участку месторождения Y всего добыто 399,349 тыс.т нефти, 39,652 млн.м³ газа и 194,286 тыс.т воды. За 5 месяцев 2014 года добыто 228,918 тыс.т нефти, 25702,9 млн.м³ газа и 64,177 тыс.т воды. Накопленная добыча нефти на 01.06.2014 г. составила 2275,619 тыс.т.

Основным объектом разработки являются залежи нефти нижнего миоцена. Здесь за 2013 г. добыто до 67,8% от всей годовой добычи, а 32,2 % приходилось на добычу из продуктивных коллекторов фундамента. За пять месяцев 2014г. объемная доля добычи с нижнего миоцена возрасла до 73,4%, главным образом за счет ввода новых скважин на нижнем миоцене (505, 510/RC-5).

Таблица 1.3 - Состояние фонда скважин Центрального участка месторождения Y на 01.06.2014г

МСП/ БК	Добывающий фонд			Нагнетательный фонд		
	Всего	Действующие	Бездействующие	Всего	Действующие	Бездействующие
RP-1	7	101Б, 104, 105, 106,	112	5	118, 115, 116, 108,	

		109Б, 117Б			119	
RC-5	12	15, 17, 501, 502, 503, 505, 506, 507, 508, 509, 510	19	1	504	
RC-6	9	28, 29, 602, 604, 605, 606, 607, 608, 609		3	601, 603, 610	
ИТОГО	28	26	2	9	9	

Таблица 1.4 - Сводные показатели годовой добычи нефти за 2013 год по объектам разработки центрального участка месторождения Y

Объекты разработки	Центральный Y				Всего по объектам	Всего
	Северная часть Центрального Y, RP-1	Центральная часть Центрального Y, RC-6	Южная часть Центрального Y, RC-5	Всего по объектам		
	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		
Нижний миоцен	23,731	129,765	117,191	270,687	67,8	
Фундамент	-	-	128,662	128,662	32,2	
Всего по участкам, тыс.т	23,731	129,765	245,853	399,349	100,0	
Всего по участкам, %	5,9	32,5	61,6	100,0		

Таблица 1.5 - Сводные показатели добычи нефти за 5 месяцев 2014 год по объектам разработки Центрального участка месторождения Y

Объекты разработки	Центральный Y				Всего
	Северная часть Центрального Y, RP-1	Центральная часть Центрального Y, RC-6	Южная часть Центрального Y, RC-5	Всего по объектам	
	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%
Нижний миоцен	7,974	48,376	111,651	168,001	73,4
Фундамент	-	-	60,917	60,917	26,6
Всего по участкам, тыс.т	7,974	48,376	172,568	228,918	100,0
Всего по участкам, %	3,5	21,1	75,4	100,0	

Таблица 1.6 - Сводные показатели выработки запасов нефти по объектам разработки месторождения Y на 01.01.2014 г

Показатели	Центральный Y			
	Северная часть RP-1	Центральная часть RC-6	Южная часть RC-5	
	НМ	НМ	НМ	Фунд.
Дата ввода в разработку	1994	2011	2010	2010
НГЗ(проект), тыс.т	6197	4037	32574	3206
НИЗ, тыс.т	905	888	4500	1523
Принятый КИН, д.е.	0,146	0,220	0,138	0,475
Накоп. доб. нефти, тыс.т	828,5	270,6	196,0	751,6
Обводненность, %	73,6	14,5	0,5	44,6

Темп отбора от НИЗ, %	2,6	14,6	2,6	8,4
Текущий КИН, д.е.	0,134	0,067	0,006	0,234
Остаточные НИЗ, тыс.т	76	617	4304	771
Степень выработки, %	91,6	30,5	4,4	49,3

1.4. Осложнения при эксплуатации скважин

1.4.1. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями во внутрискважинном оборудовании

Одним из осложняющих факторов при эксплуатации скважин является отложения асфальтенов, смол и парафинов (АСПО) в насосно-компрессорных трубах и в устьевой арматуре. Сужение проходного сечения лифта может приводить к снижению дебита нефти, к увеличению затрат энергии на подъем пластовой жидкости, и соответственно к увеличению удельного расхода газа при газлифтной эксплуатации, а также усложняет проведение технологических операций с внутрискважинным оборудованием. Процесс отложений АСПО в НКТ в большей степени связан со снижением температуры в стволе скважины ниже температуры кристаллизации парафина, что в свою очередь, является следствием падения дебита скважин [7]. По имеющейся промысловой информации, полученной на скважинах месторождений X при работах, связанных с канатными операциями, наиболее интенсивные отложения парафина происходят в колонне НКТ, с глубины 1000 м до устья скважины.

По некоторым статистическим данным можно видеть, что с каждым годом усиливается проблема АСПО во внутрискваженном оборудовании. Увеличение числа выполненных операций по очистке внутрискважинного оборудования и устьевой арматуры от отложений АСПО в отчетном году связано с увеличением числа часто обрабатываемых скважин, со снижением

дебитов по «старым» скважинам и введением в эксплуатацию новых скважин, осложненных парафинотложениями.

Необходимо отметить, что достоверность статистических данных в суточных сводках «Простои скважин» за прежние года оставляют желать лучшего. Например, на некоторых ГТС, где обработка от АСПО проводилась с использованием горячей продукции обводненных скважин, в ежесуточных сводках не отмечались простои обрабатываемых скважин и связанные с этим потери нефти. Но при рассмотрении технологии промывок с использованием горячей продукции обводненных скважин, когда промывка осуществляется в НКТ, остановка скважин очевидно все же происходит, а следовательно, имеются простои и недоборы нефти. Так на МСП-8 фиксировать такие недоборы нефти начали после сделанных замечаний лишь с апреля отчетного года. За 9 оставшихся месяцев они составили довольно значительную часть: 116 скважино-операций, 232 часа простоя и 106 тонн потери нефти.

Таким образом, имеющиеся статистические данные 2014 года, а тем более ранних периодов, представляют неполную картину проблемы АСПО в скважинном оборудовании. Поэтому приводить сравнение по годам данных по обработкам скважин от АСПО не совсем корректно.

Тем не менее, основываясь на имеющихся данных, по итогам суточных сводок в 2014 году выполнено 1513 скважино-операций по очистке внутрискважинного оборудования и устьевой арматуры от отложений АСПО, связанных с остановкой скважин, что на 339 операции больше, чем в 2013 году (1174 скв-опер). При этом количество обрабатываемых скважин увеличилось до 75 против 65 скважин в 2013 году, простои по причине ДПРФ выросли с 3608 до 4702,6 часов, общие потери нефти с 6018,9 до 6470,2 тонн. Данные по количеству депарафинизации в 2014 году конкретно по скважинам и по морским сооружениям представлены в таблице 7.

Таблице 1.7 - Простои и потери добычи нефти при депарафинизации скважин в 2014 году

МСП/БК	№ скв	объект экспл	месторождение, участок	способ экспл	параметры				Кол-во скв	потери		кол-во опер по скв-м	кол-во опер на МСП/БК				
					Qж, т/сут	обвод, %	Qн, т/сут	Ty, °C		просто й, час	нефть, т						
1	27	Н.М.	Белый Тигр	г/л	30,0	9,4	23,1	33-35	1	41,9	41,91	12	12				
3	61	Н.О.	Белый Тигр	г/л	23	8,2	17,5	33	2	97,3	94,75	7	28				
3	193	Н.О.	Белый Тигр	г/л	22	3,3	17,6	31-33				21					
5	102	Ф	Белый Тигр	фон	31	4,8	24,4	27-31	7	783,3	648,87	48	253				
5	104	Н.О.	Белый Тигр	г/л	27	26	16,6	26-29				57					
5	108	Н.О.	Белый Тигр	г/л	8	10	6,0	29-31				46					
5	503	Н.О.	Белый Тигр	г/л	7,2	53	2,8	26-33				2					
5	506	В.О.	Белый Тигр	г/л	36	2	29,1	33				70					
5	507	Н.О.	Белый Тигр	г/л	35,5	61	11,5	30-33				14					
5	509	Н.О.	Белый Тигр	г/л	43,8	77	8,5	30-32				16					
6	90	Ф	Белый Тигр	г/л	27	12,2	19,6	29-32	2	136,6	66,01	44	112				
6	101	Н.М.	Белый Тигр	г/л	168	98,6	2,0	70				68					
7	701	Н.О.	Белый Тигр	г/л	26	42,0	11,9	31	3	11	4,75	1	3				
7	706	В.О.	Белый Тигр	г/л	20	1	15,7	29				1					
7	716	В.О.	Белый Тигр	г/л	6,6	1	5,2	33				1					
8	801	Ф	Белый Тигр	г/л	20	0,9	15,9	30-32	7	232	105,95	29	116				
8	809	Н.М.	Белый Тигр	г/л	3	1	2,38	28-31				5					
8	811	В.О.	Белый Тигр	г/л	3	0	2,4	28-33				12					
8	813	Н.О.	Белый Тигр	г/л	20	1	15,9	32				31					
8	817	Н.М.	Белый Тигр	г/л	16	57	5,53	30-34				24					
8	820	Ф	Белый Тигр	г/л	5	0	4	28-31				13					
8	819	В.О.	Белый Тигр	г/л	10	0	8	30-32				2					
10	1002	Н.О.	Белый Тигр	г/л	41,4	6,7	32,46	28	7	522	625,73	24	163				
10	1013	В.О.	Белый Тигр	г/л	11,6	5	9,19	28				34					
10	1014	В.О.	Белый Тигр	г/л	45	73	10	34				8					
10	1016	В.О.	Белый Тигр	г/л	38,7	34	21,36	31				15					
10	1021	Ф	Белый Тигр	г/л	26	58	9	29				16					
10	1022	Н.О.	Белый Тигр	г/л	93	4	70,3	32				23					
10	1023	Н.О.	Белый Тигр	г/л	96	16	67,12	29				43					
11	1120	Н.О.	Белый Тигр	г/л	51	2,1	41,4	28-33	1	86	76,52	21	21				
бк14	1204	Ф	Белый Тигр юж свод	г/л	74	40,0	35,5	32-40	9	272,9	1159,81	2	124				
бк14	1212	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	266	23	170,2	38-40				14					
бк14	1214	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	158	26	98,59	32-34				25					
бк14	1216	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	155	6	123,4	31				18					
бк14	1217	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	186	33	104	37-39				15					
бк14	1218	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	155	32	88	32-38				15					
бк14	1219	Н.М.	Белый Тигр юж свод	г/л	115	73	25,8	34-37				16					
бт7	17	Ф	Белый Тигр юж свод	г/л	85	7	66,5	32-36				12					
бт7	16	В.О.	Белый Тигр юж свод	г/л	17	8	13,12	30-32				7					
бк15	206т	В.О.	Белый Тигр сев-вост уч	г/л	15	6,5	11,78	30				30		6	235	199,44	30
бк15	123	В.О.	Белый Тигр сев-вост уч	г/л	28	7	21,9	30	6								
бк15	124бт	Н.О.	Белый Тигр сев-вост уч	г/л	19	6	15	30	3								
бк15	125	В.О.	Белый Тигр сев-вост уч	г/л	59	5	47	31-33	1								
бк15	126бт	В.О.	Белый Тигр сев-вост уч	г/л	199	7	155	30	6								
бк15	132	В.О.	Белый Тигр сев-вост уч	г/л	16	1,3	12,5	30-32	2	13	25,06	2	2				
бк17	1706	Н.М.	Белый Тигр цент свод	г/л	43	5,3	34,2	32-34	1	12	3,49	1	1				
RP-1	1015	Н.М.	центр уч Дракон	г/л	15,0	44,7	7,0	31-34	4	552	1131,35	60	179				
RP-2	2001	В.О.	вост уч Дракон	г/л	43	3,9	34,7	27				50					
RP-2	2005	Н.О.	вост уч Дракон	г/л	38	11	28,4	31-32				49					
RP-2	2006	Н.О.	вост уч Дракон	г/л	76	2	62,3	31-32				20					
RP-2	2007	Ф	вост уч Дракон	г/л	89	5	71	33-34	1	16	14,46	2	2				
RP-3	302	Ф	юго-вост уч Дракон	г/л	250,0	87,0	27,6	45				1		12	4,68	2	2
RC-2	325	Ф	юго-вост уч Дракон	г/л	11,0	1,2	9,4	35,0	2	23,6	19,295	3	6				
RC-4	422	Ф	юж Др -Дой Мой	г/л	64,3	24,9	40,6	27-34				3					
RC-4	425	Ф	юж Др -Дой Мой	г/л	68	5	54,7	26	4	340	382,25	4	23				
RC-5	17	Н.М.	юж ч цент Дракон	г/л	54	2,1	44,4	34				1					
RC-5	502	Н.М.	юж ч цент Дракон	г/л	5,5	6	4,32	29				3					
RC-5	509	Н.М.	юж ч цент Дракон	г/л	49	3	39,76	26-31				15					
RC-5	19	Н.М.	юж ч цент Дракон	г/л	12,4	3	10,1	22				1		13	19,09	1	2
RC-6	602	Н.М.	цент ч цент Дракон	г/л	51	2,0	42	39	2	254	128,8	41	84				
RC-6	609	Н.М.	цент ч цент Дракон	г/л	45	1	37,4	37				43					
RC-7	70	Н.М.	сев ч сев-вост Дракон	г/л	20	65,4	5,81	29-34	2	231	207,14	48	90				
RC-7	709	Н.М.	сев ч сев-вост Дракон	г/л	63	70	15,7	34-43				42					
RC-1-3	3003	Ф	юж ч сев-вост Дракон	г/л	23	1,5	18,9	28	10	818	1510,85	39	214				
RC-1-3	3002	Ф	юж ч сев-вост Дракон	г/л	30	13	21,9	31				29					
GTC-1	1х	Н.М.	Белый Медведь	г/л	90	14,0	66,4	31				18					
GTC-1	1Р	Н.М.	Белый Медведь	г/л	62	56	23,4	31				32					
GTC-1	4Р	Н.М.	Белый Медведь	г/л	40	80	6,9	28				6					
GTC-1	6Р	Н.М.	Белый Медведь	г/л	20	5	16,3	29				25					
GTC-1	5ХР	Н.М.	Белый Медведь	г/л	61	66	18	40				33					
GTC-1	7Р	Н.М.	Белый Медведь	г/л	90	17	64,2	31				18					
GTC-1	8Р	Н.М.	Белый Медведь	г/л	32	8	25,2	29				1					
GTC-1	9Р	Н.М.	Белый Медведь	г/л	136	5	110,4	31				13					
GTC-1	10Р	Н.М.	Белый Медведь	г/л	12	83	1,77	25	75	4702,6	6470,21	1513	1513				
GTC-1	2х	В.О.	Белый Медведь	г/л	12	4,4	9,84	29									
ИТОГО																	

Как видно из таблицы 8 общее количество скважин, обработки которых связаны с их остановкой, увеличилось в 2014г по сравнению с 2013 на 10 скважин (2013 г – 65скв, в 2014 – 75 скв). Из них - 7 скважин на МСП-8, на которых ранее простои и недоборы нефти от ДПРФ не фиксировались. В общем, по ГТС число обрабатываемых скважин не изменилось. В 2013г к числу частообрабатываемых скважин добавились скважины на месторождениях X на БК-14, на м-и Y RP-2, но самой большой проблемой стало увеличение числа скважин с АСПО на ГТС-1 м-я Белый Медведь (10 скв). В 2014г число обработок по этим скважинам выросло, хотя потери по ним немного снизились. Это произошло из-за снижения дебитов по скважинам (из-за снижения пластового давления), что активизировало процесс АСПО, по той же причине снизились потери нефти.

Наибольшее количество скважино-операций по ликвидации АСПО в скважинах в 2014г, связанных с остановками скважин, по прежнему выполняется на МСП-5 (253 скв-опер), на МСП-10 (163 скв-опер), на БК-14 (124 скв-опер), на ГТС-1 (214 скв-опер). Увеличилось число обработок на RP-2 (с 85 в 2013 г до 179 скв-опер в 2014 г), на БК-15 (с 69 в 2013 г до 76 скв-опер в 2014 г), на RC-7 (с 76 в 2013 г до 84 скв-опер в 2014 г), на RC-1-3 (с 79 в 2013 г до 90 скв-опер в 2014г).

Список проблемных парафиноотлагающих скважинам, где выполняется большинство операций по депарафинизации, практически не меняется: 102/5, 104/5, 108/5, 503/5, 507/5, 509/5, 90/6, 801/8, 813/8, 817/8, 1002/10, 1013/10, 1016/10, 1021/10, 1022/10, 1023/10, 1120/11, 206т/БК15, 123/БК15, 2001/RP-2, 2005/RP-2, 2006/ RP-2, 70/ RC7, 709/ RC7, 3002/RC1-3, 3003/RC1-3. В период 2013-2014 г к частообрабатываемым добавляются скважины на БК-14 (1212, 1214, 1216, 1217,1218, 1219) и на месторождении Белый Медведь на ГТС-1(1X, 1P, 4P, 6P, 7P, 8P, 9P, 2X).

Таким образом, в целом по СП увеличение числа выполненных операций по очистке внутрискважинного оборудования и устьевой арматуры от

отложений АСПО в отчетном году связано с увеличением числа часто обрабатываемых скважин и со снижением дебитов по «старым» скважинам.

Не смотря на увеличившееся число обрабатываемых скважин и количество скважинных обработок, способы борьбы с АСПО и их эффективность остается на прежнем уровне. Для удаления уже сформировавшихся отложений, в условиях СП «А» используются в основном термические методы: пропарка устья и верхней части подвески НКТ с помощью ППУ, промывки скважин с использованием горячей обводненной продукции с других скважин. Закачка химреагентов прямого назначения против предотвращения отложения АСПО в скважинном оборудовании в 2014 году, как и в 2013 году, не производилась.

Таблице 1.8 - Сравнение объемов работ по депарафинизации скважин, связанных с простоями и потерями добычи нефти на ГТС в 2013 и 2014 годах

МСП/БК	2013 год				2014 год				разница				ПРИМЕЧАНИЕ
	Кол-во скв	потери		кол-во опер на МСП/БК	Кол-во скв	потери		кол-во опер на МСП/БК	Кол-во скв	потери		кол-во опер на МСП/БК	
		простой, час	нефть, т			простой, час	нефть, т			простой, час	нефть, т		
1	1	17,1	16,7	5	1	41,9	41,91	12	0	24,8	25,21	7	
3	2	54	37,5	14	2	97,3	94,75	28	0	43,3	57,25	14	
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	По суточным сводкам операции ДПРФ не зарегистрированы
5	7	570	657,9	235	7	783,3	648,87	253	0	213,3	-9,03	18	
6	4	152,7	98,64	52	2	136,6	66,01	112	-2	-16,1	-32,63	60	на МСП-6 депарафинизация некоторых скважин производится путем подачи в них обводненной горячей продукции со скважины 101. В 2014 году в количестве операций на МСП учтены остановки скважины 101
7	0	0	0	0	3	11	4,75	3	3	11	4,75	3	на МСП-7 депарафинизация скважин производится путем подачи в них обводненной горячей продукции с другой скважины. По суточным сводкам в 2013 году эти операции не отмечены.
8	0	0	0	0	7	232	105,95	116	7	232	105,95	116	на МСП-8 депарафинизация скважин производится путем подачи в них обводненной горячей продукции с обводненной скважины (815). Данные по ДПРФ в 2014 году представлены с апреля месяца, в 2013 году не отмечались
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	В 2013 г 3-и парафиноотлагающие скважины выведены в б/д и одна переведена на НМ
10	8	603	1040,42	211	7	522	625,73	163	-1	-81	-414,69	-48	в 2014 году ДПРФ по периодической газлифтной скважине 101 не отмечены
11	1	183	168,2	46	1	86	76,52	21	0	-97	-91,68	-25	скв 1120 с АСПО с августа 2014 переведена в периодический режим
бк14	10	236	614,35	80	9	272,9	1159,81	124	-1	36,9	545,46	44	все парафиноотлагающие скважины в 2014 году работают полный год, в 2013 году не все скважины работали полный год. Скв 1205 выведена в б/д
бк15	5	349,5	397,1	69	6	235	199,44	76	1	-114,5	-197,66	7	
бк17	0	0	0	0	1	13	25,06	2	1	13	25,06	2	по скв 1706 в 2013 году операции ДПРФ не отмечались
RP-1	0	0	0	0	1	12	3,49	1	1	12	3,49	1	по скв 1016 в 2014 году отмечена одна операция ДПРФ
RP-2	6	253,3	350	85	4	552	1131,35	179	-2	298,7	781,35	94	Парафиноотлагающая скважина 2006 в 2014 году работала полный год, в 2013 году - не полный год
RC-4 - RC-DM	0	0	0	0	2	23,6	19,295	6	2	23,6	19,295	6	в 2013 году операции ДПРФ не фиксировались, горячую продукцию скв 2X пытались пускать в парафиноотлагающие скважины
RP-3/ RC-2	2	2	4,8	2	2	28	19,14	4	0	26	14,34	2	
RC-5	5	97,5	133,9	25	4	340	382,25	23	-1	242,5	248,35	-2	для промывок скважин использовали продукцию со скв 501
RC-6	0	0	0	0	2	13	19,09	2	2	13	19,09	2	в 2013 году операции ДПРФ не фиксировались
RC-7	2	168,8	152,6	76	2	254	128,8	84	0	85,2	-23,8	8	
RC-1-3	2	206,5	308,7	79	2	231	207,14	90	0	24,5	-101,56	11	
ГТС-1	10	714,6	2038,1	195	10	818	1510,85	214	0	103,4	-527,25	19	Снижение дебитов по скважинам (из-за просадки пластового давления) активизировало процесс АСПО, при этом по той же причине снижались потери нефти
ИТОГО	65	3608	6018,91	1174	75	4702,6	6470,2	1513	10	1094,6	451,3	339	

На морских сооружениях: RP-3, RCDM, RC4, RC5, RC6, RC7, RC1, БК14, GTC-1 в скважины по импульсным трубкам велась закачка депрессаторных присадок, обладающих ингибиторным эффектом (депрессатор- ингибитор АСПО VX – 7484 и ингибитор типа TPF-609). Как известно, действие депрессаторов основано на изменении условий кристаллизации парафина. Эти ингибиторы не являются ни растворителями АСПО, ни поверхностно-активными веществами; они способны снижать температуру застывания нефти и температуру начала кристаллизации. Эти реагенты препятствуют образованию плотной кристаллической решетки, что затрудняет последующий рост кристаллов и их способность к агрегации и образованию отложений. Механизм действия депрессаторов заключается в адсорбции молекул на кристаллах парафина, вследствие чего затрудняется их способность к агрегации и накоплению.

Использование химических реагентов носит не достаточный характер. Для решения этой проблемы требуется поиск более эффективных химических методов борьбы с АСПО.

Как неоднократно отмечалось, что среди обрабатываемых есть скважины с достаточно высокими дебитами, (на БК-14 до 260 м³/сут) и обводненностью (до 72%), которые однако не обеспечивают устьевых температур выше температуры кристаллизации парафина по причине сильного охлаждающего эффекта от вводимого газлифтного газа. Таким образом, низкие значения устьевых температур приводят к кристаллизации АСПО в узлах оборудования даже при достаточно высоких значениях дебитов и обводненности продукции скважин. Увеличение температуры компримированного газа позволило бы значительно снизить возможность АСПО в дебитных скважинах.

Ранее, неоднократно, специалистами СП А рассматривалась возможность использования для борьбы с АСПО различного рода нагревательных элементов. В 2013 г анализировалась возможность применения установок нагревательного кабеля при разных вариантах его исполнения, рассматривалось предложение ООО «НЕФТЕСЕРВИС-НН». Но было принято решение о бесперспективности

данного способа борьбы с АСПО для условий морской эксплуатации скважин. Основными причинами являются: невозможность обеспечения требований действующих нормативных документов и нарушения требования противofонтанной безопасности при использовании нагревательных элементов внутри лифтовых труб, а для затрубного их расположения из-за не достаточной эффективности в условиях газлифта. Применение механических (типа автоматических или летающих скребков) и других термических методов (типа забойных нагревателей) для условий месторождений СП А имеет ряд ограничений, делающих их так же бесперспективными.

Обобщая вышесказанное, можно сделать вывод, что перспективными для условий СП А остаются физико- химические методы борьбы с АСПО (удаление и предотвращение образования асфальто- смоло-парафиновых отложений). Сложность при массовом их внедрении заключается в необходимости подбора реагентов конкретно для условий определенной скважины и в достаточно длительном времени эффекта. Ранее проведенные работы по промысловым испытаниям этих методов, в том числе с применением комплексных химреагентов для удаления АСПО, подтверждают правильность выбранного направления исследований.

В годовом отчете по итогам 2013 года НИР П.7 "Анализ эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации нефтедобычи" подробно рассматривались причины получения неоднозначных результатов в ходе проведения опытно-промышленных испытаний химреагентов для борьбы с АСПО. При планировании дальнейших испытаний химреагентов их необходимо учесть.

Результаты испытаний комплексных химреагентов, а также по ранее проведенным исследованиям других составов против АСПО в НКТ подробно изложен в следующих документах:

1. Отчет о результатах опытно-промышленного испытания комплексных химреагентов для повышения эффективности работы газлифтных скважин. НИПИ, 2013г.

2. Отчет по НИР-П.8 «Совершенствование системы сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и газа на месторождениях СП А в главе 6 «Предотвращение образования и удаление отложений в НКТ скважин и в нефтепромысловом оборудовании на месторождениях СП А. НИПИ, 2014 г.

Полученные неоднозначные результаты требуют дальнейшего совершенствования данных технологий и поиска эффективных химреагентов для борьбы с АСПО.

Так же рекомендуется вернуться к испытанию технологии применения новых синергетических композиций промышленных поверхностно-активных веществ при добыче высокопарафинистой нефти, которое было запланировано еще XII Заседания Совета СП «А» в 2013 году, но которое в дальнейшем было исключено из планов НИР и ОКР СП «А». В плане предложений данная работа может представлять интерес, в том числе, и для решения проблем АСПО в НКТ скважин.

1.4.2. Борьба с солеотложениями во внутрискважинном оборудовании

Образование отложений неорганических солей на внутренней поверхности нефтегазопромыслового оборудования и призабойной зоне скважин имеет место при добыче обводненной нефти в процессе разработки месторождений. Результаты проведенных анализов проб отложений неорганических солей показали, что солеотложения в большинстве скважин месторождения X содержит в основном – кальцит CaCO_3 . Также, присутствуют соли гипса $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, сульфата CaSO_4 , SiO_2 , и минералы глины, фелдшпаты, цеолиты, продукты коррозии (Fe_2O_3 , $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$). Солеотложения с наличием сульфата CaSO_4 обнаружены в скважинах, работающих с кристаллического фундамента. Как правило, солеотложения представляют собой смесь одного или нескольких основных неорганических компонентов с продуктами коррозии, частицами песка, причем отложения пропитаны или покрыты асфальто-смоло-парафиновыми веществами.

Результаты исследований показывают, что осадкоотложения неорганических солей в скважинах СП «А» отмечаются на всех глубинах ствола скважины. Кроме этого, осадкоотложения неорганических солей обнаружены в головках фонтанной арматуры. Так же, отложения неорганических солей обнаружены в системах сбора и обработки нефти. При этом отмечено, что после обработки большинства скважин, осадкоотложения неорганических солей довольно быстро восстанавливаются до начального состояния. Солевой налет обычно располагается слоями и иногда бывает покрыт парафиновым или битуминозным образованиями, которые для большей эффективности необходимо предварительно очищать перед применением химреагентов прямого назначения.

Необходимо отметить, что для высокодебитных обводненных газлифтных и фонтанных скважин, имеющих значительный межремонтный период, порядка нескольких лет, постепенные отложения солей в лифтовых трубах могут носить критический характер, заключающийся в значительном снижении их внутреннего диаметра. Как следствие, при этом, не прохождения приборов в НКТ и уменьшение дебита из-за снижения пропускной способности лифта.

Последние испытания новых технологий удаления солеотложений в НКТ проводились в 2013 году. Согласно Плана внедрения новых технологий сторонними организациями в СП «А» в 2013 году проводились испытания по контракту №0918/12/Т-№6/NIP1-DMC с компанией DMC по теме: «Разработка и внедрение комбинированной технологии удаления солеотложений в НКТ и обработка ПЗП.

Перед авторами и предлагаемой ими технологией ставились две задачи:

- очистка от солеобразований внутренней поверхности НКТ;
- и очистка вероятных отложений солей в ПЗП.

Технология испытывалась на скважинах 7001/БК7, 910/9, 802/8. Были получены неоднозначные результаты, на одной скважине (910/9) получен положительный результат, а на двух других обработки признаны не эффективными. Подробно результаты испытаний на этих скважинах

рассматривались в прошлогоднем отчете. Так же, в отчете были сделаны выводы, как по оценке самих технологий, так и по организации их проведения. Отмечалось, что не совсем верно производилась оценка технологической эффективности предложенной комплексной технологии, не верно выбраны критерии оценки. Отмечались объективные факторы оказавшие влияние на результаты.

В связи с вышесказанным, предлагается в дальнейшем продолжить испытания подобных технологий с целью поиска и внедрения на обводняющихся высокодебитных скважинах месторождений СП А.

2. Проектирование и применение газлифтных скважин на месторождении «Х» и «У»

2.1. Анализ применений газлифтных скважин на месторождениях «Х» и «У»

Компрессорный газлифт применяется в СП А с июля 1997 г. В таблице 2.1 представлено распределение газлифтного фонда скважин по состоянию на 01.01.2015г и на 01.01.2014г.

Таблице 2.1 - Состояние газлифтного фонда скважин на 01.01.2015 и 01.01.2014гг

Месторождени е	фонд на 01.01.2015г			фонд на 01.01.2014г		
	Эксплуатацион.	Действующий	Бездействующий	Эксплуатацион.	Действующий	Бездействующий
X	220	184/186	34	203	164	39
Y	85	72	13	78	68	10

Как видно из таблицы, эксплуатационный газлифтный фонд за год увеличился на 23 скважины, по месторождениям: X – на 17 скв, Y – на 7 скв.

Показатели работы газлифтного фонда скважин СП «А» в декабре 2013 и 2014гг представлены в таблице 2.2.

Таблице 2.2 - Показатели работы газлифтных скважин СП «А» в декабре 2013 и 2014гг

Показатели	ед. измерен.	декабрь 2013 г	декабрь 2014 г
суммарная суточная добыча нефти	т/сут	10183,7	17672,4
суммарная суточная добыча жидкости	т/сут	22976,2	31161,0
суммарный расход газа газлифта	тыс.м3/сут	4051,6	4370,05
удельный расход газа по жидкости	м3/т(м3/м3)	176,3	154,3(140,3)
средняя обводненность газлифт. скв.	%	55,7	43,3
дебит жидкости одной	т/сут	100,5	115,4

скважины			
дебит нефти одной скважины	т/сут	44,4	65,5
расход газлифтного газа на одну скв	м3/сут	18888	16186

Объемы потребляемого компримированного газа на газлифт в 2014г по месторождениям и всего по СП «А» представлены на рисунок 2.

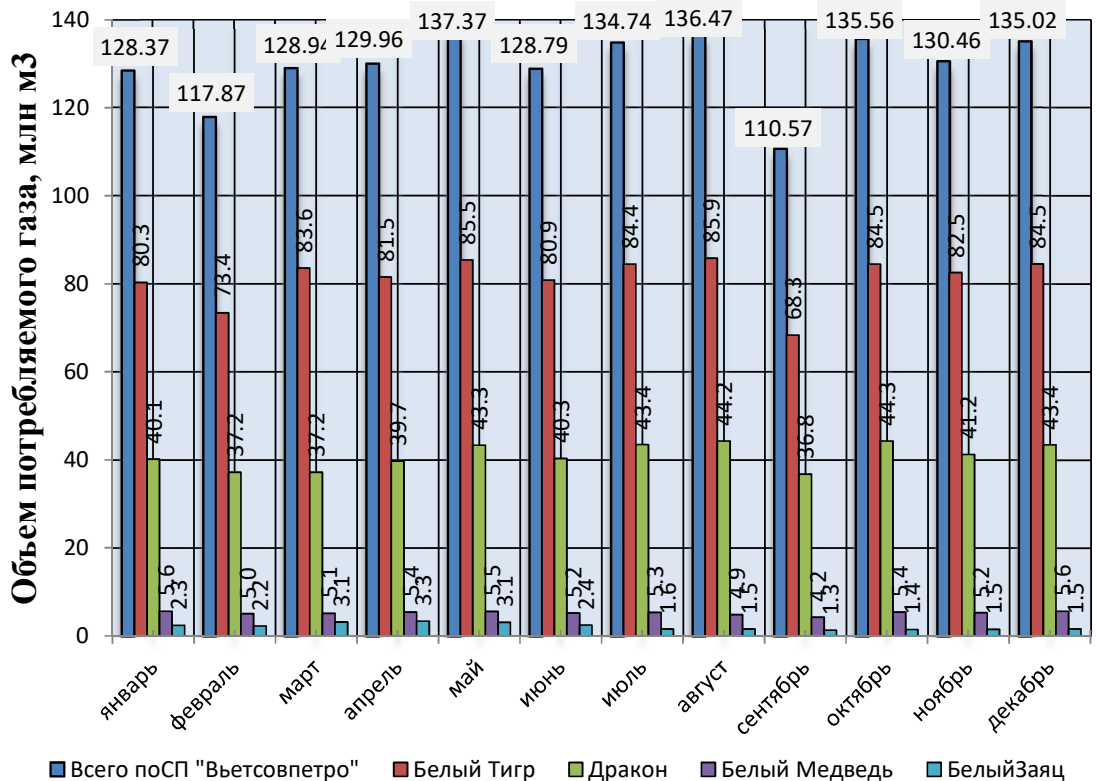


Рисунок 2.1 - Динамика объемов потребляемого компримированного газа на газлифт

Динамика основных технологических показателей работы газлифта месторождения X по состоянию на конец года за 2007-2014гг., характеризующая эффективность применяемой в СП «А» механизированной добычи нефти и газа (69% действующего газлифтного фонда скважин), представлена в таблице 2.3 и на рисунках 2.2 – 2.3.

Таблице 2.3 - Динамика фактических показателей работы г/л фонда скважин месторождения X на конец года в период 2007-2014гг.

Показатели	Ед изм	Дек. 2007	Дек. 2008	Дек. 2009	Дек. 2010	Дек. 2011	Дек. 2012	Дек. 2013	Дек. 2014
Д/фонд ГЛ СКВ.	СКВ	95	108	114	122	152	159	164	184
ΣQ_H	т/сут	2034	2674	2757	2716	3121,7	6605	6098	5475
$\Sigma Q_{Ж}$	т/сут	3799	4849	7071	6316	7035	15363	15514	15774
Обв-ть	%	46,5	44,9	61,0	57,0	55,6	57	60,7	65
ΣV_T	ТЫС. м3/сут	88	1115	1257	1526	1723	2399,3	2752,7	2465,4
R_o	м3/т	234	230	195	208	217	159,5	154,6	156

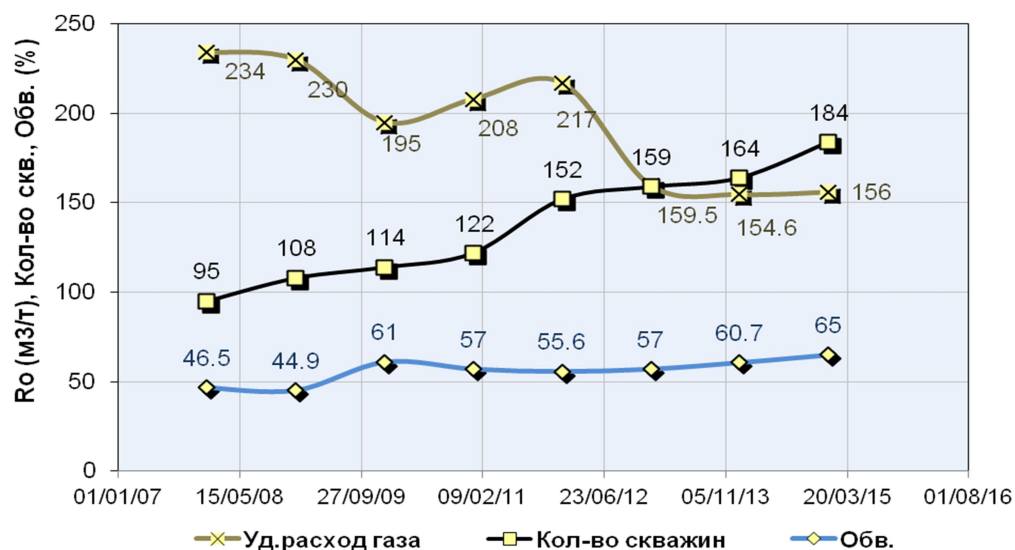


Рисунок 2.2 - Динамика обводненности продукции, удельного расхода компримированного газа и числа действующих газлифтных скважин за последние 8 лет разработки месторождения X

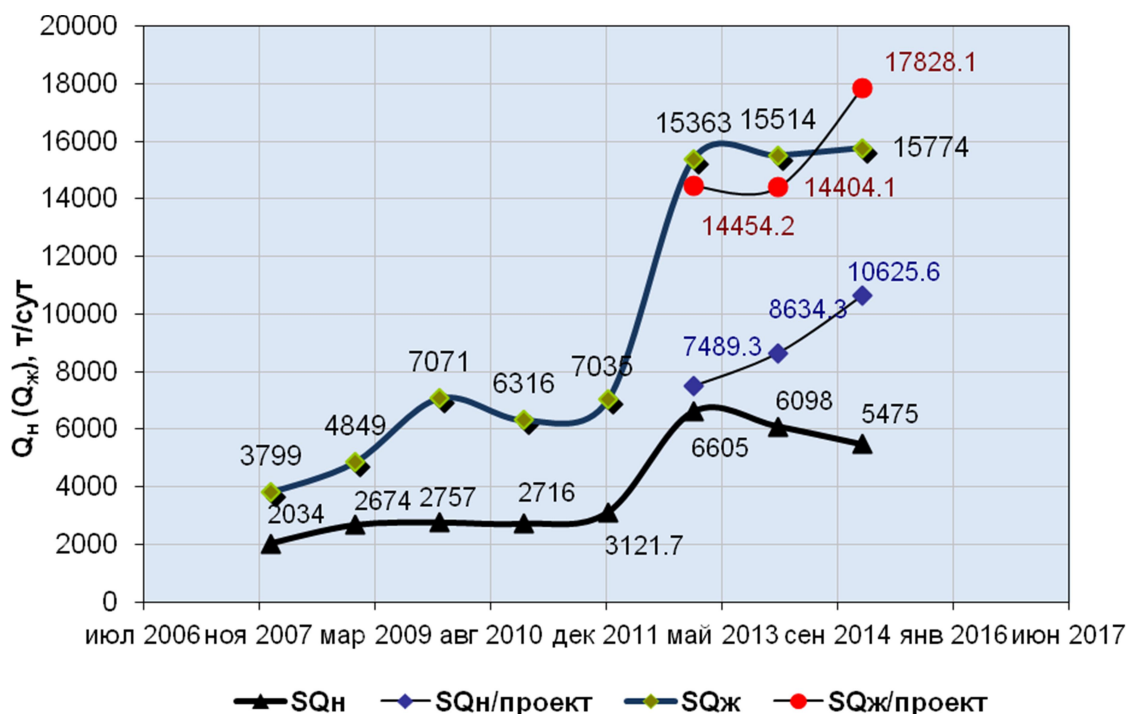


Рисунок 2.3 - Динамика суммарной суточной добычи нефти и жидкости действующего фонда г/л скважин месторождения X на конец года в период 2008-2014гг

Относительно декабря 2013г., в декабре 2014г фонд газлифтных скважин по месторождению X увеличился на 20 единиц. При этом, среднесуточная добыча нефти газлифтом снизилась на 623 т/сут, при росте обводненности продукции на 4,3%. Основная причина снижения добычи нефти связана с переводом на периодический режим эксплуатации 26% газлифтного фонда скважин (в 2014 году на месторождении X в периодической эксплуатации находилось 48 скважин). Доля естественного тренда падения добычи нефти по месторождению, связанного с ростом обводненности продукции, снижением пластового давления, ростом устьевых давлений в связи с падением температуры низкодебитного фонда и осложнениями по фактору соле- и парафиноотложений - незначительна. Снижению обводненности по месторождению X способствовал запуск низкообводненных скважин: после ПВЛГ - 13 газлифтных скважин, ввод в эксплуатацию из бурения скв 2006/2 и запуск на БК16 пяти скважин.

Распределение действующего газлифтного фонда скважин по объектам разработки и уровень добычи нефти в 2013 и 2014гг месторождений X, Y, Южный Y-Дой Мой представлены в таблицах 2.4-2.6.

Таблице 2.4 - Распределение действующего г/л фонда скважин по объектам разработки месторождения X и добыча нефти в 2013 и в 2014гг

Объект разработки	Кол-во скв., 2013г	2013 г, т	доля, %	Обв., %	Кол-во скв., 2014г	2014 г, т	доля, %	Δдобычи* (+/-) %
Фундамент	45	703368	31,8	71,2	46	750952	30,5	6,8
Н.О.	34	349174	15,7	36,1	37	333751	15,0	-4,4
В.О.	21	103871	4,7	12,3	26	135771	6,1	30,7
Н.М.	64	1058508	47,8	53,4	77	1029308	48,4	-2,8
ИТОГО	164	2214921	100,0	58,8	184	2249782	100,0	1,6
* в абсолютном выражении								

На месторождении X действующий фонд газлифтных скважин по состоянию на начало 2015 гг. увеличился на 20 скважин. В течение года на месторождении:

- введены из бурения 9 скважин: на БК17 – 1713, 1703, 8010, 1705 и скважины 132/БК15, 1122/11, 1220/БК14, 2006/2, 1603/БК16;

- после КРС введены 27 скважин, большинство после ПВЛГ (10009/БК10, 10001/БК10, 423/4, 429/4, 7006/БК7, 10006/БК10, 415/4, 1111/11, 7008/БК7, 7002/БК7, 432/БК1, 406/БК1, 1117/11, 502/5, 140/6, 438Б/БК6, 1102/11, 1024/10, 2003/2, 2005/2, 457/4, 136/6, 9007/БК9, 1021/10, 10003/БК3, 9001Б/БК9, 462Б/БК4);

- из консервации: с вводом БК-16 три скважины– БН25, БН26, 1601;

- переведены в ППД 6 скважин (409/2, 1215/БК14, 42/1, 131/БК15, 1204/БК14, 1107/11);

- переведены в добычу из ППД три скважины: 124/БК15, 907/9, 447/БК4;

- выбыли в бездействующий фонд (остаются в б/д на 01.01.15) 9 скважин: 314Б/РР3, 1220/БК14, 432/БК1, 50/4, 426/БК5, 1024/10, 88/4, 467/БК8, 9007/БК9;

- выведены под ликвидацию 10 скважин: 919/9, 22/1, 36/1, 38/1, 1010/10, 1114/11, 86/6, 602/6, 80/6, 66/3.

Таблице 2.5 - Распределение действующего г/л фонда скважин по объектам разработки месторождения Y и добыча нефти в 2013 и в 2014гг

Объект разработки	Кол-во скв., 2013г	2013 г, т	доля, %	Обв., %	Кол-во скв., 2014г	2014 г, т	доля, %	Обв., %	Δдобычи* (+/-) %
Фундамент	22	514974	54,9	54,8	22	328778	39,1	63,9	-36,2
Н.О.	4	73005	7,8	3,4	4	91499	11,1	3,0	25,3
В.О.	1	41214	4,4	9,1	1	504	0,1	2,5	-98,8
Н.М.	28	308883	32,9	45,1	28	422178	49,7	44,2	36,7
ИТОГО	55	938076	100	48,6	55	842959	100,0	52,2	-10,1

* в абсолютном выражении

На месторождении Y действующий фонд газлифтных скважин по состоянию на начало 2014 и 2015 года не изменился. В течение года в действующий фонд газлифтных скважин на месторождении пришли из бурения 5 скважин (510/RC5, 505/RC5, 325/RC2, 2009/RP2, 2011/RP2) и скв 203Б/RC2 после КРС и ушли в бездействие 6 скважин (314Б/RP3, 19/RC5, 317/RP3, 608/RC6, 315/RP3, 203Б/RC2). Снижение добычи нефти по фундаменту связано с ростом обводненности продукции и снижением дебитов по скважинам. В течение года были введены из бурения две скважины на фундамент (2009/RP2, 2011/RP2), но скважина 2009/RP2 после длительного освоения выведена в бездействие. На нижний миоцен в 2014 году введены две скважины из бурения (510/RC5, 505/RC5), но скв 505/RC5 быстро обводнилась и на конец года работает с большим процентом обводненности до 90%. Увеличение добычи в 2014 г по нижнему миоцену получено в основном за счет ввода дебитных скважин 510/RC5 и в конце 2013 года скв 506/RC5.

Таблице 2.6 - Распределение действующего г/л фонда скважин по объектам разработки месторождения Южный Y и добыча нефти в 2013 и 2014гг

Объект разработки	Кол-во скв., 2013г	2013 г, т	доля, %	Обв., %	Кол-во скв., 2014г	2014 г, т	доля, %	Обв., %	Δдобычи* (+/-) %
Фундамент	13	237371	100	45,0	17	261728	100	44,9	10,3
ИТОГО	13	237371	100	45,0	17	261728	100	44,9	10,3

* в абсолютном выражении

На месторождении Южный Y-Дой Мой действующий фонд газлифтных скважин по состоянию на начало 2015 года увеличился на 4 скважины. В течение года в действующий фонд газлифтных скважин на месторождении пришли из бурения 2 скважины (409/RC-DM, 426/RC4) и три скважины после КРС (405/RC-DM, 407/RC-DM, 421/RC4) при этом две скважины переведены в ППД (404/RC-DM, 420/RC4).

2.2. Условия применения газлифтного способа

Условия для применений различных механизированных способов добычи нефти при различных условиях представлены в таблице 2.7 [8].

Таблица 2.7 - Условия для применения механизированного способа добычи нефти при различных условиях

Условия эксплуатации	Оборудование для подъема жидкости из скважин						
	Штанговые насосы		Гидроприводные насосы		С погружным электродвигателем		Газлифт
	плунжерные	винтовые	поршневые	струйные	центробежные	винтовые	
Море	4	4	4	5	4	4	4
Пустыня	4	4	4	4	4	-	-
Городская зона	2	-	5	5	4	-	-
Одиночные скважины	5	3	-	-	3	3	2
Группа скважин	3	4	-	-	4	4	5
Большая глубина	-	3	-	-	-	-	-
Низкое давление	4	4	-	3	-	-	3
Высокая температура	-	2	4	5	2	2	5
Вязкая жидкость	3	5	-	4	-	5	3
Коррозионная жидкость	-	3	5	5	-	3	4
Наличие песка	-	-	3	3	-	-	-
Солеотложения	-	-	4	4	3	-	2
Наличие эмульсии	5	4	5	3	-	4	3
Высокий газовый фактор	3	3	3		2	3	4
Регулировка дебитов, включая период эксплуатации	5	-	4	5	-	-	6
Проведение гидродинамических исследований*	2	2	2	2	-	2	-
Наклонно-направленные скважины	-	3	3	5	3	3	4
Ремонт с помощью канатной техники	-	2	2	-	2	2	-

"5" - отлично; "4" - хорошо; "3" - удовлетворительно; "2" – плохо

В таблице 2.7 представлены предельные значения параметров, определяющих возможность применения традиционных механизированных способов добычи. Вьетнамские месторождения, в которые входят месторождения «X» и «Y», подходят под ряд этих критериев: располагаются на море, большая глубина, высокая температура, высокий газовый фактор, регулировка дебитов, включая период эксплуатации, наклонно-направленные

скважины и ремонт с помощью канатной техники. Очевидно, что газлифтный способ наиболее подходящий метод для данных условий.

2.3. Классификация схемы газлифта

Рисунок 2.4 отображает модель газлифтного оборудования, используемую для добычи нефти во Вьетнаме.

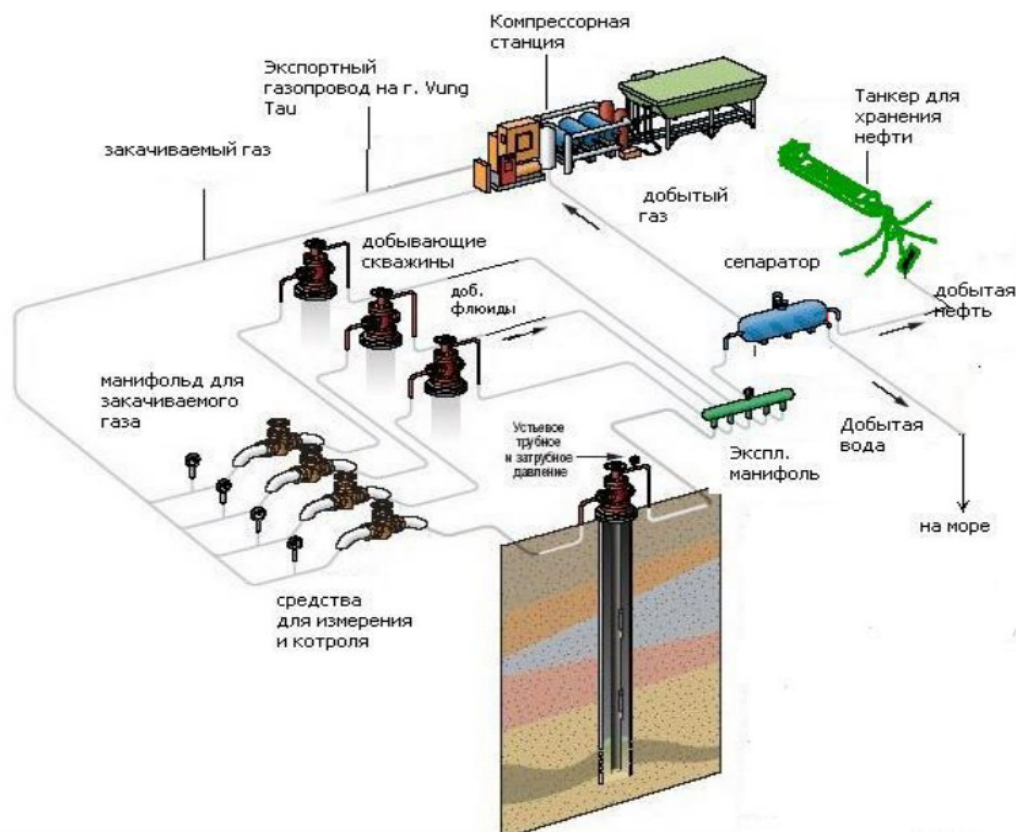


Рисунок 2.4 – Проект газлифтного оборудования для добычи нефти

Специфические условия эксплуатации скважин позволяют выделить несколько типов схем:

- по используемому количеству рядов спускаемых труб существуют **однорядные и двухрядные**;
- **кольцевая и центральные** типы в зависимости от направления нагнетания рабочего агента.

Сильная сторона однорядной газлифтовой модели – уменьшение количества насосно-компрессорных труб. Однако, долговечность и надежность труб

уменьшается в связи с более интенсивными пульсациями, возникающими в таком случае во время добычи нефти.

Если используется двухрядная схема газлифта, то диаметры наружных труб, спускаемых до интервала перфорации, будут в диапазоне от 73 до 102 мм. Диаметры малых внутренних труб, спускаемых ниже необходимого уровня рабочего давления компрессорного газа соответствуют 48-73 мм. Выделяют ступенчатые и одноразмерные колонны наружных труб при двухрядной схеме газлифта.

Ступенчатая конструкция используется для увеличения скорости потока ниже башмака колонны подъемных труб и экономии затрат. Её слабая сторона в том, что будет невозможно изменять уровень погружения внутренних труб, что приводит к некоторым трудностям при исследовании скважины.

Если используется центральная схема газлифта, то компримированный газ нагнетается по центральной колонне труб, т.е. по внутренним трубам. Из-за этого газонефтяная смесь идет вверх к устью скважины по кольцевому пространству, находящемуся между внутренними и наружными трубами. Сильной стороной такой модели является то, что используемые пусковые давления достаточно низки, а габариты скважины используются более рационально. В нефтедобыче наружные трубы именуется подъемными, а внутренние – компрессорными [9].

Данная схема работоспособна при использовании как однорядных, так и двухрядных подъёмников (рисунок 2.5).



Рисунок 2.5 – Разновидности устройства газлифтовой системы

Для применения центральной газлифтовой системы необходимо достаточно небольшое пусковое давление, что позволяет максимально эффективно использовать размер скважины. Однако, присутствуют некоторые недостатки центральной схемы: существует вероятность обрыва внутренних труб из-за разрушения муфт при подъеме жидкости, в которой содержался песок. В такой ситуации эксплуатационная колонна выходит из строя. Следующим недостатком является то, что при подъеме нефти, содержащей различные примеси, такие как соли или парафин, уменьшается диаметр труб из-за скопления примесей на стенках. К тому же в таком случае механические способы очистки труб трудноприменимы.

Компримированный газ нагнетается в кольцевую область между двумя колоннами, а подъем жидкости осуществляется по внутренним трубам при использовании кольцевой схеме газлифта (рисунок 2.6). По этой причине внутренние трубы именуют подъемными, а наружные – нагнетательными. В нефтедобыче первый ряд (по последовательности помещения колонны НКТ в скважину) подразумевает наружные трубы, а вторым рядом называют внутренние.

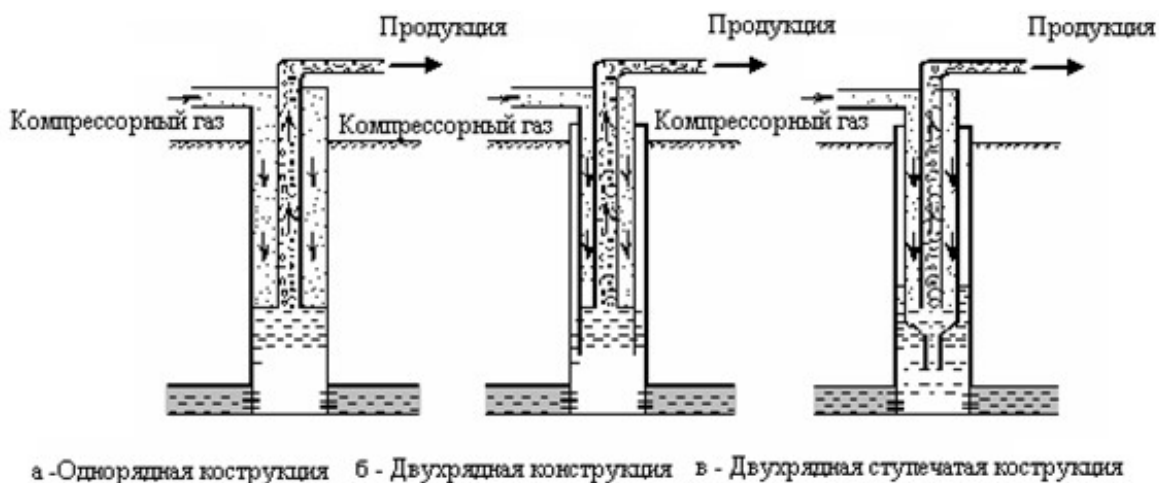


Рисунок 2.6 – Кольцевая схема газлифта

Данная система получила наибольшую распространенность, так как при её использовании существует возможность механической очистки труб от различных отложений, к тому же муфты при подъеме жидкости не повреждаются. Однако, недостатком является большое спусковое давление, что влечет за собой использование пусковых газлифтных клапанов.

2.4. Подземное газлифтное оборудование, используемое Вьетсовпро

2.4.1. Конструкция и механизм действия клапанов газлифта

В данной главе представлена схема механизма и его технические характеристики, вместе с принципом работы VSP газлифтных клапанов, используемых в СП.

Клапаны VSP представляют собой клапаны типа азотного сиффона, которые для своего функционирования используют давление сжатого газа. Если используется несбалансированный тип, то давления закрытия и открытия отличаются. Внешний диаметр – 25,4мм (1 дюйм). Производителями данной категории клапанов являются Camco (ВКО-3, ВК-1, ВКТ-1 и Weatherford (RO, R-1).

Роль пружины при закрытии и открытии клапана газлифта играет сиффон со сжатым азотом. Данный процесс становится возможен из-за давления сжатого газа в затрубном пространстве. Сиффон соединяется с замком

для фиксации в мандреле, а также для замены с использованием канатной техники.

Конструкция азотного сиффона клапана газлифта является трехслойной, слои изготавливаются материала Monel. Во время производства азотный сиффон подвергается давлению в гидравлической камере и, тем самым, прессуется. Для высокогерметичной сварки деталей азотного сиффона используется медный сплав. В самом клапане устанавливается пробка с медным уплотнителем для увеличения герметичности и предотвращения поступления жидкости в азотный сиффон [10].

Существуют различные размеры седла клапана – от 1/8”, до 5/16”, что дает возможность регулировать расход газа согласно проектному рабочему режиму. При изготовлении седла клапана используется Monel или Tungsten Carbide.

Технические характеристики, используемые в СП клапанов газлифта VSP следующие:

- полностью защищенный трехслойный азотный сиффон;
- рабочее давление 360 атмосфер;
- наличие обратного клапана;
- возможность полного открытия клапана из-за большой камеры осевого стержня;
- жидкосиликоновый механизм амортизации, применяемый для защиты седла;
- материал корпуса – Monel;
- извлечение и монтаж клапана осуществляется с использованием канатной техники, что ведет к снижению ремонтных затрат.

Сила сжатия создается из-за высокого давления газа через отверстия на площадь сиффона в затрубном пространстве. Клапан начинает открываться, т.к. осевой стержень перестает плотно прилегать к седлу клапана. Сжатый газ поступает в НКТ через седло и обратный клапан. Клапан начинает закрываться, когда на глубине его установки происходит снижение давления сжатого газа и

давление самого азотного сиффона начинает толкать осевой стержень в сторону седла.

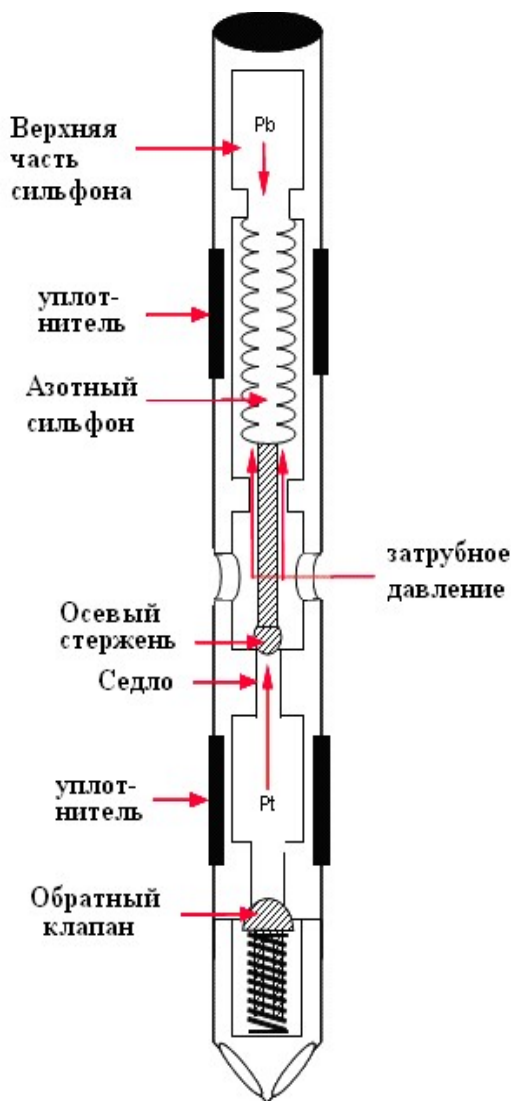


Рисунок 2.7 – ВК-1 газлифтный клапан

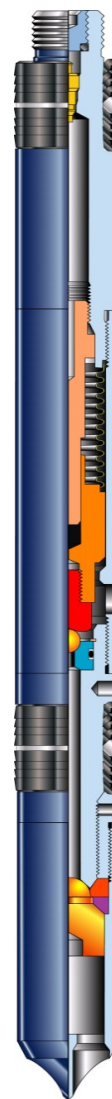


Рисунок 2.8 - ВК-1 газлифтный клапан

Раствор силикона внутри клапана, который закачивается в процессе производства, защищает седло, осевой стержень и азотный сиффон. Силикон заполняет нижнюю часть сиффона при закрытии клапана. Он начинает выдавливаться через отверстие по направляющей оси при сжатии азотного сиффона и открывании клапана. Силиконовый раствор выдавливается медленно и осевой стержень отходит от седла медленно, вследствие того, что отверстие имеет небольшой размер.

При работе скважины для удержания клапана газлифта в боковом кармане на мандреле используется головной замок (рисунок 2.9). В дополнение, он является элементом, с помощью которого осуществляется замена клапана при использовании канатной техники.

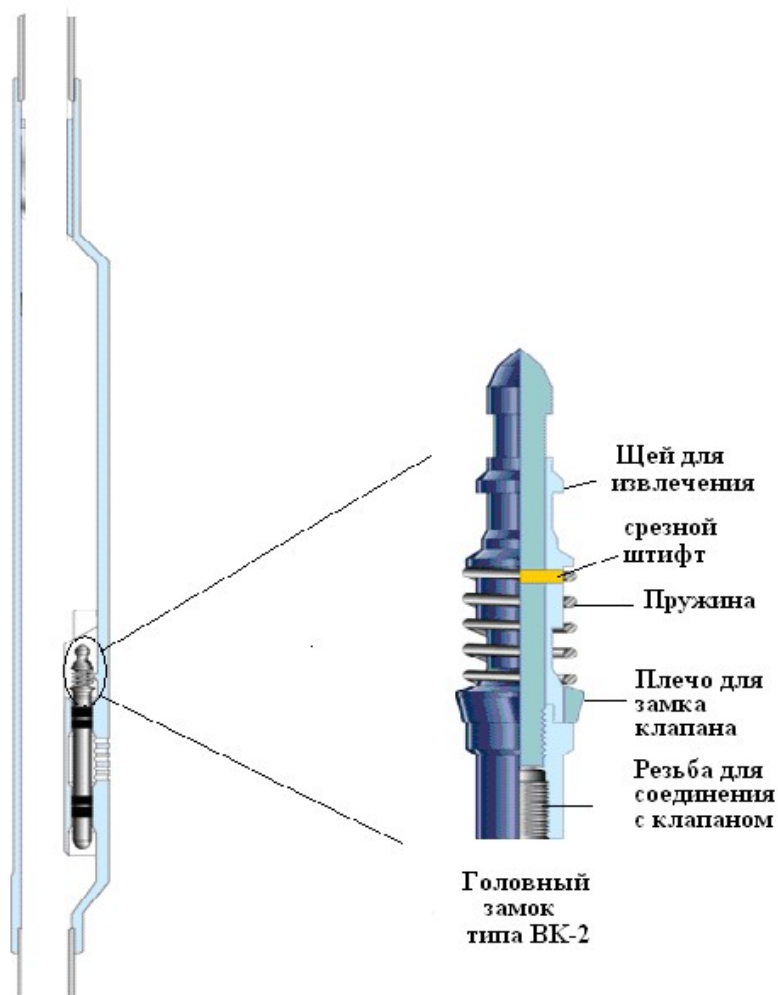


Рисунок 2.9 – ВК-2 Головной замок клапана

2.4.2. Типы основных клапанов

Следующие производители и поставщики клапанов газлифта являются крупнейшими: Camco, Weatherford, Baker Oil Tool. Все клапаны газлифта используют общий принцип действия. На практике, в нефтедобыче различают следующие критерии классификации клапанов:

- а. По размеру:

- Клапан с диаметром 1 дюйм используется при добыче из скважин с малым дебитом, так как размер седла клапана ограничен. Это создает ограничения по расходу газа, который поступает в НКТ через клапан. Площадь азотного сильфона у такого клапана небольшая, и требуется относительно большое давление для его открытия.

- Клапан диаметром 1,5 дюйма используется для добычи на скважинах с большим дебитом, потому что диаметр седла больше – до 0,5 дюйма.

b. По механизму действия:

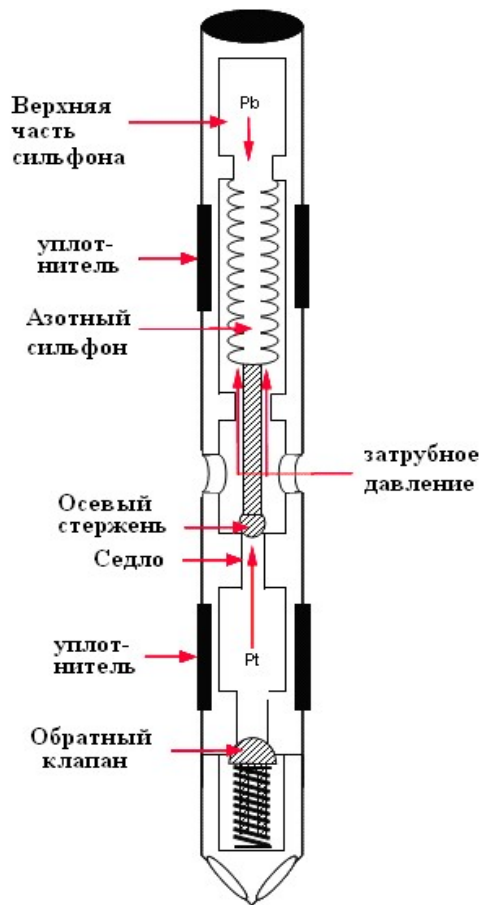
- Пружинный тип. Такой клапан действует от пружинной силы. В таком случае изменение температуры практически не влияет на эффективность клапана, но возможности калибровки давления открытия и закрытия клапана ограничиваются из-за присутствия большой погрешности.

- По типу азотного сильфона. При таком механизме роль пружины для закрытия и открытия клапана играет азотный сильфон. Он создает давление в клапане и сильную упругость. Процесс калибровки обычно проводится при стандартных условиях 60°F и 1 атм., потому что давление при этом механизме действия сильно зависит от температурных изменений. К таким условиям необходимо привести и давление открытия и закрытия клапана. Отмечается очень низкая погрешность при калибровке – до 2-5 psi.

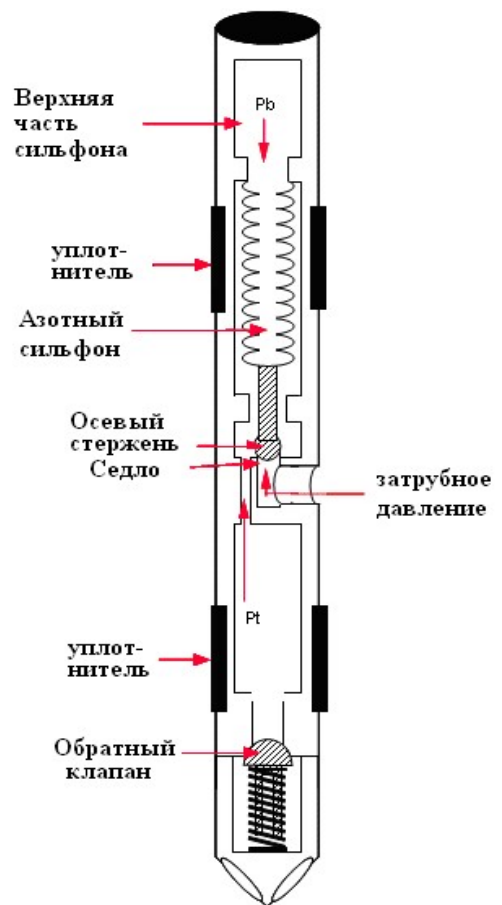
c. По принципу регулирования:

- Под действием давления сжатого газа в затрубном пространстве. В таком случае, именно это давление играет главную роль при открытии и закрытии клапана

- Под действием трубного давления в НКТ. Соответственно, в таком случае главная роль в процессе открытия и закрытия клапана принадлежит НКТ.



Газлифтный клапан действующий давления газа в затрубном пространстве



Газлифтный клапан действующий давления в НКТ

Рисунок 2.10 – Схема клапанов газлифта по принципу регулирования

3. Исследования на режимах сниженных расходов газлифтного газа и задача определения оптимального режима

3.1. Технические характеристики исследуемых скважины месторождений «Х» и «У»

С целью определения оптимального режима, повышения эффективности использования газлифтного газа на скважинах: 438Б/БК-6 М/Р «Х» и 308Б/РП-3 М/Р «У», проводились исследования на режимах сниженных расходов газлифтного газа. Их состояния представлены ниже в таблице 3.1 и таблице 3.2 соответственно.

Таблица 3.1 - Состояние скважины 438Б/БК-6 М/Р «Х»

Объект эксплуатации		Нижний Миоцен
Динамический уровень	дата	05/07/2015
	уровень,	2688
Результаты ГДИ	дата	10/04/2015
	Рпл, атм	134,8
	Рзаб, атм	120,21
	Тпл, °С	111
	К,	2,28
Текущий режим работы		Постоянный
Параметры работы	дата	05/07/2015
	Vгл,	5.000
	Рзатр, атм	66-80
	Рбуф, атм	18-20
	Туст, °С	37
	Qж,	56
	Qн, т/сут	44.4
	Обв., %	1
	Рж, м ³ /м ³	89
	Рн, м ³ /т	113

Таблица 3.2 - Состояние скважины 308Б/РП-3 М/Р «У»

Объект эксплуатации		Фундамент
Динамический уровень	дата замера	07/07/2015
	уровень, м	2852
Результаты ГДИ	дата замера	13/09/2014
	Рпл, атм	155,01
	Рзаб, атм	-
	Тпл, оС	92
	К, т/сут.атм	-
Текущий режим работы		Постоянный

Параметры работы	дата замера	07/07/2015
	V _{гл} , м ³ /сут	30.000
	P _{затр} , атм	75.1-77.5
	P _{буф} , атм	7.7-8.9
	T _{уст} , оС	37
	Q _ж , м ³ /сут	66
	Q _н , т/сут	20,6
	Обв., %	61,8
	R _ж , м ³ /м ³	455
	R _н , м ³ /т	1456

3.2. Результат исследования данных скважин месторождений «Х» и «У»

В период с 07/07/2015г. по 11/07/2015г. на БК-6 было проведено исследование скважины 438Б на режимах расхода газлифтного газа 5000, 10000, 15000, 20.000м³/сут. Результаты исследования представлены в таблице 3.3.

В период с 07/07/2015г. по 11/07/2015г. на РП-3 было проведено исследование скважины 308Б на режимах расхода гл.газа 20.000 и 25.000 м³/сут. Исследование скважины на режиме газлифтного газа 15.000 м³/сут. отменено из-за снижения дебита. Результаты исследования представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.3 - Результаты исследования скважины 438Б на разных режимах расхода газлифтного газа

Дата	P _б , ат	P _з , ат	T _у , оС	V _{гл} , м ³ /сут	q _ж , м ³ /сут	q _н , т/сут	Обв., %	R _ж , м ³ /м ³	R _н , м ³ /т	Нд, м (раб. Кл/ДК О)
05-07-15	18-20	66-80	38-44	5000	56	44.4	1	89	113	2688 (5/6)
07-07-15	18-20	65-71	42-45	10000	102	80.7	1	98	124	2696 (5/6)
09-07-15	18-20	65-66	42-45	15000	155	122.5	1	97	122	2627 (5/6)
10-07-15	18-20	65-66	42-45	20000	168	133.1	1	119	150	2667 (5/6)

Таблица 3.4 - Результаты исследования скважины 308/РП-3 на разных режимах расхода газлифтного газа.

Дата	Рб, ат	Рз, ат	Ту, оС	V _{гл} , м ³ /сут	q _ж , м ³ /сут	q _н , т/сут	Обв, %	Р _ж , м ³ /м ³	Р _н , м ³ /т	Нд, м (раб. Кл/ДКО)
07-07-15	7.7-8.9	75.1-77.5	37	30000	66	20.6	61.8	455	1456	2852 (3/4)
09-07-15	7.8-8.9	74.5-77.9	37	25000	58	17.6	62.6	431	1420	2786 (3/4)
11-07-15	7.1-10.3	73.8-77.4	37	20000	56	17.2	62.4	357	1163	2788 (3/4)

3.3. Расходные характеристики данных скважин и заключения на рекомендацию плана работ

Анализируя результаты исследования построением расходной характеристики для каждой скважины можно сделать рекомендации об оптимальных режимах расхода газлифтного газа. Расходная характеристика скважины 438Б/БК-6 представлена на рисунке 3.1.

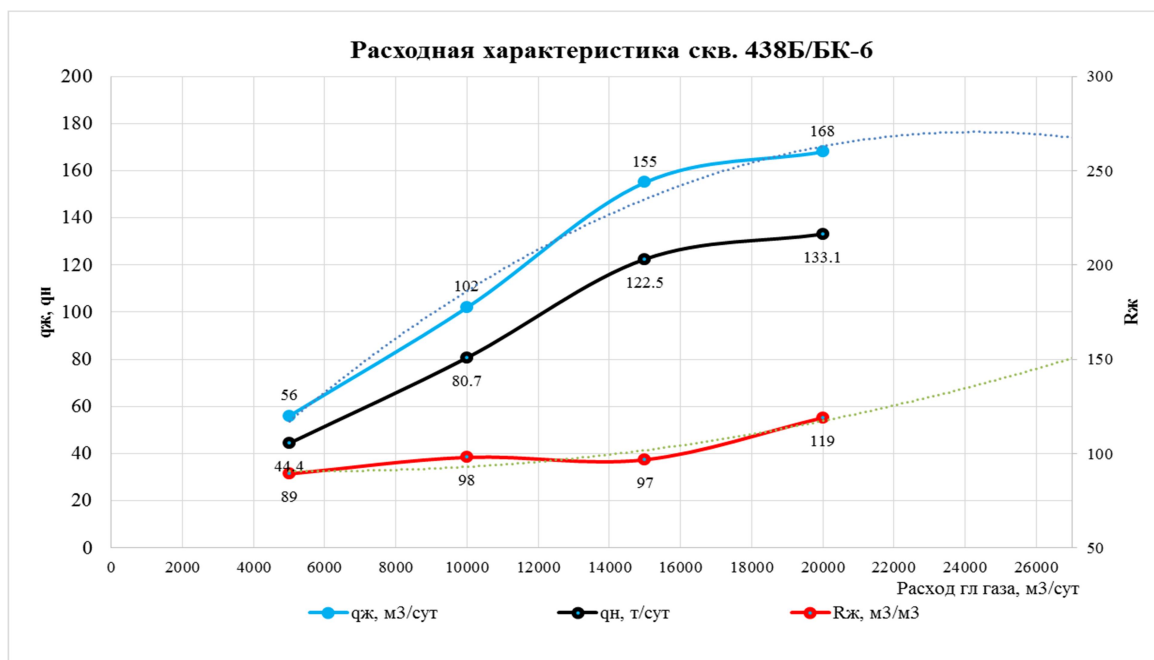


Рисунок 3.1 - Расходная характеристика скважины 438Б/БК-6

По полученным результатам можно сказать, что режим с расходом газлифтного газа $20.000\text{ м}^3/\text{сут}$ является самым оптимальным по следующим причинам: максимальный дебит жидкости, $Q_{ж} - 168\text{ м}^3/\text{сут.}$, и низкий удельный расход газлифтного газа, $R_{ж} - 119\text{ м}^3/\text{м}^3$, стабильное затрубное давление. По характерной линии зависимости $Q_{ж}$ от $V_{гп}$ можно отметить, что дальнейшее увеличение газлифтного газа не приводит к увеличению дебита.

На основании вышеизложенного анализа, можем рекомендовать режим расхода газлифтного газа $20.000\text{ м}^3/\text{сут.}$ (текущий режим $5.000\text{ м}^3/\text{сут.}$).

Расходная характеристика скважины 308Б/ПР-3 представлена на рисунке 3.2.

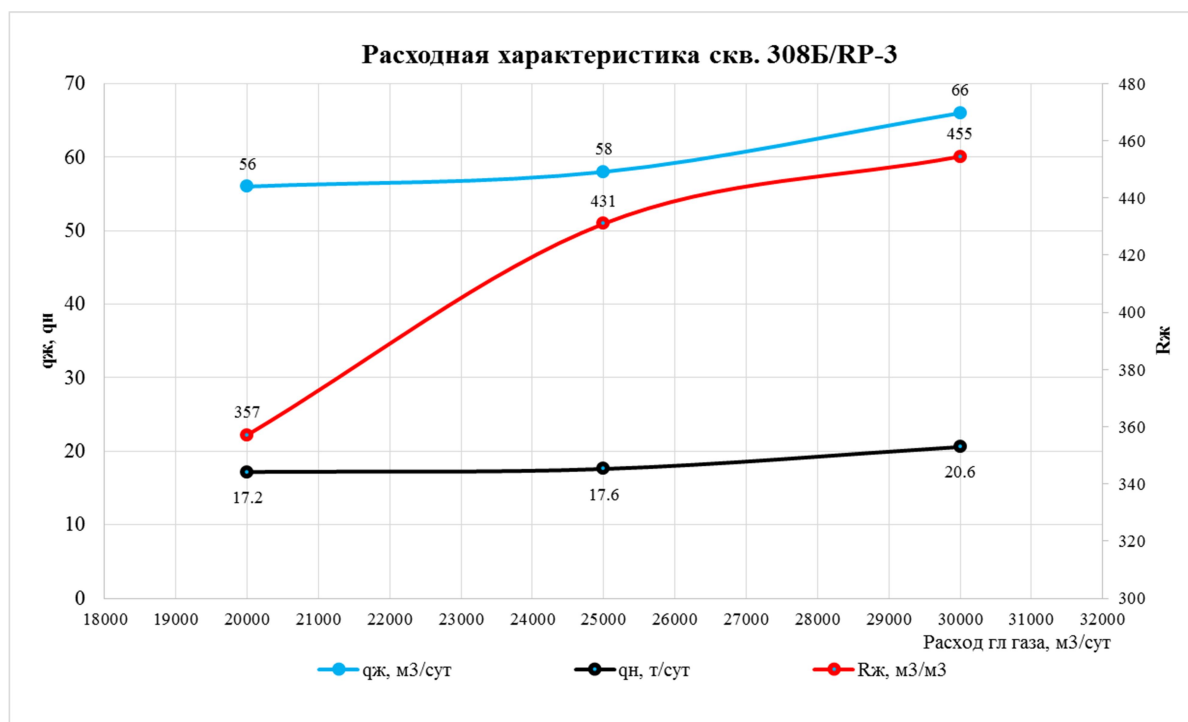


Рисунок 3.2 - Расходная характеристика скважины 308Б/ПР-3

По полученным результатам можно сказать, что режим с расходом газлифтного газа $30.000\text{ м}^3/\text{сут}$ является самым оптимальным по следующим причинам: максимальный дебит жидкости – $66\text{ м}^3/\text{сут.}$, и относительно низкий удельный расход газа по жидкости $R_{ж} - 455\text{ м}^3/\text{м}^3$ (меньше $1000\text{ м}^3/\text{м}^3$).

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Чан Динь Тан Сы

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	Цена реализации нефти, стоимость оборудования, материалов.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	Эксплуатационные затраты и затраты на амортизационные отчисления.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	Платежи и налоги: НДС, роялти, налог на экспорт, налог на прибыль, страховые взносы.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Планирование и формирование бюджета научных исследований.	Расчет затрат на проведение мероприятия по замене НКТ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Чан Динь Тан Сы		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Основания для расчета

В данной работе были проведены анализы исследования скважин на режимах сниженных расходов газлифтного газа. Решение этой задачи возможно при эксплуатации скважин с большим диаметром НКТ, с максимально выгодным удельным расходом газа.

В ходе выполнения работы был проведен расчет затрат на замену НКТ большего диаметра.

Таблица 4.1 - Исходные данные для расчёта

Показатель	Значение
Дополнительная добыча за счёт проведения обработки $Q_{\text{доп}}$, т/год	7300
Себестоимость добычи нефти, руб/т	14676,2
Товарная цена на нефть, руб/т	25496
Ставка налога на прибыль, %	28
Налог на недра, %	18
Налог на экспорт, %	5

4.2. Затраты на материалы

Расчет стоимости материалов на проведение работ представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, м ³ /год	Цена за единицу, руб./ Стоимость, руб. за 1 м ³	Стоимость материалов, руб.
Газ высокого давления,	4892525	1,939	410400
ИТОГО			410400

4.3. Затраты на использование специальной техники

Затраты на использование специальной техники определяются по формуле:

$$Z_{\text{спец.тех}} = \sum (T_{\text{исп.т}} \times C_{\text{ст.м}}) \quad (4.1)$$

Где $T_{\text{исп.т}}$ – время использования m -ой спецтехники, час;

$C_{\text{ст.м}}$ – стоимость одного часа работы m -ой специальной техники, руб/час.

Таблица 4.3 - Исходные данные для расчета затрат на используемую спецтехнику

Спецтехника	Время работы, час	Стоимость одного часа работы, руб/час
Ключ буровой автоматический	50	160
Талевая система	70	250
Насос TWS-500	20	195
Ротор Р-560	50	180
Трубовоз	10	138
ИТОГО		39780

$$Z_{\text{спец.тех}} = 50 \times 160 + 70 \times 250 + 20 \times 195 + 50 \times 180 + 10 \times 138 = 39780 \text{ руб.}$$

4.4. Затраты на оплату труда

Затраты на оплату труда определяются по формуле:

$$Z_{\text{зп}} = \sum c_{ri} \times t \times k_{\text{пр}} \times k_{\text{рк}} \times k_{\text{стр.вз}}, \quad (4.2)$$

где c_{ri} – часовая тарифная ставка i -го рабочего n -го разряда;

t – норма времени, час;

$k_{\text{пр}}$ – размер премии;

$k_{\text{рк}}$ – районный коэффициент;

$k_{\text{стр.вз}}$ – страховые взносы.

Таблица 4.4 – Исходные данные для расчёта затрат бригады КРС

Рабочая бригада	Разряд	Кол-во	Тарифная ставка, руб/час	Норма времени и на проведение мероприятия, час	Премия ,	Заработная плата с учетом надбавок, руб.

Мастер		1	31,9	60	1,8	3445,2
Бурильщик	6	1	21,9	60	1,8	2365,2
Помощник бурильщика	4	4	18,4	60	1,8	7948,8
Рабочие		10	14,7	60	1,8	15876
Всего						29635,2
Дополнительная заработная плата		7,9%				2341,2
ИТОГО						31976,4
Страховые взносы		30%				9592,92

4.5. Затраты на проведение мероприятия

Затраты на проведение мероприятия представлено в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Затраты на проведение мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	410400
2. Затраты на оплату труда	31976,4
3. Страховые взносы 30%	9592,92
4. Затраты на оборудование	39780
Итого основные расходы	491749,32

4.6. Общий расчет сметной стоимости

Общий расчет сметной стоимости представлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Общий расчет сметной стоимости

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объём		Полная сметная стоимость, руб.
		Ед. изм	Количество	
Основные расходы (ОР):				491749,32
II	Накладные расходы	% от ОР	10	49174,9
Итого: основные и накладные расходы (ОР+НР)				540924,2
III	Плановые накопления	% от НР+ОР	15	81138,63

V	Резерв	% от ОР	3	14752,5
Итого сметная стоимость				636815,33

4.7. Расчёт выручки от реализации

Выручка от реализации данного мероприятия обусловлена получением дополнительной добычи нефти в результате замены типов НКТ, поэтому выручка от реализации продукции (В) можно вычислить как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти.

Товарная цена на нефть, руб /бар во Вьетнаме: 65 дол/баррель = 408,8 дол/м3 = 25496 руб/м3.

$$B = Q_{\text{доп}} \times C, \quad (4.3)$$

где $Q_{\text{доп}}$ – дополнительная добыча нефти, м3 /год;

C – цена реализации одной тонны нефти, руб.

$$B = 7300 \times 25496 = 186120800 \text{ руб.}$$

4.8. Расчет экономической эффективности

Расчет экономической эффективности проведения обработки кислотными составами основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом:

$$\Pi = B - R - \text{Э} - N - Z_{\text{сп}}, \quad (4.4)$$

где: Π – прибыль;

B – выручка от реализации дополнительного объема нефти, полученного в результате проведенного мероприятия;

R – налог на недра (18% от выручки);

Э – налог на экспорт (5 % от выручки);

N – налог на прибыль (28% от расчетной прибыли, Pr);

➤ В свою очередь расчетная прибыль определяется по формуле:

$$\begin{aligned} \Pi &= 186120800 - 0,18 \times 186120800 - 0,05 \times \\ &186120800 - 0,28 \times 143313016 - 636815,33 = 102548556,2 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Таблица 4.7 – Результаты расчёта экономической эффективности

Показатель	Значение
Дополнительная добыча нефти, т	7300
Затраты на замену типа труб, руб.	636815,33
Выручка от реализации В, руб.	186120800
Чистая прибыль от мероприятия, руб.	102548556,2

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Чан Динь Тан Сы

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Методы уменьшения удельного расхода при изменении диаметра НКТ при оптимальном режиме
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ вредных факторов - Физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты.	- Отклонение показателей климата на открытом воздухе; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации.
2. Анализ опасных факторов - Механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники,	- электрический ток; - пожаровзрывобезопасность.

<p>средства защиты);</p> <ul style="list-style-type: none"> - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	
<p>3. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны; - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на геологическую среду; - мероприятия по охране окружающей среды.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Для ликвидации потенциально возможных аварий, на всех объектах нефтедобычи разрабатываются планы (ПЛВА). ПЛВА составляются, учитывая правила безопасности в газовой и нефтяной промышленности.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Охрана труда и безопасность персонала.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Чан Динь Тан Сы		

5. Социальная ответственность

5.1. Анализ вредных факторов

5.1.1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат на скважинах изменяется в зависимости от времени года.

Его можно охарактеризовать по следующим показателям:

- температура воздушной массы;
- относительная влажность;
- скорость движения воздушной массы;
- интенсивность тепловой энергии нагретых поверхностей.

Месторождение «Х» имеет свои климатические особенности, которые представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Особенности климата на месторождении «Х»

Период года	Время	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздушного потока, м/с
Холодный (сухой)	Ноябрь - март	22 - 27	65 - 68	10 - 20
Теплый (влажный)	Апрель - октябрь	26 - 32	87 - 89	30 - 60

5.1.2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Работники подвергаются действию опасных газов (CO₂, H₂S) во время деятельности. Угарный газ (CO₂) образуется в результате неполного сгорания топлива, его можно встретить в попутном газе.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), указанных в нормативах СРВ: QCVN 19: 2009/VTNMT. Для CO₂ ПДК = 1000 мг/м³. H₂S является веществом третьего класса, ПДК установлен на уровне 7,5 мг/м³ [11].

5.1.3. Повышенный уровень шума

При эксплуатации газлифтных скважин наблюдается повышенный уровень шума и вибрации. В результате длительного воздействия шума иммунные реакции организма и резистентность к инфекционным агентам снижается. Показательным фактором является то, что на местах нефтедобычи уровень заболеваемости простудными и инфекционными заболеваниями выше обычного на 20-50%. Согласно QCVN 26: 2010/BTNMT шум на морской платформе не должен превышать 70 дБА с 6 до 21ч и 55 дБА с 21 до 6 ч. [12].

Для снижения шумового фона применяются как коллективные методы, такие как экранирование рабочей зоны и звукоизоляция, так и индивидуальные средства защиты – наушники, вкладыши.

5.1.4. Повышенный уровень вибрации

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений.

Все это ведет к снижению производительности труда. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции. Согласно QCVN 27: 2010/BTNMT, уровень вибрации в данном рабочем месте не должен превышать 70 дБ с 6 до 21ч и 60 дБ с 21 до 6ч. [14].

5.2. Анализ опасных факторов

5.2.1. Электрический ток

Одним из наиболее опасных факторов при эксплуатации газлифтных скважин является поражение электрическим током. Ток является опасным, так как 20 – 100 Гц – ток наиболее опасен. Поэтому результатом воздействия на

организм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть [13].

Выделяют несколько видов электротравм: электрический ожог, металлизация кожи, механические повреждения, электрические знаки. Особую опасность представляют ожоговые травмы. Обычно они появляются в местах контакта с токовым проводником и приводят к кровотечениям и омертвлению тканей. При электроожогах лечение длится дольше в сравнении с термическими травмами, прогноз менее благоприятный.

В следствие прохождения электрического тока через тела, мышцы рефлекторно сокращаются. Возможен разрыв кровеносных сосудов, нервов, вывихи и переломы.

Электрические метки появляются, если в области вхождения тока в тело присутствует металлический предмет, например, запонки или ремни. Форма метки может быть различной, но болевых ощущений она не вызывает.

Для защиты от поражения электрическим током используют следующие средства защиты:

- коллективные, такие как изоляция проводов, предупреждающие знаки, сигнализация и блокировка, контроль изоляции, заземление, автоматическое отключение;
- индивидуальные средства защиты, например, диэлектрические перчатки, изолирующие подставки, инструменты с изолированными рукоятками.

5.2.2. Пожаровзрывобезопасность

Возможно образование взрывоопасной воздушной смеси при скоплении газа в газораспределительных будках, происходящем при прохождении газа через сальники вентилях и фланцевые соединения. Установка обратного клапана является обязательной для предупреждения попадания газа в автоматическую газораспределительную батарею (БГРА) по трубопроводу из скважины.

Образование такой смеси опаснее в зимний период, когда окна и двери газораспределительных будок закрыты. Зимой также происходит образование гидратных пробок при замерзании конденсата в батареях и газопроводах. Из-за этого повышается давление в трубопроводах, что может привести к их разрыву.

Необходима соответствующая вентиляция помещения для предотвращения появления взрывоопасной ситуации. Нужно постоянно контролировать исправность сосудов для конденсата и сальниковых набивок вентиляей. Помещение должно быть утеплено для избегания замерзания конденсата в батареях.

На взрывопожароопасных объектах руководством предприятия должен быть разработан план ликвидации возможных аварий (ПЛА), в котором с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, исключению загораний или взрывов, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии [15].

В целях уменьшения вероятности воспламенения газа в будках на местах эксплуатации газлифтных скважин, применяют следующие меры безопасности:

- установка электроосвещения наружного электроосвещения будок вместо внутреннего;
- установка необходимых электроприборов за будкой (рубильники, печи);
- использование инструментов, не образующих искр, при проведении внутреннего ремонта будок;
- использовать открытый огонь и курить в будке категорически запрещается;
- запрет курения и использования любого открытого огня внутри будки;
- использование только огнестойких материалов для конструкции будки.

5.3. Экологическая безопасность

На месторождениях СП «А» охране окружающей среды уделяется повышенное внимание. Минимизация негативного воздействия техногенных процессов – основное направление предприятий по охране окружающей среды при добыче нефти. Чтобы разработать оптимальную стратегию мероприятий, направленных на снижение, предотвращение и ликвидацию негативных последствий техногенных процессов, очень важно определить источники, пути и характер отрицательного влияния объектов нефтепромышленности на окружающую среду, а также отслеживать текущую актуальную информацию о геологической среде и разрабатывать прогнозы её развития.

Выделяют следующие действия по охране окружающей среды при разработке нефтяных месторождений: рациональное использование земель и пресных вод; предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, земли и воздуха различными нефтепродуктами (газообразными и жидкими), химическими реагентами, промышленными сточными водами.

Основными предприятиями по охране окружающей среды являются:

- полная утилизация сточных промышленных вод с помощью её закачивания в поглощающие пласты или продуктивные воды;
- обработка антисептиками сточных вод перед закачкой в продуктивные для предотвращения заражения сульфатвосстанавливающими бактериями, выделяющими сероводород в воду и нефть;
- внедрение герметизированной системы сбора, подготовки продукции скважин и промышленного транспорта;
- применение замкнутых систем газоснабжения при эксплуатации скважин и полная утилизация попутного газа;
- своевременная ликвидация нефти при разливе, подготовка нефтеловушек в требуемых местах;
- создание сети пунктов контроля состояния вод;

- корректная организация технологического процесса для избегания попадания химических веществ, применяемых для увеличения отдачи нефти, в окружающую среду.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Для ликвидации потенциально возможных аварий, на всех объектах нефтедобычи разрабатываются планы (ПЛВА). ПЛВА составляются, учитывая правила безопасности в газовой и нефтяной промышленности, и должны включать в себя следующие пункты:

- лист потенциальных аварийных ситуаций на объекте;
- способы информирования в случае аварийной ситуации (сирена, громкоговорящая связь, световая сигнализация и др.), пути эвакуации из опасных мест в соответствии с характером аварии;
- порядок действия ответственных лиц технического персонала при эвакуации и проведении других мероприятий;
- список ответственных лиц и порядок их оповещения в случае аварии;
- пути ликвидации на начальном этапе чрезвычайной ситуации;
- список и расположение средств индивидуальной защиты, аварийной спецодежды и инструментов;
- лист пожарного инвентаря;
- акты испытания СИЗ, связи, заземления;
- схема и график по сбору проб воздушной среды;
- технологическая схема объекта;
- ежегодный график проведения учебных мероприятий для предотвращения потенциальных аварий.

Обычно план ликвидации аварий составляется и утверждается раз в пять лет. Работники должны участвовать в учебных занятиях по ликвидации аварийных ситуаций каждый месяц, в соответствии с разработанным графиком. Должна вестись отчётность, результаты занятий фиксируются и подписываются ответственным лицом.

Для того, чтобы работники были готовы к противодействию при ядерной, биологической и химической атаки, должны регулярно проводиться занятия и учебные тревоги. Выделяют следующие основные задачи гражданской обороны на предприятиях:

- осуществление защиты рабочих, служащих и населения при биологической, ядерной или химической атаке;
- должна производиться работа по повышению устойчивости деятельности предприятия, его системы энергообеспечения, системы связи и транспортной системы на период чрезвычайных ситуаций;
- обеспечение надежно функционирующей системы оповещения;
- проведение занятий по алгоритмам действия в случае ЧС и применению индивидуальных защитных средств.

На предприятии рекомендуется иметь сформированные отряды гражданской обороны, отряды спасателей, связистов, сандружину и т.п. для обеспечения эффективных действий при возникновении опасности.

5.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На месторождении «Х» действуют следующие нормативные документы СП «А»:

- инструкция по охране труда;
- инструкция по противопожарной безопасности на объектах.

В соответствии с правилами безопасности в нефтегазовой промышленности, для обеспечения безопасности и охраны труда на предприятии, должны выполняться нижеперечисленные требования:

- до работы допускается только персонал, успешно прошедший медосмотр, инструктаж и обучение;
- должен быть обозначен порядок эксплуатации и изготовления оборудования и инструментов, оборудование должно проверяться регулярно в надлежащий срок, персоналу должны быть предоставлены все необходимые инструкции, средства регулирования и защиты;

- разработка, установка, ремонт и использование электрооборудования должны происходить в соответствии с установленной техникой безопасности;

- должны быть определены зоны взрывоопасности объектов, оборудования.

Руководители, главные специалисты, а также специалисты техконтроля должны осуществлять технические и санитарно-гигиенические мероприятия, чтобы поддерживать безопасность на объекте, а также осуществлять контроль соблюдения техники безопасности персоналом и своевременно проводить инструктаж.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрена актуальная задача снижения расхода газлифтного газа с целью определения оптимального режима работы для месторождений Вьетнама при эксплуатации скважин газлифтным способом. Особое внимание уделено газлифтной эксплуатации скважин, указаны преимущества технологического характера и ряд осложнений, которые возникают при эксплуатации скважин, это рост обводненности, образование асфальтосмолопарафиновых отложений, высокие показатели удельного расхода газа.

В результате анализа показателей работы скважин, с целью определения оптимального режима, повышения эффективности использования газлифтного газа, представлены рабочие значения на скважинах: 438Б/БК-6 М/Р «Х» и 308Б/ПР-3 М/Р «У», соответственно эти данные использовались для исследований на режимах сниженных расходов газлифтного газа. В ходе исследования на данных скважинах производились различные режимы расхода газлифтного газа, которые дали положительные значения при определении дебита. В результате анализа исследования, были построены расходные характеристики для каждой скважины, на основании которых, можно сделать рекомендации об оптимальных режимах расходного газлифтного газа. А именно для скважины 438Б/БК-6, рекомендовать сохранить режим расхода газлифтного газа $20.000 \text{ м}^3/\text{сут.}$, что позволяет получить наибольший дебит жидкости, $Q_{ж} - 168 \text{ м}^3/\text{сут.}$, и относительно низкий удельный расход газлифтного газа $R_{ж} - 119 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Для скважины 308Б/ПР-3, рекомендовать сохранить режим расхода газлифтного газа $30.000 \text{ м}^3/\text{сут.}$, что также позволяет получить наибольший дебит $Q_{ж} - 66 \text{ м}^3/\text{сут.}$, и низкий удельный расход газлифтного газа $R_{ж} - 455 \text{ м}^3/\text{м}^3$, в обоих случаях стоит учитывать стабильное затрубное давление.

Газлифтный способ играет важную роль при эксплуатации скважин и широко применяется в настоящее время на месторождениях Вьетнама. Технология снижения расхода газлифтного газа приемлема в планах работ по

повышению эффективности эксплуатации газлифтных скважин с определением оптимального режима для несколько месторождения Вьетнама.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. НИПИморнефтегаз. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Х» (2012г.). – М.:СП «А», 2012. – 750 с
2. Нгуен Хыу Бинь. Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Х [Текст] / Нгуен Хыу Бинь // Томский политехнический университет – 2012 г.
3. Гаврилов, В.П. Арешев Е.Г, Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М., Нефть и газ, 1988. – 285с.
4. Характер пустотности с состав пород нефтесодержащего фундамента шельфа южного Вьетнама/ Е.Г. Арешев, В.П. Гаврилов, В.В.Поспелов и др. – 1996. 27– 29 с.
5. Технологическая схема разработки центрального участка месторождения Y / Нгуен Ван Дык, Иванов А.Н., Карапетов Р.В. и др. – Вунгтау: СП “А” НИПИморнефтегаз, 2014. – 282 с.
6. Хо Нам Чунг. Повышение эффективности эксплуатации скважин месторождений СП "А". Дисс.канд.техн.наук. 25.00.17.-Уфа, 2008. – 150 с.
7. Акрамов Т. Ф., Яркеева Н. Р. БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНОВЫХ, АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫХ КОМПОНЕНТОВ НЕФТИ. Разработка нефтяных и газовых месторождений 2017, т. 15, № 4. 67-72 с.
8. Лыонг Ван Фо. -. Эффективность эксплуатации скважин газлифтным способом на месторождении "Х" (Вьетнам) [Электронный ресурс] // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. - Томск: ТПУ, 2013 - Т. 1 - С. 745-748.
9. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, часть 2 / В.Н. Арбузов // М.: Наука, 2012. –272 с.
10. Особенности геологии и разработки залежи фундамента месторождения Х / Л.Д. Чан, В.Х. Чан, Д.Х. Фунг, В.К. Хоанг, Э.В. Северинов, А.Н. Иванов – 2006. 24 – 26 с.

11. QCVN 19:2009/BTNMT. National Technical Regulation on Industrial Emission of Inorganic Substances and Dusts.
12. QCVN 26: 2010/BTNMT. National Technical Regulation on Noise.
13. Отчет о научно-исследовательской работе «Уточненной генеральной схемой разработки и обустройства месторождения X», Вунгтау, 2013 г. - 352-355с.
14. QCVN 27:2010/BTNMT. National Technical Regulation on Vibration.
15. Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».