

На правах рукописи

**ХАЛАДОВ АБДУЛЛА ШИРВАНИЕВИЧ**

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УДАЛЕНИЯ  
АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫХ И ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ  
ДОБЫЧЕ НЕФТИ С БОЛЬШИМИ ПЕРЕПАДАМИ ТЕМПЕРАТУР В  
ФОНТАННОМ ЛИФТЕ**

Специальность 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени кандидата  
технических наук

УФА 2002

Работа выполнена в Грозненском государственном нефтяном институте им. акад. М.Д. Миллионщикова.

Научный руководитель: д.т.н., профессор  
АНТИПИН Ю.В.

Научный консультант: к.т.н., доцент  
ДЕГТЯРЕВ Н.М.

Официальные оппоненты: д.ф.-м.н., профессор  
Саяхов Ф.Л.  
к.т.н., доцент  
Шамаев Г.А.

Ведущая организация: ОАО «Грознефтегаз»

Защита состоится «5» апреля 2002г. в 14.00 ч на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 в УГНТУ по адресу: 450062, г.Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УГНТУ.

Автореферат разослан «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета  
доктор технических наук

Ю.Г.Матвеев

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Отложения асфальтосмолистых веществ и парафинов в насосно-компрессорных трубах и на забоях добывающих скважин мезозойских залежей нефтей Чеченской Республики (ЧР) снижают производительность и отборы нефти, требуют по текущему или капитальному ремонту и бурению новых скважин. Применение углеводородных растворителей асфальтосмолистых веществ и парафинов позволяет решить проблему восстановления производительности скважин экономичным способом в крайне сложных термобарических пластовых условиях при высоких перепадах температур и давления по стволу скважин ( $t_{nl} \leq 200^{\circ}\text{C}$ ;  $p_{nl} \leq 100\text{МПа}$ ) в фонтанном лифте.

Отложения в оборудовании скважин месторождений ЧР представляют собой сложную смесь твердых парафинов со значительным содержанием асфальтосмолистых веществ, масел, воды и механических примесей. Состав отложений зависит как от природы нефти, так и от места локализации, а главным образом, от термодинамических условий системы, при которых происходит эксплуатация скважин. Твердые углеводороды нефтей являются основными составляющими асфальтосмолистых и парафиновых отложений (АСПО), а уровень содержания в нефти тугоплавких твердых углеводородов играет существенную роль в процессе образования отложений.

Нефти мезозойских залежей месторождений ЧР относятся к типу парафиновых, содержат высокомолекулярные парафины, их отличительной особенностью является высокая температура плавления большей части этих соединений. Это свойство высокомолекулярных углеводородов обуславливает возможность образования отложений в высокодебитных скважинах с повышенной температурой потока, сложность борьбы с образованием и удалени-

ем отложений, специфику состава и механизма их образования. Применяемые методы удаления АСПО недостаточно эффективны.

**Цель работы.** Повышение эффективности удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений на базе растворителей, получаемых при первичной переработке грозненских нефтей, и совершенствования технологии их применения.

#### **Задачи исследования**

1. Исследовать состав АСПО из глубоких скважин мезозойских залежей ЧР.
2. Исследовать применение углеводородных реагентов для растворения АСПО в работающих добывающих скважинах.
3. Изучить условия и факторы, способствующие образованию АСПО.
4. Изучить характер изменения температуры в работающих скважинах.
5. Исследовать лабораторным путем применение новых современных реагентов растворителей, получаемых при первичной переработке нефти грозненского района.
6. Разработать технологию и провести опытные испытания применения рекомендованных растворителей АСПО.

**Методы исследований.** При решении поставленных задач проведены теоретические исследования распределения температуры по глубине скважины с использованием современного математического аппарата. Лабораторные исследования состава АСПО из скважин и исследование температуры по длине лифта проведены по стандартным методикам. Промысловые работы по испытанию растворителя для удаления АСПО из мезозойских скважин проведены на добывающих скважинах с использованием серийно производимого оборудования и приборов.

#### **Научная новизна работы**

1. Проведено изучение состава АСПО в скважинах мезозойских залежей ЧР с использованием новых методических приемов. В АСПО обнаружено значительное содержание минеральных веществ, представляющих породы пласта.

2. Изучено влияние различных факторов на образование и локализацию отложений асфальтосмолистых и парафиновых веществ в скважинах месторождений ЧР.
3. На основе теоретических исследований температуры по стволу скважин и определения температуры в работающих скважинах показана эффективность применения расчетных зависимостей при высоких перепадах температур в фонтанном лифте.
4. Выявлены глубины начала образования АСПО в скважинах, работающих с разным дебитом при больших перепадах температур.
5. Предложена методика выбора диаметра подъемных труб добывающих скважин для уменьшения возможности образования в них отложений асфальтосмолистых и парафиновых веществ.
6. На базе лабораторных исследований эффективного растворения АСПО предложено применение соляровой и бутил-бензольной фракции грозненского производства.

### **Практическая ценность**

1. Восстановление производительности скважин мезозойских залежей месторождений Чеченской Республики путем проведения обработок скважин соляровой и бутил-бензольной фракцией, удаляющими отложения асфальтосмолистых веществ и парафинов, поддержание уровней добычи нефти, уменьшение затрат на текущий ремонт.
2. Применение методики диаметра подъемных труб способствует рациональному использованию металлоемких конструкций скважинных лифтов для подъема жидкости.
3. Исследование методики определения глубины начала отложений позволяет уточнять технологию обработки и устанавливать объем растворителя и интервал очистки от АСПО.
4. Проведение работ по очистке добывающих скважин от отложений асфальтосмолистых и парафиновых веществ на Старогрозненском месторождении

по разработанной автором технологии позволило в 1997 году добыть дополнительно 17100 тонн нефти.

**Апробация работы.** Основные положения работы обсуждены и одобрены на научно-технической конференции студентов аспирантов и молодых ученых ЧР (Грозный, 1997 г.), IV научно-технической конференции студентов и молодых ученых ЧР (СевКаВНИПИнефть, 1998 г.), V научной конференции студентов аспирантов и молодых ученых ЧР (Грозный, 1999 г.), на технических советах ПО «Грознефть» (Грозный, 1997 г.)

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 7 печатных работ, в том числе две работы без соавторов.

**Объем работ.** Диссертационная работа состоит из введения, 4 разделов, заключения, списка использованных источников, приложения и изложена на 156 страницах машинописного текста, содержит 16 рисунков, 36 таблиц и 2 приложения. Список использованных источников включает 107 наименований.

**Во введении** содержится общая характеристика работы, обоснована ее актуальность, сформулированы цели и задачи исследования, представлена научная новизна и практическая значимость работы.

**В первой главе** рассмотрены геолого-промысловые особенности и характеристика условий эксплуатации мезозойских залежей месторождений ЧР.

Мезозойские залежи ЧР приурочены к крупным антиклинальным складкам, осложненным тектоническими нарушениями. Залежи расположены на больших глубинах (3000-6000 м) и отличаются высокими пластовыми температурами (от 70 до 200 °С) и давлениями до 100 МПа.

Верхнемеловые отложения являются важным нефтеносным объектом на территории ЧР. Поэтому главной особенностью эксплуатации скважин является большой перепад температур и давлений по стволу скважин. Изучением верхнемеловых отложений на промысловых и разведочных площадях ав-

тор обобщил изучение по промысловой геологии Грозненского района, в числе которых исследования М.П. Лысенкова, Н.И. Болтышева, В.М. Васильевой и других научных и промысловых работников.

Мезозойские залежи разрабатываются в условиях водонапорных режимов при вытеснении нефти от водонефтяного раздела к своду структуры (снизу вверх) естественной или закачиваемой в приконтурную зону водой.

Для верхнемеловых залежей характерна большая мощность отложения – до 450 м, которые являются важным нефтеносным объектом на территории ЧР. Коллекторами нефти являются трещиноватые известняки. Отложения подразделяются на 6 пачек, различающихся по мощностям и коллекторским свойствам, литологически незначительно отличающихся друг от друга.

**Во второй главе** рассмотрены особенности добычи нефти и осложнения при эксплуатации скважин.

Обобщение свойств пластовой нефти показывает, что в мезозойских залежах нефть легкая, малосмолистая – в среднем 2,7 %, содержание асфальтенов – 0,36 %, вязкость в среднем 0,20 МПа·с, газовый фактор – 300 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения – 30 МПа (месторождения Старогрозненское, Хаян-Кортовское, Эльдаровское, Брагунское и др.).

Интенсификация притока нефти в скважинах мезозойских залежей осуществляется в основном химическим воздействием на пласт. В качестве рабочих жидкостей используются различные составы на основе соляной кислоты. Основными способами воздействия на призабойную зону пласта были соляно-кислотные обработки (СКО) или обработки гидрофобными кислотными эмульсиями (ГКЭ).

В глубоких мезозойских скважинах объединения "Грознефть" успешность обработок призабойной зоны пласта грязекислотными растворами составляет в среднем 50 %, а гидрофобными кислотными эмульсиями на их основе – 66,6 %. В значительной степени это связано с закономерным ухудшением коллекторских свойств горных пород, с ростом глубин их залегания и

увеличением пластового давления и температуры. В результате имеет место быстрая нейтрализация кислоты в непосредственной близости от забоя скважины. Все это затрудняет создание хорошей гидродинамической связи забоя скважины с пластом.

Основным способом интенсификации притоков нефти из песчано-алевролитовых продуктов отложений нижнемелового возраста в объединении "Грознефть" является обработка призабойной зоны пласта грязекислотной или гидрофобной нефтекислотной эмульсией на её основе.

Эксплуатация глубоких скважин особенно осложняется на поздней стадии разработки залежей, когда вместе с нефтью добывается значительное количество воды. Например, в объединении "Грознефть" количество скважин, обводнённых на 50 % и более, составляет в настоящее время 65 % от их общего фонда.

Одним из широко применяемых методов ограничения водопритокков в условиях трещинных пластов является изоляция дренируемого интервала путем установки цементного моста с последующим переходом на вышележащий объект.

Для селективного ограничения водопритокков в условиях мезозойских залежей ЧР использовали термопластичные полимеры из группы полиолефинов – полиэтилен низкого давления, полимер промрастворного потока, полимер бензинового потока.

Успешность обработок полиолефинами в объединении "Грознефть" в среднем составляет 60 %.

Для изучения условий отложений парафина на месторождении НГДУ был смонтирован опытный участок трубопровода из труб разного диаметра (0,05, 0,1 и 0,15 м) общей длиной 50 м. Исследования показали, что при одинаковом составе продукции скважин, темпе разгазирования нефти, температуре газонефтяной смеси и окружающей среды интенсивность парафинизации возрастает с уменьшением диаметра труб.



Было установлено, что при снижении температуры нефти ниже температуры кристаллизации отложение парафина начинается с зарождения и роста отдельных кристаллов непосредственно на поверхности вдоль различного рода царапин, трещин и шероховатостей. На выросших кристаллах возникают другие, увеличивая толщину отложений.

В процессе эксплуатации глубоких скважин наряду с обводнением их продукции многочисленны осложнения, связанные с выделением из нефти и отложением в призабойной зоне пласта и подземном оборудовании высокоплавких, асфальтосмолистых веществ (АСВ). По компонентному составу АСВ представлены асфальтенами, смолами, соединениями парафинового ряда.

Количество глубоких фонтанных скважин, эксплуатация которых осложняется выпадением из нефти асфальтосмолистых веществ, составляет, например, в объединении "Грознефть" порядка 1/4 от общего их фонда (месторождения Старогрозненское, Правобережное, Минеральное и др.).

Прочность отложений асфальтосмолистых веществ и парафинов зависит от их состава, который определяется наличием таких веществ в нефти и условиями в потоке.

**В третьей главе** произведены исследования процесса образования отложений асфальтосмолистых и парафиновых веществ в мезозойских скважинах ЧР и разработка методов их удаления.

Исследования автора применительно к нефтям месторождений ЧР направлены на изучение состава асфальтосмолистых отложений для выявления в них механических примесей, парафиновых углеводородов и асфальтосмолистых веществ. Один из способов ставил задачей выделение механических примесей в потоке нефти из скважины. Эта методика заключалась в отборе проб свежедобытой нефти, фильтрации её через бумажные фильтры, промывке осадка растворителями и петрографическом определении состава и количества пород. Было отобрано и исследовано около 1500 проб, часть из

них подготовлена и исследована. Петрографом К.И. Смольяниновой произведено описание минеральной части состава пород.

Для обнаружения в отложениях грубых осколков твёрдых материалов применена следующая методика. Навеска образца ( не более 5г) помещалась в воду и медленно нагревалась до полного расплавления массы. Обычно вода доводилась до кипения и после этого смесь перемешивалась в течение 2-3 минут. Нагрев и перемешивание прекращались, вода со взвешенными и выпавшими в осадок частицами пропускалась через фильтр, углеводородная часть смеси использовалась для дальнейших исследований. С мезозойскими нефтями ЧР проведено несколько серий таких опытов, в которых параллельно испытывались по образцу. Обнаружено, что при промывке осадков горячей водой из отложений выделяется минеральная часть в количестве 0,60-1,50 % массы образца. Минеральный осадок представлен породами пласта, главным образом, частицами карбонатов.

Выделенные водой частицы составляли часть общего содержания твёрдых пород в осадке, так как большая часть твёрдых частиц более мелкой дисперсии слипалась с углеводородным содержимым образца и не отделялась водой, сохраняла плавучесть. Для определения этой части твёрдых пород углеводородная составляющая образца растворилась в горячем бензоле. Обнаружено, что содержание твёрдых частиц, не растворимых в бензоле, достигает 15-17 % массы образца отложений. По внешнему виду этот осадок представляет собой мелкодисперсную пыль пород. Качественный анализ минерального остатка производился по его реагированию с соляной кислотой. Получено, что около 70 % минерального остатка растворилось в 10 %-ной соляной кислоте, глинистые и силикаты остались нерастворимыми, причём здесь преобладают глинистые частицы. Небольшая часть, около 3-5 % остатка, всплыла в реакционном растворе и вероятно могла быть представлена глинами с адсорбированными частицами смол и асфальтенов, а также материалом другого происхождения.

Следующая серия лабораторных экспериментов проведена с целью определения в отложениях асфальтосмолистых веществ парафиновых углеводородов, растворимых в гексане. Гексан выбран в качестве растворителя как обладающий свойствами избирательного растворителя по отношению к асфальтосмолистым веществам и широким спектром растворения парафиновых углеводородов.

Исследования производились следующим образом. Навеска образца отложений весом до 5 г размешивалась в 100 мл гексана при температуре около 30 °С. После размешивания раствор отстаивался и такие операции повторялись неоднократно до того момента, когда слой осевших на дно стакана асфальтосмолистого вещества оставался практически стабильным. Таким образом получался раствор, насыщенный парафинами, и осадок асфальтосмолистого вещества.

Раствор парафинов в гексане отделялся от отстоя и выпаривался при комнатной температуре 23-26 °С, до момента образования в стакане слоя твёрдых парафинов. Прекращение высыхания твердых парафинов фиксировалось постоянством веса стаканов с пробами.

Считалось, что углеводородная составляющая изменяется в пределах 50-70 %. Проведение нескольких серий опытов показало, что содержание парафиновых углеводородов в пробах отложений может достигать 80 %.

Фракционная разгонка вытяжки парафинов гексаном показала присутствие тяжёлых соединений с концом кипения 196-200 °С, таких углеводородов, подвергающихся разгонке при этой температуре в парафиновом остатке, может содержаться 25 % и более. Такие парафины могут иметь температуру застывания в пределах 52-58 °С. Кроме этого, в отобранных пробах существенно содержание более легких углеводородов, всегда присутствующих в нефти, и в данном случае отражающих условия отбора проб отложений.

Другой серией опытов исследовался осадок твёрдых веществ после растворения парафинов гексаном и бензолом. После выделения из раствора

гексана осадок высушивался при комнатной температуре и использовался для определения температуры его плавления. Так как такой осадок не может иметь истинной температуры плавления, определялась температура его разжижения. Это устанавливалось путём нагрева плавающего в воде шарика вещества. Установлено, что осадок после бензольного растворения не размягчается в кипящей воде в такой степени, чтобы об этом можно было судить визуально. Размягчение АСПО произвели с использованием глицерина, в результате чего получено: размягчение осадка происходит при 127-131 °С. Осадок после растворения отложений гексаном в горячей воде также не растекался, в глицерине его растекание начинается при температуре 96-98 °С, а заканчивается при температуре 116-118 °С.

Таким образом, проведенные исследования свидетельствуют, что даже в лёгких нефтях типа Грозненских содержатся вещества достаточно тугоплавкие, способные создать и способствующие образованию отложений асфальтосмолистых веществ и парафинов в оборудовании скважин в широком диапазоне изменения технологических режимов эксплуатации скважин. В лабораторных опытах этой серии замечено, что до начала размягчения остатка после вытяжки растворителями вещество остатка не прилипает к стенкам стеклянного сосуда.

Важное значение для промышленной практики имеет расчет распределения температуры по стволу фонтанирующих скважин. Однако для условий месторождений ЧР расчетной методики не существовало, поскольку в процессе подъема нефти по фонтанному лифту происходит большой перепад температур. Поэтому была разработана методика определения температуры в любой точке добывающей фонтанной скважины, на основе применяемой методики для низкотемпературных пластов. Разработанная методика адаптирована к геолого-физическим условиям Северного Кавказа с высокими температурами пластов.

Распределение температуры по глубине скважины можно установить и по следующему выражению:

$$T(H) = T_{пл} - (H_{кп} - H) \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \omega \cdot \cos \alpha}{10^{\frac{q}{20 \cdot d^{2,67}}}}, \quad (1)$$

где  $T_{пл}$  – пластовая температура,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$H_{кп}$  – глубина кровли пласта, м;

$H$  – текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м;

$q$  – дебит жидкости, приведенный к стандартным условиям,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$d$  – диаметр скважины (подъемника), м.

Геотермический градиент

$$\omega = \frac{T_{пл} - T_{нс}}{(H_{кп} - H_{нс}) \cdot \cos \alpha}, \quad (2)$$

где  $T_{нс}$  – температура нейтрального слоя,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$H_{нс}$  – глубина нейтрального слоя, м.

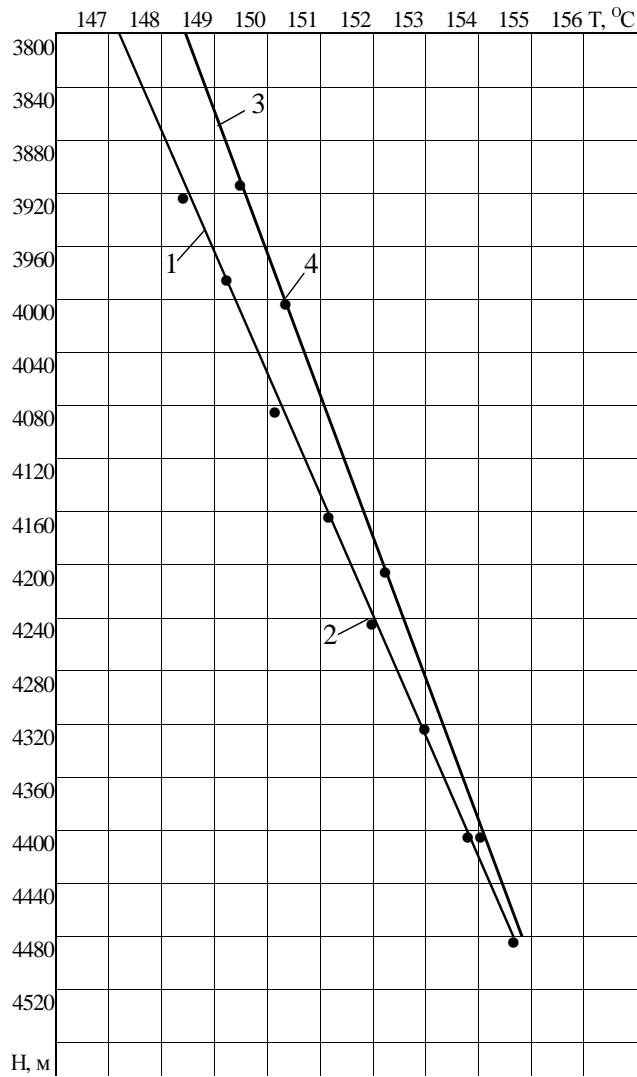
Результаты определения распределения температуры с шагом по глубине скважины  $H = 200, 500, 1000, 1500, 2000, 3000, 4000, 4500\text{м}$ , при работающей скважине с массовым дебитом  $Q_M = 50, 100, 150, 200, 250, 300, 400\text{ т/сут}$  приведены в таблице.

**Расчетное распределение температуры  
по стволу работающей скважины**

Глубина, м	Температура на расчетной глубине, °С, при различных дебитах, т/сут								
	30	50	100	150	200	250	300	350	400
200	48,9	58,6	78,3	94,2	106,8	116,8	124,7	131,0	135,9
500	56,3	65,3	83,7	98,4	110,2	119,4	126,8	132,6	137,3
1000	68,6	76,5	92,6	105,5	115,8	123,9	130,3	135,4	139,5
1500	80,9	87,7	101,5	112,6	121,4	128,3	133,8	138,2	141,7
2000	93,3	98,9	110,4	119,6	127,0	132,8	137,4	141,0	143,9
3000	117,9	121,3	128,2	133,8	138,2	141,6	144,4	146,6	148,3
4000	142,6	143,7	146,0	147,9	149,4	150,5	151,4	152,2	152,7

Применимость расчетных зависимостей была проведена на примере двух фонтанных скважин. Определим распределение температуры с шагом  $h_i = 3700, 3800, 3900, 4000, 4200, 4400$  м по глубине работающей скв. 679 месторождения «Старогрозненское» с массовым дебитом  $Q_M = 240$  т/сут. На скв. 679 Старогрозненского месторождения проведены исследования температуры глубинным термометром. Результаты замеров приведены на рис. 1 (точки 2). Затем были проведены расчеты распределения температуры по глубине (прямая 1) и проведено сопоставление фактических и расчетных значений температуры.

Аналогично произведем расчеты определения распределения температуры с шагом  $h_i = 3800, 3920, 4000, 4080, 4160, 4240, 4320, 4400, 4480$  м, при работающей скв. 702 месторождения «Старогрозненское» с массовым дебитом  $Q_M = 197$  т/сут (см. рис. 1, прямая 3, точки 4).



**Рис. 1 Сопоставление расчетного и фактического распределения температуры по стволу работающих скважин 702, 679 мезозойских залежей старогрозненского месторождения:**

- 1, 2 – расчетная зависимость и фактические значения температуры для различных глубин скв. 702;  
 3, 4 – расчетная зависимость и фактические значения температуры для различных глубин скв. 679

Как показывает анализ полученных результатов расчётов, наиболее существенную роль в уровне температуры на любой глубине скважины играет дебит жидкости, но только в том случае, когда добывается нефть с низким

газонасыщением или устьевое давление превышает давление насыщения нефти при малых дебитах.

Сопоставление результатов исследований, приведенных на рис. 1, показывает, что фактические и расчётные значения изменения температуры (30-155 °С) в скважинах 702, 679 Старогрозненского месторождения достаточно точно отражают процесс теоретических предпосылок и совпадают с очевидными особенностями изменения температуры в конкретных условиях.

Исходя из результатов исследований состава отложений парафиновых и асфальтосмолистых соединений, приведенных в предыдущей главе, по глубине скважин мезозойских залежей Чеченской Республики без учета разгазирования нефтей выделяются три зоны образования отложений. Первая зона приходится на глубину порядка 2000–2500 м ( $t = 127–131$  °С) и здесь могут образовываться отложения, представленные наиболее тугоплавкими адгезионноспособными веществами. В смеси с ними могут находиться мехпримеси и небольшое количество низкоплавких парафинов и других углеводородов.

Вторая зона отложений перемещается вверх по стволу скважины и может сосредотачиваться на глубинах 200–500 м ( $t = 96–118$  °С). Предположительно отложения в этой зоне могут быть представлены в основной массе веществами, выпадающими в осадок из раствора в гексане с добавлением твёрдых парафинов различной температуры плавления твёрдых частиц пород.

Третья зона отложений соответствует температурам в скважине, при которых происходит кристаллизация тугоплавких парафинов ( $t = 52 – 58$  °С) и приходится на глубины менее 200 м. При работе скважин с малыми дебитами без разгазирования в АСПО присутствуют более тугоплавкие вещества, легкие углеводороды и твердые частицы породы коллектора.

Установлено, что состав отложений, вероятность их образования и локализация с определенной интенсивностью в выделенных зонах будут соответствовать содержанию в нефти групп углеводородов, обнаруженных в со-



ставе отложений, их свойствам. Для нефтей месторождений ЧР полученные лабораторные данные представлены для абсолютного большинства залежей мезозойских отложений.

Средний газовый фактор нефтей составляет порядка  $400 \text{ м}^3/\text{т}$ , а это означает, что 30-35 % массы пластовой нефти приходится на углеводороды, газообразные в поверхностных условиях. Такой факт оказывает существенное влияние на процессы разгазирования нефти по стволу добывающих скважин и температурный режим их эксплуатации.

Анализ результатов разгазирования показывает, что коэффициент растворимости газов в нефтях находится в пределах, близких к единице. Причем это характерно практически для всех нефтей района.

Давление насыщения мезозойских нефтей находится чаще всего в пределах 30 МПа, а устьевое давление фонтанирующих скважин в минимуме обеспечивает требования системы нефтегазосбора и поддерживается обычно равным 2,5 МПа.

Приближенные расчеты интегрального охлаждения газа при разгазировании нефти в насосно-компрессорных трубах показывают, что возможное снижение температуры газа могло бы достигать порядка 60–70 °С. Это означает, что количество тепла, на которое уменьшится теплосодержание потока в скважине при рассматриваемых нами условиях, может соответствовать снижению температуры жидкости и газа примерно на 20–25 °С. Такое уменьшение температуры потока происходит по стволу скважины постепенно, начинается в зоне соответствия давления в системе давлению насыщения нефти и заканчивается у устья скважины.

Высокий газовый фактор оказывает постоянное и определённое влияние на возможность образования отложений асфальтосмолистых и парафиновых веществ и их локализацию по стволу скважин. Такой вывод подтверждается промысловыми исследованиями, которыми установлено, что образо-

вание АСПО в скважинах происходит все более часто с разгазированием нефти в стволе.

Интенсивность отложений парафина в значительной степени зависит от величины температуры и давления в зоне отложений парафина. Большое значительное снижение давления в фонтанном лифте приводит к резкому выделению из нефти более тяжелых углеводородных газов, являющихся лучшими растворителями парафина и, следовательно, к увеличению интенсивности отложений.

Специфика влияния давления на образование и локализацию отложенных асфальтосмолистых веществ в скважинах месторождений Чеченской Республики рассмотрена на примерах фактической эксплуатации ряда скважин.

Анализ промысловых данных работы скважин за длительный период эксплуатации показывает, что высокий уровень пластового, забойного и устьевых давлений способствует образованию АСПО в широком интервале температур при различной депрессии на пласт и продуктивности скважин. Можно отметить, что частота образования отложений асфальтосмолистых и парафиновых веществ не увеличивается при изменении продуктивности скважин в пределах дебитов нефти 30-200 т/сут, с изменением депрессии на пласт  $\Delta p = 1-5$  МПа и температуры на устье  $T_y = 30-60$  °С. Таким образом, вероятно образование отложений асфальтосмолистых веществ в малой степени зависело от парафиновых веществ и в максимальной степени могло быть обусловлено тугоплавкими веществами асфальтосмолистого ряда. Зарождение отложений возникало там, где создавались условия для выпадения из раствора тугоплавких асфальтосмолистых веществ, а нарастание объема отложений происходило и за счет тугоплавких парафинов, кристаллизовавшихся при высоких давлениях. Так как содержание в нефти тугоплавких асфальтосмолистых веществ составляет малую долю (единицы процентов) и основным наполнителем отложений являются твердые парафины, локализа-

ция отложений отмечается до 1000 м, и этот факт способствует тому, что отложения разрушаются при прогреве верхней части колонны горячей нефтью. Но начало разрушения асфальтосмолистой пленки в этом случае не происходило и поэтому были необходимы обработки скважин растворителями, более радикально улучшавшими условия эксплуатации скважин.

Кроме того, рассмотрено влияние диаметра труб на установившийся процесс теплообмена в скважине. В этом случае количество тепла в элементе трубы может быть изменено за счет теплопередачи по окружности трубы.

Тогда можно записать соотношение количества тепла, снимаемого с поверхности трубы к количеству тепла в сечении трубы, как отношение длины окружности трубы к площади ее сечения без учета толщины стенки.

Обозначив это отношение коэффициентом эффективности теплопередачи, получим

$$K = \frac{V}{S}; \quad (3)$$

$$K = \frac{4\pi dl}{\pi d^2 l}; \quad (4)$$

$$K = \frac{4}{d}, \quad (5)$$

где  $S$  – площадь элемента трубы длиной  $l$ ;

$V$  – объем элемента трубы длиной  $l$ ;

$d$  – внутренний диаметр насосно-компрессорных труб.

В реальных условиях должна быть введена поправка на толщину стенок трубы, выражающаяся в отношении внешнего и внутреннего диаметра труб:

$$h = \frac{d_{\text{внеш}}}{d_{\text{внутр}}}. \quad (6)$$

Тогда в окончательном виде

$$K = \frac{4h}{d}. \quad (7)$$

Большее изменение коэффициента эффективности теплопередачи происходит с уменьшением диаметра труб и, наоборот, при больших диаметрах труб (0,2-0,3 м) эффективность теплопередачи (рис. 2) мало зависит от диаметра труб.

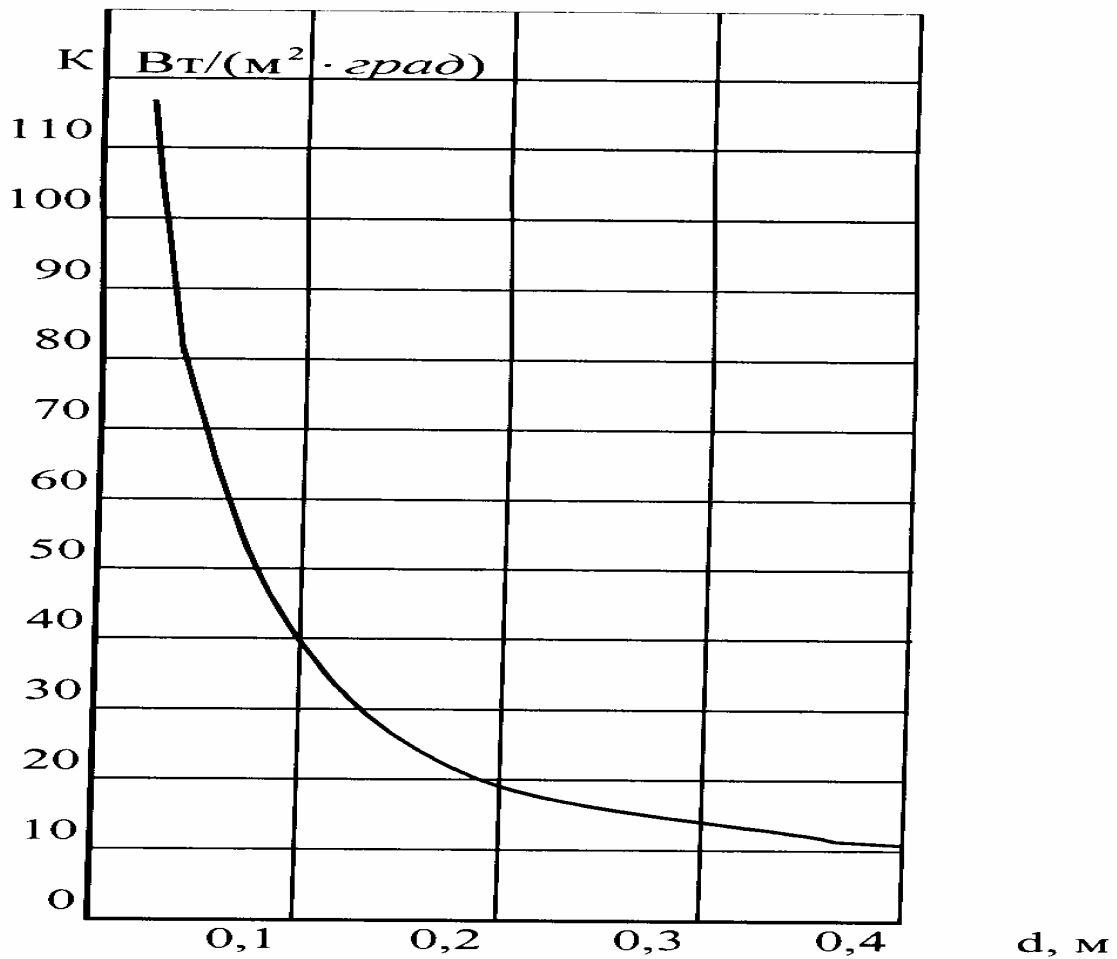


Рис. 2. Зависимость коэффициента эффективности теплопередачи от диаметра лифта

**Четвертая глава** посвящена разработке способов удаления отложений асфальтосмолистых веществ из мезозойских скважин месторождений Чеченской Республики и рекомендаций по предотвращению их образования в сложных геолого-промысловых условиях.

Наиболее близким к реально происходящим явлениям отложения асфальтосмолистых веществ в насосно-компрессорных трубах мезозойских скважин месторождений ЧР можно считать механизм с преобладанием адсорбции. На основании проведенных лабораторных и промысловых исследований его можно описать следующим образом.

Одним из первых и наиболее важных моментов в механизме образования отложений на стальной стенке, покрытой плёнкой углеводородов, является нанесение повреждений (царапин, микрокаверн) твёрдыми частицами пород пласта на рабочую поверхность труб.

Общая картина механизма образования отложений асфальтосмолистых веществ и парафинов в НКТ мезозойских скважин выглядит следующим образом: твердые частицы пород пласта зачищают поверхность труб до чистого металла, создавая возможность для активной адгезии смол и асфальтенов нефти при высоких температуре и давлении; образуются активные адгезионные центры, покрывающие трубы пленкой (частично или полностью) асфальтосмолистых и парафиновых веществ.

На промыслах Чеченской Республики применяются различные способы депарафинизации подъемных труб. Одни способы депарафинизации требуют остановки скважин, другие позволяют осуществлять депарафинизацию без прекращения их работы.

В практике использования химических реагентов для борьбы с отложениями парафина наибольшее предпочтение отдается так называемой предупредительной очистке, заключающейся в систематической подаче в систему подземных и надземных коммуникаций скважины определённого количества реагента.

На основе лабораторных исследований выявлено, что соляровые фракции первичной перегонки грозненских нефтей ( $t_{kun}=180-230$  °С) обладают высокой растворяющей способностью по отношению к отложениям парафинов и асфальтосмолистых веществ. Они не дефицитны и гораздо дешевле бу-

тил-бензольной фракции, могут быть получены в местных условиях, не являются товарным продуктом.

Растворяющая способность соляровых фракций, по данным наших исследований, почти столь же высокая, как и бензола. Например, в соляровых фракциях и в бензоле одинаково полностью растворяются все парафины и большая часть асфальтосмолистых веществ. Отличие заключалась в том, что после растворения бензолом оставался сухой остаток, а после растворения соляровыми фракциями остаток был "жирным" и не высушивался.

С целью повышения эффективности в скв. 728, 709 Старогрозненского месторождения была произведена их обработка соляровой фракцией нефтей грозненского района. До обработки дебит нефти уменьшился со 105 до 24 т/сут по скв. 709 и с 57 до 22 т/сут по скв. 728. После обработки соляровой фракцией по результату их работы в течение первых трех суток установлено: дебит нефти по скв. 709 составил 61 т/сут, а дебит нефти по скв. 728 – 42 т/сут. В 1997 году за счет обработки соляровой фракцией по разработанной технологии дополнительно добыто 17100 т нефти.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Исследованы геолого-промысловые особенности и условия эксплуатации мезозойских залежей месторождений ЧР, при которых в добывающих скважинах происходит образование отложений асфальто-смолистых и парафиновых веществ. Образование отложений происходит более интенсивно при большом перепаде температур и давления.

2. Произведены лабораторные исследования состава асфальто-смолистых парафиновых отложений, сформировавшихся при разных температурах и отобранных с разных глубин лифта. Выявлены лабораторным путем эффективные растворители асфальтосмолистых и парафиновых веществ. Показано, что лучшим растворителем является соляровая фракция местного производства.

3. Проведен анализ влияния термобарических особенностей в скважинах на показатели и условия добычи нефти. Разработана и апробирована методика расчета распределения температуры по глубине скважины.

4. Исследовано влияние различных факторов на образование и локализацию отложений. Разработана методика выбора диаметра подъемных труб добывающих скважин для уменьшения возможностей образования в них отложений асфальтосмолистых и парафиновых веществ.

5. Проведены промысловые работы по испытанию и применению не дефицитной соляровой фракции для удаления отложений асфальтосмолистых и парафиновых веществ из мезозойских скважин ЧР.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Халадов А.Ш., Дегтярев Н.М. Методы удаления отложений АСВ в лифтных трубах добывающих скважин (на примере нефтяного месторождения Гойт-Корт)/ Грозненский государственный нефтяной институт.- Грозный, 1998. – 8с. – Библиогр.: 5 назв.- Деп. в ВИНТИ 25.05.98, № 1585 – В 98.

2. Халадов А.Ш. Особенности осложнений эксплуатации скважин при разработке мезозойских залежей Чеченской Республики/ Грозненский государственный нефтяной институт.- Грозный, 1998. – 11 с. – Библиогр.: 12 назв. - Деп в ВИНТИ 25.05.98, № 1584 – В 98.

3. Халадов А.Ш., Дегтярев Н.М., Антипин Ю.В. Результаты исследований и методика оценки условий образования отложений асфальтосмолистых и парафиновых веществ в нефтедобывающих скважинах мезозойских залежей месторождений Чеченской Республики/ Грозненский государственный нефтяной институт.- Грозный, 2001. – 10 с. - Библиогр.: 4 назв. – Деп. в ВИНТИ 25.10.01, № 2216 – В 2001.

4. Халадов А.Ш., Дегтярев Н.М., Антипин Ю.В. Лабораторные изучения состава асфальтосмолистых и парафиновых веществ в мезозойских отложениях месторождений Чеченской Республики / Грозненский государственный нефтяной институт. – Грозный, 2001. – 3 с.- Библиогр.: 4 назв.- Деп в ВИНТИ 25.10.01, № 2215 – В 2001.

5. Халадов А.Ш. Разработка методов удаления отложений парафинов и асфальтосмолистых веществ из мезозойских скважин месторождений Чеченской Республики / Грозненский государственный нефтяной институт. – Грозный, 2001. – 8 с. Библиограф.: 5 назв. – Деп. в ВИНТИ 25.10.01, № 2214 – В 2001.

6. Халадов А.Ш., Антипин Ю.В. Распределения температуры по стволу фонтанирующей скважин для условий мезозойских отложений// Молодые ученые Волго-Уральского региона на рубеже веков: Материалы юбилейной конференции (Уфа, 24-26 октября 2000 г.).-Уфа: УГНТУ, 2001 г.- Т.2.-С. 51-52.

7. Халадов А.Ш. , Дегтярев Н.М. Лабораторные исследования состава асфальтосмолистых и парафиновых веществ мезозойских отложениях// Молодые ученые Волго-Уральского региона на рубеже веков: Материалы юбилейной конференции (Уфа, 24-26 октября 2000 г.:).- Уфа: УГНТУ, 2001 г.- Т.2.-С. 52-54.

Соискатель

А.Ш.Халадов