

Е17.176.03  
А 73

ОАО «РосНИПИтермнефть»

На правах рукописи

АНТОНИАДИ ДМИТРИЙ ГЕОРГИЕВИЧ

КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГИЙ ТЕРМОЦИКЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ  
ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ  
(Научное обоснование, внедрение)

Специальность: 05.15.06 – Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений

прив

ДИССЕРТАЦИЯ  
в виде научного доклада на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Тюмень – 2000

Диссертационная работа выполнена в ОАО «РосНИПИтермнефть»

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор, член кор. Российской и  
международной Инженерной Академии Медведский Р.И.

доктор технических наук, профессор Хисметов Т.В.

доктор технических наук, профессор Малофеев Г.Е.

*к/с*

Ведущее предприятие ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз»

Защита состоится 17 июня 2000 г. в 9.00 час. на заседании  
диссертационного совета Д.064-07.03 при Тюменском государственному  
нефтегазовом университете по адресу: 625039, г.Тюмень, ул. 50 лет  
Октября, 38.

---

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность проблемы.

В России за весь период эксплуатации месторождений извлечено 12,7 млрд. т нефти и конденсата и более 6,5 трлн.м<sup>3</sup> газа, в основном с крупных месторождений, наиболее рентабельных для разработки. За последние 15 лет их доля снизилась с 15 до 10%. Соответственно с размерами месторождений ухудшаются коллекторские свойства продуктивных пластов.

Учитывая значительные затраты на разведку и освоение новых месторождений в Восточной Сибири и на шельфах северных и восточных морей Российской Федерации, стабилизация и дальнейшее наращивание добычи возможно только за счет вовлечения в активную разработку трудноизвлекаемых запасов, в том числе высоковязких нефтей, запасов малых месторождений-спутников в районах с достаточно развитой инфраструктурой, в основном там, где сегодня идет нефтедобыча. В аналогичных ситуациях в других странах, переживающих этот переломный этап: США, Канада, Китай, Венесуэла, Индонезия и др., особое внимание уделяют трудноизвлекаемым остаточным запасам, отдавая приоритет высоковязким нефтям, технология добычи которых в основном разработана.

На государственном балансе России (на 01.01.94г.) числились остаточные запасы нефти вязкостью 30 и более мПа·с категории А+В+С<sub>1</sub>-7,8 млрд.т, а категории С<sub>2</sub>-1,3 млрд.т. Общие запасы нефти всех категорий составляют более 9 млрд.т, из которых подавляющий объем запасов промышленных категорий (82%) находится в Тюменской области - 3,8 млрд.т (42%), в республике Татарстан - 1,4 млрд.т (19%), республике Коми - 1,0 млрд.т (14%) и Архангельской области - 0,5 млрд.т (7%).

В Тюменской области подготовлены к освоению залежи сеноманской нефти в месторождениях, при



as47

)-Комсомольск-на-Амуре  
жи в нижних  
НАУКОВО-ТЕХНИЧЕСКАЯ БИБЛИОТЕКА  
ТЕХНИЧЕСКИЙ  
НАФТИ И ГАЗА

разрабатываются. Большая часть запасов высоковязких нефтей РФ залегают на глубинах до 1300 м. Простой перенос на эти глубины ранее применяемых технологий сопровождается существенным увеличением энергетических затрат и, следовательно, ухудшением технико-экономических показателей добычи нефти. Поэтому научно-технические исследования по созданию новых технологических решений для увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи высоковязкой нефти на больших глубинах являются актуальными и позволяют расширить область применения тепловых методов разработки.

### **Цель работы.**

Решение научно-технической проблемы интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей на основе разработки и внедрения системы технологий и технических средств воздействия на призабойную зону скважин и пласт в различных геолого-физических условиях.

### **Основные задачи исследований.**

1. Научно-методическое обоснование технологий тепловых обработок скважин с использованием термогазовоциклического воздействия и повышение их эффективности.
2. Разработка системы технологических процессов применения теплового воздействия на призабойные зоны скважин и пласт в различных геолого-физических условиях.
3. Создание технологии термогидроциклического воздействия на трещиновато-пористый коллектор, насыщенный высоковязкой нефтью.
4. Разработка и испытание теплоэнергетического оборудования для термических методов.
5. Обоснование критериев выбора объектов для проведения теплового воздействия на призабойную зону.

## **Методы исследований.**

Аналитические и экспериментальные исследования процесса парогазового воздействия. Научное обобщение промысловых данных по испытанию процесса парогазотеплового и термогидроциклического воздействия на призабойную зону скважин и пласт.

### **Основные защищаемые положения.**

1. Результаты теоретических и экспериментальных исследований механизма формирования зон воздействия на нефтенасыщенный коллектор комбинированным газожидкостным теплоносителем.

2. Комплекс технологических процессов, позволяющих повысить эффективность нефтеизвлечения за счет:

- применения термогидродинамических импульсов для интенсификации теплообменных процессов в порово-трещиноватых коллекторах;

- сочетания термоциклических обработок скважин с использованием напора контурных вод.

3. Системный подход к эксплуатации месторождений, находящихся на различных стадиях разработки путем применения теплового воздействия на пласт и циклических обработок призабойных зон скважин, как взаимодополняющих технологий.

4. Геолого-физические критерии эффективного применения тепловых обработок призабойных зон скважин.

### **Научная новизна.**

1. Изучен и объяснен механизм формирования зон воздействия на нефтенасыщенный коллектор комбинированным парогазовым теплоносителем. Научно обоснована технологическая эффективность циклических обработок призабойных зон пласта парогазом.

2. На основе теоретических исследований и промысловых испытаний создана технология циклических обработок призабойных зон скважин с использованием парогазового теплоносителя (патент РФ № 1800007).

3. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена эффективность теплового воздействия на пласт и призабойную зону скважин в различных геолого-физических условиях.

4. Разработана новая энергосберегающая технология термоциклического воздействия на пласт в условиях карбонатного порово-трещиноватого коллектора (а.с. № 1351233).

5. Теоретическими исследованиями и промышленными испытаниями научно обоснован комплекс технологий, позволяющих увеличить коэффициент охвата пласта тепловым воздействием и нефтеотдачу (а.с. № 1487557, а.с. № 1231938, а.с. № 1631166).

6. Научно обоснованы геолого-физические критерии выбора объектов для проведения циклических обработок призабойных зон скважин.

#### **Практическая ценность.**

Основные положения диссертационной работы использованы при составлении:

- РД-39-0147035-214-87. Методическое руководство по проектированию применения теплоносителей при разработке нефтяных месторождений. - М.: Миннефтепром, 1987-253 с.;

- РД-39-Р-0147035-216-93. Инструкция на технологический процесс парогазового воздействия на миоценовые отложения нефтяных месторождений Краснодарского края.-Краснодар, 1993-18 с.

Основные результаты работы реализованы на производстве путем использования при подготовке технико-экономических обоснований и проектов теплового воздействия на месторождениях Зыбза-Глубокий яр, Каражанбас, Кенкияк, Усинское, Гремихинское и др., в частности:

- на месторождении Зыбза-Глубокий Яр опробована и внедрена технология циклических обработок призабойных зон пласта парогазовым теплоносителем:

а) для участков, находящихся на ранней стадии разработки (понтические отложения Южно-Зыбзинской площади);

б) для участков, находящихся на поздней стадии разработки (миоценовые отложения Южно-Карской площади);

- на месторождении Демьен-Запад (Венгерская республика) подтверждена технологическая эффективность процесса циклических обработок парогазовым теплоносителем;

- на месторождении Усинское в условиях карбонатного трещинно-кавернозного пласта испытана и внедрена технология термоциклического воздействия;

- при составлении технологической и проектно-сметной документации на разработку месторождений Ван-Еганское, Русское и оценке перспектив применения паротеплового воздействия на скважины и пласты по месторождениям Чешской республики (Жданице, Менин, Жатчаны, Карпаты и др.).

Составленные технологические схемы разработки месторождений высоковязких нефтей (Усинское, Каражамбас, Зыбза-Глубокий Яр и др.) с применением термических методов позволили обеспечить нефтеотдачу в пределах 28 – 55%

#### **Связь темы диссертации с плановыми исследованиями.**

Исследования проводились в соответствии с:

- постановлением СМ СССР от 26 августа 1976 г. N 700 «О наиболее полном извлечении нефти из недр»;

- целевой комплексной научно-технической Программой ГКНТ при СМ СССР на 1981-1985 гг. ОЦ.004 «Создание и широкое применение комплекса методов и технических средств для повышения нефтеотдачи пластов до 55-60% и интенсификации разработки нефтяных месторождений»;

- приказом по Министерству нефтяной промышленности от 15.01.87 г. N 27 «О мерах по обеспечению деятельности межотраслевого научно-технического комплекса «Нефтеотдача»;

- государственной научно-технической программой «Прогрессивные технологии комплексного освоения топливно-энергетических ресурсов недр России» 1993 г.;

- постановлением Правительства РФ от 06.03.96 г. N 263 «О федеральной целевой Программе «Топливо и энергия» на 1996-2000 гг.

#### **Апробация работы.**

Основные положения диссертации докладывались:

- на IV Международной конференции UNITAR/UNDR по тяжелой нефти и битуминозным пескам, 7-12 августа 1988 г., Эдмонтон, Альберта, Канада;

- на XII Международной научной конференции по геохимическим и физико-химическим проблемам при разведке и добыче нефти и газа «ПЕТРОЛ ГЕОХИМ 88», 17-22 октября 1988 г., г. Сольнок, ВНР;

- на V Европейском симпозиуме, Будапешт, 25-27 апреля 1989 г.;

- на научно-практической конференции в г. Казани, 16-18 октября 1990 г.;

- на VI Европейском симпозиуме по добыче нефти методами повышения нефтеотдачи, Ставангер, Норвегия, 21-23 мая 1991 г.;

- на V Международной конференции UNITAR/UNDR по тяжелым нефтям и битуминозным породам, 17-22 февраля, Каракас, Венесуэлла;

- на VIII симпозиуме SPE/DDE по повышению нефтеотдачи, Талса, Оклахома, США, 22-24 апреля 1992 г.;

- на конференции по добыче и переработке тяжелых нефтей, Дагомыс, Россия, 1993 г.;

- на II Международной конференции «Бизнес в области нефти и газа», г. Люхаговице, Южная Моравия, Чешская республика, 2-8 октября 1994 г.;

- на Международной конференции «Нефть и битумы», Казань, 1994 г.;

- на VI Международной конференции «Тяжелая нефть и битумы», 12-17 февраля 1995 г., Хьюстон, Техас, США;



- на I Международной конференции «Освоение месторождений трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей», Шепси, июнь 1997г.

### **Публикации.**

Основные положения диссертационной работы изложены в 33 печатных работах, в т.ч. в 4 монографиях, 7 авторских свидетельствах и патентах, 8 зарубежных публикациях. Материалы работы изложены в 13 фондовых отчетах по НИОКР, выполненных под руководством или непосредственном участии автора.

Автор благодарит своих коллег за участие в проведении лабораторных и промысловых экспериментов, а также в обсуждении полученных результатов: Э.И.Бекуха, А.А.Боксермана, А.Р.Гарушева, Р.Т.Дрампова, В.Г.Ишханова, Ю.Д.Лубенца, Ю.И.Сташка и др.

### **Структура и объем работы.**

Диссертация выполнена в виде научного доклада, подготовленного на основе опубликованных работ соискателя, обобщенных в итоговых монографиях «Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами», - М.: ОАО «Издательство Недр», - 1998-304с. и «Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами», - М., «Недра», - 1995-314с.

Научный доклад включает в себя общую характеристику работы, краткое содержание, заключение, список работ автора, содержащего 33 наименований и являющегося, в основном, совокупностью научных результатов, представляемых на публичную защиту. Доклад изложен на 70 страницах машинописного текста, включает 9 рисунков и 4 таблицы.

## **1. ЗНАЧЕНИЕ ТЕРМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ В ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ТЕНДЕНЦИЯ ИХ РАЗВИТИЯ**

Тепловые (термические) методы воздействия на нефтяной пласт - искусственные методы воздействия, повышающие нефтеотдачу в несколько

раз за счет одновременного наложения эффектов гидродинамического и термодинамического воздействия. Тепло в нефтепластовой среде оказывает влияние на все ее компоненты (твердые, жидкие, газообразные) и радикально изменяет связи и фильтрационные условия, что выражается в снижении вязкости нефти, увеличении ее подвижности, ослаблении структурно-механических свойств, снижении толщины граничных слоев, улучшении условий для капиллярной пропитки, переходе компонентов нефти в газообразное состояние, улучшении условий смачиваемости породы пласта вытесняющим агентом и, как следствие, увеличение коэффициента вытеснения и конечной нефтеотдачи.

Термические методы повышения нефтеотдачи пластов не имеют в настоящее время альтернативы при разработке нефтяных месторождений, содержащих высоковязкую нефть, и являются приоритетными среди других методов.

Интерес к тепловым методам извлечения нефти из пласта в России проявился давно. Еще в 1932 г. под руководством А.Б.Шейнмана и Д.Д.Дубровой в Краснодарском крае вблизи г. Нефтегорска впервые в мире был осуществлен процесс горения в истощенных майкопских отложениях. Эксперимент был поддержан Правительством СССР. Однако планы широкого применения тепловых методов были прерваны Великой Отечественной войной. Работы по применению тепловых методов были возобновлены через 10 лет после окончания войны по инициативе Н.К.Байбакова, вскоре после назначения его на должность председателя Краснодарского совнархоза. Эта инициатива привела к тому, что уже в 1965 г. на месторождении Зыбза-Глубокий Яр были проведены первые пароциклические обработки скважин, а в 1966 г. на месторождении Павлова Гора был продолжен эксперимент по внутрипластовому горению. Эта работа была проведена под конкретным руководством А.Р.Гарушева при серьезной поддержке Н.К.Байбакова, бывшего тогда председателем Госплана СССР. Вскоре в 1968-1969 гг. поротепловое воздействие начали

осуществлять на месторождениях Оха и Катангли (о. Сахалин). Одновременно с практическими работами в стране проводились теоретические исследования Э.Б. Чекалюком и К.А. Огановым по обоснованию и оптимизации методов теплового воздействия на пласт.

Математические методы расчета тепловых полей в пласте и вмещающих породах были выполнены Л.И. Рубенштейном, а затем продолжены М.Г. Пудовкиным с сотрудниками. А.А. Боксерман разработал метод расчета термического воздействия на пористо-трещиноватые пласты.

Теоретические и практические аспекты термозаводнения пористо-трещиноватых карбонатных пород изложены в недавно вышедшей монографии Ю.В. Желтова, В.И. Кудинова, Г.Е. Малофеева. Надежные и достаточно простые методы определения тепловых потерь при движении нагретой жидкости по пласту разработаны Г.Е. Малофеевым. Р.И. Медведским предложены способы оценки теплопотерь при движении нагретой жидкости в скважине, в том числе с целью создания в окружающих породах теплового аккумулятора для прогрева добываемой из пласта высоковязкой нефти им же предложен метод расчета конфигурации зон протаивания в мерзлых породах с учетом вертикальных тепловых потоков при закачке теплоносителя в скважины.

Значительный вклад в разработку термических методов внесен зарубежными учеными и он подробно освещен в известной монографии Ж. Бурже, М. Комбарну и П. Сурио.

Перечень авторов, внесших заметный вклад в развитие термических методов добычи нефти значителен и потому упомянуты только те разработки, которые были использованы в наших исследованиях или в проектах теплового воздействия, выполненных в НПО «Союзтермнефть». С созданием НПО «Союзтермнефть» началось планомерное осуществление крупномасштабных проектов на нескольких базовых объектах в различных районах СНГ (месторождения Усинское, Охинское, Катангли, Грем-

хинское и др.), на которых прошли испытания различные технологии и технические средства.

Концентрация сил и средств на базовых объектах, наряду с решением научно-технических проблем дает возможность переходить к промышленному освоению технологий и планомерно увеличивать добычу нефти. Как показала практика, более эффективно работы по термическим методам осуществляются на крупномасштабных объектах. Об этом свидетельствует и зарубежный опыт. Например, в США более половины действующих проектов реализуются на трех крупнейших месторождениях тяжелой нефти, расположенных в Калифорнии: Керн-Ривер, Белридж и Медуэй Сансет с запасами: 630, 225 и 960 млн.т, соответственно. На этих месторождениях термическими методами добывается более 20 млн. т нефти в год, что составляет 82% суммарной годовой добычи нефти в этой стране за счет паротеплового воздействия (ПТВ), а темп годового отбора составляет 1,3; 4,3 и 0,9% от балансовых запасов, соответственно.

Термические методы добычи нефти в России в настоящее время осуществляются на 12 промысловых объектах, в том числе процессы ПТВ (паротепловое воздействие) реализуются на 7 объектах, ВГ (внутрипластовое горение) - на 1 объекте, горячее заводнение - на 4 объектах [1, 10, 16].

Суммарно за весь период внедрения термических методов в России дополнительно добыто за счет термических методов воздействия 13,6 млн. т нефти. Средний паронефтяной фактор составил 3,0 т/т.

Большая часть этой добычи получена за счет ПТВ. Аналогично в США при объеме годовой добычи термическими методами порядка 30 млн. т за счет ПТВ добывается 85-90%. Такое соотношение объектов добычи отражает то обстоятельство, что паротепловой метод более экономичен и экологически безопасен, чем внутрипластовое горение, несмотря на то, что при первом тепло вносится в пласт с поверхности земли, а во втором вырабатывается в самом пласте за счет сгорания небольшого количества нефти. Однако, внутрипластовое горение требует для своего поддер-

жания значительно более дорогой техники, сложно в управлении процессом, а также не сняты возражения экологов. При глубинах продуктивного пласта до 800 м по энергозатратам они примерно равноценны, но по сумме факторов приоритет отдается паротепловому воздействию. Такова тенденция во всех странах, где применяются термические методы добычи нефти.

При термическом воздействии в пласте происходят сложные физико-химические процессы, знание которых позволит более рационально подходить к решению многих вопросов, связанных с разработкой месторождений с вязкими нефтями. Важность и актуальность этих работ не вызывает сомнения, поэтому исследования в данном направлении, совершенствование существующих технологий теплового воздействия, способы контроля и регулирования тепловых процессов, происходящих в различных геолого-физических условиях, технические средства для осуществления воздействия, наземное и внутрискважинное оборудование будут и должны постоянно совершенствоваться.

Тепловые методы, как и все другие методы разработки нефтяных месторождений, способствуют выполнению главной задачи развития нефтедобывающей промышленности - удовлетворению потребности страны в нефти при минимальных затратах труда и материальных средств и максимально возможном извлечении запасов нефти из недр.

На основании проведенного автором анализа опытных и опытно-промышленных работ по термическим методам воздействия на месторождениях с вязкими нефтями как в нашей стране, так и за рубежом были сделаны следующие выводы:

- тепловые методы воздействия являются и будут в обозримом будущем одними из важнейших методов разработки нефтяных месторождений как самостоятельно, так и в сочетании с другими способами активного воздействия на пласт;

- развитие и совершенствование тепловых процессов воздействия на нефтяной пласт связано со сложностью и многообразием технических и технологических задач, которые могут быть решены с привлечением различных отраслей промышленности, научно-исследовательских и конструкторских организаций;

- область применения активного теплового воздействия при разработке нефтяных месторождений достаточно широка и тем самым предопределяет эффективность и необходимость быстрого, где это целесообразно, применения в промышленных масштабах;

- применение теплового воздействия позволяет не только повысить эффективность разработки, но и включить в активную разработку многие месторождения высоковязких нефтей, находящихся ныне в консервации.

Из вышеизложенного видно, что задачи по развитию термических методов связаны с решением комплекса сложных научных и технических проблем, а также с проектированием и строительством скважин для термических методов добычи нефти. Решение этих проблем позволит существенно повысить темпы внедрения термических методов, а следовательно, получить значительную эффективность за счет повышения нефтеотдачи до 35-55% на трудноизвлекаемых запасах нефти.

Главная задача - получение в короткий срок однозначных результатов о технико-экономическом эффекте термических методов и нефтеотдаче в различных физико-геологических условиях, а также разработка и опробование технологий и технических средств для вовлечения в активную разработку месторождений с вязкими нефтями и ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности за счет применения термических методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Учитывая обусловленность приоритета ПТВ перед ВГ экономическими, экологическими и контрольно-регулирующими факторами, автор предполагает, что ПТВ еще долгое время будет играть главную роль среди термических методов как в России, так и в мире. Для осуществления ПТВ на ме-

сторождениях (объектах) с высоковязкой нефтью автор предлагает следующий сценарий. Объект разбуривается рядами скважин и начинается его эксплуатация на истощение. В скважинах нагнетательного ряда при снижении дебита до нижней границы рентабельности осуществляют паротепловые обработки скважин (ПТОС). Число циклов определяется по экономическому критерию. Затем в скважины нагнетательного ряда после создания оторочки пара нагнетается не нагретая вода и процесс разработки переходит в обычный ПТВ. В отдельных случаях нагнетание может не производиться, если объект подпирается активной контурной водой. ПТОС может осуществляться не только в скважинах нагнетательного ряда, но и в добывающих скважинах, особенно в тех случаях, когда объект насыщен высоковязкой нефтью.

При осуществлении ПТОС и создании паровой оторочки предлагается использовать в комбинации с паром топочные газы, образующиеся при нагреве воды (парогаз). Наличие инертного газа в паре в соответствии с известным в термодинамике положением позволяет повысить температуру конденсации и, следовательно, увеличить при одинаковых энергозатратах по сравнению с чистым паром глубину проникновения парагаза в пласт и тем самым увеличить зону охвата. Если количество инертного газа в паре с каждым циклом увеличивается при осуществлении ПТОС, то можно охватить парогазовым воздействием зону с большим радиусом, чем на предыдущем цикле.

Как показала практика, интенсификация добычи высоковязких нефтей связана с необходимостью усовершенствования и создания новых технологий и технических средств на базе большого комплекса лабораторных и промышленных исследований.

## 2. ПАРОТЕПЛОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ И ПАРОТЕП- ЛОВЫЕ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН СКВАЖИН КАК ВЗАИМОДОПОЛНЯЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕЙ

Тепловые методы являются единственным средством добычи высоковязких нефтей и битумов. Их можно разделить на две группы в зависимости от генерации тепла. В первой группе тепло генерируется на поверхности и доставляется в пласт такими теплоносителями как вода или пар. Во второй группе тепло генерируется непосредственно в пласте при сжигании части нефти, а горение поддерживается посредством закачки в пласт окислителя (например, воздуха, кислорода или их сочетания). Способы второй группы пока еще находятся в стадии разработки, поскольку еще не сняты все затруднения в их реализации, контроле за продвижением фронта и обеспечении экологических ограничений, поэтому методы первой группы получили более широкое распространение благодаря значительно меньшим затратам в техническом обеспечении.

В начале 50-х годов в США и Венесуэле начались эксперименты по паротепловому воздействию на пласт (ПТВ) на отдельных элементах пяти-точечной системы. Примерно в середине 50-х годов из ПТВ обособился в качестве самостоятельного метод паротепловых обработок призабойных зон скважин (ПТОС), который получил в настоящее время широкое распространение за рубежом. При недостаточной энергии пласта (например, гравитационной) ПТОС после 2-3 циклов уже не оправдывает производственных затрат и, тем самым, не может служить полной заменой ПТВ. Таким образом, ПТОС и ПТВ должны рассматриваться в качестве взаимодополняющих элементов в единой технологии добычи высоковязкой нефти и битумов.

В основе такого подхода лежит то обстоятельство, что при ПТВ трудно обеспечить равномерное движение нефти к добывающим скважинам из-

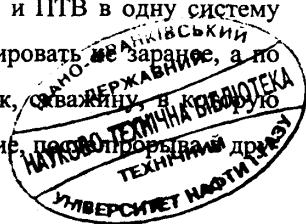


за высокой вязкости. Вытеснение вязкой нефти водой сопровождается образованием вязкостных языков. Вблизи нагнетательной скважины они более или менее равномерно распределены во все стороны. Однако на удалении от нагнетательных скважин они имеют тенденцию вытягиваться в сторону добывающих скважин, образуя “кинжальные” прорывы.

Вытеснение нефти водой при любом соотношении их вязкостей хорошо изучено теоретически для пяти- и семиточечных систем, которые преимущественно используются при разработке месторождений с высоковязкими нефтями. При теоретическом изучении обычно предполагают пористую среду однородной, и “кинжальные” прорывы определяют в направлении всех добывающих скважин элемента от центральной нагнетательной. Однако реальная пористая среда неоднородна и “кинжальный” прорыв чаще всего устремляется к какой-то одной скважине элемента по наиболее проницаемому пути. Нагнетаемый агент будет тогда добываться из нее, практически не производя полезной работы по вытеснению. В этом случае коэффициент охвата будет значительно ниже теоретического.

Радикальным способом увеличения охвата является переход к линейным однорядным системам с расстояниями между рядами добывающих и нагнетательных скважин большими, чем между скважинами в рядах. Однорядные системы собственно для того и предложены, однако, при этом нужно снизить фильтрационные сопротивления. Переход к площадным системам, которые используют именно для этих целей, в случае вязких нефтей, как было видно, мало пригоден. Однако, фильтрационные сопротивления можно снизить регулярным проведением ПТОС в добывающих скважинах. При этом снижаются прискважинные фильтрационные сопротивления, которые примерно равны внешним, т.е. между рядами.

Второе предложение по объединению ПТОС и ПТВ в одну систему состоит в том, чтобы нагнетательные ряды формировать не заранее, а по мере прорыва “языка” в соседнюю скважину. Так, скважину, в которой прорвался теплоноситель, переводят под нагнетание.



гую скважину и ее переводят в нагнетательную и т.д. В итоге образуются полилокальные блоки, по которым производится нагнетание пара, и будет равномерно вытесняться нефть, обеспечивая энергией скважины, в которых регулярно проводятся ПТОС.

### 3. АНАЛИТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ПАРА И ПАРОГАЗА НА СВОЙСТВА НЕФТИ И ПОРОД ПЛАСТА

К тепловым свойствам горных пород относят температуропроводность, теплопроводность и теплоемкость, которые определяют экспериментально в лаборатории или по данным наблюдения за температурными режимами в скважинах. Значения тепловых свойств горных пород используется при математическом моделировании термических методов воздействия на нефтяной пласт.

Наиболее важной и трудноопределяемой теплофизической величиной является теплопроводность нефтеводонасыщенных горных пород. Трудности по исследованию теплопроводности значительно возрастают в области высоких температур и давлений, т.е. при пластовых условиях в процессе термического воздействия.

В результате проведенных с участием автора серий исследований [ 1 ] на экспериментальной установке выявлено, что теплопроводность горных пород при соответствующих давлениях возрастает с ростом температуры. Причем изменение теплопроводности  $\lambda$  в интервале температур 25-400°C составляет для всех пород примерно 70%. С возрастанием плотности породы и уменьшением ее пористости наблюдается увеличение  $\lambda$ .

Исследования по определению теплопроводности нефтей проводились на специально созданной экспериментальной установке в интервале температур 20-180°C и при давлении 6,0 МПа. Измерению коэффициента теплопроводности были подвержены нефти месторождения Зыбза-

Глубокий Яр (кумский горизонт и миоценовые отложения участков Ново-Кипячный и Южно-Карский).

Проведенный анализ экспериментальных данных показал, что теплопроводность нефтей с увеличением температуры уменьшается. С повышением давления теплопроводность увеличивается.

Удельная теплоемкость нефти также является важным теплофизическим свойством, которое однако не достаточно исследовано. Поэтому нами исследовано более 50 образцов вязких нефтей Краснодарского края и Казахстана в интервале температур 20-250° С.

Все результаты были обработаны методом наименьших квадратов. Расчетное уравнение имеет вид:

$$C = C_{20} [ 1 + a (t - 20) ], \quad (1)$$

где  $C_{20}$  - удельная теплоемкость нефти при 20° С;

$a$  - температурный коэффициент теплоемкости.

Значения полученных величин  $C_{20}$  и  $a$  для исследованных нефтей приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Значения удельной теплоемкости исследуемых нефтей при 20°С и температурного коэффициента

| Месторождения                                 | $C_{20}$ ,<br>кДж/(кг·К) | $a \cdot 10^3$ ,<br>К <sup>-1</sup> |
|---|--------------------------|-------------------------------------|
| Зыбза-Глубокий Яр (Кумский горизонт)          | 1,945                    | 1,68                                |
| Зыбза-Глубокий Яр (уч-к Ново-Кипячий, миоцен) | 1,994                    | 1,58                                |
| Зыбза-Глубокий Яр (уч-к Южно-Карский, миоцен) | 1,976                    | 1,63                                |
| Каражанбас (горизонт Г)                       | 1,984                    | 1,73                                |
| Кенкияк (II-III среднеюрские отложения):      |                          |                                     |
| - скв.188                                     | 2,068                    | 1,29                                |
| - скв.472                                     | 2,071                    | 1,51                                |
| - скв.603                                     | 2,005                    | 1,93                                |

Исследование плотности вязких нефтей в интервале температур 20-350°С и давлении 0,1-6,0 МПа проводились на установке, описанной в книге В.А. Кирилина и А.Е. Шейдлина. Результаты исследований показали, что изотермическая плотность увеличивается с давлением, а изобарическая - с ростом температуры. Для нефтей различных месторождений при температуре 20°С изменение плотности при изменении давления от 0,1 до 6,0 МПа составляет 2,6-3,0%, а при температуре 350°С - 10-12%. Изобары в интервале температур 20-250°С во всем диапазоне давлений имеют прямолинейный характер.

В лабораторных условиях были проведены исследования образцов продуктивных отложений месторождений Зыбза-Глубокий Яр, Кенкияк и Ахтырско-Бугундырское, на которых реализовывались термические методы воздействия. Исследуемые образцы пород были представлены алевритами, песками, алевролитами и песчаниками, характеризующимися большим разнообразием коллекторских свойств. Исследованию были подвержены как сухие породы, так и водонасыщенные в естественном состоянии.

Тепловые свойства горных пород продуктивных горизонтов приведенных месторождений изменяются в довольно широких пределах, что связано с изменением плотности пород, пористости, размеров и формы зерна, гранулометрического состава и т.д. Например, теплопроводность породы увеличивается с ростом ее плотности.

Проведенные исследования показали, что определенное влияние на теплофизические характеристики оказывает гранулометрический состав пород. С повышением содержания мелких частиц в образцах теплопроводность их увеличивается. Для насыщенных пород преобладающее влияние на теплопроводность оказывает величина насыщенности. Например, для сарматских отложений Ахтырско-Бугундырского отложения теплопроводность нефтенасыщенных пород увеличивается в 5-6 раз по сравнению с теплопроводностью тех же сухих проэкстрагированных пород.

#### 4. МЕХАНИЗМ ВЫТЕСНЕНИЯ ВЯЗКОЙ НЕФТИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ

Простейший способ доставки тепловой энергии в пласт - нагнетание нагретой воды или водяного пара. Вода является наиболее доступным и дешевым теплоносителем и при этом обладает высокой теплоемкостью. Еще более эффективен пар, имеющий большее теплосодержание за счет скрытой теплоты фазового перехода, что позволяет переносить более значительное количество тепла с единицей массы теплоносителя.

Положительное влияние на нефтеотдачу, оказываемое при нагнетании нагретых теплоносителей в пласт, обусловлено различными физическими процессами, краткое описание которых дано ниже.

При повышении температуры вязкость нефти существенно уменьшается и, как результат, снижается фазовый расход воды в потоке двухфазной смеси, что означает увеличение добычи нефти на единицу нагнетаемого теплоносителя. В диапазоне температур, который обеспечивается нагнетанием горячей воды, отношение  $\mu_n/\mu_b$  может изменяться весьма значительно, уменьшаясь порой на два порядка. Таким образом, существенным фактором повышения нефтеотдачи пласта при нагнетании горячего теплоносителя является снижение вязкости нефти и отношений подвижностей нефти и воды.

При разогреве нефтяного пласта происходит термическое расширение всех его составляющих (жидкостей и коллектора). Но, поскольку коэффициенты термического расширения флюидов выше, чем у твердых веществ, нефть увеличивает свой объем в большей степени, чем поры коллектора. В результате часть нефти вытесняется из пор. Это явление наиболее заметно для легких нефтей, т.к. с увеличением плотности нефти коэффициент термического расширения её уменьшается. Термическое расширение нефти является важным фактором повышения нефтеотдачи пласта и позволяет снизить остаточную нефтенасыщенность на 2-10%.

Когда порода коллектора смачивается водой в меньшей степени, чем нефтью, то в некоторых случаях при росте температуры происходит десорбция, компонентов нефти, адсорбированных на породе. Это случается тогда, когда с ростом температуры смачиваемость коллектора водой увеличивается. Когда же порода смачивается водой лучше, чем нефтью, то единственным параметром, определяющим межфазное взаимодействие, является поверхностное натяжение систем нефть-вода, значение которого с повышением температуры уменьшается. Улучшение смачиваемости коллектора водой и уменьшение поверхностного натяжения на границе нефть-вода способствуют повышению нефтеотдачи пласта.

При закачке водяного пара он проходит по уже разогретым первыми его порциями в виде «языков» участкам пласта. На этих участках после прохождения фронта прогрева имеется некоторое количество остаточной нефти. При контакте с паром более легкие фракции остаточной нефти переходят в газовую фазу и вместе с паром достигают фронта прогрева, где и конденсируются. При этом образуется смесь нефти начального состава и сконденсировавшихся фракций. Содержание легких фракций в этой смеси более высокое, чем в исходной нефти, благодаря чему эта смесь имеет более высокую подвижность.

Все описанные выше физические процессы способствуют более эффективному вытеснению нефти из пласта, однако, их влияние по разному сказывается при работе с нефтями различной плотности. Так, например, для более тяжелых нефтей снижается влияние термического расширения на эффективность добычи. Основными факторами повышения нефтеотдачи при этом становятся изменение соотношения подвижностей и увеличение смачиваемости коллектора.

При тепловом воздействии на пласт перегретый пар практически не используется из-за того, что вблизи кривой насыщения при нагреве пара на  $1^{\circ}\text{C}$  приращение энергии составляет  $0,1\%$  при давлении  $2\text{ МПа}$  и  $0,2\%$  при давлении  $10\text{ МПа}$ . Столь незначительные приращения энергии, привно-

симой в пласт, не окупают затрат на усложнение технологического оборудования в связи с увеличением температуры теплоносителя и увеличивающихся теплотерь при транспортировке пара. Поэтому на промыслах используют сухой или влажный насыщенный пар. При рассмотрении процесса вытеснения паром в пласте выделяют три основные зоны в направлении течения теплоносителя (рисунок 1).

Зона 1. В зоне существуют 3 фазы: вода, смесь жидких углеводородов и газ. Температура близка к постоянной (с некоторым снижением при удалении от границы ввода пара в соответствии с зависимостью температуры насыщения от давления). Нефтенасыщенность также изменяется за счет гидродинамического вытеснения нефти из этой зоны и вследствие испарения легколетучих компонентов.

Зона 2. В этой зоне водяной пар и углеводородные фракции конденсируются при их контакте с холодным коллектором. Локальные температуры коллектора и наполняющих его фракций сильно отличаются, что обеспечивает весьма высокую интенсивность теплообмена между ними.

Процессы в этой зоне аналогичны процессам, происходящим при вытеснении горячей водой.

Зона 3. В этой зоне происходит процесс изотермического вытеснения нефти водой при пластовой температуре.

Процесс паротепловой обработки скважины (ПТОС), от описанных выше процессов отличается тем, что нагнетание теплоносителя и добыча нефти производятся через одну и ту же скважину. Сначала в скважину нагнетается пар (фаза нагнетания). Затем скважина закрывается и выдерживается некоторое время, необходимое для того, чтобы пар, сконденсировавшись, передал свою теплоту коллектору и нефти (фаза выдержки). Последняя фаза - фаза извлечения нефти состоит в отборе сначала сконденсировавшегося пара в виде воды, а затем - водонефтяной смеси. После этого начинается новый цикл воздействия на пласт.

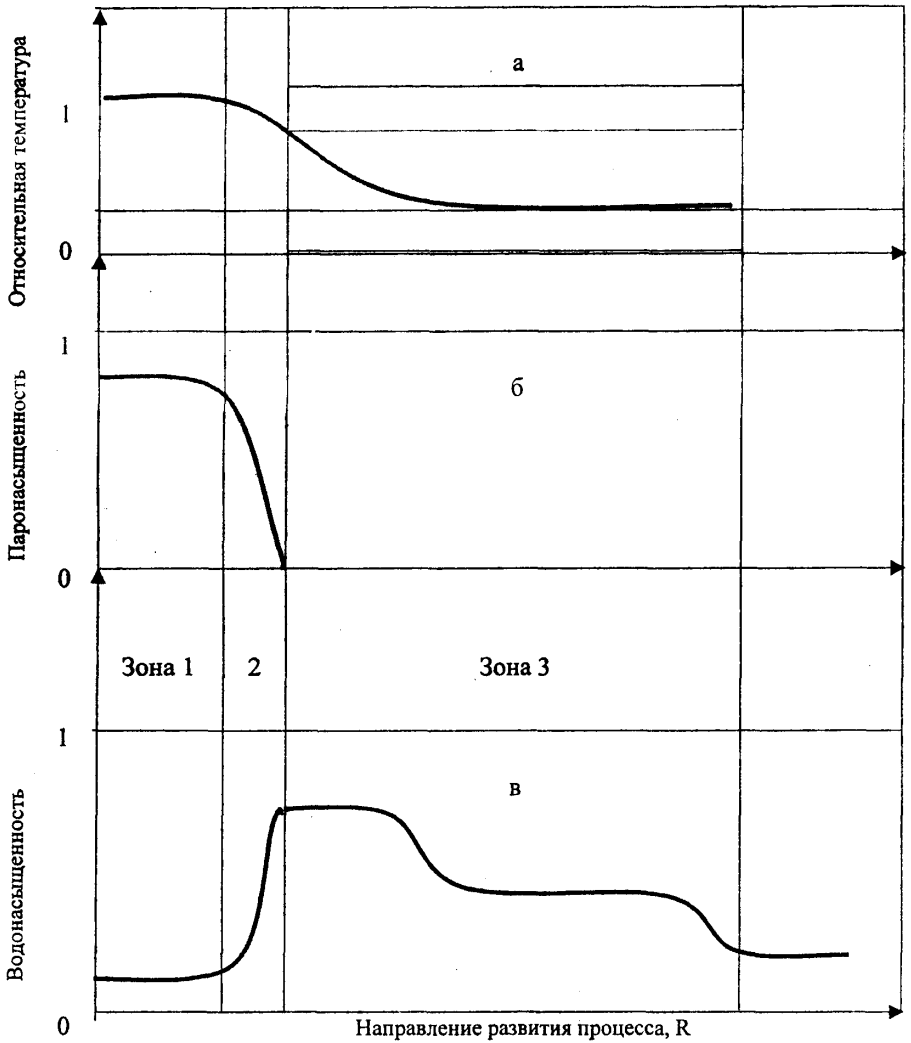


Рисунок 1 – Профиль температуры (а), паронасыщенности (б) и водонасыщенности (в) при одномерном вытеснении нефти водяным паром



В большинстве скважин после проведения ПТОС значительно увеличивается дебит на достаточно продолжительное время.

Осмысление этого факта позволило значительно прояснить механизм извлечения вязкой нефти паром и конденсатом. Для воды и вязкой нефти характерно резкое различие в отношении вязкостей от одного до нескольких порядков, а для пара тем более. Поэтому вытеснение нефти водой и паром сопровождается неустойчивостью с образованием длинных “языков”. В результате их срастания в отдельных местах образуются каналы фильтрации воды или пара с многочисленными неподвижными целиками нефти между ними. Очевидно, вода пробивает себе дорогу по наиболее проницаемым участкам пористой среды, используя крупные поры, а нефтенасыщенные островки (линзы) составляют участки из наиболее мелких пор с малой проницаемостью. Аналогичную концепцию вытеснения маловязкой нефти водой под названием «ручейковой» развивает Р.И. Медведский на основе накопленного опыта разработки Тюменских месторождений.

Извлечь нефть из островков можно только за счет капиллярной пропитки, если порода смачиваемая. При охлаждении пара, как только он превратится в конденсат, начинается активное вытеснение нефти конденсатом по известным механизмам капиллярной прямоточной и противоточной пропитки. Поэтому этап между закачкой пара и пуском скважины в добычу получил название фазы пропитки по наиболее характерному процессу, протекающему в этот период. Очевидно, длительность пропитки определяется временем превращения пара в конденсат и временем капиллярной пропитки островков (блоков) нефти. Последнее же определяется их размерами. Поэтому в литературе нет и не может быть четких рекомендаций в отношении длительности фазы пропитки. Длительность является сугубо индивидуальной характеристикой коллектора и вязкости нефти.

Различают капиллярную прямоточную и противоточную пропитку. Для данного процесса в рассмотренной нами последовательности (закачка,

выдержка, добыча) скорее всего характерна противоточная пропитка. Ее можно представить следующим образом. Тело островка (блока) пронизывается капиллярами разных размеров, они неоднократно между собой пересекаются в узлах. Канал малого диаметра, пересекаясь с каналом большого диаметра, образуют U-образную трубку, погруженную двумя своими концами в конденсат. Поскольку капиллярное давление тем больше, чем меньше радиус трубки, возникает перепад давления, перегоняющий нефть из трубки малого диаметра в трубку с большим диаметром, которая вытесняется в высокопроницаемую часть пласта. Процесс заканчивается, как только вода достигнет узла, соединяющего трубки разных диаметров. Капиллярная прямоочная пропитка протекает по той же схеме, если соединены трубки разных диаметров, направленных по разные стороны блока. Здесь процесс пропитки также заканчивается в месте стыка двух трубок.

Очевидно, капиллярная противоточная пропитка охватывает только приповерхностную зону блока (островка), в то время как прямоочная пропитка может пронизывать, по крайней мере, половину блока при равной вероятности встречи трубок с диаметрами большим и меньшим размеров. Чтобы эта пропитка не превратилась в межфазную, необходимо протолкнуть конденсат по глубине.

Для этой цели необходимы импульсы гидродинамического давления, которые автор работы систематически использовал с целью повышения процесса теплового воздействия. Эти импульсы играют здесь такую же роль, как и при заводнении пористо-трещиноватых сред. Эффективность импульсов или циклического заводнения довольно высока при разработке нефтяных месторождений с небольшим различием вязкостей нефти и воды. В этом направлении широко известны работы А.А. Боксермана, А.Т. Горбунова, Ю.П. Желтова, М.Л. Сургучева, Р.И. Медведского и др. При большом различии вязкостей требуется дополнительное внедрение в пласт теплоносителя и несколько иная реализация импульсов. Например, при ПТОС для того, чтобы добиться более полного извлечения нефти из бло-

ков, после остановки на пропитку в первом цикле ПГОС можно продолжать закачку еще одной порции пара в количестве от 10 до 30% от объема введенной паровой порции и вновь остановить на пропитку. Неустановившиеся гидродинамические процессы при повторной закачке будут способствовать в свете изложенного более глубокому проникновению конденсата пара в блоки. Только затем следует пустить скважину в эксплуатацию (а.с. 1487557) [ 28 ].

Преимущество импульсного воздействия перед непрерывным обосновано нами в [ 32 ] на простой математической модели закачки теплоносителя в порово-трещиноватый пласт. Предполагалось, что пласт рассечен серией горизонтальных трещин на слои, состоящие из блоков одинаковых размеров. Блоки прогреваются со стороны горизонтальных и вертикальных трещин, а во вмещающие породы тепло проникает только через блоки. В рамках модели Маркса-Лонгенхейма, модифицированной применительно к данному случаю установлено, что при непрерывной закачке теплоносителя возможен случай, когда утечка тепла в вертикальном направлении через кровлю и подошву превышает перенос тепла в горизонтальном направлении, т.е. в данном случае вместо обогрева нефти производится обогрев вмещающих пласт пород. По этой причине, в частности, импульсное тепловое воздействие на пористо-трещиноватый пласт является более эффективным, чем непрерывная закачка теплоносителя.

Рассмотрены и другие способы интенсификации процесса, состоящие во вводе в теплоноситель стимулирующих агентов. В качестве стимулятора часто используется какой-либо газ или смесь газов. В качестве газа используется метан, этан, воздух или топочный газ, состоящий из смеси воздуха, азота и двуокиси (закиси) углерода. Газ или смесь газов может закачиваться как до, так и после закачки теплоносителя или одновременно с ним (парогаз). Предметом исследования является технология закачки парогаза, при которой одновременно в пласт закачивают пар совместно с топочным газом, образующимся при сжигании топлива. Вместе с топочным

газом в паре присутствует и свободный воздух, не принявший участие в горении из-за его избыточной подачи в генератор.

Свободный газ в паре позволяет снизить упругость его паров и, следовательно, при одном и том же давлении продвинуть фронт пар-конденсат дальше, чем чистый пар. Еще большего эффекта в глубине продвижения пара в пласт можно достичь, если от цикла к циклу увеличивать содержание в паре газа (патент 1800007) [ 31 ].

Механизм вытеснения нефти здесь заключается в следующем. При закачке пара двуокись углерода диффундирует в нефтяные блоки (островки) дополнительно по сравнению с теплом за счет растворения в нефти разжижает и увеличивает ее объем. Азот и воздух, оставаясь в свободной фазе, поскольку они растворяются в воде и нефти значительно в меньшей степени, чем углекислый газ, устремляются вверх к кровле пласта. После фильтрации газ попадает в конденсатные языки и в силу эффекта Жамена накапливается в крупных порах и резко снижает их фазовую проницаемость. Таким образом, он выравнивает фронт. Для облегчения прорыва инертного газа выгодно приостанавливать закачку, что предусматривает предложенный способ импульсного воздействия на пласт (патент 1800007) [ 31 ]. В режиме отбора инертный газ и выделившийся вследствие снижения давления углекислый газ выполняют роль агента, вытесняющего нефть к скважине.

В период выдержки в призабойной зоне происходит постепенная конденсация пара с передачей скрытой теплоты в менее нагретые участки в основном по простиранию пласта, которые в наименьшей степени контактировали с паром в период его закачки. Поэтому время выдержки должно быть не меньшим по сравнению со временем полной конденсации пара. Несмотря на большую важность данной задачи, она не получила должного внимания судя по известным автору литературным источникам.

Прежде всего, заметим, что исследованиями установлено - после прекращения закачки пара давление в занятой им зоне снижается значительно

быстрее, чем протекают процессы теплообмена, т.к. это снижение происходит в режиме близком к адиабатическому. При этом конечные значения давления и сухость пара можно определить по диаграмме в координатах энтальпия-энтропия, которая строится по табличным данным для пара, приведенным в полных курсах технической термодинамики. При адиабатическом расширении парового объема несколько уменьшается его температура и сухость, а давление в зоне влияния скважины, включая паровую зону, выравнивается. Вслед за этим начинается процесс изотермической конденсации. При этом в зоне, занятой паром, между собственно паром и его конденсатом устанавливается термодинамическое равновесие, т.е. температуры и давления в обеих фазах одинаковы, а изменяется только степень сухости и, соответственно, объем пара. Различие между ними существенно уменьшается по мере приближения к критической температуре  $T = 374^{\circ}\text{C}$  и давлению  $p = 22,084\text{ МПа}$ . При этом сравниваются энтальпия пара и конденсата, вследствие чего на больших глубинах или больших давлениях закачки эффект от парового воздействия не выше эффекта от закачки горячей воды.

Однако, даже новый подход к изучению проблемы по оценке времени конденсации пара при проведении ПТОС показал, что для расчетов конденсации пара и перераспределения тепловых полей, в т.ч. с учетом языкообразования не дает однозначного решения аналитическим путем технологической задачи и требует наличия информации о многих физических параметрах, которые практически невозможно собрать заранее. Поэтому конкретные решения следует принимать на основе замеров в опытных скважинах и переносить их на соседние. В частности, решение о времени пуска скважины в эксплуатацию можно принять на основе замера давления и температуры на ее забое. Если давление окажется меньше давления насыщения при данной забойной температуре, то это означает, что процесс конденсации завершен и скважину можно пускать в эксплуатацию. По мере накопления данных на опытном участке срок выдержки может быть

адаптирован на другие скважины месторождения по мере вовлечения их в эксплуатацию термическими методами.

Это обстоятельство обусловлено, главным образом, энергоэкономическими аспектами технологии и наукоемким сопровождением их при промышленном внедрении.

## 5. ОЦЕНКА ВРЕМЕНИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ ЗАВЕРШЕНИЯ СТАДИИ ПАРОПРОПИТКИ ДО НАЧАЛА СЛЕДУЮЩЕГО ЦИКЛА

После закачки пара и паропропитки наступает период эксплуатации скважины. В первую очередь, из скважины после ее пуска откачивается конденсат с нефтью, вытесненной из блоков в зоне теплового воздействия. Затем начинает поступать нефть из-за пределов зоны, охваченной тепловым воздействием. При движении к скважине нефть, проходя через зону прогрева, нагревается.

Благодаря этому снижается вязкость нефти, чем обеспечиваются высокие дебиты, превосходящие те, которыми характеризовалась скважина до закачки пара. По мере уменьшения температуры нагретых пород дебиты скважины будут снижаться.

Поскольку основная часть нефти добывается именно в этот период, возникает необходимость в определении времени обогрева породами протекающей по пласту нефти.

Для решения этой задачи была создана математическая модель, в большей степени по сравнению с существующими отражающая основные нюансы механизма притока нефтеводяной смеси к забоям добывающих скважин после применения ПТОС. Модель достаточно подробно изложена в монографии [32] и использует схему Ловерье для подсчета утечек тепла в кровлю и подошву пласта. Схема Ловерье позволяет дать замкнутое решение задачи только в изображениях по Лапласу. Решения в оригиналах по-

лучено с использованием метода обращения изображений, предположенного Р.И. Медведским.

В виду незначительной скорости распространения тепла оно в малой степени рассеивается в породе и затем частично возвращается от отбора нефти, которая добывается из скважины после паротепловой обработки. Температура  $T$ , до которой нагревается нефть определяется по формуле:

$$T = T_n - (T_n - T_i) \cdot \frac{\alpha \sqrt{\pi \tau}}{1 - \alpha \sqrt{\pi \tau}} \cdot \sqrt{\frac{\tau}{\tau + 2\tau_0}}; \quad (2)$$

где  $T_n, T_i$  – температура закачиваемого пара и начальная температура пор,

$\alpha = \frac{2(c\rho)_r}{(c\rho)_{nn}}$  - отношение объемной теплоемкости пород к объемной теплоемкости пара (при забойном давлении в период закачки,

$\tau$  – безразмерное время, определяемое через физическое время  $t$  по зависимости:

$\tau = \frac{\alpha \cdot t}{h^2}$

$$\tau = \frac{\alpha \cdot t}{h^2} \quad (3)$$

где  $\alpha$  – теплопроводность породы;

$h$  – мощность пласта;

$\tau_0$  – безразмерное время закачки пара.

По найденной температуре  $T$  и зависимости от нее вязкости определяют дебит скважины по формуле:

$$q_n = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu_n(T_i) \ln \frac{r_k}{r_n} + \mu_n(T) \ln \frac{r_n}{r_c}}, \quad (4)$$

где  $r_k, r_n, r_c$  – радиусы контура питания, зоны воздействия паром и скважины;

$\mu_n(T_i)$  – вязкость при начальной температуре пласта в зоне  $r_n < r < r_k$ , не

подвергавшейся воздействию;

$\mu_n(T)$  - вязкость при температуре  $T$ , зависящей от времени с начала эксплуатации скважины.

Результаты расчетов использованы при разработке методики расчета процесса пароциклической обработки скважин для таких месторождений как Усинское, Гремихинское, Зыбза-Глубокий Яр и др. [ 1, 2, 6, ].

## 6. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПАРОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ

Проведенный обзор научно-технической литературы по лабораторным исследованиям показал достаточно высокую технологическую эффективность комбинированных (газожидкостных) теплоносителей по отношению к однокомпонентным. Однако для того, чтобы разработать методику проведения исследований и одновременно получить наиболее полную информацию о процессе были экспериментально оценены возможные механизмы воздействия, которые дополнительно возникают при добавлении к теплоносителю газовой фазы.

Первое, что необходимо отметить - это чрезвычайно большое отличие физических свойств газов от свойств жидкостей. Имеются ввиду вязкость и плотность газов. Высокая подвижность газа, во много раз превышающая подвижность воды и, тем более нефти, может приводить к прорывам газа и образованию высокопроницаемых фильтрационных каналов. Такой характер движения газа может в большой степени изменить систему фильтрационных потоков в пористой среде по сравнению с фильтрацией только жидкостей. С другой стороны, сравнительно невысокая плотность газов предопределяет его преимущественную фильтрацию в прикровельных зонах продуктивного пласта, т.е. в большой степени могут проявиться эффекты гравитационного разделения жидкостей и газов в пористой среде. Описанные эффекты, возникающие при добавлении газов к теплоносителям, мо-



гут оказать влияние как на коэффициент вытеснения нефти из пористой среды, так и на охват пласта воздействием закачиваемых агентов [ 9, 12, 21, 23 ].

Добавление газа к теплоносителю приводит к возникновению трехфазного потока в пористой среде вода-нефть-газ. В гидрофильной породе газ является несмачивающей фазой. Следовательно, в процессе вытеснения газ будет занимать некоторую часть объема, который при вытеснении одним только теплоносителем был бы занят нефтяной фазой, т.е. остаточная нефтенасыщенность при добавлении газа может снизиться. С другой стороны, закачка газа вместе с теплоносителем приводит к более интенсивному перемещению передней границы тепловой волны, т.к. часть объема, занятого теплоносителем, замещается газовой фазой. Трехфазность потока приводит к еще одному эффекту. Наличие газовой фазы в случае, когда в качестве теплоносителя используется водяной пар, приводит к снижению температуры в зоне пара в соответствии с его парциальным давлением. Вводимая в пласт энергия при этом остается той же самой. Следовательно, добавление газовой фазы к пару приводит к более широкому охвату пласта теплом. Необходимо отметить, что при тепловом воздействии не требуются чрезмерно высокие температуры теплоносителя. Достаточно нагреть нефть до 100-120°C. Поэтому снижение температуры при добавлении газовой фазы не должно вызывать отрицательных эффектов. При этом нельзя забывать о том, что снижение температуры приводит к уменьшению теплотеперь из продуктивного пласта в окружающие породы и, таким образом, тепло используется более эффективно.

При использовании в качестве теплоносителя горячей воды добавление газовой фазы обеспечивает обмен между газовой и жидкой фазами. В газовую фазу в прогретых зонах пласта переходят легкие фракции нефти, которые переносятся газом в непрогретые зоны, конденсируются, облегчают еще непрогретую нефть и создают эффект частично смешивающегося вытеснения. Таким образом, для случая закачки в пласт горячей воды по-

является новый механизм. Помимо этого, в газовую фазу в прогретой части пласта испаряется часть воды (в соответствии с парциальными давлениями). В паровом состоянии эта вода переносится в область впереди прогретой зоны и конденсируется, в результате чего выделяется тепло и, таким образом, размер прогретой зоны увеличивается по сравнению со случаем, когда в пласт закачивается только горячая вода.

При использовании в качестве теплоносителя водяного пара описанные выше механизмы действуют в зоне горячей воды, перемещающейся впереди зоны пара.

Эффективность добавления газа к теплоносителю зависит от состава газа. Можно разделить эти газы на хорошо- и плохорастворимые в жидкостях (нефти и воде). К растворяющимся газам можно отнести углекислый газ и углеводородные газы, к плохорастворяющимся - азот и смеси газов с большим его содержанием (например, газообразные продукты сгорания топлива при использовании воздуха). Если к теплоносителю добавляется газ, хорошо растворяющийся в нефти, может проявиться механизм, связанный с изменением ее физических свойств. Так, например, растворение углекислого газа в нефти приводит к уменьшению ее вязкости и также к разбуханию нефти и, соответственно, ее объема. Степень разбухания нефти зависит от давления, температуры, состава нефти и мольной доли углекислого газа, растворившегося в нефти. Другая часть газа (плохорастворимые компоненты) будет участвовать в механизмах, описанных выше. При малых концентрациях растворяющихся газов, по-видимому, не следует ожидать существенных эффектов, связанных с изменением свойств нефти за счет растворения в ней газов [ 12, 22 ].

Величину охвата пласта воздействием, по-видимому, необходимо связывать с различием в плотностях жидкой и газообразной фаз и с последовательностью (очередностью) закачки агентов.

При одновременной закачке в пласт горячей воды и газа можно ожидать, что газовая фаза будет фильтроваться по самым высоколежащим зо-

нам продуктивного пласта. При такой схеме распределения потоков не будет происходить взаимного влияния воды и газа на одну и ту же зону пористой среды. Газ будет работать в вышележащих зонах, а вода - в пониженных участках продуктивного пласта.

Когда в продуктивный пласт производится совместная закачка водяного пара и газа, гравитационное разделение агентов также будет иметь место. Однако в этом случае по прикровельным зонам продуктивного пласта будут фильтроваться газ и влажный насыщенный пар. При контакте пара с не нагретыми зонами пласта будет проходить его конденсация. Часть сконденсировавшейся воды будет фильтроваться по каналам, образованным газовой фазой. Другая часть конденсата из-за разности плотности нефти и воды может перетекать в пониженные зоны продуктивного пласта и обеспечить определенный коэффициент нефтевытеснения в этих зонах (вытеснение нефти водой).

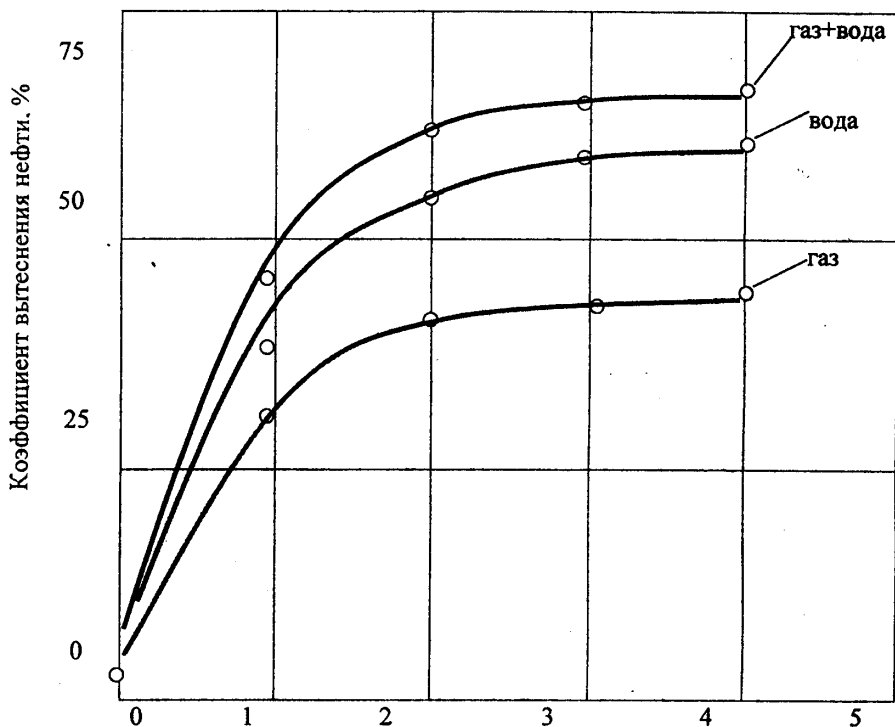
Большое влияние на охват пласта воздействием может оказать последовательность закачки агентов. Это связано с тем, что первоначально закачиваемый агент создаст в продуктивном пласте определенную систему фильтрационных каналов, расположенных в массе пористой среды, насыщенной высоковязкой нефтью. Таким образом, первоначально закачиваемый агент создает зоны наименьшего сопротивления для закачиваемого следом агента. Конечно, и в этих случаях определенное воздействие на процесс будут оказывать эффекты гравитационного разделения фаз, но их влияние будет иметь подчиненное значение, т.е. будет зависеть от последовательности закачки агентов в продуктивный пласт. Так, например, если сначала в пласт закачивается газ, а затем горячая вода или водяной пар, водяная фаза будет перемещаться по путям, проторенным газовой фазой в прикровельных зонах пласта. Движение воды в пониженной части пласта будет происходить с малой интенсивностью, т.к. различие плотностей воды и нефти сравнительно невелико. С другой стороны, если в пласт сначала закачивается горячая вода, а затем газ, последний будет фильтроваться

сначала по каналам, промытым горячей водой, и лишь на более поздней стадии процесса газ будет устремляться в вышележащие зоны пласта.

Перед проведением циклических обработок парогазовым теплоносителем непосредственно в промысловых условиях была проведена серия лабораторных исследований на физической модели пласта, которая отвечала основным параметрам продуктивных отложений понтического горизонта Южно-Зыбзинской площади месторождения Зыбза-Глубокий Яр Краснодарского края, а парогазовая смесь соответствовала вырабатываемой установкой "Дракон".

Первый этап лабораторных исследований включал в себя моделирование технологического процесса с использованием газожидкостного теплоносителя и имел цель подтвердить преимущество газожидкостного теплоносителя перед однокомпонентными и также оценить оптимальный состав парогазовой смеси, ее температуру и конечную нефтеотдачу.

Первоначально при одинаковых термодинамических параметрах была проведена сравнительная серия экспериментов по определению технологической эффективности для циклических обработок газообразным, водным и газодымным теплоносителем. Результаты этих исследований представлены на рисунке 2, который свидетельствует о высокой технологической эффективности газожидкостного теплоносителя (коэффициент вытеснения нефти на 4-м цикле обработки составляет 62,5%). Были проведены исследования по определению оптимального количества воды в газо-жидкостном теплоносителе и углекислого газа в газообразной форме теплоносителя (рисунок 3,4). Исследования показали, что при данных термодинамических параметрах теплоносителя и составе его газовой фазы ( $N_2$  - 85%;  $CO_2$  - 15%) оптимальным соотношением "вода - газ" его является 50:50 (рисунок 3). При исследовании влияния состава газовой фазы на технологическую эффективность соотношение "вода-газ" составляло 50:50, а в составе газовой фазы количество  $CO_2$  изменялось от 0 до 100% (рисунок 4). Исследовались также зависимости коэффициента вытеснения

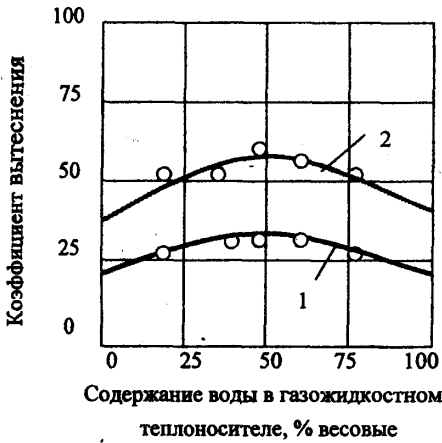


Количество циклов обработки

Параметры теплоносителей: температура 423 К; давление 16 МПа

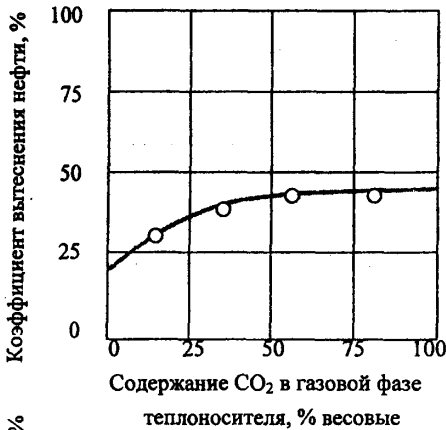
Рисунок 2 – Динамика изменения коэффициента вытеснения нефти для различных теплоносителей в зависимости от количества циклов обработки

нефти от температуры газожидкостного теплоносителя при его предельных параметрах, которые показали, что с ростом температуры теплоносителя технологическая эффективность возрастает (рисунок 5).



Давление теплоносителя 16 МПа  
1 – 423 К; 2 – 523 К

Рисунок 3 - Зависимость коэффициента вытеснения нефти от содержания воды в газожидкостном теплоносителе при постоянном составе газовой фазы ( $N_2$ -85%;  $CO_2$ -15%)



Параметры теплоносителя:  
- температура 423 К;  
- давление 16 МПа.

Рисунок 4 - Зависимость коэффициента вытеснения нефти от содержания  $CO_2$  в газовой фазе теплоносителя при постоянном соотношении (вода: газ) = (50:50)% весовые



Параметры теплоносителя:  
- соотношение, % весовые:  
вода: газ = 50:50;  
газ:  $N_2$  – 85;  $CO_2$ -15;  
- давление 16 МПа.

Рисунок 5 - Зависимость коэффициента вытеснения нефти от температуры газожидкостного теплоносителя

Второй этап лабораторных исследований включал в себя определение по длине линейной модели пласта скорости диффузии газовой смеси в нефть при различном времени выдержки и температурном режиме [ 21, 22, 23 ].

Полученные результаты показали, что газосодержание в нефти зависит от температуры закачиваемых агентов, времени выдержки перед началом отбора после обработки газожидкостным теплоносителем. Установлено, что в прогретой зоне газосодержание в 1,2-2,7 раза выше, чем в "холодной" непрогретой зоне модели пласта.

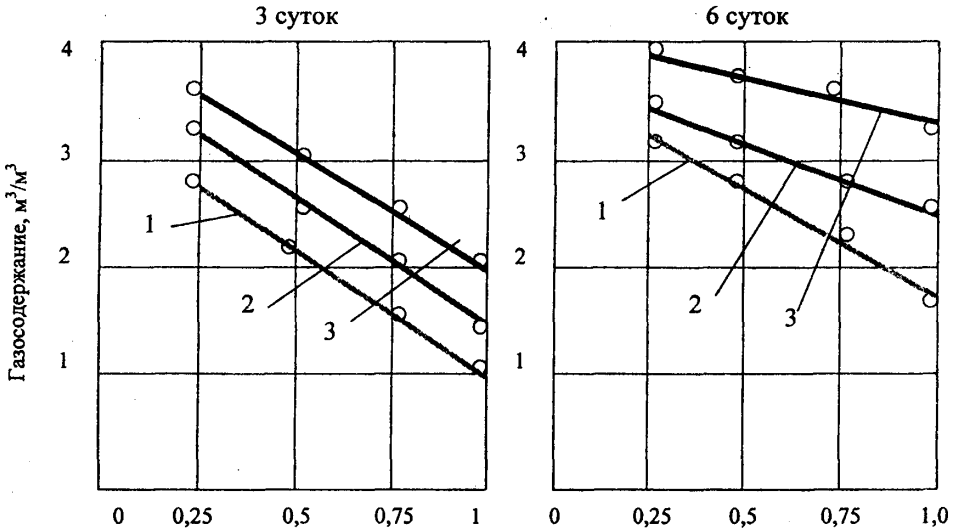
С увеличением продолжительности выдержки с 3 до 10 суток газосодержание возрастает в 1,6 раза и наибольшего абсолютного значения достигает при температуре 150°С и времени выдержки 10 суток (рисунок 6).

Определения величин коэффициентов термического расширения и сжимаемости нефтегазовой смеси показали незначительную их зависимость от состава растворенного газа в исследуемом диапазоне изменения содержания объемной доли двуокиси углерода. Это позволяет с допущениями, вполне приемлемыми для технологических расчетов, принять коэффициент термического расширения  $\alpha$  равным  $6,2 \cdot 10^{-4}$  град<sup>-1</sup>, а коэффициент сжимаемости описать зависимостью от изменения температуры ( t ):

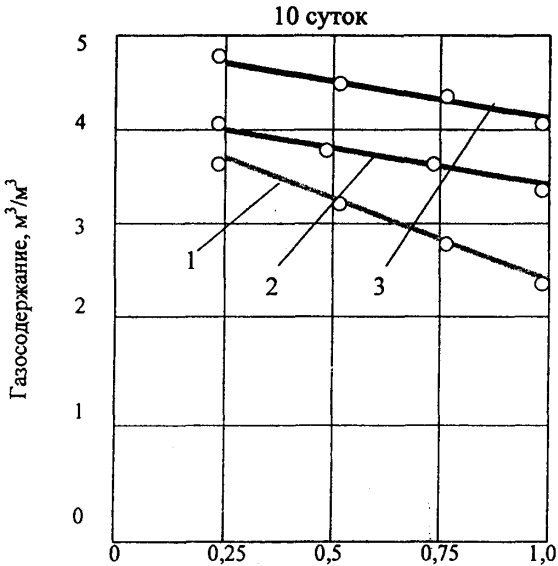
$$\beta = [ 6,8 + 0,03 ( t - 50 ) ] \times 10^{-4}, \text{ МПа}^{-1} \quad (5)$$

Полученные результаты лабораторных исследований, проведенных на физической модели пласта, позволили сделать следующие выводы:

- комбинированный парогазовый теплоноситель, в состав которого помимо пара и горячей воды входят углекислый газ и газообразный азот, с точки зрения технологической эффективности является приемлемым при проведении циклических тепловых обработок скважин;
- наличие в парогазовом теплоносителе газовой фазы (CO<sub>2</sub> + N<sub>2</sub>) помимо теплового воздействия оказывает комплексное физико-химическое



Относительная длина модели пласта, доли единиц.



Относительная длина модели пласта, доли единиц.

Температура: 1 – 80°C; 2 – 100°C; 3 – 150°C.

Рисунок 6 - Распределение газосодержания по длине модели пласта при различном времени выдержки



воздействие на нефтяной пласт, которое включает в себя такие механизмы, способствующие увеличению коэффициента нефтеотдачи, как: дополнительное снижение вязкости и разбухание нефти, увеличение приемистости нагнетательных скважин, обеспечение смесимости и проявление режима растворенного газа;

- с возрастанием температуры и времени выдержки газонасыщение высоковязкой нефти углекислым газом и азотом возрастает.

## 7. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПАРОГАЗОТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Циклические парогазотепловые обработки призабойных зон скважин на месторождениях высоковязких нефтей Краснодарского края были начаты с 24 марта 1988 г. За этот период в отложениях понта, миоцена, кумского горизонта, майкопа обработано более 25 скважин [ 9, 10, 23 ].

Результаты промысловых испытаний технологического процесса циклических обработок призабойных зон пласта парогазовым теплоносителем относятся к двум участкам высоковязких нефтей месторождения Зыбза-Глубокий Яр:

- первый участок - Южно-Зыбзинский, понтические отложения, находящиеся в начальной стадии разработки;

- второй участок - Южно-Карский, миоценовые отложения, находящиеся на поздней стадии разработки.

Все циклические обработки призабойных зон пласта проводились согласно технологическому процессу, который включал в себя три основных этапа:

- этап нагнетания теплоносителя в пласт;
- этап капиллярной пропитки;
- этап отработки скважины.

Указанные этапы технологии имеют свои особенности, которые обеспечивают формирование в призабойной зоне нефтенасыщенного коллектора условно двух зон - центральной, содержащей в основном жидкую фазу теплоносителя, и периферийной, содержащей газообменную фазу теплоносителя и пластовые флюиды. Формирование подобных зон позволяет на этапе капиллярной пропитки получить максимальный эффект по снижению вязкости от растворения углекислого газа, а на этапе отработки скважины - рационально использовать упругую энергию неконденсирующегося газа (азота). Все технологические обработки проводились с использованием установки УПГГ-10/16, созданной в НПО «Союзтермнефть» при непосредственном участии автора (принципиальная схема установки приведена на рисунке 7).

Первоочередным объектом разработки высоковязких нефтей с применением циклических обработок призабойных зон парогазовым теплоносителем являлись понтические отложения Южно-Зыбзинской площади НГДУ «Черноморнефть». Для получения кондиционных значений параметров пород в этих отложениях проведено исследование литологических особенностей слагающих его пород, их коллекторских и насыщающих свойств.

Понтический ярус сложен сверху и снизу преимущественно известковыми глинами, а в средней части - пачкой неравномерного чередования песков, алевролитов и глин различной толщины, составляющей продуктивный горизонт. В подошве яруса встречаются конгломераты.

Строение продуктивного горизонта изменяется по площади. В одних скважинах преобладают в разрезе пески, в других - алевролиты, в третьих - алевролиты. Очень редко среди них присутствуют песчаники. Основными коллекторами являются пески и алевролиты. Алевролиты насыщены как нефтью, так и водой.

Толщины нефтенасыщенных пропластков изменяются от 1 до 40 м и более. В прослоях песка в кровле и подошве отмечается переслаивание



Рисунок 7 – Схема парогазогенераторной установки

песка и алевроита, а на контакте с глиной последний переходит в слабоцементированный алевролит. В глинах алевролиты образуют тонкие линзы.

Песчано-алевролитовые породы обладают меньшими фильтрационными свойствами, чем детритовые песчаники.

Одной из особенностей продуктивных отложений понтического яруса являются довольно большие различия вязкостей нефти по площади. При температуре пласта вязкость нефти изменяется по скважинам от 700 мПа·с до 3494 мПа·с и более.

По результатам лабораторного исследования керна установлено, что детритовые образцы пород имеют более высокую нефтенасыщенность, чем песчано-алевролитовые. Это может быть вызвано тем, что при подъеме песчано-алевролитового керна на поверхность содержащаяся в нем нефть в связи с ее меньшей вязкостью более интенсивно теряется, чем из детритовых кернов.

Среднее значение нефтенасыщенности в детритовых кернах составляет 0,51, в песчано-алевролитовых кернах - 0,30.

Зоны залежи с резко повышенной вязкостью нефти связаны с преобладанием в разрезе понтических отложений детритовых пород, насыщенных сверхвязкой нефтью, а зоны с пониженной вязкостью приурочены к частям залежи с преобладанием песчано-алевролитовых пород.

Первая циклическая обработки призабойной зоны пласта парогазовым теплоносителем была проведена на скважине № 27 (глубина - 215 м, эффективная нефтегазонасыщенная толщина пласта - 11,3 м), первоначальный дебит которой составлял 0,39 м<sup>3</sup>/сут. (из них нефти - 0,14 м<sup>3</sup>/сут.). Попытки обработать пласт паром (теплогенератор ППУ-3М, производительность - 1 т/ч; давление - 0,981 МПа; температура - 310°С) к увеличению добычи нефти не привели. После проведения первого цикла обработки скважины № 27 парогазовым теплоносителем дебит по нефти возрос до 3,9 т/сут. и общая добыча дополнительной нефти за счет применения техноло-

гии составила 556 т при закачке 443 т парогазовой смеси (рисунок 8). В общей сложности на данном участке проведено 23 цикла парогазотепловых обработок. Всего парогазотепловые циклические обработки призабойных зон на этом участке проводились на 15 скважинах. Суммарная закачка рабочего агента составила 9,75 тыс. т, а дополнительная добыча нефти – 6,56 тыс. т при удельном расходе агента на 1 т нефти 1,48 т/т, что является хорошим показателем технологической эффективности. Вместе с тем следует отметить, что коэффициент успешности обработок составил всего около 50%, что, в первую очередь, связано, в основном, с геолого-техническими причинами (некачественный цементаж старых скважин, неправильное вскрытие интервалов продуктивного пласта).

Залежь Южно-Карского участка введена в разработку в 1956 г. Ее геологический разрез в пределах миоценовых отложений сложен сверху вниз породами нерасчлененного плиоцена, понтического яруса миоцена и майкопской серии. Основную роль коллектора в миоценовом горизонте данной залежи выполняет емкостное пространство между крупными блоками.

По результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин средневзвешенная величина коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и проницаемости в целом по миоценовым отложениям составляет, соответственно: 0,24; 0,728 и 38,1 мкм<sup>2</sup>.

Нефть в миоценовых отложениях данной залежи тяжелая и высоковязкая. По существующим классификациям ее можно отнести к битумам класса мальт. Физико-химические свойства пластовой нефти следующие:

|  |         |
|--|---------|
| давление насыщения газом, МПа                    | - 1,0;  |
| газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>   | - 2,8;  |
| объемный коэффициент                             | - 1,03; |
| вязкость, мПа·с (при пластовой температуре 18°С) | - 9000; |

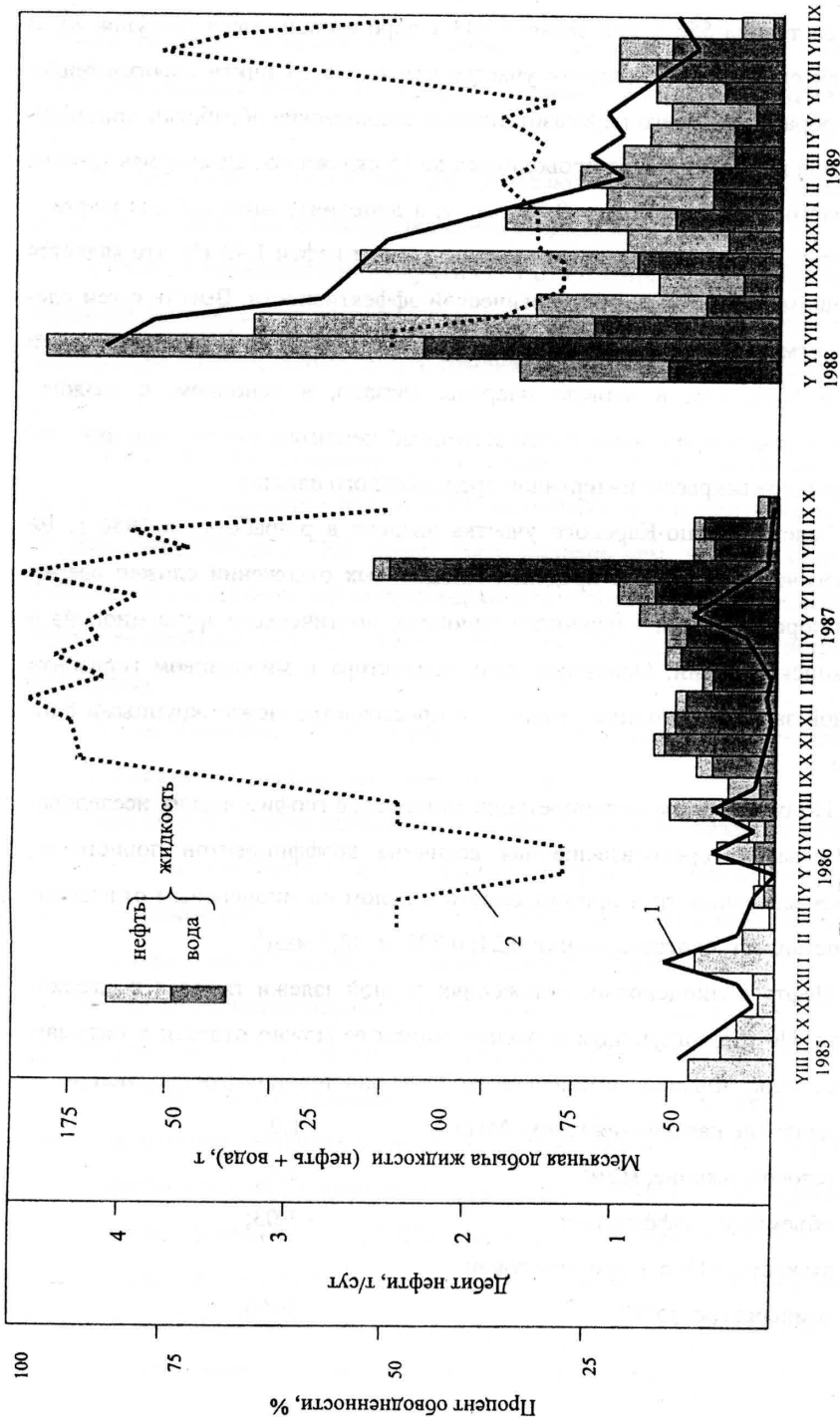


Рисунок 8 – График эксплуатации скв.27 до и после первого цикла парогазовой обработки

|  |                          |
|--|--------------------------|
| плотность, г/м <sup>3</sup>                  | - 0,966;                 |
| коэффициент сжимаемости, кгс/см <sup>2</sup> | - 4,7·10 <sup>-5</sup> . |

Содержание в газе компонентов составляет, % объемные:

|                |          |
|----------------|----------|
| углекислый газ | - 3,85;  |
| метан          | - 96,12; |
| этан           | - 0,03.  |

Учитывая сложность геологического строения залежи и физико-химические свойства пластовой нефти, на ней с целью более полного охвата дренированием и регулирования выработки продуктивных отложений осуществлялись различные способы разработки:

- уплотнение сетки скважин;
- ограничение и форсирование отборов жидкости;
- частичная изоляция фильтров и перенос интервалов перфорации;
- изменение глубины спуска насосов;
- закачка в пласт тампонирующих смол;
- подлив в затрубное пространство пластовой воды;
- солянокислотные обработки.

Наряду с перечисленными способами разработки на данном месторождении нашли применение тепловые методы воздействия и циклические обработки паром призабойной зоны пласта. Так, внедрение паротеплового воздействия в совокупности с проведением геолого-технических мероприятий на залежи обеспечили прирост нефтеотдачи на 40,9%, а накопленный и текущий паронефтяной фактор составил 2,9 и 2,7 т/т, соответственно. В последнее время широкое распространение получила технология циклических обработок, которая проведена на 8 скважинах в пределах от 1 до 8 циклов. При этом накопленный паронефтяной фактор составил 5,7 т/т, а по отдельным циклам колебался от 0,5 т/т до 5,9 т/т.

Положительные технологические результаты, полученные при проведении циклических паротепловых обработок и парогазотепловых обработок понтических отложений на данной залежи, позволили провести на ряде

скважин парогазотепловые обработки призабойных зон пласта миоценовых отложений.

Сложность геологического строения залежи не позволяет исследовать основные технологические показатели процесса на физических моделях пласта. Поэтому отработка технологии циклических обработок призабойной зоны проводилась непосредственно в условиях промысла. При этом изменялись такие показатели, как удельный расход теплоносителя на 1 м эффективной нефтенасыщенной толщины пласта (от 5 до 70 т/м), температура (175-247°C), темп ввода теплоносителя в пласт (от 1,8 до 16 т/ч).

Суммарный объем закачанного парогазового теплоносителя по скважинам площади составил 2,35 тыс. т, а дополнительная добыча нефти - 1,437 тыс. т при удельном расходе рабочего агента 1,64 т на 1 т нефти. Коэффициент успешности здесь составил 0,6.

Обобщенные показатели применения на Южно-Карской и Южно-Зыбзинской площадях технологии циклических обработок призабойных зон парогазовым теплоносителем приведены в сводной таблице 3.

Таблица 3 – Обобщенные показатели технологической эффективности циклических парогазотепловых обработок на 04.97г.

| Показатели технологического процесса   | Ед. изм. | Вид отложений |            |
|--|----------|---------------|------------|
|  |          | понтические   | миоценовые |
| Общее количество закачанного теплоносителя   | т        | 9746,2        | 2351,5     |
| Общее количество дополнительно добытой нефти за счет данной технологии                               | т        | 6568          | 1437       |
| Общее количество потребленной воды на выработку теплоносителя  | т        | 5838,0        | 1408,5     |
| Общее количество дизельного топлива (компрессор+генератор), потребленного на выработку теплоносителя | т        | 378,15        | 91,24      |
| Общий парогазонефтяной коэффициент   | т/т      | 1,483         | 1,636      |
| Общее количество закачанного теплоносителя в понтические и миоценовые отложения                      | т        | 12097,7       |            |
| Общее количество дополнительно добытой нефти   | т        | 8005          |            |
| Общий парогазонефтяной коэффициент   | т/т      | 1,511         |            |



Обобщение и анализ полученных результатов при проведении испытаний технологического процесса в промысловых условиях позволили сделать следующие выводы:

- циклические обработки парогазовым теплоносителем призабойных зон пласта, содержащих высоковязкие нефти, с технологической точки зрения являются эффективными и оправданными;

- техническое обеспечение технологического процесса не требует дополнительного капитального строительства и обустройства нефтяного промысла и исключает наличие системы химической подготовки воды для выработки теплоносителя;

- результаты промысловых испытаний технологического процесса на месторождении высоковязких нефтей Зыбза-Глубокий Яр показали, что для добычи 1 т дополнительной нефти в понтических горизонтах требуется 1,48 т теплоносителя, а в миоценовых отложениях - 1,64 т;

- общий парогазонефтяной коэффициент для двух площадей месторождений составил 1,51 т теплоносителя на 1 т дополнительно добытой нефти;

- несмотря на то, что для отдельно обработанных скважин парогазонефтяной коэффициент находится в пределах 0,13-0,2, предпочтение необходимо отдавать технологическим обработкам группы скважин, находящихся на отдельном участке нефтяного промысла, т.к. при этом эффективно используется не только тепловая энергия, но и энергия газообразных продуктов теплоносителя;

- результаты промысловых испытаний показали, что при циклических обработках группы скважин на отдельном участке удельный расход теплоносителя на 1 м нефтенасыщенного коллектора составляет не более 30 т, а для единичных - доходит до 70 т/м;

- циклические парогазотепловые обработки призабойных зон пласта, содержащих высоковязкие нефти, приемлемы для месторождений, находящихся как в начальной, так и в поздней стадии разработки.

## 8. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Теоретические и экспериментальные исследования, а также опытные и опытно-промышленные работы по термическому воздействию на нефтяные пласты, содержащие высоковязкие нефти, позволили обосновать критерии выбора наиболее подходящих объектов для применения той или иной технологии термического воздействия на пласт [ 1, 32 ].

Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи, в том числе и термических, подразделяются в основном на три категории:

- геолого-физические (геологическое строение, свойства флюидов и коллектора и др.);
- технологические (метод воздействия, сетка скважин, система и параметры воздействия, размер оторочки и др.);
- технические ( наличие соответствующего оборудования, источников сырья, состояние фонда скважин и др.).

Первая категория критериев, в отличие от двух последующих, регулированию практически не поддается и по этой причине является определяющей при выборе метода воздействия и технологии разработки.

Технологии термического воздействия не универсальны. От характеристик пласта и флюида зависит успех того или иного процесса. Разработано несколько руководств для определения объекта, подходящего для конкретных технологий [ 1, 2, 20, 32 ]. Эти руководства определяют ключевые характеристики пласта, включая глубину залегания, толщину пласта, содержание нефти, пористость, проницаемость и другие геологические характеристики.

Важность детального изучения пласта до начала осуществления тепловых методов воздействия трудно переоценить. Даже при наличии самой эффективной технологии и самой совершенной технической установки реализация проекта может оказаться неудачной, если пласт не имеет соот-

ветствующих характеристик (не говоря уже о прерывистости или его слоистом строении) [11, 32].

Когда объекты залегают глубоко, то лимитирующими факторами являются затраты на осуществление проекта и чисто технические проблемы, встречающиеся, например, при нагнетании пара. При внутрипластовом горении с ростом глубины существенно возрастают затраты на компрессорное оборудование, а при паротепловом воздействии весьма ощутимыми становятся потери тепла при движении пара по стволу скважины.

Потери тепла по стволу скважины можно уменьшить, установив пакеры на насосно-компрессорных трубах, изолировав их от эксплуатационной колонны. Можно использовать и теплоизолированные НКТ. Однако эти мероприятия по снижению потерь теплоты довольно дороги и снижают рентабельность процесса.

Ограничивающим фактором является и давление нагнетания. Для более глубоких пластов обычно требуется повышенное давление нагнетания, что, в свою очередь, обуславливает потребность в оборудовании, рассчитанном на большие давления.

Чем тяжелее нефть, тем значительно уменьшается ее вязкость при нагревании до определенной температуры. Верхний предел плотности обусловлен возможностью пластовой нефти фильтроваться на непрогретых участках пласта. Это обстоятельство имеет важное значение при внутрипластовом горении (ВГ). Нижний предел плотности определяется наличием твердого остатка в нефти применительно к процессу ВГ и незначительным уменьшением вязкости при данном изменении температуры применительно к ПТВ.

Пористость является еще одной переменной, непосредственно относящейся к содержанию нефти. Чем ниже пористость пласта, тем меньше пластовой нефти будет содержаться в единице пластового объема и тем больше вводимого тепла расходуется на подогрев самой породы, чем на пластовые флюиды. Чем выше пористость, тем меньше тепловой энергии

тратится на прогрев инертной массы - пористой среды, тем эффективнее процесс воздействия. Пористость пласта, подверженного термическому воздействию, должна быть в пределах 15-30%.

Эффективные работы по термическому воздействию в основном связаны с высокопроницаемыми коллекторами, что способствует увеличению темпа ввода в пласт теплоносителя и продвижения его по пласту, что значительно снижает теплотери в кровлю и подошву пласта.

Пласты, содержащие разбухающие глины, не пригодны для традиционной закачки пара, так как их проницаемость значительно ухудшается в процессе нагнетания теплоносителя и технологии должны быть связаны с комплексом химических реагентов.

Коллекторы с интенсивной трещиноватостью обычно не пригодны для непрерывного вытеснения нефти паром или внутрипластового горения, так как закачиваемый пар или воздух прорываются по трещинам в добывающие скважины, значительно снижая коэффициент охвата воздействия по площади.

От эффективной нефтенасыщенной толщины пласта существенно зависят потери теплоты в вертикальном направлении, и они могут быть настолько велики, что температура становится ниже минимальной, необходимой для поддержания горения (примерно 345°C). Например, успешное перемещение фронта горения в пласте толщиной 1,5 м требует поддержания скорости около 0,076 м/сут. Но толщина пласта не должна превышать 20 м, поскольку с ее увеличением относительное количество теплоты, теряемое в окружающие породы, будет уменьшаться, но весьма значительно при этом возрастает потребность в нагнетаемом воздухе, а также проявляются гравитационные эффекты.

Нефтенасыщенность, которую имеет пласт перед применением тепловых методов воздействия, является главным индикатором, характеризующим эффективность процесса. Требуется ее определенная минимальная величина (не менее 800 м<sup>3</sup>/га), чтобы добытая нефть превысила объемы

израсходованного на производство пара топлива или воздуха и обеспечила дополнительную добычу. Чем выше нефтенасыщенность продуктивного пласта, в котором предполагается применить любые варианты термических методов, тем выше эффект.

Касаясь критериев применимости термических методов, можно отметить, что количественные их показатели во многом зависят от применяемой технологии. Так, величина толщины пласта принята, исходя из условия минимизации потерь тепла в окружающие пласт породы. Однако на многопластовых месторождениях, когда потери тепла из одного пласта могут быть эффективно использованы для разработки соседних пластов, тепловому воздействию может быть подвергнут менее толстый пропласток. Если маловязкая нефть содержит большое количество парафина и снижение пластовой температуры недопустимо при заводнении, то применение термического воздействия будет целесообразным.

На основании отечественного и зарубежного опыта нагнетания теплоносителей в пласт можно сформулировать основные требования для оценки пригодности нефтяной залежи к разработке ее термическими методами:

1. Вязкие нефти (более 30 мПа·с) с плотностью 930–1000 кг/м<sup>3</sup>, битумы и парафинистые нефти (содержание парафина более 5%).
2. Глубина залегания продуктивного пласта до 900 м.
3. Проницаемость коллектора более  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.
4. Нефтенасыщенность пластов не менее 1550 м<sup>3</sup>/га·м.
5. Толщина пласта не менее 6 м.

Метод паротеплового воздействия опробован при разработке пластов нефти с высокими вязкостью и плотностью. Во многих случаях никакой другой метод не может быть пригоден для повышения полноты извлечения нефти.

При вытеснении нефти паром нефтенасыщенность в паровой зоне может снизиться до 5%.

Разработка термоизолированных НКТ, высокотемпературных пакеров и забойных парогенераторов может увеличить глубину проведения паротеплового воздействия до 1500 м.

Толщина водяного слоя (если залежь имеет подошвенную воду) существенно влияет на успешное применение паротеплового воздействия. Если отношение толщины водонасыщенного слоя к нефтенасыщенному превышает величину 0,2, то в таких пластах не рекомендуется проведение ПТВ.

В процессе паротеплового воздействия возникают и такие проблемы как влияние высокой температуры на обсадные трубы, НКТ и другое внутрискважинное оборудование. Поэтому нагнетательные скважины должны заканчиваться и обустриваться с учетом работы при высоких температурах [ 5, 15, 16, 32 ].

К недостаткам ПТВ относятся разрушение скелета пласта и вынос больших объемов песка в скважину, а также образование стойких эмульсий с некоторыми типами нефтей и проблема коррозии [ 32 ].

Гравитационные эффекты могут привести к тому, что паром будет охвачена в основном только верхняя часть пласта. Низкие темпы закачки пара невыгодны с энергетической, технологической и экономической точек зрения.

Основные факторы, ограничивающие применение паротеплового воздействия:

- нефтенасыщенность - менее 40%;
- пористость - менее 18%;
- нефтенасыщенная толщина - менее 6 м;
- проницаемость - менее  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;
- коэффициент песчанности - менее 0,5;
- глубина залегания пласта (более 1300 м) и высокое пластовое давление (более 15 МПа).

На основе анализа действующих проектов по непрерывному вытеснению нефти паром, циклическому паровоздействию на призабойную зону

скважин и внутрислоевого горению, которые в технологическом и экономическом плане были успешными, определены критерии выбора объектов, которые нельзя считать жесткими, так как они могут претерпевать изменения в зависимости от использования новых, более совершенных и эффективных технологий.

В таблице 4 приведены не только ныне принятые критерии эффективного применения тепловых методов, но и критерии с учетом возможного совершенствования существующих технологий.

Таблица 4 - Геолого-физические критерии эффективного применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов

| Параметры пласта                       | ПТВ                         |                            | ВГ                          |                           | ПТОС                        |                            |
|--|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|-----------------------------|----------------------------|
|  | по существующим технологиям | по улучшенным технологиям  | по существующим технологиям | по улучшенным технологиям | по существующим технологиям | по улучшенным технологиям  |
| Вязкость нефти, мПа·с                  | >30                         | >30                        | >10                         | >5                        | >50                         | >30                        |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup>        | >0,1                        | >0,05                      | >0,05                       | >0,05                     | >0,05                       | >0,03                      |
| Пористость                             | >0,18                       | >0,15                      | >0,20                       | >0,15                     | >0,18                       | >0,15                      |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина, м | >6,0                        | >4,5                       | >6,0                        | >3,0                      | нет ограничений             |                            |
| Глубина залега-ния, м                  | <1500                       | <1500                      | <2000                       | <3000                     | <1500                       | <1500                      |
| Нефтенасыщенность                      | >0,5                        | >0,4                       | >0,5                        | >0,4                      | >0,5                        | >0,4                       |
| Тип коллектора                         | терри-генный, карбо-натный  | терри-генный, карбо-натный | терри-генный                | терри-генный              | терри-генный, карбо-натный  | терри-генный, карбо-натный |

## 9. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

### Циклическая закачка пара в залежь с подошвенной водой

Закачка теплоносителя в залежь с большой толщиной подошвенной воды обычно считается неэффективным мероприятием, поскольку предпо-

лагается, что в силу подвижности воды теплоноситель будет уходить в занятый ею подошвенный слой и прогревать в основном воду, а не нефть. Однако это мнение сформировалось на нескольких неудачных экспериментах. Промысловый опыт, проводившийся с 1974 г. на Южно-Карском участке месторождения Зыбза-Глубокий Яр, свидетельствует о другом [ 7, 16 ].

При активной законтурной воде закачку теплоносителя можно снизить или прервать до ввода в нагнетательную скважину очередного объема пара (а.с. N 1345700) [ 26 ], используя при этом напор контурных вод для продвижения тепловой оторочки к добывающим скважинам. Процесс создания тепловой оторочки можно повторять по мере снижения эффективности предшествующего цикла.

Начальные балансовые запасы нефти здесь составляли 2813 тыс.т.

Залежь вступила в разработку в 1956 г., при этом дебиты скважин колебались в пределах 1-30 т/сут. За непродолжительный период разработки пластовое давление в залежи снизилось с 2,4 МПа до 1,5 МПа и в последующем практически не изменялось, так как отборы жидкости из залежи компенсировались поступлением в нее контурных вод.

По мере вторжения в залежь контурных вод наблюдалось образование в пониженной части залежи водонефтяной зоны. Вследствие высокого различия в подвижностях вторгающейся в залежь воды и нефти по мере расширения водонефтяной зоны наблюдалось интенсивное обводнение продукции из расположенных в пониженной части залежи скважин. Одним из способов, применявшихся для борьбы с обводненностью, была изоляция фильтра в основном цементным раствором. Эти мероприятия приводили к кратковременному сокращению содержания воды в продукции скважин, но затем обводненность вновь возрастала. Эксплуатация таких скважин становилась нерентабельной.

За 18 лет эксплуатации залежи на естественном режиме из нее было добыто 593 тыс. т нефти и 1379 тыс. м<sup>3</sup> воды. Обводненность продукции



превысила 77%. Среднегодовая добыча нефти за указанный период составила 33,3 тыс.т, а нефтеотдача - 21,1%.

За время внедрения паротеплового воздействия по скважинам проведено 40 пароциклических обработок.

Внедрение с 1974 г. процесса циклического ПТВ на залежи в совокупности с проведением геолого-технических мероприятий по отдельным скважинам позволило увеличить нефтеотдачу до 50%. На аналогичном по строению месторождении Зыбза, где тепловое воздействие проводилось в незначительном объеме и процесс разработки осуществлялся в основном на режиме истощения, был достигнут коэффициент нефтеотдачи всего 25,2%. Это однозначно свидетельствует об эффективности ПТВ при наличии подошвенной воды.

За весь период разработки до прекращения процесса ПТВ на пласт, из него добыто 1377,8 тыс. т нефти, 6414,9 тыс. м<sup>3</sup> воды.

В пласт закачано 1160,7 тыс. т пара, дополнительно добыто 448,6 тыс. т нефти. Нефтеотдача и степень выработки составили соответственно 50 и 92,8%. Накопленное паронефтяное отношение отражало высокую эффективность процесса и составило 0,85 т/т (в расчете на всю добычу нефти) и 2,6 т/т (в расчете на дополнительную добычу нефти).

**Термоциклическое воздействие при закачке теплоносителя в карбонатный трещиновато-поровый коллектор**

Известно, что осуществление процесса теплового воздействия на пласт в карбонатных трещиновато-поровых коллекторах, насыщенных высоковязкой нефтью, по традиционной технологии - непрерывное нагнетание теплоносителя, наряду с достаточно высокой эффективностью процесса по сравнению с естественным режимом разработки сопряжено с негативными моментами, связанными с наличием в продуктивном разрезе высокопроницаемых прослоев с повышенной трещиноватостью коллекторов.

Аномальное соотношение проницаемостей различных слоев даже в относительно однородных по расчлененности коллекторах приводит к

кинжальным прорывам теплоносителя в добывающие скважины и существенно снижает охват пласта тепловым воздействием из-за невовлечения в активную разработку низкопроницаемых коллекторов, содержащих обычно основные запасы высоковязкой нефти.

Автором совместно с группой ученых ВНИИнефть и ВНИПИтермнефть была разработана новая энергосберегающая технология термодинамического воздействия на пласт в условиях карбонатного трещиноватопорового коллектора, защищенная а.с. N 1351233 [ 18, 27 ].

Разработанная технология позволяет повысить нефтеотдачу пласта при снижении затрат на закачку теплоносителя за счет создания условий частичной растворимости нефти в воде и поддержания в пласте зоны прогрева при циклической закачке рабочего агента.

Новизна и сущность технологии заключается в том, что закачку агента в течение первого цикла производят при давлении и температуре, обеспечивающих частичное растворение нефти в воде, а во время проведения второго цикла нагнетание агента производят при давлении и температуре, позволяющих разделяться смеси на воду и нефть, причем рабочий агент в этот период нагнетают в объеме, необходимом для поддержания в пласте зоны прогрева в размере не менее созданного в предыдущем периоде цикла.

Обычно традиционное циклическое воздействие на пласт путем заводнения сопровождается значительным сокращением нагнетания воды и даже полной остановкой части нагнетательных скважин. При тепловом воздействии на пласт главным условием эффективности процесса является перемещение по пласту зоны прогрева, т.к. только в этой зоне происходит существенное снижение нефтенасыщенности, а значит, и увеличение эффективности процесса.

Промысловые испытания и реализация предложенной технологии были осуществлены на Усинском месторождении в Республике Коми.

Пермо-карбонная залежь тяжелой высоковязкой нефти Усинского месторождения была введена в промышленную разработку в 1977 г., а с 1982 г. на ней осуществлялись опытно-промышленные работы по тепловому воздействию на пласт [ 18 ].

Существует ряд особенностей пластовой системы и требования к технологии теплового воздействия на пласт:

- концентрация в разрезе исключительно больших запасов высоковязкой нефти;
- сложное строение разреза и разнородный тип нефтесодержащих коллекторов;
- невозможность эффективно использовать вводимое в пласт тепло в условиях неоднородного по вертикали пласта.

Исходя из особенностей геологического строения в продуктивном разрезе выделили три, отличающиеся по своим характеристикам толщи, каждая из которых принята в качестве самостоятельного объекта разработки:

- нижний объект, средняя эффективная толщина составляет 26,9 м;
- средний объект, средняя эффективная толщина составляет 34,5 м;
- верхний объект, средняя эффективная толщина составляет 13,9 м.

Карбонатный порово-трещинный коллектор залежи характеризуется следующими основными емкостно-фильтрационными характеристиками:

- пористость - 0,16 - 0,20;
- нефтенасыщенность - 0,7 - 0,8;
- проницаемость - 40 мкм<sup>2</sup> в среднем и более в отдельных трещинах.

Нефть пермокарбонной залежи тяжелая (плотность 955 кг/м<sup>3</sup>), высоковязкая (710 мПа·с), газосодержание - 22 м<sup>3</sup>/т.

Начальное пластовое давление - 14,3 МПа, давление насыщения - 7,7 МПа.

В условиях пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения разработка ее на естественном режиме и с заводнением подтвердила неэффективность этих технологий.

Реализация процесса теплового воздействия осуществлялась с 1981 г. на опытно-промышленном участке площадью 240 га с начальными балансовыми запасами нефти 21,06 млн. т.

На участке сформированы 15 пятиточечных элементов, пробуренных на средний эксплуатационный объект.

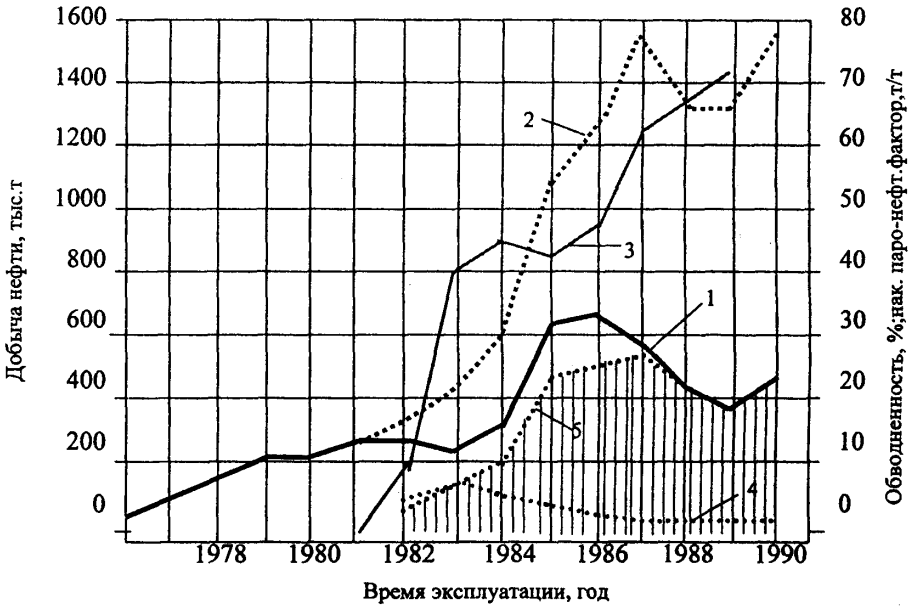
С 1985 г. на опытно-промышленном участке началась реализация технологии циклического термовоздействия для условий карбонатного порово-трещинного коллектора большой толщины.

Динамика основных показателей разработки опытно-промышленного участка пермокарбоневой залежи Усинского месторождения представлена на рисунке 9.

Технологический эффект от внедрения технологии циклического термовоздействия за 1985-90 гг. составил 395,5 тыс. т дополнительно добытой нефти.

Установлено, что в условиях порово-трещиноватого коллектора пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения технология циклического термовоздействия является эффективнее традиционной технологии непрерывного нагнетания теплоносителя.

Проведены специальные расчеты температурных полей пластов на основе разработанной во ВНИПИтермнефть в соавторстве с Зубовым Н.В. математической модели процесса ПТВ для условий пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения [ 19 ]. В качестве исходных данных использованы фактические результаты исследований в нагнетательных скважинах, температура вводимого в пласт теплоносителя и т.д. Расчеты показали, что в целом по опытно-промышленному участку объем пласта, прогретого свыше 80°C, составляет 12%.



1 – нефть; 2 – жидкость; 3 – обводненность;  
4 – паро-нефт. фактор; 5 –  $Q_{\text{н доп}}$ .

Рисунок 9 – Динамика основных показателей разработки опытно-промышленного участка пермокарбонатной залежи Усинского месторождения

Неравномерность охвата пласта тепловым воздействием связана как со временем ввода скважин под нагнетание теплоносителя, так и с недостаточным темпом и объемом нагнетания в отдельные скважины.

Представляет интерес анализ выработки запасов нефти на участке.

Расчетами показано, что из 3,4 млн. т нефти, добытой из запасов участка, 2,05 млн. т получено из высокопроницаемых коллекторов (в т.ч. 0,45 млн. т из неперфорированной части в зонах разуплотнения), а 1,35 млн. т - из низкопроницаемой матрицы.

Практическое применение метода и расчеты позволяют сделать вывод, что на участке теплового воздействия вследствие реализации технологии циклического термовоздействия происходит вовлечение в активную разработку низкопроницаемой матрицы, на долю которой приходится порядка 40% нефти, отобранной по участку, что не отмечалось при осуществлении процесса непрерывного нагнетания теплоносителя.

На основании обобщения промысловой и теоретической информации автором предложена методика оценки эффективности циклической закачки пара в нагнетательные скважины.

Расчетами показано, что при определенных условиях в трещиноватопористых коллекторах циклическое воздействие путем нагнетания теплоносителя позволяет существенно сократить энергозатраты на процесс добычи нефти (а.с. N 1351233) [ 27 ].

## 10. ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Термические методы повышения нефтеотдачи не имеют в настоящее время альтернативы при разработке нефтяных месторождений, содержащих вязкие нефти, и являются одними из приоритетных среди других методов.

Россия обладает значительными запасами вязких нефтей (9,0 млрд. т), что позволяет рассматривать их как важный резерв увеличения сырьевой

базы нефтяной промышленности. Большая часть запасов этих нефтей (77%) связана с Западно-Сибирским и Волго-Уральским бассейнами. По геолого-физическим критериям для разработки с применением термических методов могут быть рекомендованы 337 залежей на 157 месторождениях. На этих залежах содержатся остаточные балансовые запасы высоковязких нефтей категорий  $A + B + C_1$  - 5,8 млрд. т, категории  $C_2$  - 1,0 млрд. т, забалансовые - 0,17 млрд. т.

Средняя величина конечной нефтеотдачи на разрабатываемых традиционными методами месторождениях с высоковязкими нефтями составляет 3-15%. При разработке их термическими методами нефтеотдача может достичь 55%.

Существующие объемы применения термических методов повышения нефтеотдачи в России не соответствуют потенциальным возможностям имеющихся в стране запасов высоковязких нефтей.

Несмотря на наличие достаточного количества испытанных и совершенных технологий термического воздействия на пласты с различными геолого-физическими условиями, сдерживающим фактором для применения данных методов является относительно высокая себестоимость нефти, но не превышающая мировую цену.

Проведение широкомасштабных работ по добыче высоковязких нефтей диктуется потребностями России в таких продуктах как топливо, редкие металлы, порфирины, дорожные и строительные битумы, лаки и краски, арктические масла и смазки, которые можно получить только из высоковязких нефтей.

Существующий до настоящего времени подход к высоковязким нефтям как сырью второго качества, имеющему 20-30% прямогонных топливных фракций, а остальное мазут, не отражает действительной потребительской стоимости этой нефти. Проблема добычи и переработки высоковязкой нефти должна рассматриваться как единая комплексная задача создания взаимосвязанных технологий, позволяющих объединить в одну про-

изводственно-территориальную систему добычу и переработку нефти, предусматривая при этом повышенную нефтеотдачу пластов при оптимальных режимах разработки месторождений, обеспечивающих возможность получения в максимальных количествах нефтепродуктов и полезных компонентов, содержащихся в нефтях.

Высоковязкие нефти и битумы надо рассматривать как комплексное сырье, и в местах их добычи необходимо строить предприятия по переработке высоковязких нефтей с получением из них ценных компонентов.

**Результаты выполненной диссертационной работы позволяют следующие основные выводы:**

1. На основе теоретических исследований и промысловых испытаний создан комплекс технологий, позволяющих увеличить эффективность извлечения вязких нефтей за счет:

- применения гидродинамических импульсов для интенсификации тепломассообменных процессов в порово-трещиноватом пласте;
- сочетания циклической обработки паром с использованием напора контурных вод;
- оптимизации режимов циклической закачки теплоносителя.

2. Обоснована технологическая эффективность циклических обработок призабойных зон скважин с использованием комбинированного парогазового теплоносителя. Повышение эффективности определяется:

- снижением температуры конденсации пара за счет снижения парциального давления насыщенного пара;
- увеличением зоны прогрева по сравнению с вводом того же количества тепла в виде насыщенного пара;
- дополнительным увеличением давления в пласте за счет газового агента;
- увеличением степени вытеснения нефти.

3. Разработан и опробован в промышленных условиях технико-технологический комплекс по проведению циклических обработок приза-



бойных зон пластов, содержащих высоковязкую нефть, с использованием парогазового теплоносителя.

4. Доказано, что применение парагаза расширяет область использования циклических тепловых обработок призабойных зон, т.к. их успешно можно применять в условиях низкого пластового давления и без серьезных требований к подготовке воды, что имеет важное народно-хозяйственное значение.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационная работа, представленная в форме научного доклада, является обобщением теоретических и промысловых исследований с целью создания новых технологий и систем разработки месторождений высоковязких нефтей тепловыми методами, внедрение которых позволяет решить важную народно-хозяйственную проблему, связанную с интенсификацией добычи высоковязких нефтей и увеличения нефтеотдачи.

В диссертации, представленной в виде научного доклада защищаются следующие основные положения:

1. Результаты теоретических и экспериментальных исследований механизма формирования зон воздействия на нефтенасыщенный коллектор комбинированным газожидкостным теплоносителем.

2. Комплекс технологических процессов, позволяющих повысить эффективность нефтеизвлечения за счет:

- применения термогидродинамических импульсов для интенсификации тепломассообменных процессов в порово-трещиноватых коллекторах;
- сочетания термоциклических обработок скважин с использованием напора контурных вод.

3. Системный подход к эксплуатации месторождений, находящихся на различных стадиях разработки путем применения теплового воздействия

на пласт и циклических обработок призабойных зон скважин, как взаимодополняющих технологий.

4. Геолого-физические критерии эффективного применения тепловых обработок призабойных зон скважин.

#### СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Антониади Д.Г. Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. - Москва. - «Недра». - 1995. - 314 с.

2. Антониади Д.Г., Аржанов Ф.Г., Берлин М.А., Зубов Н.В., Каплан М.А., Трошин А.Ф. Комплексная система оптимизации разработки нефтяных месторождений термическими методами на стадии проектирования // Тез. докл. Научно-практическая конференция «Математическое и физическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи пластов». - Казань. - 16-18 октября 1990 г. - С. 22-23.

3. Антониади Д.Г., Аржанов Ф.Г., Брагин А.П., Вашуркин А.И., Цыбулько А.М. К вопросу разработки Ван-Еганского месторождения термическими методами // Тр. НПО Союзтермнефть «Проблемы рациональной разработки нефтяных месторождений термическими методами». - Москва. - ВНИИОЭНГ. - 1982. - С. 57-63.

4. Антониади Д.Г., Аржанов Ф.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Применение термических методов добычи нефти на месторождениях СНГ // Нефтяное хозяйство. - 1993. - №10. - С. 24-29.

5. Антониади Д.Г., Бекух И.И., Гарушев А.Р. Проектирование и строительство скважин для термических методов добычи нефти // Москва. - «Недра». - 1996. - 112 с.

6. Антониади Д.Г., Берлин М.А., Трошин А.Ф. Расчет температурного поля при нагнетании пара в пласты с различными геолого-физическими условиями // Тез. докл. Научно-практическая конференция «Математиче-

ское и физическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи пластов». - Казань. - 16-18 октября 1990 г. - С. 28-29.

7. Антониади Д.Г., Бичкевский А.Д., Завертайло М.М., Ишханов В.Г. Состояние и проблемы внедрения термических методов повышения нефтеотдачи пластов // Тр. НПО Союзтермнефть «Теория и практика разработки нефтяных месторождений термическими методами». - Москва. - ВНИИОЭНГ. - 1985. - С. 3-7.

8. Antoniadis D.G., Budnikov V.F., Garushev A.R. High viscosity oil recovery from carbonate reservoirs by thermal methods // Paper No. 223 presented at the 4th UNITAR/UNDP Conference on Heavy Crude and Tar Sands. - 1988. - August 7-12. - Edmonton. Canada. - Preprints. - Vol. III.

9. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Дрампов Р.Т., Сташок Ю.И. Циклические парогазотепловые обработки скважин залежей высоковязких нефтей // Нефтяное хозяйство. - 1993. - 11. - С. 33-35.

10. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Реализация термических методов добычи нефти в России и за рубежом // Нефтяное хозяйство. - 1995. - №1-2. - С. 33-36.

11. Антониади Д.Г., Гордиенко В.А., Иванова Г.И. Анализ достоверности методов прогнозирования отборов нефти на базовом режиме разработки залежи // Тр. ВНИПИтермнефть «Проблемы повышения эффективности новых методов увеличения нефтеотдачи пластов». - Москва. - ВНИИОЭНГ. - 1983. - С. 43-53.

12. Antoniadis D.G., Drampov R.T., Stashok V.I., Vlasyuk A.Y., Orlov G.I., Shorin L.A., Sirotko V.A. Enhanced oil recovery by cyclic gas-steam stimulation // Fifth European Symposium on Improved Oil Recovery. - 1989. - April 25-27. - Proceedings. - P. 605-615. - Budapest.

13. Антониади Д.Г., Ишханов В.Г., Мишина Л.П. Перспектива развития термических методов добычи нефти в отрасли // Тр. НПО Союзтермнефть «Вопросы технического и технологического обеспечения термиче-

ских методов добычи высоковязких нефтей». - Москва. - ВНИИОЭНГ. - 1991. - С. 3-11.

14. Антониади Д.Г., Кошелев А.Т., Гарушев А.Р., Сташок Ю.И. и др. Технико-экономическая оценка технологии циклических обработок парогазовым теплоносителем месторождений высоковязких нефтей Чешской Республики // Сб. докладов. II Международная конференция «Бизнес в области нефти и газа». - 1994. - С. 3-8. - Люхаговице. Чешская Республика.

15. Аржанов Ф.Г., Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г., Бекхух И.И. Термические методы воздействия на нефтяные пласты // Справочное пособие. - Москва. - «Недра». - 1995. - 192 с.

16. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р., Антониади Д.Г., Ишханов В.Г. Термические методы добычи нефти в России и за рубежом // Москва. - ВНИИОЭНГ. - 1995. - 181 с.

17. Bokserman A., Mamedov Y., Antoniady D. Diverse methods spread thermal EOR in USSR // Oil & Gas J. - 1991. - Oct. 7. - Vol. 89. - No. 40. - P. 82-84.

18. Boxserman A.A., Tarasov A.G., Antoniady D.G., Dzhahalov K.E., Lavrennikov V.A. Application of heat carriers upon development of high-viscous heavy oil fields in the USSR // Paper No. 214 presented at the 4th UNITAR/UNDP Conference on Heavy Crude and Tar Sands. - 1988. - August 7-12. - Edmonton. Canada. - Preprints. - Vol. II'.

19. Зубов Н.В., Антониади Д.Г., Берлин М.А., Уманцев М.В. Влияние термоколебаний на нефтеотдачу матриц в трещиновато-пористом коллекторе // Тез. докл. Научно-практическая конференция «Математическое и физическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи пластов». - Казань. - 16-18 октября 1990 г. - С. 29-30.

20. Методическое руководство по проектированию применения теплоносителей при разработке нефтяных месторождений. РД39-0147035-214-

87 (от НПО Термнефть - Антониади Д.Г., Будко О.Г., Джалалов К.Э. и др.).  
- Москва. - Миннефтепром. - 1987. - 253 с.

21. Stashok Y.I., Antoniady D.G., Drampov R.T., Garushev A.R. Cyclic gas-steam well stimulation // Sixth European Symposium on Improved Oil Recovery. - 1991. - May 21-23. - Proceedings. - Vol. I. - Book I. - P. 105-114. - Stavanger. Norway.

22. Stashok Y., Antoniady D., Garushev A., Drampov R., Arzhanov F. Heavy oil pool and oil-bearing sands development using steam-gas bed stimulation technology // Fueling for a Clean and Safe Environment. 6th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands. - 1995. - February 12-17. - Vol. I. - P. 647-655. - Houston. Texas.

23. Stashok Y.I., Drampov R.T., Antoniady D.G., Garushev A.R. Cyclic Gas/Steam Well Stimulations: Field Results // Paper SPE/DOE 24201 presented at the SPE/DOE Eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery. - 1992. - April 22-24. - Proceedings. - P. 463-468. - Tulsa. Oklahoma.

24. Toth M., Gabelle C., Antoniady D. Injection of hot fluids, gas and foaming agent in the Demjen-West field // Heavy crude and tar sands. - Hydrocarbons for the 21st century. - 5th UNITAR International Conference on heavy Crude and Tar Sands. - 1991. - August 5-9. - Vol. 3. - P. 441-447. - Caracas. Venezuela.

25. А.с. 1231938 СССР. Способ разработки мощной залежи высоковязкой нефти / Ишханов В.Г., Иванов В.А., Бичкевский А.Д., Карасев С.А., Антониади Д.Г., Раковский Н.Л., Рузин Л.М.

26. А.с. 1345700 СССР. Способ разработки крутопадающего пласта с высоковязкой нефтью и активной водонапорной системой / Антониади Д.Г., Горбиков Б.П., Дрампов Р.Т., Ишханов В.Г., Карасев С.А.

27. А.с. 1351233 СССР. Способ разработки нефтяных месторождений тепловыми методами / Раковский Н.Л., Тарасов А.Г., Намиот А.Ю., Подкин А.А., Антониади Д.Г., Бичкевский А.Д., Джалалов К.Э.

28. А.с. 1487557 СССР. Способ паротепловой обработки добывающей скважины / Трошин А.Ф., Антониади Д.Г., Карасев С.А.

29. А.с. 1631166 СССР. Способ разработки нефтяного месторождения / Боксерман А.А., Жданов С.А., Копанев С.В., Антониади Д.Г.

30. А.с. 1673780 СССР. Парогенератор / Машков В.А., Антониади Д.Г., Белохвостиков Е.И., Гайнуллин М.Н., опубл. 30.08.91., БИ 32, 1991.

31. А.с. (Патент) 1800007 Р.Ф. Способ циклического воздействия парогазовым теплоносителем на призабойную зону пласта с вязкой нефтью / Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Дрампов Р.Т., Сташок Ю.И., опубл. 07.03.93., БИ 9, 1993.

32. Антониади Д.Г. «Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами», Москва ОАО издательство Недра, 1998, 304 с.

33. Джавадян А.А., Гавура В.Е., Сафронов В.И., Антониади Д.Г. и др. Разработка месторождений с высоковязкими нефтями. Проблемы и пути их решения / Сб. «Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей» – Краснодар, 1999-С.4-12.

Соискатель



Д.Г.Антониади



as47