

Министерство высшего и среднего специального образования
Республики Узбекистан
Каршинский инженерно-экономический институт



Отдел магистратуры

В правах рукописи
УДК 622.276

Турдиев Шахбоз Шермамат угли

**«Исследование и разработка технологии восстановления
продуктивности скважин осложненных отложениями
асфальтосмолистых веществ»**

Специальность: 5А311901-Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

Диссертационная работа на соискание академической степени
магистра

Научный руководитель:

 доц. Т.Н.Ярбобоев

«15» июнь 2015 год

Карши – 2015

«Утверждаю»
Зав. Кафедры «РЭНГМ»
Эрматов Н.Х.
« 15 » июн 20 15 год

ПЛАН-ЗАДАНИИ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ МАГИСТОРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

В мае 2015 года предоставить диссертационную работу на тему «Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности скважин осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ» утвержденный постановлением «20» 11.2013, на заседании кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Каршинского инженерно – экономического института в оконченном виде под надзором научного руководителя Ярбобоева Т.Н., Турдиевым Ш.Ш.

Сравнительная оценка эффективности методов борьбы АСПО в скважинах с высокопарафинистой нефтью на месторождениях ОАО «Джаркурганнефть». Повышение эффективности добычи парафинистых высоковязких нефтей глубиннонасосными установками на основе научно-технически обоснованных технологий эксплуатации и ремонтов скважин.

В диссертации будут использованы: графики, рисунки и таблицы.

Окончание первой копии магистерской диссертации

Глава – 1. Современное состояние технологии предупреждения и предотвращения отложения асфальтосмолистых веществ 10.06.13 – 01.07.14 гг.

Глава – 2. Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в добывающих скважинах 01.07.14 – 10.12.14 гг.

Глава – 3. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в добывающих скважинах 01.07.14 – 10.12.14 гг.

Задание выданной научным руководителем в _____ 2015 года после предзащиты:

1. Проработать все з навет
2. Укомплектовать работу
3. Добавить спайк опережняющей
общей свод.

Задание получил Ш.Ш. Турдиев Турдиев Ш.Ш. «15» июнь 2015 г.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА I.....	12
Современное состояние технологии предупреждения и предотвращения отложения асфальтосмолистых веществ	12
1. Тяжелые органические соединения нефти	12
2. Современные проблемы добычи высоковязкой нефти	15
3. Современное состояние методов интенсификации добычи нефти.....	17
4. Краткая характеристика геологического строения и установленная нефтегазоносность района.....	20
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика	20
4.2. Тектоническая особенность осадочного чехла	24
4.3. Установленная нефтегазоносность	32
5. Геологическая характеристика месторождений Сурхандарьинского НГР	37
ГЛАВА II.....	49
Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в добывающих скважинах	49
1. Факторы, влияющие на интенсивность образования АСПО.....	50
2. Снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы	52
3. Динамика давления в подъемных трубах и ее влияние на выпадение парафина.....	53
4. Влияние скорости движения газонефтяной смеси на отложения АСПО	59
5. Влияние шероховатости стенок труб на отложения АСПО	61
6. Влияние физико-химического состава нефти на процесс парафинообразования	62
ГЛАВА III	67
Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в добывающих скважинах	67
1. Методы борьбы с отложениями парафина в фонтанных скважинах.....	67
2. Тепловые методы	68
3. Физические методы.....	69
4. Вибрационные методы	73
5. Химические методы	73
6. Методы определения эффективности ингибиторов	75
7. Механические методы	81
8. Применение гладких защитных покрытий.....	82
9. Особенности применения методов предупреждения образования АСПО при эксплуатации ШСНУ	85
9.1. Термические методы.....	85
9.2. Химические методы	87
9.3. Механические методы	88
9.4. Применение труб с покрытиями.....	89

10. Результаты практических исследований по восстановлению продуктивности скважин осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ в объектах ОАО «Джаркурганнефть»	90
ВЫВОДЫ	94
ЛИТЕРАТУРА	97

Аннотация

Актуальность работы. Одной из актуальных проблем нефтяной отрасли является повышение эффективности эксплуатации скважин. Особую актуальность она приобретает при разработке залежей аномальных (неньютоновских) нефтей, где эксплуатация скважин осложняется проявлением аномалий вязкости и подвижности нефти, образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и высоковязких эмульсий в призабойной зоне пласта (ПЗП). Кроме того, аномальные нефти, как правило, содержат в своем составе сероводород, что вносит дополнительные осложнения при эксплуатации скважин.

Применяемые методы воздействия, препятствующие отложению солей, АСПО и коррозии, в основном базирующиеся на кислотных обработках в сочетании с использованием лучших известных ПАВ и ингибиторов коррозии, оказались недостаточно эффективны.

Успешность решения вышеуказанной проблемы во многом зависит от разработки и внедрения новых химических реагентов и технологических вариантов предупреждения и технологии предотвращения отложения асфальтосмолистых веществ и восстановления продуктивности во всех без исключения процессах нефтедобычи, начиная от вскрытия продуктивного пласта и кончая консервацией или ликвидацией скважин.

Ряд авторов справедливо полагает, что появление скин-фактора в ПЗП добывающей скважины связано с отложениями асфальтосмолистых веществ (АСВ). Вместе с тем, на сегодняшний день практически не разработаны простые и надежные методы диагностики наличия или отсутствия тяжелых компонентов нефти в ПЗП. Таким образом, разработка методики выявления скважин, снизивших свою продуктивность вследствие осаждения АСВ, является весьма актуальной задачей. Применение адресных комплексных технологий воздействия на ПЗП с

учетом природы снижения проницаемости позволит увеличить дебиты скважин и снизить себестоимость продукции.

Цель исследования. Сравнительная оценка эффективности методов борьбы АСПО в скважинах с высокопарафинистой нефтью на месторождениях ОАО «Джаркурганнефть». Повышение эффективности добычи парафинистых высоковязких нефтей глубиннонасосными установками на основе научно-технически обоснованных технологий эксплуатации и ремонтов скважин.

Задачи исследования:

1. Механизма формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в добывающих скважинах

2. Изучение влияния высоковязких нефтей на производительности добывающих скважин.

2. Оценка степени эффективности борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в добывающих скважинах.

3. Разработка рекомендаций по технологии борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в добывающих скважинах на месторождениях ОАО «Джаркурганнефть».

Объектом исследования является высокопарафинистые месторождения ОАО «Джаркурганнефть», предметом исследования – повышение производительности скважин химическими методами обработки.

Методы исследований. Для получения основных результатов работы исследовать как теоретические аспекты, так и результаты опытно-промышленных испытаний. При выполнении работы используются научные труды отечественных и зарубежных специалистов, материалы научно-технических конференций и семинаров. Обработка результатов опытно-промышленных испытаний осуществляется при помощи персональных компьютеров.

В качестве исходных данных используются фактические материалы, полученные в процессе добычи и выполнения научно-исследовательской работы по применению методов очистки скважинного оборудования на

фонде скважин ОАО «Джаркурганнефть».

Научная новизна и практическая значимость результатов исследования:

1. Выявлены пороговые значения термодинамических параметров (давления, температуры), структурно-групповой состав нефти, изменение технологических факторов ($P_{заб}$, $P_{пл}$), определяющие степень опасности поражения скважинного оборудования отложениями АСВ в условиях объектов исследования.

2. На основе теоретических представлений о растворении тяжелых компонентов нефти осуществим выбор состава растворителя для обработки скважин, осложненных отложениями АСВ, на объектах исследования.

Рекомендации по использованию результатов исследования.

Результаты исследований могут быть использованы при разработки проектов по повышению эффективности добычи парафинистых высоковязких нефтей на месторождениях, осложненных осаждением высокомолекулярных соединений в скважинных оборудованьях.

Материалы диссертационной работы могут быть использованы при проведении занятия для студентов направления «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Одной из актуальных проблем нефтяной отрасли является повышение эффективности эксплуатации скважин. Особую актуальность она приобретает при разработке залежей аномальных (неньютоновских) нефтей, где эксплуатация скважин осложняется проявлением аномалий вязкости и подвижности нефти, образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и высоковязких эмульсий в призабойной зоне пласта (ПЗП). Кроме того, аномальные нефти, как правило, содержат в своем составе сероводород, что вносит дополнительные осложнения при эксплуатации скважин.

Применяемые методы воздействия, препятствующие отложению солей, АСПО и коррозии, в основном базирующиеся на кислотных обработках в сочетании с использованием лучших известных ПАВ и ингибиторов коррозии, оказались недостаточно эффективны.

Успешность решения вышеуказанной проблемы во многом зависит от разработки и внедрения новых химических реагентов и технологических вариантов предупреждения и технологии предотвращения отложения асфальтосмолистых веществ и восстановления продуктивности во всех без исключения процессах нефтедобычи, начиная от вскрытия продуктивного пласта и кончая консервацией или ликвидацией скважин.

Ряд авторов справедливо полагает, что появление скин-фактора в ПЗП добывающей скважины связано с отложениями асфальтосмолистых веществ (АСВ). Вместе с тем, на сегодняшний день практически не разработаны простые и надежные методы диагностики наличия или отсутствия тяжелых компонентов нефти в ПЗП. Таким образом, разработка методики выявления скважин, снизивших свою продуктивность вследствие осаждения АСВ, является весьма актуальной задачей. Применение адресных комплексных технологий воздействия на ПЗП с

учетом природы снижения проницаемости позволит увеличить дебиты скважин и снизить себестоимость продукции.

Цель исследования. Сравнительная оценка эффективности методов борьбы АСПО в скважинах с высокопарафинистой нефтью на месторождениях ОАО «Джаркурганнефть». Повышение эффективности добычи парафинистых высоковязких нефтей глубиннонасосными установками на основе научно-технически обоснованных технологий эксплуатации и ремонтов скважин.

Задачи исследования:

1. . Изучение механизма формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в добывающих скважинах
2. Изучение влияния высоковязких нефтей на производительности добывающих скважин.
3. Оценка степени эффективности борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в добывающих скважинах.
4. Разработка рекомендаций по технологии борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в добывающих скважинах на месторождениях ОАО «Джаркурганнефть».

Гипотеза исследования. Химические методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями является одним из эффективных методов при добычи высоковязких нефтей.

Объектом исследования является высокопарафинистые месторождения ОАО «Джаркурганнефть», предметом исследования – повышение производительности скважин химическими методами обработки.

Степень изученности проблемы. Вопросами научного обоснования и практического внедрения различных методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пласта посвящен не один десяток работ. Большой вклад в решение этой проблемы внесли работы Антониади Д.Г., Вахитова Г.Г., Гарушева А.Р., Горбунова А.Т., Ишкаева Р.К., Максимова М.М, Мухаметшина В.Ш., Сургучева М.Л., Телкова А.П., Федорова К.М., Шахвердиева А.Х., и других исследователей и промысловых работников.

Большой объем исследовательской работы выполнили по этой

проблеме Адонин А.Н., Чурбанов Г.Б., Зайцев Ю.В., Кучумов Р.Я., Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Щуров В.И. Ими рассмотрены различные теоретические, экспериментальные, энергетические и другие стороны проблемы выбора способа добычи нефти.

Методы исследований. Для получения основных результатов работы исследовать как теоретические аспекты, так и результаты опытно-промышленных испытаний. При выполнении работы используются научные труды отечественных и зарубежных специалистов, материалы научно-технических конференций и семинаров. Обработка результатов опытно-промышленных испытаний осуществляется при помощи персональных компьютеров.

В качестве исходных данных используются фактические материалы, полученные в процессе добычи и выполнения научно-исследовательской работы по применению методов очистки скважинного оборудования на фонде скважин ОАО «Джаркурганнефть».

Научная новизна и практическая значимость результатов исследования:

1. Выявлены пороговые значения термодинамических параметров (давления, температуры), структурно-групповой состав нефти, изменение технологических факторов ($P_{заб}$, $P_{пл}$), определяющие степень опасности поражения скважинного оборудования отложениями АСВ в условиях объектов исследования.

2. На основе теоретических представлений о растворении тяжелых компонентов нефти осуществим выбор состава растворителя для обработки скважин, осложненных отложениями АСВ, на объектах исследования.

Практическая ценность работы. Результаты исследований могут быть использованы при разработки проектов по повышению эффективности добычи парафинистых высоковязких нефтей на месторождениях, осложненных осаждением высокомолекулярных

соединений в скважинных оборудованях.

Материалы диссертационной работы могут быть использованы при проведении занятия для студентов направления «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Краткое содержание диссертационной работы.

Во введении обоснованы актуальность и важность проблемы, сформулированы научная новизна, практическая ценность работы, определены задачи и методы исследований.

В первой главе рассмотрено современное состояние применения методов интенсификации притока высоковязких нефтей. Приведена краткая характеристика геологического строения и установленная нефтегазоносность района.

Во второй главе рассмотрены механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в добывающих скважинах. Приведены факторы, влияющие на интенсивность образования АСПО.

В третьей главе приведены различные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в добывающих скважинах: тепловые методы, физические методы, вибрационные методы, химические методы, механические методы. Рассмотрены Результаты практических исследований по восстановлению продуктивности скважин осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ в объектах ОАО «Джаркурганнефть».

ГЛАВА I

Современное состояние технологии предупреждения и предотвращения отложения асфальтосмолистых веществ

1. Тяжелые органические соединения нефти

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов (ТИЗ), к которым относится тяжёлая нефть с вязкостью 30 мПа·с и выше. Запасы таких видов нефти составляют не менее 1 трлн. тонн, что более чем в пять раз превышает объём остаточных извлекаемых запасов нефти малой и средней вязкости. Во многих промышленно развитых странах мира тяжёлая нефть рассматривается в качестве основной базы развития нефтедобычи на ближайшие годы. Наиболее крупными запасами тяжёлой и битуминозной нефти располагает Канада и Венесуэла, а также Мексика, США, Кувейт, Китай, Россия.

На долю нефти приходится более 30% современного мирового потребления топливно-энергетических ресурсов. Можно уверенно прогнозировать на ближайшие десятилетия невозможность создания новых крупных мощностей для изменения структуры добычи и потребления этих ресурсов. Мировой финансовой кризис некоторых крупнейших нефтедобывающих странах мира, падение цены на нефть еще дальше отодвигают перспективы решения проблемы производства альтернативных источников энергии. Поэтому стабильные поставки нефти будут еще долго играть важнейшую роль в развитии экономического потенциала каждой из стран с развитой промышленностью. Эффективная работа нефтедобывающей промышленности - важнейшее условие достижения стабилизации в экономике.

Основными классами тяжелых органических соединений нефти являются твердые парафины, смолы и асфальтены. Нефтяные парафины представляют собой алкановые углеводороды $C_{18}-C_{36}$ и нафтеновые углеводороды $C_{30}-C_{60}$ [1]. Парафины могут существовать в различных

агрегатных состояниях вещества (газ, жидкость, твердое) в зависимости от давления и температуры. При переходе из жидкого состояния в твердое парафины образуют кристаллы. Структура алкановых углеводородов микрокристаллическая. Нафтены образуют макрокристаллическую структуру.

Изучение смолисто-асфальтовых веществ нефти затруднено в связи со сложностью их состава и строения. В соответствии с классическим определением Маркуссона, нейтральные смолы нерастворимы в кислотах и щелочах и полностью смешиваются с нефтяными углеводородами, включая легкие фракции. Асфальтены принято определять как фракции, осаждаемые добавлением низкокипящих парафиновых растворителей, и полностью растворимые в бензоле [2]. Асфальтены не кристаллизуются и не могут быть разделены на индивидуальные компоненты или узкие фракции. При нагревании выше 300-400 °С асфальтены не плавятся, а разлагаются, образуя углерод и летучие продукты. Асфальтены являются наиболее тяжелыми и полярными компонентами нефти. Частицы асфальтенов полидисперсны, их молекулярная масса может изменяться от 1000 до 2000000, и сильно зависит от способа определения и протекания процессов ассоциации.

В соответствии с современными представлениями, нефть и нефтеподобные объекты представляют собой сложные системы органических веществ, находящиеся в состоянии метастабильной дисперсной системы, в которой размеры и свойства дисперсных частиц зависят от равновесия энергий кинетического движения молекул и потенциалов их парного взаимодействия [3]. Учитывая сказанное понятно, что любое отклонение условий от изначальных пластовых гипотетически может вызывать дестабилизацию системы и отложение тяжелых органических соединений.

Основными факторами, инициирующими процесс отложения тяжелых органических соединений, являются снижение температуры и

давления нефтяного потока по мере движения от забоя скважины к устью, состав нефти и закачиваемые в процессе интенсификации добычи вещества. В пластовых условиях (температура выше точки помутнения) парафины полностью растворены в нефти, и при снижении температуры нефтяного потока протекает классический фазовый переход парафинов из жидкого состояния в твердое. Для осуществления этого перехода помимо снижения температуры необходима свободная поверхность, на которой будет происходить зарождение и рост кристаллов парафина [4]. Такой поверхностью могут служить НКТ, механические примеси и сравнительно крупные частицы асфальтенов.

В отличие от парафинов, асфальтены существуют в нефти частично растворенными и частично в коллоидном состоянии. Состояние асфальтенов в нефти определяется главным образом их молекулярной массой и присутствием смол. В исходных пластовых условиях смолы, находясь адсорбированными на поверхности асфальтенов, играют роль стабилизаторов, препятствуя необратимой агрегации асфальтенов. Под действием внешних факторов часть смол десорбируется с поверхности асфальтеновых частиц, в результате чего развиваются процессы необратимой агрегации асфальтенов, приводящие к потере устойчивости частиц в среде и к их отложению на стенках нефтепромыслового оборудования. Исследованиями [5, 6] установлено, что проведение кислотных обработок, закачек CO_2 и нагнетание в пласт сжиженных углеводородных газов способно вызывать отложение асфальтенов. Таким образом, отложение асфальтенов в общем случае далеко от классического фазового перехода жидкость-твердое и является следствием более сложных процессов.

Исследования промысловой практики [4, 5] показывают, что основная роль в формировании АСПО, приводящих к значительным технологическим и экономическим проблемам, принадлежит асфальтенам. Сама по себе кристаллизация парафинов на поверхности НКТ не является

достаточным условием для формирования устойчивых отложений, так как образующиеся в отсутствие асфальтенов кристаллы парафинов слабо сцеплены между собой и легко срываются потоком нефти. Асфальтены в процессе отложения тяжелой органики играют две крайне важные роли. Во-первых, асфальтены, являясь полярными соединениями, играют роль «клея» в повышении прочности отложений. Во-вторых, со временем асфальтеновая масса полимеризуется и уплотняется, в результате чего дополнительно повышается прочность отложений и ухудшается их растворимость в органических растворителях.

2. Современные проблемы добычи высоковязкой нефти

Добыча трудноизвлекаемых запасов нефти (далее по тексту ТИЗ) сегодня является одной из актуальных задач нефтедобывающей промышленности. К ТИЗ относятся, в основном, тяжелые и высоковязкие нефти (вязкость выше 50 мм²/с). Их запасы значительно превышают запасы легкой и маловязкой нефти.

К ТИЗ относятся и природные битумы. Битумы - это сверхтяжелые нефти, плотностью более 1000 кг/куб. м при вязкости свыше 10 000 мПа·с, окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции с высоким содержанием серы, асфальтенов, смол, парафинов. Битумы отличаются большим содержанием металлов: ванадия, никеля, молибдена, - и значительно меньшим содержанием легких бензиновых фракций. Освоение битумов достаточно перспективно: на их основе производятся энергоносители, лаки, краски, полимеры.

Промышленное освоение битумных месторождений, расположенных на небольших глубинах - от 30 до 300 метров - начиналось с использования карьерных и шахтных методов добычи, которые требовали больших энергозатрат и отрицательно сказывались на экологии. С 70-х годов XX века начал внедряться метод внутрипластового горения с использованием термогазовых генераторов. А с 90-х годов широкое

распространение получила канадская технология добычи: получение нефти через две скважины с помощью разогрева пластов перегретым паром. В это же время успешно отрабатывались методы бурения горизонтальных скважин с двумя устьями и подачи горячего пара в пласты. Таким образом, первые стадии разработки нефтяных месторождений: разведка, бурение, разогрев битумов до жидкого состояния успешно реализованы, что доказывает перспективность и экономическую целесообразность добычи природных битумов скважинным способом.

Следующая необходимая задача разработки таких месторождений - насосная добыча нефти, транспортировка нефти к пунктам сбора и подготовки, переработка с целью получения конечных продуктов.

Анализ современных существующих конструкций скважинного насосного оборудования, а также опыт эксплуатации скважинных насосов выявляет ряд серьезных проблем и недостатков при добыче этими насосами высоковязкой нефти.

Во-первых: невозможность насосной добычи штанговыми насосами, как винтовыми, так и плунжерными, вследствие малого радиуса кривизны скважин и наличия горизонтального участка.

Во-вторых: ограниченные возможности добычи погружными электроцентробежными и электровинтовыми насосами. Эксплуатация скважин электроцентробежными насосами, как правило, возможна лишь в периодическом режиме, вследствие малого суточного дебита скважины и невозможности стабильного регулирования производительности насоса в диапазоне малых подач - до 25 м^3 жидкости /сутки, что ведет к простоям оборудования, осложнению повторных запусков, засорению насоса твердыми частицами. К тому же ЭЦН установки не являются мультифазными, а добыча высоковязкой жидкости с большим содержанием твердой фазы приводит к быстрому износу оборудования, резкому падению рабочих характеристик насоса, частым срывам подачи.

Другим недостатком ЭЦН-установок является и ограниченная возможность работы в горизонтальном положении, вследствие эффекта всплытия рабочего колеса центробежной ступени, что ведет к сложному запуску и выводу установки в рабочий режим. Двухвинтовые погружные электронасосы (ЭВН) эффективнее ЭЦН установок, ввиду их способности перекачивать вязкие среды и возможности обеспечивать небольшой суточный дебит от 2 до 25 м³ жидкости /сутки, но они весьма чувствительны к наличию твердых частиц, которые быстро изнашивают рабочие элементы насоса - винты и статор. Одновинтовые (шнекоэксцентрикные) насосы требуют применения либо надежного малогабаритного редуктора в составе установки, либо применения вентильного погружного электродвигателя для обеспечения низких скоростей вращения - до 300 об/минуту. Однако наличие статора из эластомеров (резины или полиуретана) существенно ограничивает работу по температурным параметрам и содержанию твердых фракций в перекачиваемой жидкости.

Основные современные технические тенденции в развитии насосов для добычи битумной нефти - применение диафрагменных насосов и шнуровых насосов имеют ряд недостатков. В конструкции диафрагменных насосов присутствуют распределительные клапаны, шнуровые насосы низко производительны и требуют разработки нестандартного устьевого оборудования [7,33].

3. Современные состояние методов интенсификации

добычи нефти

Вопросами научного обоснования и практического внедрения различных методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пласта посвящен не один десяток работ. Большой вклад в решение этой проблемы внесли работы Антониади Д.Г., Вахитова Г.Г., Гарушева А.Р., Горбунова А.Т., Ишкаева Р.К., Максимова М.М.,

Мухаметшина В.Ш., Сургучева М.Л., Телкова А.П., Федорова К.М., Шахвердиева А.Х., и других исследователей.

К началу 90-х годов прошлого века в научных центрах ведущих нефтяных компаний было признано, что применяемые технологии увеличения нефтеотдачи пластов (тепловые, газовые, физико-химические и др.) – это многофакторные процессы, механизмы которых не совсем согласуются с законами нефтедобычи на естественном режиме или при простом заводнении. Возникла необходимость в дополнительных фундаментальных исследованиях физико-химических основ вытеснения нефти различными реагентами. Эти исследования утвердили дифференцированный подход к применению методов увеличения нефтеотдачи (МУН), заключающийся в том, что дорогостоящие продолжительные и низкоэффективные технологии переориентированы на технологии обработки призабойной зоны (ОПЗ), гидроразрыв пласта (ГРП), бурение горизонтальных скважин, боковых горизонтальных стволов (ГС и БГС) и др., дающих быстрый результат.

За последние 20 лет благодаря развитию техники и технологии разработки нефтегазовых месторождений многие технологические мероприятия, ранее применяемые как методы ОПЗ, успешно применяются как МУН. Это гидроразрыв пласта, вибрационные, тепловые воздействия, кислотные и глинокислотные обработки и др. Несмотря на их большое разнообразие, все эти методы можно рассматривать как методы повышения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны и слабодренированных пропластков и зон, отдаленных от забоя скважины. А все применяемые методы МУН и ОПЗ объединять для удобства общим названием геолого-технологические мероприятия (ГТМ).

Зарубежные фирмы уделяют большое внимание вопросам выбора способа механизированной добычи нефти. Существует две концепции выбора способа эксплуатации. Концепция Французского института нефти включает три критерия, связанных с источником энергии, напором,

подачей КПД системы, гибкостью системы добычи нефти и замены ее на другую в процессе разработки. По существу все три критерия можно объединить в критерий минимума затрат на добычу одной тонны нефти.

Вторая концепция разработана в США университетом г. Тасла. Суть ее в более глубоком понимании выбора способа механизированной добычи, который закладывается уже на стадии проектирования разработки, как ее продолжение. Такой подход обеспечивает глобальную минимизацию стоимости 1 т нефти за весь период разработки до истощения месторождения.

Большой объем исследовательской работы выполнили по этой проблеме Адонин А.Н., Чурбанов Г.Б., Зайцев Ю.В., Кучумов Р.Я., Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Щуров В.И. Ими рассмотрены различные теоретические, экспериментальные, энергетические и др. стороны проблемы выбора способа добычи нефти.

Наиболее полным, по нашему мнению, является подход, предложенный некоторыми компаниями (Camco, Schlumberger, Petrobraq и др.), к выбору способа эксплуатации скважин. Это – итеративная, комплексная система, и она может быть применена независимо от того, на какой стадии разработки находится месторождение. Т.е. выбор способа и режима эксплуатации скважин должен оцениваться критериями в соответствии с технологической схемой разработки на стадии проектирования. Для месторождений, уже находящихся в разработке, необходимо учитывать эксплуатационные расходы на добычу 1 тонны нефти (включая затраты на закупку оборудования, расходы на электроэнергию, поддержание пластового давления, подготовку, транспортировку нефти и т. д.). Режимы отбора нефти на конкретном месторождении устанавливаются для каждой конкретной скважины в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважины.

Характерной чертой рассмотренных работ и динамики изменения

фонда скважин, концепций США и России в вопросах проектирования и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений является единство подходов. Например, в США на основании опытно-промышленной эксплуатации новых месторождений определяют свойства пластов, пластовых флюидов и другие геолого-физические параметры. Аналогичные параметры пластовых систем определяют для географически близких месторождений, находящейся на средней или поздней стадии разработки. Сравнение проводится методом многофакторного анализа, а в качестве оценки «меры сходства» принимают некоторую метрику в многомерном пространстве. Наиболее близкое по «расстоянию» месторождение считают месторождением – аналогом. На основании этих данных формируют окончательные проектные решения. Данная задача – есть задача кластеризации многомерных объектов в группы по комплексу признаков [34].

Следует отметить, что приоритет в данной области принадлежит нефтяникам (АЗИНЕФТЕХИМ, Уфимский нефтяной институт (УНИ), Грозненский нефтяной институт (ГНИ), ВНИИнефть), которые успешно использовали методы распознавания образов еще в 1973-1975 годах при решении задач нефтепромысловой практики [8.].

4. Краткая характеристика геологического строения и установленная нефтегазоносность района

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика

В пределах Сурханской газонефтеносной области ясно различается складчатый комплекс фундамента, комплекс формаций, образующихся нижний этап осадочного покрова (триас-эоцен-олигоцен) и синорогенные молласы неоген-антропогена, составляющие верхний этаж осадочного покрова [9].

докембрия до карбона. Среди них прослеживаются огромные массивы гранитоидов, а также различные типы эффузивных пород допермокого возраста.

Мезозойская группа. Триасовые образования в Сурханской впадине, по-видимому, как и в пределах мегантиклинали Юго-Западного Гиссара, выражены маломощной пачкой бокситоносных пород, развитых на участках понижений доюрского рельефа. Юрские и меловые отложения, напротив, образуют сплошной чехол мощной гетерогенной петрографической и генетической толщи осадочных пород, расчленяющихся на 8 формаций (Бабаев, 1966).

По унифицированной схеме стратиграфии Средней Азии (1959) весь комплекс юрских отложений разделен на гурудскую (рэт-лейас), байсунскую (доггер), гиссарскую (келловей-оксфорд) и гаурдакскую (киммеридж-титон) свиты.

Общая мощность юрских отложений достигает 3000 м.

Меловые образования - Развиты в окраинных частях мегасинклинали на Сарыкамышской и Шерабад-Келифской грядах в пределах хр. Бабатаг, вдоль юго-восточных склонов Байсунтау и Сурхантау и в других районах. Кроме того, верхняя часть мелового разреза вскрыта разведочными скважинами на некоторых промысловых и разведочных площадях. Обширные поля распространения меловых отложений известны в пределах мегантиклинали Юго-Западного Гиссара.

На Актау мощность отложений, относимых к данной свите, равна 53м.

Альб. Альбские отложения содержат в большом количестве разнообразную макро- и микрофауну, на основании изучения этих отложений альб расчленен на нижний и верхний подъярусы.

Отложения альбского яруса С. Н. Симаков подразделяет на пять свит (*g, h, i, j* и *K*). В дальнейшем объемы этих свит были уточнены, а свиты получили географические названия (Миркамалов, 1969). Конгломераты

свиты g_1 выделены в Кулькамышскую свиту, глины свиты g_2 и h объединены в чаршанганскую свиту, а свиты i , j и K названы соответственно калламазарской, лучакской и аккапчигайской.

Турон. В отложениях яруса С. Н. Симаковым выделяются свиты m , n и o . В дальнейшем свита m разделена на газдаганинскую и чашмаабзанскую. Свиты n и o названы соответственно дехканабадской и пачкамарской.

Сенон. Сенонские отложения по фаунистической характеристике и фациальным особенностям подразделяются на коньякский, сантонский, кампанский и маастрихтский ярусы.

Палеогеновая группа. Отложения этой группы распространены на большей площади и характеризуются выдержанностью отдельных толщ и большими мощностями. В этой группе размечают следующие отложения:

Отложения **палеоцена** подразделяются на акджарские и бухарские слои.

Эоцен. Сузакские слои (нижний эоцен) в пределах Сурхандарьинской впадины сложены -серыми, серо-зелеными, голубовато-зелеными, иногда известковистыми и загипсованными глинами с прослоями мергелей и гипса. Мощность колеблется от 125 до 220 м.

Риштан + исфара+ханабадские слои. Верхняя часть верхнеэоценовых отложений распространена только в восточной части Сурханской впадины. Ввиду однообразного строения и отсутствия четких каротажных реперов, выделить их в разрезах скважин затруднительно. Эти породы представлены зелеными, желтыми, бурыми глинами с прослоями мергелей и песчаника. Мощность их колеблется от нескольких до 150 м.

Олигоцен. Фаунистически охарактеризованные отложения олигоценного возраста в пределах описываемой территории и сопредельных районов не установлены. В связи с этим до настоящего времени остается нерешенным вопрос о границе палеогена с неогеном.

Неогеновая группа. Отложения неогена характеризуются невыдержанностью фациального состава, бедностью органических остатков и огромными мощностями, ввиду чего для них до сих пор нет четко выраженной единой стратиграфической схемы.

В настоящее время отложения неогена подразделены на бальджуанскую, хингоускую, тавильдарьинскую, каранакскую, полизакскую, куркусайоковую свиты (схема А. Р. Бурачека). Однако в практике эта схема не получила широкого применения из-за трудностей выделения этих свит по разрезам скважин.

Антропоген. Кулябская свита представлена светло-бурими, буровато-красными песчаниками, песками, глинами, алевролитами и конгломератами, залегающими на подстилающих породах, часто с размывом. Мощность их колеблется от 0 до 300 м.

Современные образования сложены лессовидными суглинками, золовыми песками, болотными образованиями общей мощностью до 100 м [10].

4.2. Тектоническая особенность осадочного чехла

В тектоническом отношении Сурхандарьинская мегасинклиналь является одним из составных элементов сложно построенной гетерогенной Афгано-Таджикской межгорной впадины. Разработкой тектонического районирования, главным образом надсолевого структурно-тектонического яруса, занимались многие исследователи. Как изложено выше, в работах И.В.Мушкетова, Д.В.Наливкина, А.Н.Марковского, П.К.Чихачева, первыми начавшими изучение Афгано-Таджикской впадины и сопредельных с ней районов, отражены взгляды о полной её однородности в структурно-тектоническом отношении и единой истории геологического развития всех участков. Исходя из этого, указанные исследователи, проводили тектоническое районирование на основе особенностей современного структурного плана. В пределах межгорной впадины в качестве основных структурно-тектонических элементов выделяются Сурхандарьинская, Вахшская, Кулябская и Гнссарская мегасинклинали, а также разделяющие их

Кафирниганская и Обигармская мегантиклинали. Ряд других исследователей - И.М.Губин, О.С. Вялов и др., наоборот, считали Афгано-Таджикскую впадину в структурном отношении неоднородной. В ее пределах они выделяли генетически различающиеся между собой тектонические зоны. Внутри каждой из выделенных тектонических зон, исходя из особенностей современного тектонического строения впадины, эта группа исследователей, так же как и в предыдущем случае, обособляла более мелкие структурнотектонические единицы - мегасинклинали и мегантиклинали [11].

Таким образом, мегантиклинали и мегасинклинали выделяются почти во всех предложенных схемах тектонического районирования независимо от вкладываемого в них содержания. Вместе с тем, хотя все исследователи в пределах Афгано-Таджикской впадины выделяют мегасинклинали и мегантиклинали, различие предлагаемых ими схем заключается в подходе к выделению Сурхандарьинской мегасинклинали. Одни авторы Байсунскую синклинали и Келиф-Сарыкамышскую антиклинали зоны включают в состав Байсун-Кугитангской мегантиклинали, другие - рассматривают их как составные элементы Сурхандарьинской мегасинклинали. Б.Б.Таль-Вирский (1962) долину реки Сурхандарья рассматривает как Сурхандарьинскую мегасинклиналь. В схеме геотектонического районирования под редакцией О.А. Рыжкова выделены Байсунская синклинали, Келиф-Сарыкамышская антиклинали и Сурханская синклинали зоны. В схеме, составленной В.И.Браташом, В.В.Печниковым и др. под редакцией Г.Х. Дикенштейна, в пределах рассматриваемой территории выделяются Байсунский прогиб, Келиф-Шерабадская зона шовных структур и Сурхандарьинская мегасинклиналь. М.И.Варенцов с соавторами предложили схему геотектонического районирования надсолевого яруса, принципиально отличающуюся от рассмотренных схем. Эти авторы всю территорию Таджикской впадины разделяют на северный и южный блоки, отделяющиеся друг от друга широтным глубинным разломом древнего

заложения, который, по нашему мнению, выражен в допермских отложениях фундамента.

В последнее время появился новый фактический материал по поисково-разведочному бурению и данные геофизических исследований, которые позволяют уточнить и дополнить проанализированные схемы геотектонического районирования. Для выяснения характера региональной тектоники надсолевого структурно-тектонического яруса и взаимоотношений его отдельных элементов, на основании фактических геолого-геофизических материалов А.А.Абидовым (1981) были построены схематическая структурная карта по кровле палеоценовых отложений в масштабе 1:200000 и ряд поперечных геологических профилей. С учетом результатов этих построений, составителями карты уточнена данная структурная карта и разработана схема тектонического районирования надсолевого структурно-тектонического яруса. По упомянутой схеме Сурхандарьинская мегасинклиналь разделяется на Западно-Сурхандарьинский и Восточно-Сурхандарьинский блоки

Выделенные блоки отделяются друг от друга по линии Западно-Хаудагского разлома и различаются между собой по степени дислоцированности надсолевых отложений, а также по истории геологического развития. Более интенсивно дислоцированным блоком является Восточно-Сурхандарьинский. В пределах указанных блоков выделяется ряд зон антиклинальных поднятий с входящими в их состав локальными складками.

Сурхантауская гряда характеризуется выходом на поверхность доюрских осадочных и магматических образований длиной 47 км и шириной 9 км. Гряда имеет дугообразную форму выпуклостью к востоку. Юго-Западная периклиналь резко повернута к западу и имеет погребенное продолжение по юрским, меловым и палеогеновым отложениям в пределах Байсунского прогиба. Таковым погребенным продолжением гряды в пределах Байсунского прогиба является Дербентская зона антиклиналей.

Дербентская зона антиклинальных поднятий расположена в северо-западной части Байсунского прогиба и протягивается к юго-западу в направлении Кугитангского поднятия и как бы обрывается, или, возможно, поддвигается под Кугитангское поднятие. Ее размеры 70 x 7,5 км. В эту зону входят Бердыбайская, Кофрунсайская, Байсунская, Дербентская, Баглидаринская, Ярыксийская и Карабагская антиклинальные структуры. Складки этой зоны, за исключением Бердыбайской, осложнены субмеридиональными и субширотными тектоническими нарушениями. Структуры рассматриваемой зоны выявлены в результате сейсмических исследований по келловей-оксфордским отложениям (А.П.Югай, 1996).

Байсунский прогиб расположен в северо-западной части Сурхандарьинской мегасинклинали и охватывает одноименную синклинали.

Он протягивается с юго-запада на северо-восток более чем на 125 км, имеет ширину 35 км. С юга указанный прогиб ограничен серией разрывных нарушений (Акташский, Ляйляканский, Ходжаипакский и др. разломы). С северо-запада он осложнен Кугитанг-Байсунским региональным разломом. На дневной поверхности и в осадочном чехле этот разлом проявляется в виде регионального, а также многочисленных мелких разрывных нарушений и приразломных структур (Кафрунсай, Бойсун, Дербент, Баглыдара, Ярыксия, Карабаг) и флексурно-разрывных зон.

До недавнего времени прогиб являлся самым слабоизученным районом, в котором только на двух площадях было проведено поисковое бурение. На одной из них - Гаджакской, из юрских карбонатных отложений был получен мощный фонтан газа, а на площади Боянгора сводовая скважина №2, пройдя меловые отложения, вскрыла в интервале 1126-1270 м тектоническую брекчию, а затем вошла в неогеновые отложения. Скважина №1, расположенная на западном крыле, ниже нижнемеловых отложений в интервале 1504-1881 м вскрыла

нерасчлененную толщу (зона смятия?) и вошла вновь в верхнемеловые отложения. Это свидетельствует о том, что одним из наиболее ярких примеров чешуйчатых структур является Боянгора.

По данным Б.Б.Ситдикова и др (1988) прогиб представляет собой грабен-сдвиг широтного простирания. В результате прогиб разделен на две ступени - северную и южную. В южной, опущенной части блока кровля карбонатных отложений верхней юры залегает на абсолютной отметке -4.5 км.

Северная часть блока погружается на юго-запад, где кровля известняков верхней юры опущена на глубину более чем 5 км.

Акташ-Галжакская зона антиклинальных поднятий имеет размеры 105 х 5.0 км и охватывает Дашчигачскую, Гаджакскую, Зап. Боянгоринскую, Янгихаетскую, Зап. Янгихаетскую, Ляйляканскую, Майданскую и Акташскую антиклинали. В сводах Майланской и Акташской складок обнажаются меловые отложения, а на крыльях - палеогеновые и неогеновые. Далее к северо-востоку - Джанбашская. Зап. Янгихаетская и Ляйляканская складки в пределах Вайсунского прогиба являются погребенными. В северо-восточном окончании зоны субширотно располагается Ходжаипакская складка, в своде которой обнажаются меловые отложения. Из перечисленных структур Беширканская, Зап. Янгихаетская, Ляйляканская и Майданская, по данным геофизических исследований, осложнены тектоническими нарушениями. Нарушение, которое проходит по северо-восточному крылу Ляйляканской складки по кровле келловей-оксфорда, имеет амплитуду около 400 м, а восточное крыло Беширканской погребенной складки вовсе оборвано двумя нарушениями неопределенной амплитуды.

Бешкыз-Аккапчигайская зона антиклинальных поднятий имеет протяженность 70 км и ширину 6 - 10 км и является более интенсивно дислоцированной, чем структуры южной части предыдущей зоны. В эту зону входят Бешкызская, Кагнисайская, Вост. Боянгоринская,

Аккапчигайская структуры. За исключением Кагнисайской, все складки обнажены по меловым отложениям. По обоим периклиналям рассматриваемой зоны происходит сдвиг, по которому Бешкызская складка сдвинута на 15 км к западу (правосторонний сдвиг), а Аккапчигайская - на 8 км к север-северо-западу (левосторонний сдвиг) сдвинуты. В результате сдвига зона изогнута дугообразно с выпуклостью на юго-восток. Кагнисайская антиклиналь осложнена тектоническими нарушениями. Нарушение, которое сечет северо-западное крыло складки, имеет амплитуду до 300 м. По остальным двум нарушениям, которые осложняют юго-восточное крыло и северо-восточную периклиналь, данные отсутствуют. Восточно-Боянгоринская складка, по геофизическим данным (кровля келловей- оксфорда), осложнена двумя тектоническими нарушениями по крыльям без определенной амплитуды. Сангардакская антиклиналь является самым северо- западным элементом мегасинклинали, простирается с северо-востока на юго- запад и прижата к Сурхантаускому поднятию. Длина её 9 км, ширина 3.5 км. Рассматриваемая складка по подсолевым отложениям представляет большой интерес в отношении нефтегазоносности.

Каракур-Истаринская зона антиклинальных складок на территории Узбекистана имеет длину 55 км и ширину 12.5 км. В пределах этой зоны выделены Каракуртская и Истаринская локальные складки, из которых наиболее изученной является Каракуртская. Она имеет брахиантиклинальную форму и простирается в северо-восточном направлении. Строение её асимметричное, с пологим юго-восточным (3-4°) и более крутым северо- западным (8-9°) крыльями. Размеры складки по изогипсе -2 км - 8 x 3 км.

Аширхан-Восточно-Баташская зона антиклинальных складок имеет размеры 85 x 7.5 км В пределах этой зоны гипсометрически самой приподнятой локальной структурой является Акджарская. которая оконтурена по изогипсе 2 км. В пределах этой зоны характерно плавное

погружение локальных структур от Акджарской к северу и юго-западу. Из локальных структур данной зоны только площадь Аширхан является наиболее изученной и в ее пределах проведено иоисково-разводочное бурение, По этим данным складка имеет почти симметричное строение, углы падения на крыльях составляют $6 - 8^{\circ}$. Размеры складки по изогипсе 3 км - 9,0 x 3.0 км. К этой зоне относятся Зап, Баташская, Вост. Баташская, Кызылтепинская, Юртакудукская, Акджарская и Аширханская складки.

Ангорская зона включает в свой состав одноименную антиклинальную складку и в пределах Узбекистана имеет длину 25 км, при ширине 7 5 км. На юго-запад прослеживается на территории Афганистана.

Юрчи-Пахтаабадская зона состоит из мозаично расположенных антиклинальных структур Юрчи, Хитоян, и Пахтаабад. Все они оконтурены по изогипсе -3 км. Юрчинская и Пахтаабадская складки имеют относительно большие (12 x 2.8 км) размеры. Хитоянская же структура имеет размеры 7 x 2.6 км.

Восточно-Сурхандарьинский блок отличается от западного блока мегасинклинали, повышенной дислоцированностью, и ярко выраженной линейностью локальных складок. Для всех складок этого блока характерна закономерная асимметричность с крутым восточным и относительно пологим западным крыльями. В пределах этого блока выделяется также ряд зон антиклинальных поднятий.

Учкизыл-Миршадинская зона (130x7.0 км) охватывает Миршадинскую, Джалаирскую, Хаудагскую, Учкизылскую локальные складки. Наиболее приподнятой среди них является Хаудагская, на своде которой обнажаются алайские слои палеогена. Восточные крылья указанных локальных складок осложнены взбросами с падением плоскостей на запад. По-видимому, эти взбросы являются фрагментами единого продольного разрывного нарушения, осложняющего восточное крыло зоны. В своде Учкизылской и Хаудагской складок выделяются по два небольших структурных осложнения куполовидной формы,

расположенных между собой кулисообразно.

Джаркурганская зона охватывает Южно- и Северо-Джаркурганские локальные складки, которые нами объединены в единую структуру. Минимальная отметка кровли палеоцена на своде этой складки по данным геофизических исследований составляет 3 км. При этом длина складки - 20 км, ширина - 3.0 км.

Ляльмикар-Джайранханинская зона локальных складок по характеру дислоцированной и и простиранию оси аналогична Учкизыл-Миршадинской. Отличительной особенностью этой зоны является более ярко выраженное кулисообразное расположение локальных складок. В эту зону входят Ляльмикарская, Кокайтинская, Джайранханинская локальные складки.

Каттабаш-Кошчекинская зона антиклинальных складок размером 60 x 6.0 км включает в себя Кошчекинскую, Бокатынскую и Каттабашскую антиклинали, которые расположены кулисообразно друг другу.

Актау-Раджабмархурская зона локальных складок прослеживается от границы с Афганистаном на северо-восток. На территории Узбекистана она имеет размеры 95 x 6.0 км и включает в себя структуры Актау и Раджабмархур. Из них Актауская является самой крупной и имеет длину 67 км и ширину 2.5 км. От нее к северо-востоку отметки поверхности палеоценовых отложений плавно погружаются, а в пределах Раджабмархурской складки они достигают - 0.8 км.

Коштар-Курганчинская зона локальных складок имеет размеры 75 x 7.0 км и включает в себя Сев. Курганчинскую, Курганчинскую, Аргамчинскую и Коштарскую складки. Максимальная гипсометрическая отметка кровли палеоценовых отложений в пределах этой зоны -0.8 км, а минимальная - 0.4 км (ва севере). Наиболее детально изученной складкой этой зоны является Коштарская, которая имеет асимметричное строение с крутым северо-западным (до 40°) и более пологим юго-восточным (до 20°) крыльями. Она осложнена продольным разломом типа взброса с

амплитудой 20 - 50 м, по которому северо-западное крыло взброшено на юго-восточное [11].

4.3. Установленная нефтегазоносность

Сурхандарьинский нефтегазоносный район (СНГР)-один из наиболее перспективных нефтегазоносных регионов. В пределах исследуемой территории скважинами глубокого бурения доказана промышленная нефтегазоносность палеогеновых и верхнемеловых отложений в Сурхандарьинской впадине, нижнемеловых и верхнеюрских отложений в Байсунской котловине.

Как правило, они приурочены к сводовым частям сжимаемых надразломных локальных складок коробчатого строения, осложненных серией разрывных нарушений взброса-надвигового типа вдоль северо-западных и сброса-надвигового характера вдоль юго-восточных крыльев. Своды складок пологие, узкие не превышающие первых километров. По данной оси складки витянуты от 8-15км (Учкызыл, Хаудаг, Ляльмикар, Кокайты, Коштар, Амударья, Миршады) до 40км (Актау) [10].

Выходы нефти, приуроченные к отложениям палеогена, были известны здесь уже в конце прошлого столетия. Имеются сведения о производстве кустарной добычи нефти в нефтяном источнике Шакарликастана, которая использовалась, в основном, для лечебных целей. Выходы нефти этого источника впервые были описаны В.Н. Вебером, позднее С.Н. Михайловским и А.Д. Архангельским (1914-1916гг). Проводя здесь специальные поиски нефти и газа, Н.П.Туаев подтвердил наличие источника нефти и обнаружил еще два пункта с примазкой полужидкой нефти в гипсоносных известняках палеоцена. В 1960 г. И.С. Старобинец сделал анализ нефти этого источника. Нефть оказалась сернистой, высокосмолистой, метано-нафтено-ароматического типа, характерного для нефти известняков бухарского слоя.

Естественные выходы нефти сыграли положительную роль развитию нефтяной промышленности не только в Сурхандарьинской НГО, но и во всем Афгано-Таджикском нефтегазоносном бассейна. В разрезе мезокайнозойского осадочного комплекса выделяются три регионально продуктивных этажа: верхний-палеогеновый, средней-меловой, нижний-юрский. Промышленная продуктивность палеогенового этажа доказана открытием серии месторождений в пределах территории: Миршады, Ляльмикар, Коштар, а также нефтепроявлениями на структуре Акджар.

Выявленные месторождения по ряду признаков близки между собой: залежи приурочены к сводам узких антиклиналей с крутыми, как правило, осложненными разрывными нарушениями крыльями. Месторождения сравнительно небольшие по размерам и запасам. Выделяются от двух до трех продуктивных горизонтов в разрезе Бухарских известняков и один в алайских слоях. Нефть сернист с незначительным (до 17%) выходом легких фракций удельного веса 0,94-0,98 г/см³.

В ближайшее время с палеогеновым нефтеносным этажом связываются основные перспективы Сурхандарьинской впадины на открытие новых месторождений нефти. Во-первых, он расположен на доступных глубоких для технологического освоения буровых организаций, проводящих работы в Сурхандарьинском нефтегазоносном регионе (СНГР).

Во-вторых, широкое развитие разрывной тектоники, наличие блокового строения, установленного геофизическими исследованиями и бурением, способствовало образованию в Сурхандарьинском нефтегазоносном регионе (СНГР), тектонически-экранированных залежей нефти. Этот факт подтверждается результатами предыдущих и настоящее время проектируемых работами: Все рекомендовать в глубокое разведочное бурение структуры являлись, как правило, тектонически экранированными ловушками.

Меловые и юрские отложения являются перспективными, в основном, на открытые газовых залежей. 1965г на площади Ляльмикар скв №50 были вскрыты три газоносных горизонта в отложениях сенона, при опробовании которых получен газовый фонтан дебитом 300 тыс.м³/сут. Позднее было установлено газопроявление в отложениях нижнего мела на площади Коштар. О перспективах меловых отложений свидетельствуют открытие месторождения газа на сопредельных территориях Северного Афганистана и Южного Таджикистана.

Юрские породы в Сурхандарьинской впадине до сих пор не изучены в отношении нефтегазности. Имеются лишь косвенные данные, выдвигающие юрскую толщу региона в высокоперспективные объекты.

К ним относятся высокая продуктивность аналогичных образований в смежном западном Узбекистане и получения мощного фонтана газа из келловей-оксфордских известняков на площади Гаджак, расположенной в пределах СНГР Байсунской котловине.

С палеогеновым нефтегазоносным комплексом связываются основные перспективы на открытие новых залежей нефти и газа в Сурхандарьинской впадине.

Основания такому мнению имеются комплексное рассмотрение всех геолого-геофизических материалов позволяющих с каждым годом все более детально и достоверно представить модель структуры поверхности палеогеновых отложений, согласно которой в регионе открываются широкие возможности для поиска тектонически-экранированных залежей углеводородов антиклинального и неантиклинального типа как в аллохтоне надвиговых комплексов, так и автохтоне, на доступных бурению глубинах.

Высокие перспективы палеогеновых отложений обусловлены главным образом, большими глубинами их залегания, что по мнению ряда исследователей, способствует процессу генерации углеводородов и в наше время, и возрастом с глубиной площади нефтегазосбора.

Кроме того нефтяное месторождение Миршади расположено в пределах Учкызил-Миршадинской зоны антиклинального локального поднятия в Восточно-Сурханской зоне. К настоящему времени в этом блоке открыт ряд месторождений (Хаудаг-1934г., Учкызыл-1935г., Кокайты-1967г., Амударья-1965г., Коштар-1967г., Курганча-1969г., Миршади-1984г., Джалаир-1989г., Джейранхана-1989г) [10].

Основная часть известных залежей приурочена к карбонатным горизонтам бухарских слоев, выявлены залежи нефти и газа в алайских, нефтяных в сузакских слоях.

На месторождении Миршади выявлена залежь, приуроченная к бухарским слоям палеогена (I, II, III, горизонты), к которой близко расположено месторождение Южный Миршади.

Нефтяная залежь I-горизонта бухарских слоев палеогена нефтяной горизонт выявлен в 1984г. Горизонт представлен известняками светло-серой окраской. Первооткрывательницей является скважина №10. На площади Миршади испытана и опробована в 7 скважинах (№№4,10,26 и др), расположенных в различных частях Миршадинской складки. В скважине №10 при гипсометрических отметках минус 836-842м в процессе бурения получен фонтан нефти дебитом 850м³/сут при депрессии 8,0Мпа.

II-нефтеносный горизонт выявлен в 1985г. скважиной № II, представлен известняками серых цветов. Эффективная нефтенасыщенная толщина II пласта относительно выдержана и составляет 16,14м.

III-нефтеносный горизонт выявлен в 1985г, скважиной №11, представлен известняками серого цвета. Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта составляет 11,13м. Результатами бурения и испытания поисковой скважины № 2 на месторождении Юж. Миршади установлено, что промышленная нефтеносность приурочена к бухарским слоям палеогена (I горизонт). Пластовые резервуары бухарских слоев вскрыты поисковой скважиной №1. I горизонт в интервале 1625-1640 м характеризуется как продуктивный а II, III горизонты, как

водоносные. По результатам интерпретации материалов ГИС ниже с глубины 1632-1638 м из-за малых мощностей, насыщение пласта характеризуется неоднозначно. При испытании I горизонта получен приток пластовой воды с интервала 1640-1625м с запахом сероводорода дебитом 86м³/сут. Скважиной №2 вскрыта кровля бухарских слоев на глубине 1461м, что гипсометрически на 164м выше чем в скважине №1.

По результатам интерпретации материалов ГИС отложения в интервале 1461-1470м, пласт нефтенасыщен, в интервале 1481,6-1529,6 м возможно смешанное насыщение водой с остаточной нефтью, ниже коллектора водоносные. Кроме того в результате геологоразведочных работ в пределах месторождения Миршади были открыты 3 нефтеносных горизонта в бухарских отложениях палеогена. В интервалах залегания песчаных горизонтов риштанских слоев в процессе бурения отмечались признаки нефти в виде пленок (структурная скважина № I-II).

Исходя из литолого-фациальных, геохимических, структурно-тектонических, физических предпосылок, а также прямых признаков нефтегазоносности, на изученной территории Сурхандарьинской впадины в пределах месторождения Миршади могут оказаться перспективными проницаемые горизонты риштанского слоя в районе скважин №№ I-II и 14-структурные горизонты I-алайского слоя; горизонт сузакского слоя в пределах залежи, а также верхне и нижнемеловые и юрские проницаемые горизонты.

Таким образом, нефтегазоносными являются отложения палеогена, мела и юры. Высокие перспективы палеогеновых отложений обусловлены, главным образом, большими глубинами их залегания, что по мнению ряда исследователей способствует процессу генерации углеводородов и в наше время, а также возрастанием с глубиной площади нефтегазосбора.

К перспективным зонам по палеоценовым отложениям следует отнести в первую очередь все глубокопогруженные структуры, расположенные в Шерабадской, Карлюкской, Денауской, Сурханской

синклинальных зонах на восточном борту, к северо-востоку от площадей Северный Ляльмикар и Коштар, а также площадь пограничную.

Основания такому мнению имеются с каждым годом все более детальной достоверно представить модель структуры поверхности палеогеновых отложений, согласно которой в регионе открываются широкие возможности для поиска тектонически экранированных залежей углеводородов антиклинального и неантиклинального типов как в аллохтоне надвиговых комплексов, так и в автохтоне, не доступных бурению глубинах.

Таким образом, общая площадь перспективных на нефть и газ земель составляет около 14 тыс. кв. км. в центральной части впадины почти во всех выявленных антиклинальных поднятиях обнаружены промышленные залежи или признаки нефти. Исключение составляет Ляльмикарское месторождения где установлены газовые (маастрихт) и нефтяные (бухарские, алайские) горизонты. Большинство месторождений и нефтепроявлений выявлено в южном блоке. В северном блоке к настоящему времени известны лишь два месторождения. Северный Курганчинское, связанное с алайскими и Миршадинское, связанное с бухарскими карбонатными коллекторами.

5. Геологическая характеристика месторождений

Сурхандарьинского НГР

Месторождение Хавдак

В административном отношении расположены в 35-40 км северо-западнее от г. Термеза и в 12 км к северо-западнее от г. Джаркургана.

Месторождение введено в разработку в 1935 году, срок эксплуатации составляет 73 лет, является многопластовым и содержит 3 продуктивных горизонтов. В настоящее время находится на поздней завершающей) стадии эксплуатации.

- Глубина вскрытие продуктивного горизонта – 130 – 200 м.
- Продуктивные горизонты – P_г - I, II, III, IV пласты
- Размеры структур: на северный част 4,7 км x 0,6 км.
на южный част 3,0 км. x 0,3 км.
- Мощность продуктивного горизонта – 21-25 м.
- Запасы: геологические нач/тек – 4669,9 /3059,9 тыс.тн.
извлекаемые нач/тек – 1767 / 157,0 тыс.тн.
- Добыча нефти с начало разработки – 1610,0 тыс.тн.
- Коэффициент нефтеотдачи утвержден/тек – 0,38 / 0,34
- Давление пласта. - P_{нач} / тек – 30 / 9,5 атм.
- Температура пласта. - T – 30°C.
- Открытая пористость. - 17,1 %
- Нефтегазонасыщенность. - 70,0 %
- Проницаемость. - 0,3 мкм²
- Характеристика нефти:
 - плотность – 0,947 г/см³.
 - парафины – 3,85 %
 - серы – 3,46 %
 - соли – 470,52 мг/л
 - асфальтенов – 8,86 %
 - вязкость – 10,1 сек (при 60°c)
 - кокс – 18,5 %
- Общий фонд скважин – 184 ед. в т.ч.:
 - эксплуатационные – 36 ед.
 - контрольные – 26 ед.
 - водонагнетательные – 6 ед.
 - консервационные – 1 ед.
 - ликвидированные – 115 ед.

Месторождение Учкызил

В административном отношении расположено на территории Термезского тумана Сурхондарьинского вилоята и находится в 15-20 км севернее г. Термеза.

Месторождение находилось в официальной разработке в 1935 - 46 г.г., и с 1947 г эксплуатация объекта было прекращена из-за нерентабельности ее дальнейшей эксплуатации. Срок эксплуатации составляет 73 лет, является многопластовым и содержит 4 продуктивных горизонтов.

На ликвидированном месторождение Учкызыл в 1999 году из под водохранилища «Учкызыл» появился приток пленки нефти. С целью предотвращения загрязнения водохранилища ряд сарых скважин были восстановлены и пущены в эксплуатацию для разгрузки пластового давления. В дальнейшем с этой целью были пробурены 15 новых эксплуатационных (разгрузочных) скважин на I-II гор. на глубину 350-400 м.

- Глубина вскрытие продуктивного горизонта – 390 – 450 м.
- Продуктивные горизонты – P_g - I, II пласты
- Размеры структур: на северный част 2,3 км. х 0,6 км
на южный част 4,7 км. х 0,6 км
- Мощность продуктивного горизонта – 195-200 м.
- Запасы: геологические нач/тек – 1722,9/1429,4 тыс.тн.
извлекаемые нач/тек – 611,6/318,1 тыс.тн.
- Добыча нефти с начало разработки – 293,5 тыс.тн.
- Коэффициент нефтеотдачи утвержден/тек – 0,35/0,17
- Давление пласта. - P нач / тек – 68,5 / 46 атм.
- Температура пласта - T – 58 °C.
- Открытая пористость. - 15 – 20 %
- Нефтегазонасыщенность. - 1,5 – 6,0
- Проницаемость. - 0,1 мкм²

- Характеристика нефти:
 - плотность – 0,932 г/см³.
 - парафины – 3,1 %
 - серы – 3,3 %
 - соли – 500,03 мг/л
 - асфальтенов – 4,7 %
 - вязкость – 9,8 сек (при 60°С)
 - кокс – 8,2 %
- Общий фонд скважин – 34 ед. в т.ч.:
 - эксплуатационные – 22 ед.
 - контрольные – 4 ед.
 - ликвидированные – 8 ед.

Месторождение Какайди

В административном отношении расположены в 20 км к северо-востоку от районного центра г. Джаркургана.

Месторождение введено в разработку в 1935 году, срок эксплуатации составляет 69 лет, является многопластовым и содержит 3 продуктивных горизонтов. В настоящее время находится на поздней (завершающей) стадии эксплуатации.

- Глубина вскрытие продуктивного горизонта – 1200- 1300 м.
- Продуктивные горизонты - Р_г - I, II, III, пласты
- Размеры структур: 18,5 км. х 1,8 км
- Мощность продуктивного горизонта –160 – 180 м.
- Запасы: геологические нач/тек –12491,0 / 8967,4 тыс.тн.
извлекаемые нач/тек –3747,0 / 223,4 тыс.тн.
- Добыча нефти с начало разработки –3523,6 тыс.тн.
- Коэффициент нефтеотдачи утвержден/тек – 0,30/0,28
- Давление пласта - Р нач / тек – 130 / 35 атм.
- Температура пласта - Т – 45 °С.

- Открытая пористость - 16,5 %
- Нефтегазонасыщенность - 82,0 %
- Проницаемость - 0,2 мкм²
- Характеристика нефти:
 - плотность - 0,963 г/см³.
 - парафины - 3,78 %
 - серы - 4,55 %
 - соли - 762,02 мг/л
 - асфальтенов - 8,89 %
 - вязкость - 10,1 сек (при 60 °с)
 - кокс - 18,1 %
- общий фонд скважин - 84 ед. В т.ч.:
 - эксплуатационные - 27 ед.
 - контрольные - 4 ед.
 - водонагнетательные - 1 ед.
 - консервационные - 0 ед.
 - ликвидированные - 52 ед.

Месторождение Лялмикар

В административном отношении расположены в 56 км к северо-востоку от районного центра г. Джаркургана.

Месторождение введено в разработку в 1947 году, срок эксплуатации составляет 61 лет, является многопластовым и содержит 6 продуктивных горизонтов. В настоящее время находится на поздней (завершающей) стадии эксплуатации.

- глубина вскрытия продуктивного горизонта - 980-1300 м.
- продуктивные горизонты - P_г - L, I, II, III, IV, V, VI пласты
- размеры структур: 9,7 км. x 0,9 км x 0,2 км
- мощность продуктивного горизонта - 309 - 508 м.
- запасы: геологические нач/тек - 13492,0/10829,1

ТЫС. ТН.

- извлекаемые нач/тек – 2698,0 / 35,1 тыс.тн.
- добыча нефти с начало разработки – 2662,9 тыс.тн.
- коэффициент нефтеотдачи утвержден/тек – 0,20/0,19
- давление пласта - р нач / тек – 130 / 35 атм.
- температура пласта - т – 48 °с.
- открытая пористость - 16,6 %
- нефтегазонасыщенность - 65,1 %
- проницаемость - 0,1 мкм²
- Характеристика нефти:
 - плотность – 0,953 г/см³.
 - парафины – 4,69 %
 - серы – 3,6 %
 - соли – 762,02 мг/л
 - асфальтенов – 7,41 %
 - вязкость – 9,7 сек (при 60 °с)
 - кокс – 10,22 %
- Общий фонд скважин – 145 ед. в т.ч.:
 - эксплуатационные – 31 ед.
 - контрольные – 26 ед.
 - водонагнетательные – 3 ед.
 - консервационные – 0 ед.
 - ликвидированные – 83 ед.
 - в бурении – 1 ед.

Месторождение Амударя

В административном отношении расположены в 50-55 км к востоку от г.Термеза и в 70-75 км к юго-востоку от г. Джаркургана.

Месторождение введено в разработку в 1966 году, срок эксплуатации составляет 42 лет, является многопластовым и содержит 3 продуктивных горизонтов.

- Глубина вскрытие продуктивного горизонта – 1150 – 1250 м.

- Продуктивные горизонты – P_g - I, III -а, III -б пласты
- Размеры структур: 6,0-7,0 км. x 1,2-1,5 км
- Мощность продуктивного горизонта – 60-85 м.
- Запасы: геологические нач/тек – 8574,1 / 7554,8 тыс.тн.
извлекаемые нач/тек – 2145,3 / 1126,0 тыс.тн.
- Добыча нефти с начало разработки – 1019,3 тыс.тн.
- Коэффициент нефтеотдачи утвержден/тек – 0,25/0,12
- Давление пласта. - P нач / тек – 108 / 72 атм.
- Температура пласта. - T – 45 °С.
- Открытая пористость. - 13,1 %
- Нефтегазонасыщенность. - 60,4 %
- Проницаемость. - 0,005 до 0,135 мкм²
- Характеристика нефти:
 - плотность – 0,99 г/см³.
 - парафины – 5,97 %
 - серы – 4,91 %
 - соли – 11330 мг/л
 - асфальтенов – 14,9 %
 - вязкость – 15,3 сек (при 60 °с)
 - кокс – 9,88 %
- Общий фонд скважин – 65 ед. в т.ч.:
 - эксплуатационные – 45 ед.
 - контрольные – 5 ед.
 - водонагнетательные – 1 ед.
 - консервационные – 0 ед.
 - ликвидированные – 14 ед.

Месторождение Каштар

В административном отношении расположены в 100 км к северо-востоку от районного центра г. Джаркургана.

- кокс – 21,68 %

• Общий фонд скважин – 37 ед. в т.ч.:

- эксплуатационные – 8 ед.

- контрольные – 10 ед.

- водонагнетательные – 5 ед.

- ликвидированные – 14 ед.

- бурения –

Месторождение Жайранхана

В административном отношении расположены в 30-40 км к востоку от г. Термеза и в 50-55 км к юго-востоку от г. Джаркургана.

Месторождение введено в опытно-промышленную разработку в 1988 году, срок эксплуатации составляет 20 лет, является однопластовым и содержит 1 продуктивных горизонтов. Месторождение является северной переклиальной частью одноименной структуры, свод которой по имеющимся геологическим построениям приурочен непосредственно под руслом реки Амударья, где по форварету проходит гос. граница между Узбекистаном и Афганистаном, далее ее южная переклиальность возможно переходит на территорию Афганистана.

- Глубина вскрытия продуктивного горизонта – 1700-1800 м.
- Продуктивные горизонты – P_g - I пласты
- Размеры структур:
- Мощность продуктивного горизонта – 170 – 200 м.
- Запасы: геологические нач/тек – 30 тыс. тн.
извлекаемые нач/тек – 13,4 тыс. тн.
- Добыча нефти с начала разработки – 16,6 тыс. тн.
- Коэффициент нефтеотдачи
- Давление пласта - P нач / тек – 180 / 18 атм.
- Температура пласта - T – 53 °C.
- Открытая пористость - 16,6 %

- Нефтегазонасыщенность - 65,1 %
- Проницаемость - 0,1 мкм²
- Характеристика нефти:
 - плотность - 0,998 г/см³.
 - парафины - 2,5 %
 - серы - 2,97 %
 - соли - 1000 мг/л
 - асфальтенов - 11,3 %
 - вязкость - 15,3 сек (при 60 °с)
 - кокс - 13,64 %
- Общий фонд скважин - 7 ед. в т.ч.:
 - эксплуатационные - 1 ед.
 - водонагнетательные - 1 ед.
 - ликвидированные - 5 ед.

Месторождение Юж.Миршади

В административном отношении расположены в 13 км к северо-западу от районного центра г.Шурчи.

Месторождение введено в опытно- промышленную разработку в 2007 году, является однопластовым и содержит 1 продуктивных горизонтов.

- Глубина вскрытие продуктивного горизонта - 1400-1600 м.
- Продуктивные горизонты - P_g - I пласты
- Добыча нефти с начало разработки - 6,7 тыс.тн.
- Коэффициент нефтеотдачи -
- Давление пласта. - P нач / тек - 232 / 232 атм.
- Температура пласта. - T - 48 °C.
- Открытая пористость. -
- Нефтегазонасыщенность. -
- Проницаемость. -

- Характеристика нефти:
 - плотность – 0,94 г/см³.
- Общий фонд скважин – 5 ед. в т.ч.:
 - эксплуатационные – 1 ед.
 - ликвидированные – 3 ед.
 - бурения – 1 ед.

Выводы

Основными классами тяжелых органических соединений нефти являются твердые парафины, смолы и асфальтены. Нефтяные парафины представляют собой алкановые углеводороды C₁₈-C₃₆ и нафтеновые углеводороды C₃₀-C₆₀ [1]. Парафины могут существовать в различных агрегатных состояниях вещества (газ, жидкость, твердое) в зависимости от давления и температуры. При переходе из жидкого состояния в твердое парафины образуют кристаллы. Структура алкановых углеводородов микрокристаллическая. Нафтены образуют макрокристаллическую структуру.

Добыча трудноизвлекаемых запасов нефти (далее по тексту ТИЗ) сегодня является одной из актуальных задач нефтедобывающей промышленности. К ТИЗ относятся, в основном, тяжелые и высоковязкие нефти (вязкость выше 50 мм²/с). Их запасы значительно превышают запасы легкой и маловязкой нефти.

Вопросами научного обоснования и практического внедрения различных методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пласта посвящен не один десяток работ. Большой вклад в решение этой проблемы внесли работы Антониади Д.Г., Вахитова Г.Г., Гарушева А.Р., Горбунова А.Т., Ишкаева Р.К., Максимова М.М., Мухаметшина В.Ш., Сургучева М.Л., Телкова А.П., Федорова К.М., Шахвердиева А.Х., и других исследователей.

Залежи тяжелых нефтей (ТН) и природных битумов (ПБ) в Республике Узбекистан распространены в основном в пределах Бухаро-Хивинского, Ферганского и Сурхандарьинского регионов. Однако в Республике Узбекистан данной проблемой не занимались, хотя в 70-80 годах прошлого века были проведены научно-исследовательские работы институтом «СредАзНИПИнефть». Открытые залежи ТН в настоящее время находятся в консервации из-за отсутствия технологий добычи.

Уже в настоящее время внедрение инновационных технологий добычи ТН и ПБ является актуальной задачей для нефтегазовой отрасли. Прежде чем начать такие работы необходимо наметить залежи для промышленного освоения, произвести их разведку, подсчитать запасы и экономическую рентабельность.

Исследованиями природных битумов и высоковязких нефтей на территории Средней Азии всесторонне занимались Хаимов Р.Н., Смольников Ю.Р., Пенькова Г.В. и другие.

Все открытые на тот период (1981-83 гг.) месторождения нефти Сурхандарьинской битумонефтегазоносной области (Учкызыл, Хаудаг, Кокайты, Ляльмикар, Коштар, Амударья) были отнесены к месторождениям тяжелой нефти. Площади Карсоглы и Гамарли были отмечены как источники густой нефти и битумов. На площадях Шакарлык-Астана и Талды-Булак отмечались выходы жидкой нефти на поверхность.

ГЛАВА II

Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в добывающих скважинах

Технологические параметры разработки нефтяных месторождений значительной степени зависят от физических свойств пластовых нефтей.

подавляющее большинство способов разработанных месторождений, применяющихся в настоящее время в практике, связано с изменением в процессе разработки первоначальных пластовых условий – давления и температуры вследствие чего меняются в процессе разработки и физические свойства пластовых нефтей.

Так, при разработке месторождений на режиме растворенного газа пластовое давление в залежи снижается значительно ниже давления насыщения $P_{пл} < P_{нас}$; для месторождений, разработка которых производится с поддержанием давления, пластовое давление в залежине снижается, как правило, ниже давления насыщения. Однако при закачке в пласт больших количеств холодной воды, используемой для поддержания пластового давления на заданном уровне, может происходить снижение температуры нефти которых в первоначальных пластовых условиях имеют температуру насыщения нефти парафином существенно ниже температуры пласта, снижение пластового давления и температуры разработки не должно приводить к выпадению парафина из нефти.

Поэтому изучение условий выпадений из пластовой нефти парафина, при изменении первоначальных параметров пласта, происходящих в процессе разработки, представляет практический интерес, в особенности для месторождения, нефти которых насыщены или близки к насыщению парафином в первоначальных пластовых условиях [20].

1. Факторы, влияющие на интенсивность образования АСПО

Опыт механизированной эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях показывает, что в течение некоторого времени, исчисляемого от 1 до 4 месяцев, на поверхности промыслового оборудования образуются отложения парафина и асфальто-смолистых веществ. Вязкое вещество темного цвета покрывает толстым слоем седла клапанов, шарики, полость плунжера и пр. Аналогичные отложения происходят и в призабойной зоне пласта, о чем свидетельствуют факты

постепенного снижения продуктивности скважин. Условия образования отложений в пласте многообразнее, не всегда поддаются классификации.

Образование стойких эмульсий в скважинах в совокупности с выпадением парафина и асфальто-смолистых веществ (АСПО) в пласте приводит к значительному снижению добычи нефти. Основной причиной, по моему мнению, является наличие воды и движение (скольжение) нефти относительно воды.

Образованию отложений при добыче нефти способствует повышение концентрации асфальто-смоло-парафиновых соединений на поверхности капель нефти. При подъеме нефти с водой по стволу скважины происходит стабилизация поверхностной пленки и их охлаждение, что сопровождается аномальным повышением вязкости поверхностной пленки капли нефти. В результате поверхностный слой приобретает липкость и легко откладывается из-за своей активности на поверхности нефтепромыслового оборудования.

Причины образования отложений обусловлены концентрированием АСПО на поверхности всплывающих капель нефти. Основная масса сырых нефтей состоит из неполярных и малополярных компонентов. Полярные соединения (гетероциклические соединения) определяют активность нефти [19].

Существует значительное количество научных исследований, посвященных механизму формирования парафиновых отложений в скважинах. Наиболее крупными из них, оказавшими влияние на практическое решение проблем борьбы с парафинообразованием, явились работы П.П. Галонского, С.Ф. Люшина, Н.Н. Репина, В.А. Рассказова, В.П. Тронова.

Исследования ученых и практиков позволили к настоящему времени выделить следующие факторы [12,13], влияющие на парафинообразование:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объемов фаз.

В скважине перечисленные факторы меняются непрерывно от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Исследователями установлены некоторые закономерности образования парафиновых отложений в скважинах при следующих условиях.

2. Снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы

Забойное давление больше давления насыщения. В стволе скважины от забоя до области, где давление становится равным давлению насыщения, сохраняется равновесное состояние системы и происходит движение только жидкости. Далее равновесие нарушается, увеличивается объем газовой фазы, жидкая фаза становится нестабильной, что приводит к выделению из нее парафина.

Таким образом, место выделения парафина может находиться на различной глубине и зависит от режима работы скважины.

Забойное давление меньше давления насыщения. При этом условии нарушение равновесного состояния происходит в пласте и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в стволе скважины, начиная от забоя. Парафинообразование усиливается при снижении забойного давления и температуры до критических значений.

3. Динамика давления в подъемных трубах и ее влияние на выпадение парафина

При насосном способе эксплуатации давление на приеме насоса $p_{пр}$ меньше, чем давление насыщения нефти газом $p_{нас}$. Это может привести к выпадению парафина в приемной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В подъемной колонне образуются две зоны. Первая – выкидная часть насоса: здесь давление резко возрастает и становится больше давления насыщения. В этом интервале движется жидкость. Вторая – зона снижения давления до давления насыщения и ниже, здесь начинается интенсивное выделение парафина.

Итак, основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются: снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти.

В фонтанных скважинах при поддержании давления у башмака насосно-компрессорных труб равным давлению насыщения, выпадение парафина следует ожидать в подъемном лифте.

Однако возникают режимы, когда с целью интенсификации притока забойное давление снижают до значений, равных или меньших $p_{нас}$, и тогда вероятность газоотделения и выпадения парафина высока в любом интервале ствола скважины, а также в насосно-компрессорных трубах.

Поскольку для нормального процесса нефтеотдачи проблему представляет не сам факт выпадения парафина из нефти, а его накопление на элементах оборудования и труб, то следует рассмотреть некоторые условия образования и накопления парафиновых отложений до критических значений. К настоящему времени исследователями отмечены следующие факторы, способствующие выделению парафина из нефти парафины образовывать отложения или пробки в скважинах:

– адсорбционные процессы, происходящие на границе твердое тело (металл) – парафин и заключающиеся в природных свойствах парафиновых отложений, в состав которых входят смолистые вещества;

– наличие на поверхностях отложений продуктов разрушения пласта, механических примесей, привнесенных с поверхности

– при технологических операциях, продуктов коррозии металлов и т.д.;

– шероховатость поверхности, являющейся основой для "зацепления" кристаллов парафина, вокруг которых начинают расти агрегаты отложений;

– скорость движения газожидкостной смеси, которая может обеспечить осаждение кристаллов на поверхности твердых тел или, наоборот, их отрыв от поверхности, а также вынос на устье скважины;

– электрокинетические явления, вызывающие электризацию как поверхности стенки трубы, так и поверхности кристаллов парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу;

– структура потока, оказывающая влияние на отложения парафина: установлено, что наибольшие отложения возникают при четочном режиме, когда газ является дисперсной фазой.

Практика добычи парафиновых нефтей на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: скважинные насосы, подъемные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов [14].

Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин. В выкидных линиях парафинообразование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока [1].

Многочисленные промысловые исследования показали, что характер распределения парафиновых отложений в подъемных трубах различного диаметра примерно одинаков.

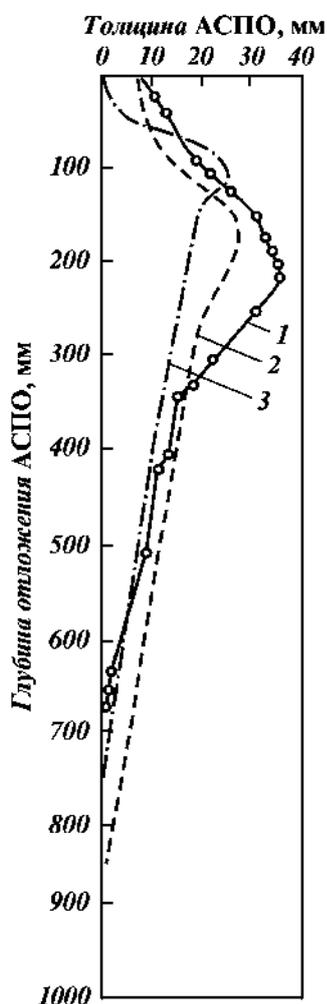


Рис. 1. Динамика образования АСПО по длине подъемника различных диаметров, мм: 1 – 89; 2 – 73; 3 – 62 мм

Толщина отложений постепенно увеличивается от места начала их образования на глубине 500–900 м и достигает максимальной толщины на глубине 50–200 м от устья, затем уменьшается до 1–2 мм в области устья (рис. 1).

Анализ отложений в подъемных трубах скважин и выкидных линиях и резервуарах приведен в табл. 1.

Таблица 1

**Условия образования АСПО на поверхности
нефтепромыслового оборудования**

Условия образования АСПО	Подъемные трубы диаметром, мм			Выкидные линии		Резерв уары
				Расстояние от штуцера		
	62	73	89	1,5	4,0	
Термодинамические условия в подъемных трубах при нормальной работе скважины на глубине начала отложений парафина:						
давление, МПа	3,6	4,4	3,8			
температура, °С	20	24	24,5			
То же, на глубине отложения твердого парафина:						
давление, МПа	2,6	2,6	2,5			
температура, °С	18	18	17			
Время полного запарафирования, ч	76	118,5	142			
Температура плавления парафина, °С, на глубине, м:						
0	68	-	68	65	62,5	53,8
200	72	73	69			
400	75	74	74			
600	77	75	75			
Содержание парафина в парафиновой массе, %, на глубинах, м:						
0	58	-	61	43	39,4	30,4
200	43,6	43,6	48			
400	41,5	46	41			
600	34	-	34			
Содержание асфальтенов, %	-	2,08	-	2,2	2,9	1,48
Содержание смол, %	-	7,18	-	7,5	7,4	-
Плотность при 20°С, кг/м ³	-	917	-	-	-	930

Установлено, что:

- содержание парафина в массе отложений возрастает снизу вверх, достигая максимума у устья скважины; оставшийся объем включает в себя нефть, смолистые вещества, воду, мехпримеси;

- температура плавления парафина уменьшается снизу вверх, т.е. в нижней части подъемника выпадают более тугоплавкие кристаллы;

- за период полного запарафирования труб отложения парафина составляют 0,5–1,0 % (по массе) к количеству добытой нефти и 6–15 % (по массе) к накопившемуся в нефти парафину;

- гидрофильный характер поверхности ведет к уменьшению интенсивности прилипания парафина. На смачиваемость поверхности влияет степень дисперсности воды в нефти. С увеличением дисперсности эмульсий смачиваемость поверхности ухудшается;

- свойства самих парафинов оказывают влияние на интенсивность отложений. Так, чем больше тугоплавкость парафина, тем больше сцепляемость кристаллов друг с другом и способность их к прилипанию.

Указанные факторы взаимодействуют между собой в скважине, ослабляя, а в большинстве случаев усиливая процессы выделения парафина из смеси и их отложения на трубах и оборудовании.

По мнению большинства ученых, определяющим фактором, влияющим на парафинообразование, является снижение температуры по стволу эксплуатационной скважины.

Таблица 2

Результаты исследований условий образования АСПО

Глубина, м	Давление, МПа	Общий градиент температуры, °С/100 м	Градиент температуры, вызванный расширением газонефтяной смеси, °С/100 м
1400	11,5	1,5	0,14
900	7,5	1,9	0,17
600	5,0	2,1	0,34
200	2,3	1,8	0,55

Характер распределения температуры по длине скважины зависит от:

- передачи тепла от движущейся по стволу скважины жидкости окружающим породам;

- расширения газожидкостной смеси.

Интенсивность теплоотдачи зависит от разницы температур жидкости и окружающих пород на определенной глубине, а также теплопроводности кольцевого пространства между подъемными трубами и эксплуатационной колонной.

Если кольцевое пространство заполнено газом, то теплоотдача составляет меньшее значение по сравнению с жидкостным заполнением.

При давлении в стволе скважины выше давления насыщения весь газ находится в растворенном состоянии, и охлаждение в этом случае вызывается отдачей тепла в окружающую среду.

Охлаждение газонефтяной смеси, вызванное расширением газа и его работой по подъему жидкости, в несколько раз меньше, чем охлаждение за счет теплоотдачи окружающим породам.

Это подтверждается результатами исследований, представленными в табл. 2.

Отсюда следует, что температура по стволу скважины определяется главным образом условиями теплоотдачи, а значит, и дебитом скважины.

Надо иметь в виду, что изложенные рассуждения относятся к интервалу ствола скважины, где давление выше 2,0 МПа. Здесь происходит выделение сухого газа (метана). По мере увеличения давления растет коэффициент растворимости газа и одновременно возрастает количество теплоты, затрачиваемой на испарение выделяющихся из нефти газов, содержащих большое количество этана и пропана.

Расчеты показывают, что выделение газа при давлении ниже 1,0 МПа связано с более сильным охлаждением, а выделение тяжелого газа при низких давлениях способствует большему уменьшению растворимости парафина в нефти, чем выделение сухого газа.

Как показали лабораторные исследования, на интенсивность выделения отложений парафина оказывает влияние процесс выделения и поведения газовых пузырьков в потоке смеси.

Установлено, что газовые пузырьки обладают способностью флотировать взвешенные частицы парафина. Механизм этого процесса описывается так.

При отрыве пузырька от твердой поверхности вначале основание пузырька сокращается очень медленно, а затем все быстрее. После некоторого промежутка времени отрыв осуществляется скачком (рис. 2, точка \dot{a}).

В момент отрыва создается перепад давления между объемной фазой и зоной, находящейся под пузырьком, в результате которого часть кристаллов парафина сносится к поверхности, граничащей со стенкой трубы: они соприкасаются со стенкой и откладываются на ней.

В дальнейшем процесс отложений прогрессивно нарастает, так как парафин обладает гидрофобной поверхностью. На стенке трубы образуется слой из кристаллов парафина и пузырьков газа. Чем менее газонасыщен этот слой, тем большую плотность он имеет. Поэтому более плотные отложения образуются в нижней части подъемных труб, где пузырьки газа малы и обладают большей силой прилипания к кристаллам парафина и стенкам трубы.

4. Влияние скорости движения газонефтяной смеси на отложения АСПО

Исследования позволили установить связь между скоростью движения газожидкостной смеси в подъемных трубах и интенсивностью отложений (рис. 3).

С ростом скорости интенсивность отложений вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно,

увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы [15].

Дальнейший рост скорости ведет к уменьшению интенсивности отложений: большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины.

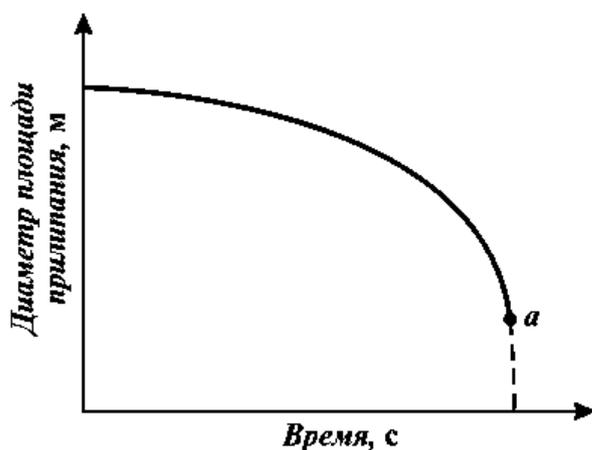


Рис.2. График, иллюстрирующий характер отрыва газового пузырька от поверхности трубы

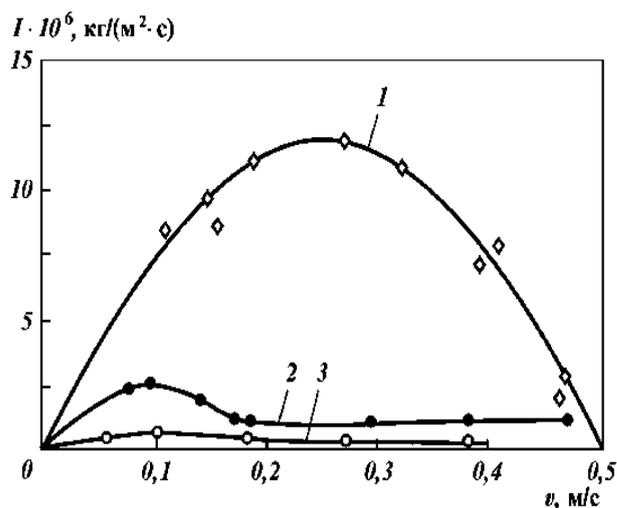


Рис. 3. Интенсивность отложения I АСПО в зависимости от скорости движения нефти v и вида покрытия:

I – сталь; 2 –эпоксидная смола; 3 – стекло

Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем и можно объяснить резкое снижение отложений в интервале 0–50 м от устья (см. рис. 3). Это подтверждается и практикой эксплуатации высокодебитных скважин, в которых величина отложений и интенсивность их образования значительно меньше, чем в малодебитных и особенно в периодически работающих скважинах. В последних при остановке нефть в подъемных трубах стекает вниз, а кристаллы парафина, ранее присутствовавшие в ней во взвешенном состоянии, оседают на отложившемся парафине, увеличивая толщину слоя. Кроме того, при

больших скоростях движения поток охлаждается медленнее, чем при малых, что также замедляет процесс парафинообразования.

5. Влияние шероховатости стенок труб на отложения АСПО

В.А. Рассказов, В.Я. Миронов и другие исследователи показали влияние шероховатости труб на интенсивность отложений АСПО (рис. 4). Выступы на поверхности труб являются очагами вихреобразования, разрыва слоя, замедлителями скорости движения жидкости у стенки трубы. Это служит причиной образования центров кристаллизации отложений, прилипания к поверхности труб, застревания между выступами и впадинами поверхности [15].

Практика эксплуатации НКТ с покрытиями из различных материалов подтвердила результаты теоретических исследований.

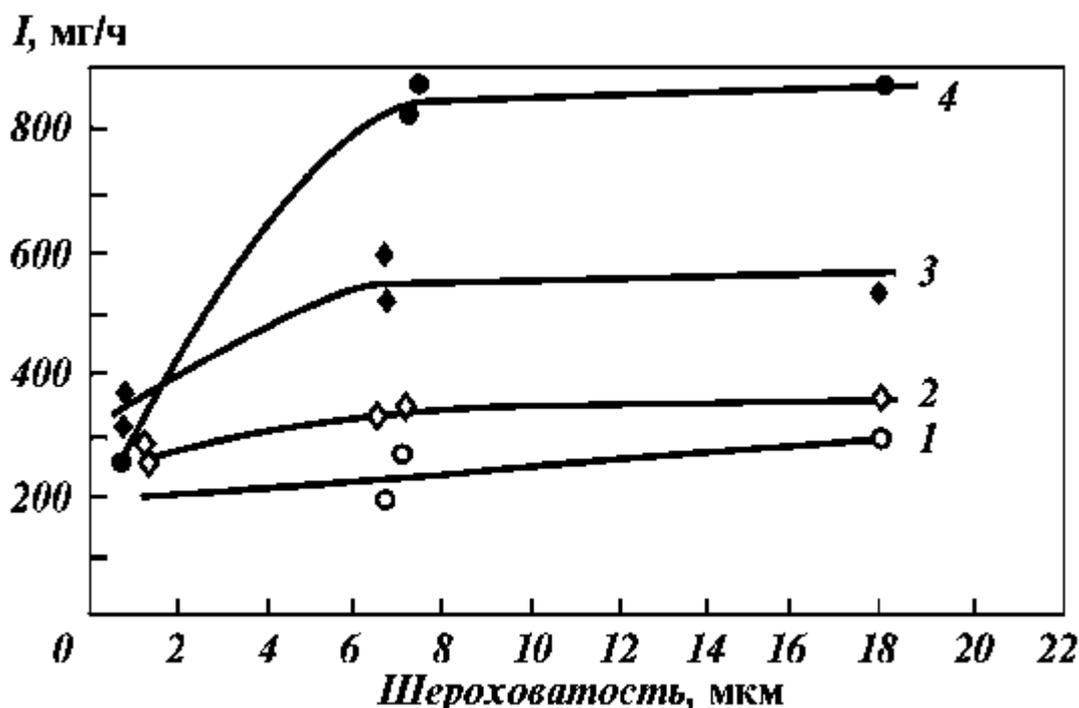


Рис.4. Изменение интенсивности отложений парафина на поверхности образцов I различной шероховатости при дебитах скважины, т/сут: 1-23; 2-42; 3-61; 4-76

6. Влияние физико-химического состава нефти на процесс парафинообразования

Результаты исследований, проведенных в 60-х годах, касающихся оценки влияния состава нефти на интенсивность образования отложений показали [16]:

при добавке асфальтенов в 5%-ный раствор парафина в керосине парафин образует точечную структуру, т.е. кристаллы парафина не соединяются между собой и не образуют сплошную решетку. Это объясняется адсорбцией асфальтенов на кристаллах парафина и созданием слоя, препятствующего развитию ленточной структуры;

при добавке смол, наоборот, создаются условия для образования агрегатов кристаллов и их прилипания к поверхности;

в условиях скважины за счет активных компонентов нефтекислот и асфальтосмолистых веществ поверхность труб становится гидрофильной, а значит, ухудшаются адгезионные свойства парафина;

зависимость температуры кристаллизации парафина от соотношения концентраций асфальтосмолистых веществ и парафина носит линейный характер;

с увеличением количественного соотношения асфальтены - смолы к парафину температура начала кристаллизации снижается, а значит, и уменьшается глубина начала отложений парафина в подъемных трубах.

Заслуживает подробного рассмотрения вопрос о влиянии отдельных факторов на интенсивность образования АСПО.

Анализ состава нефтей и АСПО на поверхности НКТ ряда месторождений показал, что в составе АСПО содержание асфальтенов намного больше, чем в нефти. Это указывает на активное действие ассоциатов асфальтенов на процесс кристаллизации парафинов. Установлено, что здесь смолы участвуют как депрессаторы объемного действия, а асфальтены - в качестве присадок поверхностного действия.

В.П. Тронов отметил ряд факторов, влияющих на слипаемость частиц с поверхностями, среди которых: природа взаимодействующих частиц и поверхности, размер и форма частиц, природа среды, из которой уходит частица, присутствие в растворе ПАВ и адсорбционные процессы, протекающие на поверхности раздела фаз, время контакта, температура среды [17, 18].

Сила прилипания N описывается формулой Б.В. Дерягина

$$N = -\frac{2\pi}{\sqrt{\varepsilon'}} f_0, \quad (1)$$

где ε , ε' - кривизна соприкасающихся поверхностей; f_0 - результирующая сила поверхностного натяжения

$$f_0 = \sigma_{12} - \sigma_{13} - \sigma_{23}, \quad (2)$$

где σ_{12} - поверхностное натяжение на границе раздела контактирующих частицы и поверхности; σ_{13} , σ_{23} - поверхностное натяжение на границах раздела соответственно частицы и поверхности с окружающей средой. При взаимодействии сферы и плоскости

$$N = 2\pi r f_0, \quad (3)$$

где r - радиус сферической частицы.

Известно, что нефти имеют в своем составе поверхностно-активные вещества, природа которых различна. К ПАВ относятся нафтеновые кислоты, смолы и асфальтены. Именно они, контактируя с поверхностью труб, модифицируют ее, создавая первый адсорбционный слой, определяющий в дальнейшем процесс парафинообразования.

Таким образом, ассоциаты асфальтенов обуславливают пересыщение нефти парафином.

Авторы работы представили дисперсность ассоциатов асфальтенов через отношение их массового содержания A к массовому содержанию смол C . Тогда безразмерный параметр A/C и температура насыщения нефти парафином $T_{нас}$ будут иметь зависимость. С увеличением параметра A/C ассоциаты в нефти менее стабилизированы из-за недостатка

стабилизирующих компонентов, что ведет к снижению температуры и при небольших значениях А/С - наоборот. Процесс кристаллизации парафинов таких нефтей подавляется ассоциатами асфальтенов, и отложение парафина не происходит.

Следовательно, для предотвращения парафиноотложений температуру насыщения нефти необходимо снижать ниже температуры в интервале, где необходимо предупредить формирование этих отложений.

Результаты исследований и экспериментов свидетельствуют о депрессирующем действии природных ПАВ, что позволяет указать на новые направления для предотвращения парафиноотложений:

увеличение содержания асфальтенов в потоке добываемой парафинсодержащей нефти;

повышение поверхностной активности содержащихся в нефти ассоциатов асфальтенов путем их диспергирования.

На практике реализация этих рекомендаций возможна путем: подачи асфальтенсодержащей нефти в поток парафинистой нефти; диспергирования ассоциатов асфальтенов добавкой химических реагентов.

При недостатке естественных депрессаторов-ассоциатов асфальтенов в составе парафинистой нефти рекомендуется использовать синтетические депрессаторы и растворители.

Некоторые исследователи считают основным фактором парафинообразования - снижение температуры.

За основной критерий взята температура насыщения нефти парафином $T_{\text{нас}}$, при которой из нефти начинается массовое выпадение твердой фазы.

Принимается, что при $T_{\text{нас}} = T_{\text{пл}}$ (где $T_{\text{пл}}$ - температура пластовая) нефть насыщена парафином, при $T_{\text{пл}} - T_{\text{нас}} < 10$ нефть близка к насыщению, при $T_{\text{пл}} - T_{\text{нас}} > 10$ нефть недонасыщена парафином.

На основе экспериментальных исследований получено уравнение, описывающее зависимость содержания парафина в нефти S от насыщения парафином дегазированной нефти $T_{нас д}$:

$$T_{нас д} = 70,5 \exp^{3,686/N}. \quad (4)$$

Влияние пластового давления $p_{пл}$ и газосодержания Γ на фазовое содержание парафина в нефти учитывается в уравнении

$$T_{нас} = T_{нас д} + 0,2p_{пл} - 0,1\Gamma. \quad (5)$$

В результате получены корреляционные зависимости $T_{нас}$ от $\Gamma/p_{пл}$, которыми можно руководствоваться на практике при оценке зоны возможного парафинообразования.

Исследования позволили получить закономерность, описывающую температуру нефтегазового потока и глубину h :

$$T_{п} = T_{пл} - \Delta t - B, \quad (6)$$

где B - поправочный коэффициент, рассчитываемый для каждого пласта по формуле

$$B = T_{уст} + T_{пл} - \Delta t, \quad (7)$$

здесь $T_{уст}$ - температура на устье скважины при дебите q , °С; Δt - отклонение температуры нефтяного потока на высоте h над забоем скважины от пластовой, °С:

$$\Delta t = h \left(1 - \frac{1 - e^{-ah}}{ah} \right) A \quad (8)$$

где

$$a = \frac{2\pi h}{1000Qn \ln \frac{r_2}{r_1}} \quad (9)$$

Γ - геотермический градиент, °С/м; e - коэффициент теплопроводности, ккал/(м·ч·°С); c - удельная теплоемкость нефтяного потока, ккал/(кг·°С); r_1 - наружный радиус насосно-компрессорных труб, м; r_2 - внутренний радиус обсадных труб, м; Q - дебит скважины, т/ч.

Принимая температуру потока на глубине h равной температуре отложения парафина, получим

$$T_{i_{\text{тв}}\delta} = \dot{O}_{ie} - \tilde{A}h \left(1 - \frac{1 - e^{-ah}}{ah} \right) \quad (10)$$

Решая уравнение относительно h , получаем расстояние от забоя по стволу скважины, где температура в НКТ будет равна начальной температуре образования смолопарафиновых отложений.

Выводы

Опыт механизированной эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях показывает, что в течение некоторого времени, исчисляемого от 1 до 4 месяцев, на поверхности промыслового оборудования образуются отложения парафина и асфальто-смолистых веществ. Вязкое вещество темного цвета покрывает толстым слоем седла клапанов, шарики, полость плунжера и пр. Аналогичные отложения происходят и в призабойной зоне пласта, о чем свидетельствуют факты постепенного снижения продуктивности скважин. Условия образования отложений в пласте многообразнее, не всегда поддаются классификации.

Образованию отложений при добыче нефти способствует повышение концентрации асфальто-смоло-парафиновых соединений на поверхности капель нефти. При подъеме нефти с водой по стволу скважины происходит стабилизация поверхностной пленки и их охлаждение, что сопровождается аномальным повышением вязкости поверхностной пленки капли нефти. В результате поверхностный слой приобретает липкость и легко откладывается из-за своей активности на поверхности нефтепромыслового оборудования.

Существует значительное количество научных исследований, посвященных механизму формирования парафиновых отложений в скважинах. Наиболее крупными из них, оказавшими влияние на практическое решение проблем борьбы с парафинообразованием, явились работы П.П. Галонского, С.Ф. Люшина, Н.Н. Репина, В.А. Рассказова, В.П. Тронова.

Исследования ученых и практиков позволили к настоящему времени выделить следующие факторы, влияющие на парафинообразование: снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы; интенсивное газовыделение; уменьшение температуры в пласте и стволе скважины; изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов; состав углеводородов в каждой фазе смеси; соотношение объемов фаз.

В скважине перечисленные факторы меняются непрерывно от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

ГЛАВА III

Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в добывающих скважинах

1. Методы борьбы с отложениями парафина в фонтанных скважинах

Развитие технологии и техники борьбы с парафинообразованием имеет длительную историю. Однако нельзя сказать, что к настоящему

времени все трудности, связанные с решением данной проблемы, преодолены. Многообразие условий разработки месторождений и характеристик добываемой нефти требует индивидуальных подходов.

Сегодня, как и много десятилетий тому назад, в арсенале нефтяников преобладают следующие методы: тепловые, физические, химические, механические и применение покрытий.

На отдельных месторождениях в качестве экспериментальных проводятся работы по применению вибрационных и магнитных способов.

Перечисленные методы с небольшими изменениями, а иногда и без них, применяются в скважинах с различными способами эксплуатации. Поэтому при описании технологии применительно к тому или иному способу будем касаться только существенных отличий, характерных для данного способа эксплуатации.

2. Тепловые методы

Тепловые методы основаны на свойствах парафина плавиться при температурах выше 50 °С и, стекая с нагретой поверхности, освобождать ее.

Воздействие высокой температуры требует применения специального источника тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений или вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины.

В настоящее время используются следующие технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
- острого пара;
- электрических печей наземного и скважинного исполнения;
- агентов, взаимодействие которых ведет к химической реакции, сопровождающейся выделением некоторого количества тепла.

Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях – котельных установках

передвижного типа и подачу ее в скважину способом прямой или обратной промывки.

Для этой цели промышленность выпускает специальные агрегаты – депарафинизационные передвижные установки, оснащенные котлами – подогревателями жидкости до температуры 150 °С и насосами, развивающими давление до 16 МПа. Нагретый агент может циркулировать в скважине определенное время, обеспечивая расплавление и удаление отложений.

Наиболее предпочтительной считается обратная промывка, исключая образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке.

Применение острого пара, вырабатываемого паропередвижными установками типа ППУА-1200/100, с температурой до 310 °С и давлением до 10 МПа для целей скважинной борьбы с отложениями неэффективно. При подаче пара в скважину происходит интенсивная конденсация пара и, как утверждают авторы, на глубине 300–400 м температура пара снижается до температуры скважины.

Повышение эффективности очистки НКТ от отложений парафина может быть достигнуто ранее применявшейся, но к настоящему времени повсеместно утраченной технологией. Улучшение процесса очистки происходит за счет совмещения операции промывки горячей жидкостью со спуском поршня. Последний обеспечивает направленное движение теплоносителя вдоль внутренней поверхности НКТ и более рациональное использование тепла [22, 23].

3. Физические методы

Методы, относящиеся к физическим, основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. К наиболее перспективным из методов следует отнести воздействие переменных электромагнитных полей на

парафинистую нефть. Вследствие лабораторных и промышленных исследований установлено, что при обработке нефти электромагнитным полем степень парафинизации трубопроводов значительно уменьшается. Степень воздействия поля на интенсивность образования отложений зависит от физико-химических свойств, состава нефти, интенсивности поля и режима обработки нефтяного потока полем.

Как известно, нефть представляет собой смесь веществ, обладающих различным характером и значением магнитной восприимчивости, а также электрической поляризуемости. Переменное электрическое поле характеризуется напряженностью переменного электрического поля и напряженностью переменного магнитного поля.

При обработке нефтяного потока полем образуются дополнительные центры кристаллизации парафина по всему объему нефтяного потока. Кристаллы растут не на стенках оборудования, а в объеме нефти, что и уменьшает интенсивность накопления АСПО в оборудовании.

Для исследования влияния электромагнитного поля на процесс возникновения смолопарафиновых образований был сконструирован и изготовлен электромагнитный аппарат, который был испытан на Усинском месторождении. Результаты промышленных испытаний показали достаточно высокую эффективность метода.

В настоящее время в связи с трудностями приобретения химических реагентов и специального оборудования наиболее перспективными являются устройства, предотвращающие образование АСПО, на основе постоянных магнитов, которые не требуют ни химических реагентов, ни электроэнергии. В течение последних трех лет с этой целью предлагались петромагнитные устройства "Магнифло" производства компании "Петролеум Магнетик Интернешнл" (г. Одесса и штат Техас, США).

Они представляют собой трубы НКТ с внешним кожухом, в котором размещаются магниты. Технологическая конструкция устройства обеспечивает универсальность этих изделий, но из-за довольно

значительных размеров (2–5 м) и массы (30–100 кг) иногда возникают проблемы с установкой и монтажом (обязателен подъем НКТ).

В России эти устройства продаются и перепродаются различными фирмами-посредниками по цене 8–12 тыс. долл. США, что в итоге не позволяет достичь хороших экономических и технологических результатов. В связи с большой удаленностью добывающих скважин от базы производственного обеспечения в условиях Крайнего Севера эта технология не была принята надежной. Поэтому совместно с НПФ "Технологические системы" с 1994 г. были начаты работы по внедрению отечественных опытно-промышленных устройств с использованием постоянных спецмагнитов.

Устройства представляют собой цилиндры диаметрами 60 и 42 мм, длиной 450 и 350 мм, массой примерно 5 и 3 кг, выполненные из коррозионно-стойкой стали и снабженные элементами крепления внутри трубы и элементами, позволяющими подвешивать их в НКТ на проволоке, в том числе вместе с механическим скребком или утяжелителем. Подъема НКТ в большинстве случаев не требуется.

Конструкция магнитов, расположенных внутри корпуса, позволяет проводить обработку продукции скважины таким образом, что после прохождения жидкости через зазор между стенкой трубы и поверхностью магнитного устройства для обработки жидкости в нефтегазоводяном потоке за счет физико-химической модификации металлосодержащих микропримесей образуется огромное количество дополнительных центров кристаллизации и флотационного выноса. Они представляют собой газовые электрически заряженные микропузырьки, сформированные на коллоидных микропримесях. Форма корпуса МОЖ сконструирована так, что магнитный эффект усиливается гидравлическим. Защита от отложения осуществляется в результате формирования АСПО в объеме с последующим флотационным их выносом на устье скважины. Применение устройств, разработанных НПФ "Технологические системы", вызывает

также газлифтный эффект благодаря более раннему выделению газа в виде микроскопических пузырьков, что в некоторой степени увеличивает продуктивность скважин. Интенсивное выделение микропузырьков газа способствует выносу мелких (частицы размером примерно до 50 мкм) механических примесей, однако более крупные механические примеси (размеры, начиная с 50 мкм) могут быть не вынесены микропузырьками, что снижает эффективность работы депарафинизатора. Однако в последнем случае отнесение отложений механических примесей к АСПО является ошибочным, так как АСПО принято называть отложения, полученные в результате кристаллизации твердых веществ из растворенного состояния. Косвенно указывает на наличие крупных механических примесей в продукции скважины малый (1–5 мес) межремонтный период.

Работу устройств затрудняют геолого-технологические факторы: наличие значительного количества механических примесей в нефти, подбросы скребков с депарафинизаторами при запуске скважин с большим газовым фактором.

По результатам промысловых испытаний магнитных депарафинизаторов сделаны следующие выводы:

- магнитными депарафинизаторами можно оборудовать скважины и выкидные линии;
- в фонтанные скважины и скважины с ЭЦНУ депарафинизаторы следует спускать на скребковой проволоке;
- в скважинах с большим газовым фактором депарафинизатор необходимо перед запуском поднимать до лубрикатора;
- для месторождений с незаконченным обустройством магнитные депарафинизаторы являются оптимальным средством предотвращения АСПО; срок окупаемости магнитных депарафинизаторов в скважинах с небольшим межочистным сроком (до нескольких суток) составляет не более одного месяца [22, 23].

4. Вибрационные методы

Методы основаны на создании в области парафинообразования ультразвуковых колебаний, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению на стенках труб.

Опубликованные материалы по результатам испытания гидравлических вибраторов противоречивы. Есть основания предполагать, что вибрация влияет на прочность резьбовых соединений НКТ, а также способствует их разрушению или самоотвинчиванию.

Учитывая, что работающее в скважине насосное оборудование, особенно установки электроцентробежных насосов, также вызывают вибрацию труб, могут возникнуть резонансные колебания системы, приводящие к авариям. Последнее имеет место на практике.

Применение вибраторов для целей борьбы с парафином широкого распространения не получило [22, 23].

5. Химические методы

Наиболее широко используемое в настоящее время направление по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений базируется на исследованиях, в результате которых было установлено: дозирование в нефть или нефтяную эмульсию химических соединений, обладающих определенными свойствами, уменьшает, а иногда и полностью предотвращает образование отложений.

В основе действия реагентов ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью.

По этому признаку ингибиторы подразделяются на: смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

Механизм действия смачивающих агентов сводится к образованию на поверхности металла труб гидрофильной пленки, препятствующей адгезии кристаллов парафина к трубам и создающей условия для их выноса потоком жидкости. Условием эффективного применения агентов этой группы является отсутствие каких-либо отложений на трубах перед использованием ингибиторов.

Модификаторы взаимодействуют с молекулами парафина, ослабляя процесс укрупнения кристаллов. Это способствует поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии в процессе их движения.

Механизм действия депрессаторов заключается в адсорбции их молекул на кристаллах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению.

Диспергаторы – химреагенты, обеспечивающие повышение теплопроводности нефти и, следовательно, замедляющие процессы кристаллизации парафина. В результате время пребывания парафина во взвешенном состоянии в потоке и вероятность его подъема потоком жидкости увеличиваются [22, 23].

Известно уже много депрессоров и каждый год добавляются новые, что свидетельствует о неудовлетворенном спросе, низкой эффективности большинства депрессоров и о многообразии условий применения. Американцы транспортируют часть нефти с Аляски по трубам и, поэтому далеко продвинулись в разработке и применении полимерных депрессоров. Наши успехи поскромнее. В основном налегают на разнообразные смеси из известных веществ, которые готовят прямо на пунктах перекачки.

Природным депрессором являются жидкие смолистые компоненты нефти, то есть смолистую нефть можно добавлять в парафинистую для снижения температуры застывания. Для высокопарафинистых нефтей хорошим депрессором является присадка ДН-1, это полимерный ПАВ. Депрессор АзНИИ – диалкилнафтамин; Азолят – сложный эфир

этаноламинов и ВМС жирных кислот, они снижают температуру застывания на 28-30 °С. Импортные депрессоры – ХТ-48 по пат. США № 4005020, другой - по пат. США № 4192767 содержит 40% сульфоната, 30% нафтената алюминия и 30% моноалкилового эфира полиэтиленгликоля. Депрессор по пат. США № 4362533 от 1982 г. содержит сополимеры этилена-65,1%, винилацетата-19,9%, стирола-15,0%. При добавке в нефть с=0,0026 снижение температуры застывания составляет от 32 до =1 °С; при добавке 0,012% - от 32 до -19 °С.

Сравнение депрессоров в лабораторных условиях по убыванию эффективности согласно РД 39-0147103-329-86 показало, что хорошими свойствами обладают высшие эфиры малеиновой кислоты и стирола, далее следуют высшие эфиры акриловой и малеиновой кислот, потом тройные сополимеры высших эфиров акриловых, малеиновых кислот и винилацетата, и высшие эфиры малеиновой кислоты и винилацетата, сополимеры акрилатов и метакрилатов замыкают этот ряд [21].

6. Методы определения эффективности ингибиторов

По увеличению массы раствора определяют количество образовавшихся на стержне смолопарафинистых отложений. Эффективность Э ингибитора определяется по формуле

$$\dot{Y} = \frac{G_1 - G_2}{G_1} 100\%$$

где G_1 , G_2 – количество отложений при контрольном и рабочем опыте соответственно.

Испытание проводится в следующей последовательности.

Колбу заполняют 50 мл нефти с добавлением 0,02 % (по массе) ингибитора и перемешивают в течение 3-5 мин. Переливают раствор в пробирку и выдерживают в течение 20 мин. Затем переводят раствор из пробирки в колбу, а пробирку на 0,5 объема заполняют пластовой водой исследуемого месторождения. Оставшийся объем заполняют нефтью из

колбы. Пробирку закрывают, а затем переворачивают и включают секундомер, регистрируя смыв пленки нефти во времени.

Метод дисперсии и отмыва АСПО. Этот метод состоит в следующем. В 50 мл пластовой воды дозируют 0,5 мл реагента и помещают 2,5 г АСПО. Содержимое колбы нагревают, перемешивая до полного расплавления АСПО. Затем колбы охлаждают струей водопроводной воды и фиксируют диспергирование парафиновых отложений, наливание на стенки колбы и замазывание [21].

Метод "холодного цилиндра". Оценка эффективности ингибитора этим методом состоит в нагреве определенного количества нефти, а именно 400 мл, и 48 г измельченного парафина в термостатируемой бане до 90 °С с последующим вводом микрошприцем в раствор ингибитора в количествах 0,02; 0,04; 0,08; 0,1 мл.

Температура нефти в начале опыта должна быть ниже температуры растворения парафина в нефти, а температура "холодной" поверхности стакана – ниже температуры начала кристаллизации парафина. После нагрева до 65 °С стакан из бани вынимают и в него опускают цилиндр, который охлаждают в течение 20–30 мин водопроводной водой. Затем в течение 10 мин цилиндр охлаждают на воздухе, чтобы с его поверхности стекла нефть.

Далее через цилиндр пропускают горячую воду, при этом происходит смыв отложений в подставленный под цилиндр стакан.

Масса отмытых отложений при различных дозах ингибитора и является мерой эффективности его действия.

Промысловые испытания реагентов-удалителей АСПО. В качестве удалителей отложений парафина были применены отходы и побочные продукты Самарского завода синтетического каучука, содержащие углеводороды метанового, бензольного и диэтиленового рядов (пипериленовая фракция), а также тяжелые углеводороды.

В эксперименте использовались нефти ряда скважин. Для сравнения были взяты известные растворители – бензин, керосин и бензол.

Установлено, что пипериленовая фракция по эффективности может конкурировать с известными и дорогими растворителями – бензином и керосином.

Технологией предусматривалось:

а) закачка 9 м³ удалителя отложений в выкидной трубопровод при неработающей скважине агрегатом АН-700;

б) выдержка реагента в течение 90 мин;

в) запуск скважины в работу.

Поверхность трубы после такой обработки была отмыта практически полностью. Продолжительность работы скважины с дебитом 116 м³/сут между двумя обработками от 30 до 75 сут.

Применение горячего растворителя для удаления АСПО. Опыт применения растворителей показал, что с повышением температуры до 60 °С скорость растворения АСПО увеличивается в 4 раза. Для этой цели был разработан специальный подогреватель, представляющий собой теплообменник "труба в трубе". Теплоноситель от паропередвижной установки закачивают в кольцевое пространство теплообменника, а нагреваемый растворитель подается насосным агрегатом в центральную трубу, сообщающуюся с арматурой скважины.

При расходе 2 л/с и температуре 60–70 °С растворитель дозируют в скважину. Технология обработки скважины состоит из следующих операций.

Пар от ППУ подают одновременно с растворителем в подогреватель. Давление пара рекомендуется поддерживать не более 1,5 МПа, а температуру – не менее 200 °С. Растворитель в объеме 4 м³ подают в НКТ в область, расположенную ниже границы интенсивного выделения парафина из нефти, т.е. на глубину 1000–1100 м.

После закачки растворителя в НКТ скважину оставляют на "реагирование" в течение 2 ч, а затем запускают в работу. При ремонтных работах для очистки НКТ и эксплуатационной колонны рекомендуется поднять НКТ на глубину до 500 м и выполнить циркуляционную промывку горячим растворителем в объеме 8–9 м³.

Основным показателем технико-экономической эффективности описанной технологии является увеличение межочистного периода скважины, а также изменение дебита нефти и газа в течение всего периода работы скважины [21].

Способы подачи ингибитора в скважину и оценка их эффективности. Как отмечалось ранее, на промыслах получили применение несколько способов подачи ингибиторов в нефтяные скважины – периодический и подача в затрубное пространство устьевыми дозаторами.

Периодический способ предполагает разовую "задавку" в пласт определенного объема раствора насосным агрегатом через затрубное пространство скважины или НКТ без подъема оборудования. Такой способ прост, технологичен, однако, как отмечают исследователи, весьма дорог, так как непродолжителен по сроку действия. По данным, в первое время после задавки выносится вместе с добываемой жидкостью основное количество ингибитора.

Подача раствора в затрубное пространство устьевыми дозаторами требует монтажа дозирующих насосов, что не представляет технических трудностей. Но, как отмечают авторы работы на основе проведенных исследований, затрубное дозирование требует также повышенного расхода реагента вследствие потери его активности при прохождении значительного столба газожидкостной смеси от устья до башмака НКТ.

Наиболее целесообразной является скважинная подача ингибитора. При фонтанном способе добычи для этой цели могут использоваться несколько конструкций дозаторов.

Объем реагента, а следовательно, и количество НКТ, образующих контейнер, выбирается исходя из планируемой дозы реагента и межремонтного периода работы фонтанной скважины.

Экспресс-метод. Здесь описаны экспресс-методы определения эффективности применяемых ингибиторов АСПО, определение оптимальных концентраций впервые внедряемых химреагентов, эффективность покрытия труб разными материалами, а также оптимальные концентрации моющих составов. Способы оценки эффективности химреагентов и покрытий против отложений АСПО основаны на определении скорости отмыва пленки нефти с различных поверхностей в водной среде. В основе способа лежит тот факт, что любая поверхность сначала адсорбирует асфальто-смолистые компоненты нефти и только потом на этой адсорбционной пленке формируются отложения. Время выдержки материалов в нефти и в воде выбрано исходя из их адсорбционной активности, которая в первом приближении зависит от молекулярного веса среды и составляет для нефти 30 мин, а для воды – 3 мин.

Подготовка к анализу. Скважинная жидкость, состоящая из нефти и воды, подвергается разделению без применения деэмульгаторов. Обычно хороший результат дает разделение на центрифуге. Порции воды и нефти хранятся отдельно, без доступа воздуха, то есть в закрытой посуде сроком не более суток во избежание осмоления нефти. Для точной дозировки малых количеств реагента используются разбавленные (2% - 10%) растворы. Дозировку удобно осуществлять шприцем на 1 мл по каплям, учитывая, что в 1 мл содержится примерно 100-120 капель. Для разбавления используют рекомендуемый поставщиком растворитель. При отсутствии рекомендаций применяют смесь толуол-изопропиловый спирт (1:1). Подготовка испытуемых поверхностей (металл, стекло, полимер и т.д.) заключается в промывке водой, высушивание остатков воды. Затем образцы насухо вытираются и маркируются.

Качественная характеристика поверхности стекла, стали и полиэтилена.

Стеклоянная поверхность, если она сухая, инертна по отношению к нефти, поэтому отмыв пленки нефти идет в течение 150-180 с. Если же стеклоянная поверхность была предварительно смочена водой и потом насухо вытерта, то отмыв пленки нефти завершается за 9-10 с. При этом пленка отторгается от поверхности. В этом ее сходство с эпоксидным покрытием, обработанным катионо-активным ПАВ.

Стальная поверхность изначально гидрофобна, пленка нефти прочно удерживается самой поверхностью. Отмыв идет за счет разницы плотностей нефти и воды, то есть пленка утончается и удаляется слой за слоем. При достижении некоторой критической толщины (пленка нефти приобретает прозрачный светло-коричневый цвет) происходит разрыв сплошной пленки и отмыв продолжается очагами. Все это длится десятки минут.

Полиэтилен имеет гидрофобную поверхность, и отмыв идет слой за слоем, а начинается с утонения пленки. Продолжительность процесса 5-10 мин. Но в отличие от стальной поверхности, после достижения минимальной толщины (цвет светло-коричневый) пленка нефти остается без изменений в течение нескольких часов [21].

Определение эффективности ингибиторов АСПО. Эффективность ингибиторов определяется по следующей последовательности [21, 25]:

1. Выбирают 2-3 стальные полосы (2x10 см), одна из которых будет контрольной, а другие испытуемые. Нанесение покрытий из полимеров и клеевых составов на стальные полосы производится по существующей технологии. Например, пленка из ПАА образуется на стальной полоске при выдержке в 2%-ном растворе в течение 30 мин, после чего удаляется избыток полимера, и полосы высушиваются. Для нанесения гипана поверхность пластины сначала обрабатывается соляной кислотой и только потом наносится слой полимера. Перед нанесением эпоксидного клея

поверхность обезжиривают, а слой клея наносят на теплую поверхность толщиной не более 0,1-0,5 мм.

2. В колбу наливают 100 мл нефти и 1 мл 2%-ного раствора ингибитора, колбу закрывают и содержимое тщательно перемешивают в течение 3-5 мин. Затем нефть переливают в химический стаканчик. Проба нефти готова.

3. В другой стаканчик наливают 100 мл нефти без реагента - контрольная проба. Маркированные полоски опускают в стаканчики с нефтью на 30 мин, по истечении 30 мин полоски вынимают из стаканчиков и дают стечь избытку нефти.

4. В химический стаканчик наливают пластовую воду, опускают туда контрольную и испытываемую полоски с налипшей нефтью и одновременно включают секундомер. Визуально определяют полноту отмыва пленки нефти с поверхности полосок.

5. Отмыв считается отличным, если за 30 сек $2/3$ поверхности полоски очищается от нефти, хороший результат - смыт за 60 сек, удовлетворительно - за 180 сек. Если время отмыва превышает 180 сек или величина отмытой поверхности меньше $2/3$ от первоначальной загрязненной, то результат считается неудовлетворительным.

6. По результатам испытаний разных реагентов составляется таблица с указанием времени отмыва каждой полоски.

7. Механические методы

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся АСПО на насосно-компрессорных трубах. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции.

Одним из первых нашедших применение было скребковое устройство, состоящее из изогнутой штанги и скользящего по ней ножа-диска. Устройство опускалось в скважину на штангах или канате. В начале спуска нож поднимался до изогнутой части штанги и занимал в ней вертикальное положение. Это обеспечивало свободный пропуск его в

скважину. При подъеме диск опускался вниз и занимал горизонтальное положение, очищая со стенок НКТ АСПО. Скребок опускался на штангах или тартальном канате. Существенным недостатком такого метода очистки является его периодичность. Последнее не позволяет контролировать процесс и приводит к образованию пробок при очистке, заканчивающейся подъемом НКТ.

Скребки с боковой режущей частью первоначально оснащались боковыми ножами постоянного сечения и по идее изобретателей должны были срезать парафин при движении скребка вниз и вверх. Скребки часто застревали, проволока, на которой они опускались, обрывалась, что создавало массу осложнений и заканчивалось подъемом труб. В конструкции скребков с ножами переменного сечения ножи были выполнены раздвижными: при спуске они складывались, уменьшая поперечный габарит, при подъеме раздвигались. Спуск скребков осуществлялся ручными лебедками, что являлось длительной и трудоемкой операцией. В последние годы усилия инженеров и конструкторов были направлены на механизацию и автоматизацию этого процесса [22, 23].

8. Применение гладких защитных покрытий

Исследованиями ученых установлено, что шероховатость поверхности труб обсадных и подъемных колонн является одним из факторов, способствующих образованию отложений АСПО.

По данным, отложения парафина возрастают с увеличением шероховатости поверхности. Установлено, что чем выше шероховатость поверхности, тем интенсивнее парафинообразование.

Дальнейшие исследования показали, что на гладкой поверхности, образованной из лаков, стекла, эмали, отложения незначительны.

Известно, что при эксплуатации в промышленных условиях НКТ подвергаются при перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и

другим нагрузкам. Испытания показали, что этим условиям наиболее соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями.

Стеклоанное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. Последнее ведет к образованию стеклянных пробок в колонне НКТ и заклиниванию насосов. Кроме того, технология образования стеклянных и эмалевых покрытий предполагает нагрев труб до 700–800 °С, что вызывает необратимые процессы в структуре металла и расплавление вершин резьб. Последнее приводит к уменьшению прочности резьбового соединения труб и провоцирует обрывы.

Применение футерованных лифтов в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН, особенно эффективно, так как спуск скребка в скважину с большим дебитом затруднителен, а зачастую невозможен. Для спуска скребка насос необходимо остановить, но и это не исключает подбросов, запутывания проволоки и других осложнений, в ряде случаев заканчивающихся подземным ремонтом.

Многочисленные отключения для спуска скребка и последующие включения пагубно отражаются на работе погружного электродвигателя. Опыт показывает, что применение футерованных лифтов приводит к увеличению межремонтного периода работы скважин на 30–40 %. Спускоподъемные операции с футерованными трубами не отличаются от аналогичных операций с обычными трубами. Необходимо только снизить скорость спуска и подъема труб до 0,25 м/с.

Следует иметь в виду, что в стыковых соединениях труб, не защищенных специальными футерованными кольцами, откладывается парафин. Поэтому установка колец в таких лифтах обязательна.

Нагрев трубы при нанесении покрытия ведет к ее деформации. В процессе приложения нагрузки при спуске трубы в скважину она выпрямляется, вызывая сколы стекла и разрушение покрытия. Эти

недостатки отсутствуют у трубы с эпоксидным покрытием. Кроме того, такое покрытие наносится при нагреве трубы до температуры 100–150 °С, поэтому нарушения в структуре металла трубы и деформации не происходят.

Однако недостаточная термо- и морозостойкость эпоксидных смол является сдерживающим фактором их широкого применения.

С этих позиций лучшими могут считаться НКТ, футерованные стеклоэмалью. Прочность и адгезия эмали высоки. Сколы в процессе спускоподъемных операций и транспортировки не наблюдаются. Большое сопротивление истиранию, низкая тепло- и электропроводность открывают большие перспективы внедрения труб с эмалевым покрытием [22, 23].

Определение эффективности различных покрытий. Эффективность покрытий определяется следующим образом:

1. Готовятся полоски с покрытием из различных испытуемых материалов (полимер, стекло, эпоксидная смола и т.д.).

2. Контрольные полоски изготавливаются из стали.

3. В химические стаканчики наливают 100 мл нефти, опускают туда испытуемые и контрольные пластины. Время выдержки в нефти составляет 30 мин, после чего полоски вытаскивают и дают стечь излишкам нефти.

4. В химический стаканчик наливают 100 мл воды, опускают испытуемые и контрольные полоски с налипшей нефтью, одновременно включают секундомер и замеряют время отмыва пленки нефти с поверхности полоски.

5. Оценка эффективности производится согласно п. 1.5., т.е. отлично - отмыв за 30 сек., хорошо - за 60 сек., удовлетворительно - за 180 сек., плохо - более 3 мин.

6. По результатам испытаний разных покрытий составляется сравнительная таблица с указанием времени отмыва пленки нефти с каждого образца [21].

9. Особенности применения методов предупреждения образования АСПО при эксплуатации ШСНУ

Парафинообразование в скважинах, оборудованных штанговыми насосами, имеет некоторые особенности. Они заключаются в следующем:

- в области приема ШГН происходит снижение давления и начинается интенсивное газоотделение, которое сопровождается выпадением парафина;
- парафин откладывается на фильтре насоса, уменьшая его полезное сечение, а значит ухудшая поступление жидкости в насос и снижая его подачу;
- парафин прилипает к седлам и клапанам, ухудшая герметичность этой пары, что приводит к утечкам части жидкости из цилиндра;
- парафин откладывается в зазоре между цилиндром и плунжером, приводя к заклиниванию последнего;
- парафин осаждается на штангах, увеличивая их массу и значение сил гидравлического сопротивления при их перемещении;
- парафин откладывается на НКТ, уменьшая свободное сечение для движения добываемой жидкости и увеличивая нагрузку на головку балансира и штанги; последнее приводит к увеличению обрывности штанг.

По данным масса колонны штанг с отложившимся на ней парафином увеличивается в среднем на 600 кг, а количество отказов насоса, связанных с заклиниванием плунжера в цилиндре из-за парафина, достигает 72 % общего числа отказов насоса.

Таким образом, борьба с парафиноотложением в скважинах с ШГН требует новых технологических и технических решений, хотя основные направления остаются такими же, как и в фонтанных скважинах [22, 23].

9.1. Термические методы

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, в настоящее время преобладают: промывка

скважин горячей нефтью; пропарка оборудования острым паром; использование электрических нагревателей.

Технология промывки горячей нефтью не отличается от описанной для фонтанной скважины. Разновидностью является использование промывки одновременно с работой штангового насоса. Это повышает эффективность отмыва отложений за счет интенсификации воздействия прокачиваемой жидкости на элементы оборудования и лучшего выноса АСПО из скважины.

С целью лучшей очистки труб и оборудования в теплоноситель добавляют химические реагенты.

Пропарка острым паром преимущественно используется для очистки приустьевой зоны скважины, а также арматуры и манифольдов.

Проведение этой операции имеет свои особенности. Во-первых, возможно образование парафиновых пробок вследствие накопления отделившегося парафина, устранение которых потребует дополнительной работы. Поэтому следует предусмотреть циркуляцию жидкости для выноса отложений. Во-вторых, пропарка поднятого из скважины оборудования – труб, штанг, насосов и т.д. – должна проводиться в закрытых кассетах. Это позволяет экономить тепло и утилизировать отложения. Последнее весьма важно с точки зрения охраны окружающей среды.

Электродепарафинизация в скважинах с УШГН в настоящее время приобрела несколько технических решений.

1. Использование серийной установки типа УЭС-1500, требующей подъема оборудования из скважины, спуска электронагревателя и его подъема с последующим спуском насосного оборудования. Это нерационально, так как вызывает длительный простой скважины.

2. Применение малогабаритного электронагревателя, спускаемого в затрубное пространство с помощью установки типа УЭС-1500. Диаметр нагревателя 29 мм, мощность 9,45 кВт, температура нагрева 125 °С,

давление среды 15 МПа. Технология спуска не отличается от принятой для спуска глубинного манометра.

3. Применение над- и поднасосных нагревателей индукционного типа, монтируемых на приеме насоса или над ним и работающих одновременно с насосом.

Особенностью технологии является использование силового кабеля от погружных центробежных насосов для подачи напряжения к индукционному нагревателю. Спуск кабеля производится по технологии, принятой для УЭЦН.

9.2. Химические методы

Объем применения химических методов в настоящее время значителен по причине простоты их осуществления и технологической эффективности. Что касается экономической эффективности, то этот вопрос должен решаться индивидуально для каждого применяемого химреагента и выбранной технологии его подачи в скважину.

Рассмотрим применяемые технологии подачи ингибиторов в скважины, эксплуатируемые УШГН.

Периодическая задавка ингибитора в пласт не отличается по технологии от применяемой для фонтанных скважин. Наиболее рациональной по времени является задавка через затрубное пространство, так как подача через НКТ потребует подъема оборудования. Отрицательные качества этой технологии приведены ранее.

Дозированная подача в затрубное пространство может осуществляться как автономными дозировочными насосами, так и насосами с приводом от станка-качалки.

9.3. Механические методы

Эти методы в скважинах, эксплуатируемых ШСНУ, получили воплощение в виде скребков различной конструкции, укрепляемых на колонне штанг.

Вначале это были фигурные скребки, изготавливаемые из насосно-компрессорных труб или листовой стали длиной 240-250 мм. Скребки укреплялись на штангах хомутами с интервалом между центрами их расположения, равным длине хода.

Скребки оказались ненадежными в эксплуатации: сминались при транспортировке, перемещались по колонне штанг, значительно утяжеляли колонну.

Положение улучшилось после разработки новой технологии, предусматривающей применение пластинчатых скребков со штанговращателями.

Пластинчатые скребки представляли собой пластину со скошенными концами, выполняемую из листовой стали толщиной 2,5-3,0 мм и длиной 450-500 мм, укрепляемую на штангах хомутами. Все скребки на штангах крепились в одной плоскости. Количество скребков n рассчитывалось по формуле

$$n = \frac{h_1 + 50}{S + l_1} \quad (12)$$

где h_n - глубина начала отложения парафина, м; S - длина хода полированного штока, м; $l_п$ - длина пластины, м.

Очистка труб от парафина производилась торцевой поверхностью при повороте скребка на некоторый угол и одновременном перемещении колонны штанг вниз. Вращение колонны штанг со скребками осуществляется штанговращателем, представляющим собой диск с выполненными на его поверхности зубьями. Диск крепится на полированном штоке и получает крутящий момент от движителя, рычаг которого взаимодействует с упором, установленным на устье скважины.

За один ход полированного штока штанговращатель поворачивает колонну на определенный угол, значение которого пропорционально количеству зубьев. От обратного поворота колонну штанг предохраняет стопор.

Опыт показывает, что применение пластинчатых скребков не исключает и использование других способов - промывок, термообработок, ингибиторов, а их отсутствие сокращает межремонтный период работы скважины даже при проведении указанных обработок.

В последние годы вместо металлических пластинчатых скребков на штангах методом напрессовки укрепляются пластиковые конические скребки. Они одновременно выполняют роль центраторов. Опыт их применения пока в достаточной степени не накоплен для обоснованного вывода, однако по некоторым скважинам получены удовлетворительные результаты.

9.4. Применение труб с покрытиями

Трубы с покрытиями в скважинах, эксплуатируемых ШСНУ, получили ограниченное применение. Это объясняется весьма напряженными условиями работы, которые выражаются в следующем:

вследствие механического контакта колонны штанг с трубами покрытие истирается;

при возвратно-поступательном движении штанг возникают знакопеременные нагрузки на НКТ, которые вызывают разрушение покрытия.

Положение не улучшает и применение центраторов различной конструкции. Опыт эксплуатации труб с покрытиями в различных нефтяных регионах в целом показал неэффективность их применения в скважинах с ШСНУ.

Особенно это касается остеклованных покрытий, которые, разрушаясь, создают в трубах пробки, а в насосе – заклинивание плунжера в цилиндре. И первое, и второе требует подъема оборудования.

10. Результаты практических исследований по восстановлению продуктивности скважин осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ в объектах ОАО «Джаркурганнефть»

Сурхандарьинский нефтегазоносный регион является регионом аномальной вязкости нефти. На территории региона настоящее время разрабатывается более десяти месторождений с высоковязкой нефтью. Большинство из них находится на поздней стадии разработки, обводненность продукции скважин которых составляет 85-90 %.

Характерными особенностями современного этапа развития нефтедобывающей отрасли региона являются уменьшение объемов добычи нефти, увеличение бездействующего и малодебитного фонда скважин, увеличение обводненности добываемой продукции, рост солеотложения, увеличение твёрдых включений и т.д. Актуальной задачей отрасли в настоящее время является снижение количества бездействующих, простаивающих и осложнённых скважин. Известно, что образование вязких эмульсий и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в добывающих скважинах сопровождается возникновением аварийных ситуаций, в основном из-за обрывов насосных штанг и полированного штока, что многократно снижает их межремонтный период (МРП) и объёмы добычи. Известные и ныне применяемые химические методы (деэмульгаторы, ингибиторы, растворители), а также устройства, действия которых основано на использовании принципа последовательной откачки нефти и воды через насос, предназначенные для устранения этих проявлений, оказались затратными и малоэффективными. Применение термического воздействия также не обеспечило требуемого результата и потребовало использования дорогостоящего оборудования и значительных затрат электрической энергии, сравнимой с мощностью самих насосов. Таким образом, до настоящего времени в нефтедобыче стоит проблема снижения роста интенсивности эмульгирования лифтируемой жидкости и

количества асфальтосмолистых отложений в добывающих скважинах, особенно обострившаяся в последнее время в связи с ростом её обводнённости. Образование стойких эмульсий в скважинах в совокупности с выпадением АСПО как в пласте, так и в колонне насоснокомпрессорных труб (НКТ), приводит к значительному снижению добычи нефти. Основными причинами этих явлений являются наличие воды и движение (скольжение) нефти относительно воды. Образованию отложений при добыче нефти способствует повышение концентрации асфальтосмолопарафиновых соединений на поверхности капель нефти. При подъеме нефти с водой по стволу скважины происходят стабилизация поверхностной дополнительной пленки и её охлаждение, вязкости что сопровождается в результате повышением смеси. Поверхностный слой лифтируемой продукции приобретает липкость и легко откладывается на поверхности нефтепромыслового оборудования. В свою очередь, большинство проблемных скважин интенсивно искривлены, склонны к отложению смол, парафина или солей, выносу абразивных частиц и имеют агрессивную среду. Процессы глубинно-насосной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений относятся к сложным. Это обусловлено наличием большого количества взаимосвязанных факторов, а также не поддающихся контролю довольно большого количества технологических и усложняющих нормальную работу скважин параметров, что затрудняет их комплексную разработку и изучение.

Последние годы для повышения работоспособности глубинных насосов и удаления асфальтосмолопарафиновых соединений из насоснокомпрессорных труб, нефтепромыслового оборудования, а также освоения скважин после ремонта применяются реагенты МЛ-72, МЛ-80, которые приобретаются из России за валюту. Многофункциональные реагенты МЛ-72, МЛ-80 применяются одновременно как удалители АСПО, ингибиторы АСПО, а также при обработке призабойных зон скважин для удаления асфальтосмолистых и парафиновых веществ. Эти

реагенты растворяются в пресной воде при подаче их в затрубное пространство скважин, разрушают эмульсию, защищают от АСПО и увеличивает КПД глубинных насосов. Недостатком их является особенность применения в зимнее время из-за сравнительно высокой температуры застывания. Кроме того, приобретение и дорожные расходы значительно повышают себестоимость добываемой нефти.

Для разработки химических реагентов, заменяющих импортные на базе местного сырья нами проводились лабораторные исследования нефти, воды и водонефтяных смесей месторождений Сурхандарьинского региона. Цель лабораторных исследований была направлена на разработку новых химических реагентов применяемые при добычи нефти для:

- повышения эффективности работы нефтяных скважин и нефтепроводов;
- предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых и солевых отложений;
- очистки труб и подземного нефтепромыслового оборудования;
- снижения гидравлического сопротивления при добыче и перекачке по трубопроводу высоковязких нефтей и водно-нефтяных эмульсий;
- комплексной обработки призабойных зон продуктивных пластов;
- использования в качестве задавочной жидкости при ремонтных работах, для интенсификации механизированных скважин с обводнённой продукцией.

В результате исследований на базе местного сырья получен углеводородорастворимый реагент и условно назван ТА-2009, который в 2010 году прошел опытно-промысловое испытание. Опытно-промысловое испытание реагента ТА-2009 проводились в четырех скважинах (№№ 17, 18, 20, 81) месторождения Какайти АОА «Джаркурганнефть». Обработка скважин проводились по следующей технологии. До обработки скважин для определения продуктивности замерили объем добываемой жидкости и сняли динамограмму скважин. На каждую скважину в затрубное

пространство закачали в объеме 25 литров реагента с последующей задавкой пластовой воды в объеме 1250 литров. После обработки скважины были остановлены на 2 часа. По истечению этого времени в скважинах был установлен рабочий режим и была определена производительность. Результаты обработки скважин приведены в таблице 4.

таблица 4.

Результаты обработки скважин приведены

№ скважин	Производительность насоса до обработки						Производительность насоса после обработки					
	Нефть	вода	эмульсия	жидкость	%	K _п	нефть	вода	эмульсия	жидкость	%	K _п
17	0,8	22,9	0,3	24,0	96,7	0,56	0,7	25,5	0,3	26,5	97,4	0,64
18	2,2	30,0	0,9	33,1	93,3	0,72	2,2	30,0	0,9	33,1	93,3	0,72
20	2,2	28,9	0,9	32,0	93,1	0,63	1,4	34,0	0,7	36,4	96,1	0,71
81	2,2	28,9	0,9	32,0	93,1	0,54	1,4	42,0	0,7	44,1	96,8	0,74

Как видно из таблицы, реагент ТА-2009 эффективно удаляет асфальтосмолопарафиновые отложения из призабойной зоны пласта, насосных установок и насоснокомпрессорных труб.

ВЫВОДЫ

Практика показала, что предотвращение отложения тяжелых органических соединений является менее дорогостоящим методом, чем их постоянное удаление. Перед проектированием систем добычи и транспортировки нефти необходимо проводить комплекс лабораторных исследований и моделирование возможных процессов образования АСПО. Полученные результаты следует учитывать при проектировании с целью минимизации проблем, связанных с отложением тяжелых органических соединений.

Грамотной разработке методов борьбы с АСПО применительно к месторождениям региона будет способствовать:

- проведение детального анализа пластовых и устьевых проб нефти и проб АСПО, отобранных с разных глубин;

- подробное исследование механизма отложения тяжелых органических соединений на основе данных о нефти, АСПО, геолого-физических условий, используемых методов добычи нефти и методов интенсификации притока.

В борьбе с АСПО могут быть использованы следующие общие рекомендации:

- как показала практика, скважины, осложненные проблемой образования АСПО, необходимо оснащать двойной колонной НКТ с целью использования второй колонны для закачки растворителей или ингибиторов. Вторая колонна также может быть использована для добычи нефти, когда в первой выполняется очистка от отложений;

- существует градиент распределения тяжелых органических соединений в нефтяном пласте, в соответствии с которым более глубокие зоны пласта содержат более тяжелые фракции, поэтому предпочтительно вначале добывать нефть из верхних зон пласта, так как она будет менее склонна к отложениям;

- все используемые в процессе стимуляции скважин жидкости

необходимо тестировать на совместимость с добываемой нефтью, чтобы исключить контакт нефти с жидкостями, провоцирующими отложение тяжелых органических соединений;

– еще одним фактором, инициирующим отложение асфальтенов, исследователи считают железо-асфальтеновые шламы и эмульсии, стабилизированные частицами асфальтенов, образующиеся при проведении кислотных обработок. В связи с этим рекомендуется контролировать качество кислоты, применяемой на скважине, эмульгировать кислоту в ароматических фазах (например, в ксилоле) с целью исключения прямого контакта кислоты с НКТ и применять ингибиторы коррозии.

Высокая интенсивность отложения тяжелых органических соединений на скважинах месторождений обуславливает низкую эффективность применения большинства методов борьбы с АСПО по отдельности. Рекомендуем использовать комплексные технологии предотвращения и удаления отложений тяжелых органических соединений, в которых сочетается воздействие на АСПО с разных сторон для достижения наилучших результатов.

Объекты воздействия целесообразно разделить на 2 группы в соответствии с режимом эксплуатации (высокодебитные фонтанные скважины и низкодебитные скважины, эксплуатируемые при помощи ШСНУ). Технологии борьбы с АСПО для фонтанных высокодебитных скважин должны быть основаны на предотвращении отложений путем надежной теплоизоляции (оснащение скважин теплоизолированными НКТ) или на предотвращении отложений спуском НКТ с защитными покрытиями. Второй вариант, учитывая преобладание в составе АСПО асфальтенов, отложение которых в меньшей степени зависит от температуры, видится более перспективным. Использование НКТ с защитными покрытиями не исключает процессов роста отложений, однако особые свойства поверхности обеспечивают легкий срыв образующихся

отложений, в результате чего поддерживаются высокие дебиты нефти в течение значительно более длительного времени, чем при использовании обычных труб. Периодическое удаление накопившихся отложений можно осуществлять скребками, промывкой растворителями или водными растворами ПАВ.

На низкодебитных скважинах процесс отложения тяжелых органических соединений протекает в более жестких условиях (значительное охлаждение нефтяного потока, значительное снижение давления, прогрессирующий режим растворенного газа). В то же время меньшие дебиты нефти позволяют с большей эффективностью применять такие методы предотвращения АСПО как химическое ингибирование (меньше расход реагента), магнитообработку (меньшее количество магнитных активаторов необходимо монтировать в НКТ), индукционный или электронагрев НКТ (меньше дебит скважины, соответственно, ниже затраты электроэнергии на нагрев). Периодическое удаление накопившихся отложений можно осуществлять скребками, промывкой растворителями или водными растворами ПАВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Mansoori G.A. “Paraffin/Wax and Waxy Crude Oil. The Role of Temperature on Heavy Organics Deposition from Petroleum Fluids” an Internet publication http://www.uic.edu/~mansoori/Wax.and.Waxy.Crude_html
2. Mansoori G.A. “Nanoscale Structures of Asphaltene Molecule, Asphaltene Steric-colloid and Asphaltene Micelles and Vesicles” an Internet publication http://tigger.uic.edu/~mansoori/Asphaltene.Molecule_ntml
3. Чеников И.В. Химия и физика нефти (Равновесные структуры в нефти и нефтепродуктах): Учебное пособие/Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар: Изд. КубГТУ, 2004. – 86 с.
4. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
5. Pacheco-Sanchez J.H. and Mansoori G.A. “In Situ remediation of heavy organic deposits using aromatic solvents” Proceedings of the 5th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, SPE Paper № 38966, 13p, 1997.
6. Oil & Gas Production – Paraffin & Asphaltene Controllers <http://www.bakerhughes.com/bakerpetrolite/oilgas/paraffin.htm>
7. Лобанов А.А. Современные решения проблем добычи высоковязкой нефти. © А-Маш, 2008-2010.
8. Халимов Р.Х. Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности скважин, осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ // Автореферат дис. канд. тех. наук, - Тюмень.; 2004.
9. Ходжаев А.Р., Акрамходжаев А.М., Бабаев А.Г., Давятов Ш.Д., Азимов П.К., Сотириади К.А., Маденов А. Нефтяные и газовые месторождения Узбекистана. (Книга II. Сурханская мегасинклиналь, мегантиклиналь, Юго-Западного Гиссара, платформенная область УзССР). Издательство “ФАН” Узбекской ССР. Ташкент – 1974.
10. Югай А.П. «Поисковые сейморазведочные работы ОГТ в зонах прымикания Сурхандарьинской впадины Бабатаг-Дасманагинской

антиклинорий и Келиф-Сарыкамишской гряды» ПГО «Узбекгеофизика пос. Яккабаг. 1998.

11. Абидов А.А, Бабаджанов Т.Л, Ходжае А.Р, Таль-Вирсгий Б.Б, Бегбаев Ф.Б, Долгополов Ф.Г, Каломазов Р.У, Лепешгин В.С, Педдер Ю.Г, Рашидов А.Х, Садыкоа Ш.С, Маджидов З.Г, Камалходжаев У. А. К « Карте тектонического районирования нефтегазоносных регионов Узбекистана ». Ташкент – 1999.

12. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.

13. Каюмов М.Ш, Тронов В.П., Гуськов И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2006. №3. С. 48-49.

14. Менеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2004. №12. С. 41-43.

15. Сорокин А.В., Табакаева А.В. Влияние газосодержания нефти на формирование АСПО в подъемнике скважины // Бурение и нефть. 2009. №2. С. 25-26.

16. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. №6. С. 19-24.

17. Ярбобоев Т.Н., Муминов У.И. Факторы, влияющие на интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах //Иновацион технологиялар. Карши, №1-2012, С. 13-19

18. Ярбобоев Т.Н., Турсунов М.А. Повышение эффективности нефтедобычи на месторождениях с высоковязкой нефтью //Иновацион технологиялар. Карши, №1-2011, С. 12-16.

19. Салимов Марат. Бич нефтяников – отложения парафина и асфальтосмолистых компонентов.

20. С.Ф. Машин, В.А Опыт борьбы с отложениями парафина / Тематический научно-технический Обзор Рассказов РНТС ВНИИОНГа . 1987.
21. Салимов М. Образование органических отложений. <http://www.vsalimov@narod.ru/>
22. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
23. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. Москва.; Наука, 2000, -413 с.
24. Подъяпольский А.И. Совершенствование технологии предупреждения осложнений при добыче высоковязкой нефти. // Автореферат дис. канд. техн. наук, - Уфа.; 2007.
25. Глущенко В.Н., Юрпалов И.А., Шипигузов Л.М. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. №5. 2007. С. 84-87.
26. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №1. С. 276-277.
27. Халимов Р.Х. Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности скважин, осложненных отложениями асфальтсмолистых веществ. // Автореферат дис. канд. техн. наук, - Тюмень.; 2004.
28. Юдина Н.В., Прозорова И.В, Турфикини Л.М., Лоскутова Ю.В. Композиции для очистки нефтепромыслового оборудование от асфальтосмолопарафиновых отложений // Химия в интересах устойчивого развития. №7. 1999. 315-319.
29. Агаев Г., Землянский В.О., Гультяев С.В., Яковлев Н.С. Парафиновые отложения в условиях добычи нефти и депрессорные присадки для их ингибирование // Журнал прикладной химии. №8. 2006. Т.79. 1373-1373.

30. Абузова Ф.Ф. Борба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении. М.: Недра, 1981. С.248.
31. Малышев А.Г. Выбор оптимальных способов борьбы с парафинообразованием // Нефтяное хозяйство. 1997, №1, С. 62-69.
32. Бешагина Е.В. Состав и структурно-реологические свойства асфальтосмолопарафиновых отложений в зависимости от условий их образования и химического типа нефти // Автореферат дис. канд. хим. наук, - Томск.; 2009.
33. Ярбобоев Т.Н. Турдиев Ш.Ш. Современное состояние методов интенсификации добычи нефти. // XXI аср – интеллектуал авлод асри. Қашқадарё ва Сурхандарё вилоятлари ёш олимлар ва талабалари иштирокидаги ҳудудий илмий-амалий анжумани. Қарши 2014.
34. Ш.Ш.Турдиев, Ё.Т.Нурбобоев Современное состояние проблемы добычи высоковязкой нефти // Иқтисодий ва модернизация қилиш ва технологик янгилаш шароитида фан-таълим-ишлаб чиқариш интеграциясини ривожлантириш муаммолари ва ечимлари. Республика илмий-амалий анжумани. Қарши 2015.

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН



КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ



«УТВЕРЖДАЮ»
Проректор по учебной работе
Ш.Р. Убайдуллаев

«01» XI 20 13г



«СОГЛАСОВАНО»
Начальник отдела магистратуры
Б.М. Холбаев

«05» X 2013 г.

Турдиев Шахбоз Шермаатович
(Ф.И.О. студента магистратуры)

Специальность: 5А311901 – Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

2013 - 2015 учебный год

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ КАЛЕНДАРНЫЙ РАБОЧИЙ ПЛАН

Настоящий рабочий план обсужден на заседании кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений» протокол № 3 от «20» ноября 2013 г.

Заведующий кафедрой

Эрматов Н.Х.
(Ф.И.О)

(подпись)

Ознакомлен с планом:

Студент магистратуры

Турдиев Ш.Ш.
(Ф.И.О)

(подпись)

Научный руководитель

Ярбобоев Т.Н.
(Ф.И.О)

(подпись)

Карши 2013 г.

Календарный рабочий план студента магистратуры по учебно-методической, научно-исследовательской, педагогической и квалификационно-практической деятельности предусматривает организацию деятельности магистранта по всему учебному процессу. Он включает следующие направления по обязательной деятельности и сроки исполнения:

- научной и научно-методической работы;
- научно-исследовательской работы;
- научно-педагогической работы;
- квалификационно-практической работы;

Календарный план выполнения магистерской диссертации определяет последовательность и содержание исследовательских работ при подготовке магистерской диссертации в течение всей учёбы. Указанные в плане работы студент магистратуры должен выполнять, согласовывая их с научным руководителем

Календарный план предоставляется в деканат в конце каждого семестра.

Глава I. Календарный рабочий план учебно-методической, научно-исследовательской, педагогической и квалификационной деятельности студента
1. Учебная и учебно-методическая работа

№	Наименование мероприятий	Сроки выполнения	Результаты: отметка научного руководителя о выполнении
1	2	3	4
1.	Теоретическое образование	2013-2014 учебный год По _____ часов в неделю в 1-м семестре По _____ часов в неделю в 2-м семестре 2014-2015 учебный год По _____ часов в неделю в 1-м семестре	<i>Выполнено</i> <i>Выполнено</i> <i>Выполнено</i> <i>Выполнено</i>
2.	Самостоятельное образование	2013-2014 учебный год I-семестр 1.Национальная идея: стратегия социально-экономического развития Узбекистана - 2 самостоятельные работы 2.Методология научных исследований -1 самостоятельная работа 3.Практический иностранный язык -5 самостоятельных работ 4.Информационные системы-1 самостоятельная работа 5.Патентование, лицензирование и сертификация - 1 самостоятельная работа 6.Технология энерго и ресурсосбережения в нефтегазовой промышленности - 2 самостоятельных работ 7.Технология и техника методов повышения компонентоотдачи пластов - 2 самостоятельная работа 8. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений - 2 самостоятельные работы 2013-2014 учебный год II-семестр 1.Педагогические технологии-2 самостоятельные работы 2.Практический иностранный язык -2 самостоятель-ные работы 3.Проектирование наземных систем нефти и газа - 2 самостоятельные работы 4.Геологические и технологические условия добычи нефти и газа - 2 самостоятельные работы 5.Технология и техника методов повышения компонент отдачи пластов 2014-2015 учебный год III-семестр 1.Культура речи - 2 самостоятельная работа 2.Основы системного подхода к разработке нефтегазовых месторождений - 2 самостоятельная работа 3.Эксплуатация нефтяных и газовых	<i>Выполнено</i> <i>Выполнено</i>

		скважин-2 самостоятельная работа 4.Проектирование надземных систем нефтегазовых месторождений-2 самостоятельная работа	
3.	Подготовка рефератов и лекций по учебным дисциплинам	2013-2014 учебный год <u>I-семестр</u> Методология научных исследований Патентование, лицензирование и сертификация. Информационные системы 2013-2014 учебный год <u>II-семестр</u> Педагогические технологии 2014-2015 учебный год <u>III-семестр</u> Культура речи	<i>выполнил</i> <i>Губин</i>
4.	По специальным дисциплинам: - сборник учебных заданий	До конца I семестра 2013-2014 учебного года Геологические и технологические условия добычи нефти и газа	<i>выполнил</i> <i>Губин</i>
	-сборник задачи и заданий	II семестр 2013-2014 учебного года Геологические и технологические условия добычи нефти и газа	<i>выполнил</i> <i>Губин</i>
	- разработка кейсов	III семестр 2014-2015 учебного года Геологические и технологические условия добычи нефти и газа	<i>выполнил</i> <i>Губин</i>
5.	Сдачи государственной аттестации	Аттестация по дисциплинам (или дисциплин) – апрель 2015 года Защита магистерской диссертации – последняя неделя июня 2015 года	<i>Губин</i>
2. Научно-исследовательская работа			
1.	Выбор и утверждение темы диссертации	По консультации научного руководителя в начале I семестра – октябрь-ноябрь 2013 года	<i>выполнил</i> <i>Губин</i>
2.	Подготовка и публикация статьи по теме магистерской диссертации	(До предварительной защиты) 2013-2015 учебные годы На I курсе 1 статья или тезис до сентября-мая месяца На II курсе 1 статья или тезис до сентября-мая месяца	<i>выполнил</i> <i>Губин</i>
3.	Изучение проблем связанных с практикой и разработка рекомендаций по её решению	I- III семестры 2013-2015 учебные годы I семестр: до марта месяца 2014 года II семестр: до августа месяца 2014 года III семестр: до февраля месяца 2015 года	<i>выполнил</i> <i>Губин</i>
4.	Проведение научно-исследовательской и опытно-испытательной работы по выбранной исследовательской теме	В соответствии с исследовательской программой 2013-2015 годы 2013-2014 учебный год 2014-2015 учебный год	<i>выполнил</i> <i>Губин</i>
5.	Завершение магистерской диссертации	В конце II семестра 2014-2015 учебного года	<i>Губин</i>
6.	Защита магистерской диссертации	По утверждённому графику учебного процесса В конце III семестра 2014-2015 учебного года	<i>Губин</i>
7.	Участие в научно-исследовательских и хозяйственных работах кафедры	По консультации научного руководителя 2013-2014 учебный год 2014-2015 учебный год	<i>Губин</i> <i>выполнил</i>
8.	Участие в конференциях для	С научной лекцией или научной статьей	

	студентов и молодых ученых	2013-2014 учебный год 2014-2015 учебный год	<i>Воткина</i>
10.	Активное участие в научных кружках и семинарах	По теме исследования 2013-2014 учебный год 2014-2015 учебный год	<i>Воткина</i>
3. Научно педагогическая работа			
1.	Посещение занятий ведущих профессоров-преподавателей кафедры	2013-2014 учебный год (I семестр 1 академическая пара) 2013-2014 учебный год (II семестр 1 академическая пара) 2014-2015 учебный год (III семестр 1 академическая пара)	<i>Воткина</i>
2.	Проведение занятий в академических группах (с участием научного руководителя или ведущего профессора-преподавателя)	2013-2014 учебный год (I семестр 1 академическая пара) 2013-2014 учебный год (II семестр 1 академическая пара) 2014-2015 учебный год (III семестр 1 академическая пара) Учебные занятия в бакалавриате (колледжах, лицея) проводятся по решению кафедры и по консультации научного руководителя	<i>Воткина</i>
3.	Разработка педагогических технологий по дисциплинам и участие в подготовке учебно-методических сборников	Геологические и технологические условия добычи нефти и газа (II семестр) Эксплуатация нефтяных и газовых скважин (III семестр)	<i>Воткина</i>
4.	Проведение научно-консультативной и воспитательной работы со студентами бакалавриата	2013-2014 учебный год (I семестр 1 академическая пара) 2013-2014 учебный год (II семестр 1 академическая пара) 2014-2015 учебный год (III семестр 1 академическая пара) Занятия и консультации проводятся по рекомендации научного руководителя	<i>Воткина</i>
4. Квалификационно-практическая деятельность			
1.	Заключение договора с организацией (предприятием, отделением) для проведение научно-исследовательских и квалификационно-практических работ (руководство института и научный руководитель должны содействовать в заключении договора)	В течение 1 месяца после приказа о приёме студентов в магистратуру 2013 год декабрь (объект исследования)	<i>Воткина</i>
2.	Проведение квалификационной практики в организации по заключившей договор	IV-семестр 2014-2015 учебный год (объект исследования)	<i>Воткина</i>
3.	Подготовка отчетной презентации по исследовательской теме	2014-2015 учебный год апрель месяц	<i>Воткина</i>
Глава II. Календарный план для выполнения магистерской диссертации			
№	Этап работы и основная содержание мероприятия	Срок выполнения	Результаты: отметка научного руководителя о выполнении
1	2	3	4
1.	Определение объекта и темы	сентябрь-октябрь 2013 года	<i>Воткина</i>

	исследования		
2.	Выбор исследовательской темы	Октябрь 2013 года	<i>Григорьев</i>
3.	Ознакомление с библиографией, информационными ресурсами, фондом библиотек и электронных ресурсов по теме диссертации. Составление списка библиографии	октябрь 2013 года, март 2014 года	<i>Выполнил</i> <i>Григорьев</i>
4.	Утверждение темы на кафедре	октябрь 2013 года	<i>Григорьев</i>
5.	Детальное изучение информационных источников и документов. Введение дополнительной литературы в список библиографии. Подготовка конспекта, аннотации и презентации. Составление библиографического анализа. Составление списка методов и направления для исследования. Изучение приведённых методов и направлений, выбор из них основных и вспомогательных методов и направлении для индивидуального исследования.	2014 год январь-июнь, сентябрь-декабрь 2015 год март-апрель 2015 год март-апрель	<i>Выполнил</i> <i>Григорьев</i> <i>Григорьев</i> <i>Григорьев</i>
6.	Формирование и описание проблемы научного исследования. Составление списка вопросов для ответов в процессе исследования.	2014 год январь-февраль 2014 июнь-август	<i>Григорьев</i> <i>Выполнил</i>
7.	Обоснование актуальности, новизны и практической применимости исследования. Выполнение сравнительного анализа о классификации существующего состояния и по теме исследования. Отражение степени изученности проблемы, признаков новизны в научном плане, актуальность темы исследования. Практический анализ современного состояния. Отражение признаков новизны, актуальности темы диссертации.	2014 год январь 2014 год февраль-июль 2014 год июнь-август 2014 год сентябрь-ноябрь	<i>Григорьев</i> <i>Выполнил</i> <i>Григорьев</i>
8.	Определение и формирование отличающих особенностей объекта исследования	2014 год январь-февраль	<i>Выполнил</i> <i>Григорьев</i>
9.	Составление и формирование рабочей гипотезы	2014 год февраль-март	<i>Григорьев</i>
10.	Формирование решаемых задач и определение цели и вопросов исследования	2014 год март-июль	<i>Выполнил</i> <i>Григорьев</i>

11.	Определение принципов выбора теоретических и экспериментальных исследований, объема исследования	2014 год март-апрель	<i>Виталия</i> <i>ЖФФ</i>
12.	Определение терминологии. Регистрация картотек используемых терминов, введение содержания в карточки.	2014 год май-декабрь 2015 год январь-март	<i>ЖФФ</i>
II. Планирование научно-исследовательских работ			
1.	Составление календарного плана исследования. Определение последовательности этапов, сроков и исполнения, а также отдельных этапов и задач исследования. Подготовка объяснительной записки.	2014 год февраль	<i>Виталия</i> <i>ЖФФ</i>
2.	Составление структурно-логических схем магистерской диссертации.		<i>ЖФФ</i>
III. Выполнение исследования: подбор материалов (или проведение эксперимента)			
1.	Выбор и обоснование методов исследования в соответствии с целью, задачами и гипотезой (метод процедур, способы, инструменты)	2014 год март	<i>Виталия</i> <i>ЖФФ</i>
2.	Определение терминологии исследования: анализировать, сравнивать, классифицировать и суммировать определение основных понятий и введение в терминологию дополнений и изменений. Регистрация и оформление результатов	2014 год февраль-август 2014 год сентябрь-декабрь	<i>Виталия</i> <i>ЖФФ</i> <i>ЖФФ</i>
3.	Получение нового научного результата на основе проведения исследований, используя выбранные научные методы, предложения,двигающихся гипотез для подтверждения: Проведение экспериментальных испытаний. Проведение первоначальной систематизации полученной информации. Сбор материалов экспериментальных исследований. Суммирование информации, сравнение с существующей информацией, проведение анализа и интерпретации,	2014 год январь-август 2014 год сентябрь-октябрь 2014 год ноябрь-декабрь	<i>Виталия</i> <i>ЖФФ</i> <i>ЖФФ</i> <i>ЖФФ</i>

	определение смысла.		
4.	Проверить выполнение требований к новизне, объективности, несомненности, достоверности и полноте полученной информации.	2014 год сентябрь-февраль	выполнил ГФФ
5.	Принятие решения о завершении анализа информации и результатов: а) признать завершенной основную рабочую часть б) сбор и выбор дополнительной информации	2014 год ноябрь-декабрь 2015 год январь-февраль	выполнил ГФФ ГФФ
6.	Написание основной части диссертации	2015 год январь-февраль	ГФФ
7.	Проверка завершения каждой рабочей части (раздел) и достоверности доказательств в полном рабочем объеме.	2015 год январь-февраль	ГФФ выполнил
8.	Формирование заключения и предложений: а) пояснение существования и решения поставленной проблемы; б) обработка рекомендаций по практической значимости результатов и использования полученных результатов	2015 год март 2015 год март-апрель	ГФФ выполнил
9.	Написание заключения.	2015 год апрель	ГФФ
10.	Сравнение выдвигающихся гипотез с полученным заключением	2015 год апрель	ГФФ
11.	Определение описания цели, основных задач и их соответствии с заключением	2015 год апрель	ГФФ
12.	Написание введения диссертационной работы	2015 год январь	ГФФ
IV. Оформление результатов научно-исследовательских работ			
1.	Подготовка исходного варианта рабочего текста	2015 год апрель	ГФФ
2.	Представление работы к научному руководителю	2015 год апрель	ГФФ
3.	Пересмотр работы с учётом изменений, мнений и рассуждений научного руководителя а также введение соответствующих дополнений и изменений в исследовательскую работу	Последняя неделя апреля месяц 2015 года	ГФФ
1	2	3	4
4.	Оформление диссертации в соответствии с требованиями	Первая неделя мая месяца 2015 года	ГФФ
V. Представление результатов научно-исследовательской работы к защите			
1.	Подготовка аннотации диссертации (на русском и английском языках)	Первое неделя мая месяца 2015 года	ГФФ

2.	Получение 2 рецензий (внутренней и внешней) на диссертацию	Вторая неделя мая месяца 2015 года	
3.	Получение заключения научного руководителя на диссертацию	Вторая неделя мая месяца 2015 года	
4.	Получение разрешения заведующего кафедрой на защиту диссертации	До 20 мая 2015 года	
5.	Подготовка 20 минутного доклада и презентационных материалов (слайдов)	До 20 мая 2015 года	
6.	Проведение предварительной защиты диссертации на кафедре (в организации на основе корпоративного договора)	Не менее 1 месяца до основной защиты по утверждённому учебному графику	
7.	Внесение в диссертацию необходимых предложений и рекомендации, полученных на предварительной защите	Последняя неделя мая месяца 2015 года	
8.	Оформление соответствующих документов и получение разрешения отдела магистратуры	Первая неделя июня месяца 2015 года	

Настоящая форма плана работы обсуждена и одобрена на факультете «Нефти и газа» («23» 11 2013 год, протокол № 3) и на Совете Магистратуры («20» 11 2013 год, протокол № 3)

ЎЗАРО ИННОВАЦИОН КОРПОРАТИВ ХАМКОРЛИК БЎЙИЧА

ШАРТНОМА № 22-15

Қарши ш.

«25.01» 2013 й.

Келишувчи томонлар: Қарши муҳандислик-иқтисодиёт институти, кейинги ўринларда «ИНСТИТУТ» деб номланувчи, унинг номидан институт Уставига асосланиб ректор Н.Н.Махмудов бир томондан ва «Муборакнефтверг» УШК, кейинги ўринларда «КОРХОНА» деб номланувчи, унинг номидан корхона бошлиғи Ш.Ж.Шамсиев корхона Уставига асосланиб, узлуқсиз таълим тизимини ривожлантириш бўйича Қонулар, Ўзбекистон Республикаси Президентининг Фармонлари ва Қарорлари ҳамда Вазирлар Маҳкамаси Қарорларидан келиб чиққан ҳолда oliй таълим, фан ва ишлаб чиқариш фаолиятининг интеграциясини таъминлаш мақсадида ушбу шартномани туздилар.

I. ШАРТНОМА ПРЕДМЕТИ

Oliй таълим муассаси, фан ва ишлаб чиқаришнинг инновацион корпоратив (ўзаро манфаатли) ҳамкорлигининг самарали механизмини йўлга қўйиш, юқори малакали кадрлар тайёрлаш ва уларни иш ўринлари билан таъминлаш жараёнида ишлаб чиқаришнинг ўрнини кучайтириш, oliй таълим тизимида амалга оширилаётган тадқиқотларнинг натижавий самарадорлигини янада ошириш, профессор-ўқитувчилар ва мутахассис-олимлар томонидан олиб борилаётган илмий-тадқиқот фаолияти натижасида яратилаётган илмий-технологик ишланмаларнинг тегишли соҳаларга оператив тадбиқини таъминлаш, жаҳон молиявий-иқтисодий инқирози салбий таъсирини бартараф этишдаги, бизнесни ривожлантиришдаги муаммолар ечимини топишнинг мақсадли комплекс дастурлари корпоратив ҳамкорликни амалга оширилади.

Инновацион корпоратив ҳамкорлик таркиби «ИНСТИТУТ» профессор-ўқитувчилари, иқтисодчи талабалари ва «КОРХОНА» ходимларидан тузилади.

II. «ИНСТИТУТ» МАЖБУРИЯТИ

2.1. Инновацион корпоратив ҳамкорлик ишидаги илмий-технологик муаммоларни ечишда олимлар, юқори малакали мутахассислар ва иқтисодчи талабаларнинг иштирокини таъминлаш.

2.2. Илмий-тадқиқот ишлари ўтказиш учун корпоратив ҳамкорликка шартон яратиш.

2.3. Корхонада нефт ва газ казиб олиш кўрсаткичларини ошириш, ишлаб чиқариш жараёнларига янги замонавий технологияларни жорий этиш, казиб олинган маҳсулотларни қўшимча компонентлардан тозалаш технологиясини такомиллаштириш, тизим технология жихозларининг чидамчилигини ва ишончилигини ошириш усулларини ишлаб чиқиш ва тадбиқ этишда амалий ёрдам кўрсатиш.

2.4. Корхона буюртмасига кўра мақсадли равишда кадрлар тайёрлаш, уларнинг малакасини ошириш ва қайта тайёрлашда амалий ёрдам кўрсатиш.

2.5. Корхонада мавжуд реал илмий-технологик муаммолардан келиб чиқиб, профессор-ўқитувчилар ва мутахассис олимлар томонидан олиб борилаётган тадқиқотлар бўйича илмий-техник дастурлар, битирув-малакавий ишларнинг, магистрлик ва докторлик диссертацияларининг мавзуларини шакллантириш ҳамда хўжалик шартномалари асосида изланишларни ташкил этиш.

III. «КОРХОНА» МАЖБУРИЯТИ

3.1. «КОРХОНА» ходимларининг корпоратив ҳамкорлик ишига иштирокини таъминлаш.

3.2. Тадқиқот ишларини бажариш учун шартон яратиб бериш, ветабли тажриба-синий участкаларини ажратиб, тажриба-синий натижаларини расмийлаштиришда ва ўлар асосида

тавсияномалар ишлаб чиқишида амалий ёрдам кўрсатиш.

3.3. «КОРХОНА» етакчи мутахассислари ва «ИНСТИТУТ» профессор-ўқитувчида ҳамкорликда ўқув-услубий қўлланма ва дарсликлар яратишига.

3.4. «КОРХОНА» етакчи мутахассисларини талабаларга институтда дарс бериш ташкил этиш.

3.5. Икtidорли талабаларни «КОРХОНА» объектлари билан танишишига амалий ёрдам кўрсатиш.

3.6. Битирувчи талабалар ва магистрларнинг ишга жойлашишига амалий ёрдам кўрсатиш.

IV. ШАРТНОМАНИНГ МАХСУС ШАРТЛАРИ

Томонларнинг розилиги бўйича ушбу шартномага ўзгартириш киритиш мумкин. Шартнома икки нусхада давлат тилида тузилади, бир хил кучга эга ва ҳар иккала томонга берилган.

V. ШАРТНОМАНИНГ АМАЛ ҚИЛИНИ МУДДАТИ

Шартнома _____ йил муддатга тузилади ва томонларнинг имзолаган кунидан бошлаб кучга кирилади.

VI. ТОМОНЛАРНИНГ ЮРИДИК МАВЗИЛИ

180100 Қарши ш., Мустақиллик кўчаси 225-
уй

Молия вазирлиги таъинчилиги
х/р 23402000300100001010

Марказий банк Тошкент шаҳар Бош
бошқармаси

ИНН 201122919 МФО 00014

Қарши муҳандислик-иқтисодий институти
Тўлов мақсади

Шахсий х/р 400910860104017950100079002
СТИР 200666914

Ректор  Н.Н.Махмудов

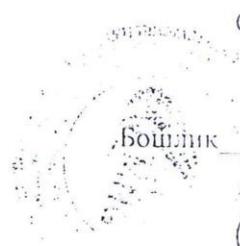
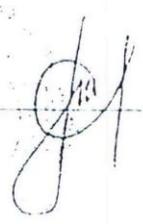
“Муборакнеф газ” УШК
180900, Қашқадарё вилояти Муборак шаҳри
Занжирсарой кўчаси 1-уй

х/р 20210000001527874001.

ХХТУТ 11231 МФО 00186,

ЎзСҚБ Муборак шаҳар филиали.

СТИР 200597662


Бошлик  Ш.Ж.Шамшиев

20.01.2019

2019



Бажарувчининг номи

Қарши муҳандислик-иктисодиёт
институти «Нефт ва газ конларини ишга
тушириш ва улардан фойдаланиш»
кафедраси

Манзили: Қарши шаҳар, шиббаева
кучаси, 5-уй

«4» 06 2015 йил

Буюртмачининг номи

Қарши муҳандислик-иктисодиёт
институти «Нефт ва газ конларини
ишга тушириш ва улардан
фойдаланиш» кафедраси

Манзили: Қарши шаҳар, шиббаева
кучаси, 5-уй

«4» 06 2015 йил

Д а л о л а т н о м а

«2» 06 даги № 42/10 рақамли шартномага мувофиқ илмий - техник
маҳсулотларни топшириш - қабул қилиш.

«Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности скважин
осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ» номли илмий тадқиқот ишини
биз куйида бажарувчилар вакилидан имзо чекувчилар: НГКГ ва Р кафедраси доц
Т.Н.Ярбобоев, «Нефт ва газ конларини ишга тушириш ва улардан фойдаланиш»
кафедраси магистратура 2-курс талабаси Ш.Ш.Турдиев.

Бир томондан, буюртмачи вакили «НГКИТ ва УФ» кафедраси доц. Н.Х.Эрматов ва
иккинчи томондан магистратура талабаси Ш.Ш.Турдиев, НГКГ ва Р кафедраси доц
Т.Н.Ярбобоев нинг илмий раҳбарлигида илмий-техник маҳсулот тўғрисида ушбу
далолатномани 2015 йил «4» 06 да тўздилар ва кўйидаги ҳолатда
расмийлаштирилган.

«Нефт ва газ факультети», «Нефт ва газ конларини ишга тушириш ва улардан
фойдаланиш» кафедраси 2-курс талабаларига ўтиладиган «Нефт ва газ иши асослари» фани
таркибига киривчи мавзуларда, асфальтсмола моддаларни тупланиб мурраккаблашган
кудукларини татқиқ қилиш ва маҳсулдорлигини тиклаш технологиясини ишлаб чиқишда
талаб этиладиган маълумотларга ва ҳужжатларга кўйиладиган талабларни ёритишда айнан
магистрлик диссертациямнинг II -боб ва III -боб ларидан фойдаланилган ҳолда дарс
ташқил этилган. Масалан, асфальтсмолапарафин тўпланишига қарши кўраш иккита
йўналишдаги ишларини бажаришни кўзда тутди. Биринчидан, тўпламлар ҳосил бўлишини
олдини олиш бўйича. Бундай тадбирларга куйидагилар қиради: силлик қопламалардан
фойдаланиш; кимёвий усуллар (модификаторлар, депрессаторлар, диспергаторлар,
намловчилар); физикавий усулда (тебратма, ультра товушли, электрик ва электромагнит
майдонларининг таъсири). Иккинчи йўналиш – АСПТ ни кетказиш. Бу иссиқлик усуллари
(қайноқ нефт ёки сув билан ювиш иссиқлик тошувчи сифатида ўткир буғ электр
қиздиргичлари, индукцион қиздиргичлар, таъсирлашганда иссиқлик ажралиб чиқадиган
кимёвий реагентлар); механик усуллар (қирғичлар, қирғич-марказловчилар); кимёвий
усуллар (эритувчилар ва кетказувчилар)

Айнан шу сабабли юқорида келтирилган мавзуда илмий тадқиқот иши олиб
борилиб, «Нефт ва газ иши асослари» фанини утишда талабаларга конларни ишлатиш
муаммосини ечишда амалда бажарилган ва бажариш таклиф этилаётган технологиялар,
ечимлар ва замонавий технологияларидан фойдаланиш иш самаралари ҳақида, хулосалари
билан келтирилган.

БАЖАРУВЧИЛАР:

номидан ишни топширувчи

Илмий раҳбар:  Т.Н.Ярбобоев

Магистратура талабаси:  Ш.Ш.Турдиев

БУЮРТМАЧИ:

номидан ишни қабул қилувчилар:



 Эрматов Ж.Т.

 Эрматов Н.Х.

КАРШИНСКИЙ ИНЖИНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ОТДЕЛ МАГИСТРАТУРЫ

5Ф311901 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
студент магистратуры 2-курса группы НГИ-612р, 1991 год, узбек,
Турдиев Шахбоз Шермамат угли

ХАРАКТЕРИСТИКА

Турдиев Ш.Ш. 2009 году поступил в факультет «Нефти и газа», специальность «Геология нефти и газа» на 1-курс.

В 2013 году окончил университет направлением для магистратуры и получил степень бакалавра.

В 2013 году стал студентом 1-курса магистратуры по направлению 5А311901 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

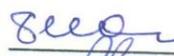
Во время учебы в институте студент магистратуры показал себя целеустремленным, пунктуальным, любознательным и особо выделялся своим воспитанием, манерой общения. Во время учебы усердно занимался, получал знания. Турдиев Ш.Ш. особенное значение уделял предметам по специальности. Он кроме занятий и лекций так же участвовал на мероприятиях в рамках института. Выходил с докладами на научно-технических конференция. Написал ряд статей которые вышли в престижных журналах, газетах, сборниках и тд.

Турдиев Ш.Ш. так же принимал активное участие в общественных работах в рамках отдела магистратуры.

Турдиев Ш.Ш. скромный и правильный, беспокоится о своих друзьях, заботливый. В связи с этим однокурсники его очень уважают.

Характеристика для представления Государственной Аттестационной Комиссии.

Начальник отдела магистратуры:

 доц. Холбаев Б.М.

Зав. кафедры «РЭНГМ»:

 доц. Эрматов Н.Х.

Научный руководитель:

 доц. Ярбобоев Т.Н.



Список научных трудов Турдиев Шахбоз Шермамат угли

№	Наименование научных работ	Печатный или рукопись	Наименование, номер и год издания журнала	Печатный лист	Фамилия, имя и отчество соавторов
1.	Современные состояние методов интенсификации добычи нефти.	Печатный	XXI аср – интеллектуал авлод асри. Қашқадарё ва Сурхандарё вилоятлари ёш олимлар ва талабалари иштирокидаги худудий илмий-амалий анжумани. Қарши 2014.	1,19	Ярбобоев.Т.Н.
2.	Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности скважин осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ	Печатный	Профессор -Уқитувчиларнинг Илмий - Амалий Конференцияси Материаллари Туплами. Қарши 2014.	0,75	
3.	Мутафаккирларнинг оила хақида, баркамол авлод тарбияси хусусида фикрлари.	Печатный	Баркамол авлод Шакллантиришда ижтимоий соҳадаги давлат сиёсатининг урни ва унинг асосий йўналишлари, Қарши-2014 .	2,17	Элбоева Ш.
4.	Современные проблемы добычи высоковязкой нефти	Печатный	Иқтисодиётни модернизация қилиш ва технологик янгилаш шароитида фан-таълим-ишлаб чиқариш интеграциясини ривожлантириш муаммолари ва ечимлари. Республика илмий-амалий анжумани. Қарши 2015.	1,21	Ё.Т.Нурбобоев



Автор: студент 2-курса магистратуры группы НГИ-612р

Ш.Ш.Турдиев

Начальник отдела магистратуры:

доц. Б.М.Холбаев

ОТЗЫВ

научного руководителя на магистерскую диссертацию Турдиева Шахбоза на тему: «Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности скважин осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ»

Одной из актуальных проблем нефтяной отрасли является повышение эффективности эксплуатации скважин. Особую актуальность она приобретает при разработке залежей аномальных (неньютоновских) нефтей, где эксплуатация скважин осложняется проявлением аномалий вязкости и подвижности нефти, образованием асфальтосмолопарафиновых отложений и высоковязких эмульсий в призабойной зоне пласта. Кроме того, аномальные нефти, как правило, содержат в своем составе сероводород, что вносит дополнительные осложнения при эксплуатации скважин.

На мой взгляд, магистерская диссертация Турдиева Шахбоза. «Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности скважин осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ» является весьма актуальной, так как в проблем нефтяной отрасли является повышение эффективности эксплуатации скважин. Особую актуальность она приобретает при разработке залежей аномальных (неньютоновских) нефтей, где эксплуатация скважин осложняется проявлением аномалий вязкости и подвижности нефти, образованием асфальтосмолопарафиновых отложений и высоковязких эмульсий в призабойной зоне пласта.

Автор диссертации показал, что он может планировать и грамотно выполнять исследования на высоком научном уровне с использованием современных состояние технологии предупреждения и предотвращения отложения асфальтосмолистых веществ.

На основании вышеизложенного считаю, что Турдиев Шахбоз сформировался в самостоятельного научного работника, а представленная им работа отвечает требованиям, предъявляемым к диссертациям на соискание степени магистра.

Магистерская диссертация может быть допущена к защите.

Научный руководитель



доц. Т.Н.Ярбобоев

ОТЗЫВ

На магистерскую диссертацию Турдиева Шахбоза на тему: «Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности скважин осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ»

Одной из актуальных проблем нефтяной отрасли является повышение эффективности эксплуатации скважин. Особую актуальность она приобретает при разработке залежей аномальных (неньютоновских) нефтей, где эксплуатация скважин осложняется проявлением аномалий вязкости и подвижности нефти, образованием асфальтосмолопарафиновых отложений и высоковязких эмульсий в призабойной зоне пласта. Кроме того, аномальные нефти, как правило, содержат в своем составе сероводород, что вносит дополнительные осложнения при эксплуатации скважин.

На мой взгляд, магистерская диссертация Турдиева Шахбоза «Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности скважин осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ» является весьма актуальной, так как в проблем нефтяной отрасли является повышение эффективности эксплуатации скважин. Особую актуальность она приобретает при разработке залежей аномальных (неньютоновских) нефтей, где эксплуатация скважин осложняется проявлением аномалий вязкости и подвижности нефти, образованием асфальтосмолопарафиновых отложений и высоковязких эмульсий в призабойной зоне пласта.

Автор диссертации показал, что он может планировать и грамотно выполнять исследования на высоком научном уровне с использованием современных состояние технологии предупреждения и предотвращения отложения асфальтосмолистых веществ.

На основании вышеизложенного считаю, что Турдиев Шахбоз сформировался в самостоятельного научного работника, а представленная им работа отвечает требованиям, предъявляемым к диссертациям на соискание степени магистра.

С рекомендациями магистранта следует согласиться.

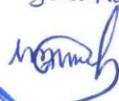
В целом рассматриваемая магистерская диссертация Турдиев.Ш на тему: «Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности

скважин осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ» выполнена в соответствии с предъявляемыми требованиями и рекомендуется к защите.

Зав.кафедры «ЭГТСИН»



доц. Эшев.С.С

доц. С. Эшев имзошти
Тасдиқлашман 



Рецензия

На магистерскую диссертацию Турдиева Шахбоза на тему: «Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности скважин осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ» представленной на соискание академической степени магистра по специальности 5A511901 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Магистерская диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы. Основная содержания работы изложено на 106 стр, включает 4 рис, 5 таблиц, библиографический список использованной литературы из 44 наименований.

Одной из актуальных проблем нефтяной отрасли является повышение эффективности эксплуатации скважин. Особую актуальность она приобретает при разработке залежей аномальных (неньютоновских) нефтей, где эксплуатация скважин осложняется проявлением аномалий вязкости и подвижности нефти, образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и высоковязких эмульсий в призабойной зоне пласта (ПЗП).

Применяемые методы воздействия, препятствующие отложению солей, АСПО и коррозии, в основном базирующиеся на кислотных обработках в сочетании с использованием лучших известных ПАВ и ингибиторов коррозии, оказались недостаточно эффективны.

Магистрант четко описывает успешность решения вышеуказанной проблемы, которой во многом зависит от разработки и внедрения новых химических реагентов и технологических вариантов предупреждения и технологии предотвращения отложения асфальтосмолистых веществ и восстановления продуктивности во всех без исключения процессах нефтедобычи, начиная от вскрытия продуктивного пласта и кончая консервацией или ликвидацией скважин.

Целью работы является изучение, сравнительная оценка эффективности методов борьбы АСПО в скважинах с высокопарафинистой нефтью на месторождениях ОАО «Джаркурганнефть». Повышение эффективности добычи парафинистых высоковязких нефтей глубиннонасосными установками на основе научно-технически обоснованных технологий эксплуатации и ремонтов скважин.

Чтобы решить поставленную задачу магистрант Турдиев Ш. сделал литературные обзор по изучению технологического процесса и дает рекомендации по предупреждению и технологии предотвращения АСПО в целом.

В целом магистерская диссертация выполнена на высоком уровне, соответствуют требованиям поставленном к таким работам, а автор Ш.Турдиев заслуживает академической степени магистра по специальности 5A511901 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Начальник геологической службы

УДП «Шуртаннефтегаз»



Рецензия Д.А.Зайниддинов

