

«Утверждаю»
Зав. кафедра «РиЭНГМ»
к.т.н. Н.Эрматов
« » 20 год.

ПЛАН – ЗАДАНИЯ ПО НАПИСАНИЮ МАГИСТРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

Предоставляется для защиты на кафедру «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» магистерская диссертация, завершённая 1) 2013 году в марте месяце и 2) 2013 году в апреле месяце Тулашевым Дилшодам во главе научном руководителем, доцентом Х.Б. Асадовой на тему «Особенности капитального и подземного ремонта скважин с применением новых технологий» утверждённого кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Каршинского инженерно – экономического института Совета Магистратуры от «27» «04» 2013 года.

В исследовательской работе используется годовые отчёты и данные статистики и нормативные правовые документы предприятия.

В работе примечается предоставлять вычислительные таблицы, контурные схемы и чертежи.

Копия завершения предварительной таблицы магистерской диссертации.

Глава I. Анализ существующих методов капитального ремонта скважин. 2011-2012 года в май – июне.

Глава II. Мониторинг проведенных работ по капитальному ремонту скважин АК «Узнефтегаздобыча» за 2011 – 2012 годы август – сентябрь 2012 год.

Глава III. Новые технологии применяемые при капитальном ремонте скважин декабрь – январь 2012-2013 год.

Задание данные со стороны научного руководителя по предварительной защите диссертации на кафедру «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» проведённого «28» «05» 2013 года.

1. Анализ специальных и статических данных.
2. Анализ отчётов УДП «Мубарекнефтегаз».
3. Анализ данных АК «Узбекнефтегаздобыча»

Приняты задание: _____

Отзыв

На диссертационной магистерскую работу, Тулашева Дильшоода на тему:
«Особенности капитального и подземного ремонта скважин с применением
новых технологий»

Магистрантам Д.Тулашевым была поставлена задача на базе фактического промыслового материала, собранного в процессе теоритического обучения и прохождения перед дипломной практики.

Обобщение этого материала, используя научные и методические литературы выполнить магистерскую работу на выше указанную тему.

В научной работе дан анализ с некоторыми геолого – техническими условиями на рост числа вовлекаемых в разработку новых газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Научное и практическое значение результатов диссертационной работы подтверждается их широким внедрением в практику комплекс работ по восстановлению работоспособности призабойной зоны скважины, промывке ее растворителями, растворами ПАВ, укрепление слабосцементированных разрушающихся пород, эти работы по интенсификации добычи нефти, газа, газоконденсата путем гидроразрыва пласта гидропескоструйной перфорации и химической обработки, дополнительного вскрытия пласта для приобщения к разработке газонасыщенных горизонтов.

Новые технологии и рекомендации по исполнению ремонта изоляционных работ и средств реализации проектов разработки месторождений по обеспечению оптимальных условиях работы продуктивного пласта. Достижения максимальной выработки (извлечения) запасов углеводородного сырья.

В диссертационной работе магистрант Д. Тулашев охарактеризовал актуальность работы, цель и задачи, научную и практические значения, связи с тем научную навизну, в которой на основе местного сырья предложен новый реагент модифицированный твёрдый стабилизатор (МТС). МТС

может быть использован в качестве стабилизатора, ингибитора каррозии, смазывающего агента, жидкости глушения при освоении и ремонта скважин.

При выполнении Дильшод Тулашов рассмотрел исходный материал, обобщил и проанализировал его, систематизировал весь иллюстрационный материал отражающий основной смысл темы.

Поставленная задача перед магистрантом Дильшодам Тулашевым обоснованна и выполнено диссертационная магистерская работа на тему «Особенности капитального и подземного ремонта скважин с применением новых технологий» можно допускать к защите и автору работы присваивать академический степень магистра.

ҚИЭИ, декан
факультета “Нефти и газа” к.т.н доц.



З.У. Суннатов



ОТЗЫВ

Руководителя на диссертационной магистерскую работу, Тулашева Дильшода на тему: «Особенности капитального и подземного ремонта скважин с применением новых технологий»

Перед Д.Тулашевым была поставлена задача на базе фактического промышленного материала, собранного в процессе обучения и прохождения предвыпускной практики.

Обобщение этого материала, используя научную литературу выполнить магистерскую работу на выше указанную тему.

С некоторыми геолого – техническими условиями на рост числа вовлекаемых в разработку новых газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, научное и практическое значение результатов диссертационной работы подтверждается их широким внедрением в практику комплекс работ по восстановлению работоспособности призабойной зоны скважины, промывке ее растворителями, растворами ПАВ, укрепление слабосцементированных разрушающихся пород, это работы по интенсификации добычи нефти, газа, газоконденсата путем гидроразрыва пласта гидроразрывной перфорации и химической обработки, дополнительного вскрытия пласта для приобщения к разработке газонасыщенных горизонтов.

Новые технологии и рекомендации по исполнению ремонта изоляционных работ и средств реализации проектов разработки месторождений по обеспечению оптимальных условий работы продуктивного пласта. Достижения максимальной выработки (извлечения) запасов углеводородного сырья.

При выполнении магистерской работы Дильшод Тулашов подробно рассмотрел исходный материал, обобщил и проанализировал его, систематизировал весь иллюстрационный материал отражающей основное содержание работы.

В целом поставленная задача выполнено и диссертационная магистерская работа на тему «Особенности капитального и подземного ремонта скважин с применением новых технологий» можно допускать к защите и автору работы присваивать академический степень магистра.

Шуртан Нефт газ УШК
Начальник геологической службы



Б.Ш. Назаров

Б.Ш. Назаров.

Содержание

Введение	2
Глава I. Технология проведения капитального и подземного ремонта скважин	5
1. Подготовительные работы перед проведением спускоподъемных операций.....	5
2. Технология проведения спускоподъемных операций.....	7
3. Оборудование и инструмент, применяемые при спускоподъемных операциях.....	10
4. Инструменты применяемые при проведении спускоподъемных операций.....	20
5. Классификация методов воздействия.....	29
6. Краткий анализ существующих технологий воздействия на ПЗС.....	31
Выводы по главе I.....	35
Глава II. Мониторинг проведенных работ по капитальному ремонту скважин УДП «Муборекнефтегаз» при АК «Узбекнефтегаздобыча»	37
1. Анализ текущего состояния разработки месторождения Крук.....	37
2. Анализ промыслово – геологических и геофизических материалов и выдача рекомендаций по повышению эффективности работы скважин.....	47
3. Скважины находящиеся в консервации.....	51
4. Нефтедобывающие скважины (вновь пробуренные).....	52
5. Основные выводы и рекомендации по повышению эффективности работы скважин.....	54
6. Особенности подземного и капитального ремонта скважин.....	55
7. Новые технологии применяемые при капитальном	

ремонте скважин.....	60
8. Разработка и анализ полимерного реагента	63
Выводы по главе II.....	65
Глава III. Рекомендуемые технологии при капитальном	
ремонте скважин.....	66
1. Использование адресных геолого – технических моделей при выборе скважин для обработок ПЗС.....	66
2. Определение эффективности кавитационной технологии воздействия на ПЗС с применением метода детерминированных моментов давлений.....	68
3. Расчет машинного времени при подъеме насосно – компрессорных труб.....	73
Выводы по главе III	77
Выводы.....	78
Список использованной литература.....	82

5A311901 – Нефт ва газ конларини ишга тушириш ва улардан фойдаланиш (ишлаб чиқариш) мутахассислиги 2 – курс магистранти Тулашев Дилшод Буриевичнинг «Особенности капитального и подземного ремонта скважин с применением новых технологий» мавзусидаги магистрлик диссертация мавзуси

АННОТАЦИЯСИ

Мавзунинг долзарблиги. Ҳозирги кунда Ўзбекистон Республикасида кечги ривожланиш даражасидаги конлар кўплаб учрамоқда. Кўпгина қудуқлар юқори сув сатҳи билан ишламоқда. Шунга қарамасдан ер тубида қолдиқ нефт қолмоқда. Бу нефтни олиш қудуқни капитал ремонтини тўғри танлашга боғлиқ. Буларни этиборга олган ҳолда, Ўзбекистон конларини қазиб олишда капитал ва ер ости таъмирлашда янги технологияларни қўллаш катта қизиқиш уйғотиб, долзарб мавзу бўлиб қолмоқда.

Диссертация мавзусининг мақсади. Мавжуд капитал таъмирлаш усулларининг анализи АК «Ўзнефтгазқазибчиқариш» тасарруфидаги Унитар шўъба корхонаси «Муборакнефтгаз» қудуқларнинг капитал таъмирлаш бўйича ўтказилган ишлар анализи. Қудуқларни капитал таъмирлашда янги технологияни куллашимкониётлари.

Тадқиқот предмети ва объекти. Миллий хом ашё сифатида модификацияланган қаттиқ стабилизатор (МҚС) таклиф қилинган. Бу реагент ўзи билан гидрофобазирация қилинган эмульсион эритмани эслатиб, (МҚС) модификацияланган қаттиқ стабилизатор асосида ишлаб чиқариш чиқиндиларидан олинган. Унитар шўъба корхонаси «Муборакнефтгаз».

Тадқиқот услубияти ва услублари. Лойли бурғилаш эритмаларни тиндириш учун (МҚС) модификацияланган қаттиқ стабилизатор ишлатиш мумкин. Анамал юқори қатлам босими (АЮҚБ) бўлган пайти, реагент ишлатилганда бурғилаш эритмасини фильтрациясини туширади. 2000⁰С юқори даражада ҳам реагентнинг тиндириш қўрсаткичи йўқолмайди.

Тадқиқот натижаларининг илмий жиҳатдан янгилиги. Миллий хом ашё сифатида модификацияланган қаттиқ стабилизатор (МҚС) таклиф қилинган. Бу реагент ўзи билан гидрофобазирация қилинган эмульсион

эритмани эслатиб, (МҚС) модификацияланган қаттиқ стабилизатор асосида ишлаб - чиқариш чиқиндиларидан олинган. У стабилизатор, коррозия ингибитори, ёғловчи. Сууюкликни баргараф этувчи восита сифатида кудукларни таъмирлашда ишлатилади.

Тадқиқот натижаларнинг амалий аҳамияти ва тадбиғи. Диссертация ишининг илмийлигини қўйидаги амалиётларда қўлланилгани исботлайди: кудук атрофи зонасининг ишини тикланиши, ПАВ эритмалари билан ювилиши, ўпирилаётган бўш цементланганжойларни тиклаш, бу усулларнинг барчаси нефт, газ ва газоконденсатни интесификация йўли билан ер қатламини гидроузлини, химиявий ишлов бериш билан амалга оширилади. Таъмирлаш ишларида янги технологияни қўлланилиши конларни топиш, ишлаб чиқаришни ривожлантириш бўйича проектларни амалга ошириш, қулай шароит яратиб бериш, углеводород ашёсини максимал ишлаб чиқариш ер қатлами ва атроф мухитини асраш масаласини ечиб беради.

Диссертация тузилиши ва таркиби. Диссертация иши 84 бет компьютер матнида, 6 та жадвал, 18 та расми ўз ичига олган холда баён этилган ва кириш, 3 та боб, хулосалар, 40 библиографик манбадан фойдаланилган адабиётлар рўйхатидан иборат.

Бажарилган ишнинг асосий натижалари. (ҚОЗ) қатлам ости зонаси маҳсулот қолдиқлари, механизмлари, таркиби аниқлаш бўйича олиб борилган ишлар кристал ва тузларни йиғилишини аниқлаб, олдини олиш масалаларини ечими топилди.

Маълум математик теорияга асосланиб туз ингибиторларини йимириш, улардан халос бўлишни янги усуллари ишлаб чиқилган.

Ер остида этапма этап сувшимирувчи материалларни ишлатишни мақсади сув харакатини паст фильтр каналларида камайтириш, учун.

Барча техник таъмирлаш ишлари детерменант босим теорияси ва хужжатлар асосида амалга оширилди.

Хулоса ва таклифларнинг қисқача умумлаштирилган ифодаси. Ҳамма материални анализ қилиб қўйидаги хулоса ва таклифлар келтирамиз:

1. Нефть ва газ кудуклардан маҳсулот олиш, ер ости ва капитал таъмирлашнинг интенсификацияланган энг оптимал тури бўлиб турибди.

2. Маҳсулот кудукларни юқори эффектли фойдаланиш муаммосини ечиш учун ва айниқса фойдаланишдан олдин ўзок ишлатиладиган нефт конларини фақатгина юқори саноат бошқариш суъний методлари ишлатилади.

3. Янги технологияларни ечимларини топиш учун катта этибор қаратилган бўлиб, қайсики юқори жиҳоз ечимларига олиб келади ва нефтнинг интенсификация муаммосини ечимига олиб келади.

4. ҚОЗ қолдиқлари, механизмлари, таркиби аниқлаш бўйича олиб борилган ишлар кристал ва тузларни йиғилишини аниқлаб, олдини олиш масалаларини ечими топилди.

Специальность: 5А311901 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (производство) магистрант 2 – курса Тулашева Дильшода Буриевича на тему: «Особенности капитального и подземного ремонта скважин с применением новых технологий» по теме магистерской диссертации

АННОТАЦИЯ

Актуальность работы. В последние годы в Республике Узбекистан растёт число месторождений находящихся на поздней стадии разработки. Многие скважины работают с высокой обводненностью. Но, несмотря на это в пласте остаются значительное количество остаточной нефти. Добыча этой нефти связано с правильном выбором капитального ремонта скважин.

Учитывая всё это применения новых технологий капитального и подземного ремонта скважин на месторождениях Узбекистана вызывает большой интерес и остается актуальным.

Цель диссертационной работы. Анализ существующих методов капитального ремонта. Анализ проведенных ремонтных работ по капитальному ремонту скважин «Мубарекнефтьгаз» УДП при АК «Узнефтегаздобыча». Изучения возможностей применения новых технологий при капитальном ремонте скважин .

Предмет и объект исследование. Модифицированный твердый стабилизатор «МТС» одним из новых методов технология при капитального ремонта скважин является применения новых составов гидрофобизированных эмульсионных растворов на основе модифицированного твердого стабилизатора «МТС – 1» полученного из отходов промышленных предприятий. На примере УДП «Мубарекнефтьгаз».

Методы и методические исследование. Реагент может применяться в качестве стабилизатора глинистых буровых растворов. Реагент является понизителем фильтрации бурового раствора и перспективен в случаях бурения с АВПД. Стабилизирующая активность реагента обратимо сохраняется после воздействия высоких температур порядка 2000 С.

Благодаря высокой стойкости реагента к агрессивному действию солей поливалентных катионов (Ca^{++} , Mg^{++}) на основе его можно получать буровые высококальциевые, известковые, гипсовые, меловые растворы с гидрофобизирующим действием фильтрата.

Научная новизна результатов исследования. На основе местного сырья предложен новый реагент модифицированный твердый стабилизатор (МТС). Реагент представляет собой новый состав гидрофобизированный эмульсионный раствор на основе – модифицированного твердого стабилизатора «МТС – 1» полученного из отходов промышленных предприятий. Модифицированный твердый стабилизатор «МТС» может быть использован в качестве стабилизатора, ингибитора коррозии, смазывающего агента, жидкости глушения при освоении и ремонта скважин.

Практическая значимость и внедрения результатов исследования. Научное и практическое значение результатов диссертационной работы подтверждается их широким внедрением в практику комплекс работ по восстановлению работоспособности призабойной зоны скважины, промывке ее растворителями, растворами ПАВ, укрепление слабосцементированных разрушающихся пород, это работы по интенсификации добычи нефти, газа, газоконденсата путем гидроразрыва пласта гидропескоструйной перфорации и химической обработки, дополнительного вскрытия пласта для приобщения к разработке газонасыщенных горизонтов.

Использование новых технологии и рекомендации по исполнению ремонта изоляционных работ и средств реализации проектов разработки месторождений по обеспечению оптимальных условий работы продуктивного пласта. Достижения максимальной выработки (извлечения) запасов углеводородного сырья, решение задач по охране недр и окружающей среды.

Структура работ. Диссертационная работа состоит 84 листов написанная на компьютере, 6 таблиц, 18 рисунков и введение, III главы, заключение, выводы, список использованных литератур.

Основные результаты выполненных работ. С целью выполнения задачи нами были изучены состав и свойства ряд отходов производств, вторичные ресурсы а также легкодоступных материалов. Затем были выбраны наиболее доступные отходы для использования в качестве модификатора и активного компонента для получения химического реагента стабилизатора эмульсионных растворов. Способ получения и методика проведения экспериментов приведены в экспериментах. Которые подробно написано состав и технологические процессы синтеза химических реагентов на основе госсипола.

Краткое обобщении выводы и рекомендации. Анализируя весь материал приведем следующее выводы и рекомендации:

1. Подземный и капитальный ремонт скважин остается самым оптимальным вариантом интенсификации добычи нефти и газа.

2. Решение важнейшей проблемы повышения эффективности разработки новых и особенно доразработки длительно разрабатываемых нефтяных месторождений возможно только при широком промышленном использовании искусственных методов управления продуктивностью скважин.

3. Значительное место уделено новым технологическим решениям, использование которых приводит к существенному расширению арсенала средств при решении проблем интенсификации добычи нефти.

4. На базе обширных исследований структуры, состава, свойств и механизма формирования осадков в ПЗС и скважинах обоснованы возможности регулирования процессов зарождения и роста кристаллов неорганических солей путем использования высокоэффективных составов для предотвращения солеотложений.

THE SUMMARY

Last years in Republic Uzbekistan grows number of deposits being on a late stage of development. Many chinks work with high fire. But, despite of it in a layer remain a significant amount of residual oil. Extraction of this oil it is connected with correct a choice of major overhaul of chinks.

Considering all it is applications of new technologies of capital and underground repair of chinks on deposits of Uzbekistan causes the big interest and remains actual.

The Analysis of existing methods of major overhaul. The analysis of the lead repair work on major overhaul of chinks "Muborakneftgaz" UNP at AK Uzneftgaz Studying of opportunities of application of new technologies at major overhaul of chinks.

Scientific and practical value of results of dissertational work proves to be true their wide introduction in practice a complex of works on restoration of working capacity zones of a chink, washing by its {her} solvents, solutions of PEAHENS, strengthening слабощементированных collapsing breeds, these are works on an intensification of an oil recovery, gas by hydrobreak of a layer punching and chemical processing, additional opening of a layer for familiarizing with development horizons.

Use new technologies and recommendations on execution{performance} of repair works and means of realization of projects of development of deposits on maintenance of optimum operating conditions of a productive layer. Achievements of the maximal development{manufacture} (extraction) of stocks of hydrocarbonic raw material, the decision of problems{tasks} on protection of bowels and environments.

On the basis of local raw material the new reagent the modified firm stabilizer (MFS) is offered. The reagent represents new structure a solution on the basis of - the modified firm stabilizer « MFS - 1 » received of waste of the industrial enterprises.

Modified firm stabilizer " MFS " can be used as the stabilizer, the corrosion, the greasing agent, a liquid of muffling at development and repair of chinks.

Введение

Развитие промышленного потенциала Республики Узбекистан в зависимости от дальнейшего роста её топливно-энергетической базы. Однако запасы горючих ископаемых отнюдь не беспредельны. Основные нефтегазо-добывающие месторождения Республики характеризуются глубокой выработанностью, а достигнутые объемы годовой добычи нефти, природного газа не восполняются приростом их запасов. В этой связи поиск решений, направленных на рациональное использование природных ресурсов, и в первую очередь нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений Бухаро – Хивинского нефтегазоносного региона. Добыча и интенсификация их извлечения с применением подземного и капитального ремонта скважин с точки зрения экономической эффективности, является актуальной задачей.

Обоснование темы диссертации и её актуальность.

В последние годы в Республике Узбекистан растёт число месторождений находящихся на поздней стадии разработки. Многие скважины работают с высокой обводненностью. Но, несмотря на это в пласте остаются значительное количество остаточной нефти. Умение использования при добычи этой нефти или газа связано и актуально с правильном выбором капитального ремонта скважин.

Учитывая всё это применения новых технологий капитального и подземного ремонта скважин на месторождениях Узбекистана вызывает большой интерес.

Предмет и объект исследования. Модифицированный твердый стабилизатор «МТС» одним из новых методов технология при капитального ремонта скважин является применения новых составов гидрофобизированных эмульсионных растворов на основе модифицированного твердого стабилизатора «МТС – 1» полученного из отходов промышленных предприятий. На примере УДП «Мубарекнефтьгаз».

Цель и задачи исследование.

1. Анализ существующих методов капитального ремонта.
2. Анализ проведенных ремонтных работ по капитальному ремонту скважин УДП «Мубарекнефтваз» при АК «Узнефтегаздобыча».
3. Изучить возможностей применения новых технологий при капитальном ремонте скважин.

Основные задачи и гипотезы исследование. Реагент может применяться в качестве стабилизатора глинистых буровых растворов. Реагент является понизителем фильтрации бурового раствора и перспективен в случаях бурения с АВПД. Стабилизирующая активность реагента обратимо сохраняется после воздействия высоких температур порядка 2000 С. Благодаря высокой стойкости реагента к агрессивному действию солей поливалентных катионов (Ca^{++} , Mg^{++}) на основе его можно получать буровые высококальциевые, известковые, гипсовые, меловые растворы с гидрофобизирующим действием фильтрата.

Краткий обзор литературы. Проводились анализы и заключения научно – методических литератур, содержания и введение диссертационной работы. Была опубликована статья в журнале «Техника юлдузлари» Новый научно – технический подход в промышленной подготовке нефти на месторождениях. Собраны материалы и сделаны необходимые анализы.

Краткая характеристика исследование. С целью выполнения задачи нами были изучены состав и свойства ряд отходов производств, вторичные ресурсы а также легкодоступных материалов. Затем были выбраны наиболее доступные отходы для использования в качестве модификатора и активного компонента для получения химического реагента стабилизатора эмульсионных растворов. Способ получения и методика проведения экспериментов приведены в экспериментах. Которые подробно написано состав и технологические процессы синтеза химических реагентов на основе госсипола.

Практическая значимость и внедрения результатов исследования.

Научное и практическое значение результатов диссертационной работы подтверждается их широким внедрением в практику комплекс работ по восстановлению работоспособности призабойной зоны скважины, промывке ее растворителями, растворами ПАВ, укреплению слабосцементированных разрушающихся пород. Это работы по интенсификации добычи нефти, газа, газоконденсата путем гидроразрыва пласта гидропескоструйной перфорации и химической обработки, дополнительного вскрытия пласта для приобщения к разработке горизонтов.

Использование новых технологий и рекомендаций по исполнению ремонта изоляционных работ и средств реализации проектов разработки месторождений по обеспечению оптимальных условий работы продуктивного пласта. Достижения максимальной выработки (извлечения) запасов углеводородного сырья, решение задач по охране недр и окружающей среды.

Научная новизна исследования. На основе местного сырья предложен новый реагент модифицированный твердый стабилизатор. Реагент представляет собой новый состав гидрофобазированный эмульсионный раствор на основе – модифицированного твердого стабилизатора полученного из отходов промышленных предприятий. Модифицированный твердый стабилизатор может быть использован в качестве стабилизатора, ингибитора коррозии, смазывающего агента, жидкости глушения при освоении и ремонта скважин.

Краткая характеристика структуры диссертации. Диссертационная работа состоит 84 листов написанная на компьютере, 6 таблиц, 18 рисунков и введение, III главы, заключение, выводы, список использованных литератур.

Глава I. Технология проведения капитального и подземного ремонта скважин

1. Подготовительные работы перед проведением спуска подъёмных операций

Увеличение фонда добывающих нефтяных скважин, в том числе механизированных, сопряжено с постоянным ростом числа подземных ремонтов скважин.

Подземных ремонтов скважин называется комплекс работ, связанных с предупреждением и ликвидацией неполадок с подземным оборудованием и стволом скважины.

При ремонтных работах скважины не дают продукцию. В связи с этим просто скважины учитываются коэффициентом скважины $Kэ$, т.е. отношением времени за месяц, квартал, год. Коэффициент эксплуатации в среднем составляет 0,94 – 0,98.

Подземный ремонт скважин условно можно разделить на текущий и капитальный. Текущем ремонтом скважин (ТРС) называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, и работ по изменению режима эксплуатации скважины, а также по очистке скважинного оборудования, стенок скважины и забоя от различных отложений (парафина, гидратных пробок, солей, продуктов коррозии). Текущий ремонт скважин подразделяют на: планоно – предупредительный (или профилактический) и восстановительный.

Планоно – предупредительный ремонт скважин – это ремонт с целью предупреждения отклонение от заданных технологических режимов эксплуатации скважин, вызванных возможными неполадками в работе, как подземного оборудования, так и самих скважин. Планоно – предупредительный ремонт планируется заблаговременно и проводится в соответствии с графиками ремонта.

Восстановительный ремонт скважин – это ремонт, вызванный непредвиденным резким ухудшением технологического режима эксплуатации скважин или их остановкой из – за отказа насоса, обрыва штанговой колонны и т.п.

Капитальным ремонтом скважин (КРС) называется комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидация сложных аварий, спуском и подъёмом оборудования прираздельной эксплуатации и закачке [2 – 13].

В настоящее время более 90 % всех ремонтов выполняется на скважинах с ШСНУ и менее 5 % с УЭЦН.

При подземном ремонте скважин проводятся следующие операции:

- а) транспортные – доставка оборудования на скважину;
- б) подготовительные – подготовка ремонта;
- в) спускоподъёмный – подъём и спуск нефтяного оборудования;
- г) операции по очистке скважины, замена оборудования, ликвидацией мелких аварий;
- д) заключительные – демонтаж оборудования и подготовка его к транспортировке.

СПО занимают основную долю в общем балансе времени на ремонт скважины (в зависимости от характера подземного ремонта занимают от 50 до 80 % всего времени, затрачиваемого на ремонт, то есть фактически определяют общую продолжительность текущего ремонта). Технологический процесс СПО состоит в поочередном свинчивании (развинчивании) НКТ, являющихся средством подвески оборудования, каналом для подъема добываемой жидкости и подачи технологических жидкостей в скважину, а в некоторых случаях инструментом для ловильных, очистных и других работ.

Подготовительные работы проводят до начала ремонта скважины для обеспечения бесперебойной работы бригады по ремонту скважин. В

процессе подготовительных работ проверяют состояние вышки (мачты), центровку ее по устью скважины, крепление оттяжек вышки или мачты, кронблока и талевого системы при необходимости ремонтируют площадку у устья скважины и мостки. Доставляют к скважине необходимое оборудование -трубы, штанги, талевый блок, подъемный крюк, канат и др. Выполняют оснастку и разоснастку талевого системы. При отсутствии вышки или мачты к скважине доставляют передвижной агрегат, устанавливают на площадке и укрепляют оттяжками. На скважинах с погружными центробежными электронасосами устанавливают кабеленаматыватель, закрепляют подвесной ролик на вышке или мачте для направления движения токоподающего кабеля. В случае необходимости глушения к скважине доставляют задавочную жидкость и промывочный агрегат.

2. Технология проведения спускоподъемных операций

Спускоподъемные операции являются трудоемкими и в зависимости от характера подземного ремонта занимают от 50 до 80 % всего времени, затрачиваемого на ремонт, то есть фактически определяют общую продолжительность текущего ремонта. Технологический процесс спускоподъемных операций состоит в поочередном свинчивании (или развинчивании) НКТ, являющихся средством подвески оборудования, каналом для подъема добываемой жидкости и подачи технологических жидкостей в скважину, а в некоторых случаях инструментом для ловильных, очистных и других работ [14-16].

При спуске труб необходимо тщательно шаблонировать каждую из них, очищать резьбу трубы щеткой от грязи и песка, смазывать графитовой смазкой. Крепить трубы надо до отказа. Нельзя допускать спуск в скважину дефектных труб, то есть негерметичных, с поврежденной резьбой, кривых, помятых. Спуск и подъем насосных штанг проводят так же, как и труб на более высоких скоростях ввиду их меньшей массы, чем НКТ. Поднятые штанги укладывают на мостки и между ними

прокладывают деревянные рейки. Укладывание штанги должны иметь не менее шести опорных точек, равномерно распределенных по всей их длине. Провисание концов штанг и соприкосновение с грунтом не допускаются.

Для облегчения работы во время спуска штанг обратно в скважину, каждый последующий их ряд должен быть выдвинут к устью скважины против предыдущего ряда на 15 – 20 см. Обнаруженные при подъеме дефектные штанги откладывают в сторону и по окончании ремонта убирают с мостков. Перед спуском насосных штанг в скважину каждую из них тщательно осматривают. Не допускается смешивание штанг, изготовленных из сталей различных марок. При спуске ступенчатой колонны необходимо строго придерживаться данных наряда. Перед свинчиванием резьбу тщательно очищают и смазывают графитовой смазкой, а затем закрепляют до отказа.

Отбракованные штанги доставляют на базу, где после сортировки, наиболее сохранившиеся штанги отбирают для применения их в неглубоких скважинах при небольших нагрузках.

Для составления колонны насосных штанг строго определенной длины применяют штанги укороченной длины. Свинчивание и развинчивание НКТ во время СПО выполняют с помощью автоматов АПР-2ВБ с приводом от электродвигателя, АПР-ГП с гидроприводом, механическим ключом КМУ-32 и КМУ-50 грузоподъемностью 32 и 50 т. КМУ-ГП с гидроприводом. При ремонте скважин с УЭЦН широкое применение получили ключи КМУ. Для свинчивания и развинчивания насосных штанг используют штанговые ключи АШК-Г и АШК-Т. Как было указано выше, резьбовое соединение смазывают графитовой смазкой, для приготовления которой рекомендуют следующие рецепты (по массе):

Первый: графит – 50 – 60%; технический жир – 5%; каустическая сода – 1,5%; машинное масло 33,5 – 43,5%.

Второй: графит 30%; солидол 24%; машинное масло 35%; канифоль 2%.

В качестве смазки резьбовых соединений НКТ применяют и готовые консистентные смазки Р – 2 или Р – 402.

Основным видом ремонтных работ является такой, при котором используются насосно-компрессорные трубы, чей спуск и подъем занимает значительную часть времени всего ремонта. Ускорение и повышение эффективности ремонтных работ связаны с сокращением времени на спуско-подъемные операции.

К настоящему времени эта задача решена новыми техническими средствами ремонта с использованием каната, кабель-троса, гибких труб, шлангоканата и шлангокабеля. При канатном методе спуск в скважину специальных контейнеров с различными материалами для разных операций на забое или в интервале обработки осуществляется на специальном канате с использованием лебедки, установленной на автомобильном шасси. Кабельтрос – это канат, спаренный с кабелем для управления работой контейнера электрическими сигналами: открытием клапана контейнера или инициирования подрыва взрывчатого вещества для выброса из контейнера, например, тампонирующего вещества или другой технологической жидкости. Как правило, работы в скважине с использованием каната или кабель-троса осуществляются со специального агрегата на шасси автомобиля, например, КраЗ – 225, укомплектованного лебедкой, бункером, смесительным устройством, дозировочным шнеком, емкостями и насосом, а также стеллажом для укладки контейнеров.

Привод механизмов агрегата – от двигателя автомобиля.

Наиболее широкое промышленное применение получил метод проведения ремонтных работ в скважине с использованием гибких труб. Непрерывная гибкая труба диаметром до 25 мм наматывается на барабан, установленный на шасси автомобиля. На устье скважины монтируется специальное выпрямительное устройство, а так же механизм принудительной подачи гибкой трубы в скважину. Спущенная в скважину труба является каналом подвода на забой скважины технологических

жидкостей, газа и воздуха. Спуск гибкой трубы возможен и в колонну НКТ, т.е. проведение ремонтных работ в скважине не исключено без подъема колонны НКТ, особенно в случае, когда на башмаке НКТ имеется пакер. Шлангоканат, по сути, не отличается от гибкой трубы, но состоит из гибкого шланга с металлической оплеткой, определяющей прочность шлангоканата на разрыв, а также внутреннее и внешнее давления. Имеются конструкции шлангоканата с диаметром более 50 мм, рассчитанные на внутреннее давление до 20 МПа. Шланго – канат также наматывается на барабан и подается в скважину специальным тяговым механизмом (рольгангом). Если в металлическую оплетку шлангоканата вмонтирован электрический кабель, то такой шлангоканат называется шлангокабелем, поскольку сочетает в себе преимущества шлангоканата и кабель – троса. Все рассмотренные средства исключают операции «свинчивание – развинчивание», характерные для НКТ, ускоряют и удешевляют проведение ремонтных работ в скважине, существенно облегчают условия труда обслуживающего персонала и повышают безопасность работ.

3. Оборудование и инструмент, применяемые при спускоподъемных операциях

Для выполнения подземных ремонтов скважин применяют различные комплексы оборудования и инструментов в сочетании с технологическими установкам. Оборудование это можно поставлять отдельными комплектами или узлами.

К основному оборудованию, при помощи которого проводят спускоподъемные операции, относят подъемные лебедки и установки, монтируемые на самоходных транспортных базах (гусеничные или колесные). Подъемные установки в отличие от лебедок оснащены вышкой с талевой системой и ключами для свинчивания и развинчивания НКТ и насосных штанг. При выполнении капитальных ремонтов подъемные установки комплектуют насосным блоком, ротором, вертлюгом,

циркуляционной системой и другим оборудованием.

Наиболее широко применяют тракторный подъемник ЛПТ – 8 и установки подъемные типов АзИНмаш – 37А, УПТ-50, А – 50М, АПР 60/80, УПА – 60, УПА – 60А(60м80), УПА – 100 и другие [17 – 26].

При работе с подъемниками скважины должны иметь вышку или мачту с кронблоком, талевой системой с эксплуатационным крюком и оттяжным роликом.

Агрегат А – 50М. Взамен агрегата А – 50У выпускают модернизированный агрегат А – 50М с повышенными надежностью и грузоподъемностью.

Агрегат А – 50М также предназначен для освоения и ремонта нефтяных, газовых и нагнетательных скважин с проведением спускоподъемных операций с насоснокомпрессорными и бурильными трубами, промывки песчаных пробок, глушения скважин, циркуляции промывочного раствора при бурении, фрезеровании и разбуривании цементных стаканов для проведения ловильных и других работ по ликвидации аварий в скважинах. Все механизмы агрегата, кроме промывочного насоса, смонтированы на шасси КраЗ – 250 с подогревателем ПЖД – 44 – П. Промывочный насос 9 МГр смонтирован на двухосном прицепе.

В качестве привода навесного оборудования используется ходовой двигатель в агрегате А – 50У шасси КраЗ – 257, а в А – 50М шасси КраЗ – 250. Мощность от двигателя отбирается через коробку отбора мощности 23, установленную на раздаточной коробке автомобиля. Карданный вал 21 коробки отбора мощности соединен с раздаточным редуктором 20, смонтированным на раме 22.

От раздаточного редуктора мощность отбирается при помощи клиновых ремней на компрессорную установку 4, питающую пневмоуправление 16 сжатым воздухом, а также на силовую передачу 29 через карданные валы 27 и 28. Через силовую передачу мощность

передается на промывочный насос 26 при помощи карданного вала. Цепной передачей 30 в кожухе 32 осуществляется привод лебедки 6 и через промежуточный вал 33 привод бурового ротора. Переключение коробки отбора мощности на промежуточный вал выполняется рычагами управления зубчатыми муфтами 19.

В рабочем положении мачта 14 одной стороной опирается на лебедку, другой через домкрат 18 – на грунт. Установку мачты из транспортного положения в вертикальное – рабочее и обратно проводят посредством домкратов 7, цилиндры которых защищены кожухом. Кронблок мачты и талевый блок 10 оснащены талевым канатом 9. На мачте размещены подвеска ключей 11 и подвеска бурового рукава 12, который соединяется с насосом при помощи манифольда 25. При необходимости к талевому блоку можно подвесить вертлюг 13 с квадратной штангой 15. Нагрузка на крюке определяется при помощи индикатора веса 8, устанавливаемого на «мертвом» конце талевого каната. В транспортном положении мачта опирается на переднюю опору 1, размещенную на переднем буфере, где также находится балка для крепления силовых оттяжек 24, и на среднюю опору 2, на которой установлена вспомогательная электролебедка 3. Гидросистема 5 обеспечивает питание гидрораскрепителя 31 и гидроротора 17.

В состав установки входит также электрооборудование 34, узел управления и освещения шасси 36, установка запасного колеса и площадки оператора 35.

Техническая характеристика агрегатов А – 50У и А – 50М.

Включенная передача I II III IV

Скорость намотки – каната, м/с:

А – 50У 1,088 1,9 4,17 7,8

А – 50М 1,146 2,28 4,38 8,64

Скорость подъема талевого блока, м/с:

А – 50У 0,181 0,317 0,695 1,215

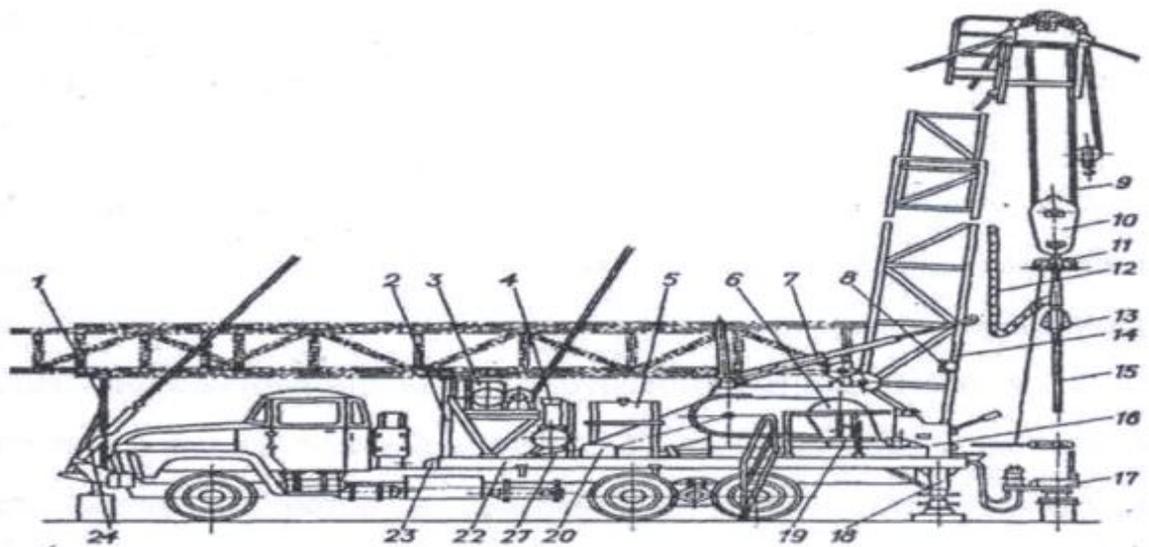


Рис. 1.1 Агрегат А – 50М

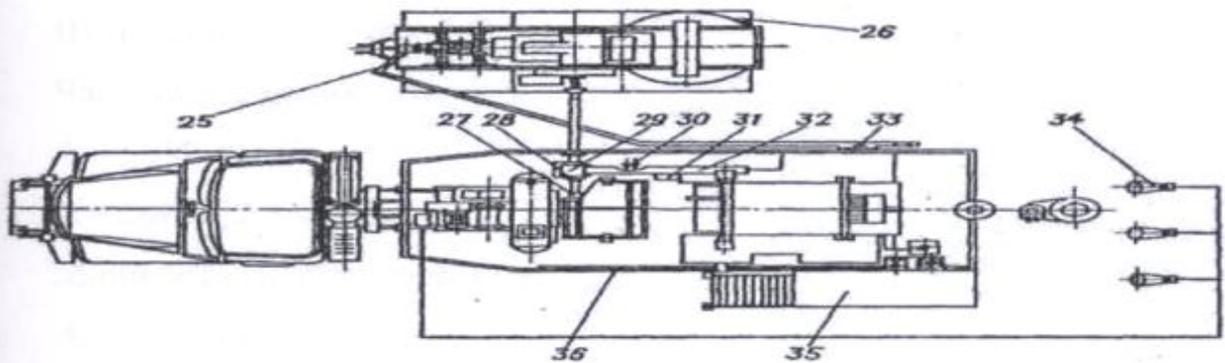


Рис. 1.2 Агрегат А – 50М. (Вид сверху)

1 – передняя опора; 2 – средняя опора; 3 – электролебедка; 4 – компрессорная установка; 5 – гидросистема; 6 – лебедка; 7 – домкрат; 8 – индикатор веса; 9 – талевый канат; 10 – талевый блок; 11 – подвеска ключей; 12 – подвеска бурового рукава; 13 – вертлюг; 14 – мачта; 15 – домкратная штанга; 16 – пневмоуправление; 17 – гидроротор; 18 – домкрат; 19 – зубчатая муфта; 20 – редуктор; 21 – карданный вал; 22 – рама; 23 – коробка отбора мощности; 24 – силовые оттяжка; 25 – маннфольд; 26 – промывочный насос; 27, 28 – карданные валы; 29 – силовая передача; 30 – цепная передача; 31 – гидрораскрепитель; 32 – кожух; 33 – промежуточный вал; 34 – электрооборудование; 35 – площадка оператора; 36 – узел управления и освещения шасси;

А – 50М 0,191 0,38 0,73 1,444

Частота вращения вала барабана, мин⁻¹:

А – 50У 39,8 69,8 153 268

А – 50М 39,5 78 151 294

Грузоподъемность на крюке, т:

А – 50У 50 34,5 12,6 7,5

А – 50М 60 30 15,8 8,0

Вал силовой передачи с помощью цепных передач, включаемых шинно – пневматической и зубчатой муфтами, передает две скорости вращения промежуточному валу IX бурового ротора. Ввиду того, что раздаточный редуктор агрегата получает от коробки отбора мощности две скорости вращения, ротор и промывочный насос также имеют две скорости вращения. Частота вращения вала и мощность гидроротора агрегатов А – 50У и А – 50М приведены ниже

Включенная передача I II III

Частота вращения вала, мин⁻¹

А – 50У 40 70

А – 50М 22,3 45 88

Мощность гидроротора, кВт:

А – 50У 44 44

А – 50М 14,7 28,6 57

Установку вышки в вертикальное и горизонтальное положения проводят при работе коробки передач автомобиля на первой передаче и при одном включенном маслonaсосе. Гидросистема заполняется профильтрованным маслом ВМГЗ для работы при температуре окружающей среды от – 50 до +65 °С. Пневмосистема агрегата снабжается сжатым воздухом от двухцилиндрового двухступенчатого компрессора М155 – 2В5

Тип А – 50У, А – 50М

Допускаемая нагрузка, кН 500 125

Наибольшее тяговое усилие на набегавшем конце каната, 1100 1000
кН

Диаметр тормозных шкивов, мм 2 2

Число тормозных шкивов	2	2
Вышка		
Тип	Телескопическая	
Высота от земли до оси кронблока,	м 22,4	
Допустимая длина поднимаемой трубы, м	16	
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм	1040	
Оснастка талевой системы 3Х4 Диаметр, мм:		
канатного шкива	470	
талевого каната	25	
Компрессор		
Тип	M155 – 2B5	
Подача, м/мин	До 0,6	
Давление нагнетания, МПа	До 10	
Промывочный насос		
Тип	НБ – 125 (9МГр – 73)	
Наибольшее давление (при подаче 6,1 л/с), МПа	16	
Наибольшая подача (при давлении 6 МПа), л/с	9,95	
Монтажная база — прицеп	71 ОБ или СМ – 38326	
Масса насоса с прицепом, кг	4144	
Вал привода бурового ротора		
Отбираемая мощность, кВт	95,5 100	
Частота вращения, мин ¹ :		
скорость	214 214	
скорость	360 423	
Лебедка вспомогательная — ТВ – 224В (ТЛ – 9)		
ГОСТ	2914 – 10	
Грузоподъемность, т	— 25	
Скорость подъема, м/с	— 0,25	

Масса установки без насосного при цепа, кг 22 610 24 000

Агрегат АЗИНмаш – 37А (рис. 1.3), смонтированный на шасси автомобиля КраЗ – 255Б, предназначен для текущего ремонта нефтяных, газовых и нагнетательных скважин глубиной до 2900 м. Имеет следующие основные узлы: лебедку, вышку с талевой системой, переднюю и заднюю опоры вышки, кабину оператора, а также гидравлическую, пневматическую и электрическую системы управления агрегатом и другие вспомогательные узлы и механизмы

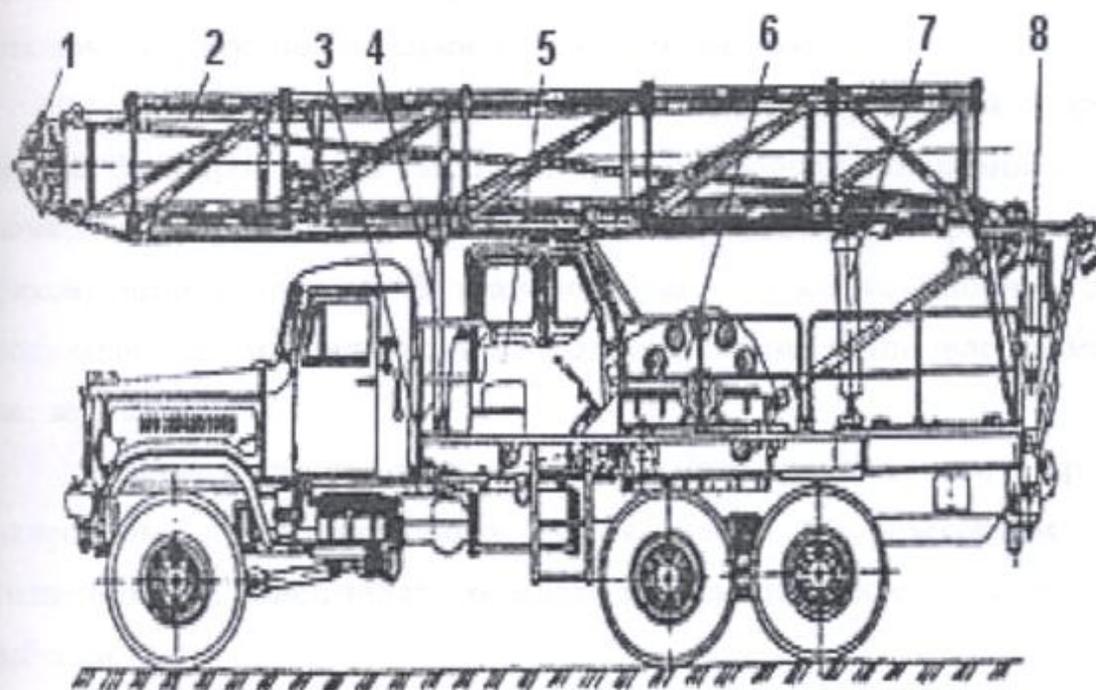


Рис. 1.3 Агрегат АЗИНмаш – 37А.

1 – талевая система; 2 – вышка; 3 – силовая передача; 4 – передняя опора; 5 – кабина оператора; 6 – лебедка; 7 – гидроцилиндр подъема вышки; 8 – задняя опора

Лебедка агрегата включает конический редуктор, барабанный и приводной вал, смонтированный на общей сварной коробчатой станине. Барабан сварной конструкции установлен на подшипниках качения. Муфта включения барабана фрикционная, пневматическая с дисковыми вкладышами из ретинакса, смонтирована внутри тормозного шкива.

Вышка – сварная, решетчатой конструкции, телескопическая, двухсекционная с открытой передней гранью. В транспортном положении вышка опирается на переднюю и заднюю опоры [15].

Подъем вышки осуществляется гидравлическими домкратами, выдвижение верхней секции – лебедкой с гидроприводом через блочно – канатную систему. Выдвинутая верхняя секция фиксируется на пневматически управляемых упорах. В процессе работы на скважине вышка закрепляется четырьмя оттяжками. Она снабжена также ограничителями подъема верхней секции и подъема крюкоблока. При достижении крюкоблоком критического верхнего положения ограничитель отключает фрикцион лебедки и включает тормоз.

Телескопические опорные винтовые домкраты задней опоры вышки можно фиксировать по высоте в трех различных положениях. Опорные домкраты опускаются под действием своего веса при вытаскивании фиксирующего пальца. В транспортном положении опорные домкраты поднимаются гидравлическими подъемниками, установленными внутри ног задней опоры.

Талевая система состоит из одноосного трехроликового кронблока и одноосного двухроликового крюкоблока с трехрогим крюком. Неподвижный конец талевого каната закреплен на боковой стенке станины лебедки.

Гидравлическая система агрегата обеспечивает подъем вышки и опорных домкратов задней опоры, привод лебедки, выдвижение верхней секции вышки и автомата АПР – ГП для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб.

Пневматическая система агрегата предназначена для усиления тормоза, управления муфтами включения барабана, гидронасоса, дистанционного управления сцеплением двигателя, упоров вышки и тормозом при срабатывании противозатаскивателя. Воздух в пневмосистему агрегата подается от компрессора автомобиля через его

маслоотделитель и три воздушных баллона, последовательно соединенных с целью улучшения условий выпадения конденсата.

Электрооборудование в сочетании с пневматической и гидравлической системами предназначено для управления механизмами при установке и снятии агрегата на скважине, для проведения спускоподъемных операций и освещения вышки и рабочей площадки устья.

Управление механизмами агрегата при проведении спускоподъемных операций осуществляют из кабины, расположенной между лебедкой и ездовой кабиной автомобиля (рис.1.3). Управление установкой вышки в рабочее положение выполняют с выносного пульта, соединенного с общей электросистемой агрегата кабелем. Это позволяет машинисту располагаться в любом удобном и безопасном для него месте, в радиусе до 10 м. Привод навесного оборудования агрегата лебедки 21 осуществляется от тягового двигателя автомобиля через коробку скоростей, включенную напрямую, и раздаточную коробку. Шестерня 19 раздаточной коробки автомобиля 20 находится в постоянном зацеплении с шестерней 2 коробки отбора мощности 1, свободно сидящей на валу 1. Включением зубчатой муфты вращение передается валу 1, от него через карданный вал II – первичному валу III коробки передач 6 и далее – через шестерни 3 и 17 – промежуточному валу V.

Шестерни 13, 14, 15 и 16, неподвижно посаженные на промежуточном валу V, находятся в постоянном зацеплении соответственно с шестернями 8, 7, 5 и 4, свободно сидящими на вторичном валу VI, причем шестерни 16 и 15 зацепляются через паразитную шестерню 18, а остальные – непосредственно. Включением зубчатых муфт валу VI сообщают три скорости прямого хода и одну скорость обратного хода. От вала VI через карданный вал VII вращение сообщается валу VIII конического редуктора и через пару конических шестерен 9 и 12 – валу IX.

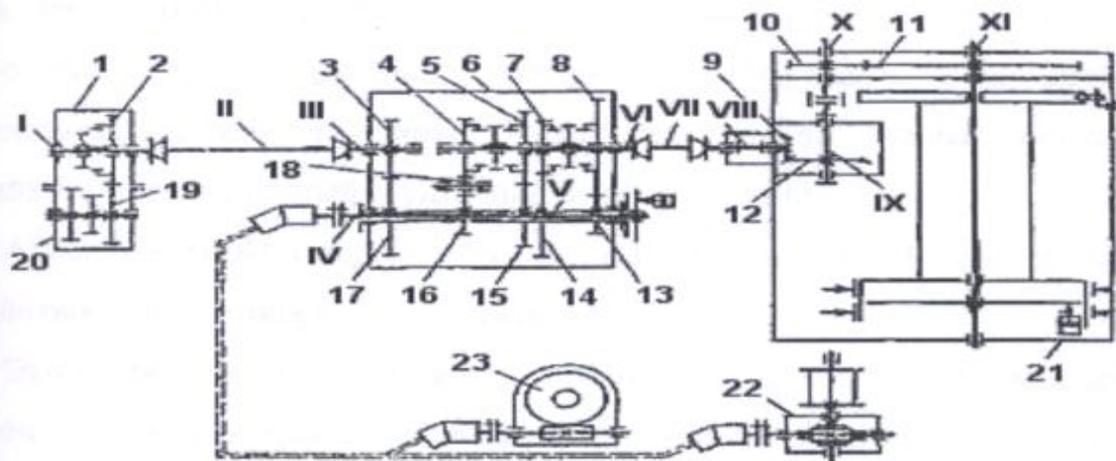


Рис. 1.4 Кинематическая схема АЗИНмаш – 37А

1 – коробка отбора мощности; 2 – шестерни коробки отбора мощности; 3, 17 – шестерни передачи вращения промежуточному валу; 4, 5, 7, 8 – шестерни вторичного вала; 6 – коробка передач; 9, 12 – шестерни конические; 10, 11 – шестерни передачи вращения барабанному валу; 13, 14, 15, 16 – шестерни промежуточного вала; 18 – шестерня паразитная; 19 – шестерня раздаточной коробки; 20 – коробка раздаточная; 21 – лебедка; 22 – лебедка выдвигания верхней секции вышки; 23 – автомат свинчивания и развинчивания НКТ; I – ведущий вал; II, VII – карданный вал; III – первичный вал; IV – вал привода гидронасоса; V – промежуточный вал; VI – вторичный вал; VIII – вал конического редуктора; IX – вал конической передачи; X – приводной вал; XI – вал барабана.

Приводной вал X, соединенный зубчатой муфтой с валом IX, передает вращение барабанному валу XI через шестерни 10 и II. Вращение барабану, свободно сидящему на валу XI, сообщается через фрикционную муфту.

Внутри полого промежуточного вала V проходит вал IV привода гидронасоса, включаемый осевой фрикционной муфтой.

Гидравлическая система обеспечивает подъем вышки и опорных домкратов задней опоры, а также служит приводом лебедки 22 выдвигания верхней секции вышки и автомата АПР – 2ГП 23 для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб.

Установку АЗИНмаш – 37А1 монтируют на автомобиле КраЗ – 260 с относительно повышенной мощностью двигателя. В отличие от АЗИНмаш

– 37А эта установка имеет в тормозной системе ретинаксовые колодки вместо лент с фрикционным материалом «феррадо», а в системе противозатаскивателя талевого блока использован новый винтовой механизм, более надежный и удобный в эксплуатации.

Агрегаты АзИНмаш – 37А и АзИНмаш – 37А1 могут иметь устройство для безъякорного крепления вышки.

Это устройство обеспечивает устойчивость агрегата при проведении спускоподъемных операций на полную грузоподъемность без установки и крепления оттяжек вышки к внешним якорям.

Проведение спускоподъемных операций агрегата без крепления оттяжек вышки достигается путем исключения влияния рессор на устойчивость агрегата. Влияние рессор на устойчивость всего агрегата частично исключается при установке двух передних откидных домкратов, с помощью которых, а также домкратов задней опоры вышки, рама автомобиля, минуя рессоры, опирается на рабочую установочную площадку. Для полного исключения влияния рессор необходимо снизить давление в шинах автомобиля до минимально допустимого значения (0,05 МПа).

Верхние концы грузовых и установочных оттяжек вышки крепят соответственно к верхней части и верхней части нижней секции вышки, а их нижние концы через винтовые стяжки соединяют с передним бампером автомобиля. При этом грузовые оттяжки крепят к внутренним, а установочные к внешним ушкам

4. Инструмент, применяемый при проведении спускоподъемных операций

Элеваторы предназначены для захвата и удержания колонны штанг и труб на весу в процессе спускоподъемных операций. По назначению элеваторы бывают трубные и штанговые.

По типу захвата и удержания трубные элеваторы могут быть: а) с захватом под муфту; б) с захватом под высадку трубы; в) с захватом за

тело (элеватор – спайдер).

Элеваторы первого типа наиболее распространены и предназначены для работы с муфтовыми трубами. Элеваторы второго типа необходимы для работы с трубами с высадкой наружу, а третьего типа - для работы с безмуфтовыми трубами.

По типу захвата и удержания штанговые элеваторы могут быть с захватом под высадку или квадрат штанги.

Элеваторы первого типа наиболее распространены и предназначены для работы по двухэлеваторной технологии. Элеватор с захватом под квадрат штанги позволяет работать по одноэлеваторной технологии, однако при работе с этим элеватором необходимо его соединение с талевым блоком с возможностью его вращения, так как при свинчивании-развинчивании элеватор вращается вместе со штангами.

Применение подобных элеваторов наиболее целесообразно при установке развинченных штанг в вертикальном положении, так как на мачте они устанавливаются путем подвески за высадку.

По конструкции трубные элеваторы могут быть одно и двухштропные. Первые получили наибольшее распространение в подземном ремонте скважин.

Элеваторы типа ЭТАД (рис. 1.6) с захватным автоматическим устройством предназначен для работы с насосно – компрессорными трубами условного диаметра от 48 до 114 мм. Элеватор состоит из корпуса с подпружиненными защелками штропов, выдвижного захвата, упоров, запирающего устройства с рукояткой.

Захваты элеватора сменные и рассчитаны на определенный диаметр НКТ. Это позволяет использовать один корпус элеватора при спускоподъеме труб нескольких размеров. Захват включает в себя шток, шарнирно соединенный с двумя челюстями.

Шток снабжен шлицами, сопрягающимися с втулкой запирающего устройства. Запирающее устройство служит для фиксации челюстей

элеватора в крайних положениях, соответствующих открытому или закрытому состоянию.

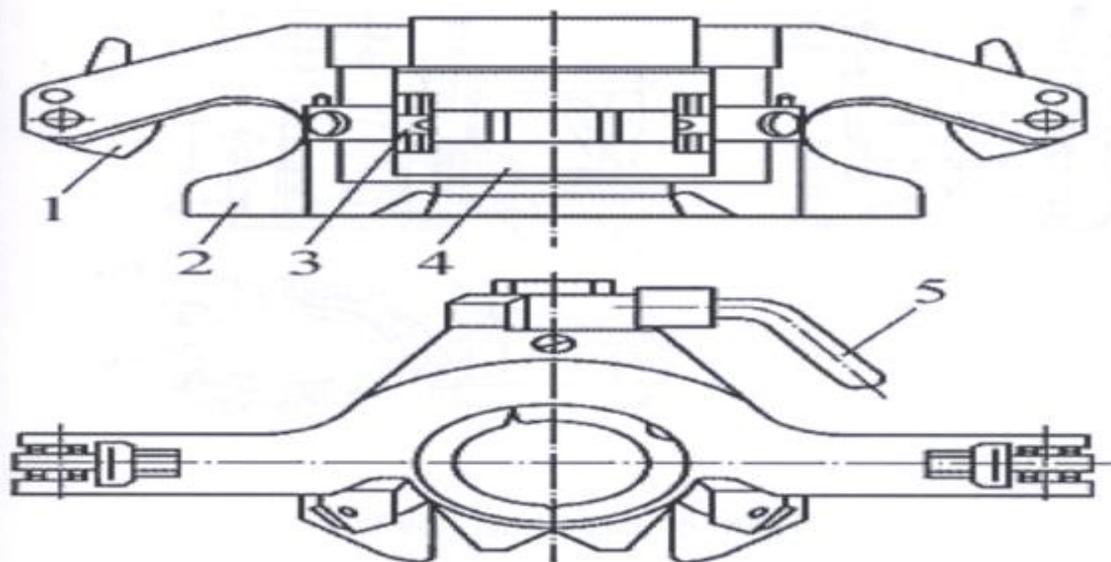


Рис. 1.5 Элеватор типа ЭТАД

1 – предохранитель; 2 – корпус; 3 – упор; 4 – захват; 5 – рукоятка.

На промыслах в подземном ремонте скважин наибольшее распространение получили одноштропные элеваторы с захватом под муфту типа ЭТА (рис. 1.6), входящие в комплект инструмента для работы с насосно-компрессорными трубами: элеватор типа ЭТА – ручной ключ типа КТГУ – механический ключ типа АПР или КМУ.

Выпускаются элеваторы ЭТА – 32, ЭТА – 50 и ЭТА – 60 грузоподъемностью соответственно 32, 50 и 60 т. Они позволяют работать с НКТ диаметром 48, 60, 73 и 89 мм как с гладкими, так и с высадкой. Переход с одного диаметра на другой осуществляется путем смены захватов.

Для проведения спускоподъемных операций с одним элеватором необходимо устройство на устье скважины, способное удерживать колонну труб за тело.

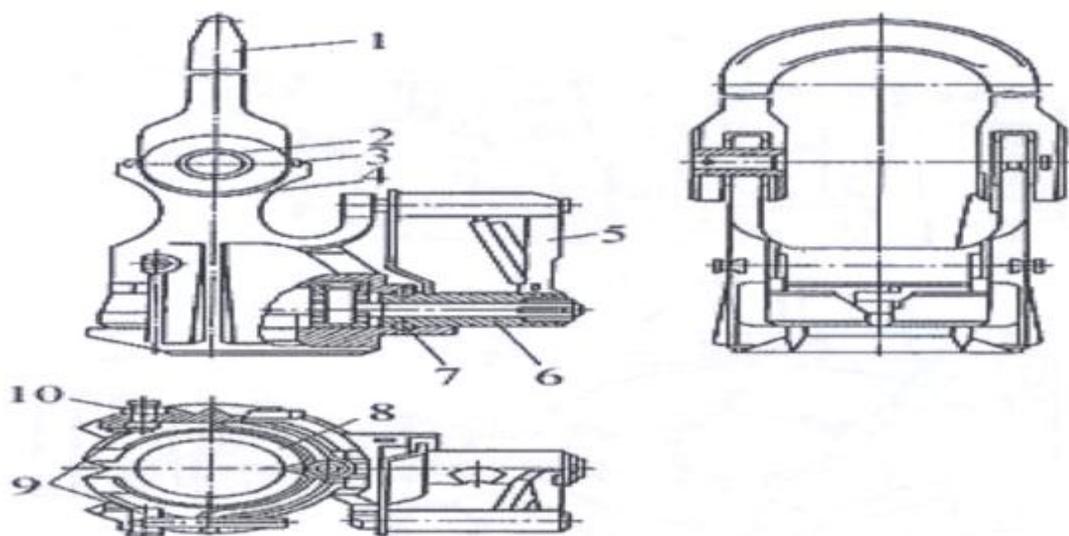


Рис. 1.6 Элеватор типа ЭТА

1 – серьга; 2 – палец; 3 – шплинты; 4 – корпус; 5 – рукоятка; 6 – направляющая втулка; 7 – штырь; 8 – челюсть; 9 – направляющие; 10 – болт.

При этом торец муфты остается свободным для последующего захвата колонны элеватором. Спайдер может быть выполнен отдельно или входить в состав механического ключа для свинчивания-развинчивания труб.

Спайдер гидравлический СГ – 32 предназначен для захвата за тело и удержания на весу колонны труб в процессе спускоподъемных операций при текущем и капитальном ремонтах скважин.

Он представляет собой разрезной корпус со сменными клиньями под трубы разных размеров. Клинья управляют посредством гидравлического цилиндра, встроенного в корпус спайдера. Наклонные зубья плашек обеспечивают стопорение колонны от проворота в процессе свинчивания – развинчивания труб. На спайдере предусмотрено также вспомогательное ручное управление.

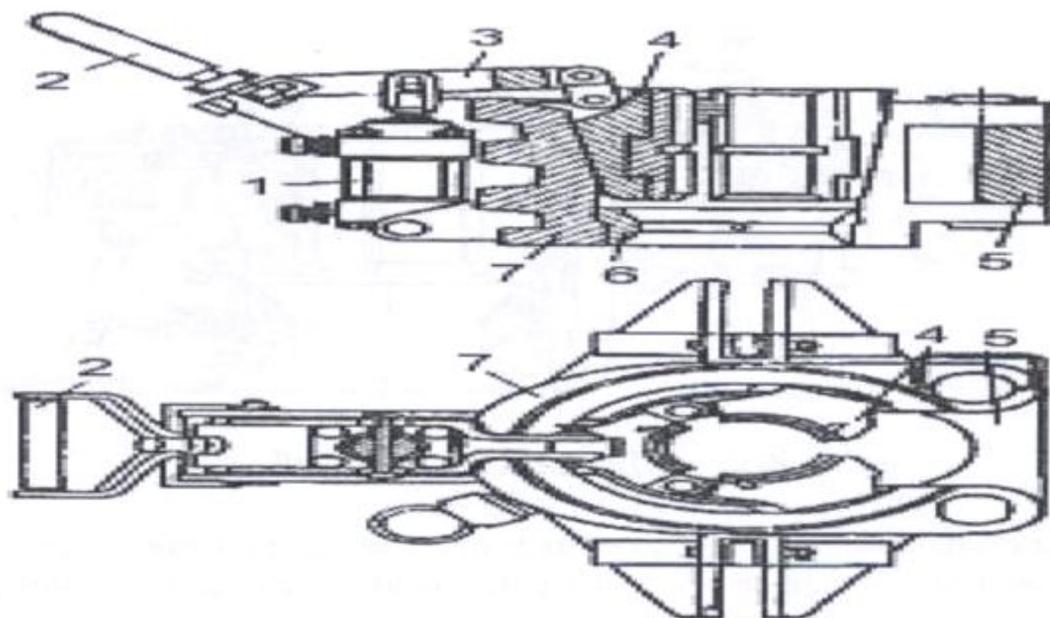


Рис. 1.7 Спайдер СГ – 32

1 – гидроцилиндр; 2 – рукоятка; 3 – рычаг; 4 – клиновья подвеска; 5 – створка; 6 – центратор; 7 – корпус.

Для свинчивания – развинчивания резьбовых соединений труб и штанг применяются ключи. Ключи могут быть трубными и штанговыми (по назначению) и, кроме того, ручными и механическими. В свою очередь, ручные ключи делятся на шарнирные и цепные. Шарнирные ключи более удобны в работе, имеют небольшой вес и меньше повреждают поверхность трубы.

Одним из широко применяемых ключей для работы с трубами является автомат Молчанова (АПР – автомат подземного ремонта)

Ключ (автомат) стационарно устанавливается на колонную головку, а крутящий момент передается водилом трубе через ручной ключ типа КТГУ.

Техническая характеристика АПР – 2ВБМ

Максимальный крутящий момент, кН·м (кг·см) 4,5(450)

Потребляемая мощность, кВт 3,0

Частота вращения водила, с – 1(об/мин) 0,85 (51)

Грузоподъемность спайдера, т 80

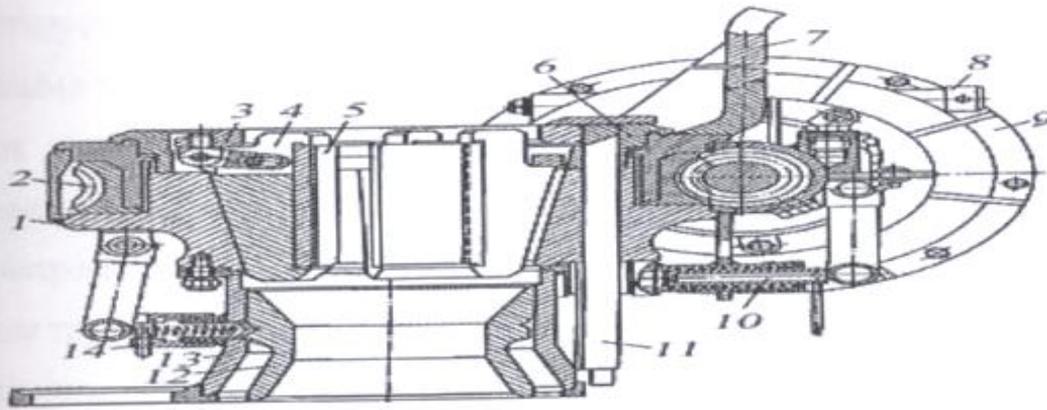


Рис. 1.8 Автомат АПР – 2ВБ

1 – корпус автомата; 2 – червячное колесо; 3 – клиновая подвеска; 4 – корпус клина; 5 – плашка; 6 – опорный фланец; 7 – водило; 8 – вал вилки включения маховика; 9 – электроинерционный привод; 10 – ось балансира; 11 – направление клиновой подвески; 12 – центратор; 13 – пьедестал центратора; 14 – фиксатор центратора.

Количество вариантов набора маховиков 4

Привод ключа

Электрический инерционный

взрывобезопасный с питанием от промышленной сети

Двигатель привода Электродвигатель АИМ10084У2,5

$n = 1430$ об/мин, напряжением 380 В

Ключ (автомат) выполнен в виде блоков, что облегчает его монтаж-демонтаж, а также транспортировку. Основными частями ключа являются блоки вращателя, клиновой подвески и центратора, а также балансир с грузом, привод и блок управления приводом. Ключ (автомат) выполнен в виде блоков, что облегчает его монтаж – демонтаж, а также транспортировку. Основными частями ключа являются блоки вращателя, клиновой подвески и центратора, а также балансир с грузом, привод и блок управления приводом.

Блок вращателя представляет собой корпус клинового спайдера с червячным редуктором, работающим в масляной ванне, и водилом, передающим вращающее усилие трубному ключу. На конце червячного

вала монтируется полумуфта центробежной муфты с установленными на ней сменными маховиками.

Блок клиновой подвески состоит из направляющей с кольцевым основанием, к которому на шарнирах подвешены три клина. Клинья для труб диаметром 48, 60, 73 мм состоят из корпуса клина и сменных плашек. Клинья для труб диаметром 89 мм монолитные. Клиновые подвески имеют усы-синхронизаторы, которые обеспечивают синхронную работу клиньев в момент захвата трубы.

Блок центратора состоит из пьедестала, к которому крепится блок вращателя, фиксатора и вкладышей центратора. Последние изготавливаются с проходными диаметрами для труб диаметром 48, 60, 73 и 89 мм. Вкладыши центратора удерживаются в пьедестале фиксаторами.

Балансир состоит из рычага и груза, при помощи, которых осуществляется перемещение клиновой подвески вверх вниз.

Привод ключа включает электродвигатель с полумуфтой центробежной муфты и раздвижные кулачки.

Блок управления состоит из магнитного пускателя, кнопочного поста, соединенных между собой и с электродвигателем кабелем при помощи штепсельных разъемов.

Вращение от электродвигателя передается на полумуфту, которая передает номинальный крутящий момент только при наборе электродвигателем полного числа оборотов.

Ключ подвесной разрезной КПР – 12 предназначен для свинчивания и развинчивания бурильных и насосно-компрессорных труб в процессе текущего и капитального ремонтов скважин.

Он состоит (рис. 1.9) из трубного ключа 2, выполняющего процесс свинчивания и развинчивания труб при расчетном крутящем моменте, и гидравлического агрегата, обеспечивающего требуемый расход и давление масла в гидросистеме.

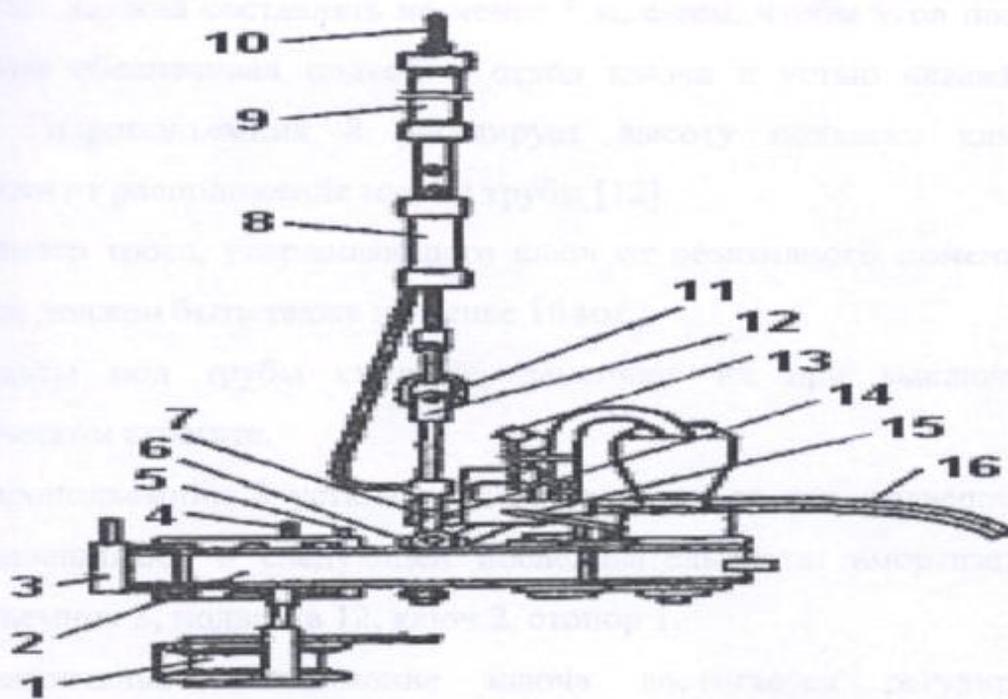


Рис. - 1.9 Ключ подвесной разрезной КПР – 12

1 – стопор; 2 – ключ; 3 – створка; 4 – упор; 5 – ограничитель ключа и стопора; 6 – болт регулировочный; 7 – рукоятка подъема; 8 – гидроподъемник; 9 – амортизатор; 10 – серьга; 11 – винт; 12 – подвеска; 13 – гидрораскрепитель; 14 – ограничитель крутящего момента; 15 – рукоятка переключения скоростей; 16 – гидрорукав.

Трубный ключ представляет собой двухскоростной цилиндрический редуктор с разрезной рабочей шестерней, в которой устанавливаются сменные захваты. Комплектуется съемным стопорным устройством. Привод от гидромотора.

Гидравлическая насосная станция – электроприводная; соединяется с ключом гидравлическими рукавами высокого давления; устанавливается на расстоянии до 10 м от скважины.

Управление ключа расположено на корпусе ключа. Ключ на стационарной вышке или на вышке передвижного агрегата подвешивают на тросе диаметром не менее 16 мм. Трос крепят при помощи трех зажимов. Во избежание перегибов троса и выхода его из строя применяют проушины соответствующих размеров. Высота подвески ключа на

кронштейне должна составлять не менее 5 м, с тем, чтобы угол поворота кронштейна обеспечивал подвод и отвод ключа к устью скважины и обратно. Гидроподъемник 8 регулирует высоту подвески ключа в зависимости от расположения муфты трубы [12].

Диаметр троса, удерживающего ключ от реактивного момента при его работе, должен быть также не менее 16 мм.

Захваты под трубы сменные, заменяют их при выключенном гидравлическом агрегате.

Гидроподъемник 8 устанавливают на ключ до его подвешивания. Ключ подвешивают в следующей последовательности: амортизатор 9, гидроподъемник 8, подвеска 12, ключ 2, стопор 1.

Горизонтальное положение ключа достигается регулировкой болтами 6 и винтом 11 подвески 12. Удерживающие тросы должны находиться в горизонтальном положении и жестко быть закреплены.

Колонна труб монтируется на спайдере или элеваторе. Ограничитель ключа устанавливается в положение «развинчивание». Ключ надвигается на колонну труб, закрывая створку. Раскрепление трубы выполняется на нижней передаче, после чего на высшей передаче производится отвинчивание трубы. В случае отсутствия спайдера или малого веса колонны труб следует обязательно применять стопор. После окончания отвинчивания трубы производится реверсирование ключа до совмещения прорезей шестерни и корпуса. При этом захваты освобождают трубу, открывают створку, снимают ключ с трубы и отводят его в сторону.

Свинчивание производится аналогично. При этом ограничитель ключа устанавливается в положение «свинчивание», а ограничитель крутящего момента на насосной станции в положение, соответствующее спускаемым в скважину трубам.

5. Классификация методов воздействия

Все существующие методы могут быть разделены на следующие три группы.

1. Методы воздействия в процессе строительства скважины и вскрытия продуктивного горизонта, приводящие, как правило, к ухудшению свойств призабойной зоны.

2. Методы воздействия на призабойную зону для интенсификации притока или приемистости.

3. Методы воздействия на призабойную зону для ограничения или изоляции притока пластовой воды (на практике их называют ремонтно-изоляционными работами).

Очевидно, что все методы воздействия на ПЗС в процессе строительства скважины ухудшают фильтрационные свойства призабойной зоны, о чем будет сказано ниже. Практика длительного применения различных методов воздействия показала, что наилучшие результаты получают в случае системного подхода, базирующегося на принципе массовости и одновременности обработок призабойных зон взаимодействующих добывающих и нагнетательных скважин в пределах выбранного участка.

Установлено, что на дебит скважин более сильное влияние оказывает снижение, а не увеличение проницаемости ПЗС по сравнению с проницаемостью невозмущенной (естественной) породы, причем снижение дебита скважин тем больше, чем больше степень снижения проницаемости ПЗС.

Следовательно, как при вскрытии продуктивного пласта, так и на всех стадиях разработки месторождения необходимо сохранять или восстанавливать естественную проницаемость ПЗС. От качества вскрытия продуктивных пластов в значительной мере зависит последующая нормальная эксплуатация скважин.

Вскрытие многих продуктивных пластов бурением осуществляется с промывкой забоя глинистым раствором плотностью до 1300 кг/м³. При этом создаются гидродинамические репрессии, достигающие 15 МПа. В продуктивные пласты в этих условиях может проникать как фильтрат, так и твердая фаза бурового раствора. Глубина проникновения фильтрата глинистого раствора намного превышает длину перфорационных каналов, образованных с применением кумулятивных перфораторов, и составляет 6,5 – 13,5 м. Глубина проникновения глинистых частиц в пористую среду через перфорационные каналы достигает 10 – 15 мм.

Под действием проникшего фильтрата бурового раствора фазовая проницаемость ПЗС для нефти снижается в результате повышения водонасыщенности коллектора, набухания глин, а также из – за возможного образования водонефтяных эмульсий, изменения рН среды, смешения химически несовместимых пластовых (погребенных) вод и фильтрата с образованием солевых осадков.

Различают первичное и вторичное вскрытие продуктивного горизонта. Под первичным понимается вскрытие продуктивного горизонта бурением. Вторичное вскрытие – процесс связи внутренней полости обсаженной скважины с продуктивным горизонтом (перфорация скважины).

Во время первичного и вторичного вскрытия в ПЗС могут происходить различные физические и химические превращения. Остановимся вкратце на физических процессах в ПЗС в периоды первичного и вторичного вскрытия, а также вызова притока и освоения скважины. К основным факторам, определяющим коэффициенты проницаемости и подвижности в ПЗС (продуктивности) в процессе вскрытия и освоения, относятся следующие.

1. Кольматация – загрязнение ПЗС механическими частицами, содержащимися в жидкостях вскрытия и освоения, с возможным последующим их разбуханием. Если в ПЗС попадают только фильтраты

различных растворов, то возможно набухание частиц цементирующего вещества терригенной породы или частиц скелета породы.

2. Проникновение в ПЗС фильтратов различных растворов, используемых в период первичного и вторичного вскрытия, а также жидкостей глушения и освоения.

3. Термодинамическая неустойчивость забойных условий со стороны скважины и ПЗС.

4. "Оплавление" в процессе перфорации поверхностей перфорационных каналов, которые пропускают пластовые флюиды только по образующейся при растрескивании во время остывания породы сети микротрещин (для известняков) или сети микротрещин, покрывающихся фильтрационными или осмотическими корками из тонкодисперсных материалов, в том числе продуктов окисления.

При бурении на глинистом растворе на стенке скважины образуется глинистая корка. Проникновение в призабойную зону скважины фильтратов через глинистую корку происходит как из – за разности давлений в скважине и пласте (репрессия), так и вследствие капиллярного и осмотического давлений.

6. Краткий анализ существующих технологий воздействия на ПЗС

Кислотные обработки скважин предназначены для очистки фильтров, ПЗС, НКТ от солевых, парафинистых отложений и продуктов коррозии. Под воздействием солянокислотной обработки (СКО) и ее модификаций в ПЗС с карбонатными коллекторами образуются каверны, каналы растворения, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а следовательно, и производительность добывающих скважин, и приемистость нагнетательных.

Применяют следующие разновидности СКО: кислотные ванны; простые кислотные обработки; кислотные обработки под давлением; пенокислотные; поинтервальные (ступенчатые); кислотоструйные

(гидромониторные); термохимические и термокислотные. Все они предназначены для очистки поверхности открытого интервала забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, смолистых веществ, продуктов коррозии, кальциевых отложений пластовых вод, очистки фильтра в интервале продуктивного пласта] освобождения прихваченного карбонатной пробкой подземного оборудования, очистки забоя и фильтровой части после ремонтных работ, другие виды СКО применяются для воздействия на породы ПЗС с целью увеличения их проницаемости. Процесс ведется с обязательным задавливанием кислоты в пласт.

Важный фактор повышения успешности СКО – срок выдержки кислоты в пласте, который зависит от многих факторов. Установлено, что длительность СКО колеблется от 8 до 24 ч, не считая сроков экспериментально определенного времени реагирования для каждого конкретного эксплуатационного объекта). Получили распространение также СКО под давлением для увеличения фильтрационных свойств малопроницаемых пластов путем продавки кислоты в пласт. Процесс СКО под давлением проводят с применением пакера, при закрытом затрубном (кольцевом) пространстве.

Пенокислотные обработки (ПКО) применяют при значительной толщине продуктивного пласта и низких пластовых давлениях. Перемешивание жидкости с газом (аэрация) с непременным образованием пены происходит в аэраторе. В ПЗС вводят аэрированный раствор кислоты и ПАВ в виде пены.

Преимущества ПКО обусловлены следующими факторами.

Кислотная пена значительно медленнее растворяет карбонатный материал, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт и приводит к увеличению проницаемости удаленных от скважины зон и их приобщению к дренированию.

Кислотная пена, обладая меньшей плотностью (400 – 800 кг/м³) и повышенной вязкостью, обеспечивает охват воздействием всей продук-

тивной толщины пласта, что особенно важно при большой его толщине и низких пластовых давлениях.

Наличие в составе рабочего агента (пены) ПАВ снижает поверхностное натяжение кислоты на границе контакта с нефтью, и сжатый газ, находящийся в пене, расширяется во много раз при понижении давления после обработки.

Совокупность этих факторов способствует улучшению условий притока нефти в скважину. Поинтервальные обработки проводятся с целью охвата пласта или его отдельных продуктивных пропластков.

Гидромониторная обработка ПЗС способствует механическому разрушению горной породы струей большого напора через сопла одновременно очищаются стенки скважины от цементной и глинистой корок. При этом непременно должна обеспечиваться максимально возможная для данного сопла скорость выходящей струи.

Термокислотные и термохимические обработки, рассчитанные на комбинированное воздействие на ПЗС за счет теплового и описанных выше процессов, предназначены для очистки ПЗС от асфальтено-смолистых, парафиновых, солевых и других отложений.

В то же время приведенные методы очистки ПЗС имеют следующие недостатки.

Длительность временного цикла производственного процесса.

Резкое снижение коррозионной стойкости подземного оборудования и вредное воздействие кислоты на прочностные его характеристики, особенно при термических обработках.

Вредные условия труда из – за использования кислоты и работа только в светлое время суток.

Увеличение транспортных расходов и номенклатуры применяемой специальной техники и специальных устройств (аэратор, нагревательные элементы и др.).

5. Высокая стоимость технологических процессов и материалов.

К числу разновидностей кислотных обработок относятся ацетонокислотные (АКО), глинокислотные (ГКО) и пеноглинокислотные (ПГКО) обработки.

Зарубежные исследования, подтвержденные промышленным опытом, показывают, что оптимальная для интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов длина трещин гидроразрыва находится в обратной зависимости от проницаемости пласта. Согласно этому выводу, для эффективного воздействия на нефтяной пласт необходимо создать и закрепить трещины длиной свыше 50 м, что достигается закачкой в трещины до 30 – 50 т крупнозернистого песка. В зарубежной литературе принят термин "глубокопроникающий гидроразрыв пласта". В последние годы за рубежом широкое внедрение получила и технология "массированного ГРП".

При глубокопроникающем ГРП воздействию подвергается не только ПЗС, но и удаленная часть пласта. Эффект достигается за счет резкого снижения фильтрационных сопротивлений, изменения характера фильтрационного потока, подключения к скважине практически недренируемых зон [8].

Выводы по I главе

Увеличение фонда добывающих нефтяных скважин, в том числе механизированных, сопряжено с постоянным ростом числа подземных ремонтов скважин.

Подземным ремонтом скважины называется комплекс работ, связанных с предупреждением и ликвидацией неполадок с подземным оборудованием и стволом скважины.

Подземный ремонт скважин условно можно разделить на текущий и капитальный. Текущим ремонтом скважин (ТРС) называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, и работ по изменению режима эксплуатации скважины, а также по очистке скважинного оборудования, стенок скважины и забоя от различных отложений (парафина, гидратных пробок, солей, продуктов коррозии). Текущий ремонт скважин подразделяют на: планово-предупредительный (или профилактический) и восстановительный.

В настоящее время более 90 % всех ремонтов выполняется на скважинах с ШСНУ и менее 5 % - с УЭЦН.

При подземном ремонте скважин проводятся следующие операции:

- а) транспортные – доставка оборудования на скважину;
- б) подготовительные – подготовка к ремонту.
- в) спускоподъемные – подъем и спуск нефтяного оборудования;
- г) операции по очистке скважины, замене оборудования, ликвидации мелких аварий;
- д) заключительные – демонтаж оборудования и подготовка его к транспортировке.

СПО занимают основную долю в общем балансе времени на ремонт скважины (в зависимости от характера подземного ремонта занимают от 50 до 80 % всего времени, затрачиваемого на ремонт, то есть фактически определяют общую продолжительность текущего ремонта).

Технологический процесс СПО состоит в поочередном свинчивании (развинчивании) НКТ, являющихся средством подвески оборудования, каналом для подъема добываемой жидкости и подачи технологических жидкостей в скважину, а в некоторых случаях инструментом для ловильных, очистных и других работ.

Основным видом ремонтных работ является такой, при котором используются насосно-компрессорные трубы, чей спуск и подъем занимает значительную часть времени всего ремонта. Ускорение и повышение эффективности ремонтных работ связаны с сокращением времени на спуско-подъемные операции. К настоящему времени эта задача решена новыми техническими средствами ремонта с использованием каната, кабельтроса, гибких труб, шлангоканата и шлангокабеля. На первой главе рассмотрены и приведены основные виды и параметры проведения ремонта скважин.

Глава II. Мониторинг проведённых работ по капитальному ремонту скважин «Мубарекнефтегаз» УДП при АК «Узбекнефтегаздобыча»

1. Анализ текущего состояния разработки месторождения Крук

Пробная эксплуатация нефтяной части залежи Крук длилась с 01.05.1986 г. по 01.11.1988 г. На конец пробной эксплуатации месторождения фонд скважин составил 38 единиц и распределялся следующим образом:

- действующих – 27 (№ 3, 4, 5, 6, 8, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 23, 26, 28, 35, 36, 45, 46, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 66);
- контрольных – 1 (№ 18);
- в консервации – 1 (№ 1);
- в бурении – 6 (№ 25, 27, 29, 37, 38, 55);
- ликвидированных – 3 (№ 2, 7, 9).

Согласно технологической схеме разработки месторождения Крук [7] по принятому варианту II предусматривалось до 1991 г. обеспечить фонд добывающих и нагнетательных скважин, составляющий соответственно 84 и 7 единиц. В целом разбуривание месторождения проходило в соответствии с принятым вариантом; тем не менее, отклонение было отмечено в числе фонда нагнетательных скважин, которое за намеченный срок составило 4 единицы. Начиная с 01.01.1991 г. по 01.01.1998 г., никаких существенных отклонений не наблюдалась. Но 01.01.1999 г. по 01.01.2001 г. прослеживается резкое падение фонда добывающих скважин с 83 до 64 единиц, что является отклонением от проекта на 23,8%. Причина этого отклонения заключается в том, что большая часть отключённых скважин имела высокую степень обводнённости при низких показателях добычи нефти.

С 2002 г. месторождение Крук разрабатывалось согласно варианту II, предложенному проектом разработки, составленному ОАО «УзЛИТИнефтегаз», [8] в котором намечалась дальнейшую разработку месторождения вести скважинами действующего фонда и бурением

дополнительных 5 скважин и разместить большинство из них преимущественно в пределах рифового массива.

Максимального числа добывающий фонд скважин достиг в 1991 г. – 84 единицы, а нагнетательный фонд в результате перевода части обводнившихся добывающих скважин в 2009 г. – 9 единиц (Рис. 2.1)



Рис. 2.1 – Фонд скважин месторождения Крук на 01.11.2009 г

В соответствии со структурой месторождения и схемы расположения скважин), а также их эксплуатационных интервалов перфорации была подсчитана плотность сетки скважин каждого горизонта в пределах водонефтяного контакта по формуле:

$$S_{уд(\alpha)} = S_{\alpha} / n_{\alpha} \quad (2.1)$$

где S_{α} – площадь залежи в пределах водонефтяного контакта, по рассматриваемому горизонту; ha ; n_{α} – количество скважин, дренирующих рассматриваемый горизонт; $S_{уд(\alpha)}$ – плотность сетки скважин; α – индекс рассматриваемого горизонта. Следовательно, площадь сетки эксплуатируемых горизонтов составила:

- по горизонту ХУ–НР – 7,6 га/скв;
- по горизонту ХУ–Р – 5,2 га/скв;
- в целом по месторождению – 11,46 га/скв.

На 01.11.2009 г. на месторождении пробурено всего 105 скважин.

Фонд добывающих скважин на 01.11.2009 г. имеет следующее распределение (Таблица – 2.1):

- эксплуатационных – 73, в т. ч.
- действующих – 72;
- бездействующих – 1 (№№ 53), в ожидании капитального ремонта.

Действующий фонд нефтедобывающих скважин распределен следующим образом:

- газлифтные – 31 (№№ 1, 6, 12, 15, 19, 25, 28, 33, 34, 37, 43, 47, 52, 56, 58, 59, 61, 65, 68, 70, 76, 81, 83, 84, 86, 93, 96, 97, 102, 103, 106);
- фонтанные – 6 (№№ 14, 21, 78, 82, 100г, 105);
- глубинно-насосные – 26 (№№ 3, 4, 22, 23, 24, 26, 30, 36, 38, 39, 40, 44, 46, 55, 57, 60, 62, 67, 69, 71, 72, 74, 75, 80, 88, 92);
- КРС – 5 (№№ 29, 41, 50, 73, 104);
- в простое (в ожидании планово-технического ремонта) – 4 (№№ 51, 64, 79, 91).

Как видно на рисунке (Рис. –), эксплуатация месторождения ведется преимущественно глубинно – насосным и газлифтным способами [17].

Структура фонда скважин месторождения Крук на 01.11.09 г.

Фонд скважин	Категория	Количество	
Фонд добывающих скважин	Действующие	72 шт.	
	из них:	фонтанные	6 шт. (№№ 14, 21, 78, 82, 100г, 105)
		газлифтные	31 шт. (№№ 1, 6, 12, 15, 19, 25, 28, 33, 34, 37, 43, 47, 52, 56, 58, 59, 61, 65, 68, 70, 76, 81, 83, 84, 86, 93, 96, 97, 102, 103, 106)
		ШГН	26 шт. (№№ 3, 4, 22, 23, 24, 26, 30, 36, 38, 39, 40, 44, 46, 55, 57, 60, 62, 67, 69, 71, 72, 74, 75, 80, 88, 92)
		КРС	5 шт. (№№ 29, 41, 50, 73, 104)
		в ожидании планово-технического ремонта	4 шт. (№№ 51, 64, 79, 91)
	Весь стальной фонд		33 шт.
		в консервации	5 шт. (№№ 5, 8, 11, 42, 66)
		в ожидании ликвидации	12 шт. (№№ 16, 20, 27, 32, 35, 48, 49, 63, 77, 85, 87, 94)
		ликвидированные	5 шт. (№№ 2, 7, 9, 10, 11р)
Незаконченное бурение		1 шт. (№№ 101)	
Фонд нагнетательных скважин	Переведено из добывающих	8 шт. (№№ 13, 17, 31, 45, 54, 89, 90, 95)	
Специальные скважины	Контрольные	2 шт. (№№ 18, 98)	

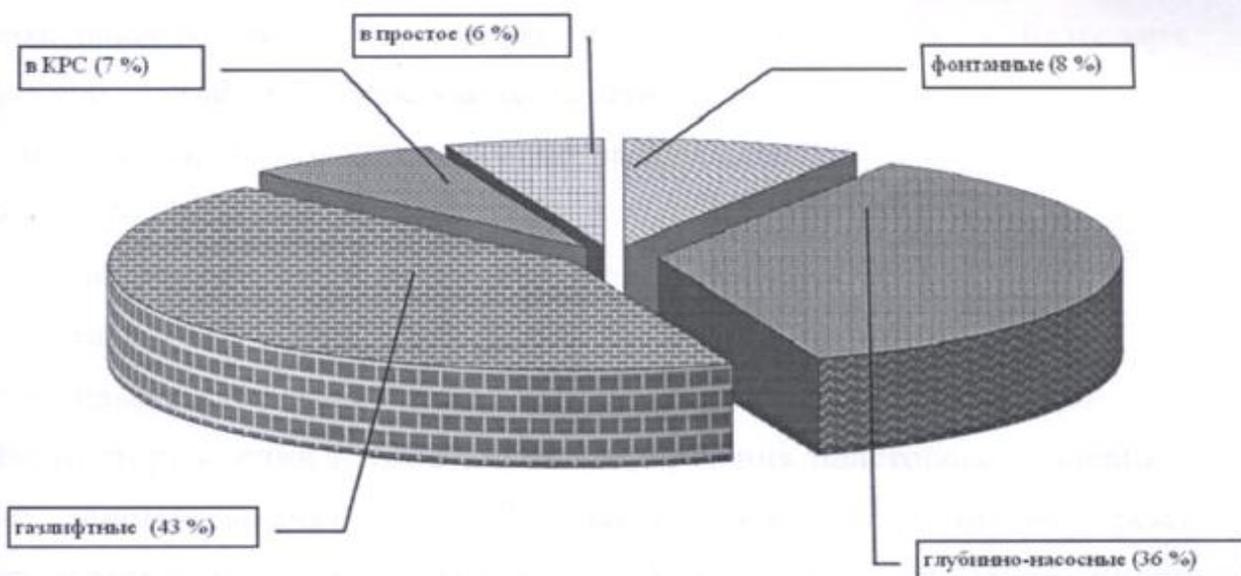


Рис. 2.2 Распределение скважин действующего фонда на 01.11.09 г.

Остальной фонд скважин распределяется по следующим категориям:

- нагнетательных – 8 (№№ 13, 17, 31, 45, 54, 89, 90, 95);
- в консервации, связанной с отсутствием оборудования – 5 (№№ 5, 8, 11, 42, 66);
- ликвидированных – 5 (№№ 2, 7, 9, 10, 11р);
- в ожидании ликвидации – 12 (№№ 16, 20, 27, 32, 35, 48, 49, 63, 77, 85, 87, 94);
- в бурении – 1 (№№ 101);
- контрольных – 2 (№№ 8, 98).

Характеристика отборов

Месторождение Крук ведено в промышленную разработку в 1986 году.

Накопленная добыча нефти на 01.11.2009 г. составляет $4918,336 \cdot 10^3 \text{ т}$.

На 01.11.2009 г. коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,33, а коэффициент извлечения запасов составляет 0,79.

Динамика показателей разработки месторождения Крук представлена ниже (Рис. – 2.3, Рис. – 2.4). Как видно из динамики добычи нефти,

максимальная годовая добыча нефти была достигнута в 2007 г. благодаря внедрению газлифтного способа эксплуатации и составила $295,42 \cdot 10^3$ т. За весь период разработки по состоянию на 01.11.2009 г. по месторождению было добыто:

- нефти – $4918,336 \cdot 10^3$ т;
- газа – $357,101 \cdot 10^6$ м³;
- пластовой воды – $5045,557 \cdot 10^3$ т.

На месторождении Крук в целях поддержания пластового давления с 1990 г. ведется закачка воды. Для закачки воды в настоящее время используются 9 нагнетательных скважин (№№13, 17, 31, 41, 45, 54, 89, 90, 95). За время эксплуатации на месторождении добыто $9963,893 \cdot 10^3$ т жидкости (в поверхностных условиях), с целью ППД закачано $11307,437 \cdot 10^3$ т воды, т.е. текущий коэффициент компенсации отборов жидкости закачкой воды составляет 1,13.

Хотя компенсация отборов жидкости нагнетаемой водой осуществляется в полной мере, пластовое давление продолжает снижаться. Текущее пластовое давление в зоне отбора по факту составляет $179 \cdot 10^5$ Па, что на $75 \cdot 10^5$ Па ниже начального, т.е. ниже на 28,9 %. Это может быть объяснено утечкой части закачиваемой воды за пределы месторождения и прорывом газа из газоконденсатной части месторождения к забоям нефтедобывающих скважин.

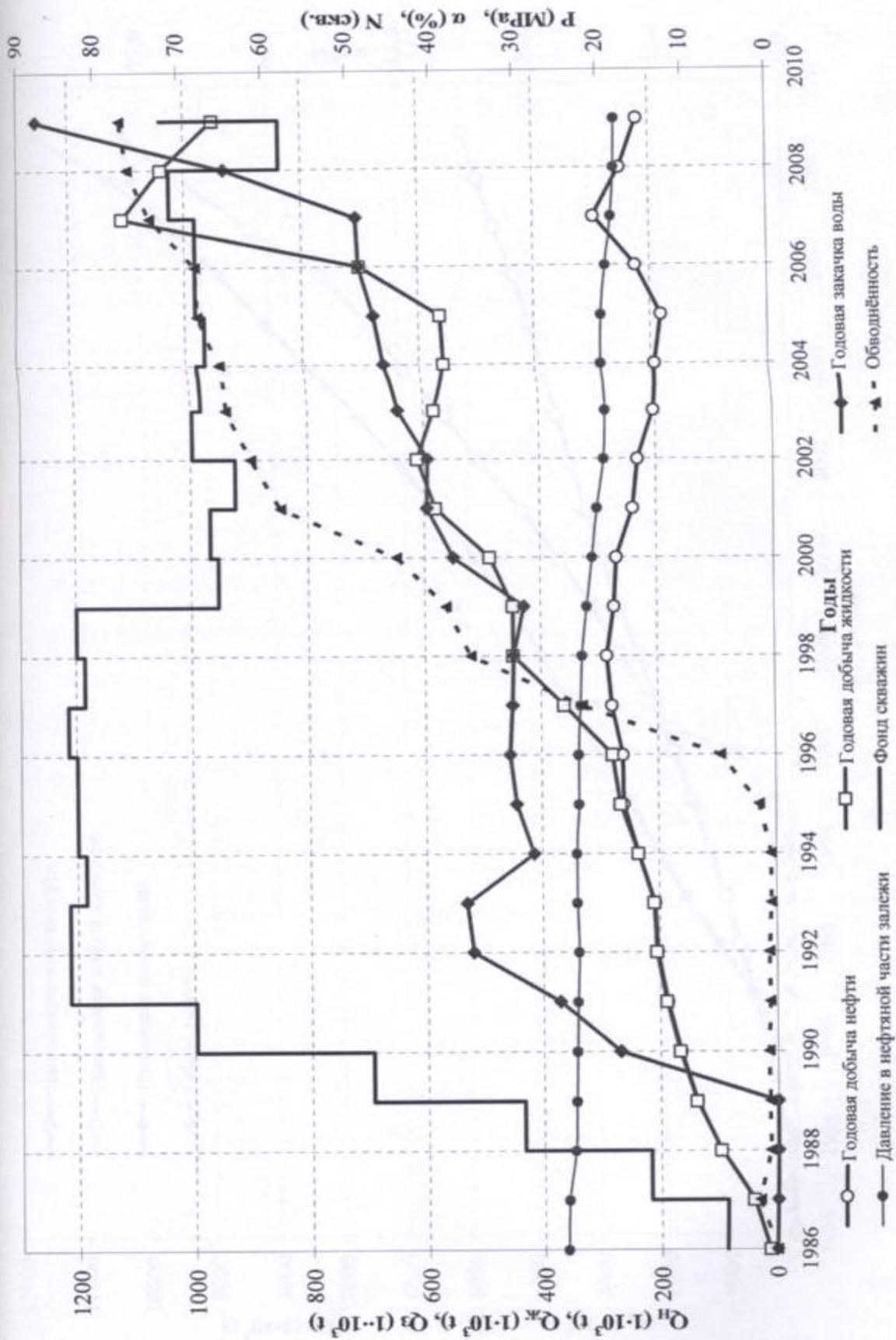


Рис. 2.3 Динамика основных технологических показателей разработки месторождения Круг

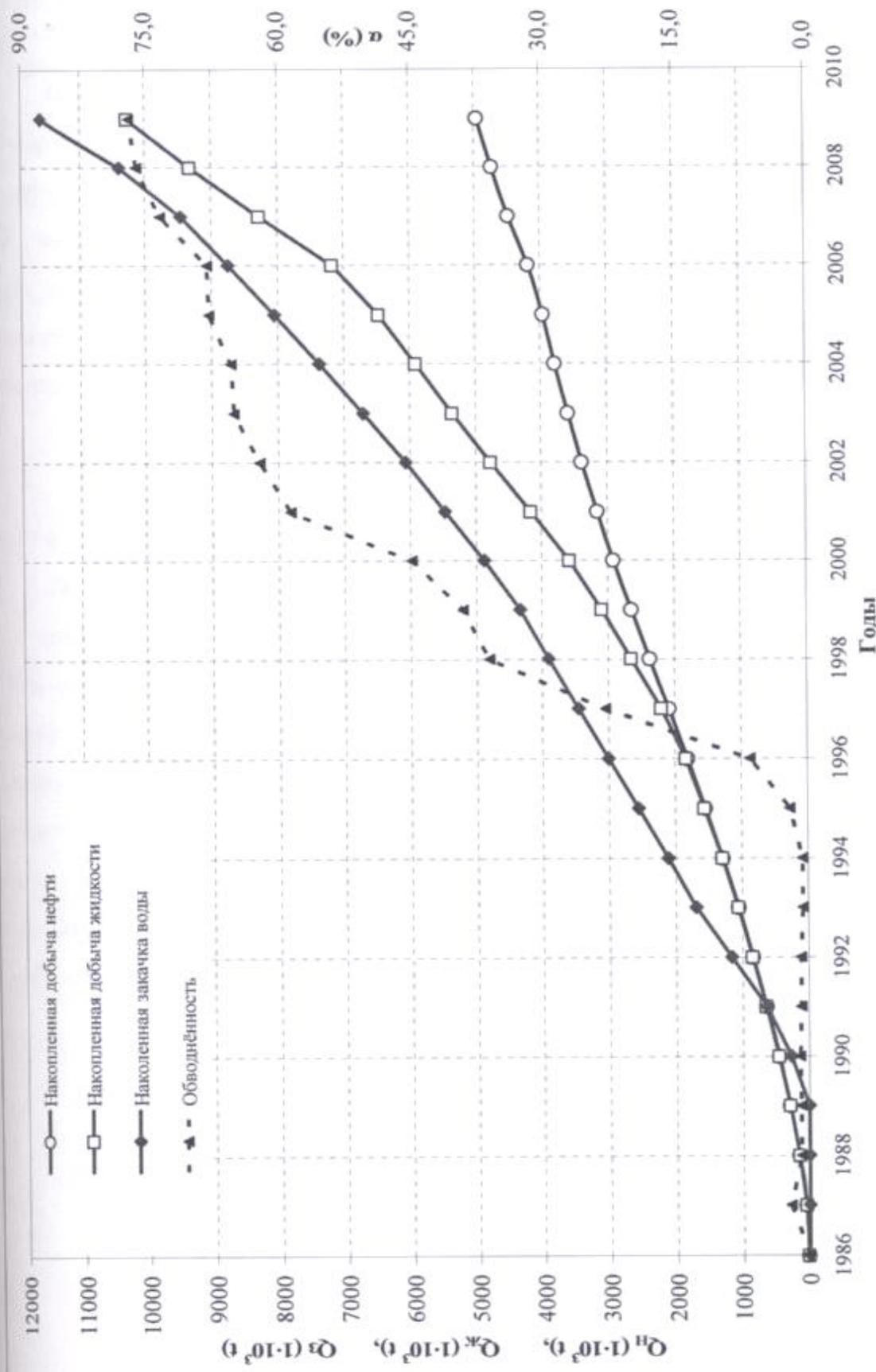


Рис. 2.4 Динамика накопленных технологических показателей разработкой месторождения Крук

Для анализа текущего состояния разработки была построена карта накопленных отборов жидкости (и закачки воды) месторождения Крук (Рис. – 2.5 Карта накопленных отборов и закачка воды на месторождении Крук.

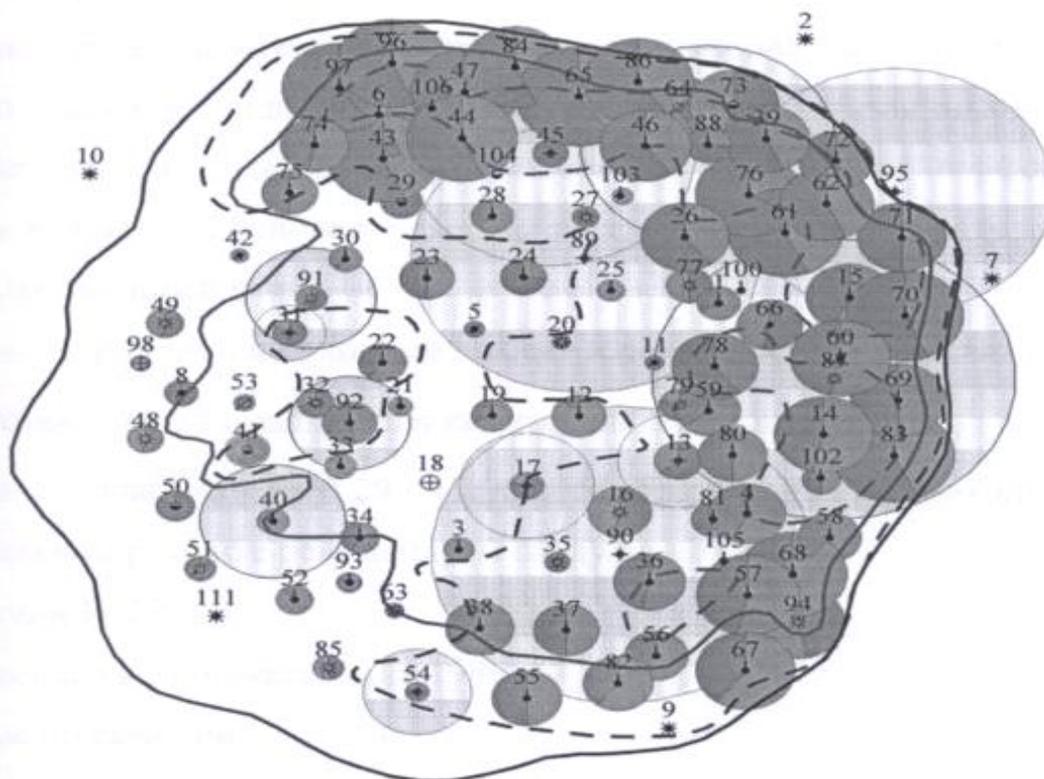
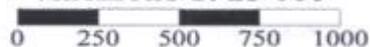
На этой карте в виде круговых диаграмм в площадном масштабе изображены суммарные с начала разработки добыча жидкости (по добывающим скважинам) и закачка воды (по нагнетательным скважинам) в поверхностных условиях. Количество добытой нефти и воды представляется в виде секторов. Сектора коричневого и зеленого цвета, показывают долю нефти и воды в добываемой жидкости. Угол сектора определен из соотношения:

$$\alpha = 360 \frac{Q_A}{Q_{\Sigma}} \quad (2.2)$$

где Q_B и Q_{Σ} - соответственно текущие добыча воды и жидкости, t.

Из карты видно, что наибольшие значения накопленного отбора нефти по скважинам приходится на северную и восточную часть месторождения, Это связано с геологическими особенностями строения месторождения Крук. Зона с высокими накопленными отборами нефти приурочена к рифовому коллектору, а зона с низкими накопленными отборами – к надрифовому коллектору. Это видимо объясняется тем, что фильтрационно-емкостные свойства (ФЭС) рифового коллектора значительно выше, чем надрифового. По рифовой зоне также наблюдаются наибольшие значения накопленной закачки воды.

Месторождение Крук
Карта накопленных отборов
(на 01.11.2009 г.)
масштаб 1: 25 000



Условные обозначения

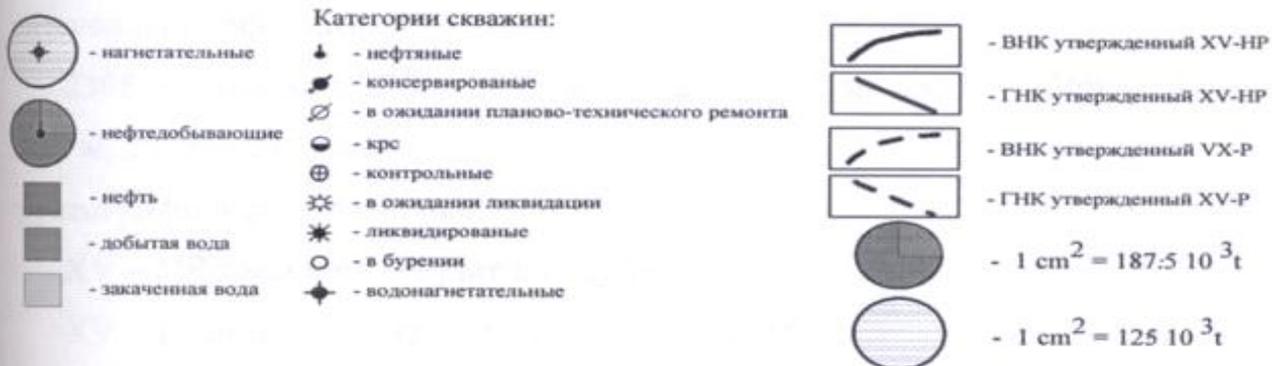


Рис. – 2.5 Карта накопленных отборов и закачка воды на месторождении Крук.

2. Анализ промыслово – геологических и геофизических материалов и выдача рекомендаций по повышению эффективности работы скважин

На основании анализа геолого-промысловых материалов построена карта текущего положения ГНК) и ВНК).

При рассмотрении материалов нами проанализирован весь фонд скважин.

По каждой скважине были рассмотрены различные геолого-промысловые и геофизические материалы, интервалы перфорации и другие данные. На основе их выданы рекомендации по возврату скважин в эксплуатационный фонд.

Ниже приводятся основные данные и рекомендации по скважинам:

Скважины, находящиеся в капитальном ремонте.

На 8 скважин (№№ 29, 41, 50, 51, 53, 64, 73, 79) находящихся в капитальном ремонте рекомендуем следующие работы.

Скважина № 29

Введена в эксплуатацию в 1989 г.

Данные по скважине:

альтитуда от стола ротора – 252,7 м;

забой – 2430 м;

интервалы перфорации:

2398 – 2408 м, 2388 – 2392 м, 2382 – 2392 м, 2363 – 2369 м, 2356 – 2362 м, 2378 – 2366 м.

стратиграфическая разбивка:

XV – НР горизонт вскрыт на глубине 2352 м

XV – Р горизонт вскрыт на глубине 2398 м

ВНК утв. – 2413(-2160) м

ГНК утв. – 2369(-2116) м

С начала эксплуатации скважины добыто нефти 272446 т, попутного газа – $1505 \cdot 10^3 \text{ м}^3$, воды – 12218 м^3 .

В 2008 г. в скважине были выполнены замеры НГК, ГК для привязки к перфорации, ЛПО до перфорации .

Состояние скважины на 01.11.2009 г:

Намечается врезка бокового ствола [17].

Рекомендации:

Для бурения наклонно – направленного ствола предлагаем следующие параметры:

азимут 45°С.

расстояние от устья до начала горизонтального участка: 150 м;

длина горизонтального участка: 50 м;

текущий ГНК: 2365(-2112) м;

текущий ВНК: 2373(-2120) м.

Скважина № 41

Введена в эксплуатацию 1991 г

Данные по скважине:

альтитуда от стола ротора – 258 м;

забой – 2434 м;

интервалы перфорации:

2398 – 2408 м 2391 – 2382 м (Рабочий) ;

стратиграфическая разбивка:

XV – НР горизонт вскрыт на глубине 2336 м;

ВНК утв. – 2418(-2160) м;

ГНК утв. – 2374(-2116) м;

По отчету за июль 2009 г. средне – суточная закачка воды составляет 214 м³.

С начала эксплуатации скважины объем закаченной воды составил 21284 м³.

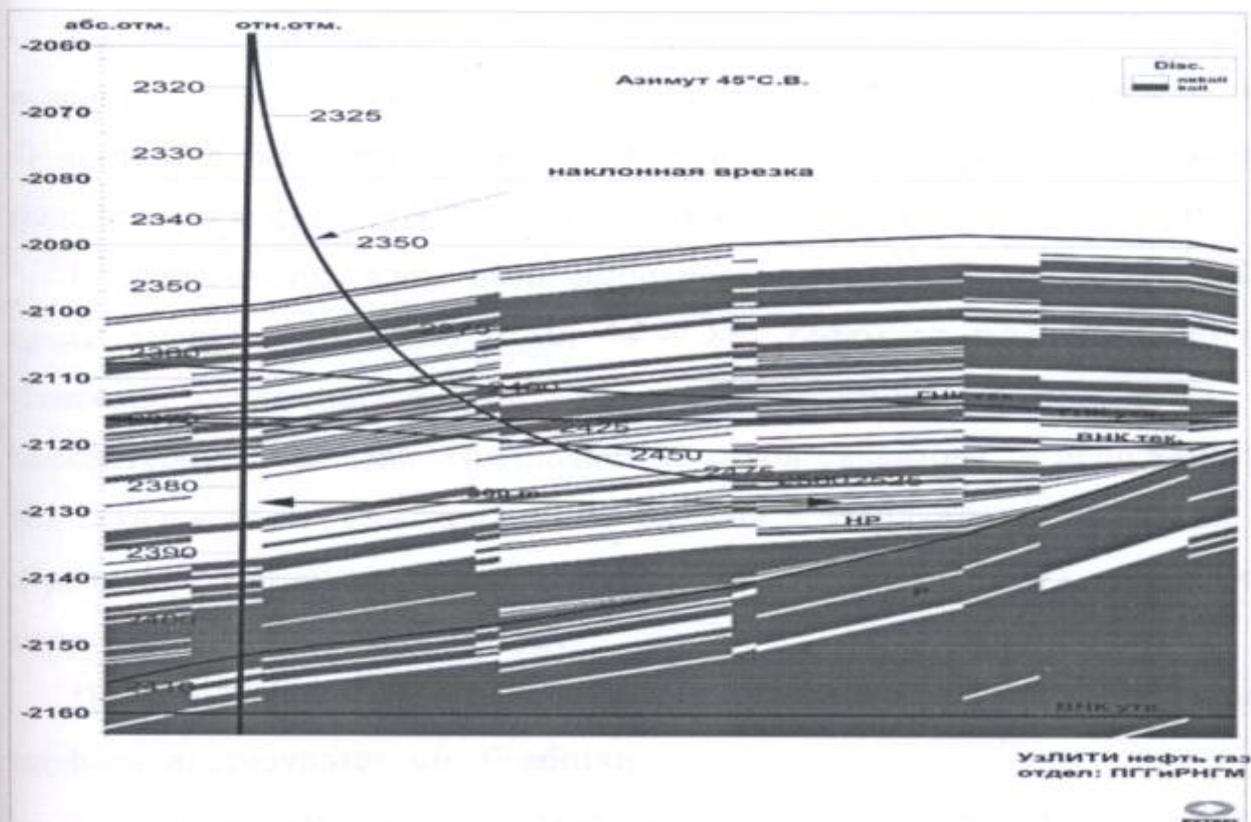


Рис. 2.6 Геологический профиль по скважине №29 месторождения Крук.

В 2006 г. в скважине были выполнены замеры по контролю НГК – 70, ГК, НКТ тремя парами зондов (47 – 81, 55 – 89, 63 – 97) в интервале 2265 – 2408 м, термометрия, ЛМ в интервале 5 – 2408 м.

По замеру термометрии за 2006 г. приемистость низкая, менее 100 м³/д. Скважину рекомендуется перевести в нефтедобывающий фонд. Расчистить ствол скважины до глубины 2405 м, проперфорировать интервал 2385 – 2392 м. При получении продукта в дальнейшем проперфорировать интервал 2365 – 2375 м. Для определения приемистости скважины провести замер термометрии в режиме закачки и остановки скважины. Скважина № 50 введена в эксплуатацию в 1990 г. С начала эксплуатации скважины добыто нефти 28180 т, попутного газа – 3025 · 10³ м³, воды – 5519 м³. Состояние скважины на 01.11.2009 г:

Намечается врезка бокового ствола. По скважине № 50 создан планшет с замерами ГИС, результатами обработки и интервалами перфорации.

Скважина находится в приконтурной части залежи. Рекомендуем использовать ее под закачку воды в интервале 2425 – 2430 м. Скважина № 51 введена в эксплуатацию в 1991 г. В период эксплуатации скважины было добыто нефти 21320 t, попутного газа – $2624 \cdot 10^3 \text{ м}^3$, воды – 273 м^3 .

В 2000 г. в скважине были выполнены замеры НГК – 70, ГК, НКТ тремя парами зондов (56 – 80, 64 – 88, 72-96) до глубины 2400 м. Скважина задавлена буровым раствором. Скважина № 51 находится в приконтурной зоне залежи Прочистить ствол скважины и использовать под закачку воды. Скважина № 53 введена в эксплуатацию в 1991 г. В период эксплуатации скважины было добыто нефти 9144 t, попутного газа – $367 \cdot 10^3 \text{ м}^3$, воды – 1095 м^3 .

По данной скважине составлен планшет с кривыми ГИС, интервалами перфорации, результатами обработки .

Скважина находится в ремонте. В стволе скважины имеются аварийные НКТ 30 шт.

Намечается врезка бокового ствола.

Для бурения наклонно-направленного ствола в скважине № 53 предлагаем следующие параметры:

азимут: 30°В .

Расстояние от устья до начала горизонтального участка: 150 м;

Длина горизонтального участка: 50 м;

Текущий ГНК: 2363(-2109) м;

Текущий ВНК: 2385(-2130) м.

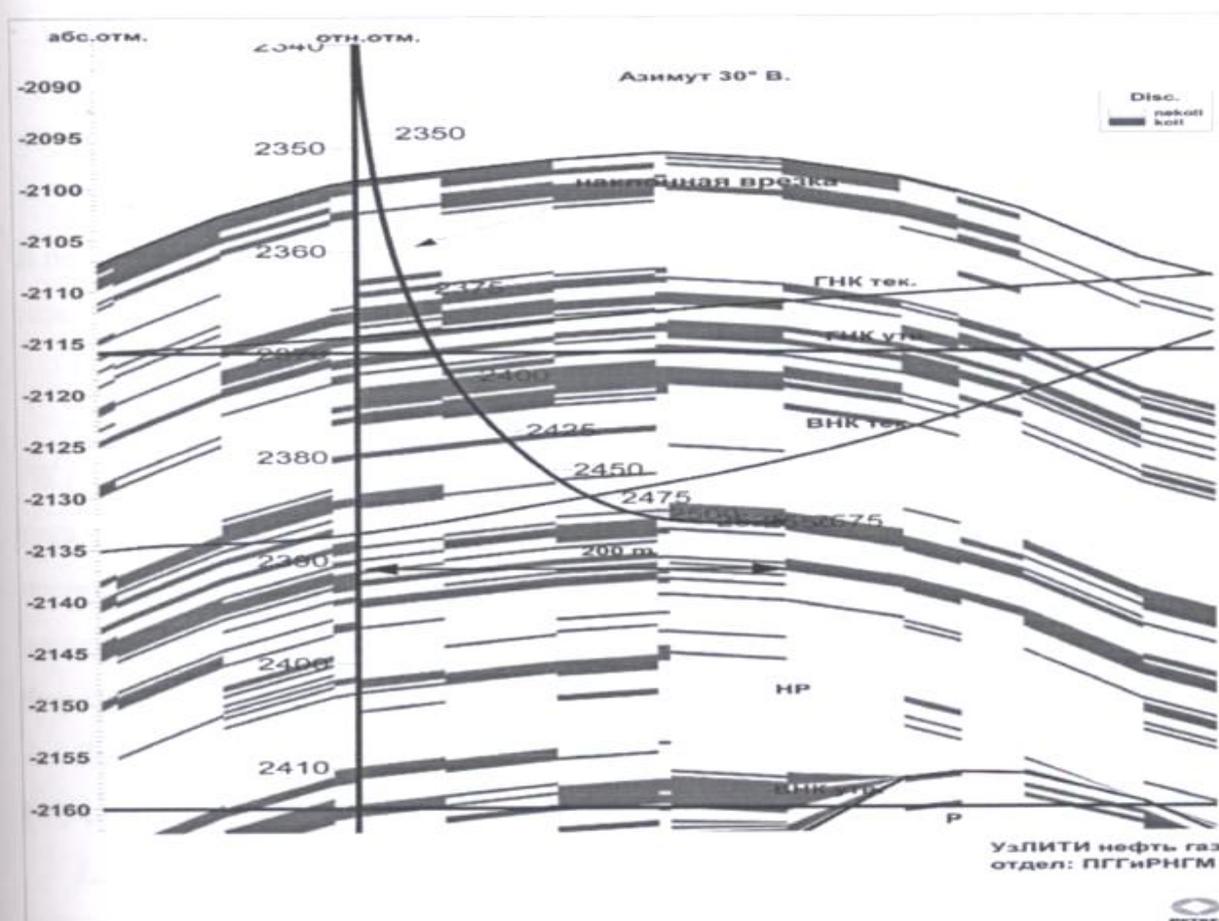


Рис. 2.7 – Геологический профиль по скважине № 53 месторождения Крук.

3. Скважины находящиеся в консервации

Скважина № 5

Введена в эксплуатацию в 1986 г

Данные по скважине:

альтитуда от стола ротора – 255,5 м;

забой – 2563 м;

интервалы перфорации: 2444 – 2440 м, 2424 – 2420 м, 2414 – 2408 м,

2402 – 2395 м, 2394 – 2389 м, 2390 – 2385 м;

стратиграфическая разбивка:

XV – HP горизонт вскрыт на глубине 2342 м;

XV – Р горизонт вскрыт на глубине 2421 м;

XV – ПР горизонт вскрыт на глубине 2538 м;

ВНК утв. – 2420(-2160) м;

ГНК утв. – 2376(-2116) м.

В период эксплуатации из скважины было добыто нефти 9859 t, попутного газа – $1385 \cdot 10^3 \text{ м}^3$, воды – 15 м^3 .

В настоящее время скважина находится в ожидании обустройства.

Состояние скважины на 01.118.2009 г:

НКТ (73 мм) спущены на глубину 2382 м. Скважина заглушена утяжеленным раствором, затрубное пространство залито раствором, НКТ прочищена установкой гибких труб. Циркуляция отсутствует. Произведена попытка подъема НКТ с помощью специальной катушки до 45 тонн, безрезультатно.

По данной скважине выполнен планшет с кривыми каротажа, результатами обработки и качеством цементажа.

1 вариант. Необходимо произвести работы по определению места прихвата насосно-компрессорных труб. После определения места прихвата, произвести встряхивание НКТ посредством детонирующего шнура и восстановить циркуляцию. При отрицательном результате, произвести перфорацию в зоне прихвата и осуществить циркуляцию. При положительном результате произвести перфорацию в интервале 2368 – 2382 м.

2 вариант. Прочистить ствол скважины до глубины 2455 м и перевести в водонагнетательный фонд с закачкой воды под начальное ВНК.

4. Нефтедобывающие скважины (вновь пробуренные)

За отчетный период пробурено 6 скважин (№№ 100, 102, 103, 104, 105, 106) из них № 100 находится в освоении. По данным скважинам выполнена комплексная обработка материалов ГИС в открытом стволе для определения эффективных толщин, пористости и их насыщения. Были

определены текущие водонефтяной и газонефтяной контакты по ГИС. Комплексная обработка материалов ГИС выполнялась на программных документах Interactive Petrophysics.

Скважина № 100-горизонтальная.

Скважина находится в освоении.

Данные по скважине:

альтитуда от стола ротора – 260,06 м;

забой – 2510 м;

стратиграфическая разбивка:

XV – НР горизонт вскрыт на глубине 2351 м;

XV – Р горизонт вскрыт на глубине 2463 м;

ВНК утв. – 2493,6(-2160) м;

ГНК утв. – 2425(-2116) м;

ВНК тек. – 2471,8(-2146,1) м;

ГНК тек. – 2420,6(-2113) м (условно).

По замерам ГИС в открытом стволе (БК, АК, ДС) выполнена комплексная обработка, выделены эффективные толщины. Средняя пористость составляет 13%, насыщенность – 71% .

По кривым сопротивления (БК, БКЗ) определены положения ВНК, ГНК. Текущий ВНК четко выделяется на глубине 2471,8(-2146) м, что выше на 14 метров от утвержденного ВНК. Текущий ГНК выделяется условно, на глубине 2420,6 (-2113) м .

В интервале 2390 – 2405 м наблюдается значительное понижение сопротивления. По результатам обработки в указанном интервале происходит избирательное обводнение в газоносной части пласта.

Рекомендации:

Для ввода скважины в эксплуатацию проперфорировать интервал 2425 – 2450 м. Необходимо выполнить замеры ГИС методами НГК – 70, НКТ двумя парой зондов и термометрии [17].

5. Основные выводы и рекомендации по повышению эффективности работы скважин

Для увеличения нефтеотдачи на скважинах производились различные мероприятия, в том числе капитальные ремонты скважин разных степеней.

В скважинах №№ 8, 11, 66 выполнить боковую врезку.

Скважины №№ 5, 8, 42 перевести в водонагнетательный фонд.

Скважины в ожидание ликвидации.

В скважинах №№ 16, 20, 27, 32, 63 выполнить боковую врезку.

Скважины №№ 48, 49, 85, 94 перевести в водонагнетательный фонд.

Скважины №№ 35, 77, 87 восстановить в нефтедобывающий фонд.

Скважины в капитальном ремонте.

В скважинах №№ 12, 24, 29, 51, 53. выполнить боковую врезку.

Скважины №№ 41, 60, 64, 79 восстановить в нефтедобывающий фонд.

Скважины №№ 50, 73 перевести в водонагнетательный фонд.

Контрольные скважины.

Скважину № 18 восстановить в нефтедобывающий фонд.

Скважину № 98 перевести в водонагнетательный фонд.

Водонагнетательные скважины,

В скважинах №№ 13, 17 выполнить боковую врезку и перевести в нефтедобывающий фонд.

Скважины №№ 31, 45, 89, 90 перевести в нефтедобывающий фонд.

Скважины № № 54, 95 оставить в водонагнетательном фонде.

Вновь пробуренные скважины.

На основе обработки материалов ГИС в скважине №100 – Г выделено избирательное обводнение, текущие положения ГНК и ВНК и даны рекомендации по перфорации нефтенасыщенных интервалов.

В скважинах №№ 102, 103, 104, 105, 106 определены текущие ВНК и ГНК и даны рекомендации для перфорации нефтенасыщенных интервалов.

Во всех скважинах выполнить замеры ГИС по контролю за разработкой.

Бурение новых скважин №№ 109 и 110.

Геолого – технические параметры проектной скважины №109:

Азимутальное направление 10;

Альтитуда 263 м (условно по соседним скважинам);

Текущее положение ГНК – 2102 м (абс. отм), текущее положение ВНК – 2127 м (абс. отм) (ориентировочно по соседним скважинам);

Забой скважины – 2700 м (ориентировочно);

Отклонение от вертикали 450 м;

Длина горизонтального участка 130 м, абс.отм. – 2120 м

Глубины по вертикали в зоне горизонтального участка:

2058 – 2078 (Верхний ангидрит, м.);

2078 – 2229 (Верхние соли, м.) [17].

6. Особенности подземного и капитального ремонта скважин

Капитальный ремонт скважин связан с работами по восстановлению работоспособности самой скважины и эксплуатационного объекта, а также с проведением мероприятий по охране недр и окружающей среды. К работам выполняемым бригадами капитального ремонта скважин можно отнести:

1. Работы по ликвидации крупных аварий или при отказе подземного оборудования (извлечении скважинного оборудования при обрыве или отвороте НКТ «полет» инструмента, ремонтно-исправительные работы с обсадной колонной и т.д.)

2. Буровые работы в стволе обсаженной скважины (переход на другой продуктивный горизонт, приобщение пластов, забуривание второго ствола скважины, разбуривание цементных мостов и цементных пробок)

3. Технологические работы по интенсификации добычи нефти (работы данного вида напрямую не относятся к капитальному ремонту скважин, по выполнению соответствующим цехом ввиду наличия необходимого оборудования и техники, а также квалификационных специалистов – это тепловые, физико – химические, гидравлические и механические обработки призабойной зоны пласта)

4. Ремонтно – изоляционные работы. В общем комплексе ремонтно – изоляционных работ большая доля затрат приходится на операции, связанные с изоляцией перфорированных обсадных колонн. Затраты времени и средств при строительстве нефтяных и газовых скважин, связанные с восстановлением герметичности обсадных колонн, остаются неоправданно большими. Очевидно, что проблема ремонта скважин в процессе бурения и эксплуатации в будущем еще более обострится, если не будут приняты неотложные практические меры.

5. Ликвидация и консервация скважин.

Экологические работы по оздоровлению фонда скважин (предупреждению и борьбе с подошвенными водами, собственно - пластовыми водами, с заполненными перетоками, вторичное цементирование эксплуатационной колонны и кондуктора вторичная герметизация эксплуатационной колонны и кондуктора). Последнее направление работ, связанное с охраной окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов.

Таблица 2.2

Мониторинг проведенных работ по капитальному ремонту скважин АК «Узнефтегаздобыча»

Цель ремонта	Количество скважин, подлежащих ремонту в 2009 год.	Количество скважин, подлежащих ремонту в 2010 год.
1	2	3
По объектом УДП «Мубарекнефтегаз»		
Проработка открытого ствола	1	
Шаблонирование скважины	4	1
Изоляция, перфорация		
Извлечение аварийных НКТ, штанг		
Зарезка 2-го ствола		
Расконсервация		
Селективная изоляция		
Извлечение геофизического прибора		
Производство специальных		

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3
дыр		
Многообъемная СКО		
Дострел, перфорация		
Ревизия НКТ, восстановление забоя		
Ликвидация нарушения в колонне		
Промывка, восстановление забоя		
Гидропескоструйная перфорация, СКО		
Кресервация		
Перфорация ПР-54		
Подготовка к резке		
Перевод на мех.способ		
Глушение. Замена негодных задвижек. Освоение		
Возврат из ликвидации		
ГРП		
Промывка скважины, СКО		
Распакеровка СКО		
Замена задвижек		
Углубление		
Промывка забоя, спуск пакера		
Доспуск НКТ		
Установка консервационного моста		
Перевод на нагнетательный ход		
Ликвидация		
Подъем НКТ		
Установка ликвидационного моста		
Установка пусковой муфты		
Установка Ротофлекс		
Установка планшайбы		
Ревизия насоса		
Опробование порох.генератора		
Перевод на контр.фонд		
Ревизия устьевого оборудования		
Перевод на газлифт		

1	2	3
По объектам УДП "Шуртаннефтегаз"		
Зарезка 2-го ствола		
Промывка, очистка, восстановление забоя		
Извлечение НКТ, консервация		
Изоляция на нефтяной основе		
Изоляция, перфорация		
Перфорация на XIII-горизонт		
Дострел, извлечение приборов РК		
Очистка ствола скважины		
Изоляция водопритоков		
Перевод на мех.способ		
Перевод на в\н фонд		
Перевод на контрольный фонд		
Извлечение аварийных НКТ		
Углубление, перфорация		
Расконсервация		
Ревизия НКТ, дострел		
Восстановление забоя, перфорация, дострел		
Ликвидация		
Промывка и СКО		
Возврат из ликвидации		
Спуск НКТ, подготовка для ППД		
Замена задвижки		
По объектам ОАО "Андижаннефть"		
Промывка, определение приемистости		
Изоляция нарушения в колонне, возврат на вышележащий горизонт		
Совмещение пластов		
Пропарка НКТ		
Проверка и замена ПО		
Ликвидация аварии, обрыва штанг		
Зарезка 2-го ствола		
Изоляция, перфорация, дострел		
Подъем колонны, исправление колонны,		

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3
подготовка к ликвидации		
Установка ликвидационного моста		
Разбуривание цем.моста		
Освоение под нагнет.воды		
Ликвидация скважины		
Возврат из ликвидации		
Депарафинизация НКТ		
Углубление		
Замена НКТ		
Перевод на в/д фонд		
Промывка, замена насоса		
Подготовка к проведению ВСП		
По объектам ОАО "Джаркурганнефть"		
Ликвидация нарушения в колонне		
Ликвидация СКО		
Промывка, дострел пласта, СКО		
Изоляция вышележ. горизонта, водопритока, перфорация		
Возврат на вышележащий горизонт		
Промывка забоя		
ГИС, изоляция, перфорация		
Возврат из ликвидации		
Ликвидация аварийный НКТ		
Разбуривание цем.стакана		
Восстановление приемистости пласта		
По объектам УДП "Устюртгаз"		
Устранение пропуска газа между фланцевыми соединениями планшайбы		
Устранение межколонного давления		
Возврат на вышележащий горизонт		
Расконсервация		
Извлечение аварийных НКТ		
По объектам УДП «Газлинефтегаздобыча»		
Промывка песчаной пробки		
Подъем НКТ, допуск до забоя		

1	2	3
забоя		
Извлечение аварийных НКТ		
Углубление		
Расконсервация		
Зарезка 2-го ствола		
Изоляция на нефтяной основе, перфорация		
Замена устьевого оборудования, освоение		
Заливка верхней части хвостовика		
Разбуривание цем.моста, перфорация		
По объектам АК "Узтрансгаз"		
Изоляция, перфорация		
Изоляция, переобвязка устья		
Изоляция, перевод на IX-гор-т		
Извлечение аварийных НКТ		
Дострел, перфорация		
Восстановление забоя		
Разбуривание стоп.кольца		
Углубление		

7. Новые технологии применяемые при капитальном ремонте скважин

С целью выполнения задачи нами были изучены состав и свойства ряд отходов производств, вторичные ресурсы а также легкодоступных материалов. Затем были выбраны наиболее доступные отходы для использования в качестве модификатора и активного компонента для получения химического реагента стабилизатора эмульсионных растворов. Способ получения и методика проведения экспериментов приведены в экспериментах. Которые подробно написано состав и технологические процессы синтеза химических реагентов на основе госсипола.

Госсиполовая смола – отход масложировой промышленности, базирующаяся на производстве хлопкового масла из семян хлопчатника.

Получаемое на первых стадиях производства техническое масло содержит значительное количество госсипола и осмоленного госсипола, который отделяют различными методами, например, щелочным методом, в результате которого госсипол превращается в нерастворимый госсиполят натрия и осмоленные продукты поликонденсации. Полученную смолу отделяют, из неё извлекают перегонкой после подкисления жирные кислоты, а кубовый остаток – госсиполовую смолу почти не используют. Сам госсипол являясь четырёх атомным фенолом, является высокоэффективным антиоксидантом, ингибирующим процессы окисления различных соединений, резины, пищевых продуктов: свиной и костный жир, хлопковое, льняное, оливковое масла и др. продуктов. Раствор госсиполовой смолы в Уайт – спирте применяется в качестве литейного крепителя в металлургической промышленности и выпускается Каттакурганским масложиркомбинатом под названием ККС – 12 – крепитель Каттакурганский стержилкой. Подобно многоатомным фенолам щелочные растворы госсипола хорошо поглощают кислород. Предложено применение таких растворов в качестве поглотителей кислорода из воздуха, а также с целью очистки газов от кислорода. С госсиполом легко реагирует также фосфатиды, присутствующие в семенах хлопчатника [15].

В процессе выработки масла семена подвергают термической обработке. При этом госсипол может превращаться в самые разнообразные продукты осмоления. Осмолению в большей степени способствует кислород воздуха. Наибольшая скорость изменения госсипола имеет место при нагревании его масляных растворов в атмосфере воздуха и его растворов в жирных кислотах в тонких пленках. При нагревании госсипол превращается в ангидрогоссипол, различные продукты окисления и другие производные не установленного строения.

Продукты щелочной обработки госсипола не содержат альдегидные группы, способных реагировать с анилином. Они трудно растворяются в органических растворителях. Полагают, что при щелочной обработки

происходит окислительно-восстановительной реакции. Глубокие превращение госсипол и продукт его неполного окисления потерпивают в производственном процессе дистилляции жирных кислот, осуществляемой при высокой температуре (220 – 240⁰). Здесь значительное место занимают реакции полимеризации и конденсации, производных госсипола между собой и полунасыщенными кислотами.

В результате этой заключительной технологической обработки остается темной кубовой остаток, называемый госсиполовая смола и продукты дистилляции масла, содержащие немалое количество высших жирных кислот. Изыскание путей его практического применения представляет собой важную задачу. Одним из направлений ее химической переработки может служить превращение в технического продукта обладающим свойствам поверхностной активностью. Как известно что, поверхностно – активные вещества, в частности, продукты обладающие поверхностными свойствами могут стабилизировать глинистые буровые растворы при бурении скважин. Омыленная щелочью госсиполовая смола и остатки жирных кислот применяется в качестве:

1. Гидрофобизатор, для олефилизации стенок скважин;
2. Смазывающая добавка к буровым растворам;
3. Стабилизатором глинистых суспензий (расход 5 – 10% от объема раствора);
4. Поверхностно – активного вещества – пенообразователь при получении трехфазных устойчивых пен;
5. Реагент для получения мицеллярных растворов для капитального ремонта скважин;
6. Активаторами для интенсификации добыче нефтепродуктов;

Большая активность самого госсипола и следовательно его смолисты продуктов конденсации позволяют подобрать такие химические реагенты, которые бы выступая во взаимодействии. К таким соединением относятся гуминовые кислоты дешевые продукты переработки торфа и

низкосортных каменных углей. Последние представляют интерес в связи с поставленной задачей еще и потому, что они сами в виде натриевых солей являются гидрофильными соединениями.

8. Разработка и анализ полимерного реагента

Многие газовые месторождения требуют применения буровых растворов, удельный вес которых колеблется от $1,0 \text{ г/см}^3$ до $1,2 \text{ г/см}^3$. Применяемые для обработки буровых растворов реагенты КМЦ, крахмал, гидролизаты полиакрилонитрила и другие являются труднодоступными и дорогими. А некоторые реагенты (УЦР, ТЦР) не всегда могут обеспечить нормальное бурение в условиях воздействия поливалентных катионов попадающей из пластовых вод и выбуренных пород на технологических параметров бурового раствора с целью снижения затрат химических реагентов и обеспечения сформированных режимов бурения на указанных месторождениях, нами разработана технология получения легкодоступного водорастворимого реагента – ПАВ на основе местного сырья. Полученный реагент растворяется как в холодной, так и в горячей воде в любых соотношениях. Способность различных концентраций реагента снижать фильтрационные свойства раствора и устойчивость реагента к агрессивному влиянию солей: кальция, магния и железа [13-15].

Стабилизирующая активность реагента – водорастворимой госсиполовой смолы по отношению к малоглинистым, меловым, известняковым растворам. Из данных выше приведенных данных можно заключить следующее:

1. Реагент может применяться в качестве стабилизатора глинистых буровых растворов;
2. Реагент является понизителем фильтрации бурового раствора и перспективен в случаях бурения с АВПД;
3. Стабилизирующая активность реагента обратимо сохраняется после воздействия высоких температур порядка 200^0 С ;

4. Благодаря высокой стойкости реагента к агрессивному действию солей поливалентных катионов (Ca^{++} , Mg^{++}) на основе его можно получать буровые высокальциевые, известковые, гипсовые, меловые растворы с гидрофобизирующим действием фильтрата, способствующие:

- а) легкому удалению из раствора выбуренных шламов горных пород;
- б) предотвращению осыпей и обвалов глинистых, алевролитовых и других пород;
- в) непосредственному бурению без вспомогательных химических реагентов.

Кроме того, применения реагента МТС – 1 способствует предотвращению частичных поглощений бурового раствора, закреплению рыхлее глинистых пород и песков, песчаников в околоствольной части продуктивного горизонта сырья для получения реагента МТС – 1 служит госсиполовая смола, которая является отходом масложировой промышленности. Количество ее исчисляется десятками тыс. тонн и растет с каждым годом.

Выводы по II главе

Согласно технологической схеме разработки месторождения Крук по принятому варианту II предусматривалось до 1991 г. обеспечить фонд добывающих и нагнетательных скважин, составляющий соответственно 84 и 7 единиц. В целом разбуривание месторождения проходило в соответствии с принятым вариантом; тем не менее, отклонение было отмечено в числе фонда нагнетательных скважин, которое за намеченный срок составило 4 единицы.

Начиная с 01.01.1991 г. по 01.01.1998 г., никаких существенных отклонений не наблюдалось. Но 01.01.1999 г. по 01.01.2001 г. прослеживается резкое падение фонда добывающих скважин с 83 до 64 единиц, что является отклонением от проекта на 23,8 %. Причина этого отклонения заключается в том, что большая часть отключённых скважин имела высокую степень обводнённости при низких показателях добычи нефти.

При рассмотрении материалов нами проанализирован весь фонд скважин. По каждой скважине были рассмотрены различные геолого-промысловые и геофизические материалы, интервалы перфорации и другие данные. На основе их выданы рекомендации по возврату скважин в эксплуатационный фонд. В второй главе приводятся основные данные и рекомендации по скважинам которые находятся в капитальном ремонте.

А также в настоящей главе приводятся: Особенности подземного и капитального ремонта скважин, капитальный ремонт скважин связан работами по восстановлению работоспособности самой скважины и эксплуатационного объекта, мониторинг проведенных работ по капитальному ремонту скважин, а также специальные работы с проведением мероприятий по охране недр и окружающей среды.

Глава III. Рекомендуемые технологии при капитальном ремонте скважин

1. Использование адресных геолого – технических моделей при выборе скважин для обработок ПЗС

При выборе скважины для обработки призабойной зоны по технологии управляемого воздействия рекомендуется широко использовать адресные геологические модели, так как структура текущих запасов нефти на месторождениях после их длительной эксплуатации претерпевает серьезные изменения в сторону ухудшения качества остаточных запасов.

Запасы нефти, залегающие первоначально в коллекторах простого строения, в настоящее время в определенной степени истощены. Остаточные запасы сосредоточены в слабо дренируемых зонах с коллекторами сложного строения. Основная задача состоит в том, чтобы в результате комплексной оценки геолого – промысловых показателей выбрать такие скважины, которые после воздействия на ПЗС по предлагаемой технологии могут «ответить» рентабельным дебитом. Подбор таких скважин возможен только в случае определения адресности остаточных запасов, находящихся в невыработанных зонах. Слабо дренируемые зоны определяются путем оценки трехмерной геологической неоднородности с помощью специально разработанного метода палеотомографического сканирования залежи. Суть метода заключается в латеральном сканировании изучаемого пласта и построении карт литологической изменчивости для каждого слоя. Затем эти карты сравниваются с картами промысловых параметров, например обводненности продукции, суточных дебитов нефти, отборов жидкости. В результате появляется возможность выделять участки с ухудшенными коллекторскими свойствами, причем в трехмерном представлении. В качестве основной исходной промысловой информации используются месячные технологические режимы работы скважин, а также результаты

интерпретации ГИС. После палеотомографического сканирования строятся карты обводненности, текущих дебитов, текущих отборов жидкости, эффективных толщин пласта, песчаности и др.

По результатам анализа полученных материалов строится адресная геологическая модель, на основании которой выбирается скважина для управляемого воздействия на призабойную зону с целью интенсификации добычи нефти [2 – 11].

Предварительную качественную оценку эффективности применения технологии можно получить уже по результатам месячного эксплуатационного рапорта для единичной скважины, призабойная зона которой обработана по заданной технологии. Так, на (рис. 3.1) приведена динамика изменения добычи нефти, воды и жидкости до и после обработки призабойной зоны месторождения. После управляемого воздействия на ПЗС добыча нефти существенно возросла при некотором (менее значительном) росте обводненности продукции. В некоторых случаях рост обводненности был достаточно большим (см. рис. 3.1, II), но в целом наблюдалось снижение доли воды в продукции в результате обработки. Так, по данным табл., при среднесуточном приросте дебита нефти, приходящегося на 1 скважину, в 7 т/сут обводненность, приходящаяся на 1 скважину, снижается в среднем на 7,4%. Продуктивность скважин также существенно возрастает (рис. 3.2).

К настоящему времени отсутствуют четкие рекомендации по определению эффективности технологий воздействия на ПЗС, что в значительной степени осложняет единый подход к оценке того или иного метода. Ниже рассматривается один из возможных методов оценки эффективности воздействия на ПЗС.

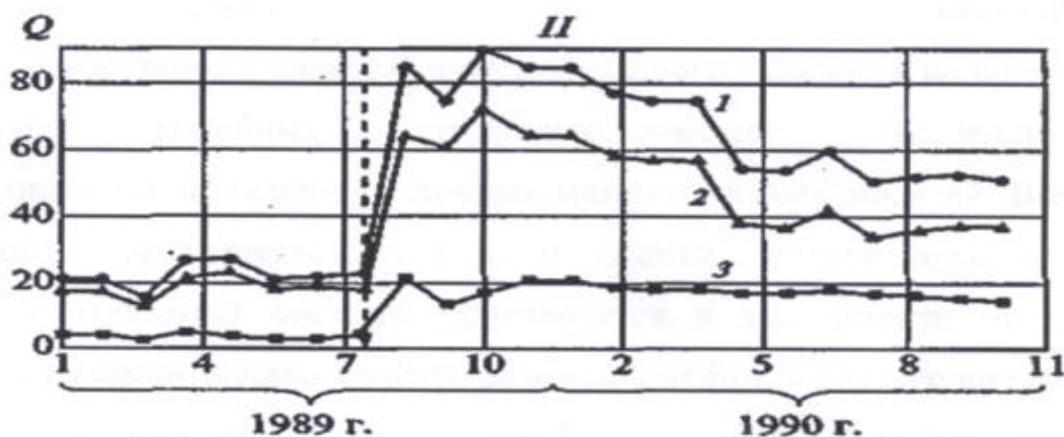
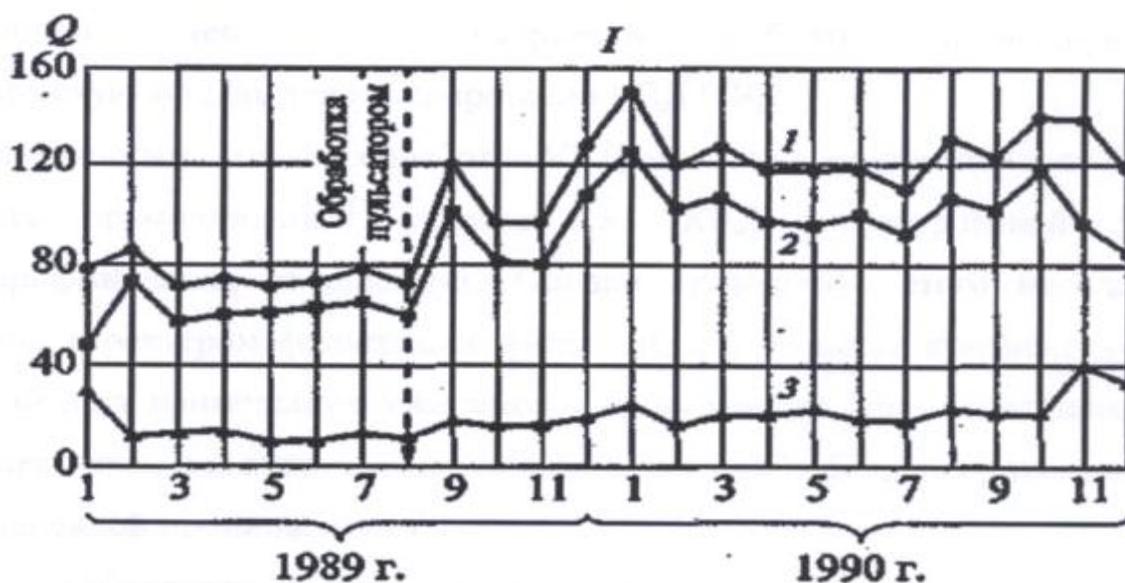


Рис. 3.1 Динамика изменения добычи нефти, воды и жидкости до и после управляемого воздействия на призабойную зону



На рис. 3.2 приведены результаты исследования технологической эффективности новых методов ОПЗ.

2. Определение эффективности кавитационной технологии воздействия на ПЗС с применением метода детерминированных моментов давлений

Наблюдая за изменением давления или дебита скважины во времени, вызванным изменением режима ее работы, можно получить достаточно полную информацию о гидродинамических свойствах изучаемой системы. Наиболее распространенным и простым является метод снятия кривой

восстановления давления (КВД). Он предполагает остановку скважины и контроль за восстановлением забойного (устьевого) давления во времени. Результаты подобных гидродинамических исследований интерпретируются на основе различных математических моделей. Выбор конкретной математической модели и оценка соответствующих ей параметров изучаемой системы производятся в зависимости от типа коллектора и реологических свойств пластовой нефти, а реально на основе данных гидродинамических исследований. Неправильный выбор модели фильтрации может привести к ошибочным выводам и рекомендациям, поэтому необходима диагностическая процедура, позволяющая с определенной степенью достоверности выбрать правильную математическую модель для интерпретации КВД [19].

Традиционным методом обработки КВД является графический способ выделения прямолинейных участков на КВД, перестроенной в полулогарифмических координатах. Однако применение этого метода ограничено характером фильтрации жидкости, его точность при использовании метода наименьших квадратов для выделения прямолинейного участка невысока, и им невозможно пользоваться при небольших размерах ПЗС ухудшенной проницаемости.

Более эффективен метод детерминированных моментов давления (ДМД). Он лишен указанных недостатков и основан на формализованном математическом анализе интегральных характеристик КВД. Его использование позволяет ввести диагностический признак для выбора математической модели интерпретации КВД непосредственно по данным гидродинамического исследования и оценить эффективность того или иного геолого – технического мероприятия.

Результаты исследований позволяют выработать наиболее правильные решения по осуществлению управляющих воздействий с целью предупреждения и ликвидации осложнений, вызванных обводнением отдельных групп скважин.

Решения базируются на экспертной оценке характера обводнения скважин по интегральным зависимостям $d = f(Q_{ж}; Q_{в})$ где:

a – обводненность скважины; $Q_{ж}$ и $Q_{в}$ – соответственно накопленное количество добытой жидкости и воды.

На (рис. 3.2) представлена блок – схема выработки решений по осуществлению управляющих воздействии.

По имеющимся статистическим материалам, характеризующим продуктивные показатели эксплуатации скважин, определяется зависимость обводненности продукции во времени с построением в автоматизированном режиме эталонных графиков $\dot{a} = f(T)$. Полученные зависимости подвергаются экспертной оценке и в случае выполнения условия $\dot{a}(T) = C$ (C – постоянный коэффициент, характеризующий неизменную обводненность в течение времени) принимается решение по селективной изоляции отдельных водопродводящих интервалов.

При постоянном росте обводненности продукции во времени принимаются оперативные решения по осаждению конусов подошвенной воды.

К настоящему времени разработано большое количество технологий по изоляции водопритоков . Основным базовым элементом данных методов является экранирование зон обводнения путем установки цементного моста в интервале перфорации, ограничивающего приток воды к забою скважины.

Вследствие того, что использование методов скважиной геофизики для выявления отдельных водоотдающих интервалов, особенно на месторождениях содержащих слабоминерализованные пластовые воды, цементные заливки редко обеспечивают достижение поставленной цели. В результате в отдельных нефтенасыщенных линзах остаются неизвлеченными большие запасы нефти. Поэтому от правильного определения характера обводнения каждой отдельной скважины и выбора

наиболее приемлемых методов изоляции водонасыщенных интервалов зависит степень выработки запасов нефти в радиусе дренирования каждой из них.

По результатам анализа состояния эксплуатации нефтегазового месторождения Карактай с использованием вышеописанной методики выявлено, что имеет место послойное обводнение отдельных интервалов пласта. Проведя анализ результатов внедрения отдельных технологий селективной изоляции (закачка полимеров, цемента, смол) выявлено, что данные методы практически не решают проблему изоляции воды вследствие высокой проницаемости коллектора, сильной расчлененности пласта и достаточного большого этажа нефти – водоносности. Данные технологии ориентированы на изоляцию отдельных водонасыщенных интервалов, в условиях открытого забоя и поэтому практически неприемлемы для горно – геологических и технологических характеристик месторождения Карактай.

На основе вышеизложенного, применительно к месторождению Карактай разработан метод селективной изоляции водопритоков с одновременной интенсификацией добычи нефти из низкопроницаемой матрицы породы.

Данная технология включает в себя определение степени поглощения задавленных жидкостей и потребного объема активных растворов для надежной изоляции водонасыщенных интервалов, оттеснение от забоя скважин воды в глубь пласта, временное экранирование нефтенасыщенных интервалов в целях предупреждения их кальматации .

В последующем в пласт продавливается бентонитовый нефтешелочной раствор, закупоривающий водонефтенасыщенный интервал в радиусе от забоя скважины равном 7 – 10 м. Для схватывания кальматанта в коллекторе в скважину закачивается гельцементный раствор в объеме до 10 м^3 и продавливается в пласт [22 – 25].

В целях подключения нефтенасыщенных прослоев в эксплуатацию проводится многообъемная нефтепенокислотная обработка. Устье скважины герметизируется, и она оставляется в покое на двое суток. В последующем скважина вводится в эксплуатацию, проводятся исследования эффективности проведенного мероприятия.

Результаты проведенных работ на месторождении Карактай показали высокую технологическую и технико-экономическую эффективность предложенного способа. Так, в результате работ на скважине №11, эксплуатирующейся до применения технологии глубинно-насосным способом эксплуатации с дебитом по нефти 1,5 т/сут, по воде 6 т/сут после её внедрения получен фонтан безводной нефти дебитом по 15 т/сут через штуцер диаметром 5 мм. На скважинах №№ 17, 27, 37, 39, 53, 64' прирост дебитов нефти составил в среднем 5,5 т/сут при уменьшении обводненности продукции с 75 до 30%.

Продолжительность эффекта от внедренных мероприятий составил в среднем 4,5 года. В целом по месторождению в период с 1987 года по 1992 год дополнительно извлечено более 22,5 тыс.т. нефти. Для ограничения конуса подошвенной воды в условиях эксплуатации газоконденсатных месторождений разработана технология приобщения верхнего газового горизонта без дополнительной перфорации с одновременным экранированием подошвенной воды. Целесообразность использования данного метода заключается в том, что в условиях имеющейся конструкции забоя, включающие в себя несъемные пакера фирм Бейкер и Отис, не имеется возможности перехода к эксплуатации верхних продуктивных горизонтов без их разбуривания. Суть технологии заключается в том, что в пласте на заданном обводненном интервале устанавливается экран из гелцементного раствора радиусом равным величине депрессинной воронки. Данный экран формируется на расстоянии 2 – 3 м от скважины и ниже в призабойной зоне. В последующем массивно закачивается нефтепенокислотная эмульсия для создания

вертикальных трещин в призабойной зоне объемом, соответствующим расстоянию от середины интервала перфорации до верхнего продуктивного пласта. Таким образом, при внедрении данной технологии имеется возможность эксплуатировать верхние продуктивные толщи пласта без разбуривания пакеров.

Описанный метод борьбы с обводнением применяется в скважинах, когда гидростатическое давление, создаваемое столбом воды, превышает давление на забое скважины, что обуславливает процесс самоглушения последних.

В целях увеличения производительности скважин, эксплуатирующих коллектора с пониженными эксплуатационными характеристиками, разработана и внедрена технология гидрохимического разрыва пласта. Данная технология позволяет посредством многообъемной закачки вязких химических растворов создать трещины достаточной протяженности и раскрытое на удаленных расстояниях от забоя скважин. Предложенная технология прошла опытно – промышленную апробацию в ПУ «Каршинефть» для приобщения к эксплуатации кальматированной зоны пласта в скважине №31 месторождения Крук. В результате внедрения мероприятия получен приток нефтесуточной производительностью 12 т/сут через штуцер диаметром 4 мм. Всего за период июль-декабрь 1991 года из скважины было добыто 1,1 тыс.т. нефти.

3. Расчет машинного времени при подъеме насосно – компрессорных труб

Рассчитать машинное время на подъем насосно – компрессорных труб фактором-подъемником С – 80 с лебедкой ЛТ – 11 КМ, если длина одной трубы $l = 8,5$ м; длина бочки барабана $l_6 = 0,695$ м; диаметр бочки барабана $d_6 = 0,355$ м; диаметр талевого каната $d = 0,026$ м; число струн оснастки талевого каната $I = 10$; частота вращения барабана при разных скоростях, об/мин:

$n_1 = 33,5$ об/мин; $n_2 = 53,5$ об/мин ; $n_3 = 107,5$ об/мин и $n_4 = 168,5$ об/мин;

1. Определяем длину каната, навиваемого на бочку барабана l_k , м, по формуле

$$l_k = (1 + 0,5) \times l, \quad (1)$$

$$l_k = (8,5 + 0,5) \cdot 10 = 90 \text{ м.}$$

где 0,5 м – высота подъема трубы над устьем скважины.

2. Определяем число витков талевого каната в одном слое a , витков, по формуле

$$a = \frac{l \sigma}{\delta} - c \quad (3.1)$$

$$a = \frac{0,695}{0,026} - 1 = 25,7 \approx 26 \text{ витков}$$

Таблица 3.1

Коэффициент, учитывающий замедление подачи крюка при включении и торможения лебедки

Подъемник	Скорость подъема	Значение k , когда скважина оборудована насосами		
		штанговыми		электропгружными
		подъём	спуск	подъём и спуск
Трактор подъёмник С-80 с лебёдкой ЛТ-11 КМ	I, II, III, IV	1,2; 1,3	1,3	1,5

где $c = 1$ – уменьшение числа витков из-за неплотной намотки каната.

3. Определяем диаметр бочки барабана с учетом навиваемых слоев каната, d_i , м, по формуле

$$d_i = d_a + \delta + 1,87 \times \delta \times m, \quad (3.2)$$

где $m = 1, 2$ и 3 .

В этом случае по формуле (3.2) получим:

при $m = 1$

$$d_1 = 0,355 + 0,026 + 1,87 \cdot 0,026 \cdot 1 = 0,43 \text{ м;}$$

при $m = 2$

$$d_2 = 0,355 + 0,026 + 1,87 \cdot 0,026 \cdot 2 = 0,478 \text{ м};$$

при $m = 3$

$$d_3 = 0,355 + 0,026 + 1,87 \cdot 0,026 \cdot 3 = 0,527 \text{ м};$$

4. Определяем длину каната в каждом слое барабана l_{ki} , м, по формуле

$$l_{ki} = \pi \times d_i \times a \quad (3.3)$$

в первом слое ($m = 1$)

$$l_{k1} = \pi \cdot d_1 \cdot a = 3,14 \cdot 0,43 \cdot 26 = 35,1 \text{ м};$$

во втором слое ($m = 2$)

$$l_{k2} = \pi \cdot d_2 \cdot a = 3,14 \cdot 0,478 \cdot 26 = 39,0 \text{ м};$$

в третьем слое ($m=3$)

$$l_{k3} = \pi \cdot d_3 \cdot a = 3,14 \cdot 0,527 \cdot 26 = 43 \text{ м};$$

5. Определяем общую длину навитого каната в трех слоях l_0 , м, по формуле

$$l_0 = l_{k1} + l_{k2} + l_{k3} \quad (3.4)$$

$$l_0 = 35,1 + 39,0 + 43 = 117,1 \text{ м}$$

Эта длина соответствует найденной полной длине каната, навиваемого на бочку барабана (90 м), а поэтому число рабочих слоев каната $m = 3$.

6. Определяем средний диаметр бочки барабана лебедки, d_{cp} , м, по формуле

$$d_{cp} = \frac{(d_1 + d_2 + d_3)}{3}, \quad (3.5)$$

$$d_{cp} = \frac{(0,43 + 0,478 + 0,527)}{3} = 0,478 \text{ м},$$

7. Определяем машинное время подъема на каждой скорости лебедки t_m , мин, по формуле

$$t_m = \frac{l \times i \times k}{\pi \times d_{cp} \times n}, \quad (3.6)$$

скорость I ($n_1 = 33,5$ об/мин):

$$t_{M I} = \frac{8,5 \times 10 \times 1,2}{3,14 \times 0,478 \times 33,5} = 2,03 \text{ минут}$$

скорость II ($n_2 = 53,5$ об/мин);

$$t_{M1} = \frac{8,5 \times 10 \times 1,2}{3,14 \times 0,478 \times 53,5} = 1,27 \text{ минут}$$

скорость III ($n_3 = 102,5$ об/мин);

$$t_{M1} = \frac{8,5 \times 10 \times 1,2}{3,14 \times 0,478 \times 107,5} = 0,63 \text{ минут}$$

скорость IV ($n_4 = 163,5$ об/мин);

$$t_{M1} = \frac{8,5 \times 10 \times 1,2}{3,14 \times 0,478 \times 168,5} = 0,403 \text{ минут}$$

Расчет потребной длины талевого каната.

Определить необходимую длину талевого каната для оснастки талевого системы 4×5 на вышке ЭС – 28 – 80 высотой 33 м.

1. Определяем потребную длину каната l_k , м, по формуле

$$l_k = H_B \times (n + 2) + l_0 + l' \quad (3.7)$$

где $n + 2$ – число рабочих струн оснастки с учетом ходового и неподвижного концов талевого каната;

l_0 – длина каната, постоянно навитого на барабан лебедки;

l' – длина каната, необходимого на замену сработанной части ходового конца ($l' = 30$ м)

$$l_k = 33 \times (8 + 2) + 18 + 30 = 377 \text{ м};$$

Это в случае, когда передвижной подъемник установлен около рамного бруса вышки. Если ходовой конец талевого каната протянут через направляющий оттяжной ролик, к вычисленной длине каната необходимо добавить длину, равную высоте вышки + 10 м, т.е. ($H_B + 10$ м), тогда

$$l_k = 377 + (22 + 10) = 420 \text{ м.}$$

Выводы по III главе

При выборе скважины для обработки призабойной зоны по технологии управляемого воздействия рекомендуется широко использовать адресные геологические модели, так как структура текущих запасов нефти на месторождениях после их длительной эксплуатации претерпевает серьезные изменения в сторону ухудшения качества остаточных запасов.

Запасы нефти, залегающие первоначально в коллекторах простого строения, в настоящее время в определенной степени истощены. Основная задача состоит в том, чтобы в результате комплексной оценки геолого – промысловых показателей выбрать такие скважины, которые после воздействия на ПЗС по предлагаемой технологии могут «ответить» рентабельным дебитом. Подбор таких скважин возможен только в случае определения адресности остаточных запасов, находящихся в невыработанных зонах.

А также на третьей главе приведены, наблюдения за изменением давления или дебита скважины во времени, вызванным изменением режима ее работы, можно получить достаточно полную информацию о гидродинамических свойствах изучаемой системы. Наиболее распространенным и простым является метод снятия кривой восстановления давления (КВД). Он предполагает остановку скважины и контроль за восстановлением забойного (устьевого) давления во времени. Выбор конкретной математической модели и оценка соответствующих ей параметров изучаемой системы производятся в зависимости от типа коллектора и реологических свойств пластовой нефти, а реально на основе данных гидродинамических исследований. Неправильный выбор модели фильтрации может привести к ошибочным выводам и рекомендациям, поэтому необходима диагностическая процедура, позволяющая с определенной степенью достоверности выбрать правильную математическую модель для интерпретации КВД.

Выводы

Увеличение фонда добывающих нефтяных скважин, в том числе механизированных, сопряжено с постоянным ростом числа подземных ремонтов скважин.

Подземным ремонтом скважины называется комплекс работ, связанных с предупреждением и ликвидацией неполадок с подземным оборудованием и стволом скважины.

Подземный ремонт скважин условно можно разделить на текущий и капитальный. Текущим ремонтом скважин (ТРС) называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, и работ по изменению режима эксплуатации скважины, а также по очистке скважинного оборудования, стенок скважины и забоя от различных отложений (парафина, гидратных пробок, солей, продуктов коррозии). Текущий ремонт скважин подразделяют на: планово – предупредительный (или профилактический) и восстановительный.

В настоящее время более 90 % всех ремонтов выполняется на скважинах с ШСНУ и менее 5 % - с УЭЦН.

При подземном ремонте скважин проводятся следующие операции:

- а) транспортные – доставка оборудования на скважину;
- б) подготовительные – подготовка к ремонту.
- в) спускоподъемные – подъем и спуск нефтяного оборудования;
- г) операции по очистке скважины, замене оборудования, ликвидации мелких аварий;
- д) заключительные – демонтаж оборудования и подготовка его к транспортировке.

СПО занимают основную долю в общем балансе времени на ремонт скважины (в зависимости от характера подземного ремонта занимают от 50 до 80 % всего времени, затрачиваемого на ремонт, то есть фактически определяют общую продолжительность текущего ремонта).

Технологический процесс СПО состоит в поочередном свинчивании (развинчивании) НКТ, являющихся средством подвески оборудования, каналом для подъема добываемой жидкости и подачи технологических жидкостей в скважину, а в некоторых случаях инструментом для ловильных, очистных и других работ.

Основным видом ремонтных работ является такой, при котором используются насосно-компрессорные трубы, чей спуск и подъем занимает значительную часть времени всего ремонта. Ускорение и повышение эффективности ремонтных работ связаны с сокращением времени на спуско-подъемные операции. К настоящему времени эта задача решена новыми техническими средствами ремонта с использованием каната, кабель-троса, гибких труб, шлангоканата и шлангокабеля.

На первой главе рассмотрены и приведены основные виды и параметры проведения ремонта скважин.

А также приведены работы на месторождении Крук с целью интенсификации нефтеотдачи с помощью подземного и капитального ремонта скважин. Кроме того в второй главе приведены выводы выполненных работ с использованием новых технологий, таких как МТС.

Решение важнейшей проблемы повышения эффективности разработки новых и особенно доразработки длительно разрабатываемых нефтяных месторождений возможно только при широком промышленном использовании искусственных методов управления продуктивностью скважин. Особого внимания при этом заслуживают малодобитные скважины, количество которых, к сожалению, неуклонно возрастает, а от эффективности работы с таким фондом зависит общая добыча нефти в стране.

Ежегодно фонд малодобитных скважин увеличивается не только вследствие снижения продуктивности высоко и среднедобитных скважин по целому ряду объективных причин, но и из-за совершенно недостаточного финансирования фундаментальных и поисковых

технологический процесс СПО состоит в поочередном свинчивании (звинчивании) НКТ, являющихся средством подвески оборудования, валом для подъема добываемой жидкости и подачи технологических жидкостей в скважину, а в некоторых случаях инструментом для вильных, очистных и других работ.

Основным видом ремонтных работ является такой, при котором используются насосно-компрессорные трубы, чей спуск и подъем занимает значительную часть времени всего ремонта. Ускорение и повышение эффективности ремонтных работ связаны с сокращением времени на спуско-подъемные операции. К настоящему времени эта задача решена новыми техническими средствами ремонта с использованием каната, абель-троса, гибких труб, шлангоканата и шлангокабеля.

На первой главе рассмотрены и приведены основные виды и параметры проведения ремонта скважин.

А также приведены работы на месторождении Крук с целью интенсификации нефтеотдачи с помощью подземного и капитального ремонта скважин. Кроме того в второй главе приведены выводы выполненных работ с использованием новых технологий, таких как МТС.

Решение важнейшей проблемы повышения эффективности разработки новых и особенно доразработки длительно разрабатываемых нефтяных месторождений возможно только при широком промышленном использовании искусственных методов управления продуктивностью скважин. Особого внимания при этом заслуживают малодобитные скважины, количество которых, к сожалению, неуклонно возрастает, а от эффективности работы с таким фондом зависит общая добыча нефти в стране.

Ежегодно фонд малодобитных скважин увеличивается не только вследствие снижения продуктивности высоко и среднедобитных скважин по целому ряду объективных причин, но и из-за совершенно недостаточного финансирования фундаментальных и поисковых

исследований в области интенсификации выработки запасов углеводородного сырья при этом ставка многих нефтяных компаний на использование зарубежных технологий и техники должна рассматриваться не только как мера временная, и необходимо продолжать исследования в этой области для страны области. Конечно, колеблющиеся на мировом рынке цены на нефть и нефтепродукты определенным образом влияют на эффективность деятельности нефтяных компаний, но отнюдь не являются основной причиной простоя большого количества добывающих скважин вследствие якобы нерентабельности их эксплуатации. Такое положение в значительной степени сложилось не только из-за сложности работ по разведке и разработке нефтяных месторождений и эксплуатации скважин, но и вследствие существующей системы налогообложения, не учитывающей специфики, уникальности и сложности каждого нефтяного месторождения (в отсутствие кадастровой оценки месторождений углеводородов).

исследования скважин различных по величине ударных импульсов и колебаний в широком диапазоне частот. Раскрыто влияние скоростного потока вытекающих из вихревой камеры струй рабочей жидкости на эффективность очистки ПЗС; рассчитаны величины давления гидравлического удара струи и его зависимость от конструктивных особенностей применяемых технических средств. При этом, используя фундаментальную теорию течения двухфазных адиабатных потоков, удалось установить возможность провокации при работе пульсаторов кавитационных процессов, что позволило разработать основы кавитационного волнового воздействия.

По мнению, интерес представляет механизм кавитационно-волнового воздействия с последовательным созданием постоянной или циклической кавитации на пласт с помощью разработанных источников динамических колебаний или забойных насосно-эжекторных систем. Результаты промышленного использования разработанных технологий и технических устройств на ряде нефтяных месторождений

видительствуют об их безусловной конкурентоспособности и высокой технико – экономической эффективности.

Значительное место уделено новым технологическим решениям, использование которых приводит к существенному расширению арсенала средств при решении проблем интенсификации добычи нефти.

На базе обширных исследований структуры, состава, свойств и механизма формирования осадков в ПЗС и скважинах обоснованы возможности регулирования процессов зарождения и роста кристаллов органических солей путем использования высокоэффективных составов для предотвращения солеотложений. При этом установлена зависимость критической концентрации мицеллообразования водного раствора ингибитора от доли комплекса в его составе, позволившая объяснить явление с энергетического эффекта при применении ингибиторов комплексного действия.

На основании известной теории математического моделирования разработана методика закачки и продавки ингибиторов солеотложений в ПЗС с учетом многовариантности влияния регулируемых технологических параметров процесса.

Обоснован принцип повышения охвата пласта воздействием путем гелевой закачки водоизолирующих материалов с целью ограничения притока вод по каналам низкого фильтрационного сопротивления, а также показано влияние концевой капиллярного эффекта на проницаемость скважин.

Оценка технологической эффективности обработок призабойных зон скважин выполнена на основе теории детерминированных моментов и критериев, а также руководящих документов.

Список использованной литературы.

1. Булатов А.И. Теория и практика заканчивания скважин – М.: Недра, 1998. Т. 4 496 с.; Т. 5 – 375 с.
2. Булатов А.И. Справочник инженера по бурению – М.: Недра, 1985. 14 с.
3. Булатов А.И. Бурение нефтяных и газовых скважин – М.: Недра 001. 496 с.
4. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. – М.: Недра, 1991. С. 356 – 382.
5. Костырин В.И. Тампонажные материалы и химреагенты – М.: Недра, 1999. 144 с.
6. Каримов Н.Х. Тампонажные смеси для скважин с аномальным гидравлическим давлением – М.: Недра, 1990. 192 с.
7. Городнов В.Д. Буровые растворы – М.: Недра, 2005. 206 с.
8. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) – М.: Недра, 2005. 509 с.
9. Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы – М.: Недра, 1995. 159 с.
10. Литяева З.А. Глинопорошки для буровых растворов – М.: Недра, 1992. 192 с.
11. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Недра, 2004. 290 с.
12. Ядгаров Н.Ё. Химические реагенты и материалы в нефтегазовом комплексе. Voris. Т. 2009. 520 с.
13. Никишин В.А. О кольматации проницаемых отложений при бурении скважин. // *Бурение*. 2000. № 2. С. 36–38.
14. Алексеев П.Д. Повышение эффективности изоляционных работ на основе геолого-математического обоснования выбора скважин.–М., 1992. (Обзор информ. / ВНИИОЭНГ. Сер. Нефтепромысл. дело; Вып. 23).

15. Девятое В.В. Влияние щелочных осадкообразующих составов на изменение проницаемости нефтенасыщенных пород / Геологии, геофизика и разраб. нефт. месторождений. 1995. № 3. С. 49 – 52.

16. Шерстнев Н.М., Аметов ИМ. Применение композитных систем в технологических операциях эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1989. 213 с.

17. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра 1962. – 407 с.

18. Бузанов С.Н., Николаев В.А., Оприц М.А. и др. Термодинамические физико – химические исследование проб продукции скважин месторождение Булла – море. – М.: ВНИИГАЗ, 1980. – С. 4 – 23.

19. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – С. 142.

20. Гриценко А.И., Николаев В.А., Тер – Саркисов Р.М. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. – М.: Недра, 1995. – С. 139 – 147.

21. Гриценко А.И., Тер – Саркисов Р.М., Шандрыгин А.Н., Подюк В.Г. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. – М.: Недра, 1997. – С. 6 – 35; 38 – 68; 73 – 121.

22. Желтов Ю.В., Мартос В.Н., Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1979. – С. 7 – 27.

23. Желтов Ю.В., Рыжик В.М., Мартос В.Н. Разработка нефтегазоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления закачкой воды // Труды ИГ и РГИ. Физико – геологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1969. – С. 190 – 197.

24. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. – М.: Недра, 1974. – С. 21 – 22; 18.