

Российская Академия наук

Министерство науки, высшей школы и технической политики
Российской Федерации

Институт проблем нефти и газа
(И П Н Г)

И С С Л Е Д О В А Н И Е М Е Т О Д О В П О В Ы Ш Е Н И Я
Н Е Ф Т Е Г А З О К О Н Д Е Н С А Т О О Т Д А Ч И П Л А С Т О В
Н А М О Д Е Л Ь Н Ы Х У С Т А Н О В К А Х

А в т о р ы : А.С.Захаров, Н.К.Казарьян, В.В.Качалов,
С.Е.Леонов, А.В.Чернсмурдин

Москва
1993

Рассматриваются вопросы экспериментальных исследований механизмов процессов вытеснения углеводородов из пластов с применением методов повышения нефтегазоконденсатоотдачи, известных из опубликованных работ в различных странах. Освещается также опыт развития и совершенствования лабораторных установок, разнообразных физических моделей, применяющихся для изучения различных методов (способов) вторичного и третичного извлечения углеводородов.

Основная задача обзора - дальнейшее развитие методологии и методик постановки научно-исследовательских работ, конструирования лабораторного оборудования и проведения экспериментов в лабораторных условиях для изучения и моделирования методов повышения нефтегазоконденсатоотдачи пластов на месторождениях России и других стран СНГ.

Обзор рассчитан на научных работников и производственников, работающих в области повышения нефтегазоконденсатоотдачи пластов.

© Институт проблем нефти и газа (ИПНГ), 1993 г.
Институт высоких температур (ИВТ), 1993 г.

ВВЕДЕНИЕ

Предлагаемый читателям обзор научно-технической информации посвящен опыту экспериментальных исследований методов повышения нефтегазоконденсатоотдачи пластов, выполняемых на модельных установках в лабораторных условиях. Большой практический интерес для специалистов представляет информация о применяемом в мировой практике лабораторном оборудовании, методиках и методологиях подготовки и проведения экспериментов для разработки и совершенствования новых методов повышения нефтеотдачи пластов с учетом различных горно-геологических и физических условий залегания нефти. Внедрение новых методов повышения нефтегазоконденсатоотдачи обеспечивает, помимо получения значительного количества добытой нефти, экономию больших средств, которые нужно было бы затратить на получение того же прироста добычи нефти обычными методами (например, увеличением плотности сетки расположения скважин на месторождении).

В нашей стране необходимость повышения нефтеотдачи пластов обуславливается следующими причинами:

ограниченностью и невозможностью запасов нефти в недрах; быстрым наращиванием остаточных после заводнения запасов нефти в районах, в развитие которых уже вложены огромные материальные средства;

прогрессирующим ростом доли запасов нефти в районах со все более сложными геолого-физическими условиями месторождений, удаленных от основных мест потребления нефти.

Увеличение нефтеотдачи пластов может быть достигнуто путем устранения причин, приводящих к неполному извлечению нефти из недр в процессе разработки месторождений. Главная из причин — значительная неоднородность пород-коллекторов, содержащих нефть, а также особенности их физико-химического взаимодействия с нефтью, газом и водой в процессе разработки.

За последнее время создан ряд методов, позволяющих достичь более полной нефтеотдачи, чем при обычном заводнении: физико-гидродинамические методы (увеличение градиентов давления, закачка водогазовых смесей и др.); физико-химические методы с применением загустителей пенных систем; физико-химические методы с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), кислот, ще-

лочей и т.п.; методы вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами (углеводородным газом, углекислым газом, жидкими растворителями и т.п.), тепловые методы (вытеснение нефти горячей водой, паром, внутрипластовое горение), заводнение с применением мицеллярных растворов, загустителей и др. агентов.

Работы в области повышения нефтеотдачи пластов во всем мире сосредоточены на изыскании, изучении и испытании методов повышения коэффициента вытеснения нефти. Как правило, первоначально проводятся исследования в лабораторных условиях на моделях пластов, а затем они ставятся промышленными или опытно-промышленными экспериментальными работами. Для этого необходимо комплексное изучение процессов вытеснения углеводородного сырья на экспериментальном оборудовании, позволяющем проводить физическое моделирование процессов вытеснения при реальных пластовых условиях залегания пластов с учетом пластовой температуры, горного давления, скорости фильтрации, пористости, проницаемости коллекторов и других физических характеристик с целью значительного сокращения времени и материальных затрат на проведение опытно-промышленных испытаний новых методов повышения нефтегазоконденсатоотдачи пластов.

Авторы научно-технического обзора излагают сведения о работах в области повышения нефтеотдачи пластов, опубликованных в нашей стране и за рубежом с 1969 по 1992 гг. Они описывают экспериментальные исследования различных методов повышения нефтегазоконденсатоотдачи на модельных установках. При подготовке обзора основным предметом изучения были: методики подготовки и проведения экспериментов в лабораторных условиях; физические модели пластов и лабораторных установок в целом, их особенности, а также физико-химические характеристики моделей, процессов, образцов и вытесняющих агентов; полученные результаты проведенных работ.

В заключении приводятся выводы и рекомендации авторов обзора по совершенствованию лабораторного оборудования, методов, методологии (с учетом комплексного подхода) проведения экспериментальных исследований.

В приложениях дается характеристика нового экспериментального оборудования, разработанного авторами Института проблем нефти и газа и Института высоких температур Российской Академии наук.

I. УСТАНОВКИ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ПУТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

При разработке нефтяных месторождений с применением заводнения остаточная нефть содержится в пласте в виде пленок, капель и целиков нефти, сформировавшихся из-за микро- и макро-неоднородностей пласта, а также в зонах, где существующая система разработки не позволяет создавать градиенты давления, достаточные для быстрого вытеснения нефти водой.

Сейчас в нашей стране большая часть нефти добывается на заводненных месторождениях. Обводненность добываемой из нефтяных пластов продукции составляет при этом $\sim 60\%$, а в США — 75% .

Ниже рассматриваются работы, где приводятся принципиальные схемы лабораторных установок, описывается их устройство, а также модели, на которых проводились опыты, излагаются методика подготовки и проведения экспериментов. Однако в ряду публикации отсутствуют указанные сведения: / I-4 /.

В работе / 5 /, 1975, отражены лабораторные исследования по оценке величины коэффициента вытеснения нефти водой при давлениях выше и ниже давления насыщения нефти применительно к пластовым условиям Арланского месторождения. Опыты проводились с соблюдением условий подобия. Использовалась линейная модель пласта: длина модели — 100 см, пористая среда — кварцевый песок различных фракций (проницаемость 0,3–0,4 Д, пористость 29–30 %). Связанная вода создавалась путем замещения воды нефтью: в опытах она составляла 16–17 % от объема пор. Применялась пластовая нефть Арланского месторождения. Вытесняющим агентом служила пластовая вода того же месторождения плотностью 1,165–1,170 г/см³. Чтобы исключить растворение газа, находящегося в вытесняющей воде, последняя предварительно насыщалась газом при величине давления на 0,1–0,2 МПа ниже давления заводнения.

На рис. I.1 представлена схема экспериментальной установки по вытеснению нефти водой. Насыщенная газом вода переводилась в напорные колонки, соединенные последовательно с мерными трубками, которые позволяли визуально регистрировать расход вытесняющей воды. В процессе нефтевытеснения поддерживался постоянный перепад давления между входом и выходом модели пласта с помощью двух воздушных баллонов. Величина перепада давления

контролировалась ртутным дифманометром и составляла во всех опытах ~ 760 мм ртутного столба.

Было проведено две серии опытов: 1) вытеснение нефти водой производилось при давлении выше давления насыщения пластовой нефти; 2) перед нагнетанием воды нефть в пористой среде частично разгазировалась на режиме растворенного газа. При определенном разгазировании нефти в пористой среде коэффициент вытеснения и полная нефтеотдача существенно увеличиваются. За счет нефтеотдачи при режиме растворенного газа общий положительный эффект от частичного разгазирования наблюдается до газонасыщенности 7 % и более.

Авторы работы отмечают, что неподвижность газовой фазы, выделившейся из нефти, является одним из факторов, положительно сказывающимся на процессе вытеснения нефти.

В работе / 6 /, 1975, описаны результаты лабораторного исследования нефтеотдачи при режиме растворенного газа для условий Арланского месторождения нефти повышенной вязкости на лабораторной установке, принципиальная схема которой показана на рис. 1.2.

Кернодержатель представляет собой трубу из нержавеющей стали, заполненную песком. Внутренняя поверхность трубы покрыта слоем песка на эпоксидной основе. В качестве пористой среды использовалась смесь различных фракций кварцевого песка. Рабочими жидкостями служили пластовая вода и нефть. Вязкость пластовой нефти - 19 сПз, давление насыщения $\sim 6,6$ МПа. В опытах поддерживался постоянный темп снижения давления в пласте: 1,0; 0,5 и 0,25 МПа/сут. Изменение пластового давления осуществлялось путем отбора проб воздуха из колонки с помощью датчика постоянного расхода (ДПР).

Нефть и газ, поступающей из пористой среды, собирались в мерники и замерялись при текущих пластовых условиях. В атмосферных условиях объем нефти замерялся в бюретке с точностью (+ -) $0,05$ см³, объем газа - мокрым газометром с точностью (+ -) $0,5$ см³.

Для измерения малых приращений объема смеси (с точностью 2×10^{-5} см) в области давлений выше и несколько ниже давления насыщения использовалась мерная трубка. Давление в системе фиксировалось с точностью (+ -) $0,04$ МПа (изб.), а перепад давления в кернодержателе - с точностью (+ -) $1,0$ мм.рт.ст.

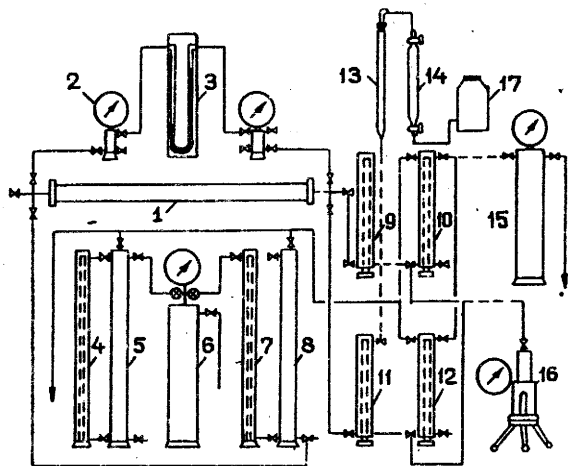


Рис.1.1. Схема экспериментальной установки по вытеснению нефти водой: 1 – модель пласта; 2 – стойка с манометрами; 3 – ртутный дифманометр; 4, 7 – мерные трубки; 5, 8 – напорные колонки; 6, 15 – воздушные колонки; 9–12 – мерники; 13 – бюретка; 14 – газометр; 16 – ручной пресс; 17 – емкость

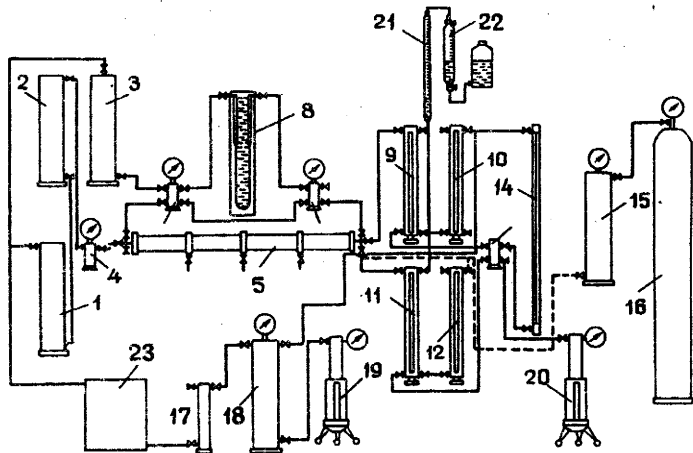


Рис.1.2. Схема лабораторной установки для исследования нефтеотдачи при режиме растворенного газа: 1–3 – разделительные колонки; 4 – баллон с газом; 5 – кернодержатель; 6, 7 – образцовые манометры; 8 – ртутный дифманометр; 9–12 – мерники для замера жидкости и газа в пластовых условиях; 13 – баллон с газом; 14 – мерная трубка; 15 – воздушный буфер-колонка; 16 – баллон с газом; 17 – колонка с воздухом; 18 – баллон с воздухом; 19, 20 – ручные прессы; 21 – мерная бюретка; 22 – газометр; 23 – датчик постоянного расхода (ДПР)

В работе приведены основные зависимости, характеризующие процесс истощения пласта в опыте с темпом понижения давления 0,25 МПа/сут. Моделирование процесса истощения линейной модели пласта при таком темпе понижения пластового давления показало, что разгазирование пластовой нефти угленосной толщи Арланского месторождения наступает при давлении на 0,4 МПа ниже давления насыщения. Вытесняющая способность газа наиболее эффективно проявляется до давления примерно 3 МПа (изб.). В этом случае из пласта удастся отобрать более 50 % объема нефти, извлекаемого при режиме истощения.

В работе / 7 /, 1976, приводятся результаты исследования вытеснения газа при постоянном давлении. Несколько серий экспериментов позволили выявить качественное влияние исследуемых параметров на газоотдачу заводняемого газонасыщенного пласта при постоянном давлении. Для проведения экспериментов была сконструирована и собрана установка, схема которой приведена на рис.1.3. Эту установку можно использовать для изучения комплекса вопросов газоотдачи заводняемого пласта в условиях высоких давлений.

Основным узлом установки является модель элемента пласта, изготовленная из стальной трубы диаметром 4,48 см, оборудованной по концам фланцами со штуцерами. Для расширения возможностей проведения экспериментов с учетом критерия динамического подобия были изготовлены модели длиной 100 см, с внутренней стороны обклеенные крупной фракцией песка во избежание проскальзывания жидкости и газа вдоль модели.

Для подготовки модели газонасыщенного пласта с остаточной водой по известной методике предварительно определялась газопроницаемость модели. Затем она вакуумировалась, насыщалась водой, определялась ее водопроницаемость. Модель насыщалась газом из месторождения Карадаг, отобранном под определенным давлением. С помощью насоса во всей системе устанавливалось давление, соответствующее пластовому (5-6 МПа).

В процессе опытов замерялись количество газа, прошедшего через газовый счетчик и количество воды, поступившей в длительную воронку. Изучено влияние на газоотдачу величины начального пластового давления, перепада давления, начальной газонасыщенности, количества глинистого материала в породе и проницаемости пористой среды.

Все исследования, кроме случая, когда изучалось влияние глинистости пород на газоотдачу, проведены на люберецком кварцевом песке. В соответствии с поставленной целью были использованы различные фракции этого песка. Газоотдача, в зависимости от перепада давления, исследована на пористой среде проницаемостью 0,179 Д при начальной газонасыщенности модели 71-72 % в широком диапазоне изменения градиента давления - от 0,08 до 0,72 МПа. Эксперименты проведены при четырех значениях начального пластового давления: 0,25; 5,04; 10,88 и 15,04 МПа.

Зависимость газоотдачи от начальной газонасыщенности была изучена на той же пористой среде при давлении 5,04 МПа и градиенте давления 0,56 МПа. Начальная газонасыщенность изменялась в пределах от 32,7 до 100 %.

С целью оценки влияния наличия глинистых частиц в породе на газоотдачу эксперименты проводились на смесях кварцевого песка и глины. Содержание глинистых частиц в смеси изменялось от 0 до 15 %. Проницаемость пористой среды, в зависимости от содержания глины, изменялась от 0,187 до 7,1 Д. Прочие условия были одинаковыми: давление в модели 15,04 МПа, перепад давления 0,56 МПа и начальная газонасыщенность 37,7-47,4 %.

Установлено, что разница в начальной газонасыщенности даже в 10 % не оказывает существенного влияния на результаты опытов.

При изучении зависимости газоотдачи от коэффициента проницаемости различная проницаемость создавалась смесями кварцевого песка разной фракции. При определенном давлении газ вытеснялся водой из вертикально установленной модели. Градиент давления при этом поддерживался в одних и тех же сериях опытов постоянным.

Из экспериментального исследования влияния различных факторов на газоотдачу пласта вытекает, что при проектировании разработки газовых месторождений в условиях водонапорного режима следует учитывать начальное пластовое давление и газонасыщенность пласта, а также проницаемость пород и предполагаемые градиенты давления при их сравнительно низких значениях.

Описанию особенностей экспериментального исследования газоотдачи неоднородных коллекторов посвящена работа / 8 /, 1977, в которой исследовано влияние видов неоднородности на газоотдачу пласта. Эксперименты проведены на установке, схема которой показана на рис.1.4.

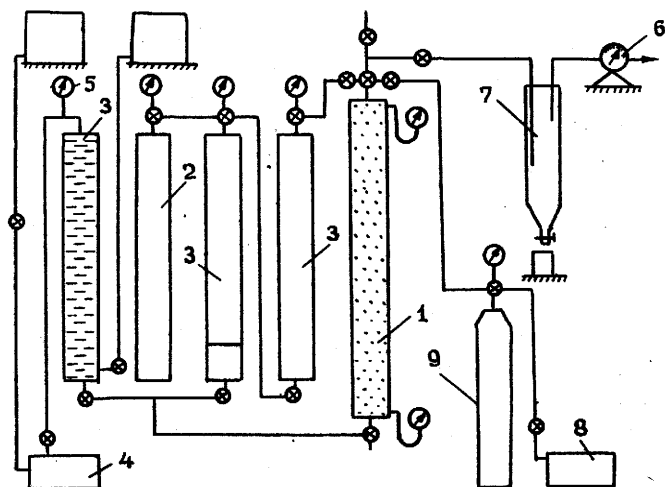


Рис.1.3. Экспериментальная установка для исследования вытеснения газа водой при постоянном давлении: 1 - модель элемента пласта; 2 - баллон с газом; 3 - поджимные емкости; 4 - насос; 5 - образцовые манометры; 6 - газовый счетчик; 7 - делительная воронка воды; 8 - компрессор; 9 - баллон с газом

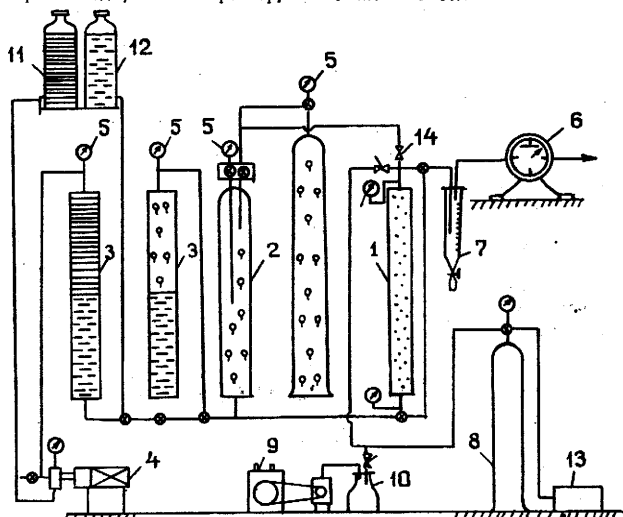


Рис.1.4. Лабораторная установка для исследования газоотдачи неоднородных пластов: 1 - модель пласта; 2 - емкость для углеводородного газа; 3 - поджимные емкости; 4 - насос одноплунжерный; 5 - манометр образцовый; 6 - газовый счетчик; 7 - сепаратор; 8 - емкость с газом; 9 - насос вакуумный; 10-12 - емкости промежуточные: для масла, для воды соответственно; 13 - компрессор; 14 - вентили

Конструкция установки такова, что на ней можно исследовать газоотдачу при постоянном и снижающемся пластовом давлении вытеснения газа водой в условиях высоких давлений. Основным ее узлом являлась модель пласта, которая представляла собой элемент пласта между линиями нагнетания агента и отбора проб. Насыщение пористой среды производилось при помощи вакуумного насоса, на линии которого имелась промежуточная емкость, предотвращающая попадание жидкости в вакуумный насос.

Модель элемента пласта была изготовлена из толстостенной стальной трубы длиной 1000 мм и внутренним диаметром 44,8 мм и оборудована на концах фланцами со штуцерами. Кернадержатель с внутренней стороны обклеивался крупной фракцией песка с целью предотвращения проскальзывания жидкости и газа по стенкам. Пористая среда была создана из кварцевого песка. Для получения различных проницаемостей использовался песок различного фракционного состава.

Для удаления посторонних частиц и полной гидрофилизации поверхности зерен песок промывался слабым раствором соляной кислоты, а затем водой и высушивался до постоянного веса. Гидрофобизация поверхности зерен производилась путем обработки песка 0,5 % раствором этилвинилдихлорсилана в бензоле. Обработанный этим раствором песок обладает необратимой гидрофобной характеристикой поверхности зерен.

Характеристики созданных моделей представлены в табл. I. I.

Таблица I. I

Характеристика: Вид пористой пористой среды	: Проницаемость, Д	: Пористость, %	: Длина зон, см	: Площадь поперечного сечения, см ²	
Однородная	8,4	35,6	100	15,8	
Слоистая	8,6; 1,3	35,6	100	7,9	
Гидрофильная	Зонально-неоднородная	<u>8,6</u>	<u>35,6</u>	<u>50</u>	15,8
		1,3	26,6	50	
Гидрофобная	Однородная	8,6	36,2	100	15,8
	Зонально-неоднородная	<u>8,6</u>	<u>36,2</u>	<u>50</u>	15,8
	1,3	32,2	50		

В экспериментах использован природный газ, на 93 % состоящий из метана. Вытесняющим агентом была пластовая вода. Подготовка модели пласта к экспериментам производилась в вертикальном положении при вытеснении газа снизу вверх. Вначале из модели под глубоким вакуумом удалялся содержащийся в ней воздух, затем при продолжающемся вакуумировании в нее подавалась вода до полного насыщения пористой среды. Объем воды, вошедший в пористую среду, определялся как разность начального и оставшегося в специальной емкости ее количества.

Начальная газонасыщенность изменялась в исследованиях от 35 до 80 %. При меньших начальных газонасыщенностях газораспределение в пористой среде отмечалось неравномерное. Для создания желаемой начальной газонасыщенности вода из пористой среды вытеснялась газом (путем подачи его в верхнюю часть модели). Отбор воды производился с нижнего конца модели. Количество вышедшей воды при вытеснении соответствовало начальной газонасыщенности пористой среды.

Заводнение газонасыщенной модели осуществлялось при постоянном начальном давлении в системе 15,0 МПа с перепадом давления 0,6 МПа, который контролировался манометрами. Результаты экспериментов были обработаны в виде зависимости безводной газотдачи от начальной газонасыщенности пористой среды.

Авторы работы отмечают, что смачиваемость пород при вытеснении газа водой в условиях, когда коллекторы хорошо проницаемы и сравнительно однородны, не играет существенной роли. Она может повлиять на результаты вытеснения при низких перепадах давления в коллекторах с высокой степенью неоднородности, когда роль капиллярных явлений будет превалировать над гидродинамическими силами. Однако смачиваемость пород оказывает влияние на продолжительность безводного периода. Продолжительность безводного вытеснения газа водой из гидрофильной однородной пористой среды значительно короче, чем при вытеснении газа из гидрофобной среды.

В работе / 9 /, 1978, описан метод точного измерения объемов извлеченной нефти на основании лабораторных исследований пластовых условий - метод непрерывной регистрации нефтеотдачи при экспериментальном заводнении в условиях высокой температуры и давления. Он включает сбор нефти в сепаратор высокого давления, где ее объем контролируется датчиком дифференциального дав-

ления высокой точности. При точно выбранных размерах сепаратора измерение небольших объемов (менее 1 % порового объема стандартных кернов для испытания) возможно серийными датчиками давления. Метод применим для испытания вытеснения нефти или воды газом и вытеснения газа водой.

Незначительные модификации оборудования и методики позволяют измерять объемы газа, нефти и воды при испытаниях трехфазного потока. Схема лабораторной установки приведена на рис. 1.5 а, б. Если все компоненты и узлы аппарата работают нормально, то погрешность измерения объема извлеченной нефти пропорциональна $D^2/\Delta P$, где D - внутренний диаметр сборника и ΔP - разность плотностей нефти и воды. Рассмотрен, в частности, пример:

Поровый объем керна	28 см ³
Внутренний диаметр сборника	1,23 см.
Плотность нефти	0,674 г/см ³ .
Плотность воды	1,09 г/см ³ .
Нефтеотдача при заводнении	18 см ³ /см ³ .

Если дифференциальное давление замеряется в пределах 0,0000007 МПа, то максимальная погрешность замеряемого объема извлеченной нефти составит приблизительно 0,043 см³, или 15 % порового объема. Основными причинами погрешности являются:

- прилипание флюида к стенке сборника
- появление эмульсии в потоке
- изменение плотности воды во время заводнения.

Работа / IO /, 1979, посвящена исследованию процесса нефтевытеснения растворами щелочи применительно к месторождениям Азербайджана.

Нефтевытеснение проводилось на линейных моделях пласта длиной 1500 см и диаметром 37 мм при постоянном перепаде давления, близком к пластовым значениям. В результате опытов установлено, что наибольшее нефтевытеснение (на 10 % выше по сравнению с вытеснением попутной водой) как в безводный период, так и при почти трехкратной промывке достигается 0,25 % раствором щелочи в куринской воде (отобранной из реки Куры).

Применительно к месторождениям Азербайджана были проведены сравнительные опыты по вытеснению нефти 0,25 % раствором едкого натра в куринской воде из пористых сред с включением глин примерно до реального содержания в коллекторах от 0 до 25 %.

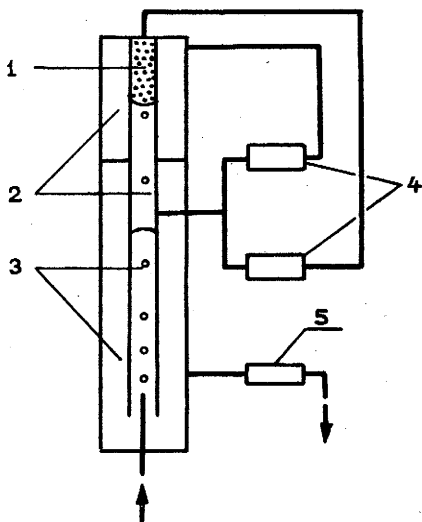
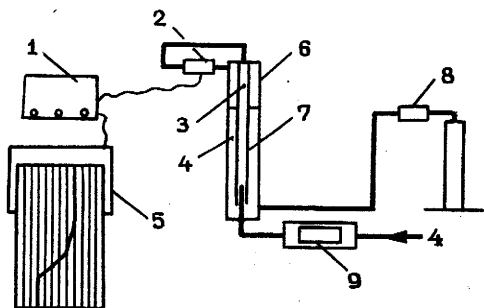


Рис.1.5. Лабораторное оборудование для исследования методов заводнения: а – аппаратура для испытания заводнения: 1 – пульт управления датчиками; 2 – датчик дифференциального давления; 3 – нефть; 4 – рассол; 5 – самопесец; 6 – сепаратор высокого давления; 7 – коллекторная труба; 8 – регулятор противодействия; 9 – образец породы; б – оборудование для измерения величины выходной продукции: 1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – датчик дифференциального давления; 5 – регулятор противодействия (обратный клапан)

Для создания пористой среды использовался кварцевый песок, имеющий размеры зерен от 0,1 до 0,5 мм. Чтобы исключить влияние проницаемости на коэффициент нефтевытеснения, пористая среда с различным содержанием глин создавалась из фракций песка в таких соотношениях, чтобы проницаемость пористых моделей практически выдерживалась постоянной и равной 1,02-1,17 Д.

В табл. I.2 приведен фракционный состав песка для моделей пласта.

Таблица I.2

Содержание глины в пористой среде, %	Фракционный состав песка, %			Проницаемость пористой среды, Д
	0,5-0,25 мм	0,25-0,1 мм	более 0,1 мм	
5	-	85	10	1,07
10	45	45	-	1,17
15	74	11,3	-	1,09
20	75	5	-	1,02
25	75	-	-	1,12
0	-	50	50	1,15

Нефтевытеснение осуществлялось на установке, схема которой показана на рис. I.6. По всей внутренней поверхности трубки, во избежание проявления пристенных эффектов была нанесена мелкая резьба. После создания модели пласта ее в течение продолжительного времени оставляли под вакуумом для удаления воздушных включений из пористой среды. Затем модель насыщалась нефтью и остаточной водой и производилось нефтевытеснение.

Опыты показали, что для идентичных условий коэффициент нефтевытеснения в безводный период практически не отличался при вытеснении нефти как водой, так и раствором едкого натра, и соответственно составлял 30,4 и 30,2 %. В водный же период он существенно возрос при вытеснении нефти раствором едкого натра и составлял на 11,4 % больше, чем при вытеснении ее водой без добавки едкого натра (33,2 против 21,8 %), что говорит о преимуществе щелочного заводнения. При добавлении в пористую среду глинистого материала коэффициент нефтевытеснения в процессе фильтрации раствора щелочи в модели пласта снижался.

Влияние свойств границы раздела на ход процесса несмешивающегося вытеснения исследуется в работе / II, 1979.

Авторами были проведены лабораторные испытания по измерению поверхностного натяжения, смачиваемости и поверхностной реологии, т.е. основных параметров границы раздела.

Результаты расчетов приведены в графиках, которые отражают следующие зависимости:

влияние расширения (сжатия) на поверхностное натяжение системы "сырая нефть - вода",
поверхностная вязкость как функция рН воды,
зависимость степени вязкоупругих свойств пленки от рН воды,
модуль расширения как функция частоты распространения волны и положения пластины детектора.

На рис. I.7 приведена схема аппаратуры микромодела вытеснения. Установка включает: фиксированный объектив, шприц, микромодель, термостат, емкость с нефтью и водой, редуктор (регулятор) давления, двухканальный самописец и фиксатор положения объектива.

Подобная модель для исследования вытеснения была применена впервые. Она включает в себя две стеклянные капиллярные трубки, спаянные вместе и образующие один цилиндрический капилляр с изменением диаметра в центре. Аналогичным образом были использованы три капиллярные трубки, причем капилляр меньшего диаметра (0,2 мм) был расположен между двумя трубками большего диаметра (0,4 мм).

Для оценки модели в случае использования простой теоремы ламинарного потока использовались чистые нефти.

Авторами работы сделаны следующие выводы:

Разработан новый метод определения динамического поверхностного натяжения, применяемый для изучения механизмов процесса вытеснения как по границе раздела, так и по поверхности.

Реализуется возможность определения свойств высоковязкоупругих пленок и их влияние на измеряемое вытеснение.

Для систем сырая нефть - вода динамическое поверхностное натяжение не снижается в значительной степени при наличии водных ПАВ низкой концентрации.

Для сырых нефтей перепад давления, приводящий к вытеснению, не зависит от поверхностной реологии.

Результаты исследования нефтеотдачи малопроницаемых коллекторов при высоких температурах приведены в работе / 12 /, 1979.

Для установления более четкой зависимости между нефтеотдачей и проницаемостью коллекторов, особенно при низких значениях последней, проведены лабораторные эксперименты по вытеснению керосина водой при различных проницаемостях пористой среды. Эксперименты проводились на установке, схема которой не приведена. Пористой средой служила смесь кварцевого песка с маршаллитом. Температура закачиваемой в модель пласта воды изменялась от 25 до 95 °С. Вытеснение керосина водой проводилось при перепаде давления 0,15 МПа. Проницаемость пористой среды изменялась от 0,007 до 0,5 Д. С увеличением проницаемости пористой среды от минимального его значения 0,007 Д коэффициент нефтеотдачи увеличивается.

При проницаемости пористой среды порядка один и выше дарси, когда керосин вытесняется водой, коэффициент вытеснения доходит до 80 %. С увеличением коэффициента проницаемости от 0,007 до 0,5 Д содержание остаточной воды меняется от 45,4 до 32,2 % от объема пор. Наибольшая остаточная нефтенасыщенность соответствует наименьшему коэффициенту проницаемости, т.е. значению 0,007 Д.

В работе отмечается влияние проницаемости пористой среды на время процесса вытеснения и на необходимое количество вытесняющей жидкости. С уменьшением коэффициента проницаемости среды время вытеснения углеводородной жидкости водой возрастает.

Влияние упруго-емкостных свойств пластовой водонапорной системы на газоотдачу рассматривается в работе / 13 /, 1979. Была изготовлена экспериментальная установка, позволяющая моделировать естественный упруговодонапорный режим. Схема установки не приводится. Авторы приводят результаты экспериментов, позволяющие оценивать влияние активности законтурной водяной области на газоотдачу. Эксперименты выполнялись на модели пласта, представленной вертикальной колонкой длиной 1470 мм и диаметром 30 мм, заполненной молотым стеклом, с проницаемостью по газу, равной 55 мД. Природный газ известного состава вытеснялся дистиллированной водой. Для удобства сопоставления в экспери-

ментах с различными начальными давлениями темпы отбора газа вычислялись одинаковыми (в долях от начального запаса газа в модели пласта).

Для иллюстрации полученных результатов была введена некоторая безразмерная функция, определяющая общий начальный упругий запас сжатого газа в долях от начального упругого запаса газа в модели пласта. В пределах рассматриваемых исследований величина функции составляла 0,5; 1,25; 5,0 и 7,0.

В работе показано изменение величины безводной газоотдачи с изменением упругого запаса водонапорной системы для опытов с различными пластовыми давлениями. Отмечается, что вытеснение газа водой с постоянным давлением нагнетания существенно снижает величины безводной газоотдачи, и снижение это неодинаково в опытах с различными начальными давлениями.

Авторы приводят на рисунках результаты исследований по определению влияния темпа отбора газа на безводную газоотдачу в условиях различной активности водонапорной системы. Влияние темпа отбора газа в области малых его абсолютных значений существенно сильнее, чем в области больших.

В работе / 14 /, 1982, приводятся лабораторные исследования коэффициента вытеснения нефти при заводнении Леляковского месторождения. Исследования проводились на керновом материале. Схема лабораторной установки не приводится. В таблице приведены значения коэффициентов вытеснения нефти водой из составных образцов разных скважин Леляковского месторождения.

Сообщается о проведении опытов капиллярной пропитки образцов месторождения с пористостью 12,2-22,9 % и проницаемостью (2,3-27,4) $\times 10$ мкм². Среднеарифметические величины коэффициента капиллярного вытеснения и скорости пропитки для выполненной серии опытов соответственно равны 0,20 и 4,91 см²/с.

Для оценки начальной водонасыщенности (связанной воды) в лабораторных условиях проводилось довытеснение нефтью воды, вторгшейся в керн при заводнении до выхода безводной нефти. Затем образец извлекался из кернодержателя и определялась его насыщенность в аппаратах Зекса. Авторы приводят результаты этих исследований в табличном виде. По известному текущему коэффициенту вытеснения для данного интервала можно оценить начальные значения водонасыщенности по приведенной в данной работе зависимости.

Влияние температуры на коэффициент вытеснения нефти водой исследуется в работе / 15 /, 1983. Была проведена серия опытов, в которых изучалось влияние изменения пластовой температуры в интервале 20–120 °С на коэффициент вытеснения при различных скоростях нагнетания воды. Опыты проводились на однородных и слоисто-неоднородных моделях пористой среды при давлении 2,5 МПа. Модель пористой среды создавалась из кварцевого песка. Схему и описание лабораторной установки авторы в работе не приводят.

Вытеснялось трансформаторное масло дистиллированной водой. Остаточная вода не моделировалась. В результате исследований были построены зависимости коэффициента вытеснения от температуры.

Анализ полученных зависимостей показывает, что при больших скоростях нагнетания воды безводный коэффициент вытеснения значительно увеличивается с повышением температуры закачиваемой воды. Результаты исследований позволяют утверждать, что тепловые методы воздействия на залежи будут эффективными при закачке в неоднородные и низкопроницаемые пласты горячей воды высокими темпами нагнетания.

В работе / 16 /, 1982, рассматриваются особенности процесса вытеснения нефти водой из низкопроницаемых коллекторов Предкарпатья. Были проведены экспериментальные исследования процесса вытеснения нефти водой для условий Предкарпатья. Схема и описание лабораторной установки не приводятся. В процессе эксперимента на основе условий подобию подбирали параметры модели и опыта. Для создания модели использовали образцы песчаников из обнажения менилитовой свиты Битковского района. Длина модели 45–49 см, пористость 10–14 %, проницаемость 0,009–0,012 мкм².

В качестве флюидов применяли рекомбинированные пробы нефти Долинского месторождения с вязкостью 0,0011 Па·с и воды с вязкостью 0,0005 Па·с. Начальную водонасыщенность создавали методом вытеснения. Опыты проводили при давлении и температуре, максимально приближенных к баротермическим пластовым условиям.

Особенностью проведенных экспериментов является то, что насыщенность модели определяли методом электрических сопротивлений с помощью расположенных через 5 см по длине модели кольцевых электродов. Это дало возможность проследить изменение насыщенности модели в процессе вытеснения нефти водой.

Результаты экспериментальных исследований позволяют сде-

лать вывод, что низкопроницаемым однородным коллекторам свойственно поршневое вытеснение нефти водой, незначительная величина стабилизированной зоны (0,1 от длины модели), конечная нефтеотдача практически соответствует безводному периоду фильтрации нефти.

Влияние скорости нагнетания воды на коэффициент вытеснения исследовано в работе / 17 /, 1983. Описание и схема лабораторной установки в работе не приводятся.

Для установления влияния скорости нагнетания воды на коэффициент вытеснения был проведен комплекс исследований при пяти фиксированных значениях скорости: 2×10^{-6} ; 4×10^{-6} ; 4×10^{-5} ; 2×10^{-4} ; 4×10^{-4} м/с.

Опыты проведены на однородных и слоисто-неоднородных моделях пористой среды при давлении 2,5 МПа. Модель пористой среды - кварцевый песок. Вытеснялось трансформаторное масло дистиллированной водой. Температура изменялась в пределах 20-120 °С.

Результаты исследований представлены как зависимость коэффициента вытеснения от скорости нагнетания воды, и показывают, что с увеличением температуры интервал скоростей, при которых происходит устойчивое продвижение водонефтяного контакта, увеличивается. При температуре 120 °С интервал устойчивого продвижения водонефтяного контакта намного расширяется.

Полученные результаты показывают, что в зависимости от конкретных условий изменение коэффициента вытеснения при изменении скорости нагнетания воды может быть различным.

Конечный коэффициент вытеснения при различных условиях изменяется в зависимости от скорости нагнетания воды по-разному. Отсюда вытекает необходимость учета этого параметра и предварительное определение зависимости коэффициента вытеснения от скорости нагнетания воды для конкретных условий каждого месторождения.

Авторы отмечают, что надо выбирать такие скорости закачки, которые могли бы обеспечить не только заданный режим отбора проб нефти, но и оптимальную скорость продвижения водонефтяного контакта для достижения максимальной нефтеотдачи.

В работе / 18 /, 1983, рассматривается влияние проницаемости пористой среды на газоотдачу в условиях упруговодонапорного режима. Был проведен ряд экспериментальных исследований, модели-

рущих процесс вытеснения газа водой при разработке газовых залежей на упруговодонапорном режиме. Описание лабораторной установки и методика подготовки и проведения опытов приведено в более ранних работах тех же авторов.

Даются зависимости: безводной газоотдачи от начального пластового давления из пористых сред различной проницаемости; безводной газоотдачи от абсолютной проницаемости пористой среды.

Проведенный авторами комплекс экспериментальных исследований по вытеснению газа водой при упруговодонапорном режиме позволил уточнить представление об этом процессе. Установлено, что коэффициенты вытеснения газа водой из однородных пористых сред значительно выше, чем это представлялось ранее.

В работе / 19 /, 1984, описывается взаимное вытеснение воды и углеродной жидкости в пористой среде при отсутствии гидродинамического перепада давления. Исследования проведены на лабораторной установке (рис. I.8).

Установка состоит из модели пласта, питающей системы и замерных устройств. Модель пласта изготавливалась из молотого кварцевого песка (проницаемостью $9,0 \text{ мкм}^2$ и пористостью 26 %) в стеклянных колонках длиной 0,4 м и диаметром 0,03 м, оборудованных с обоих концов специальными колпачками. При проведении опытов она устанавливалась строго горизонтально.

В качестве неполярной углеводородной жидкости был использован толуол с величиной поверхностного натяжения на границе с дистиллированной водой $28,40 \text{ МН/м}$ и вязкостью $0,6 \text{ МПа}\cdot\text{с}$. В качестве полярной углеводородной жидкости была использована нефть вязкостью $13 \text{ МПа}\cdot\text{с}$ и плотностью 865 кг/м^3 . Изучено прямоточное вытеснение воды толуолом и нефтью, когда выходной конец модели открыт, и жидкости имеют возможность двигаться в направлении к этому концу.

Показано влияние свойств углеводородной жидкости на вытеснение воды из пористой среды в отсутствие гидродинамического перепада давления.

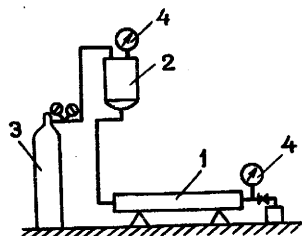


Рис.1.6. Схема опытной установки для исследования процесса вытеснения нефти растворами щелочи: 1 – модель пласта; 2 – емкость с раствором; 3 – баллон со сжатым воздухом; 4 – образцовые манометры.

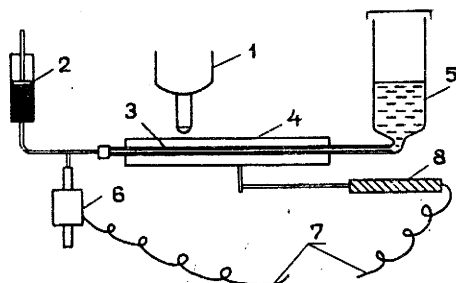


Рис.1.7. Схема микромодельной установки для несмешивающегося вытеснения нефти: 1 – фиксированный объектив камеры; 2 – поджимающий насос для нефти; 3 – микромодель; 4 – термостат; 5 – емкость с водой; 6 – редуктор давления; 7 – провода к двухканальному самописцу; 8 – датчик положения

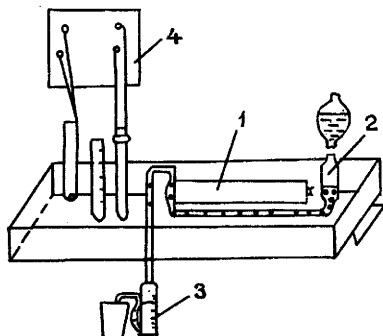


Рис.1.8. Схема экспериментальной установки для исследования взаимного вытеснения воды и жидких углеводородов: 1 – модель пласта; 2 – питающая система; 3 – калиброванная мензурка; 4 – система КИП

2. УСТАНОВКИ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА ПРОЦЕССА ВЫТЕС- НЕНИЯ НЕФТИ СМЕШИВАЮЩИМИСЯ С НЕЙ УГЛЕВОДОРОДАМИ

В некоторых случаях геолого-физические свойства залежи не позволяют использовать преимущества эффективного метода заводнения нефтяных залежей. Это особенно ярко проявляется, когда пласт не принимает воду. В таких случаях целесообразно применять закачку природного газа в пласт, содержащий высоковязкую нефть.

Методы вытеснения нефти смешивающимися с ней углеводородами применяются с целью создания условий вытеснения нефти без проявления капиллярных сил. Достижение условий полного вытеснения нефти возможно, если вытесняющий агент будет смешиваться с вытесняемой нефтью и образовывать с ней однородную фазу. Условия взаимной смешиваемости углеводородов являются основными теоретическими предпосылками применения указанного метода.

Эта тема рассматривается во многих опубликованных работах, однако в некоторых из них не содержится описание лабораторных установок, модели пласта, а также методики подготовки и проведения экспериментов / 20-22 /.

В работе / 3 /, 1976, исследуется влияние температуры на фазовую проницаемость при капиллярном вытеснении воды жидкими углеводородами. Влияние температуры на капиллярные явления в пористой среде дает основание считать, что при капиллярном вытеснении фазовая проницаемость будет зависеть от этого фактора. Проводилась серия экспериментов, и получены кривые зависимости капиллярного давления от водонасыщенности при высоких температурах методом полупроницаемой перегородки. Была изготовлена лабораторная установка, позволяющая работать при повышенных температурах.

В экспериментах из образца породы проницаемостью 0,44 Д дистиллированная вода вытеснялась углеводородными жидкостями - очищенными неполярным керосином и высокоактивной нефтью при температуре 20-70 °С.

Экспериментальные данные показывают, что с увеличением температуры остаточная водонасыщенность образца в случае вытеснения воды керосином при одном и том же капиллярном давлении

возрастает. Подобная картина наблюдается и при капиллярном вытеснении воды высокоактивной нефтью. Проведенными исследованиями установлено, что при капиллярном вытеснении нефти водой, как и при наличии перепада давления, фазовая проницаемость породы для жидкостей зависит от температуры.

В работе / 23 /, 1981, рассматриваются результаты лабораторных исследований по влиянию на нефтеотдачу комбинированной закачки оторочки легких углеводородов и вытеснения нефти смешанной фазой.

Испытания проводились на трубчатой модели, заполненной рыхлым песком и оснащенной нагревательными элементами, термостатом, манометрами, системой нагнетания пара и сборным резервуаром. Диаметр трубы модели был равен 50,8 мм, длина трубы 250 см. Пористость песка равнялась 33 %, проницаемость - 12 мкм². Размеры зерен песка колебались от 0,1 до 1 мм. Температура измерялась термoeлементами. Пар подавался парогенератором с электрическим подогревом, который мог создавать давление до 1 МПа.

В экспериментах использовались три типа нефти с вязкостью при 20 °С от 7,8 до 990 мПа·с.

В качестве оторочки применялись изопентан и бензин. Перед нагнетанием пара закачивали оторочку 5; 10 и 20 % порового объема. Пар с температурой до 151 °С закачивался под давлением 0,5 МПа с расходом 2-4 кг/ч.

Показано влияние на нефтеотдачу количества и типа закачиваемых в качестве оторочки легких углеводородов, начальной насыщенности нефтью, скорости нагнетания пара, температуры нагнетаемого пара.

В работе / 24 /, 1982, описывается физическая модель нефтяного месторождения west willmar Pilot (Зап. Канада).

Для увеличения нефтеотдачи на нефтяном месторождении west willmar были проведены опытные испытания по заводнению коллектора водой, газом и углеводородами. С этой целью на месторождении отбирались керны, которые испытывались на лабораторной установке (рис.2.1).

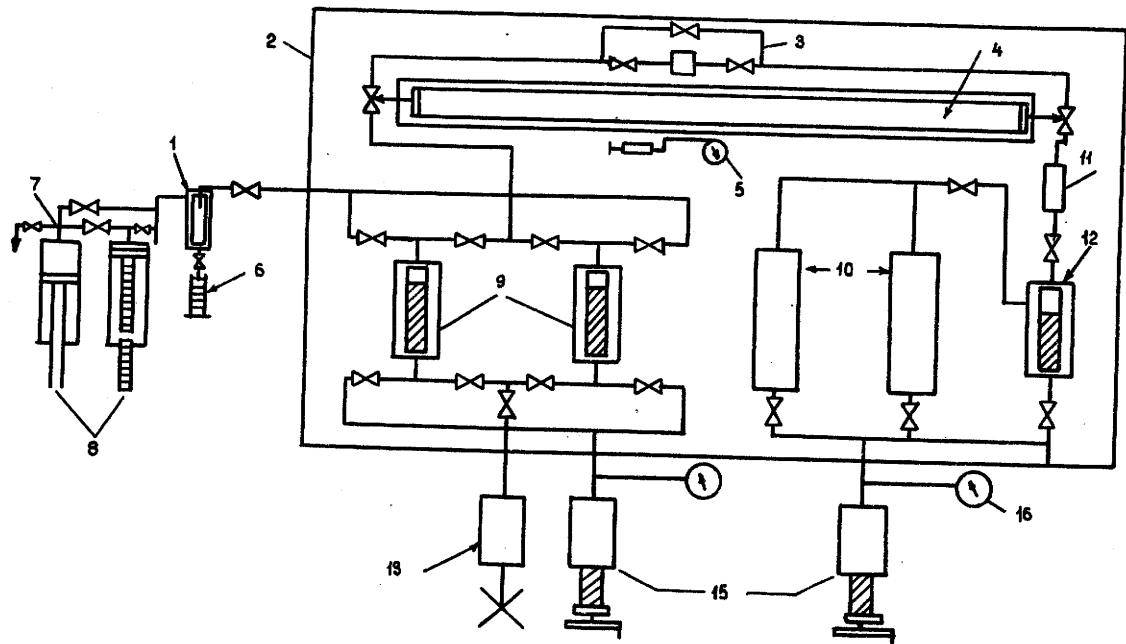


Рис.2.1. Схема лабораторного оборудования для испытания нефти водой, газом и углеводородами: 1 - сепаратор; 2 - воздушная ванна; 3 - прибор для измерения дифференциального давления; 4 - составной керн в свинцовой трубке; 5 - прибор для измерения горного давления; 6 - устройство для замера и забора жидкости; 7 - узел забора газа; 8 - газометр Руска; 9 - колонки высокого давления для визуального наблюдения; 10 - емкости для закачиваемой жидкости; 11 - фильтр; 12 - визуальная проверочная колонка; 13 - ручной насос; 14 - выходной манометр; 15 - насосы Руска; 16 - входной манометр

Новым в конструкции установки по испытанию вытеснения нефти и в самом методе испытания является постоянство между степенью закачки и выходом продукта. Найдено, что данные граничные условия увеличивают механическую надежность и облегчают эксплуатацию. Данный метод также позволяет избегать скачков давления, которые часто возникают при контроле противодавления.

При закачке сжимаемых газов объем закачиваемого флюида и продукта, извлекаемого из керна, определяется по данным расхода закачки и извлечения, сжимаемости флюида и объема пластового флюида закачки и отбора.

Керны обрабатывались в лаборатории. Диаметр керна составлял 38 мм, длина — 76 мм. Вся модель керна состояла из 31-й секции. Средневзвешанные пористость модели составляла 23,9 %, проницаемость по воздуху — $1,25 \text{ мм}^2$. Соответствующие измеренные значения этих показателей составили 22,0 % и $0,56 \text{ мм}^2$.

В работе приведен компонентный состав нефти и газа после сепарации. Отобранные образцы нефти и газа имели температуру 56–93 °С, давление — 360 кПа, газонефтяной фактор — 79,5, точку росы — 11,45 МПа. Давление насыщения пластовой нефти и четырех растворителей было равно 9,2 МПа.

Каждый смешивающийся растворитель приготавливался путем обогащения газа пропаном в 45-литровой емкости при давлении 240 кПа и взбалтывании емкости в течение нескольких дней. Далее смесь концентрировалась в баллоны высокого давления при температуре жидкого азота с последующим нагревом до комнатной температуры и закачиванием ртути для повышения давления значительно выше давления насыщения.

Испытания проводились с растворителями четырех типов и с водой при постоянном расходе закачки и скорости извлечения, равной 32,8 мл/ч.

Проведенные испытания позволили сделать вывод, что лабораторное оборудование применимо для воспроизведения процессов в промышленных установках при работах на промыслах.

В работе / 25 /, 1982, исследуется влияние подвижной воды на многоконтантное смешивающееся вытеснение газом в условиях смачивания водой и нефтью.

Испытания проводились на лабораторной установке, схема которой показана на рис.2.2. В качестве модели использовались керны длиной 244 см с отдельным и одновременным закачиванием воды и CO_2 с целью вытеснения остаточной нефти. В целом было испытано 9 кернов при различных условиях водонасыщения.

Все испытания проводились при одной температуре ($54,4^\circ\text{C}$) и приблизительно при одном давлении ($13,1\text{ МПа}$), т.е. чуть выше минимального давления смешивания CO_2 ($11,4\text{ МПа}$). Давление внутри керна превышало испытательное давление на $0,7\text{ МПа}$.

Объем газа, поступающего из сепаратора, постоянно фиксировался газовым счетчиком, а его состав определялся на газовом хроматографе через каждые 60 мин. Расход закачиваемого CO_2 составлял $2,2-6,8\text{ см}^3/\text{ч}$, расход закачиваемой воды — $1,7-7,2\text{ см}^3/\text{ч}$. Извлечение нефти при заводнении составило $40,1-60,3\%$ объема пор, занятых углеводородами. Минимальное давление смешивания определялось при $54,4^\circ\text{C}$ серией испытаний на трубке малого диаметра. Для всех испытаний экспериментальная погрешность была менее 2% порового объема, занятого углеводородами.

При непрерывной закачке CO_2 и воды общий объем извлеченной нефти составил $89,4-95,5\%$ порового объема, занятого углеводородами, а при чередующейся закачке газа и воды (в диапазоне отношения их объемов $0,3-3,1$) составил $79,0-90,1\%$.

Предлагаемая методика позволяет регулировать свойства керна от гидрофильности и гидрофобности в процессе вытеснения CO_2 .

Изучение на физической масштабной модели процесса вытеснения остаточной нефти смешивающимися флюидами описано в работе / 26 /, 1983. Здесь проанализированы пригодность и ограни-

чения масштабных физических моделей для изучения поведения вытеснения растворителем и получены выводы, что эти модели хорошо подходят для разработки механизма такого процесса. Схема лабораторной установки не приводится. Результаты, полученные на экспериментальных моделях, хорошо согласуются с промышленными.

Использование растворителей для извлечения остаточной сырой нефти представляет обычно двухступенчатый процесс. Во-первых, подвижную воду вытесняют закачанной углеводородной растворителем. Во-вторых, остаточную нефть (прежде запертую подвижной водой) вытесняют текущим растворителем.

Вытеснение подвижной воды растворителями контролируется двумя факторами: приложенным градиентом давления и природным градиентом, часто называемым "вязкостная сила" и "гравитационная сила". Отношение этих сил в модели должно быть равно соответствующему отношению в прототипе. При экспериментах пористая среда состояла из стеклянных шариков, размещенных в кернодержателе соответствующей длины, изготовленном из органического стекла.

Все опыты проводились в кернодержателе, находящемся в горизонтальном положении. Система была оснащена соответствующими манометрами, насосом с постоянной скоростью подачи, демпфером и устройством для сбора.

Сначала колонку насыщали водой, потом закачивали нефть, а затем вытесняли нефть углеводородом до получения неподвижного остатка. Растворитель закачивался при контролируемой скорости (величина расхода), а образцы жидкости отбирали и анализировали на хроматографе. Водонефтяное отношение при подготовке эксперимента достигало величины 200 (при прокачке одного порового объема жидкости).

Модель имела длину 31,8 см при изменении абсолютной проницаемости от 47 до 105 мд. Скорости в эксперименте изменялись от 8 до 3608 см/сут. Все эксперименты проводились при температуре окружающей среды.

Авторы отмечают, что извлечение остаточной сырой нефти (после заводнения) растворителями сильно зависило от относительных значений вязкости и плотности растворителя по отношению к подвижной воде в пласте. Эффективность извлечения остаточной нефти может быть не выше, чем при извлечении ее с ис-

пользованием углеводородного растворителя той же самой вязкости и плотности.

В работе / 27. /, 1984, приведены результаты количественного анализа диффузии в пористой среде, проводимого на микро-моделях с помощью голографической интерферометрии для исследования процессов увеличения нефтеотдачи пласта.

В данной статье предложен новый метод исследования и количественного анализа диффузионного массообмена, имеющего место в масштабной модели поры. Метод основан на визуальном и количественном анализе, проводимых с помощью голографической интерферометрии, т.е. без взятия проб из пласта (как флюидов, так и породы). Подобные модели на микроскопическом уровне ранее не использовались. В качестве пористой среды применялись микро-модели, выполненные из прозрачного материала с порами, размеры и форма которых соответствовали пластовым.

Анализ процессов, происходящих в микромоделях изучали с помощью голографии. Схема голографической установки приведена на рис.2.3.

Система голографической интерферометрии чувствительна в значительной степени к вибрации, она требует устройства для обнаружения и защиты от вибрации. Микромодель была выполнена из специального стекла равномерной толщины, причем поры в этой системе имели один закрытый конец для обеспечения захвата жидкости.

Микромодель заполнялась флюидами под вакуумом. Для смешивающегося вытеснения использовался декан, в то время как для частичного - бутан I-OI. Насыщенную модель устанавливали на оптическом столике в вертикальном положении. Ориентация осей x и y регулировалась до каждого эксперимента.

Авторы делают выводы:

Проведенные исследования показали, что с помощью голографической интерферометрии может быть проведен количественный анализ массообмена на поровом уровне.

Для смешивающихся жидкостей неравной плотности диффузионный массообмен может быть описан уравнением для коэффициента массообмена.

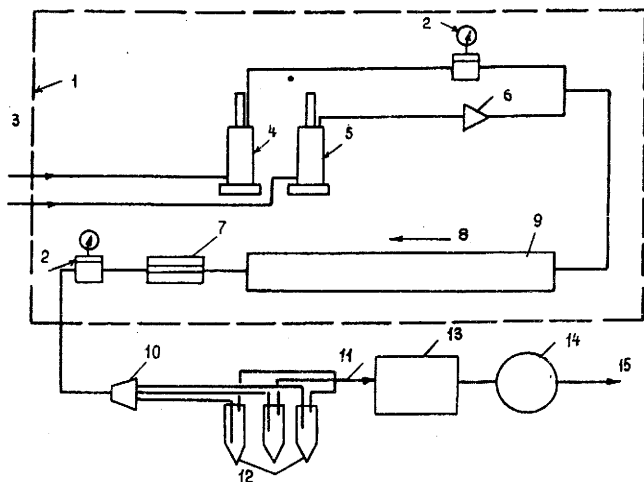


Рис.2.2. Схема лабораторной установки для изучения смешивающегося вытеснения нефти водой и газом: 1 - нагревательный шкаф для поддержания постоянной температуры; 2 - регулятор противодействия; 3 - к насосам Руска 1,11; 4 - баллон с CO_2 ; 5 - баллон с H_2O ; 6 - контрольный клапан; 7 - смотровое окно; 8 - направление вытеснения; 9 - керн, помещенный в кожух высокого давления; 10 - клапан автоматического забора образца; 11 - подача пара; 12 - сборники жидких образцов; 13 - газохроматограф; 14 - газовый счетчик; 15 - емкость для сброса

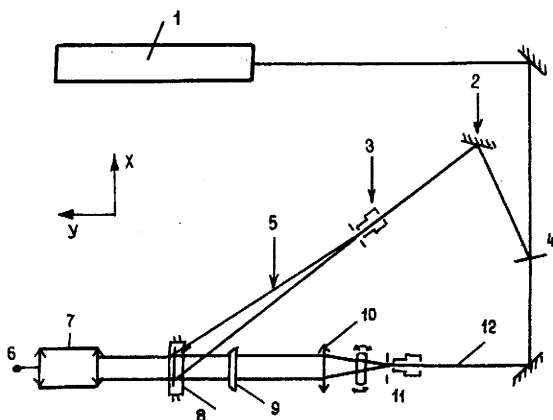


Рис.2.3. Схема лабораторной установки для изучения диффузионного массообмена в пористой среде (при исследовании процессов увеличения нефтеотдачи) с помощью голографической интерферометрии: 1 - лазерный луч; 2 - зеркало; 3 - пространственный фильтр; 4 - расщепитель луча; 5 - эталонный луч; 6 - камера; 7 - линза; 8 - голограмма; 9 - микромодель; 10 - линза; 11 - вращающаяся фазовая пластина; 12 - луч объекта

Установлено, что коэффициент зависит не только от молекулярной диффузии и длины порового сужения, но также и от ориентации поры по отношению к гравитационному полю.

Для частично смешивающихся жидкостей неравной плотности массообмен был также успешно смоделирован с использованием уравнения по определению коэффициента массообмена.

В работе / 28 /, 1988, сообщается о новейших разработках в области испытания растворителей на трубах малого диаметра для изучения процесса смешивающегося вытеснения.

Эксперименты проводились на лабораторной установке, принципиальная схема которой изображена на рис.2.4. Модель представляла собой трубки малого диаметра длиной 18,2 м при наружном диаметре 9,5 мм. Пористая среда имитировалась молотым кварцевым песком с размером ячейки 0,074 мм.

Нагнетаемые жидкости находились в сосудах высокого давления, размещенных внутри термопечи для гарантии термического равновесия в системе. Жидкости вытеснялись ртутью для исключения влияния растворимости, связанной с использованием CO_2 и H_2S .

Скорость закачки ртути контролировалась высокоточными нагнетательными насосами производительностью от 0,4 до 240 мл/ч, давлением до 70 МПа с точностью 0,01 мл.

Поток нагнетаемой жидкости проходил вначале через камеру высокого давления, предназначенную для измерения плотности, а только затем попадал в камеры низкого давления, в которых наблюдался визуально. С помощью обычных операций одну камеру сообщали с трубой малого диаметра, а другую опорожняли через сепаратор и вновь заливали дистиллированной водой. Объем воды замерялся с помощью мерного цилиндра. Вытесняемая вода проходила систему высокоточных регистрирующих датчиков давления, рассчитанных на давления до 70 МПа. Точность измерения давления составила 0,1 %.

Конструкция накопительных камер позволяла фотографировать фазовое состояние системы. Оборудование делало удобным наблюдение в установившемся состоянии и позволяло давать количественную оценку объемов фаз в определенный период времени. Печь размерами 0,7х0,7х1,7 м и толщиной стенки 5,03 см, заполненная

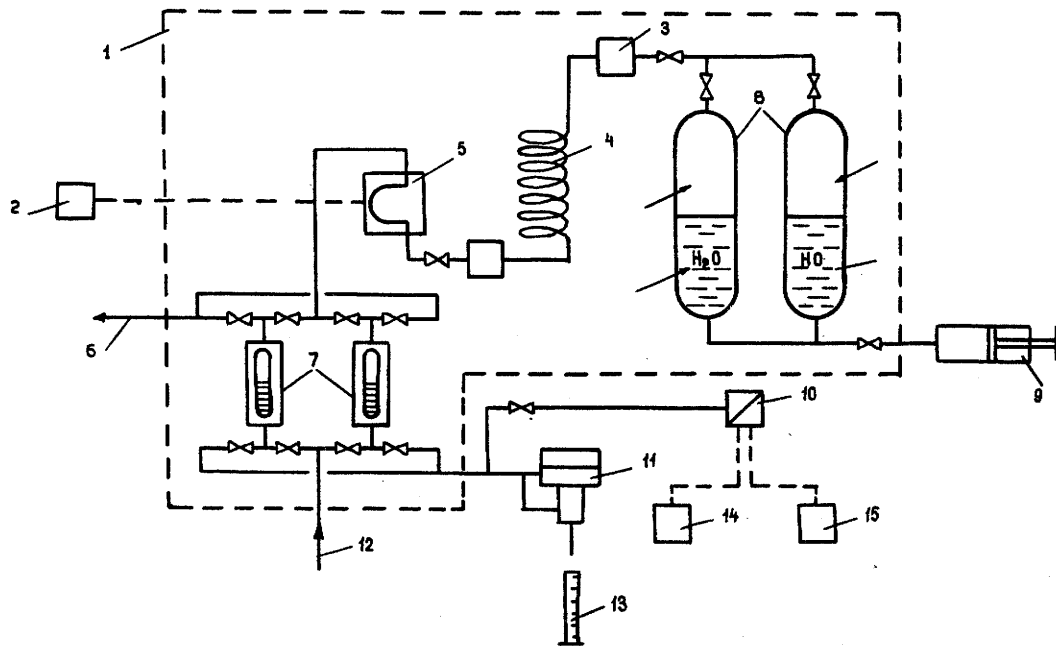


Рис.2.4. Схема лабораторной установки для изучения процесса смешивающегося углеводородного вытеснения нефти: 1 - печь; 2 - цифровой счетчик плотности; 3 - двухкритерный фильтр; 4 - трубка малого диаметра; 5 - датчик плотности; 6 - линия к сепаратору; 7 - визуальные колонки 1 и 2; 8 - емкости для воды и углеводородов; 9 - насос закачки (флюидов); 10 - датчик давления; 11 - регулятор противодавления; 12 - линия нагнетания вытесняющей воды; 13 - сборник-коллектор; 14 - цифровой счетчик; 15 - самоочищающийся прибор

высокотемпературной изоляцией, была разделена на две части.

В нижней части размещались цилиндры для хранения жидкости под высоким давлением, а в верхней — трубы малого диаметра, накопители потока и камера для измерения плотности. Эти два отсека были разделены перфорированной перегородкой (10 отверстий на 1 см^2) и снабжены отдельными люками для работы в нижней камере. Передняя сторона люка была оборудована двумя взрывозащищенными стеклами двухсантиметровой толщины, которые позволяли наблюдать и фотографировать содержимое камер без открытия двери печи.

Авторами описана также система сепарации, "сердцем" которой являлся газовый счетчик с точностью измерения до $0,1 \text{ мл}$. Во время эксперимента нефть и вода разделяются в мерной центрифугируемой трубе, а отсепарированный газ входит в газовый счетчик для измерения объема и приведения к стандартным условиям. Центрифугируемая труба находится в кожухе и поворачивается на 210 рад/с в течение 15 мин с определениями объема нефти и последующим анализом ее на хроматографе. Приведены также примеры, демонстрирующие тесную связь проведенных экспериментов и практического внедрения различных растворителей при проектировании процесса смешивающегося растворения.

Работа / 29. /, 1991, посвящена вопросу исследования вытеснения нефти газом. Опыты проводились на модели двухслойной пористой среды, для подготовки которой был использован гидрофильный кварцевый песок. Пропластки различной проницаемости ($0,3-1,8 \text{ мкм}$) изготавливались из узких фракций песка. Модель пористой среды создавалась в железной трубке длиной 1 м , диаметром $0,05 \text{ м}$. В качестве жидкости, насыщающей пористую среду, использовали высоковязкую нефть месторождения Грязевая Сопка (вязкость при $60 \text{ }^\circ\text{C} - 20 \text{ МПа}\cdot\text{с}$) и очищенный керосин (вязкость при $20 \text{ }^\circ\text{C} - 1,65 \text{ МПа}\cdot\text{с}$), а вытесняющим агентом служил природный газ, отобранный из морского газоконденсатонефтяного месторождения Бахар АзССР, содержание метана в котором составляет более 90% . В опытах остаточная вода не моделировалась. Эксперименты проводились при давлениях $2,5; 5,0; 10,0; 25,0; 30,0; 35,0 \text{ МПа}$ и температурах $20, 60, 90 \text{ }^\circ\text{C}$. Перепад давления поддерживался во всех опытах равным $0,1-0,5 \text{ МПа}$.

При проведении опытов по насыщению нефтью модель пласта подсоединялась к лабораторной установке, схема и описание которой в данной работе не приводятся. Создавались необходимые температура и давление, после чего с помощью регулировочного узла задавался перепад давления, при котором нефть должна вытесняться газом. Затем через модель пласта снова фильтровались 2-3 порового объема нефти, после чего приступали к вытеснению нефти газом.

По результатам экспериментальных данных получены зависимости коэффициента вытеснения от начального пластового давления, а также от времени вытеснения при различных значениях температуры. Установлено, что с повышением давления закачки газа до 35,0 МПа заметно увеличивается коэффициент вытеснения как в безводном, так и в полном периодах.

Для сравнения были проведены идентичные опыты с очищенным керосином, которые показали, что с увеличением давления закачки газа от 5 до 35 МПа коэффициент вытеснения увеличивается с 54 до 70 % при 20 °С и с 70 до 89 % при 90 °С, т.е. возрастает на 26 %. Установлено, что эффективность вытеснения менее вязкой жидкости выше, чем более вязкой.

Работа / 30 /, 1991, посвящена исследованию фильтрационных и адсорбционных процессов. Универсальная экспериментальная установка предназначена для изучения фильтрационных и адсорбционных процессов в широком интервале параметров состояния. Ее схема приведена на рис.2.5. Установка построена по блочному принципу и состоит из модели пористой среды, систем измерения и регулирования температуры и давления в модели, системы подачи флюидов и системы анализа флюидов.

Система измерения и регулирования температур давлений и расходов предназначена для поддержания с высокой точностью заданных параметров состояния в исследуемой пористой среде и состоит из термостата, датчиков температуры, регулятора температуры, датчиков давления, регулятора давления и регистрирующего прибора. Система позволяет поддерживать и измерять температуру в диапазоне от 0 до 450 °С с точностью до 0,1 °С и измерять давление до 100 МПа с точностью 0,05 МПа.

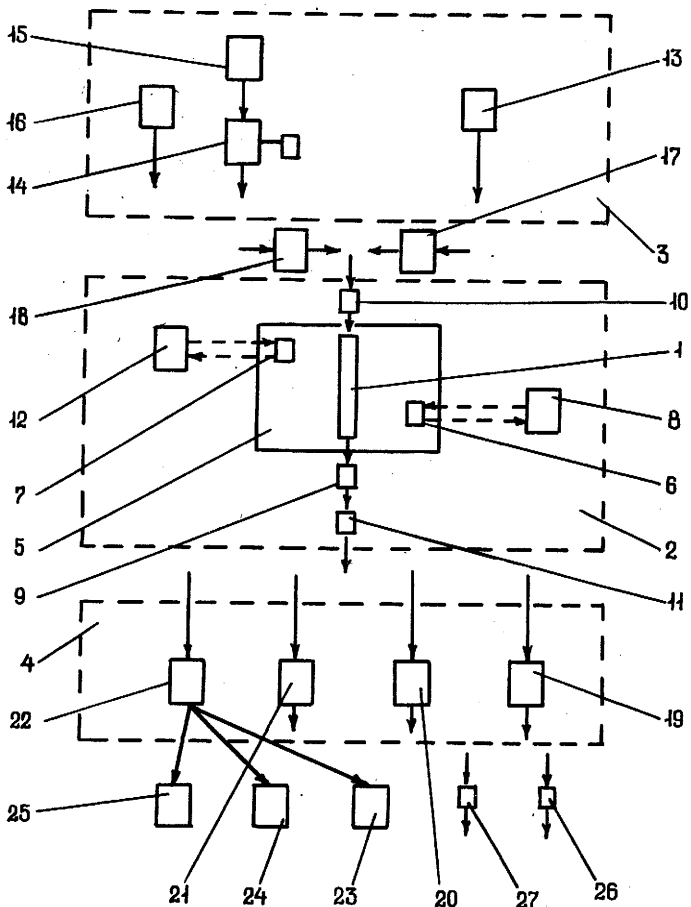


Рис.2.5. Схема экспериментальной установки для исследования адсорбционных и фильтровальных процессов: 1 - модель пористой среды; 2 - система регулирования температур, давлений и расходов; 3 - система подачи флюидов; 4 - система анализа флюидов; 5 - термостат; 6,7 - датчики температуры; 9,10 - датчики давления; 11 - регулятор давления; 8,12 - регистрирующие приборы; 13 - насос высокого давления; 14 - регулятор деления газов; 15 - газовый баллон; 16 - емкость; 17 - кран-дозатор для жидкостей; 18 - дозировочный кран для газов; 19 - проточный дифференциальный рефрактометр; 20 - УФ-спектрометр; 21 - калориметр; 22 - коллектор фракций; 23 - жидко-стный хроматограф; 25 - рефрактометр; 26 - измеритель расхода жидкости; 27 - измеритель расхода газа

В случае проведения экспериментов при постоянном давлении расход флюидов контролируется с помощью измерителей расхода жидкости и газа, устанавливаемых на выходе. Система подачи флюидов предназначена для подачи в исследуемую модель жидкости с расходом до 10 мл/мин и газов с давлением до 15 МПа.

Система состоит из насоса высокого давления, регулятора давления газов, баллона со сжатым газом и емкости. Насос высокого давления позволяет нагнетать жидкость в исследуемую модель с постоянным давлением, либо с постоянным расходом. Точность поддержания расхода составляет (+ -) 0,05 мл/мин, а точность поддержания давления - (+ -) 2 МПа.

Регулятор давления газа может поддерживать давление на входе в модель до 15 МПа в зависимости от используемого газа. Емкость служит для заполнения исследуемой пористой среды вытесняемой жидкостью.

При исследовании адсорбции компонентов на пористой среде на входе в модель устанавливается дозировочный кран для жидкостей и дозировочный кран для газов. Предусмотрены также установка в термостате испарителя и дозирование жидкостей при помощи дозировочного шприца. Система анализа флюидов устанавливается на выходе из исследуемой пористой среды. Для заполнения пористой среды жидкостью предусмотрено подсоединение на выходе из модели вакуумнасоса.

Характеристики используемых кернодержателей, в зависимости от их типа, таковы: диаметр модели - 9; 3; 8 мм; длина модели - 1500; 150; 150 мм; максимальное давление - 10; 10; 50 МПа; максимальная температура - 350; 350; 450 °С.

В качестве модельных углеводородов были приняты индивидуальные углеводороды: толуол, октан, декан и нефтяные фракции: бензин и летнее дизельное топливо. В качестве вытесняющего агента - дистиллированная вода с добавками изопропилового спирта (ИПС).

В качестве начальной системы для дальнейших исследований выбрана смесь толуол - ИПС - вода. У данной системы кривая равновесия в тройной диаграмме расположена ниже других, следовательно полное смешивание или расслоение системы происходит при более низких концентрациях ИПС. Кроме того, толуол является

хорошим растворителем, что не менее важно в дальнейших исследованиях при введении в систему высокомолекулярных, сильноадсорбирующих компонентов.

В качестве пористых сред для исследования были выбраны три следующие образца:

Кварцевый песок фракции 0,2–0,4 мм. Диаметр образца 9 мм, длина 1500 мм.

Пористое стекло с размером пор 0,01 мкм. Диаметр образца 8 мм, длина 150 мм.

Силикагель фракции 7 мкм. Диаметр образца 3 мм, длина 150 мм.

Исследование процесса вытеснения углеводородов из пористой среды были проведены на универсальной экспериментальной установке на кварцевом песке. Перед каждым вытеснением пористую среду промывали вначале изопропиловым, а затем этиловым спиртами в количестве не менее трех поровых объемов. Далее пористая среда просушивалась при температуре 150 °С в потоке инертного газа в течение 3 ч.

Заполнение колонки вытесняемым флюидом (толуолом) проводили после остывания пористой среды. Прокачку толуолом проводили до полного вытеснения из пористой среды газов. В качестве вытесняющего агента использовали смесь из дистиллированной воды и изопропилового спирта с массовыми концентрациями ИПС в смеси: 0; 0,2; 0,3; 0,4; 0,6; 1,0.

Вытеснение проводили при 25 °С с постоянным расходом флюида 1,0 мл/мин. Выходящую из кернодержателя жидкость разделяли на фракции с помощью коллектора фракции. Время переключения коллектора фракций составляло от 50 до 500 с. Количество пробы определяли взвешиванием. Оставшуюся после прекращения эксперимента жидкость вытесняли из пористой среды потоком инертного газа при температуре 150 °С.

Анализ проб проводили на рефрактометре с помощью газового хроматографа, причем расслоившиеся пробы предварительно переводили в однофазную область добавлением известного количества изопропилового спирта.

При концентрации изопропилового спирта в воде ниже критической концентрации расслоения на пористой среде остается слой толуола в количестве 3,5 % масс. от порового объема. При повы-

шении концентрации ИПС в вытесняющем агенте выше критической происходит полное извлечение углеводорода из пористой среды.

Авторы сделали следующие выводы:

Разработана универсальная установка для исследования фильтрационных и адсорбционных процессов.

Проведено исследование физико-химических свойств флюидов. Получены фазовые диаграммы расслоения тройных смесей углеводород - вода - ИПС.

Исследованы свойства пористых сред. Получены их физико-химические и фильтрационные характеристики.

Проведено определение адсорбционных характеристик пористых сред. Адсорбции исследованных флюидов и жидкости на поверхности кварцевого песка не обнаружено.

Исследован процесс вытеснения неадсорбирующихся углеводородов из пористой среды неадсорбирующимися агентами. Проведена предварительная обработка экспериментальных данных. Показано, что при концентрациях ИПС в смесях выше критических происходит полное извлечение углеводорода из пористой среды.

Исследование смешивающегося вытеснения флюида из неоднородного пласта освещается в работе / ЗИ /, 1993.

Для газоконденсатных месторождений во ВНИИгазе разработан метод воздействия на жидкую углеводородную фазу (ЖУФ) различными типами газообразных и жидких растворителей, который прошел экспериментальную и опытно-промышленную апробацию. Были проведены исследования процесса вытеснения жидких углеводородов ШФЛУ из неоднородной пористой среды применительно к термобарическим условиям пласта Карачаганакского газоконденсатного месторождения (ГКМ), т.е. при высоких давлении и температуре.

Схема лабораторной установки для проведения исследований в работе не приводится.

Для создания соответствующей модели в стальной цилиндрический корпус в вертикальном положении помещали блоки (образцы) экстрагированных природных карбонатных кернов. Пространство между блоками ("трещины") заполняли однородным кварцевым песком. Длина пористой среды - 1 м, объем порового пространства - 290 см³. Средняя проницаемость блоков составила $7,3 \times 10^{-15}$ м². Средняя общая проницаемость модели - $17,2 \times 10^{-15}$ м², проницаемость однородной части модели - 28×10^{-15} м².

Подготовительные операции включали промывку модели последовательно пентаном, пропаном и этаном при давлении 20 МПа с прокачкой каждого компонента (полтора объема пор) и продувку метаном (три объема пор) при давлении 30 МПа. Затем в пористой среде создавали исходную насыщенность жидкой углеводородной фазой. Начальная насыщенность модели пласта составляла 100 %, вытеснялась равновесной газовой фазой.

В качестве растворителя использовали смесь алканов нормального ряда следующего состава, %: C_1H_4 - 10; C_2H_6 - 5; C_3H_8 - 45; C_4H_{10} - 40. Температура в ходе опытов поддерживалась равной 85 °С, рабочее давление, соответствующее ожидаемому нижнему пределу максимальных депрессий на пласт в условиях Карагаганакского ГКМ - 20 МПа.

В ходе изобарического вытеснения ЖУФ проводился постоянный контроль за всеми параметрами опытов: фиксировались объемы закачанного растворителя и продукции на выходе модели пласта, температура в контрольных точках пористой среды и линиях коммуникаций, давление на входе и выходе пласта.

Полученные экспериментальные данные, по мнению авторов, свидетельствуют о том, что предложенный НИИГазом растворитель типа широкой фракции легких углеводородов применим для вытеснения углеводородной жидкости в термобарических условиях блочно-неоднородного пласта, когда насыщенность близка к критической. Наивысшая эффективность вытеснения достигается при воздействии оторочкой растворителя на призабойную зону скважин, когда в пористой среде находится выпавший конденсат.

3. УСТАНОВКИ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА ПРОЦЕССА ВЫТЭСНЕНИЯ НЕФТИ ДВУОКИСЬЮ УГЛЕРОДА, АЗО- ТОМ И ДРУГИМИ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫМИ ГАЗАМИ

Смешивающееся вытеснение может быть достигнуто путем нагнетания в пласт и таких неуглеводородных газов, как углекислый газ и азот. Углекислый газ, или двуокись углерода, при положительных температурах может находиться в жидком или газообразном состояниях. При повышении критической температуры, равной 31°C , двуокись углерода может находиться только в газообразном состоянии. В пластовых условиях двуокись углерода чаще всего представляет собой газ. Однако могут быть и такие условия, когда двуокись углерода в пласте будет находиться в жидком состоянии.

Механизм увеличения нефтеотдачи в значительной мере определяется состоянием двуокиси углерода в пласте. Процесс вытеснения нефти жидкой двуокисью углерода характеризуется высокой степенью их взаимной растворимости. При растворимости CO_2 в нефти происходит существенное увеличение объема нефти, снижение вязкости, уменьшается проявление капиллярных сил. Все это приводит к улучшению вытеснения нефти. Этому же способствует образование в окрестности фронта вытеснения нефти вала легких углеводородных фракций, экстрагированных из нефти двуокисью углерода.

Обычно рекомендуется применять технологию вытеснения нефти оторочкой жидкой двуокиси углерода, проталкиваемой по пласту водой. В силу того, что двуокись углерода хорошо растворяется в воде, в задней части оторочки образуется зона карбонизированной воды, предотвращающая разрушение оторочки двуокиси углерода.

Чаще же нагнетаемая в пласт двуокись углерода находится в пласте в газообразном состоянии. В этом случае образуется зона смеси за счет перехода углеводородных компонентов нефти в углекислый газ. Углекислый газ характеризуется значительно большей глубиной экстракции углеводородов из нефти, чем, например, метан. Поэтому углекислый газ может смешиваться с нефтями с незначительным содержанием промежуточных компонентов.

Кроме того, смесимость углекислого газа с нефтью происходит при значительно более низком давлении (в 1,5 и более раз), чем

в случае применения сухого газа для вытеснения нефти. Поэтому метод вытеснения нефти углекислым газом можно применять на месторождениях нефти средней и малой вязкости (с плотностью менее $0,9 \text{ г/см}^3$) и при давлении свыше $10,5 \text{ МПа}$.

Установки по изучению процесса вытеснения нефти двуокисью углерода и другими неуглеводородными газами рассматриваются в ряде работ, приведенных далее. Однако имеются отдельные работы, авторы которых не описывают схемы лабораторных установок, характеристики моделей, технологию подготовки и проведения экспериментов / 32-42 /.

В работе / 43 /, 1974, исследуется механизм вытеснения нефти с помощью углекислоты. Авторы не приводят принципиальную схему лабораторной установки и ее описание.

Для анализа механизма вытеснения были взяты нефти и CO_2 , состав которых указан в работе. В качестве модели для эксперимента были применены трубки малого диаметра ($0,6 \text{ см}$), заполненные кристаллическим песком, а также использованы керны песчаников Berea и Boise (Береа и Буаз, США). Скорость закачки составляла 90 м/сут. , перепад давления на концах насадки - $0,35 \text{ МПа}$. Для удаления остатков нефтяных битумов использовался растворитель (70 % бензола, 15 % метанола, 15 % ацетона).

Исследовались следующие режимы вытеснения: режим растворенного газа (CO_2); вытеснение в условиях несмешиваемости фазы "жидкость - жидкость", вытеснение в условиях смешиваемости фазы "углеводород - CO_2 ". Проведенные испытания позволили авторам работы сделать, в частности, следующие выводы:

CO_2 увеличивает извлечение нефти из пористой среды за счет создания режима растворенного газа; разбухания нефти и снижения ее вязкости; смешиваемости при извлечении углеводородов из нефтей в пористой среде.

Извлечение углеводородов двуокисью углерода при температуре закачки ниже 93°C начинается при давлении от 7 до 14 МПа . Давление закачки, при котором наблюдается наибольшее извлечение нефти (оптимальное давление смешиваемого вытеснения) на несколько десятков атмосфер выше давления, при котором начинается извлечение. Наличие метана в закачиваемом CO_2 увеличивает оптимальное давление вытеснения.

Лучшее соотношение подвижности достигается при несколько меньшем в сравнении с оптимальным давлением вытеснения давления закачки. При этом давлении создаются более длинные переходные зоны и достигается более высокое насыщение остаточной нефтью.

Результаты изучения возможности вытеснения нефти оторочками CO_2 , продвигаемыми азотом на месторождениях Западного Техаса, описываются в работе / 42 /, 1978. Схема лабораторной установки и ее описание в работе не приводятся.

Были проведены лабораторные эксперименты. Пласт моделировался спиральной трубкой длиной 12–30 м, погруженной в нефтяную баню.

Трубка заполнялась несцементированным песком, который предварительно промывался трихлорэтаном для удаления остатков нефти, а затем нагревался для испарения растворителя и подвергался вакуумированию. С помощью ртутного насоса в песчаную набивку вводилась сырая нефть. Из песчаной набивки нефть вытеснялась оторочками CO_2 в количестве от 5 до 30 % порового объема. CO_2 продвигался закачкой азота. Количество вытесненной нефти измерялось в градуированном сосуде. Азот прокачивался до тех пор, пока газонефтяное отношение не достигало $4450 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Опыты проводились с нефтями тех месторождений Западного Техаса, где планировалось применение CO_2 . Лабораторные исследования показали высокую эффективность вытеснения нефти оторочками CO_2 , продвигаемыми азотом. При размерах оторочек в 5–10 % порового объема нефтеотдача достигала 90–95 %.

Авторы отмечают, что масштабы промышленного применения этого способа зависят от ресурсов CO_2 и его стоимости, поэтому проблема снижения стоимости процесса приобретает важное значение.

Механизм многоконтakтного смешивающегося вытеснения при закачке в нефтяной пласт CO_2 исследовался в работе / 43 /, 1979. Рассмотрено изменение состава, которое происходило во время заводнения с применением CO_2 .

На рис.3.1 приведена схема испытательной установки. Все испытания проводились на модели с размерами 2400 x 5 см. В качестве пористой среды использовали набивку песчаником из место-

рождения Berea , Для обеспечения прохождения потока через керн последний изолировался от стенки трубы несколькими слоями эпоксидной смолы и стекловолокном. Для придания жесткости керн помещался в стальной цилиндр, заполненный гидравлическим маслом. Проницаемость керна составляла 450 мД. Нагнетательный насос поддерживал давление масла порядка 68,9 МПа, что выше давления в эксперименте.

Весь блок размещался в воздушной ванне для поддержания постоянной температуры. Чистая углекислота (CO_2) закачивалась в керн, насыщенный нефтью, с помощью нагнетательного насоса с постоянным расходом, равным $0,64 \text{ м}^3/\text{сут}$. Для визуального наблюдения выхода нефти были предусмотрены смотровые окна.

Авторы установили влияние пластовой температуры и давления на механизм смешивающегося вытеснения при использовании CO_2 .

В работе / 44 /, 1980, исследовано влияние химических добавок (ПАВ) на уменьшение подвижности CO_2 в пласте при вытеснении нефти. Адсорбционная установка для испытания ПАВ на кернах показана на рис.3.2.

Эксперименты проводились в следующем порядке.

1. Керн насыщался 1 % -ным раствором NaCl для замера пористости.

2. Закачивалось небольшое количество ($0,1$ объема пор.) 1 %-ного раствора ПАВ.

3. Закачивались CO_2 и 1 %-ный раствор NaCl с расчетом, чтобы объемное отношение CO_2 и воды на выходе из керна составляло 100.

В целом испытания проводились на образцах песчаников из месторождения Berea и карбонатных породах неизвестного происхождения.

В качестве флюидов использовались получаемые на промысле CO_2 , пластовые нефти и минерализованная пластовая вода. Авторы приводят состав и свойства образцов нефтей и пластовой воды.

Схема экспериментальной установки для исследования на кернах представлена на рис.3.3.

По результатам испытаний авторами сделаны следующие выводы:
ПАВ снижает подвижность CO_2 в пластовых условиях до

85 %. Снижение подвижности наибольшее в песчанике, свободном от нефти или отмытом водой.

Ряд ПАВ образуют устойчивые эмульсии с CO_2 в пластовых условиях. Выявлено, что одно из ПАВ - алипал СД-128 обладает хорошим сочетанием химической стабильности, низкой адсорбцией и высокой степенью снижения подвижности.

При закачке CO_2 с водой подвижность ПАВ увеличивается на 50 %.

В работе / 45 /, 1980, приводятся результаты лабораторных экспериментов по вытеснению нефти месторождения Элленбург (Западный Техас) углекислым газом и азотом при различных давлениях.

Испытания проводились на установке, включающей газовый счетчик, мензурку, манометр, емкости с растворителем и нефтью, поршневой ртутный насос, трубчатую модель пласта и масляную ванну (рис. 3.4).

Сама модель состояла из двух спиральных трубок длиной 12 и 30 м. На первой проводили вытеснения нефти углекислотой, а на второй углекислый газ, вытесняющий нефть, проталкивался азотом.

Перед началом испытаний песок промывался от остаточной нефти растворителем (трихлорэтаном) с последующим нагревом спирали до 121°C . Далее для вытеснения растворителя закачивались CO_2 или азот, после чего спираль вакуумировалась не менее, чем 8 ч.

Нефть с месторождения закачивалась в модель насосом и вытеснялась оттуда с постоянной скоростью $8 \text{ см}^3/\text{ч}$. Испытание продолжалось до тех пор, пока газовый фактор не превышал 850 м^3 на $0,159 \text{ м}^3$ извлеченной нефти.

Вытеснение нефти двуокисью углерода в опытах проводилось при температуре от 21 до 121°C в диапазоне давлений от $4,9$ до $24,5 \text{ МПа}$. Коэффициент извлечения нефти составлял $63-95 \%$.

Испытания циклической закачки CO_2 , проталкиваемого азотом, проводились на трубке длиной 30 м при 54°C и $18,2 \text{ МПа}$. Первый эксперимент включал закачку CO_2 объемом 10% порового объема пласта. Эффективность нефтеотдачи достигала 93% . При проведении второго эксперимента объем закачиваемой порции CO_2 состав-

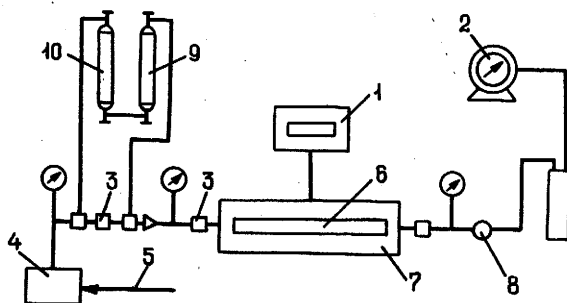


Рис.3.3. Схема экспериментальной установки для испытания кернов: 1 - регулятор температуры; 2 - счетчик влажного газа; 3 - фильтры; 4 - нагнетательный насос; 5 - раствор ПАВ; 6 - керн, покрытый пластиком и насыщенный керосином; 7 - емкость с электроподогревом и гидравлическим давлением; 8 - регулятор противодавления; 9 - баллон с CO_2 ; 10 - баллон с Hg_2

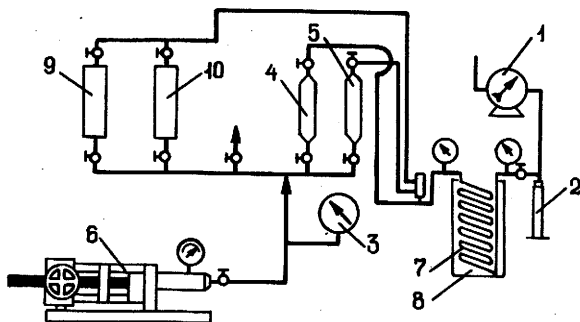


Рис.3.4. Схема экспериментальной установки для циклической закачки двуокиси углерода, вытесняемой азотом: 1 - счетчик влажного газа; 2 - градуированный сосуд; 3 - манометр; 4,5 - емкости с растворителем и нефтью; 6 - поршневой ртутный насос; 7 - трубчатая модель пласта; 8 - масляная ванна; 9,10 - емкости с CO_2 и с N_2 соответственно

лял 6 % порового объема пласта. Эффективность нефтеотдачи составляла 90,4 %. При закачке 3,9 % порового объема эффективность нефтеотдачи составляла 74 %.

Проведение испытания были предназначены для выявления эффективности использования азота с целью снижения расхода дорогостоящего CO_2 .

Фазовое поведение смесей двуокиси углерода (CO_2) и сырой нефти в низкотемпературных коллекторах рассмотрено в работе / 46 /, 1981. Испытания проводились на нефти месторождения Малямар в США. Использовалась нефть плотностью $829,4 \text{ г/см}^3$, вязкостью $28 \text{ МПа}\cdot\text{с}$ с молекулярным весом 183,7.

Испытания заключались в закачивании заданного объема CO_2 и нефти в сосуд высокого давления объемом 190 см^3 , снабженный с двух сторон смотровыми окнами. Сосуд был установлен в воздушную ванну с температурой $32,2 \text{ }^\circ\text{C}$. Объем смеси в сосуде изменялся путем закачивания или отбора из камеры ртути. Давление измерялось датчиком с диапазоном измерения давления от 0 до 70 МПа (абс.) с цифровым выводом на экран.

Были проведены эксперименты с целью оценки влияния растворенного в нефти газа: а) на фазовое состояние смеси CO_2 и нефти; б) на фазовое состояние смесей CO_2 /нормальные алканы и CO_2 /сырая нефть.

В результате проведенных экспериментов установлено, что растворенный в нефти газ смещает критическую точку смесей CO_2 /сырая нефть до более низкого давления.

Вытеснение нефти при помощи CO_2 может привести к смешиваемости путем выделения углеводородных компонентов в фазу, обогащенную CO_2 , при наличии фазового состояния жидкость/жидкость.

Кроме того, экспериментальные испытания показали, что выделение углеводородов жидкой фазой, обогащенной CO_2 , увеличивается с увеличением давления.

В работе / 47 /, 1982, один из авторов работы / 43 / исследует поведение смеси CO_2 и H_2S с такими реагентами, как сжиженный нефтяной газ и растворы обогащенного газа, с целью изучения влияния различных компонентов на давление и состав при реализации смешивающегося вытеснения.

Для анализа были взяты три вида природных нефтей с известным компонентным составом. Испытания производились на установке, схема которой приведена на рис.3.5. Кернодержатель выполнен из нержавеющей стали с внешним диаметром 35 мм и длиной 12,2 м. Набивка - песок с размером зерен 0,08-0,07 мм. В качестве заполнителя использовались стеклянные шарики. Песок или шарики создавали пористую среду, где происходил контакт нефти и смешивающимися с ней агентами.

Нефть вытеснялась растворами с постоянной скоростью с помощью поршневого насоса. Поскольку пластовый объем испытываемой нефти был известен, то степень извлечения ее определялась непосредственно по пробам на выходе из модели. Величина объема закачиваемого растворителя считывалась с расходного счетчика насоса.

Для рассмотренных систем автор делает заключение, что добавкой H_2S и CH_4 в CO_2 можно понизить минимальное давление смешивания примерно на 15-30 % в зависимости от концентрации и температуры.

Большее снижение минимального давления смешивания следует ожидать при более высокой температуре (339 K), чем при более низкой (322 K).

Лабораторные исследования свойств системы " CO_2 - пена" и механизм вытеснения нефти в пористой среде изложены в работе / 48 /, 1984.

Идея использования газо-пены для контролирования подвижности нефти была впервые предложена Бондом и Хельбруком в 1958 г. Лабораторные и полевые испытания, проведенные различными исследователями, показывают, что подвижность CO_2 при чередующемся нагнетании воды и применении пены снижается до 50 %.

Испытания проводились в два этапа: а) исследовались свойства системы " CO_2 - пена" в статических условиях; б) изучались вопросы вторичного и третичного вытеснения. Испытания проводились на модифицированном смесителе. В качестве основного растворителя был использован рассол, состоящий из трехпроцентного $NaCl$ и однопроцентного $CaCl_2$. Для поддержания $pH=3,0$ в раствор добавлялась соляная кислота. Концентрация ПАВ составляла 0,1; 0,5; 1,0 и 2,0 % по объему рассола.

Испытание пены проводилось на вертикально расположенной

стеклянной трубке, установленной в воздушной ванне с постоянной температурой. Пеногенератор представлял собой трубку длиной 3,2 см из нержавеющей стали диаметром 0,3 см, заполненную стекловатой. Схема установки показана на рис.3.6.

Основные параметры испытания:

темп нагнетания CO_2 - 8,1 мл/ч (для всех опытов);
 темп закачки ПАВ зависел от цели анализа и качества ПАВ;
 давление испытания пены - 6,9; 10,3 и 13,6 МПа;
 температура испытания пены - 24; 49 и 60 °С.

Увеличение давления способствует стабильности системы "CO₂ - пена", а повышение температуры снижает стабильность пены. Увеличение соотношения ПАВ/CO₂ снижает качество пены и увеличивает ее объем.

Испытания стабильности пены проводились на аналогичной установке, за исключением того, что трубка располагалась горизонтально и была заполнена стеклянными шариками диаметром 1 и 0,125 мм, при давлении 10,3 МПа и температуре 49 °С.

Для данного анализа были взяты две нефти: нефть сасрос месторождения Келли- Снайдер (шт.Техас, США) и нефть месторождения Rock creek (Зап.Вирджиния, США) со следующими характеристиками:

Нефть из месторождения	Плотность, г/см ³	Вязкость при 49 °С, сПа
sacrok	0,82	1,7
Rock creek	0,80	1,6

Испытания на вытеснение проводились для анализа эффективности нефтеотдачи при следующих условиях:

1. Вторичное (первоначальное) и третичное вытеснение нефти, т.е. остаточное нефтенасыщение после извлечения заводнением.

2. Выдерживался постоянный объем CO₂, закачиваемый в один или два приема.

3. Использовались ПАВ высокой или низкой концентрации.

4. Создавалась пена до закачки и в модели пласта.

Темп закачки CO₂ составлял 40 мл/ч, объем закачки - 0,2 порового объема при закачке в один прием и 0,1 порового объема

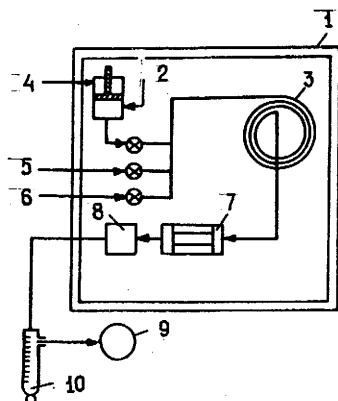


Рис.3.5. Схема экспериментальной установки на тонких трубах для вытеснения нефти двуокисью углерода и обогащенным газом: 1 - воздушная ванна с постоянной температурой; 2 - вытесняющий газ; 3 - модельная трубка-змеевик из нержавеющей стали (диаметр 35 мм, длина 12,2 м), набитая песчанником 160-200 меш, 4 - подача воды поршневым насосом вытеснения; 5 - емкость с испытываемой нефтью; 6 - емкость с растворителем, поглощающим газ; 7 - капиллярная трубка со смотровым окном; 8 - регулятор противодействия; 9 - счетчик влажного газа; 10 - бюретка емкостью 100 см³

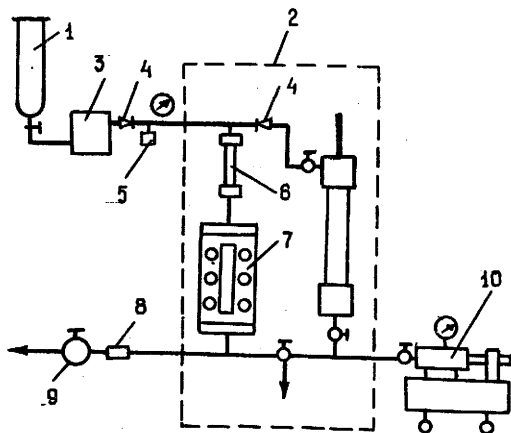


Рис.3.6. Схема экспериментальной установки для испытания пены при высоком давлении: 1 - емкость с ПАВ; 2 - печь постоянной температуры; 3 - нагревательный насос; 4 - запорный клапан; 5 - выпускной кран; 6 - генератор пены; 7 - смотровая камера; 8 - фильтр; 9 - клапан противодействия; 10 - насос Руска

при закачке в два приема.

В целом результаты испытаний показали:

Увеличение давления способствует стабильности пены, увеличение температуры снижает ее стабильность.

Система "CO₂ - пена" может образоваться в пористой среде, но ее невозможно вытеснить. Продвижение фронта пены имеет механизм дегенерации - регенерации.

Система "CO₂ - пена" образуется либо вне, либо внутри пласта, восприимчива к быстрому ухудшению своих свойств при контакте с сырой нефтью.

Закачка "CO₂ - пена" лишь незначительно увеличивает нефтеотдачу и продлевает время прорыва газа.

Чрезмерно высокая концентрация ПАВ может привести к образованию пенистого барьера и снижению эффективности вытеснения.

В работе / 49 /, 1984, описаны результаты и методы проведения лабораторных исследований вытеснения нефтей месторождений Норт Кауден и Голдсмит оторочкой CO₂, проталкиваемой азотом.

Лабораторные исследования проводились на установке, показанной на рис.3.7.

Две модели длиной 12 и 30 м были заполнены песком с размером зерен от 0,3 до 0,1 мм. Модели испытывались под давлением до 23,4 МПа. Температура в экспериментах удерживалась постоянной и менялась от 38 до 44 °С.

Для определения эффективности процесса вытеснения с использованием CO₂ были выбраны различные объемы и создавались различные давления фильтрации. Измерение количества вытесненной углекислотой нефти проводили в момент прорыва газа. После закачки CO₂ в качестве вытесняющего агента использовался азот. Давление закачки в экспериментах изменялось и составляло 4,8; 6,9; 8,3; 9,7; 11,0 МПа.

При циклической закачке CO₂ оторочка CO₂ составляла от 2,5 до 25 % порового объема модели. При вытеснении нефти CO₂, проталкиваемого азотом, нефть месторождения Норт Кауден требовала меньшего объема порции CO₂, чем нефть месторождения Голдсмит. Коэффициент извлечения составлял 100 % для обеих нефтей при объеме оторочки CO₂ 10 % от объема пласта.

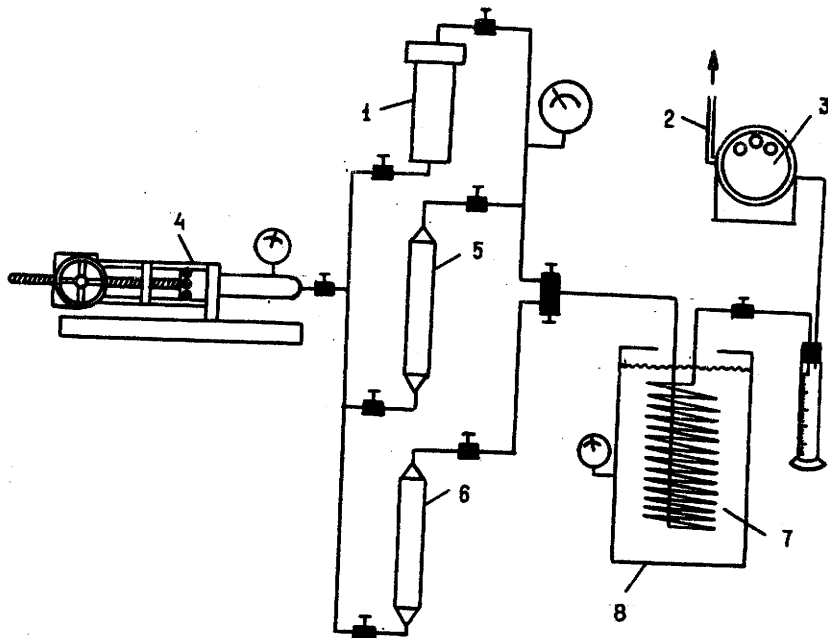


Рис.3.7. Схема лабораторной установки для изучения вытеснения нефтей месторождения Норт-Кауден и Голдсмит углекислотой, продавливаемой азотом: 1 - камера с N_2 или CO_2 ; 2 - подача газа; 3 - газовый счетчик; 4 - ртутный поршневой насос; 5 - емкость с нефтью; 6 - камера очистки растворителя; 7 - спиральные трубы, набитые песком; 8 - масляная ванна

В работе / 34 /, 1984, проведено исследование механизма вытеснения остаточной нефти углекислотой (CO_2) и азотом на физической модели. Принципиальную схему лабораторной установки и ее описание авторы не приводят.

На первом этапе данного исследования роль CO_2 моделировалась жидкостью, полностью смешиваемой с остаточной сырой нефтью в масштабных моделях линейного коллектора. Результаты совпали с расчетными, т.е. с результатами, полученными по основным законам течения флюида в пористой среде.

Авторы работы отмечают, что после заводнения вода является первой фазой, вытесняемой закачиваемым флюидом, который смешивается с нефтью;

первое появление закачиваемой жидкости в отходящем потоке и объемный коэффициент жидкости процесса вытеснения являются функциями плотности и вязкости закачиваемого и смешиваемого с нефтью флюида;

остаточная нефть извлекается вместе с закачиваемой жидкостью (флюидом).

Второй этап исследований включал непосредственное использование CO_2 . Однако в этом случае применялась цилиндрическая линейная низкопроницаемая модель высокого давления. Результаты экспериментов, в которых фронт между вытесняемым и вытесняющим флюидами стабилизируется, показывают, что снижение насыщения остаточной нефти под воздействием газонапорного режима является, по существу, важным фактором при определении эффективности закачки CO_2 в пласт с остаточной нефтью.

Азот в наклонном пласте может быть более эффективным по сравнению с CO_2 . В данных моделях насыщение остаточной нефти при газонапорном режиме ниже по сравнению с водонапорным режимом. Однако в нестабилизированных системах эффективность азота весьма незначительна, в то время как эффективность CO_2 может сохраняться, поскольку азот менее сжимаемое вещество, чем CO_2 .

В работе / 50 /, 1984, рассматривается процесс увеличения нефтеотдачи пласта путем закачки азота. Исследовано влияние увеличения температуры и концентрации газа в растворе с помощью лабораторных испытаний.

В статье приводится описание результатов лабораторных ис-

следований по вытеснению нефти путем закачки азота под высоким давлением, цель которых - изучение влияния температуры и исходного газового фактора раствора на эффективность извлечения нефти и процесса смешивающегося вытеснения при закачке азота под высоким давлением.

В качестве экспериментальной установки было использовано модифицированное оборудование Оклахомского университета, схема которого показана на рис.3.8.

Физическая модель пласта представляла собой линейную горизонтальную трубку из нержавеющей стали длиной 37 м с внутренним диаметром 1,1 м, заполненную плотным песчаником. Модель имела 5 пробоборных кранов, расположенных по всей ее длине, для взятия проб пара во время вытеснения с целью проведения хроматографического анализа. Средняя пористость модели - 32 %, абсолютная проницаемость - 910 мД. Температурный режим поддерживался тремя нагревателями. Аналитическая система включала хроматограф с микропроцессором, что позволяло оператору использовать программы для контроля анализов газа. Для испытания были взяты нефть и газ из месторождения шт.Оклахома (США).

Основными измеряемыми параметрами были: температура по всей длине модели, барометрическое давление, давление закачки азота, давление на выходе, период извлечения нефти и газа, водонасыщение при начальных условиях, поровый объем, нефтенасыщение при начальных условиях, газовый фактор, объемный фактор пласта, плотность АНИ, окружающая температура, время и количество извлеченной нефти при отборе образцов.

После нефтенасыщения проводилось заводнение до прорыва воды, затем закачивался азот.

Основываясь на результатах исследования, авторы делают следующие выводы:

Нефтеотдача модели пласта увеличивается с ростом температуры.

Нефтеотдача модели пласта увеличивается с увеличением газового фактора.

Влияние температуры на процесс довытеснения нефти азотом под высоким давлением после заводнения, по-видимому, незначительно.

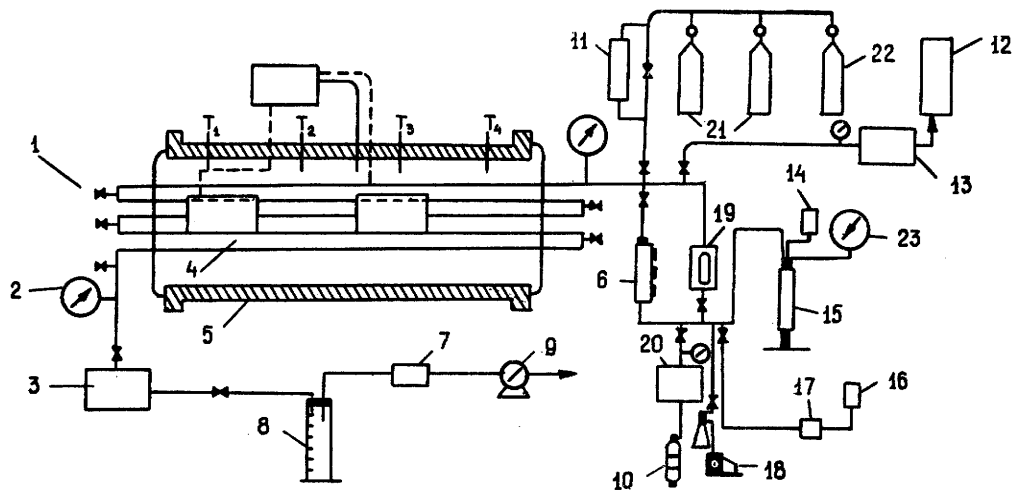


Рис.3.8. Схема лабораторной установки изучения процесса увеличения нефтеотдачи при вытеснении нефти азотом: 1 - пробозаборные клапаны А,С; 2 - манометр; 3 - регулятор противодавления; 4 - трубки из нержавеющей стали; 5 - изолирующий кожух из стекловолокна; 6 - камера высокого давления; 7 - блок очистки газа; 8 - калибровочный цилиндр; 9 - газовый счетчик; 10 - емкость с образцом газа; 11 - баллон с пропаном; 12 - емкость для воды; 13 - мини-насос; 14 - емкость для ртути; 15 - ртутный насос; 16 - емкость для сырой нефти; 17 - насос; 18 - вакуумный насос; 19 - смотровая камера высокого давления; 20 - газовый компрессор; 21 - баллоны с N_2 ; 22 - баллон с пропаном; 23 - манометр

Размер образовавшейся смешивающейся оторочки незначительно увеличивается с увеличением температуры и газового фактора раствора.

Размер зоны смешивания слегка уменьшается с увеличением температуры и газового фактора раствора.

В работе / 51 /, 1985, описывается установка для изучения процесса вытеснения нефти газами высокого давления.

Экспериментальное исследование процесса вытеснения нефти газами проводилось на моделях, представляющих собой стальные трубки большой длины (8-50 м) диаметром 5-10 мм, заполненные песком.

Для изучения процесса вытеснения нефти неуглеводородными и углеводородными газами высокого давления при температурах до 250 °С и давлениях до 100 МПа использовалась лабораторная установка (рис.3.9).

Установка включала узел приготовления рекомбинированной нефти, узел вытеснения, газовую поджимку и аналитическую часть, состоящую из стеклянной ловушки-сепаратора, охлаждаемой до 0 °С, и соединенную с газовой бюреткой или газовым счетчиком, газового хроматографа ЛХМ-8МД и лабораторных весов.

Для изучения процесса смешивающегося вытеснения нефтей газами высокого давления эксперимент проводился с применением азота. Давление нагнетания азота контролировали по манометру газовой поджимки.

На данной установке в ходе единичного эксперимента можно выявить характер переходной зоны и определить тип вытеснения (смешивающееся или несмешивающееся). С помощью серии экспериментов можно установить термобарические границы области наиболее эффективного применения данного агента для вытеснения конкретной нефти.

В работе / 52 /, 1987, рассматривается процесс вытеснения сырых нефтей смесями CO_2/SO_2 . Описаны две серии проведенных экспериментов: а) на трубках малого диаметра в статических условиях; б) на кернах в динамических условиях. Принципиальная схема аппаратуры для проведения первой серии экспериментов показана на рис.3.10.

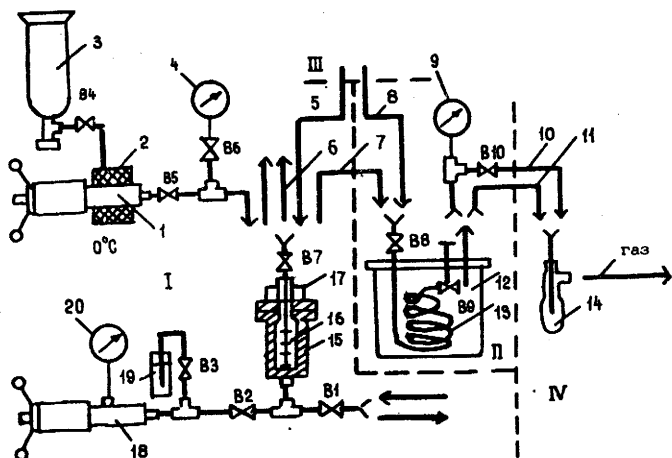


Рис.3.9. Принципиальная схема установки для изучения процесса вытеснения нефти газом высокого давления: I - узел приготовления рекомбинированной нефти; II - узел вытеснения; III - газовая поджимка; IV - аналитическая часть: 1 - пресс для сжижения и дозировки бутана; 2 - цилиндр пресса; 3 - баллон с бутаном; 4, 9, 20 - образцовые манометры; 5, 7, 8 - соединительные линии высокого давления; 6, 11 - капиллярные линии к аналитической части; 10 - вспомогательная линия; 12 - термостат У-10; 13 - модель пласта; 14 - ловушка-сепаратор; 15 - сосуд PVT; 16 - мешалка; 17 - соленоид; 18 - пресс для жидкометаллического сплава; 19 - емкость для жидкого сплава;

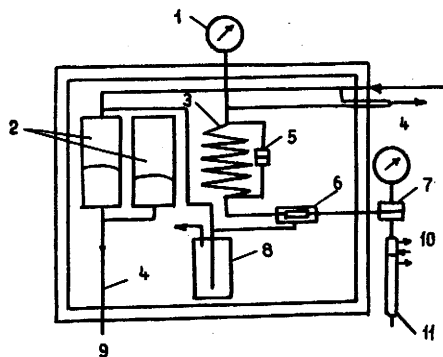


Рис.3.10. Схема лабораторной установки для исследования метода вытеснения флюидов: 1 - манометр; 2 - емкости для растворителя с подпором ртутью; 3 - модель из спиральной трубки малого диаметра; 4 - на абсорбер SO_2 ; 5 - датчик дифференциального давления; 6 - смотровая камера; 7 - регулятор противодействия; 8 - отстойник; 9 - на поршневой насос; 10 - конденсатор; 11 - сборник жидкости

Описана методика проведения экспериментов. Модель изготовлена из нержавеющей стали. Использовали трубки длиной 12,2 м с внутренним диаметром 4,57 см.

Пористая среда была представлена стеклянными шариками размером от 0,19 до 0,49 мм, что соответствовало пористости 36,8 %. Эксперименты проводились при различных значениях давления и одной и той же температуре (+ 45 °C). Использовалась товарная нефть *Permina Cardium*, а CO_2 и SO_2 и их смеси - в качестве вытесняющего агента.

Авторами был, в частности, сделан вывод о том, что добавление SO_2 к CO_2 снижает давление минимальной смешиваемости.

Вторая серия экспериментов была проведена на кернах, их цель - сравнить давления и характеристику добычи с использованием CO_2 , SO_2 и их смесей и оценить влияние состава породы и водонасыщенности на ход процесса вытеснения.

На рис.3.II приведена схема экспериментальной установки. Описана методика проведения экспериментов на кернах из песчаника месторождения Berea и известняке месторождения Indiana.

Сначала керн вакуумировали, затем заполняли соленым раствором для определения величины порового объема (PV). После этого керн заполняли нефтью при постоянной скорости вплоть до насыщения. Затем осуществляли процесс фильтрации.

Во время заводнения керна регистрировались перепад давления, а также дебит нефти и соленого раствора. Все эксперименты проводились при температуре 45 °C и при давлении, имитирующем горное. Кроме этого, в конце экспериментов определяли минеральный состав кернов с помощью рентгенодифрактографии.

По результатам второй серии экспериментов авторы, в частности, делают выводы:

Высокий дополнительный отбор нефти из известняковых кернов наблюдался при закачке SO_2 ; при закачке смесей CO_2/SO_2 отбор был меньше, а при закачке только CO_2 был наименьшим.

Потеря проницаемости наблюдалась при закачке CO_2/SO_2 и SO_2 ; потеря была резко выражена при закачке SO_2 .

Работа / 53 /, 1988, посвящена лабораторным и промышленным испытаниям процесса циклической закачки CO_2 для извлечения легких фракций нефти. Представлены результаты непрерывного и цик-

лического вытеснения товарной нефти (плотностью $0,87 \text{ г/см}^3$) из водонасыщенных кернов песчаника месторождения Begea.

Процесс циклической закачки CO_2 также испытан в 14 отдельных скважинах в песчанике месторождения Южной Луизианы (США). В статье показана взаимосвязь лабораторных и промышленных результатов.

При лабораторных исследованиях на заводненнх кернах использовались CO_2 99,6 мол.% чистоты и товарная нефть.

Установка, на которой проводились эксперименты по непрерывному и циклическому вытеснению с использованием CO_2 , представлена на рис.3.12.

Эксперименты проводились на цементированном керне песчаника месторождения Begea длиной 1,76 м, диаметром 50,8 мм, с поровым объемом 756 см^3 , пористостью 21,2 %, измеренной при комнатной температуре и давлении 6,9 МПа. Вода, NaCl использовались для снижения набухаемости глины.

Непрерывное и циклическое вытеснение CO_2 в кернах осуществлялось при постоянной скорости закачки $60 \text{ см}^3/\text{ч}$ CO_2 , измеренной на входе в модель и комнатной температуре.

Авторы делают следующие выводы:

Процесс циклической закачки CO_2 является перспективным способом повышения извлечения легких фракций нефти. Лабораторные исследования на кернах и результаты промысловых испытаний продемонстрировали, что обводненную остаточную нефть можно извлечь с использованием циклической закачки CO_2 .

Лабораторные и промысловые испытания подтвердили, что добыча нефти улучшается с увеличением количества закачиваемого CO_2 или пространства, занимаемого CO_2 в коллекторе.

Лабораторные и промысловые результаты подтвердили, что влияние пластового давления на характеристики циклической закачки CO_2 при испытаниях является сложным.

На механизм извлечения легких фракций нефти во время циклической закачки CO_2 влияют такие факторы, как набухание глины, набухание нефти, выделение углеводородов и величина относительной проницаемости.

Вопросы извлечения нефти методом закачки азота рассматриваются в работе / 54 /, 1988. Дается описание вытеснения нефти из пористой среды путем закачивания азота. В качестве экспери-

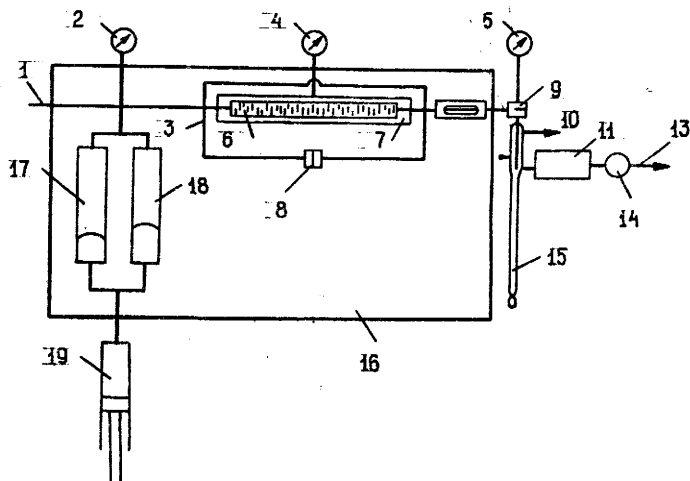


Рис.3.11. Схема лабораторной установки для заводнения керна: 1 - закачка нефти; 2,4,5 - манометры; 3 - байпас; 6 - гидравлическая жидкость; 7 - кернодержатель; 8 - датчик дифференциального давления; 9 - регулятор противодавления; 10 - охлажденная вода; 11 - конденсатор; 12 - газовый хроматограф; 13 - газ на дымовую трубу; 14 - расходомер влажного газа; 15 - коллектор жидкости; 16 - термостатная камера; 17,18 - баллоны с рассолом и газом, поджимаемые ртутью; 19 - поршневой насос для нагнетания ртuti

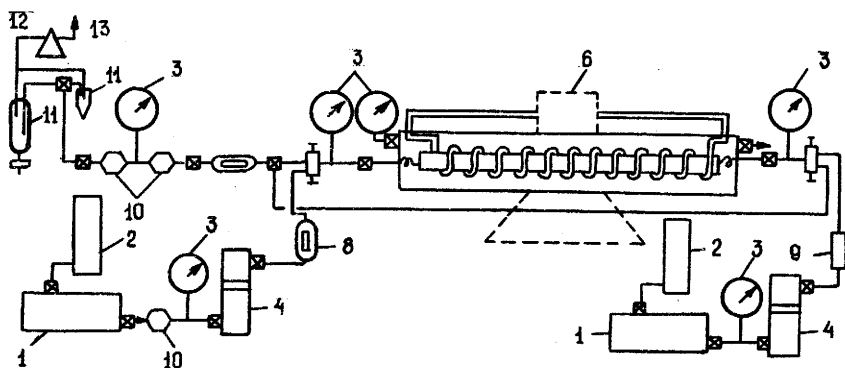


Рис.3.12. Схема установки для изучения процесса циклической закачки двуокиси углерода с целью извлечения легких фракций нефти: 1 - нагнетательные насосы; 2 - резервуары для хранения флюидов; 3 - манометры; 4 - передаточные сосуды с плавающим поршнем; 5 - цементированный керн; 6 - регулятор температуры; 7 - устройство для вращения керна; 8 - смотровая камера; 9 - фильтр; 10 - регуляторы противодавления; 11 - однократные сепараторы; 12 - счетчик влажного газа; 13 - к вспомогательному соединению

ментальной установки был использован трубчатый аппарат, описание которого приведено на рис.3.13 а.

Трубка была изготовлена из нержавеющей стали и имела длину 12,2 м, внутренний диаметр 4,57 мм. В качестве пористой среды использованы стеклянные шарики диаметром 100 мк. Пористость в трубке доведена до 0,37; поровый объем составляет 73,7 мл. Все испытания проводились при температуре 103 °С и скорости закачки 2,5 мл/ч. К измеряемым величинам относились: объемы увлекаемых нефти и газа, состав мгновенно выделяющегося газа и перепад давления по трубке.

В первой серии испытаний в качестве закачиваемого газа был взят азот. Испытания проводились при давлениях 28,3; 31,0 и 34,5 МПа. Во второй серии испытаний использовалась смесь 14,1 моль.% CO₂ и 85,9 моль.% N₂ и, наконец, испытывались смеси N₂/C₂H₄ в соотношении 85,7 % к 14,3 % и 69,5 % к 30,5 %.

В качестве вытесняемого продукта была взята нефть месторождения Ниску со следующими параметрами:

Давление насыщения	21,0 МПа .
Плотность	647,5 кг/м ³ .
Газовый фактор	184,7 м ³ /м ³ .
Объемный коэффициент нефти и газа в пластовых условиях	1,58 м ³ /м ³ .
Вязкость	0,38 мПа.с.

До проведения испытаний на кернах песчаника Berea было проведено цифровое моделирование вытеснения, проводимого на трубках малого диаметра.

Результаты цифрового моделирования в целом хорошо согласовывались с экспериментальными данными.

Особое внимание в экспериментах было уделено вытеснению нефти из песчаника Berea при температуре 103 °С и давлении 34,5 МПа.

Схема лабораторной установки показана на рис.3.13 б. Закачка газа предназначалась для вторичного извлечения нефти в первой серии опытов, т.е. керны имели первоначальное насыщение нефтью и рассолом.

Во второй серии опытов до закачки газа керн заводнялся, т.е. в этом случае имело место третичное вытеснение. В качестве вытеснителя использовались три типа различных газов: азот,

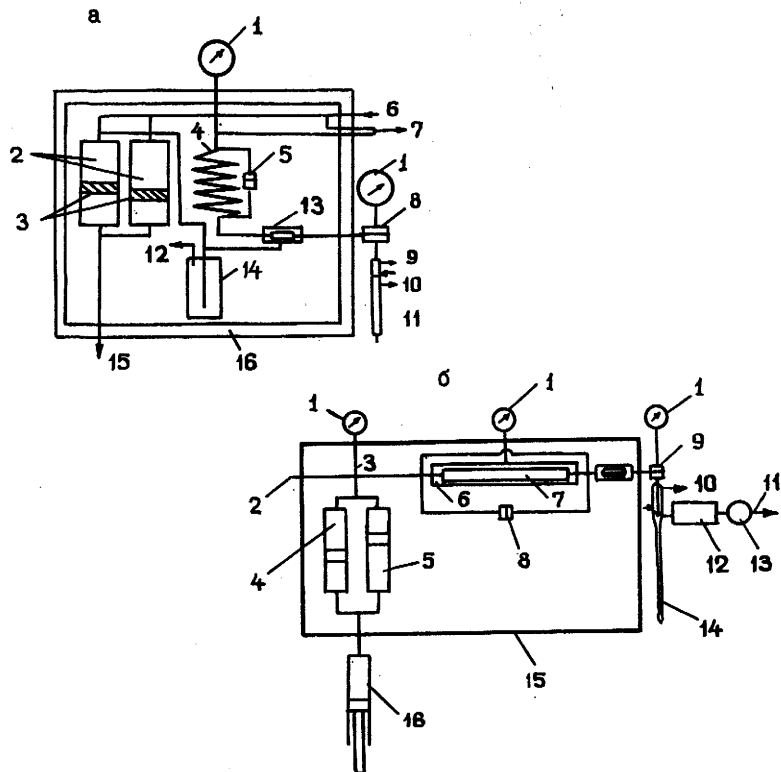


Рис.3.13. Лабораторное оборудование для изучения процесса извлечения нефти методом закачки азота:

а - схема экспериментальной установки: 1 - манометры; 2 - емкости с растворителем; 3 - плавающие поршни; 4 - тонкая спиральная трубка; 5 - датчик дифференциального давления; 6 - внешний ввод; 7 - на газовый абсорбер и сброс; 8 - регулятор противодействия; 9 - конденсатор; 10 - газообразный поток из абсорбера на газовый счетчик; 11 - емкость для сбора жидкости; 12 - линия на газовый абсорбер и ввод исходного сырья; 13 - смотровая камера; 14 - отстойник; 15 - линия на поршневые насосы; 16 - термостатическая ванна;

б - схема модели пласта: 1, 1а, 1б - манометры на входе, штуцерный, противодействия соответственно; 2 - линия загрузки нефти; 3 - перепускная линия; 4, 5 - емкости с газом и с рассолом; 6 - жидкость для поддержания давления; 7 - кернодержатель; 8 - датчик дифференциального давления; 9 - регулятор противодействия; 10 - вода для охлаждения; 11 - газ на сбор (исходное сырье); 12 - газовый хроматограф; 13 - газовый счетчик; 14 - линия сбора жидкости; 15 - термостатический шкаф; 16 - поршневой насос

смесь 30 моль.% C_2H_4 и 70 моль.% N_2 и 30 % порового объема оторочка C_2H_4 , вытесняемая азотом. При этом исследовались: ориентация керна; водонасыщение керна; сочетание смешивающейся пробки с несмешивающимся последующим газом; эффективность вторичного и третичного извлечения нефти.

Результаты испытаний по вытеснению нефти азотом позволили авторам сделать следующие выводы:

Смешиваемость сырой нефти и всех 4-х типов закачиваемых газов достигалась при температуре $103^{\circ}C$ и давлении 34,5 МПа.

Испытания на трубке малого диаметра коррелировались цифровой моделью.

В большинстве случаев качественно согласовались только давление, однако остальные экспериментальные величины очень хорошо согласовались.

Закачка азота и пропана вела к постепенной миграции промежуточных компонентов сырой нефти к выходу трубки.

Хорошие результаты были получены при закачке газа (вторичное вытеснение) в водосмоченный керн с последующим заводнением и закачкой газа.

В работе / 55 /, 1988, приводятся результаты экспериментального исследования взаимодействия фазового состояния с микроскопической неоднородностью при вытеснении нефти двуокисью углерода.

Испытания по вытеснению проводились на микромоделях, изготовленных из карбонатного материала с последующим сравнением результатов как устойчивого, так и неустойчивого смешивающего вытеснения нефти CO_2 .

Микромодели изготавливались методом, аналогичным изготовлению печатных схем. На стекло из карбонатного среза наносилась поровая сетка с последующим ее травлением.

Всего было изготовлено четыре модели со следующими параметрами:

Модель	Длина, см	Ширина, см	Объем, см
1	7,0	4,45	0,270
2	7,0	5,00	0,261
3	7,0	4,30	0,091
4	6,4	4,30	0,260

Размеры модели соответствовали размерам смотрового окна камеры высокого давления. Скорость течения составляла 6×10^{-2} см/с.

Вытеснение проводилось в моделях, находящихся в горизонтальном положении и окруженных флюидом, создающим избыточное давление, равное давлению закачиваемого CO_2 . Таким образом, сила тяжести в опытах не учитывалась.

В качестве испытываемых флюидов были взяты Солтрол (с добавлением красного и синего красителей), CO_2 и сырая нефть.

Испытания по вытеснению проводились в следующей последовательности:

1. Вытеснение красного Солтрола синим Солтролом (визуальное наблюдение течения).

2. Вытеснение рассола рассолом с изотопным индикатором (измерение состава отходящего потока).

3. Вытеснение красного Солтрола CO_2 при 8,3 МПа и 25 °С (визуальные наблюдения).

4. Вытеснение нефти CO_2 при 8,3 МПа и 25 °С (визуальное наблюдение).

Испытания позволяют делать вывод, что качественные результаты многоконтактного смешивающегося вытеснения и смешивающегося вытеснения первого контакта в пористой среде схожи с аналогичными результатами лабораторных испытаний кернов коллектора и с теоретическими описаниями взаимодействия фазового состояния с неоднородность.

В работе / 56 /, 1989, рассмотрен процесс повышения нефтеизвлечения за счет применения чередующейся закачки CO_2 и водогазовых смесей. Схема лабораторной установки и ее описание в работе не приводится.

На пористых средах, моделирующих два несообщающихся пласта, отличающихся по проницаемости в 2,2 и 5,8 раза, применительно к условиям девонских песчаников Сергеевского месторождения экспериментально показано, что в технологии чередующейся закачки CO_2 и воды замена последней на водогазовую смесь дает больше преимущества. Такая замена в условиях отсутствия смешимости позволяет достигнуть нефтеизвлечения, характерного для смешивающегося вытеснения.

Применение водогазовой смеси повышает охват низкопроницаемых пластов двуокисью углерода. Чередование десяти порций

водогазовой смеси с порциями CO_2 позволяет подать равное количество реагентов в пласты, отличающиеся по проницаемости в 3,0 раза. Использование попутного нефтяного газа с повышенной концентрацией CO_2 (до 57 %) в качестве дисперсной фазы водогазовой смеси, чередующейся с порциями CO_2 в определенной мере решает проблему утилизации указанной газовой смеси без строительства дорогостоящих установок регенерации CO_2 . Чередование порций CO_2 с порциями водогазовой смеси исключает остаточную нефтенасыщенность из числа критериев, ограничивающих применение метода.

В работе / 57 /, 1989, описано применение ПАВ для регулирования фильтрации диоксида углерода в неоднородных пластах. Приводятся результаты лабораторных экспериментов на водонасыщенной модели несообщающихся неоднородных пластов, с соотношением проницаемостей по воде - 15,7.

Опыты проводились при давлении 10,5 МПа, температуре 26,5 ° и 40 °С и средней скорости продвижения жидкости 201 м/год. Полученные результаты показывают, что использование ПАВ позволяет существенно повысить охват пласта как воздействием диоксида углерода, так и водой в рамках технологии чередующейся закачки этих агентов. Так, подача жидкого CO_2 в низкопроницаемый пласт возросла с 16,67 и 17,01 % при нагнетании соответственно минерализованной (140 г/л) и дистиллированной воды, до 36-38 % при использовании растворов неопола АФ₉ - 12 с концентрацией 0,25-2,00 %. Нагнетание газообразного диоксида углерода (10,0 МПа, 40 °С) также приводит к увеличению его подачи в низкопроницаемый пласт с 15,4 % (вода) до 36,5-37,7 % (0,25-1,00 % раствор АФ₉ - 12).

Повышение охвата пласта в случае чередующейся закачки оторочек CO_2 и водных растворов ПАВ происходит за счет образования водо-углекислотных эмульсий и пен на границе раздела фаз вода/ CO_2 в пористой среде. Из-за различных подвижностей диоксида углерода и воды объем образовавшейся в порах эмульсии или пены будет максимальным в пропластках с большей проницаемостью. По накоплению в этих пропластках необходимого объема эмульсии (пены), обладающей повышенным фильтрационным сопротивлением,

происходит частичная (временная) закупорка пор, чем и достигается перераспределение фильтрационных потоков из высокопроницаемых пластов и пропластков в низкопроницаемые.

В работе / 58 /, 1990, для изучения влияния жидкого CO_2 на свойства нефтей была разработана и смонтирована специальная экспериментальная установка. Принципиальная схема ее приведена на рис. 3.14.

Установка позволяет: вводить жидкую CO_2 и перемешивать ее с нефтью, определять газовый фактор, давление насыщения нефти газом, растворимость CO_2 в нефти, температуру насыщения нефти парафином и коэффициент сжимаемости нефти, отбирать пробы нефти и газа для анализа свойств и состава.

Технические характеристики установки: максимальное давление 30 МПа; диапазон рабочих температур 0–90 °С; объем исследуемой нефти 600 см³.

Методика проведения экспериментов на данной установке состояла из трех этапов и заключалась в следующем:

- 1) перевод пластовой нефти в контейнер РУТ;
- 2) ввод жидкой CO_2 в нефть и приведение нефти в состояние, моделирующее пластовые условия;
- 3) определение свойств нефти с растворенной CO_2 .

Перевод пластовой нефти в контейнер РУТ экспериментальной установки осуществлялся следующим образом. С помощью термостата и термостатирующей рубашки контейнер нагревали до температуры, равной пластовой температуре нефти, устанавливали поршень в крайнее верхнее положение, и "мертвый" объем контейнера вакуумировали в течение 0,5 ч. Затем при давлении, заведомо выше давления насыщения нефти газом, передавали заданный объем нефти в контейнер. После перемешивания нефти в контейнере с помощью алюминиевого шара определили давление насыщения нефти газом, газовый фактор и состав газа.

Ввод заданного количества жидкой CO_2 в нефть осуществляли следующим образом. В поршневой колонке с помощью ручного пресса устанавливали поршень в крайнее верхнее положение и вакуумировали "мертвый" объем поршневой колонки в течение 0,5 ч. Из баллона с двуокисью углерода переводили часть CO_2 в поршневую колонку и с помощью ручного пресса создавали давление в ней, рав-

ное давлению нефти в колонке РУТ. При постоянном и равном давлении в поршневой колонке и в контейнере РУТ с помощью ручных прессов вводили заданный объем CO_2 в контейнер с нефтью. После ввода CO_2 нефть перемешивали и снова определяли давление насыщения нефти газом, газовый фактор и состав газа. По насыщению газового фактора и состава газа до и после ввода CO_2 в нефть определяли фактическую концентрацию двуокиси углерода в нефти. Отклонение фактических значений концентрацией двуокиси углерода в нефти от необходимых расчетных обусловлено ошибками в измерении объема нефти и CO_2 и не превышает 0,5 % масс.

Ввод каждой последующей порции жидкой CO_2 и определение параметров газонасыщенной нефти осуществляется в той же последовательности до тех пор, пока давление насыщения нефти газом не достигнет рабочего давления, предельного для данной конструкции установки.

С целью определения физико-химических свойств и состава нефтей с растворенной CO_2 производится отбор проб из контейнера РУТ. Проба нефти с растворенной CO_2 из контейнера РУТ отбирается через манифольд при постоянном давлении и в зависимости от вида дальнейших исследований направляется к одному из измерительных приборов. Погрешности определения параметров физико-химических свойств и состава нефти с растворенной CO_2 зависят от характеристик самого прибора (вискозиметра, денсиметра, фотоэлектроколориметра, хроматографа и т.д.) и не превышают 1 %.

Авторы сделали следующие выводы:

Сконструирована и смонтирована установка для изучения влияния жидкой CO_2 на свойства и состав нефтей. Разработана методика проведения экспериментальных исследований на данной установке.

Применение установки данной конструкции позволит проводить исследования нефтей с растворенной CO_2 в широком диапазоне концентраций двуокиси углерода. Полученные на установке результаты позволят оптимизировать технологию вытеснения нефти двуокисью углерода.

В работе / 59 /, 1990, изложены результаты эксперимента по исследованию процесса вытеснения азотом на композиционной модели тенгизской нефти.

Эксперимент осуществлялся на трубке тока диаметром 10 мм

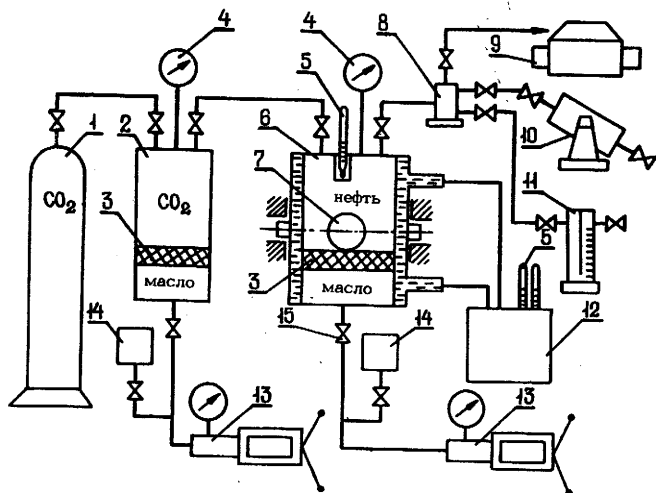


Рис.3.14. Схема установки для изучения действия растворенной двуокиси углерода на свойства нефтей: 1 - баллон с CO_2 ; 2 - поршневая колонка; 3 - поршень; 4 - манометр; 5 - термометр; 6 - контейнер РВТ; 7 - алюминиевый шар; 8 - манифольд; 9 - фотоэлектроколориметр; 10 - вискозиметр универсальный; 11 - газовый сепаратор; 12 - термостат; 13 - ручной измерительный пресс; 14 - напорный бачок для масла; 15 - запорная арматура

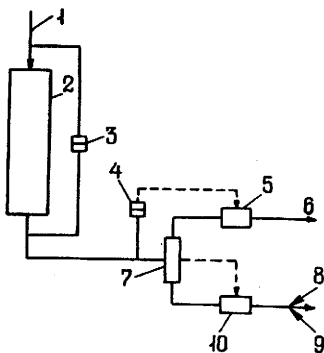


Рис.3.15. Схема лабораторной установки для изучения вытеснения нефти газом: 1 - закачка газа; 2 - керн; 3 - датчик дифференциального давления (0,0-0,007 МПа); 4 - датчик давления (3,1 МПа); 5 - регулятор противодавления; 6 - отсепарированный "свободный" газ (объем, состав); 7 - сепаратор для отделения газа от нефти; 8 - газ, растворенный в нефти (объем, состав); 9 - нефть (масса); 10 - клапан, контролирующий уровень

и длиной 10 м, заполненной пористой средой, при давлении 50 МПа и температуре 115 °С. Результаты эксперимента подтвердили правильность термодинамических расчетов, касающихся величины минимального давления динамической смещаемости, выбора давления закачки азота в пласт порядка 50 МПа и протекания самого процесса вытеснения во времени.

Приведены графики изменения нефтевытеснения в зависимости от порового объема закачанного азота, сопоставления результатов расчетов и эксперимента на тройной диаграмме, сопоставления расчетного и экспериментального изменения составов добываемой смеси в зависимости от объема закачанного азота. Подтверждается также общий вывод о том, что теоретические расчеты позволяют значительно сократить объем экспериментальных работ.

В работе / 60 /, 1990, приведены результаты экспериментов по вытеснению нефти газом для условий восточного крыла месторождения Йейтс (штат Техас, США). Для увеличения нефтеотдачи пластов месторождения Йейтс путем закачки CO₂ были проведены экспериментальные исследования на установке, схема которой приведена на рис.3.15.

В качестве модели пласта был использован керн, который имел следующие параметры: длину - 24,6 см, диаметр - 7,6 см, поровый объем - 330 см³, пористость - 29 %, проницаемость - 210 мД. Для обеспечения гравитационного дренирования держатель Кесслера устанавливали вертикально, при этом газ закачивался в керн сверху.

С целью предотвращения утечки газа через муфту держателя керн обворачивали слоем фольги. Тефлоновое покрытие предохраняло алюминий от перфорирования при высоком пластовом давлении. Пластовое давление составляло 6,6 МПа.

Нефть и газ, выходящие из керна, разделялись по плотности при давлении потока. Противодействие удерживалось в пределах 0,7 КПа при расходе от 0 до 10 см³/ч. Объемы газа, выделившегося из раствора, и газа, растворенного в нефти, замерялись в сборных емкостях. Экспериментальная установка также позволяла контролировать состав обоих газов.

До проведения эксперимента по закачке CO₂ керн промывали двумя-тремя поровыми объемами нефти сепаратора при противодав-

лении от 1,4 до 2,1 МПа с целью исключения насыщения свободным газом. Затем закачивали два поровых объема рекомбинированной нефти с расходом 5-10 см³/ч при противодавлении 3,17 МПа, которое удерживалось в течение всех экспериментов.

Для контролирования замещения нефти сепаратора рекомбинированной нефтью проводились замеры перепада давления по керну и газового фактора. Результаты испытания показывают, что коэффициенты вытеснения при закачке CO₂ при давлении 3,17 МПа и температуре 301 К оказались на 6-11 % выше, чем при закачке синтетического газа газовой шапки, моделирующего свободный газ газовой шапки восточного крыла месторождения Йейтс.

Отмечается, что увеличение нефтеотдачи при закачке двуокиси углерода достигается за счет разбухания нефти и снижения межфазного натяжения на границе нефть - газ.

В работе / 61 /, 1990, проведены исследования нефтеотдачи при смешиваемом вытеснении нефти с закачкой азота. Для проведения экспериментов по вытеснению углеводородов азотом был использован метод спиральной трубки малого диаметра. Испытания проводились на установке, схема которой приведена на рис.3.16.

Использовали спирально свернутую трубку из нержавеющей стали с внутренним диаметром 0,39 см, заполненную песчаником Berea фракции 0,15-0,30 мм. Длина спирально свернутой трубки в различных испытаниях была различной и составляла 12, 24 и 36 м. Пористость набивки составляла 45 %, проницаемость - 8 Д. Эффективность вытеснения нефти азотом изучалась при различном насыщении ее метаном, а также смесями метана и пропана, метана, пропана и декана.

Процесс испытаний заключался в закачке пластовой жидкости и газа в трубку из баллонов с плавающим поршнем, причем поршень приводился в действие очищенным минеральным маслом, закачиваемым жидкостным насосом высокого давления. Объем газа вычислялся по данным давления в 18-литровом предварительно разреженном баллоне, а объем товарной нефти замерялся стеклянным мерным стаканом.

Объемный расход газа, закачиваемого в трубку, изменялся в зависимости от эксперимента и соответствовал скорости потока от 0,01 до 0,11 см³/с. Эксперимент продолжался до тех пор,

пока объем закачиваемого газа не достигал 1,2 порового объема.

В процессе опытов изучалось влияние состава пластового флюида, скорости вытеснения, высоты столба флюида и температуры на эффективность вытеснения, определяемую минимальным давлением смешивания.

Результаты экспериментов показали, что содержание метана и прочих газообразных углеводородов в пласте оказывают существенное влияние на минимальное давление смешивания.

При поддержании во время экспериментов постоянными давления нагнетания и др. параметров нефтеотдача существенно увеличивалась с увеличением длины спирально свернутой трубы. Это означает, что нужна определенная переходная зона для достижения смешиваемости. При этом в типичных промысловых условиях переходная зона, необходимая для достижения смешиваемости, будет короче общей длины пути потока пластового флюида.

При давлении вытеснения выше минимального давления смешивания, эффективность вытеснения нефти азотом будет относительно высокой.

В работе / 62 /, 1990, представлены результаты экспериментальных исследований влияния добавки соразтворителей в CO_2 для увеличения эффективности вытеснения нефти.

В качестве соразтворителей исследовались высокомолекулярные спирты и углеводороды. Эксперименты проводились при 40 и 50 °С в интервале давлений от 10,3 до 15,2 МПа с трехкомпонентной моделью нефти. Приводится схема экспериментальной установки (рис.3.17).

В работе показано, что соразтворители увеличивают плотность и вязкость газовой фазы, повышают содержание нефтяных компонентов в CO_2 .

Тип соразтворителя определяется геолого-промысловыми и технологическими условиями, а оптимальная концентрация соразтворителя в CO_2 зависит от экономических факторов.

В работе / 63 /, 1991, описывается исследование влияния различных факторов на распределение CO_2 по неоднородным пластам в процессе фильтрации.

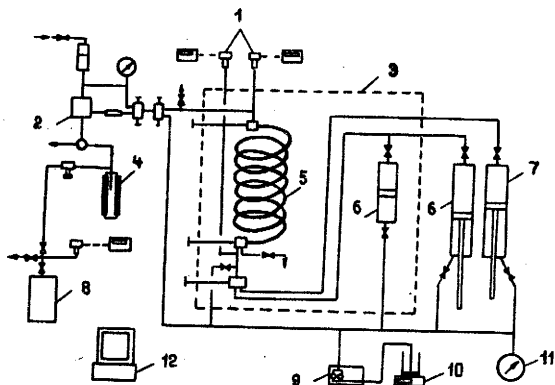


Рис.3.16. Схема лабораторной установки со спирально-трубчатой моделью для исследования метода вытеснения нефти закачкой азота: 1 - датчики давления; 2 - регулятор противодействия; 3 - камера с обогревом; 4 - сепаратор для отделения газа от нефти; 5 - спиральная труба с набивкой песком; 6,7 - емкости с газом и нефтью; 8 - баллон с газом; 9 - поршневой насос; 10 - весы; 11 - манометры; 12 - компьютер с дисплеем

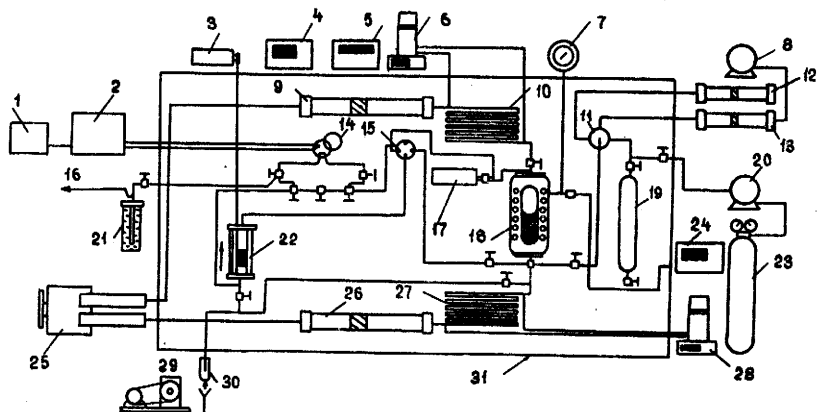


Рис.3.17. Схема экспериментальной установки для исследования подвижности CO_2 с использованием растворителей CO_2 : 1 - интегратор; 2 - газохроматограф; 3 - электропривод; 4 - монитор температуры; 5 - измеритель плотности; 6,28 - датчики дифференциального давления; 7 - манометр; 8 - насос нагнетательный; 9 - емкость с плавающим поршнем; 10 - капиллярный вискозиметр для газовой фазы; 11 - многоходовой клапан; 12 - раствор; 13 - растворитель CO_2 ; 14 - пробоборборный клапан; 15 - переключательный клапан; 16 - в газовый коллектор; 17 - дистанционная камера замера плотности; 18 - уравнительная камера; 19 - баллон с газом; 20 - газовый компрессор; 21 - коллектор выходящего потока; 22 - рециркуляционный насос; 23 - баллон с газом; 24 - монитор давления; 25 - насос высокого давления с двумя поршнями; 26 - емкость с плавающим поршнем; 27 - капиллярный вискозиметр для жидкой фазы; 28 - датчик дифференциального давления; 29 - вакуумный насос; 30 - слив; 31 - печь с термостатом

В ходе исследований моделировали систему из двух несообщающихся пластов с различной проницаемостью. Модели пластов имели общий ввод жидкостей и газов. Дебиты пластов замеряли отдельно. Для сохранения постоянного соотношения проницаемостей моделей пластов эксперименты проводились на водонасыщенных моделях. Главная задача состояла в перераспределении подачи CO_2 из высокопроницаемых обводненных пластов в низкопроницаемые, содержащие еще значительное количество нефти.

Эксперименты проводили при температурах 40 и 26,5 °С, соответствующих пластовым температурам Радаевского и Сергеевского месторождений. Давление в экспериментах составляло 10,5 МПа. В ходе экспериментов исследовалось влияние на распределение CO_2 по пластам различной проницаемости следующих параметров: скорости нагнетания CO_2 и воды; агрегатного состояния CO_2 ; объема единой оторочки CO_2 ; числа порций CO_2 ; соотношение объемов порций CO_2 и воды.

Эксперименты проводили при фиксированных значениях всех параметров, за исключением исследуемого.

Экспериментальная установка (рис.3.18) для изучения распределения CO_2 в неоднородных пластах собиралась из стандартного оборудования и приборов, используемых при исследовании процессов фильтрации жидкостей и газов в пластовых условиях.

Вся установка, за исключением датчиков постоянного расхода (ДПР), термостатировалась. Каждый опыт проводили в три этапа. На первом - с помощью ДПР в модели пластов подавали воду с постоянным расходом, измеряемым мерником, до установления постоянных дебитов. На втором этапе изучали влияние какого-либо из исследуемых параметров. На третьем - пористые среды для удаления из них CO_2 индивидуально промывали водой.

Свойства нефти, насыщенной диоксидом углерода, исследовали на лабораторной установке, принципиальная схема которой приведена на рис.3.19.

Колонка и контейнер представляют собой стальные емкости для хранения жидкостей и газов при давлении до 30 МПа.

На подготовительном этапе измерительные прессы заполняли вазелиновым маслом, разделительную колонку - дистиллированной водой, контейнер - исследуемой нефтью, колонку - диоксидом углерода, сжатым до требуемого давления, газгольдер - соленой

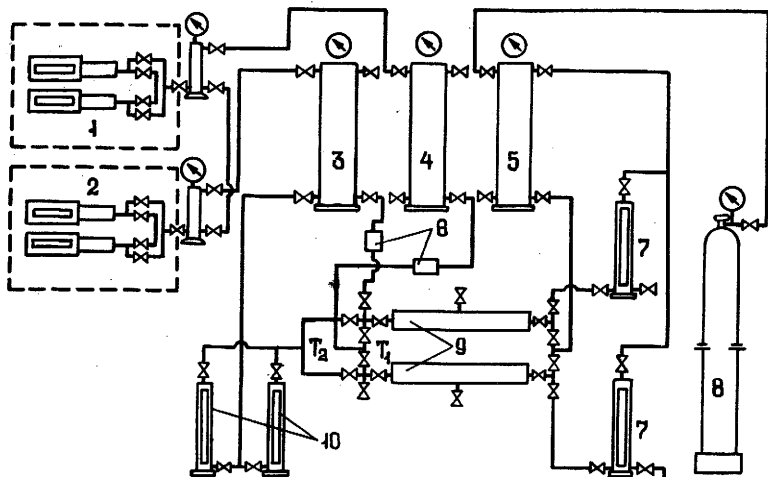


Рис.3.18. Установка для изучения распределения CO_2 в неоднородных пластах: 1,2 – датчики постоянного расхода; 3–5 – колонки для дистиллированной, пластовой воды и сжатого воздуха или азота соответственно; 6 – фильтры; 7,10 – измерительные емкости для визуального замера соответственно дебитов пластов и обмена подаваемого CO_2 ; 8 – баллон с воздухом или азотом; 9 – кернодержатели

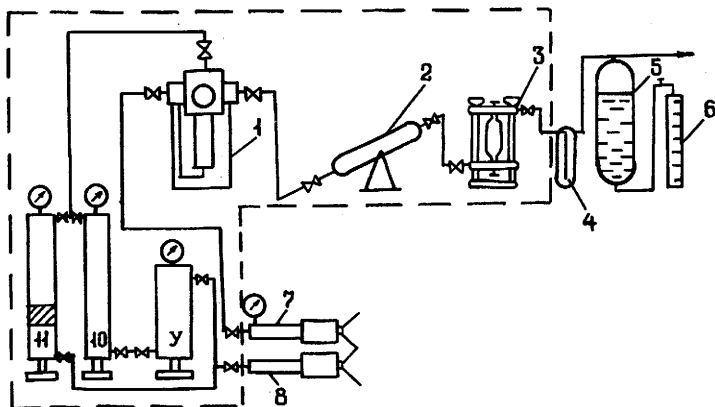


Рис.3.19. Схема лабораторной установки для исследования зависимости свойств нефти от степени насыщения CO_2 : 1 – смеситель; 2 – вискозиметр высокого давления; 3 – пикнометр высокого давления; 4 – ловушка; 5 – газгольдер; 6 – мерный цилиндр; 7 – измерительный пресс; 9 – разделительная колонка; 10 – контейнер для исследуемой нефти; 11 – колонка; Г – выделившийся газ; У – углекислый газ

водой. Все остальное оборудование заполнялось сжатым до требуемого давления азотом. Измерительным прессом нефть из контейнера вытеснялась в смеситель. Одновременно с подачей нефти из-под поршня смесителя измерительным прессом проводился отбор продавочной жидкости.

Для подачи в смеситель из колонки CO_2 под поршень колонки прессом нагнеталось масло. Дioxid углерода вытеснялся в смеситель. Одновременно из-под поршня смесителя проводился отбор жидкости. Заполнение смесителя как жидкостями, так и CO_2 , проводилось при постоянном давлении, которое фиксировалось по показаниям образцовых манометров. Состав выделившегося газа анализировался на хроматографе, определялись также вязкость и плотность оставшейся дегазированной нефти.

Опыт, полученный в результате лабораторных, теоретических и опытно-промышленных исследований по нагнетанию CO_2 в нефтяные пласты Радаевского и Сергеевского нефтяных месторождений, по мнению авторов, позволяет решить одну из самых трудных технологических задач - регулирование фильтрации CO_2 в неоднородных пластах.

В работе / 64 /, 1991, охарактеризованы результаты влияния давления закачки, чистоты CO_2 и газонасыщенности легкой нефти на повышение коэффициента нефтеотдачи пласта, полученные при лабораторных и полевых исследованиях. Описана методика исследований, приведена схема опытной лабораторной установки, аналогичная представленной на рис.3.12, на которой исследовались керны, отобранные из скважины.

Исследования осуществлялись как при низком давлении (3,5 МПа) и комнатной температуре, так и высоком давлении (14,5-24,8 МПа) и температуре 57 °С.

В первом случае использовали товарную нефть плотностью 0,868 г/см³ для моделирования водонапорного режима. В качестве керна использовали песчаник Berea, при этом длина и диаметр керна соответственно составляли 1,76 м и 50,8 мм, а поровый объем и пористость - 756 см³ и 21,2 %.

Для второго случая использовали керн из того же песчаника диаметром 50,8 мм, длиной 1,83 м, с поровым объемом и пористостью 811 см³ и 21,8 %, и нефть плотностью 0,870 г/см³ и газо-

насыщенностью $72 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

При циклическом вытеснении керн моделировал околоскважинную зону. Остальная часть коллектора моделировалась переносным баллоном, заполненным рассолом и установленным на выходе керна. Давление в баллоне поддерживалось в течение всего эксперимента.

Второй баллон был установлен на входе керна и служил для закачки порции газа, при которой только рассол вытесняется в баллон на выходе керна. После завершения закачки газа керн перекрывался на 10 ч для просачивания. Далее производилась закачка рассола из баллона, установленного на выходе, обратно в керн для моделирования заводнения. Отходящий на входе керна продукт проходил через камеру со смотровым окном и через разделительный сепаратор. Состав газа определялся газохроматографом.

Результаты лабораторных и полевых испытаний свидетельствуют о практической возможности применения циклической закачки CO_2 в истощенный пласт для извлечения легкой нефти.

Кроме того, лабораторные испытания указывают на предпочтительность применения циклической закачки CO_2 при более низких давлениях, так как в этом случае единицей массы CO_2 занимает больший объем порового пространства, чем для случая более высоких давлений.

Работа / 65 /, 1991, посвящена исследованию оптимальных параметров комбинированной закачки CO_2 и воды для извлечения тяжелых и высоковязких нефтей. Схема лабораторной установки показана на рис.3.20.

В статье рассматривается метод масштабного моделирования закачки CO_2 . Физическая модель представляет собой прямоугольный короб с внутренними размерами 46 x 46 x 2,2 см.

Установка моделировала условия месторождения Аберфельди (Канада). Образцы песчаника имели пористость от 35,86 до 47,04 %, проницаемость - от 4,90 до 24,25 Д, вязкость образцов нефти составляла 1032-4681 мПа·с, водонасыщенность - 64,5-6,4 %, нефтенасыщенность - 44,6-93,6 %. Эксперименты проводились при давлении 10 МПа и температуре 100 °С.

Температурный режим поддерживался воздушной ванной. Для

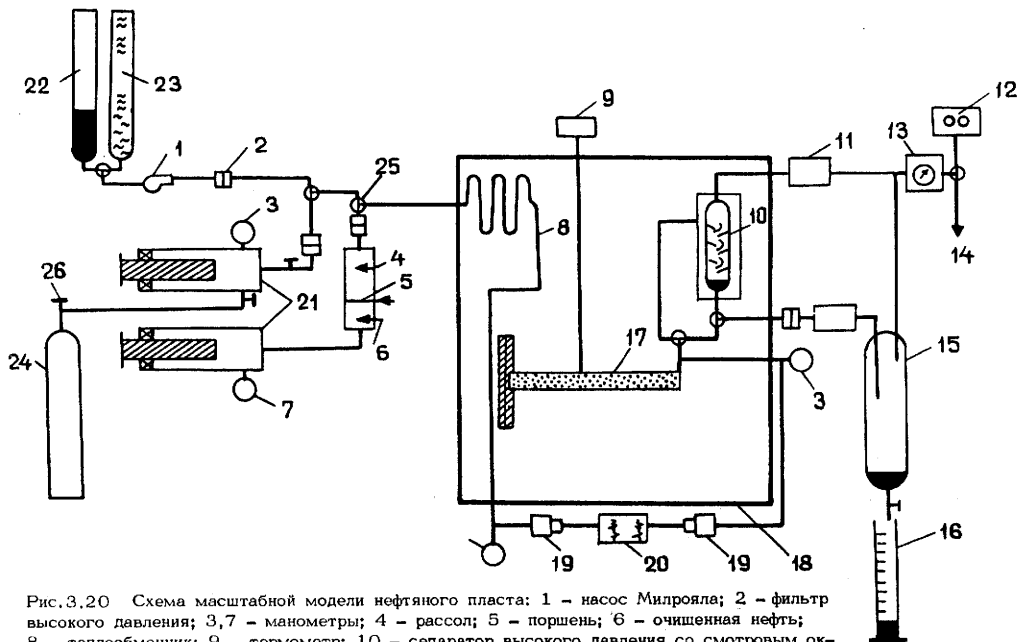


Рис.3.20 Схема масштабной модели нефтяного пласта: 1 - насос Милрояля; 2 - фильтр высокого давления; 3,7 - манометры; 4 - рассол; 5 - поршень; 6 - очищенная нефть; 8 - теплообменник; 9 - термометр; 10 - сепаратор высокого давления со смотровым окном; 11 - регулятор противодавления; 12 - газовый хроматограф; 13 - расходомер осушенного газа; 14 - на дымовую трубу; 15 - сепаратор низкого давления; 16 - мерный цилиндр для сбора образца нефти; 17 - кернодержатель в горизонтальном положении; 18 - печь; 19 - датчики давления; 20 - ленточный самописец; 21 - дозировочный насос; 22 - баллон с нефтью; 23 - баллон с рассолом; 24 - баллон с углекислым газом; 25 - трехходовой кран; 26 - вентили для закрытия-открытия

закачки жидкого CO_2 использовался насос с постоянным расходом. До закачки в модель жидкая углекислота выпаривалась.

Приводится анализ результатов проведенных экспериментов для установления оптимальных условий применения метода комбинированной закачки CO_2 и воды при извлечении тяжелых и высоковязких нефтей. Метод применим для пластов малой (до 6 м) мощности, большой (более 1000 м) глубины залегания, а также при определенных геологических условиях, неблагоприятных для использования термических методов. При извлечении нефтей средней вязкости способ комбинированной закачки CO_2 и воды позволит увеличить нефтеотдачу на 15 % по сравнению с заводнением. Оптимальным является соотношение газа и воды 4:1 при 20 % порового пространства, занятого CO_2 , которое может быть достигнуто извлечением от 5 до 50 % пластовой нефти. Расход CO_2 при этом небольшой: $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ нефти в поверхностных условиях. Снижение давления не вызывает существенного падения добычи.

В работе / 66 /, 1991, на основе экспериментальных лабораторных исследований нефтей из 17 нефтехранилищ США анализируется влияние состава нефтей на отложение содержащихся в них органических веществ (ОВ) при обработке нефтей CO_2 . Описаны методика исследований и соответствующая аппаратура.

В качестве экспериментальной установки была использована циркуляционная камера высокого давления и высокой температуры с переменным объемом (рис.3.21).

К основным особенностям установки относятся: смесительная камера объемом 2000 см^2 с плавающим поршнем для образца; камера объемом 1000 см^3 с плавающим поршнем для CO_2 и обводная линия для циркулирования образца мимо смотрового стекла через ловушку, где происходит осаждение.

В качестве ловушки использованы 0,55 мм фильтры из нержавеющей стали. Рабочие давление и температура соответственно были равны 34,5 МПа и 394 К.

Для проведения эксперимента в смесительную камеру вводили 100 см^3 нефти и такой объем CO_2 , который позволял получать эквимолекулярную смесь, после чего в системе устанавливались соответствующие изотермические и изобарические условия.

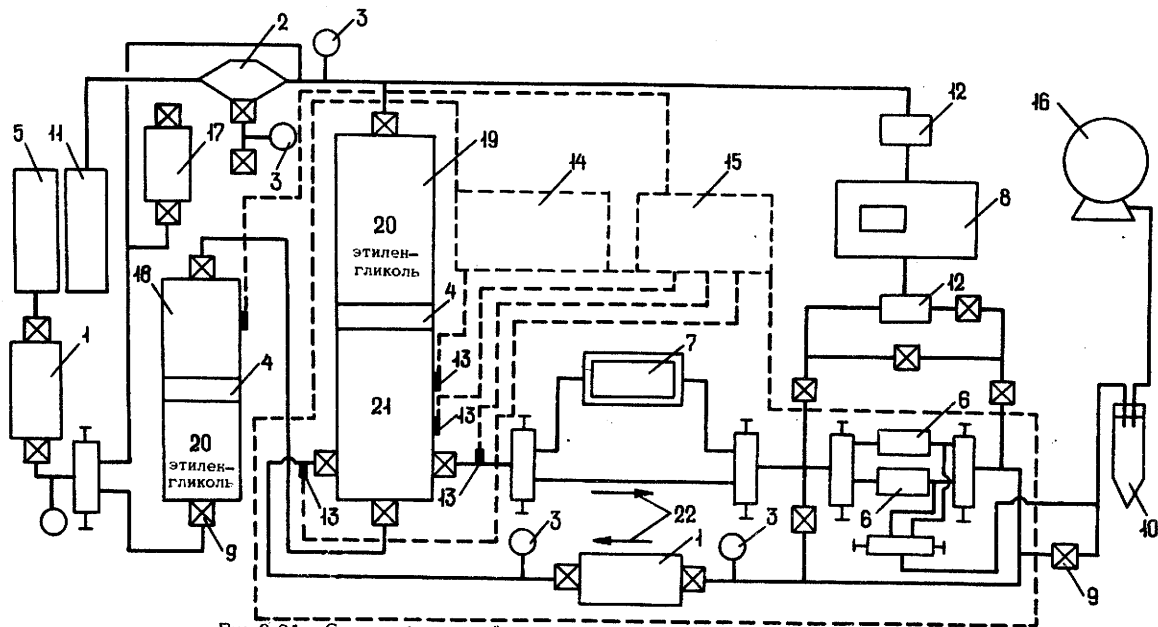


Рис. 3.21 Схема лабораторной установки для исследования процесса отложения органических веществ при закачке в нефтяной пласт CO_2 и обогащенных газов: 1 - циркуляционный дозировочный насос; 2 - полусферический регулятор противодавления; 3 - манометры; 4 - плавающие поршни; 5 - баллон с этиленгликолем; 6 - пористый уловитель; 7 - смотровое окно; 8 - манометр; 9 - сливной кран; 10 - испарительный сепаратор; 11 - сборник этиленгликоля; 12 - датчик давления; 13 - платиновый датчик сопротивления; 14 - регулятор температуры; 15 - термометр; 16 - счетчик жидкости; 17 - буфер для подпора давления; 18 - резервуар с плавающим поршнем, содержащий CO_2 и этиленгликоль; 19 - цилиндр для смешивания этиленгликоля и образца нефти; 20 - этиленгликоль; 21 - образец нефти; 22 - направление циркуляции потока.

Далее начиналась циркуляция раствора, как правило, с постоянным расходом $50 \text{ см}^3/\text{мин}$ и дополнительная дозированная закачка CO_2 в смесительную камеру при незначительном расходе ($0,3 \text{ см}^3/\text{мин}$). Переход флюидов в новую ловушку осуществлялся при достижении на старой ловушке максимально допустимого перепада давления - 1034 КПа .

Эксперимент прекращался при достижении концентрации CO_2 в образце 96% моль. После этого весь образец вытесняется через смотровую камеру, ловушку и испарительный сепаратор. Далее дно смесительной камеры и циркуляционный контур продувались CO_2 для извлечения остаточного осадка. Все фильтры, используемые в эксперименте, просушивались воздухом в течение 48 ч , а объем осадка определяется гравиметрическим способом.

Результаты этих исследований могут быть использованы для количественных расчетов выпадения перечисленных органических веществ из нефтей и фракционирования их состава при вторичных методах добычи при закачке в пласт CO_2 и газа, обогащенного бензиновыми фракциями.

Уважаемые коллеги!
Спешите получить полезную и
новую информацию — рубли
теряют свою силу, а знания
не подвержены инфляции.

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ!

- Вы хотите иметь информацию об экспериментальных научно-исследовательских работах в области новых методов повышения нефтегазоконденсатоотдачи?
- Вас интересует методология и методы физического моделирования процессов повышения нефтегазоконденсатоотдачи пластов?
- Вам интересен опыт развития и совершенствования лабораторных установок, различных физических моделей, применяемых для изучения существующих способов извлечения нефти, газа и конденсата?
- Вы бы хотели по Вашему заказу получить за короткий срок надежные и полные экспериментальные результаты исследований механизмов процессов вытеснения углеводородов из пористых сред?

Спешите получить полнейшую информацию по этим вопросам в предлагаемом Вашему вниманию научно-техническом обзоре "ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТООТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МОДЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ" издания 1993 г., в котором в реферативной форме излагаются сведения о работах, опубликованных в нашей стране и за рубежом за период с 1969 по 1992 гг. (Авторы: Захаров А.С., Казарян Н.К., Качалов В.В., Леонов С.Е., Черномырдин А.В. — Институт проблем нефти и газа).

Авторы предлагают также для совместного сотрудничества использовать собственную современную автоматизированную и компьютеризированную экспериментальную базу для комплексного изучения новых методов повышения нефтегазоконденсатоотдачи пластов, созданную совместно Институтом проблем нефти и газа и Институтом высоких температур Российской Академии наук.

Если Вы хотите приобрести эту книгу по договорной цене, то запросы просим направлять по адресу:
142717, Московская обл., Ленинский район, пос.Развилка,
ВНИИгаз, РИО (тел. 399-94-10).
Наши реквизиты: Р/с 1467180 в Ульяновском филиале МАКБ
"Возрождение". МФО 211264 РИЦ при ГУ Московской обл.
МФО 211004.
Корр.сч. 452161800.

4. УСТАНОВКИ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА ПРОЦЕССА ВЫТЭСНЕНИЯ НЕФТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Добавление в воду, нагнетаемую в пласт, водорастворимых полимеров даже в очень небольших концентрациях (порядка долей процентов) существенно увеличивает ее вязкость. При фильтрации растворов полимеров сопротивление пористой среды может претерпевать существенное изменение. Поэтому в результате применения полимерных растворов увеличивается сопротивление для нагнетаемой в пласт воды, что улучшает процесс вытеснения нефти.

Для нагнетания в нефтяные пласты обычно применяются растворы с концентрацией полимеров порядка 0,025–0,15%. Как правило, в пласте создается оторочка полимерного раствора в объеме до 20–30% от общего объема пор пласта, которая затем перемещается по пласту обычной водой.

Полимерные растворы чаще всего рекомендуют применять для разработки месторождений нефти повышенной вязкости (до 15–20 сПз, но не выше). Для вытеснения более вязких нефтей потребовалось бы большое загущение воды, а это привело бы к значительному возрастанию фильтрационного сопротивления и прекращению фильтрации. Поэтому метод вытеснения нефти полимерными растворами обычно рекомендуется применять на объектах со сравнительно хорошей проницаемостью (свыше 100 мД) из-за необходимости компенсировать возможные потери в темпах разработки в связи с увеличением вязкости нагнетаемой жидкости.

Мицеллярные растворы, применяющиеся для вытеснения нефти из пластов, можно охарактеризовать как микроэмульсии, состоящие из агрегатов (мицелл) молекул воды и углеводов, взаимное растворение которых достигается под действием эмульгаторов – ПАВ (поверхностно-активных веществ).

Для придания мицеллярным растворам агрегативной устойчивости и регулирования их свойств, в частности, в пластовых условиях в дисперсионную среду вводятся так называемые стабилизаторы (неорганические электролиты и органические ПАВ). Добавка стабилизаторов приводит также к снижению адсорбции ПАВ в пористой среде.

Оптимальный состав мицеллярного раствора следует подбирать

экспериментальным путем в лабораторных условиях для каждого конкретного объекта при максимальном приближении к пластовым условиям (тип коллектора, свойства пластовых жидкостей, температура, давление и др.).

Для достижения эффективных результатов при вытеснении нефти мицеллярный раствор нагнетается в виде оторочки в размере до 5-10 % от порового объема. Оторочка мицеллярного раствора проталкивается по пласту буферной жидкостью - раствором полимера в воде, которая, в свою очередь, проталкивается обычной водой.

Чаще размер оторочки буферной жидкости достигает 50 % и более от порового объема пласта. Считают, что эффективность этого процесса определяется смешивающимся вытеснением пластовой нефти с мицеллярным раствором. Высокая эффективность этого процесса доказана многочисленными исследованиями, а также промысловыми материалами.

Методы повышения нефтеотдачи, основанные на применении водорастворимых ПАВ, добавляемых к закачиваемой в пласты воде, направлены на частичное устранение несмешиваемости нефти и воды и на преодоление капиллярных сил, возникающих на контакте нефть - вода. Их применение также позволяет добиться отрыва пленок нефти, сорбирующихся на зернах пород пластов. Вода, движущаяся в порах пласта, перемещает эту нефть вперед по ходу процесса вытеснения, что способствует получению большей нефтеотдачи, чем при вытеснении нефти из пласта водой.

Добавка ПАВ к закачиваемой воде приводит к снижению межфазного натяжения воды на границе с нефтью. При низком межфазном натяжении капли нефти легко деформируются, благодаря чему уменьшается работа, необходимая для проталкивания их через сужения пор, что увеличивает скорость их перемещения в пласте. Добавка ПАВ в воду приводит, кроме того, к уменьшению краевых углов избирательного смачивания, т.е. улучшает смачиваемость породы водой. И, наконец, водные растворы ПАВ обладают повышенными моющими свойствами и способствуют отрыву пленки от поверхности пород. Под действием ПАВ происходит деспергирование нефти в воде, причем ПАВ в определенной мере стабилизирует образующуюся дисперсию. Размеры нефтяных капель уменьшаются. Это ведет к значительному повышению относительной фазовой проницаемости пористой среды для нефти и воды.

Лабораторные исследования показали, что при использовании ПАВ нефтеотдача возрастает в 1,12–1,18 раз по сравнению с обычным заводнением.

Гораздо сложнее дело обстоит в промысловых условиях, где эффективность применения ПАВ по сравнению с лабораторными может быть существенно ниже. Поэтому создаются и испытываются новые методы образования ПАВ непосредственно в нефтяных пластах путем закачки в них щелочных растворов и серной кислоты.

Опытно-промышленные работы и лабораторные исследования по щелочно-полимерному заводнению (ЩПЗ), проводимые в нашей стране и за рубежом, показали его преимущества перед полимерным и щелочным воздействием и перспективность его применения. В ЩПЗ воспроизводятся свойства как методов увеличения охвата пласта воздействием (полимерное заводнение), так и методов увеличения коэффициента вытеснения нефти (щелочное заводнение).

В результате проведения экспериментов по вытеснению нефти из моделей пласта разных месторождений различными физико-химическими методами можно оценить не только эффективность использования того или иного вытесняющего агента, но и динамику вытеснения нефти из модели пласта. При проведении опытов получается наглядная картина изменения давления нагнетания и температуры в модели пласта, продвижения вдоль нее фронта вытеснения.

Далее рассматриваются опубликованные работы в аспекте методологии подготовки и проведения экспериментов в лабораторных условиях на физических моделях пласта с использованием специально сконструированных установок для изучения физико-химических методов вытеснения нефти.

Следует отметить, что в ряде опубликованных работ авторы не приводят принципиальные схемы лабораторных установок, их описание, характеристику моделей для эксперимента, а также методику подготовки и проведения эксперимента / 67-73 /.

Работа / 74 /, 1974, посвящена вытеснению нефти из пористой среды неньютоновскими средами. Исследование фильтрации полимерных растворов были проведены на моделях пласта длиной 115 см и площадью поперечного сечения $4,9 \text{ см}^2$ с проницаемостью 0,65–6,7 Д и пористостью 38–46 %.

Как отмечается в работе, при движении водных растворов полимеров в пористой среде имело место затухание фильтрации во

времени, что было рассмотрено в качестве параметра, характеризующего величину адсорбции полимера на поверхности породы. Величина затухания фильтрации раствора в пористой среде достигала величин 18-20 %.

Авторы установили, что затухание фильтрации при движении полимерных растворов на нефтяной основе в пористой среде в случае остаточной водонасыщенности практически не имеет места. Последний результат свидетельствует о перспективности применения нефтерастворимых полимеров по сравнению с водорастворимыми.

Кажущаяся вязкость смеси была определена как на капиллярном вискозиметре, так и путем обработки данных фильтрации смеси в пористой среде. Полученная зависимость кажущейся вязкости от насыщенности может быть учтена при решении ряда гидродинамических задач по определению параметров углеводородной оторочки, загущенной полимерами.

В работе / 75 /, 1974, приведены результаты лабораторных исследований, показывающие возможность использования процесса мицеллярного заводнения для третичного извлечения нефти. Рассмотрена эффективность использования подвижных оторочек для извлечения нефти, изучена адсорбция ПАВ. Определены требования к объему используемых полимеров.

Для лабораторных испытаний сырье нефти тщательно отбирались в зависимости от количества применяемых мицеллярных составов. Эксперименты проводились с учетом пластовых условий на кернях из песчаника Berea длиной 1,2 м, диаметром 0,0508 м, закрепленных в кернодержателе Hassler.

В керн с линейной скоростью ~ 0,6 м/сут закачивали небольшие объемы мицеллярной жидкости (от 2,5 до 10 % порового объема). Затем закачивали вал малосоленой воды, загущенной полимером.

На основании лабораторных экспериментов авторы работы делают, в частности, следующие выводы:

При использовании третичных методов добычи высокой эффективности достигали при закачке небольших объемов (менее 10 % порового объема) 92 %-ного раствора водно-мицеллярной жидкости.

Потери на адсорбцию изопропилового спиртового вторичного ПАВ были незначительными. Поэтому его можно использовать в качестве мицеллярного индикатора.

Снижение проницаемости, обусловленное использованием мицеллярной жидкости, снижает требование к величине вязкости раствора. Это дает возможность уменьшить затраты на использование полимера.

Благодаря применению полимера увеличиваются мицеллярное проникновение в недоступный поровой объем и объем подвижной буферной зоны.

Испытания на длинных ядрах обеспечили получение ценной информации по механике процесса мицеллярного заводнения. Использование данных о градиенте давления и химические анализы потока, вытекающего из ядра, показали взаимодействие, распространение и подвижность зон, используемых в процессе мицеллярного заводнения.

Поровый объем, не доступный для полимера, оказался выше в том случае, когда подвижная буферная зона следует за мицеллярной оторочкой.

Испытание с небольшими мицеллярными оторочками показали, что полимер не вторгается в нефть - водную зону. Поэтому неблагоприятная подвижность в результате недоступности порового пространства для полимера не имеет места.

В работе / 76 /, 1975, приводятся результаты экспериментальных исследований увеличения коэффициента нефтеотдачи путем закачки мицеллярных растворов (МР), в состав которых входят: нефть 30-50 %, вода 30-50 %, электролит - до 5 %, ПАВ - до 7 %, стабилизатор - до 5 %. Эти МР характеризуются широким диапазоном изменения вязкости, стабильностью смешиваемостью с нефтью и водой.

Были разработаны рецептуры МР, учитывающие возможности химической промышленности Польши. Технология применения полученных МР проверялась на линейной однородной модели пласта, выполненной в виде алюминиевой трубки диаметром 5,1 см и длиной 1,6 м, набитой песком с размером зерен 0,8-1,1 мм, проницаемостью 4,5 Д и пористостью 30 %.

Отмечается, что закачка МР перед заводнением пласта приводит к увеличению нефтеотдачи пропорционально объему закачанного МР, однако увеличение связанной воды снижает этот эффект.

В работе / 77 /, 1977, приводятся результаты исследования процесса отмыва остаточной нефти из пород углеводородным полимерным раствором.

Лабораторные исследования проводили на линейных моделях пласта, изготовленных из цилиндрических труб длиной 160 см и диаметром 1,2 см. В качестве пористой среды использовали пески Кирмакинской свиты горы Кирмаку с остаточной нефтенасыщенностью, равной 10 % по весу песка.

В одну модель пласта закачивали углеводородную жидкость (пироконденсат, отработанный керосин), в другую – углеводородную жидкость с добавкой 0,2 % полимера (СКС 30, полиизобутилен). Выдерживали модели пластов в течение 1; 5 и 240 ч. После чего при постоянном перепаде давления производили фильтрацию через них исходных жидкостей при температуре, равной 24 °С.

Результаты исследований, представленные графически в виде зависимости коэффициента отмыва остаточной нефти от отнесенного к поровому объему, объема прокачки, говорят об увеличении на 5–13 % отмыва при наличии в жидкости полимера. С увеличением времени контакта углеводородных жидкостей с нефтенасыщенным песком и объема фильтрации эффективность отмыва возрастает.

По результатам экспериментов авторами сделаны, в частности, следующие выводы:

Полимерные растворы на углеводородной основе обеспечивают значительное (порядка 10–13 %) увеличение нефтеотдачи пластов, насыщенных трудноизвлекаемыми углеводородами;

Увеличение времени взаимодействия раствора нефтенасыщенной породой обеспечивает практически 100 %-ное удаление с поверхности пород нефти.

В работе / 78 /, 1977, дается сравнительная оценка нефтewытесняющих свойств различных полимерных реагентов по результатам лабораторных исследований.

По мнению авторов работы, наиболее перспективными для использования в качестве загустителей воды с целью повышения нефтеотдачи является метилцеллюлоза (МЦ), оксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ) и сернокислые эфиры целлюлозы (СЭЦ). МЦ и ОЭЦ являются поверхностно-активными веществами. Физико-химические свойства метилцеллюлозы и оксиэтилцеллюлозы обуславливают хорошую фильтруемость их водных растворов через пористые среды.

Проводились две серии опытов по вытеснению дегазированной нефти вязкостью 30,5 сПа, водой и растворами полимеров МЦ и ОЭЦ. Опыты проведены на линейной однородной модели пласта длиной 98 см

и диаметром 3,9 см при постоянном перепаде давления 0,4 МПа. Проницаемость песка для нефти при связанной водонасыщенности 0,18–0,25 составляла в каждой серии опытов 0,14 и 0,95 Д. Вязкость раствора МЦ составляла 2,86 сПз, вязкость раствора ОЭЦ – 3,45 сПз. Опыты показали, что нефтеотдача линейного однородного образца на 10–15% выше при вытеснении загущенной воды, причем при одинаковых вязкостях растворы МЦ и ОЭЦ по нефтевытесняющим свойствам не уступают растворам полиакриламида. Результаты исследований показывают перспективность применения полимеров на основе целлюлозы в качестве загустителей при заводнении.

Для сравнительной оценки эффективности применения различных полимеров с целью повышения нефтеотдачи была проведена другая серия лабораторных экспериментов по вытеснению нефти повышенной вязкости растворами порошкового полиакриламидного реагента ПААРК 123-ш, оксиэтилцеллюлозы, метилцеллюлозы, реагентов К-9, АМФ и Пушер-500 на объемно-прозрачной модели с размерами 50x50x0,85 см, воспроизводящей 1/4 элемента пятиточечной системы заводнения. Вязкость модельной нефти составляла 18 – 24 сПз. Растворы полимеров готовили на технической воде. Концентрация полимеров подбиралась таким образом, чтобы вязкость раствора равнялась 5–6 сПз.

Сравнение относительной эффективности различных полимеров по данным лабораторного моделирования позволяет рекомендовать для промышленных испытаний, в первую очередь, реагенты ПААРК 123-ш и ОЭЦ.

В работе / 79 /, 1977, описаны результаты экспериментов по изучению процесса нефтевытеснения с использованием биополимера. Эксперименты проводились на лабораторной установке, главным узлом которой является трубка, моделирующая нефтяной пласт. Модель имела диаметр 30 мм и длину 1000 мм. В модель сначала засыпали промытый и высушенный песок с размером зерен менее 1,6 мм, затем ее заполняли нефтью (плотностью 0,844, вязкостью 6 сПз при температуре 16 °С). Проницаемость пласта составляла ~ 8 Д. В модель пласта нагнетали водный раствор соли и раствор полимера различной концентрации и измеряли количество вытесняемой нефти.

Эксперименты показали, что при применении водного раствора соли и раствора полимера с концентрацией до 0,03% нефтеотдача

составляет приблизительно 45 %, а при использовании полимерного раствора концентрации свыше 0,06 % нефтеотдача достигает 50 %. С повышением вязкости нагнетаемой жидкости нефтеотдача повышается. Наиболее высокая нефтеотдача достигается при нагнетании полимерного раствора концентрации 0,1 %.

В работе / 80 /, 1977, исследуется процесс применения химических веществ для увеличения нефтеотдачи пласта. Приводятся результаты лабораторных исследований по вытеснению нефти щелочными растворами, полимерами и ПАВ. Схема лабораторной установки приведена на рис. 4.1.

Опыты проводились на керне песчаника Бентхаймер. Длина кернов составляла 26–27 см, диаметр – 5 см. Физические свойства песчаника следующие:

пористость	19–21 %,
проницаемость	1800–3500 мД,
поровый объем	110 мл,
объем фракции песка менее 0,02 мм	1–3 вес. проц.

Каждый эксперимент проводился на новом керне, чтобы избежать погрешностей, вызываемых остаточными ПАВ. Устройство имело две дублированные системы для одновременного проведения двух опытов при одних и тех же условиях. Давление закачки испытываемой жидкости составляло 7 МПа, температура 40 °С.

В качестве испытываемых жидкостей были взяты нефти и пластовые воды месторождений Düste-Valendis и Emlichheim с пластовой температурой 40 °С.

Первоначальное нефте- и водонасыщение керна осуществлялось путем начального насыщения керна пластовой водой с последующим ее вытеснением нефтью до тех пор, пока не было достигнуто остаточное насыщение водой.

Испытания всегда начинались с закачки пресной воды, которая продолжалась до остаточного нефтенасыщения. После этого закачивались химические вещества, а затем – вода для вытеснения фронта полимерного "заводнения". В качестве полимеров использовались полиакриламиды.

Авторы полагают, что в будущем на указанных месторождениях можно успешно проводить работы по заводнению для извлечения остаточной нефти, и делают следующие выводы:

Нефть с низким кислотным числом вместе с раствором едкого натра резко снижает поверхностное натяжение системы нефть – вода.

При использовании раствора едкого натра извлечение остаточной нефти из керна значительно выше.

Исследование ПАВ (алкилфенолокетилена) показали, что применение одного ПАВ не достаточно для повышения нефтеотдачи, поскольку снижение поверхностного натяжения было недостаточным.

Растворы полиакриламидов увеличивали нефтеотдачу, и здесь, в первую очередь, следует отметить их высокую чувствительность к солям.

Наилучшие результаты были получены при комбинировании этих веществ, в частности, при растворении полиакриламидов или ПАВ в щелочных растворах.

В работе / 81 /, 1978, рассматривается механизм вытеснения вязкой нефти раствором ОП-10 из неоднородных пластов. Проведены опыты по вытеснению нефти из неоднородного (слоистого) элемента пласта, насыщенного нефтью вязкостью 21,3 сПз, приготовленной из 68% нефти месторождения "Грязевая сопка", 32 % сураханской нефти. Вытесняющей жидкостью служили дистиллированная вода и 0,05 % раствор ОП-10 в воде.

Для обеспечения в условиях лабораторного эксперимента низких значений безводной и текущей нефтеотдач, соответствующих гидрофобизованному пласту, связанная вода в поровом пространстве не воспроизводилась. Схема лабораторной установки приведена на рис.4.2.

Длины образцов разнопроницаемых пропластков в лабораторной установке равны 200 см, они выбраны на основании специально проведенных опытов, показавших, что исследуемый процесс достаточно устойчиво протекает при длинах пористого образца не менее 100 см. При этом необходимый перепад давления вычислен по средней проницаемости элемента пласта в целом. В расчетах проницаемости отдельных пропластков приняты 10; 5 и 1 Д. В качестве пористого материала использован кварцевый песок Люберецкого карьера разного помола.

Экспериментальная установка, кроме элемента пласта, включала в себя узел из сосудов высокого давления, заполненных различными вытесняющими жидкостями: манометры, вакуумный насос (ВН), промежуточные емкости, источник избыточного давления и вакуумметры.

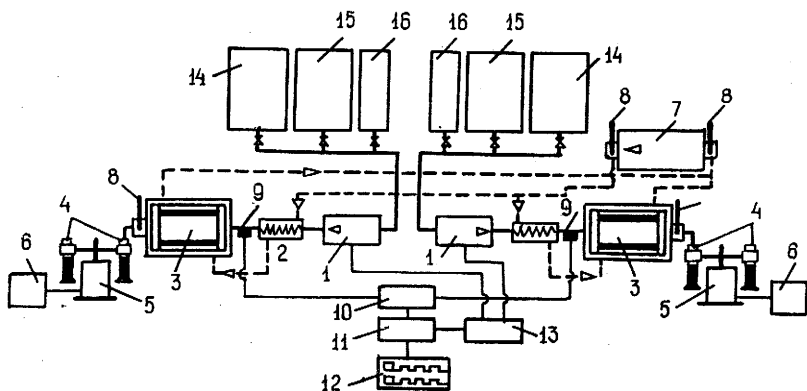


Рис.4.1. Схема лабораторной установки для изучения процесса вытеснения нефти щелочными растворами, полимерами и ПАВ: 1 - поршневые насосы; 2 - теплообменники; 3 - ядро; 4 - калиброванный цилиндр; 5 - автоматический пробоотборник; 6 - реле времени; 7 - термостат; 8 - термометры; 9 - манометры; 10 - переключатель; 11 - усилитель; 12 - самописец давления; 13 - переключатель избыточного давления; 14-16 - емкости с раствором, с нефтью, с ПАВ

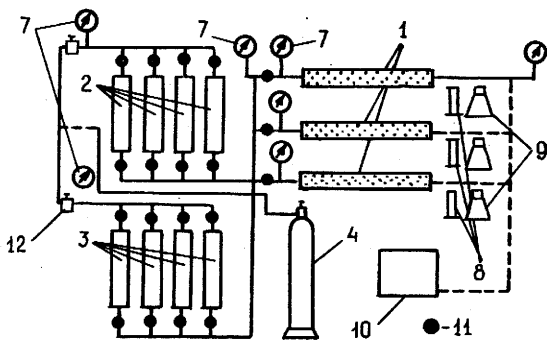


Рис.4.2. Схема лабораторной установки для изучения механизма вытеснения вязкой нефти из неоднородных пластов: 1 - модель неоднородного пласта; 2 - сосуды высокого давления, заполненные раствором ОП-10 или водой; 3 - сосуды высокого давления, заполненные нефтью; 4 - источник избыточного давления; 5 - редукторы; 6 - вакуумметр; 7 - манометры; 8 - мерные цилиндры; 9 - промежуточные емкости; 10 - вакуумный насос; 11 - вентили; 12 - клапаны противодействия

Схема обвязки включала в себя систему вентилях, позволяющих при заданном давлении осуществлять одновременное и раздельное нагнетание вытесняющей жидкости в каждый пропласток. Отбор жидкостей предусматривался раздельным.

Поскольку в опытах использовались химические реагенты, адсорбирующиеся на поверхности пористого материала, после каждого эксперимента трубки элемента пласта засыпались чистым песком соответствующего помола. Судя по полученным данным, добавка в воду ОП-10 приводит к некоторому снижению темпа извлечения нефти. В зависимости от объема прокачанной жидкости нефтеотдача элемента неоднородного пласта всегда была выше при его заводнении раствором ОП-10.

Данные замеров по отдельным пропласткам указывали на снижение относительной водопроницаемости нефтенасыщенного пласта, когда через него прокачивается водный раствор ОП-10, снижающий значение межфазного натяжения до единиц дин/см. При этом эффект в снижении водопроницаемости тем больше, чем меньше абсолютная проницаемость пористой среды.

Авторы работы / 81 / делают вывод, что нагнетание в неоднородные пласты раствора ОП-10 в пределах реализуемых на практике объемов прокачанной жидкости может привести к снижению удельного расхода вытесняющей жидкости. В результате этого обводненность извлекаемой продукции может оказаться ниже, чем при вытеснении нефти водой.

В работе / 82 /, 1979, описано применение микроэмульсии с целью повышения нефтеотдачи пластов. Для определения целесообразности применения этой микроэмульсии были проведены лабораторные исследования, которые показали возможность приготовления микроэмульсии на основе сборно-промысловой воды. В экспериментах по вытеснению нефти микроэмульсией использовали состав, состоящий из сборно-промысловой воды, керосина, сепарола и полиакриламида.

Эффективность применения полученной микроэмульсии проверялась на созданной модели пласта длиной 120 и диаметром 3,6 см, с проницаемостью 1,1 Д. В качестве пористой среды использовали песок I горизонта месторождения Милловдаг. Модель пласта была насыщена нефтью, отобранной того же месторождения. Вытеснение нефти проводили при постоянном перепаде давления, равном 0,6 МПа и температуре 25°C. Закачка микроэмульсии в пласт, где уже было осуществ-

влено водное воздействие, обеспечивала вытеснение дополнительного количества нефти, благодаря чему отдача пласта увеличивалась на 15 %.

На основании лабораторных исследований была составлена технологическая схема закачки микроэмульсии в нагнетательную скважину.

Работа / 83 /, 1979, посвящена вопросам использования пены в качестве агента для повышения отбора нефти из слоистых коллекторов.

Для изучения вытеснения воды и нефти газом и пеной из искусственных песчаных кернов была спроектирована и изготовлена установка (рис.4.3). Эксперименты проводились при контролируемых давлении и скорости потока. В условиях вытеснения газом и пеной непрерывно контролировалось изменение водонасыщенности вдоль искусственного керна с использованием гамма-излучательной аппаратуры. Изучен характер движения пены в слоистых коллекторах и ее потенциальные возможности при извлечении нефти.

Выводы по работе:

Разработана автоматическая установка для проведения непрерывного измерения водонасыщенности вдоль искусственного керна, в процессе вытеснения использующая гамма-излучение.

Чем выше давление нагнетания, тем выше отношение извлекаемого газа к жидкости при соответствующем истощении.

Объем полученной воды при прорыве газа в газонапорном режиме тем выше, чем ниже давление нагнетаемого газа.

Присутствие ПАВ существенно улучшило эффективность извлечения жидкости в процессе вытеснения пены несмотря на то, что это снижает темп отбора газа.

Присутствие ПАВ увеличило эффективность вытеснения в частях керна, повергнутого воздействию ПАВ, и показало "поршневое" вытеснение воды.

Возможность использования пены в качестве агента для повышения отбора нефти продемонстрировало существенное улучшение извлечения, наблюдаемое на моделях слоистых пластов, по сравнению с обычными способами заводнения.

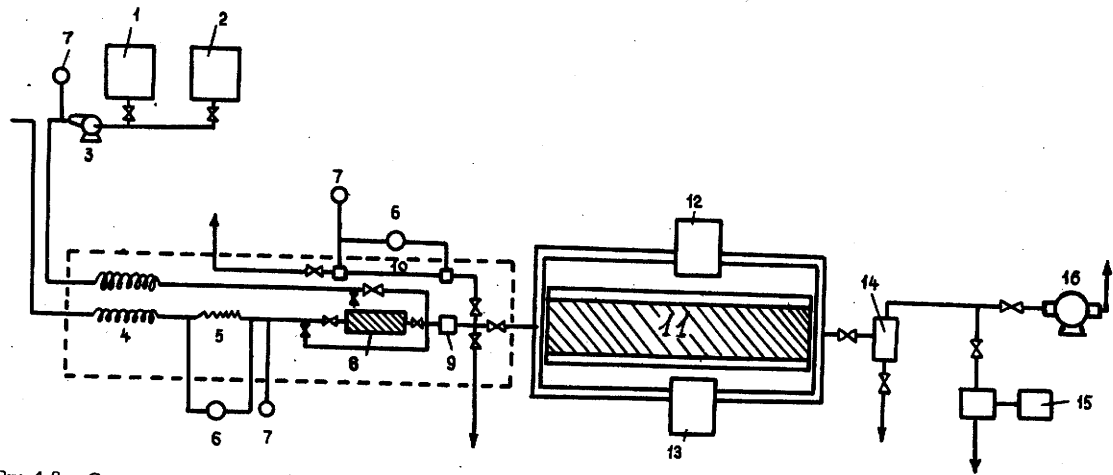


Рис.4.3. Схема установки для изучения процесса вытеснения воды и нефти газом и пеной из искусственных песчаных кернов: 1,2 - резервуары для воды и ПАВ; 3 - поршневой насос; 4 - теплообменник; 5 - капиллярная трубка для измерения количества газа; 6 - дифференциальные манометры; 7 - манометры; 8 - генератор пены для наблюдения за пеной; 10 - капиллярная трубка для измерения вязкости пены; 11 - искусственный песчаный керн и его водяной кожух; 12 - контейнер радиоактивного источника; 13 - сцинтилляционный счетчик; 14 - газожидкостный сепаратор; 15 - вакуумный насос; 16 - счетчик влажного газа

В работе / 84 /, 1979, рассматривается технология увеличения нефтеотдачи пласта. Проведены лабораторные и промышленные испытания по полимерному "заводнению" для вторичной и третичной обработки пласта. Цель этих работ - выбор полимеров, уменьшающих подвижность воды, и таким образом увеличивающих эффективность заводнения. В качестве испытываемого материала были выбраны анионные полиакриламиды (АП). Схема лабораторной установки в данной работе не представлена.

Исследовался процесс одновременной закачки флюида в четыре параллельно соединенные и радиально расположенные образца с различной проницаемостью. Первоначально образцы заполнялись рассолом, и определялась его подвижность. Далее закачивалось 5,5 % пор. об. полимерного раствора при концентрации 132 мг/л. Эта полимерная оторочка проталкивалась вместе с рассолом, а подвижность рассола вновь замерялась. Результаты показывают, что факторы остаточного сопротивления (подвижность рассола до полимера к его подвижности после закачки полимера) достигают 6,9. Разница в значениях проницаемости была снижена с 0,6 до 0,4 Д.

Дальнейшие лабораторные работы были направлены на исследование совместного использования катионного полимера (КП) и анионного полимера (АП), т.е. процесс увеличения нефтеотдачи пласта был направлен на применение нескольких химических веществ. Результаты испытаний показали значительное снижение проницаемости, что указывает на хорошую стабильность. Снижение проницаемости достигало 8,3, что выше, чем при закачке одного КП или одного АП.

Процесс комбинированного полимерного вытеснения заключался в первоначальной закачке КП с последующей закачкой АП. Для контроля подвижности воды также был предложен метод использования полимеров вместе с многовалентными катионами. Обширные лабораторные работы показали, что данный метод позволяет получить коэффициент остаточного сопротивления в 6 раз выше, чем при использовании только полимеров. В качестве многовалентных катионов использовались кальций, магний и алюминий, при этом ионы алюминия дали наилучшие результаты.

Помимо лабораторных исследований были проведены полевые испытания на месторождении minnelusa (шт. Вайоминг, США).

Результаты промышленных испытаний наглядно иллюстрируют увеличение нефтеотдачи и снижение отношения извлеченной воды к нефти при использовании процессов интенсификации нефтеотдачи пластов, разработанных в лабораториях.

В работе / 85 /, 1980, рассмотрено влияние температуры пласта на нефтевытесняющие свойства растворов полимеров. Для оценки влияния температуры пласта на эффективность вытеснения нефти полимерным раствором была собрана экспериментальная установка (рис.4.4).

Модель установки представляет собой трубу из нержавеющей стали длиной 1,2 м и диаметром 0,03 м. Перепад давления на входе и выходе модели замерялся входным и выходным манометрами. Модель загружалась кварцевым песком с диаметром частиц 0,025 мм. При постановке опытов были выполнены условия приближенного моделирования вытеснения нефти на линейной модели пласта. Пористая среда насыщалась нефтью со следующей характеристикой: плотность - 0,9 г/см³, содержание смол 15 %, нафтеновых кислот - 0,20 %; парафина - 3,5 %. В качестве вытесняющей жидкости использован 0,05 % -ный раствор полиакриламида (ПАА) в пресной воде. Опыты проводились в интервале температур пласта 25-120 °С. Предварительно насыщенная нефтью модель пласта прогревалась определенное время до температуры опыта. Одновременно с этим производился отбор нефти из модели пласта, получаемой в результате ее термического расширения. Опыт начинался лишь после того, как прекращалось термическое расширение нефти и модель пласта полностью прогревалась. Затем проводилась закачка в нагретый пласт полимерного раствора, имеющего во всех опытах температуру 25 °С. Вытеснение нефти из модели производилось при постоянном перепаде давлений.

Установлено, что изменение температуры пласта оказывает влияние как на безводный, так и на суммарный коэффициенты вытеснения нефти полимерным раствором из модели пласта. Отмечается, что с увеличением температуры значение суммарного коэффициента вытеснения возрастает. Однако безводный коэффициент вытеснения в интервале температур 25-100 °С вначале падает с 0,40 до 0,24, затем постепенно растет с 0,24 до 0,34, не достигая начального значения. Такая зависимость коэффициента безводного вытеснения

вызывается изменением аномальных свойств полимерного раствора под действием температуры.

Авторы работы отмечают:

С ростом пластовых температур суммарный коэффициент вытеснения нефти раствором полиакриламида увеличивается и при температуре 100 °С достигает 0,83.

В пластах с температурой более 100 °С применение заводнения раствором полиакриламида не рекомендуется. Высокая температура приводит к деструкции макромолекул полиакриламидов, что резко снижает эффективность процесса.

В интервале температур пласта 30–50 °С наблюдается резкое падение безводного коэффициента вытеснения. Указанное явление необходимо учитывать при выборе объекта для полимерного заводнения.

Рост пластовых температур приводит к уменьшению времени вытеснения нефти.

В работе / 86 /, 1980, описываются результаты экспериментов по изучению зависимости между проницаемостью и нефтеотдачей на физической модели пласта. Приводится описание экспериментов по изучению зависимости между проницаемостью и нефтеотдачей плотного песчаника. Для Японии такие исследования имеют большое практическое значение, поскольку на многих месторождениях, ввиду их низкой проницаемости, остается много нефти.

Ранее авторами этой работы для лабораторных исследований была использована простая модель пласта, состоящая из стеклянных колонок, заполненных кварцевым песком с размером зерен 0,08–0,14 мм. Испытания модели давали 100 %-ное извлечение нефти при ее вытеснении микроэмульсионными оторочками. Столь высокие результаты объясняются тем, что проницаемость модели составляла несколько дарси. Поэтому говорить об общей эффективности микроэмульсионных оторочек трудно.

С другой стороны, в природных коллекторах на песчаники действует внешнее давление перекрывающих пластов, которое зависит от глубины залегающего продуктивного пласта, при этом его проницаемость часто значительно ниже проницаемости извлеченных кернов. Вот почему в последующих экспериментах была использована модель, в которой проницаемость песка в колонке снижалась путем создания дополнительного сжатия, равного горному напряжению. Схема уста-

новки в разрезе приведена на рис.4.5.

Были поставлены следующие задачи:

- нахождение зависимости между проницаемостью и горным (ограничивающим) давлением модели;

анализ нефтеотдачи модели при изменении вязкости рассола и полимерных растворов;

анализ нефтеотдачи при заводнении, полимерном "заводнении" и процессе вытеснения микроэмульсионными пробками.

Авторы работы делают выводы:

Вязкость раствора вытеснения оказывает значительное влияние на эффективность нефтеотдачи модели. Наилучшие результаты были получены при вязкости раствора, равной вязкости сырой нефти.

Давление закачки должно быть как можно меньше. При больших значениях давления образуются "языки" обводнения, снижающие нефтеотдачу пласта.

Эффективность нефтеотдачи снижалась при любом процессе вытеснения, если снижалась проницаемость.

При микроэмульсионном вытеснении величина нефтеотдачи достигала 100 % при проницаемости модели в несколько дарси, при проницаемости до 100 мД нефтеотдача снижалась до 80 %.

В работе / 87 /, 1980, изучались явления течения и смачивания, играющие роль при третичной добыче нефти с применением ПАВ. Использовалась простая модель - прямой стеклянный капилляр круглого сечения постоянного диаметра, равного 100-300 мкм. Изучались динамическое смачивание и вытеснение при наличии анионных, катионных и неионных ПАВ в зависимости от скорости течения и диаметра капилляра.

Из результатов экспериментов авторы работы делают вывод: чтобы достичь эффективного вытеснения нефти, необходимо влиять на адсорбцию на границе жидкость - твердое тело, предотвращая диспергирование, а также поддерживать скорость течения низкой, чтобы вода не проникала в нефть, оставляя на стенке капилляра слой нефти.

Особенности вытеснения аномальной нефти водными растворами ПАВ при малых градиентах давления рассмотрены в работе / 88 /, 1981. Показано, что введение в нефть незначительного количества неионогенного ПАВ существенно ослабляет структуру в нефти при малых напряжениях сдвига, приближая нефть по свойствам к ньютоно-

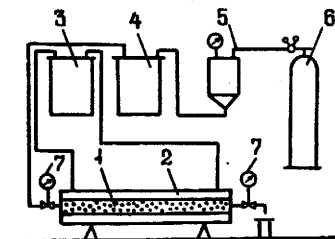


Рис.4.4. Схема экспериментальной установки для оценки влияния температуры пласта на эффективность вытеснения нефти полимерным раствором: 1 - линейная модель пласта; 2 - кожух кернодержателя; 3,4 - термостаты; 5 - питающая емкость с манометром; 6 - баллон сжатого воздуха с редуктором; 7 - манометры

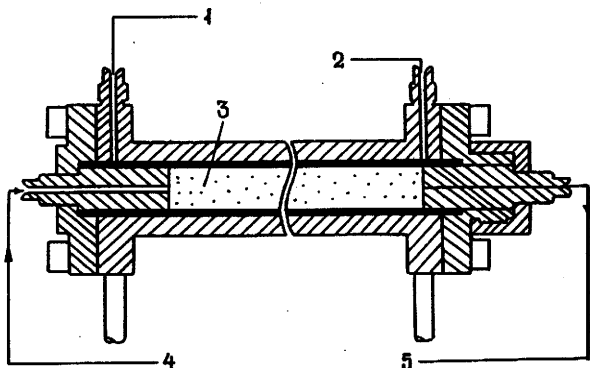


Рис.4.5. Блок модели пласта в продольном сечении: 1 - манометр; 2 - вакуумная полость, ограничивающая давление; 3 - песок; 4 - вход флюида; 5 - выход флюида

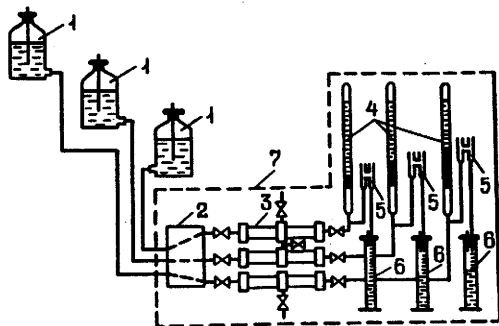


Рис.4.6. Принципиальная схема экспериментальной установки: 1 - напорные емкости; 2 - система термостатирования; 3 - кернодержатели; 4 - система измерения объемов вытесненной воды и нефти; 5 - N-образные трубки; 6 - мерные цилиндры; 7 - специальный бокс из оргстекла

вской жидкости.

Приводятся результаты лабораторных исследований процессов вытеснения аномально-вязкой нефти водой и водными растворами ПАВ ОП-10 при различных градиентах давления.

Образец пористой среды представлял собой насыпной песок с маршаллитом. Площадь сечения образца составляла $6,78 \text{ см}^2$, а его длина - 20 см. Геометрические размеры образца в сочетании с его физическими характеристиками и режимом вытеснения вполне соответствовали требованиям ОСТА для сопоставительных экспериментальных исследований.

Исследование процессов вытеснения нефти водой и водными растворами ПАВ при различных градиентах давления проводилось на установке, схема которой приведена на рис. 4.6. Установка позволяет поддерживать градиенты давления вытеснения, равные 2,5; 5,0; 7,5; 10,0; 15,0 и 30 КПа/м.

Установлено, что с уменьшением градиента давления продолжительность процесса вытеснения резко возрастает, а это, в свою очередь, ведет к увеличению объема воды, вытесненной вместе с нефтью.

В механизме процесса вытеснения аномальной нефти водой существенную роль играет градиент давления.

Уменьшение градиента давления приводит к значительному ухудшению процесса вытеснения.

В работе / 89 /, 1982, исследование подвижности флюидов и контролирование подвижности двух систем ПАВ/полимер проведено путем анализа результатов измерения дифференциального давления. В одной из систем использовался чистый (99 мол. % мин.) нормальный нонан, в другой - сырая нефть плотностью $0,84 \text{ г/см}^3$, отобранная из месторождения madison (шт. Канзас, США). Экспериментальная установка изображена на рис. 4.7.

Закачке ПАВ предшествовало насыщение модели нефтью в первоначально насыщенный водой песок и закачка пластовой воды в нефтенасыщенный песок.

Насыщение определялось материальным балансом. Закачка ПАВ начиналась с закачки 0,1 порового объема порции ПАВ. Порции вытеснялись через керн полимерным буферным раствором объемом от 1 до 1,2 порового объема.

Движение зон флюида по керну определялось по дифференциальному

давлению, измеряемому вдоль зерна.

В данной системе микроэмульсия, образующаяся в пласте при смешении порции микроэмульсии с пластовыми жидкостями, становится вытесняющим и контролирующим подвижность агентом. Анализ данных дифференциального давления, получаемых через короткие интервалы зерна, а также данных по фазовому состоянию, вязкости и отходящей фазе позволили лучше понять процесс вытеснения.

В работе / 90 /, 1982, рассматривается третичный метод добычи нефти путем нагнетания в пласт мицеллярно-полимерных растворов. В лабораторной модели использовались образцы бразильского нефтеносного песчаника в виде цилиндров диаметром 5,3 см и длиной 21 см, пористостью и проницаемостью в среднем 30 % и 0,3 мкм² соответственно.

Для испытаний применялись типичная для бразильских месторождений нефть, не содержащая газ, и искусственная вода, характерная для систем вода - нефть. Исследования проводились с постоянным расходом на выходе из модели, соответствующим режиму добычи нефти в полевых условиях.

В процессе экспериментов определялся процент отбираемой нефти при применении биополимера с концентрацией 1100-1700 частей на миллион и вязкостью 0,028 - 0,1 Па.с. Нефтеотдача достигала 88 %. Максимальное извлечение нефти (100 %) достигнуто при концентрации биополимера 1700 частей на миллион с вязкостью 0,100 Па.с.

Работа / 91 /, 1983, посвящена изучению вытеснения отдельных капель захваченной нефти в равновесных и неравновесных условиях с целью точного установления важности неравновесных эффектов. Процесс вытеснения изучался путем микрофотографирования и наблюдения в микровизуальной ячейке, размеры которой указаны на рис.4.8. Размер зерен 0,2 мм; толщина ячейки 2-3 зерна; размер ячейки 3x7x0,25 дюйма; размер набивки 1x3 дюйма.

В качестве пористой среды использовались зерна криолита (Na_2AlF_6), у которых показатель преломления очень близок к показателю преломления воды. Таким образом, окрашенная нефтяная фаза четко видна. Средний размер зерен криолита составлял приблизительно 0,2 мм. В качестве флюидов использовались смеси воды, n-пропанола и циклогексана. Все эксперименты проводились при комнатной температуре.

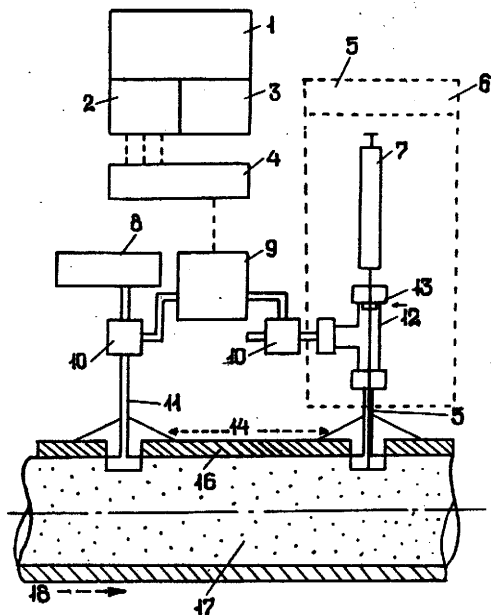


Рис.4.7. Схема экспериментальной установки по исследованию способа вытеснения системой ПАВ-полимер: 1 - компьютер; 2 - преобразователь переменного тока в постоянный; 3 - запоминающее устройство на дисках; 4 - демодулятор; 5 - сторона В; 6 - система закачки; 7 - микрошприц; 8 - калибровочный источник давления; 9 - датчик давления; 10 - трехходовые клапаны; 11 - сторона А; 12 - основной впускной клапан; 13 - перегородка; 14 - тройник; 15 - изопоксидный цемент; 16 - эпоксидная смола; 17 - испытываемый керн; 18 - направление потока флюидов.

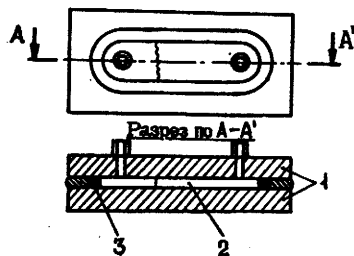


Рис.4.8. Схематическое изображение микровизуальной ячейки: 1 - стеклянные пластинки; 2 - криолитная набивка; 3 - фильтровальная бумага.

Примечание: размер зерен 0,2 мм; толщина ячейки 2-3 зерна; размер ячейки 2-3 зерна; размеры набивки 25,4 мм x 76,2 мм

Настоящая работа содержит уникальную экспериментальную методику. Первый этап заключается в выборе соответствующей "поры". Авторы поставили цель: сравнить вытеснение одной и той же капли нефти при различных условиях.

Сразу же после захвата нефтяной капли ее критическое капиллярное число измеряли путем увеличения скорости флюида до тех пор, пока капля или ее часть не становились мобилизованными. Поскольку было проведено предварительное уравнивание фаз, вычисляли критическое капиллярное давление. Эксперимент повторяли минимум 10 раз с разными скоростями закачки при том же составе заводнящего раствора и той же капле остаточной нефти, находящейся на том же месте.

В ходе экспериментов изучено 11 капель остаточной нефти разного диаметра (примерно 0,1–0,3 мм). Авторы отмечают, что различия между неравновесными и равновесными капиллярными числами почти исчезают с повышением концентрации n-пропанола.

Другой характерной особенностью результатов экспериментов является максимум, наблюдаемый на графике зависимости равновесного капиллярного числа от концентрации спирта. Это означает, что фактически разбухшая капля остаточной нефти может гораздо труднее поддаваться вытеснению, чем первоначально захваченная.

При низких концентрациях спирта капли нефти вытесняются за короткое время (порядка 50 с). По мере повышения концентрации спирта на вытеснение уходит больше времени и при высоких концентрациях спирта вытеснение занимает 500 с. Наконец, при очень высоких концентрациях спирта сильно набухшие капли нефти вытесняются при капиллярных числах, гораздо более низких по сравнению с теми, которые требуются для вытеснения той же капли нефти при ее первоначальном захвате. Таким образом, достаточное набухание капель все же повышает вероятность вытеснения.

На основании проведенных экспериментов сделаны следующие выводы:

Показано, что для вытеснения остаточной нефти в неравновесных условиях потребуются меньшее капиллярное число, чем в том случае, когда флюиды находятся в условиях химического равновесия.

При значительном увеличении объема капли или разбухании, превышающем 15 %, наблюдается тенденция к снижению капиллярного числа, необходимого для вытеснения. Таким образом, чем больше разбухнет капля, тем легче ее вытеснить.

В работе / 92 /, 1984, исследовано вытеснение нефти из элемента трехслойного пласта оторочками растворов высокомолекулярных соединений. Авторы не приводят схему лабораторной установки и ее описание.

Модель элемента трехслойного пласта изготовлена из органического стекла, что позволяет визуально наблюдать за ходом процесса вытеснения. Подготовка к опытам, набивка и насыщение модели нефтью произведены по отработанной методике. Пористой средой служил кварцевый песок различных фракций, а в качестве насыщающей жидкости служила нефть вязкостью 15,2 сПа при температуре 22 °С. Слои между собой гидродинамически связаны, а мощности их одинаковы и равны 5 см.

Вытеснение нефти из трехслойной модели элемента пласта осуществлялось в одном опыте пресной водой, а в остальных - оторочками 0,75 %-ных водных растворов полиакриламида (ПАА), полимера "Л" и кислого гудрона (отходы промышленности), которые проталкивались под перепадом давления 0,1 атм пресной водой. Закачка рабочих агентов производилась во все слои одновременно, а отбор продукции раздельно по слоям.

В рассматриваемой работе отмечается, что закачка в модель оторочки раствора полимера значительно улучшает процесс вытеснения нефти. При водном воздействии конечный коэффициент вытеснения составляет 0,603. Использование оторочки раствора полимера приводит к возрастанию коэффициента вытеснения для полимеров ПАА и "Л" до 0,687 и 0,850 соответственно. Раствор кислого гудрона, наоборот, снижает коэффициент вытеснения на 10 % (0,505).

Отмечено, что оторочки из растворов полимеров ПАА и "Л" могут успешно применяться в процессе заводнения многослойных нефтяных пластов и как агенты для выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин.

В работе / 93 /, 1984, рассматривается внутрипластовое эмульгирование при термощелочном заводнении. Авторами предложен метод повышения нефтеотдачи пластов высоковязкой нефти, основанный на сочетании теплового воздействия на пласт (закачка пара или горячей воды) с закачкой раствора щелочи, поскольку последний не изменяет свойств даже при нагревании до температуры 500 °С.

Для определения области проявления различных механизмов повышения нефтеотдачи при щелочном заводнении проведены 42 лабораторных опыта по вытеснению нефти в изотермических условиях на линейных моделях пласта длиной 500–1500 мм, внутренним диаметром 30 мм и площадных моделях размерами 1700 x 300 x 20 и 1200 x 300 x 60 мм в интервале температур 20–120 °С.

Для изучения механизмов щелочного заводнения использовалась нефть месторождения Кенкияк вязкостью 300 МПа.с. Все опыты проводили при постоянных градиентах давления 0,02–0,03 МПа/м, т.е. равных или близких пластовым.

Пласт моделировали просеянной фракцией кварцевого песка одного размера. Связанную воду в количестве 14–18 % объема пор заменяла дистиллированная или рекомбинированная пластовая вода. В качестве щелочи использовали каустическую соду. В результате опытов получены зависимости коэффициента вытеснения нефти от объема закачки раствора щелочи и коэффициента вытеснения нефти от объема закачки при разных технологиях, температурах и проницаемостях, а также зависимость фильтрационных характеристик от объема прокачки для модели. Зависимости представлены в графической форме.

После выяснения механизма нефтеотдачи процесс был смоделирован на однородной площадной модели пласта размерами 1700x300x20 мм. По результатам опытов получена зависимость нефтеотдачи площадной однородной и площадной трещиновато-поровой моделей от объема закачки, представленная в графическом виде.

Для проверки возможности применения термощелочного воздействия в гидродинамически неблагоприятных условиях проведен опыт по заводнению площадной модели размерами 1200x300x60 мм с 36 блоками размерами 100x100 мм. Соотношение проницаемостей блока и трещины равнялось 15:1. По результатам опыта было установлено влияние каждого составляющего элемента механизма термощелочного воздействия закачки теплоносителя и щелочного заводнения на повышение нефтеотдачи.

Авторы работы сделали следующие выводы:

Внутрипластовое эмульгирование нефти, происходящее в процессе щелочного заводнения, может существенно улучшить показатели ее вытеснения.

В пластовых условиях повышение нефтеотдачи при термощелочном воздействии обусловлено уменьшением вязкости остаточной нефти в результате ее эмульгирования, улучшением нефтеотмывающих свойств вытесняющего агента вследствие снижения межфазного натяжения и увеличением охвата пласта воздействием на основе создания повышенных фильтрационных сопротивлений в промытых зонах пласта.

Механизм образования повышенных фильтрационных сопротивлений обладает саморегулируемостью и максимально проявляется в

наиболее обводненных зонах пласта.

Скорость вовлечения нефти в эмульгирование в условиях пористой среды в начальный момент времени соизмерима со скоростями гидродинамического вытеснения, а в дальнейшем определяется скоростью закачки раствора щелочи.

Для повышения эффективности внутрипластового эмульгирования необходимо щелочное заводнение комбинировать с закачкой теплоносителей.

Предварительное нагнетание теплоносителей перед закачкой щелочи позволяет: прогреть и вытеснить нефть из слабопроницаемых прослоев; воздействовать на компоненты нефти; снизить минерализацию пластовых вод.

Влияние твердой фазы пласта на механизм вытеснения нефти растворами ПАВ и щелочи рассматривается в работе / 22 /, 1984.

Для исследования контактного взаимодействия твердой и жидкой фаз пластовой системы были проведены две серии опытов. Объектами исследования служили: модель нефти пласта D_1 Туймазинского месторождения вязкостью 6,60 мПа.с и плотностью 0,656 т/м³ при температуре 20 °С пластовая вода плотностью 1,013 т/м³; при температуре 20 °С; растворы в дистиллированной воде неионогенного ПАВ (первоцел-12, массовая доля которого составляла 0,001, 0,01 и 0,1 %) и NaOH (массовая доля 0,05 %).

В опытах исследовались четыре образца пористой среды, имеющие: длину 98,7; 95,6; 94,5 и 94,4 см; диаметр 27 мм (одинаковый для всех образцов), пористость 33,3; 33,8; 32,8 и 33,4 %; проницаемость для воды 0,527; 0,560; 0,480 и 0,510 мкм²; первоначальную нефтенасыщенность 76; 76,7; 74,6 и 76,8 %; объем остаточной воды 24; 23,3; 25,4 и 32,2 %.

В первой серии опытов нефть из образцов 1 и 2 вытесняли пластовой водой, а для довытеснения использовали щелочной раствор ПАВ. Во второй серии опытов нефть из образцов 3 и 4 вытесняли вначале тем же раствором ПАВ, а затем дистиллированной водой. Динамика вытеснения нефти из пористой среды показала, что основное количество ее во всех опытах получено после закачки одного порового объема вытесняющего агента.

Авторы работы делают вывод о том, что достаточно хорошее совпадение опытных и расчетных значений коэффициентов вытеснения (соответственно 5,1 и 5,7) свидетельствуют о существенном

влиянии контактного взаимодействия твердой и жидкой фаз на вытеснение нефти.

Влияние гравитации в процессах вытеснения нефти растворами ПАВ исследовано в работе / 94 /, 1985.

Приводятся результаты экспериментов по вытеснению изооктана водным раствором ПАВ. Использовались модели, представляющие собой тонкие пластинки из слегка спеченных стеклянных бусинок. Пластинки имели размеры 5x8 см. Поверхности пластинок шлифовались и покрывались пластиной из стекла.

Ввод и вывод жидкостей осуществлялся по трубкам, установленным на крышке в концах пластины. Поровый объем модели равнялся 3,33-3,85 см³. Изооктан и водный раствор ПАВ выдерживались в течение недели в виде смеси для достижения равновесных условий сосуществования.

Приводятся фотографии положения зон разной насыщенности для различных вариантов вытеснения.

Работа / 95 /, 1985, посвящена исследованию нефтеотдачи песчаника методом закачки пены. Авторы рассматривают статику и динамику увеличения нефтеотдачи методом закачки пены и анализируют пенообразующие агенты, в частности, освещаются следующие вопросы:

1. Выбор ПАВ для образования эффективной и устойчивой пены.
2. Определение эффективного диапазона концентрации ПАВ.
3. Анализ влияния ПАВ и пены на извлечение остаточной нефти из обезвоженного слоя песка, моделирующего пласт.

Исследования показывают, что применение пены позволяет извлекать из пласта до 80 % нефти. Схема установки для закачки и пенообразования в лабораторных условиях приведена на рис.4.9.

Пена образуется в емкости. Корпус емкости изготовлен из бронзы и имеет размеры: высота 7 см; внешний диаметр 2,5 см. Толщина стенки 5 мм. Пространство между песком и тремя отверстиями заполнено затвердевшей пеной. Размер зерен песка составлял 90-63 мкм. Качество пены изменялось путем регулирования объемов закачки флюидов.

Модель используемого песчаника представляет собой цилиндрическую колонку, заполненную песком с соответствующим распределением зерен по размеру. Проницаемость песка 14,6 Д. Модель изготовлена из пирекса. Высота колонки 69,3 см; внутренний диа-

метр 2,7 см; толщина стенки 5 мм. Пространство между песком и отверстиями заполнено пенополистиролом.

После заполнения колонки песком газ пропускаться через газовый счетчик для определения общего расхода газа за единицу времени, а жидкость собиралась в мензурку. Перепад давления измеряли непосредственно дифференциальным манометром.

Качество пены определялось как доля от ее общего объема, занимаемого газом при заданных значениях температуры и давления.

Процесс проведения эксперимента включал:

1. Заполнение колонки бельгийским песком с соответствующим размером зерна.
2. Измерение первоначальной проницаемости и пористости песка по воздуху.
3. Насыщение песка водой.
4. Закачку в песок сырой нефти месторождения Forties.
5. Заводнение до прорыва воды (приблизительно объем закачки воды - I поровый объем).
6. Прекращение заводнения и закачки пены.
7. Прекращение закачки нефти после закачки 2 поровых объемов.

Скорость закачки нефти составляла менее 50 мл/ч. При извлечении нефти скорость составляла 25 мл/ч. Концентрация ПАВ была в пределах 0,01-1,0 % об./об.

Все эксперименты проводились при наибольшей скорости продвижения пены 25 мл/ч и давлении, не превышающем 0,35 МПа (изб.).

В результате экспериментов установлено, что при закачке пены третичная нефтеотдача увеличивается до 72-90 %.

Основные выводы, сделанные авторами:

состояние пены в пористой среде значительно отличается от состояния газа и жидкости;

результаты закачки двухфазной системы "газ - ПАВ" являются обнадеживающими;

наибольшая эффективность пены определяется по ее устойчивости; при переносе экспериментальных результатов на реальные условия пласта необходимо соблюдать осторожность;

необходимо продолжить дальнейшие исследования по реологии пены и эффективности ее применения для увеличения нефтеотдачи пласта.

Работа / 96 /, 1987, посвящена исследованию процесса вытеснения нефти из пласта различными реагентами и теплоносителями.

Опыты проводились на установке, схема которой приведена на рис.4.10. Установка позволяет проводить эксперименты по вытеснению нефти любого месторождения из пористой среды при заданной постоянной скорости фильтрации в условиях, близких к пластовым с использованием различных вытесняющих агентов (воды, горячей воды, пара, растворов химреагентов). Максимальные пластовое давление и температура, при которых возможно проводить эксперименты на данной установке, соответственно равны 30 МПа и 450 °С. Кроме того, на установке можно проводить работы по подготовке моделей пласта к опытам по вытеснению.

В состав установки входят следующие основные узлы и системы.

Система подготовки и нагнетания в модель пласта вытесняющего агента (воды, пара и различных растворов). Она включает измерительные прессы, дозировочный насос, емкости, предназначенные для хранения вытесняющего агента, поршневые разделители, теплообменник и парогенератор проточного типа.

Модель продуктивного пласта представляет собой трубу из нержавеющей стали диаметром 9,1 см и длиной 70 см, заполненную пористой средой. Для поддержания в процессе эксперимента в модели пластовой температуры модель помещена в термощкаф.

С целью контроля за продвижением теплового фронта (при вытеснении нефти теплоносителями) по центру модели в специальном держателе размещены семь термопар, которые установлены на одинаковом расстоянии друг от друга. Термопары соединены с потенциометрами, ведущими постоянную запись значений температуры на каждой термопаре.

Система отбора проб состоит из приемных емкостей с поршневыми разделителями и напорного бачка со смотровым окном, заполненного трансформаторным маслом. Отбор проб производится без остановки процесса вытеснения и без разгерметизации всей установки.

Система подачи воздуха предназначена для нагнетания в модель пласта воздуха совместно с жидкостью или паром при проведении некоторых экспериментов.

Система контроля за параметрами при проведении эксперимента включает: манометры, дифманометр и вторичные приборы, соединенные с термопарами.

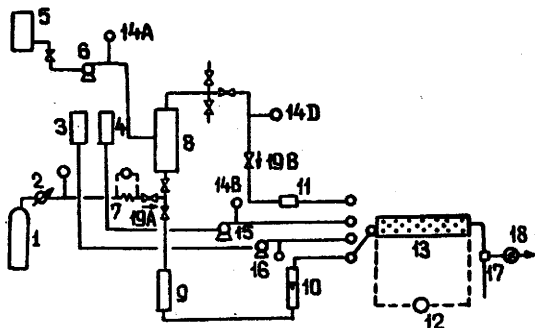


Рис.4.9. Схема лабораторной установки по исследованию вытеснения нефти методом закачки пены: 1 - баллон со сжатым воздухом; 2 - регулятор давления; 3 - резервуар для воды; 4 - резервуар для нефти; 5 - резервуар для ПАВ; 6 - калибровочный насос для ПАВ; 7 - воздушный редуктор; 8 - генератор пены; 9 - колонка осушки воздуха; 10 - счетчик расхода воздуха; 11 - камера наблюдения за пеной; 12 - дифференциальный манометр; 13 - модель песчанника; 14 - манометры (А-Е); 15 - калибровочный нефтяной насос; 16 - калибровочный водяной насос; 17 - сепаратор; 18 - счетчик влажного газа; 19 - разгрузочные клапаны (А-В)

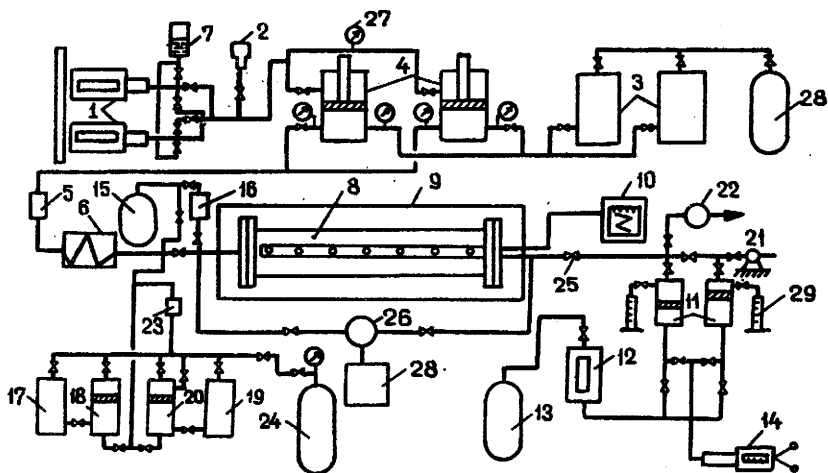


Рис.4.10. Схема установки по вытеснению нефти из моделей пластов различными агентами: 1 - измерительный пресс; 2 - дозировочный насос; 3 - емкости для вытесняющего агента; 4 - поршневые разделители; 5 - теплообменник; 6 - парогенератор проточного типа; 7-емкость для трансформаторного масла; 8 - модель продуктивного пласта; 9 - термошкаф; 10-потенциометры; 11 - емкости с поршневыми разделителями; 12 - напорный бачок; 13 - баллон со сжатым воздухом; 14 - ручной пресс; 15 - баллон со сжатым воздухом; 16 - расходомер; 17 - емкость для хранения пластовой воды или раствора; 18,20 - поршневые разделители, 19 - емкость для хранения нефти; 21 - вакуумный насос; 22 - газовый счетчик; 23 - редуктор; 24 - баллон с воздухом; 25 - вентили; 26 - дифманометр; 27 - манометры; 28 - емкость; 29 - мерный цилиндр

Система подготовки моделей с целью проведения экспериментов по вытеснению состоит из емкости для хранения реальной пластовой воды или раствора, имитирующего эту воду, поршневого разделителя, предназначенного для подачи жидкости в модель пласта, емкости для хранения нефти и поршневого разделителя, посредством которого нефть подается в модель.

Состав пористой среды моделей выбирается в соответствии с компонентным составом реального коллектора.

При проведении экспериментов по вытеснению нефти из моделей продуктивного пласта Ярегского месторождения использовался кварцевый песок, который промывался в проточной воде в течение нескольких часов для удаления из него посторонних частичек и глины. Затем он прокаливался в муфельной печи при температуре 600°C и перемалывался на мельнице в течение определенного времени. В результате помола получали пористую среду с двумя значениями проницаемости: $0,5$ и $2,6$ мкм². Эти значения проницаемости пропластков установлены по данным статистического анализа данных о проницаемости пород Ярегской залежи.

Подготовленная пористая среда помещалась в цилиндрический корпус, куда предварительно вставлялась жестяная форма, разделяющая трубу на две одинаковые части, что обеспечивало равномерное заполнение модели пористой средой с различной проницаемостью.

Заполненная пористой средой модель пласта опрессовывалась при давлении $20,0$ МПа в течение нескольких часов. После этого определялась проницаемость пористой среды по воздуху на лабораторной установке.

При проведении экспериментов на моделях Ярегского месторождения в качестве модели пластовой воды использовался 4% -ный раствор NaCl .

Модель насыщалась разгазированной нефтью Ярегского месторождения сразу же по окончании насыщения ее водой.

С целью проведения экспериментов по вытеснению модель пласта монтировалась на установке в положении для вытеснения, соединяясь с одной из емкостей, содержащих выбранный для проведения опыта агент.

После насыщения флюидами модель выдерживалась в термошкафу в течение 900 ч, после чего проводился эксперимент по вытесне-

нию нефти различными выбранными для данного опыта агентами. В процессе проведения эксперимента через каждые 40 мин. проводился отбор проб.

В работе приводится методика обработки результатов опытов.

Результаты и оценки микробиологических систем в пористой среде при вторичном извлечении нефти приведены в работе /97 /, 1988. При оценке микроорганизмов, используемых для увеличения нефтеотдачи, брались керны месторождения

Схема экспериментальной установки приведена на рис.4.II. Скорость прокачки флюида через керн составляла 0,3 м/сут. В качестве микроорганизмов были взяты анаэробные бактерии, образующие при ферментации сахарозы кислоты и CO_2 , а также система чисто аэробных микроорганизмов.

Методика эксперимента заключалась в закачивании бактериального раствора (0,2 порового объема) и мелассового раствора (0,3 порового объема) в керны песчаника с поровым объемом от 53 до 60 мл и последующем их выдерживании в течение одной недели при 37 °С. Рост давления во время инкубационного периода замерялся манометром. После этого в керны закачивался рассол со скоростью 0,3-0,6 м/сут. При закачке рассола замерялись как перепад давления на керне, так и давление закачки.

В состав мелассового раствора (Mr.Blackstrap 87) входили: 5% сырого протеина, 0,5% сырого жира, 38% сахара и 56,5% волокна. Смесь растворялась водой до 4,0 вес.% и профильтровывалась через бобиную пряжу.

Ряд экспериментов проводился на стеклянных микромоделях, оборудованных видеокамерой. Результаты испытаний показали, что микроорганизмы и мелассовый раствор позволяли извлекать в среднем на 32 % больше легкой сырой нефти и на 19 % тяжелой нефти из песчаника Berea по сравнению с заводнением. Микроорганизмы, образующие споры, в среднем более эффективны, однако разброс в эффективности таких организмов более широк по сравнению с бактериями, не образующими споры. Чисто аэробные нефтепоглощающие бактерии оказались неэффективными.

Исследование возможности применения щелочно-полимерного заводнения на месторождении Каламкас освещается в работе /99 /, 1989. Рассмотрены результаты лабораторных экспериментов, проведенных на однородной и двухслойной моделях пласта. В качестве

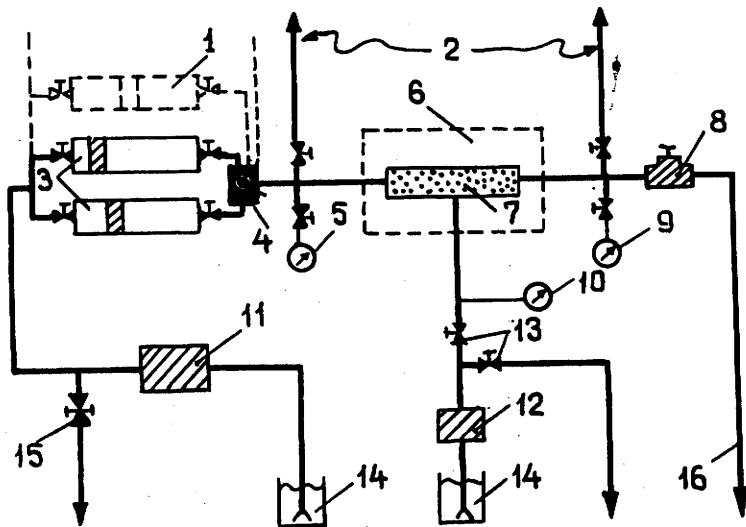


Рис.4.11. Схема экспериментальной установки для изучения применимости микробных систем при вторичном извлечении нефти: 1 - сепараторы флюида; 2 - линии выхода на запись результатов; 3 - поршневые насосы; 4 - шаровой кран; 5 - манометр на входе; 6 - печь для испытания керна; 7 - испытываемый керн; 8 - регулятор противодействия; 9 - манометр на выходе; 10 - манометр на отводе; 11 - насос подачи воды; 12 - нагнетательный насос для воды; 13 - клапан сброса давления на отводе; 14 - емкость с водой; 15 - запорный и предохранительный клапаны; 16 - линия выхода на сборник.

Примечание: максимальное давление 1,4 МПа; максимальная температура 78°C

модели нефти использовалась малоактивная дегазированная нефть месторождения Каламкас, разбавленная керосином до вязкости 25 МПа.с. Схему лабораторной установки и ее описание авторы работы не приводят.

Эксперименты, проведенные на насыпных моделях, показали большую эффективность совместной закачки растворов щелочи и полимера. Второй по эффективности оказалась технология, предусматривающая закачку раствора полимера перед раствором щелочи.

На основании результатов экспериментальных исследований авторы работы сделали следующие выводы:

Щелочно-полимерное заводнение применимо на любой стадии разработки месторождения, но предпочтительно применение этого метода на ранних стадиях заводнения.

Полимерно-щелочные растворы с высокой концентрацией могут быть использованы для обработки призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин с целью выравнивания профилей притока или приемистости.

В работе /100 /, 1989, исследуется эффективность поверхностно-активных составов в неоднородных по проницаемости пластах. Рассмотрена эффективность водных мицеллярных растворов (ВМР) и поверхностно-активных полимерсодержащих составов (ПАПС) при вытеснении остаточной нефти из трехслойной неоднородной модели пласта в условиях, близких к пластовым.

Модель неоднородного пласта состояла из трех отдельных моделей пласта с одинаковыми диаметром (28 см) и длиной (48-51 см), но различных по проницаемости. Каждую модель готовили отдельно по общепринятой методике линейного вытеснения нефти водой, а нефть вытесняли одновременно через три параллельные модели (три прослоя, не имеющие гидродинамической связи). Три прослоя характеризуются следующими средними проницаемостями: 0,0031, 0,0076 и 0,019 мкм².

Проницаемость прослоев в экспериментах с дегазированной парафинистой нефтью Долинского месторождения составляла 0,005-0,009, 0,012-0,018 и 0,022-0,029 мкм², а в опытах с рекомбинированной нефтью - 0,0035, 0,0097 и 0,0203 мкм² соответственно.

Исследования на трехслойных моделях пласта проводили с использованием ВМР и ПАПС на основе карпатолла при оторочке рабоче-

го агента 0,2 порового объема. ПАПС готовили на основе пресной воды. Концентрация нефтяного сульфоната в обоих составах составляла 5 %.

В экспериментах использовали буферную полимерную оторочку с содержанием в растворе 0,03 % указанного полимера и 0,1 % реагента ОП-10. При применении ВМР полимерная оторочка составляла 0,4, ПАПС – 0,25 порового объема.

При вытеснении нефти водой в трехслойной модели средний коэффициент вытеснения нефти водой был равен 0,41. После полного обводнения продукции модели трехслойного пласта нефть из него вытеснялась с применением ВМР. При этом максимальный коэффициент вытеснения, который был получен из прослоя наибольшей проницаемости, был равен 0,78.

Сравнение результатов исследования по доотмыву оторочками ВМР и ПАПС позволяет утверждать, что последний обладает лучшими нефтевытесняющими свойствами в неоднородном разрезе залежи. Таким образом, эксперименты, проведенные на неоднородных по проницаемости моделях пласта, которые были представлены естественными низкопроницаемыми терригенными кернами, при вытеснении остаточной нефти (как дегазированной, так и газонасыщенной в условиях, близких к пластовым, показали, что ПАПС более эффективны, чем ВМР рекомендуются для опытно-промышленных испытаний.

В работе / 101 /, 1989, рассматривается применение щелочно-силикатных растворов для снижения притока вод в эксплуатационных скважинах.

Изоляционные свойства щелочно-силикатных растворов в соотношении 60:40 изучались на моделях, созданных из кварцевого песка с проницаемостью 3 мкм². Опыты проводились в двух сериях. В первой серии опытов моделировалась водонасыщенная среда с остаточной нефтью, во второй – нефтенасыщенная пористая среда с остаточной водой. В насыщенную модель со стороны выхода закачивали 0,4 порового объема щелочно-силикатного раствора и 0,3 порового объема продавочной пластовой воды. Система выдерживалась в течение 48 ч, и фильтрацией жидкости со стороны обратной закачки реагента вновь определялись водо- и нефтепроницаемость пористой среды.

Результаты опытов показали, что степень уменьшения водопроницаемости зависит от типа насыщающей пористую среду воды и кон-

центрации щелочно-силикатного раствора. Для случая жесткой воды щелочно-силикатные растворы (1-3 %) снижают водопроницаемость пористой среды на 48-63 %. Обработка нефтенасыщенной модели пласта щелочно-силикатными растворами не приводит к существенному снижению проницаемости пласта.

Работа /102/, 1989, посвящена описанию экспериментального исследования по заводнению залежей нефти растворами соляной кислоты.

В лабораторных условиях проведен комплекс исследований с целью установления влияния различных факторов на эффективность вытеснения нефти раствором соляной кислоты. Установлено, что с ростом проницаемости пористой среды коэффициент вытеснения нефти растворами соляной кислоты улучшается. Повышение перепада давления на концах модели пласта улучшает процесс образования и повышает устойчивость эмульсии, образованной при взаимодействии кислоты с нефтью, в результате чего возрастает коэффициент вытеснения.

Создание в модели пласта 0,3-0,5 объемов пор оторочки 10 %-го раствора соляной кислоты в воде позволяет увеличить коэффициент вытеснения нефти водой на 10-12 %. Эффективность метода в большей степени зависит от степени обводненности пласта.

С увеличением индекса кислотности нефтей выше 1 мг/г наблюдается резкое увеличение коэффициента вытеснения нефти растворами соляной кислоты. Наличие остаточной воды в пористой среде улучшает нефтевытесняющую способность раствора соляной кислоты.

В работе /103/, 1989, рассматриваются особенности фильтрации полимерных растворов. С целью изучения нелинейных эффектов растворов полимера были проведены лабораторные эксперименты. Исследовалась фильтрация растворов полиакриламида (ПАА) концентрации 0,01; 0,05; 0,075 %.

Методика проведения была следующей. На входе экспериментальной колонки поддерживалось заданное давление. Его величина для разных экспериментов составляла 0,6; 1,0; 1,5; 2,0 МПа. Давление на выходе колонки равнялось атмосферному. В процессе фильтрации раствора ПАА проводились замеры расхода жидкости. Опыты показали, что при малых перепадах давления существуют устойчивые стационарные режимы фильтрации. Дальнейшее увеличение перепада давления приводит не к увеличению, а к уменьшению колебаний расхода.

Полученные результаты экспериментов могут найти широкое применение при разработке стратегии управления закачкой растворов полимеров в нефтеносные пласты.

В работе /104 /, 1989, описана экспериментальная база для изучения процессов теплового и физико-химического воздействия на нефтяной пласт.

Разработана экспериментальная база для изучения тепломассообмена и физико-химических процессов, происходящих в пористом нефтенасыщенном коллекторе при воздействии на него рабочими агентами, содержащими парогаз различного физико-химического состава, или газовыми смесями с различным содержанием кислорода.

Экспериментальная база состоит из системы подачи рабочих агентов (пар, вода, жидкие химреагенты, CO_2 , воздух, газовая смесь азота и кислорода, газообразные углеводороды и др.), различных лабораторных моделей, системы сбора и анализа жидкой и газообразной продукции, контрольно-измерительных приборов и системы сбора и обработки экспериментальных данных. Схема лабораторной установки в работе не приводится.

Результаты лабораторных исследований вспенивающихся ПАВ для контроля подвижности CO_2 приведены в работе /105 /, 1989.

Эффективность использования пены в качестве агента для контроля подвижности CO_2 проверена с помощью CO_2 при несмешиваемом вытеснении тяжелой калифорнийской нефти плотностью 0,97 г/см³ из кернов. Испытания проведены на системе параллельных заводненных моделей, состоящих из двух сегментных несцементированных пластовых кернов с отношением проницаемостей 3:7.

Физическая модель представляла собой два несообщающихся между собой песчаных пласта различной проницаемости, изготовленных из несцементированного песка. Давление и температура были равны 6,9 МПа и 60 °С соответственно. Скорость потока изменялась от 0,3 до 0,6 м/сут. Диоксид углерода при давлении 6,9 МПа и температуре 60 °С представляет собой газ плотностью 0,15 г/см³ и образует с ПАВ стабильную пену с концентрацией от 80 до 85 %.

В экспериментах использовался ПАВ типа CRSO 85/66, который, как полагают, должен иметь низкую адсорбирующую способность к песчанику. Эксперименты проводились на установке, схема которой представлена на рис. 4.12.

Керн располагался в горизонтальной камере, имитирующей горное давление. Камера находилась в двойном тефлоновом кожухе с торцевыми пластинами, смонтированными на обоих концах, и заполнялась жидкостью, находящейся под давлением (для имитации напряжения от горного давления). Исследования влияния пены на подвижность CO_2 проводились на четырех заводненных кернах.

Коэффициенты извлечения нефти при заводнении для высокопроницаемого и низкопроницаемого кернов составляли соответственно 49,2 и 0,5 %, а при вытеснении нефти CO_2 с пеной – соответственно 19 и 53 %.

Методика подготовки и проведения экспериментов заключалась в следующем. Оба керна предварительно промывали толуолом и метанолом и определяли объем порового пространства. Давление обжима (имитирующее горное давление) в низкопроницаемом керне составляло 19,3 МПа, а проницаемость по минерализованной воде – 37 мД, в высокопроницаемом керне соответственно 10,3 МПа и 136 мД. Поровый объем низкопроницаемого керна – 220 см^3 , пористость – 20,3 %, а высокопроницаемого – 253 см^3 и 23,1 %.

Для определения, из какого из двух параллельных кернов вытеснялась нефть, перед закачкой ее в каждый керн нефть помечали разными n -парафинами. Низкопроницаемый керн насыщали пластовой нефтью, помеченной n -ундеканом, а высокопроницаемый – n -деканом. Анализ нефти, полученной из каждого керна, осуществляли на газовом хроматографе типа 5880 А Hewlett-Packard.

Помеченную пластовую нефть закачивали в каждый керн для определения насыщения поровой водой. Насыщение поровой водой составило для низкопроницаемого керна 46,5 %, высокопроницаемого – 40,1 %.

Авторы работы сделали следующие выводы:

Пена имеет способность снижать подвижность CO_2 , которая приводит к дополнительному извлечению нефти из высокопроницаемых кернов.

Пена может также перемещать CO_2 к низкопроницаемым кернам, из которых нефть не вытеснялась при заводнении и вытеснении ее CO_2 , продвигаемого водой.

С помощью пены можно извлечь дополнительно 33,6 % нефти от первоначальных запасов наиболее тяжелой нефти по сравнению с заводнением и вытеснением CO_2 , продвигаемого водой.

Авторы работы /106 /, 1990, рассматривают биосинтез ПАВ и их использование для повышения нефтеотдачи. В настоящее время поверхностно-активные вещества микробного происхождения (био-ПАВ) начали использоваться в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности. Микробные био-ПАВ, снижающие вязкость тяжелых нефтей, создают текучую эмульсию "масло в масле".

Штамм ВКПВ-В-4097 в условиях периодического культивирования на оптимизированной минеральной среде с гексадеканом синтезирует до 34 г/л сырого био-ПАВ. Эмульсия, образуемая 0,5-1 % ным водным раствором био-ПАВ с нефтью Томского месторождения с соотношением нефти и воды 7:3, устойчива в течение недели при прокачке через модель трубопровода.

На моделях нефтяного пласта показано, что такая же концентрация био-ПАВ снижает поверхностное натяжение морской воды на 67 %, пластовой - на 85 % и придает им высокие (на 1-2 % выше, чем химические ПАВ) нефтевытесняющие свойства. Био-ПАВ применяется при температуре 70 °С и экологически безопасен в отличие от химических ПАВ, так, как быстро разрушается ферментными системами многих широко распространенных в природе микроорганизмов.

Авторы работы /107 /, 1990, рассматривают распределение маслорастворимого неионогенного ПАВ в процессе фильтрации его водных дисперсий через пористую среду. В лабораторных условиях было проведено исследование по количественной оценке распределения маслорастворимого неионогенного ПАВ в условиях фильтрации его водных дисперсий через водо- и нефтенасыщенные образцы естественного керна, представленного кварцевым песчаником девона Ромашкинского месторождения, абсолютная проницаемость которых составляла от 0,450 до 0,683 мкм², а пористость - от 18,1 до 20,4 %. Для насыщения кернов использовалась модель девонской нефти вязкостью 4,1 мПа.с и плотностью 836 кг/м³.

Схема лабораторной установки в работе не приводится. Через водонасыщенные и предварительно обводненные закачиваемой водой нефтенасыщенные керны фильтровались 5 и 10 %-ные водные дисперсии исследуемого маслорастворимого неионогенного ПАВ в количестве одного порового объема, после чего осуществлялась десорбция этого продукта прокачкой через керн большого количества воды. Следует отметить, что концентрация дисперсии соответствовала используемым на опытных участках Ромашкинского месторождения, где осу-

ществлялись опытно-промышленные испытания с целью оценки эффективности применения неионогенных маслорастворимых ПАВ для повышения нефтеотдачи заводненных пластов. Объем воды, прокачиваемой для десорбции ПАВ, в проводимых экспериментах был ограничен 20 поровыми объемами зерна.

Было проведено две серии экспериментов с использованием водонасыщенных кернов, когда для приготовления дисперсии неионогенных ПАВ и последующей ее десорбции применялась естественная минерализованная вода, закачиваемая в пласт, с содержанием солей 100 г/л, в другой - пресная вода.

Количественная оценка распределения ПАВ в пористой среде проводилась путем определения разности между поступившим в керн и отобраным из него количествами ПАВ. Исходное содержание ПАВ, так же как и содержание его в выходящих из зерна пробах воды, определялось йодометрическим способом в присутствии эталона.

На основании результатов проведенных экспериментов авторы работы делают следующие выводы:

Отмечено влияние минерализации вытесняющей воды на распределение ПАВ в образцах водонасыщенного зерна, причем это влияние сказывается сильнее с увеличением концентрации неионогенных ПАВ в дисперсии.

Распределение маслорастворимого неионогенного ПАВ из водной дисперсии при фильтрации через образцы с остаточной нефтенасыщенностью выше, что, по-видимому, объясняется частичным переходом маслорастворимого ПАВ в нефть.

Основное количество удержанного (сорбированного) маслорастворимого неионогенного ПАВ выходит из образцов зерна после прокачки 10-15 поровых объемов воды.

В работе /108/, 1991, рассмотрено влияние молекулярной массы полимера и минерализации вод на реологические характеристики щелочно-полимерных растворов (ЩПР) при их фильтрации через пористые среды. Для проведения исследований были выбраны два технических полиакриламида (ПАА). Схема и описание лабораторной установки в работе не приводятся.

Исследования влияния молекулярной массы ПАА на фильтрационные характеристики ЩПР проводились на несцементированных модельных средах проницаемостью $1,6 \text{ мкм}^2$. В качестве модели пористой среды служил кварцевый песок. Растворителем для приготовления

ЩПР и рабочим агентом, насыщающим пористую среду, являлась пресная вода. Концентрация ПАА в ЩПР независимо от молекулярной массы полимера составляла 0,05 %, а концентрация едкого натра - 0,1; 0,25; 0,75 %.

Проведенные исследования показали, что при осуществлении щелочно-полимерного заводнения в каждом конкретном случае необходимо учитывать влияние молекулярной массы, минерализации пластовых вод и растворителя на реологические характеристики ЩПР.

В работе / 109 /, 1991, механизмы вытеснения нефти микроорганизмами на границе нефть - пластовый рассол - порода изучали под микроскопом при изменении капиллярного давления, используя незакрепленные тонкие модельки пласта. Эти модельки представляют собой две стеклянные пластинки размера 7,5x7,5x0,3 см, между которыми кладется прокладка шириной 1 см и толщиной 2 мм. Прокладка приклеивалась к одной из стеклянных пластинок эпоксидной смолой так, чтобы через модельку шла фильтрация флюидов. Пространство между стеклянными пластинками заполнялось песком, пропитывалось рассолом, затем нефтью. Получали остаточную нефть и создавали определенное капиллярное давление. Затем вводили бактерии, питание для них и инкубировали модельку в течение 24-48 ч. Под микроскопом фиксировали визуальные и петрографические изменения. После инкубации вытесняли нефть и рассол, чтобы определить капиллярное давление гистерезисной петли. Моделька присоединялась к манометру, чтобы полностью замерить капиллярное давление гистерезисной петли до и после воздействия бактерий. Образование биогаза увеличивало давление в модельке. Наблюдалось уменьшение остаточной нефтенасыщенности на 9-24 %, замеряя капиллярное давление гистерезисной петли. Определяли изменение смачиваемости системы.

Эта работа показала способность микроорганизмов увеличивать нефтеотдачу и раскрыла механизмы вытеснения нефти тремя видами бактерий, увеличивающих смачиваемость породы.

В работе / 110 /, 1991, рассматривается микробиологический способ увеличения нефтеотдачи в моделируемых пластовых условиях. В Охлакомском университете (США) были проведены экспериментальные исследования по изучению основного механизма (или механизмов) микробиологического способа увеличения нефтеотдачи (МСУН) в моделируемых пластовых условиях применительно к коллекторам,

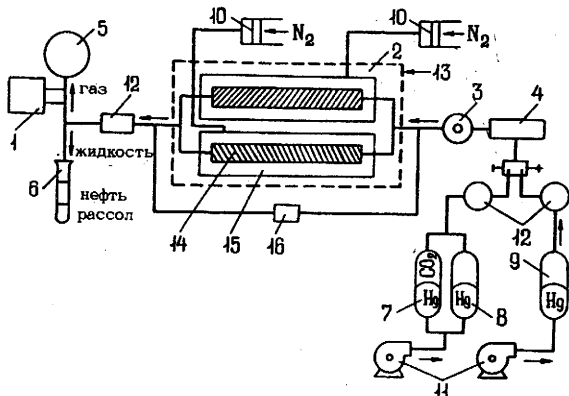


Рис.4.12. Схема лабораторной установки с двумя параллельными ядрами для изучения возможности использования пены в качестве агента для контроля подвижности углекислоты при несмешиваемом вытеснении нефти: 1 - газовый хроматограф; 2 - тепловая ванна с параллельными ядрами; 3 - смотровое окно; 4 - ядро диаметром 10,2 см; 5 - расходомер на выходе газа; 6 - мерник жидкости (нефти и рассола); 7- 9 - емкости с ртутью и углекислым газом; ртутью и рассолом; 10 - подача азота под давлением; 11 - насосы для подачи ртути; 12 - регулятор противоавдавления; 13 - тепловая ванна; 14 - ядро; 15 - изоляционное покрытие; 16 - датчик перепада давления

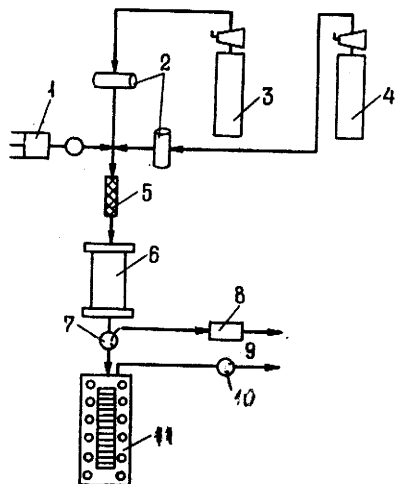


Рис.4.13. Схема экспериментальной установки для изучения процесса вытеснения нефти высокотемпературной пеной в пористой среде: 1 - насос для закачки жидкости; 2 - счетчик массового расхода потока; 3 - баллон с азотом; 4 - баллон с криптоном; 5 - генератор пены (длина 30 см, диаметр 0,62 см); 6 - песчанник месторождения Вега (длина 30 см, диаметр 5 см); 7 - пробозаборный клапан; 8 - тепловый детектор; 9 - линия выпуска газа; 10 - регулятор противоавдавления; 11 - калиброванная камера для сбора жидкости

залегающим на глубинах вплоть до 1500 м.

В экспериментах применяли бактерии двух видов. В ядрах из песчаника (поровый объем 70 см^3) создавались требуемые воспроизводимые пластовые условия. Затем эти ядра насыщали нефтью и минерализованной водой, после чего осуществляли процесс заводнения, чтобы создать остаточную нефтенасыщенность. Используемая при заводнении минерализованную воду замещали питательным раствором (3 %-ный раствор мелассы в соленой воде, используемый для питания крупного рогатого скота). Затем ядра заражали бактериями (10^8 клеток на 1 мл) и линии на входе и выходе закрывали. Контроль порового давления проводили до тех пор, пока не прекращались какие-либо изменения. Наконец, осуществляли заводнение при постоянном давлении. В результате чего нефтотдача увеличивалась на 17–19 %. Отмечалось повышение порового давления с начального значения 17 до 23 МПа за счет биогаза. Этот газ, растворенный в нефти и минерализованной воде, способствовал проявлению режима растворенного газа. Эффективность МСУН непосредственно зависит от отношения объемов растворенного газа и нефти. В настоящей работе принципиально важным механизмом МСУН является режим растворенного газа.

На основании проведенных исследований разработана процедура для промыслового применения механизма получения газа под воздействием бактерий.

В работе /III/, 1991 описываются результаты экспериментальных и теоретических исследований процесса вытеснения нефти высокотемпературной пеной в пористой среде.

Для определения зависимости доли текущего газа от скорости насыщения и капиллярного давления авторами работы были проведены экспериментальные исследования. Опыты проводились на образцах песчаника из месторождения Verea с помощью газового индикатора (криптона). Испытания проводились при температуре 150 °С. Схема экспериментальной установки показана на рис. 4.13.

Первоначально в ядро (до достижения устойчивого состояния) вводился азот и рассол при объемной доли жидкости 0,05. Далее вместо азота вводился криптон. Прорыв криптона регистрировался стандартным тепловым детектором газового хроматографа. После этого в ядро (до достижения устойчивого состояния) закачивалась пена, полученная путем пропускания 1 вес.% раствора Chaser SD 1000

и азота при той же объемной доле жидкости через шерстяной уплотнитель, заключенный в корпус, изготовленный из нержавеющей стали, длиной 5 см и диаметром 0,62 см. Затем индикатор закачивался повторно и время прорыва сравнивалось с предыдущим. Процесс повторялся для каждого исследуемого фронтального продвижения. Все полученные данные совместимы с классической конвенционно-дисперсной моделью, которая дает устойчивое фронтальное вытеснение в исследуемом диапазоне объема закачки.

Теоретические и экспериментальные исследования позволили сделать следующие выводы.

Уравнение, учитывающее образование, слияние, захват и конвекцию пузырьков, способно моделировать структуру пены, текущей в пористой среде.

Захват пузырька пены учитывает отставание фронта пузырька от фронта ПАВ (текущая доля пены составляет в песчаном керне приблизительно 0,15).

Слипание пузырьков при лабораторных испытаниях на коротких кернях незначительно.

Модель текущей пены позволяет достаточно точно прогнозировать вытеснение пены при заводнении кернов в лабораторных условиях.

Полномасштабные расчеты паро-пенного вытеснения показывают, что слипание пузырьков контролирует степень продвижения пены в пласте, причем нарастающее извлечение нефти зависит от степени распространения пены.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТООТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МОДЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ - Э Т О:

Новая работа - научно-технический обзор о состоянии экспериментальных работ в нашей стране и за рубежом в области физического моделирования процессов извлечения углеводородов различными методами, известными в мире; обзором охвачены работы, опубликованные за период с 1969 по 1992 гг.

Предлагаемый обзор содержит: - информацию об исследовании механизмов процессов вытеснения углеводородов из пластов различными методами;

мировой опыт развития и совершенствования лабораторных установок, разнообразных физических моделей, применяющихся для изучения различных способов извлечения углеводородов;

описание современной экспериментальной автоматизированной и компьютеризированной базы для комплексного изучения новых методов повышения нефтегазоконденсатоотдачи пластов, созданной авторами Института проблем нефти и газа и Института высоких температур Российской Академии наук

Объем обзора - 8 уч.-изд.л., 70 илл., библиограф. 139 назв. Авторы обзора - сотрудники Института проблем нефти и газа и Института высоких температур РАН: Захаров А.С., Казарьян Н.К., Качалов В.В., Леонов С.Е., Черномирдин А.В.

Цена книги договорная. Приобрести ее можно по адресу: 142717, Московская обл., Ленинский район, пос.Развилка, ВНИИГАЗ, РИО или получить наложенным платежом по предварительному запросу с указанием количества экземпляров. Запросы направляйте по указанному адресу.

Наши реквизиты: р/с 1467180 в Ульяновском филиале МАКБ "Возрождение". МФО 211264 РКЦ при ГУ Московской обл. МФО 211004 кор/сч 452161800.

Авторы предлагают сотрудничество по проведению совместных научно-исследовательских работ в области комплексного изучения новых методов повышения нефтегазоконденсатоотдачи пласта на экспериментальном оборудовании, отвечающем современному уровню подобных исследований. Предусматривается использование имеющихся систем компьютеризации и автоматизации физико-химических процессов и обработки получаемой информации.

Дополнительную информацию можно получить по телефонам:
930-92-85 (ИПНГ), 399-94-10 (ВНИИГАЗ)

5. УСТАНОВКИ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА ПРОЦЕССА ВЫТЭСНЕНИЯ НЕФТИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯМИ

Основой тепловых методов повышения нефтеотдачи пластов служит благоприятное воздействие температурного фактора на соотношение подвижностей вытесняющих агентов и вытесняемой нефти, а также на степень вытеснения нефти.

Известны как методы, при которых тепло вводится в пласт с поверхности (нагнетание горячих газов, воды, водяного пара), так и методы, при которых тепло образуется непосредственно в пласте за счет создания внутрипластовых экзотермических реакций окисления углеводородов.

В промышленных условиях неоднократно ставились эксперименты по вытеснению нефти какой-либо нагретой жидкостью, водяным паром или непосредственно нагретой водой. При непрерывном нагнетании теплоносителя не вся подводимая тепловая энергия расходуется на увеличение нефтеотдачи. Некоторая, достаточно заметная ее часть теряется из-за тепловых потерь. На основании лабораторных исследований по физическим моделям одномерных и неоднородных процессов можно определить коэффициент вытеснения и эффективность горизонтальной и вертикальной промывки, облегчая, таким образом прогнозирование и интерпретацию развития нефтеотдачи при промышленных испытаниях.

В ряде опубликованных работ рассматриваются лабораторные исследования по изучению процессов вытеснения нефти различными теплоносителями. Некоторые из них посвящены только теоретическим вопросам и, как правило, не описывают экспериментальные установки, методику и технику подготовки и проведения экспериментов. К таким работам относятся /69, II2-II5/.

В работе /II6/, 1969, описываются результаты экспериментальных и теоретических исследований механизма процесса вытеснения нефти различной вязкости горячей водой. Исследования проводились на установке, состоящей из модели пласта, двух насосов с производительностью 50 и 2000 см³/ч, смесителя и сепаратора (рис. 5.1).

Модель пласта была изготовлена из пирекса (внутренний диаметр 75 мм, длина 1 или 2 м) и состояла из 14 секций, помещенных в термостатирующий кожух (труба большего диаметра). В процессе опытов модель пласта находилась в вертикальном положении. Уста-

ровка была оснащена необходимыми контрольно-измерительными приборами и устройствами, обеспечивающими надежную регистрацию параметров вытеснения, и имеет хорошую теплоизоляцию.

Для замера температуры по длине модели использовались термомпары (медь-константан). Определение профиля насыщенности в ходе экспериментов на вытеснение нефти горячей водой осуществлялось по электрической проводимости среды.

Исследования проводили на модели, изготовленной из кварцевого песка с размером зерен 160-200 и 315-400 мкм. Пористость набивки была равна примерно 38 %. Опыты велись с двумя образцами нефти: А (вязкость 37 сПа при 20 °С, плотность 0,859 г/см³) и В (вязкость 235 сПа при 20 °С, плотность 0,887 г/см³). Вытесняющей жидкостью была соленая вода с концентрацией 4 г/л NaCl.

В результате проведенных исследований, в частности, было отмечено, что с увеличением температуры от 20-22 до 80 °С остаточная нефтенасыщенность пласта уменьшается на 10 % для нефти А; примерно такой же результат имел место для опытов с нефтью В.

В работе /117/, 1975, растворимость воды и углеводородов, включая нефти, изучалась в сосуде высокого давления (автоклаве) при температурах 200-380 °С и давлениях до 70 МПа. Всего исследовано шесть систем "вода - индивидуальные углеводороды" и три системы "вода - нефть". В опытах использовали различные дегазированные нефти: легкую (типа конденсата) нефть Октябрьского месторождения плотностью 0,767 г/см³ и более тяжелую нефть Долинского месторождения плотностью 0,644 г/см³. Их критические параметры растворимости в воде оказались достаточно близкими: критическая температура растворимости 320-340 °С; критическое давление растворимости 16-22 МПа. Вода при указанных термодинамических параметрах приобретает свойство полностью смешиваться с нефтью. Полученные результаты имеют важное значение для более полного извлечения нефти из недр.

На специально созданной лабораторной установке в УкрНИГРИ проведено несколько экспериментов по вытеснению нефти из модели пористой среды водою, смешивающейся с нефтью. Схема лабораторной установки в работе не приводится.

Выполнен цикл экспериментов по изучению растворимости в системе "дистиллированная вода - CO₂ - дегазированная нефть Долинского месторождения". В результате этого установлено, что

с увеличением начального содержания CO_2 в водной фазе растворимость повышается и, достигнув максимума, постепенно уменьшается.

При использовании CO_2 в качестве стимулирующей добавки к нагнетаемой горячей воде температура процесса вытеснения нефти из пористой среды может быть снижена при изменении давления в диапазоне 30–25; 25–20 и 20–15 МПа соответственно на 20, 25 и 25–30 °С.

В работе /118 /, 1975, рассматриваются физические свойства горячей воды и перспективы использования их для повышения нефтеотдачи. Экспериментальными исследованиями, проведенными в ИГ и ГГИ АН УССР, была выявлена область температур и давлений, в пределах которых достигается неограниченная взаимная растворимость воды и нефти. Были проведены экспериментальные исследования по растворимости нефти водой в условиях пористой среды нефтенасыщенного песчаника на лабораторной установке, схема которой приводится на рис.5.2.

Установка включает: модель пористой среды песчаника, на входе и выходе которой расположены образцовые манометры, плунжерный насос для воды, нагреватель с соответствующим оборудованием, холодильник и потенциометр.

Модель пористой среды представляет собой стальной кожух (нержавеющая сталь) с внутренним диаметром 24 мм и длиной 700 мм в одном варианте и 570 мм в другом. Кожух заполнен отмытым от всяких примесей и просеянным кварцевым песком. Пористость и проницаемость пористой среды равны соответственно 28–34 % и 300–350 мД. Размеры кожуха были подобраны таким образом, чтобы соблюдались критерии подобия при вытеснении нефти водой из одномерной модели пласта для следующих данных: длина пласта 100–300 м, мощность 30 м, пористость 23–25 %, проницаемость – 500 мД, вязкость образцов нефти соответственно 14,9 и 4,58 сПз, температура пласта 20 °С, поверхностное натяжение на границе "вода – нефть" составляло 25 дин/см², вязкость – I сПз.

В качестве насыщающих флюидов были использованы пластовые воды и дегазированные нефти. Вытеснение нефти из модели производили сначала холодной водой с температурой 20 °С, а затем – горячей. Для выявления области температур, в которой вода приобретает свойства растворителя, процесс вытеснения проводился при ступенчатом повышении температуры нагнетаемой воды. Давление

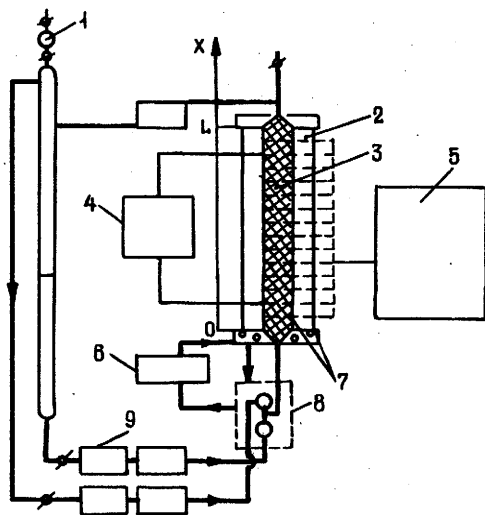


Рис.5.1. Схема лабораторной установки для изучения процесса вытеснения нефти горячей водой в пористой среде: 1 - сепаратор; 2 - полое пространство, заполненное стекловолокном; 3 - пористая масса; 4 - прибор, записывающий напор воды; 5 - запись самописцем температуры и удельных сопротивлений; 6 - термостат; 7 - двойные стеклянные трубки модели; 8 - смеситель; 9 - насосы

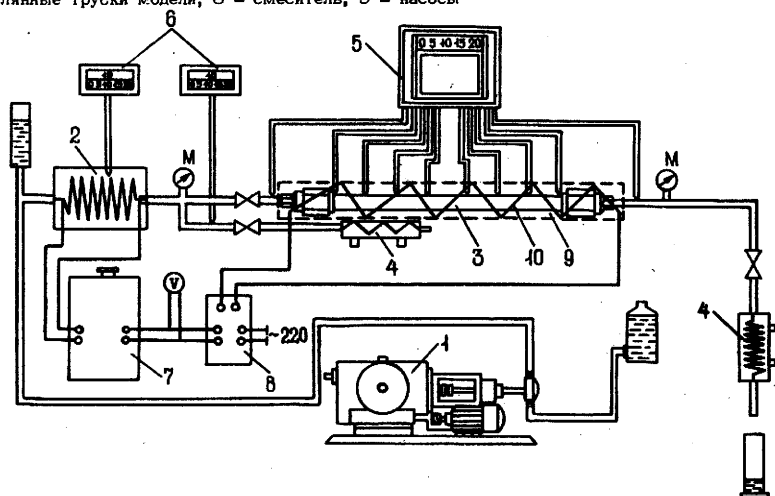


Рис.5.2. Схема экспериментальной установки для исследований по растворению нефти водой: 1 - насос плунжерный НЖР; 2 - спиральный нагреватель; 3 - модель песчаника; 4 - холодильник; 5 - электронный потенциометр ЭПП-09М; 6 - милливольтметр МПШПр; 7 - трансформатор ТС-500; 8 - автотрансформатор; 9 - термопары; 10 - электроспиральный обогреватель модели

на входе модели, равное 21 МПа, поддерживалось постоянным во всех опытах.

Результаты экспериментов показывают, что коэффициенты вытеснения нефти холодной водой изменялись от 42,7 до 48,2 %. Повышение температуры закачиваемой воды до 300 °С для обоих образцов нефти не привело к извлечению дополнительной нефти. При доведении температуры потока воды до 300 – 320 °С начинался интенсивный выход нефти, причем происходила полная промывка песчаника модели. Это указывает на взаимное смещение воды и нефти. В конечном итоге получены весьма высокие суммарные коэффициенты вытеснения (95,5–99,6 %).

Лабораторными исследованиями установлено, что для полного вытеснения нефти водой в условиях пористой среды достаточно применять воду с температурой 300–320 °С при давлении 20–21 МПа.

Авторы работы отмечают, что реализация опытно-промышленного опробывания указанного метода может встретиться с техническими затруднениями, которые можно устранить путем снижения критической температуры растворимости до 250–260 °С. В этом случае можно использовать стандартные теплообменники и стандартное устьевое оборудование.

Проведенные в УкрНИИПНД первые опыты по вытеснению нефти горячей водой с примесью СО подтвердили возможность полного извлечения нефти из пористого образца при температуре 260 °С.

В работе /119/, 1979, рассматриваются экспериментальные исследования по растворению нефти водой, используемой в качестве теплоносителя, в пористой среде песчаника. Для выявления экспериментальным путем термодинамических параметров воды, при которых она может растворить нефть в пористой среде песчаника, в УкрГипроНИИнефти был проведен большой объем лабораторных опытов.

Исследования проводились на экспериментальной установке, схема которой приведена на рис. 5.3. Модель пористой среды песчаника состоит из кожуха (труба диаметром 2,56 см и длиной 70 см в одном варианте и 57 см – в другом) и просеянного кварцевого песка, отмытого от всяких примесей.

Пористость модели песчаника в опытах составляла 28–34 %, а проницаемость – 300–350 мД. Для насыщения пористой среды модели были использованы пластовые воды и нефти горизонта В-1 Прилукского и пласта П₃ Гнединцевского месторождений, а также выгодской залежи Долинского месторождения (для сопоставления).

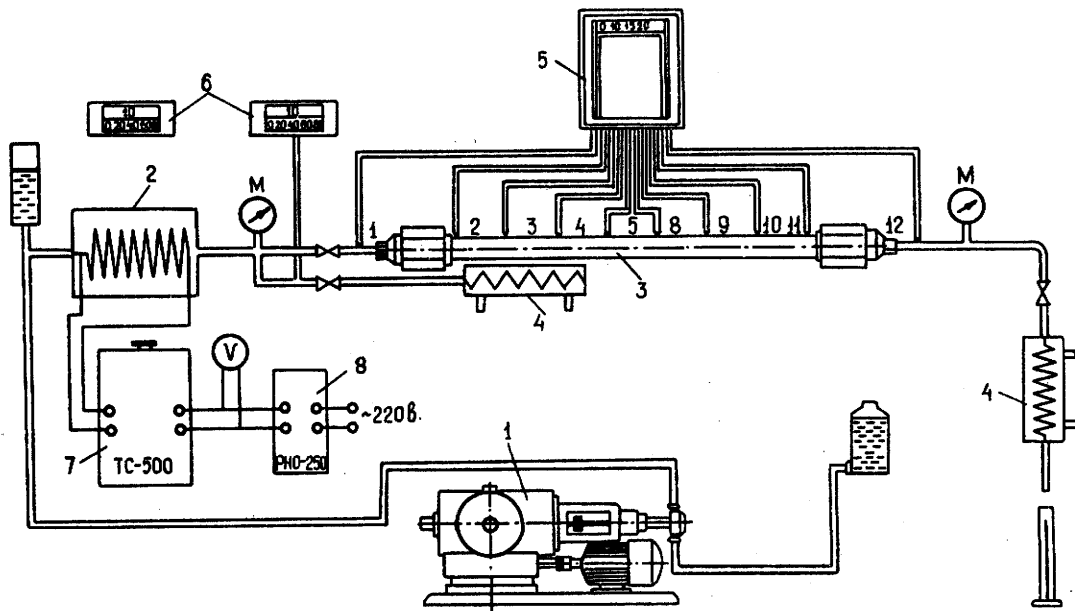


Рис.5.3. Схема экспериментальной установки для взаиморастворения нефти и воды:
 1 - насос плунжерный НЖР; 2 - нагреватель; 3 - пористая среда песчаника; 4 - холодильник; 5 - электронный потенциометр; 6 - милливольтметр; 7 - трансформатор; 8 - автотрансформатор

Расходы при нагнетании ненагретой воды определялись моделированием реального процесса заводнения при режимах 4,8 и 12 см³/мин. Для установления области температур, в которой вода приобретает свойства растворителя, нагнетание осуществлялось при ступенчатом повышении температуры на входе при тех же расходах, что и при обычном заводнении. На поверхности металлического кожуха песчаника был установлен наружный электроспиральный обогреватель модели для предупреждения ухода тепла в окружающую среду; систематически отбирались и замерялись пробы вытесняемой жидкости из модели песчаника.

Анализ результатов опытов показал, что при холодном заводнении нефтей горизонта В-I и выгодской залежи (Долинское месторождение) коэффициент вытеснения нефти составляет 0,42-0,49. При нагнетании воды с параметрами растворителя нефть почти полностью вытесняется. Однако снижение скорости фильтрации теплоносителя приводит к повышению теплотерь. Поэтому для успешного осуществления метода должна быть выбрана оптимальная скорость фильтрации теплоносителя.

Полное вытеснение исследуемых нефтей из пористой среды песчаника водой с температурой 310-320 °С показывает, что происходит взаимное смешение воды и нефти независимо от ее качества. Таким образом, экспериментально установлено, что применяя воду с температурой 300-320 °С при давлении 20-21 МПа, можно вытеснить нефть независимо от ее вязкости.

Лабораторные исследования выявили, что пористая среда существенно не влияет на процесс взаиморастворения системы "вода - нефть", а скорее несколько снижает температуру растворения.

В работе /120/, 1984, описан улучшенный способ извлечения очень тяжелой нефти из коллекторов. Лабораторные экспериментальные исследования, оценивающие использование одновременно двух методов для увеличения нефтеотдачи (закачки растворителя и термического), проводились в две фазы: первая - анализ жидкостей и их взаимодействие; вторая - лабораторные исследования вытеснения на установке, схема которой приведена на рис. 5.4.

Камера для испытания вытеснения паром из пористой среды высоковязких нефтей имела длину 50 см и состояла из внешнего корпуса, выдерживающего давление 12,5 МПа, и внутренней испытательной трубки с очень высокой механической прочностью и внутренним диаметром 7,3 см. Кольцевое пространство между двумя камерами

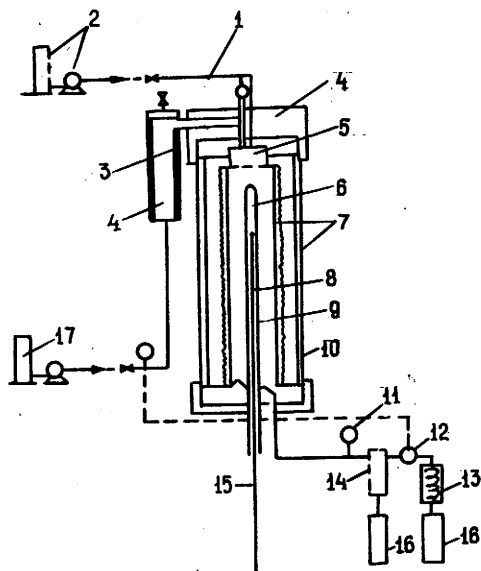


Рис.5.4. Схема лабораторной установки по исследованию процесса извлечения паром высоковязкой нефти: 1 - система задания давления на входе; 2 - система подачи растворителя; 3 - предварительный нагреватель; 4 - изоляция; 5 - термопары; 6 - испаритель; 7 - двойной соосный термический кожух; 8 - нагревательный элемент; 9 - испытательная трубка; 10 - внешняя камера; 11 - система измерения давления на выходе; 12 - регулятор давления с сервоприводом; 13 - конденсатор; 14 - сепаратор высокого давления; 15 - передвижная термопара; 16 - система замера и анализа жидких продуктов; 17 - система подачи воды

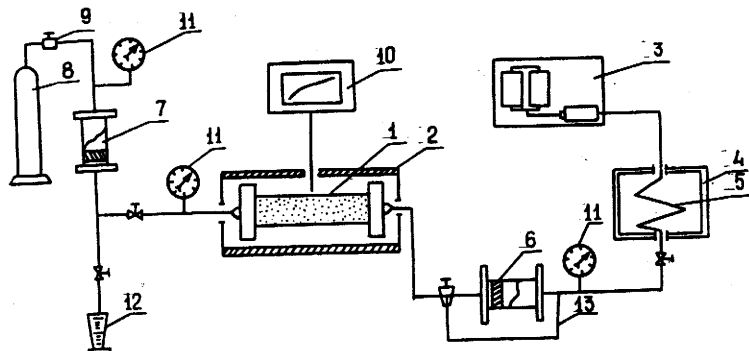


Рис.5.5. Схема экспериментальной установки по исследованию: 1 - кернодержатель; 2 - нагревательная печь; 3 - установка УИПК типа АКМ-Керн для подачи жидкости; 4 - муфельная печь; 5 - теплообменник; 6,7 - емкости с поршневыми разделителями; 8 - баллон с химическим реагентом; 9 - регулировочный вентиль; 10 - потенциометр КСП-4; 11 - манометры; 12 - мерный цилиндр; 13 - байпасная линия

заполнено изолирующим материалом. Пар генерируется на входе камеры.

Первая фаза экспериментов имела основой материал предыдущих исследований совместимости растворителей с нефтями и вязкости смесей сырья нефть - растворитель. Анализ этих работ позволил автору сделать заключение, что совместимость растворителя с нефтью имеет большое значение, что низковязкостные ароматические вещества, хорошо совместимые с нефтями, по-видимому, наиболее пригодны в качестве растворяющих агентов для интенсификации извлечения очень тяжелой нефти. Помимо этого возможно использование для закачки легкой фракции каталитического крекинга нефти. Эти фракция, вязкость которых составляет 3 мм г/с при 20 °С, имеют высокую концентрацию ароматических веществ, причем их стоимость несколько ниже стоимости чистых легких ароматических углеводородов (бензол, толуол или ксилен). Результаты исследований представлены на графиках.

Вторая фаза исследований заключалась в изучении одновременной закачки пара и растворителя. При этом рассматривались три метода закачки названных выше материалов:

закачка всего растворителя до закачки пара;

закачка небольшого количества растворителя для улучшения проницаемости с последующей закачкой небольшого количества растворителя и пара;

одновременная закачка растворителя и пара без предварительной отработки.

Результаты лабораторных испытаний позволили сделать следующие выводы:

закачка определенного объема растворителя до закачки пара значительно сокращает потери напора в пористой среде, содержащей очень тяжелые нефти. Этот эффект наблюдается сразу же после закачки растворителя объемом в 3-4 % PV.

При высокой скорости закачки в пористой среде образуются хорошо выраженные предпочтительные каналы проникновения потока. В некоторых случаях это приводило к заполнению среды горячим флюидом.

При использовании летучих растворителей, закачиваемых вместе с паром, наблюдается увеличение нефтеотдачи и снижение остаточной нефтенасыщенности.

Наилучшие результаты получены с ксиленом.

Для увеличения нефтеотдачи пласта наиболее благоприятным условием будет закачка растворителя объемом свыше 5 % PV .

Исследование внутрипластового горения в сочетании с закачкой растворителя исследовалось на горизонтальной адиабатической модели, в которой длина и внутренний диаметр трубки горения соответственно составляли 210 и 20 см. Испытания на этой модели (описание ее в работе не приводится) позволили заключить, что:

при очень тяжелых нефтях наблюдаются условия очень длительного переходного состояния;

добавление растворителя к очень тяжелой нефти приводит к снижению потерь максимального напора;

благоприятное воздействие растворителя на распространение фронта горения предполагает хорошую совместимость между нефтью и растворителем;

для всех исследуемых нефтей и растворителей не наблюдается значительного влияния закачки растворителя на скорость распространения фронта горения и на количество воздуха, необходимого в условиях высокого давления либо в известняке или в песке;

поведение нефтей при давлении растворителя зависит в значительной степени от состава нефти;

в том случае, когда растворитель благоприятно воздействует на параметры внутрипластового горения, это влияние тем больше, чем больше размер оторочки растворителя; объем оторочки в этих исследованиях составлял 7-20 % от нефти в пласте;

величина плотности полученной нефти ниже ее первоначальной величины, разница между этими величинами выше, чем для обычных нефтей; разница величин плотностей извлеченной нефти и нефти в пласте больше при совместном использовании внутрипластового горения и закачки растворителя,

Результаты экспериментального изучения влияния оторочки обратной водонефтяной эмульсии на механизм вытеснения высоковязкой нефти Усинского месторождения при повышенных температурах и описание лабораторной установки изложены в работе / I21 /, 1988.

Для выявления факторов, влияющих на механизм нефтеотдачи трещинно-порового коллектора с использованием обратных эмульсий, при участии автора работы / I21 / была создана экспериментальная установка для изучения процессов вытеснения из пористых сред,

которая позволяет проводить исследования в широком диапазоне температур (от 393 до 573 К) и давления (от 0,1 до 25,0 МПа). Схема установки представлена на рис. 5.5.

Установка для изучения процессов вытеснения проточного типа изготовлена по известной для подобных исследований схеме. Она состоит из кернодержателя, находящегося в нагревательной печи; системы подачи жидкости в модель пористой среды; теплообменника, через который проходит закачиваемая в модель жидкость; системы подачи химических реагентов; системы контроля и регулирования процесса вытеснения; системы сбора и сепарации выходящей из кернодержателя продукции.

Кернодержатель с моделью пористой среды находится в нагревательной печи, которая позволяет нагревать его до температуры 673 К. Кернодержатель представляет собой цилиндр из нержавеющей стали объемом $160 \times 10^{-6} \text{ м}^3$ с фланцевыми уплотнениями. С целью исключения выноса породы на входном и выходном концах кернодержателя установлены металлокерамические фильтры.

Длина модели пласта составляет 0,8 м, диаметр кернодержателя - 0,02 м. Система подачи жидкости в модель пористой среды состоит из установки УИПК типа "АКМ-кern" и муфельной печи, в которую помещен теплообменник. Основными узлами УИПК являются прессы и емкости высокого давления. Закачка воды осуществляется прессами, которые могут обеспечить подачу воды от 1×10^{-6} до $1 \times 10^{-9} \text{ м}^3/\text{с}$ при рабочих давлениях до 30 МПа. Муфельная печь с помещенным теплообменником позволяет нагревать проходящую через теплообменник жидкость до заданной температуры.

Система подачи химических реагентов включает в себя емкость высокого давления, в которой движется поршень со штоком, позволяющим производить закачку химических реагентов в кернодержатель необходимого объема. Объем емкости высокого давления при нахождении поршня в крайнем "мертвом" положении составляет 0,00011 м^3 .

Система сбора и сепарации выходящей продукции из кернодержателя состоит из сепаратора высокого давления с отбойными тарелками для более полного вытеснения жидкой продукции при отборе проб, баллона высокого давления с воздухом и регулятора давления. Баллон высокого давления с воздухом служит для создания постоянного противодействия на выходе из кернодержателя и поддержания рабочего давления в сепараторе высокого давления.

Система контроля и регулирования процесса вытеснения снабжена регистрирующим температуру по длине кернодержателя потенциометром КСП-4 и образцовыми манометрами, регистрирующими давление на входе и на выходе кернодержателя и в сепараторе.

Изложена методика проведения эксперимента:

1. Подготовка насыпной модели пористой среды и загрузка ее в кернодержатель с равномерной, тщательной набивкой.
2. Опрессовка модели сжатым воздухом из баллона при давлении 10 МПа и определение абсолютной проницаемости пористой среды по воздуху.
3. Вакуумирование пористой среды с использованием вакуум-насоса в течение 3 ч.
4. Нефтенасыщение модели пласта безводной нефтью до 100 %.
5. Выдерживание насыщенной модели при пластовой температуре и давлении до 850 ч для перераспределения и установления в ней давления 0,1 МПа.
6. Установка модели в нагревательной печи.
7. Термостатирование пласта до заданной температуры.

Опыты проводят при заданных температуре и давлении на выходе из модели. Давление в опытах с помощью баллона и редуктора поддерживается постоянным и равным 4,0 МПа. После выхода нагревательной печи на заданный режим нагрева в модель подается оторочка обратной нефтяной эмульсии с минимальной скоростью подачи равной 5×10^{-6} м³/с. После завершения закачки оторочки эмульсии производят подачу в модель вытесняющей жидкости при температуре, равной температуре опыта.

Технологические параметры при проведении экспериментов: расход закачиваемой жидкости - 5×10^{-6} м³/с, удельный объем оторочки эмульсии - 5-20 % от объема пор пласта, температура - 298-473 К. В качестве оторочки используется нефтяная эмульсия, где дисперсной фазой является реагент "белые воды", а дисперсной средой - нефть Усинского месторождения. Объемное содержание фаз в эмульсии принято 50:50. Давление на выходе из установки при проведении экспериментов составляло 4 МПа, нефтенасыщенность пористой среды - 100 %, водонасыщенность - 0 %. Пористая среда моделировалась чистым кварцевым песком с пористостью 35,3 %, проницаемостью 20 мкм⁻², взятым в одном из подмосковных карьеров.

Анализ полученных результатов экспериментов выявил зависимость коэффициента вытеснения от удельного объема оторочки эмульсии и температуры, а также изменение перепада давления в модели пласта в процессе вытеснения нефти. Доказана эффективность применения щелочных микроэмульсионных реагентов для создания на их основе нефтяных дисперсных систем.

В работе / 122 /, 1988, описаны результаты изучения процесса вытеснения тяжелой нефти паром с применением модели пласта. Была изготовлена экспериментальная установка для физического моделирования процессов в условиях создания вакуума. На основе подобия двум блокам (6 и 9) нефтяного месторождения Келамей построены масштабированные модели, на которых проведено несколько серий имитационных экспериментов.

На обоих блоках продуктивный пласт небольшой толщины 13 м насыщен нефтью с вязкостью (430-3300 МПа.с) и довольно низкой плотностью (0,91-0,92 г/см³). Экспериментальным путем исследовалось влияние скорости нагнетания пара на нефтеотдачу и определялось нефтепаровое отношение. Находили зависимость этих показателей от качества закачиваемого пара. Определялись эффект расположения перфорационных отверстий и эффект начальной нефтенасыщенности. В работе описываются результаты проведенных исследований.

В работе / 98 /, 1988, приведены результаты исследования тепловой стойкости и применения эмульсий в качестве блокирующих агентов при закачке пара в пласт.

Использование пара для извлечения нефтеотдачи пласта ведет к образованию каналов в высокопроницаемых зонах однородных коллекторов и к снижению извлечения нефти. Предотвратить это можно применяя микроэмульсии "нефть в воде" в качестве блокирующих агентов. Этот метод увеличения нефтеотдачи пласта интенсивно исследуется в течение нескольких лет. В данной работе рассматривается:

выбор типа и концентрации ПАВ для создания и удержания устойчивых промысловых нефтяных эмульсий путем анализа капли и pH эмульсии;

исследование способности устойчивой эмульсии блокировать высокопроницаемые каналы, создаваемые паром в однородной безмасштабной лабораторной модели.

В качестве материала исследования были взяты тяжелые нефти месторождения Ллойдминстер (Lloydminster) и Праймроуз (Primrose) в Канаде. Вязкость и плотность ллойдминстерской нефти соответственно составляли 10000 сПз при 22,5 °С и 0,9738 г/см³; праймроузской нефти - соответственно 45700 сПз и 0,9949 г/см³.

В качестве ПАВ были использованы:

неионногенное вещество Тритон X-100 с плотностью 1,065 г/см³; анионногенное вещество Виста-250 со средним молекулярным весом 240.

Эмульсии приготавливались с концентрацией ПАВ 25, 50, 100, 300, 700, 1200, 2000 и 5000 частей на миллион. Тепловая стойкость эмульсий испытывалась при 25, 75, 125, 175 и 225 °С в течение 1 ч. Для изготовления модели пласта был использован кремнистый песок с размером зерен от 130 до 233 мкм и от 370 до 833 мкм. Схема экспериментальной установки показана на рис. 5.6.

Пар закачивался в песок с высоким нефтенасыщением при 200 °С и 138 МПа. Эмульсия создавалась в модели до прорыва пара, который происходил, как правило, при 2,5-3,0 порового объема от общего присизведенного флюида. После закачки эмульсии в объеме 4 порового объема она повторилась. Блокирование сохранилось и фронт пара удерживался в керне.

Нефть из месторождения Ллойдминстер, добавленная в эмульсионную смесь, извлекалась в количестве 14,6 % сверх 77,5 % нефти, извлеченной при первичной закачке пара. Это составляет 65 % извлечения остаточной нефти в модели после первичной закачки пара, т.е. 6,31 % конечного остаточного нефтенасыщения. Нефть из месторождения Праймроуз извлекалась в меньшем количестве - 66,8 %.

Нефтеотдача после первичной закачки ллойдминстерской и праймроузской нефтей составила 72,9 % соответственно, суммарная нефтеотдача с последующей закачкой пара - 82,6 и 63,4 % соответственно.

Таким образом, конечная нефтеотдача при порционной закачке эмульсии с последующей закачкой пара оказалась выше по сравнению с совместной закачкой эмульсии и пара для обеих нефтей. Это, по-видимому, является результатом более высокой подвижности пара, который вытесняет эмульсию из более проницаемых каналов при совместной их закачке.

Испытания показали, что улучшить нефтеотдачу из однородных нефтяных пластов можно путем закачки партии микроэмульсии с последующей закачкой пара, направляя его в ранее незатронутые зоны пористой среды. Авторы этой статьи полагают, что данный процесс может найти потенциальное применение в нефтяных (тяжелая нефть) коллекторах с подошвенной водой, а также в стратифицированных или однородных коллекторах, и делают следующие выводы:

Оптимальная стабильность эмульсий была достигнута для тяжелых нефтей месторождений Ллойдминстер и Праймроуз с помощью ПАВ Виста-250 при концентрации 50-300 частей на миллион и температурах до 175 °С.

Применение эмульсии "5 % нефти в воде", стабилизированной с помощью ПАВ ВИСТА-250 при концентрации 100 частей на миллион, оказалось эффективным в случае блокирования высокопроницаемых каналов в однородной безмасштабной лабораторной модели, предварительно обработанной паром для получения остаточной нефтенасыщенности.

В работе / 123 /, 1989, описано исследование увеличения нефтеотдачи третичным методом (за счет закачки газа) из обводненных пластов на физической модели. Описан механизм течения трехфазного потока в физической модели с учетом различных геологических особенностей. Проанализированы миграция и вертикальное распределение газа, нефти и воды, определяемые гравитационными вязкостными и капиллярными силами. Выявлено, что эффективность закачки газа зависит от геологических особенностей модели пласта нефти и от газожидкостного фактора на концах модели.

Рассмотрена также более полная физическая модель и некоторая техника проведения исследований трехфазных потоков. Отмечается хорошее совпадение результатов экспериментов на физических и компьютерных моделях, получена ценная информация для реализации опытного проекта закачки газа на нефтяном месторождении Дацин в Китае.

В работе / 124 /, 1990, приведены результаты экспериментального изучения влияния температуры на газоотдачу неоднородных пористых сред.

Схема лабораторной установки аналогична приведенной в работе / 21 /. Длина модели пласта 1 м, диаметр 0,05 м. Для создания пористой среды использован кварцевый песок из подмосковного

карьера. С целью получения различных проницаемостей добавлялись разные фракции этого же песка. Рассмотрены два вида неоднородности пористой среды: слоисто-неоднородная и зонально-неоднородная.

При слоистой неоднородности проницаемость пористой среды изменялась по мощности, а при зональной неоднородности – по площади. Во всех опытах существовала гидродинамическая смесь между зонами и пропластками. В результате исследования установлено, что с увеличением температуры газоотдача слоисто-неоднородной и зонально-неоднородной моделей пласта уменьшается; при одной и той же газонасыщенности с увеличением температуры продолжительность безводного периода вытеснения газа водой возрастает; в одинаковых условиях продолжительность безводного периода вытеснения газа водой из зонально-неоднородной модели пласта несколько больше, чем период вытеснения из слоисто-неоднородной.

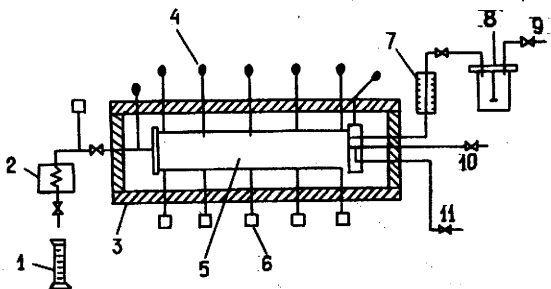


Рис. 5.6. Схематическая модель для закачки системы "пар - эмульсия": 1 - градуированный цилиндр; 2 - конденсатор; 3 - изоляция; 4 - термодатчики; 5 - держатель; 6 - датчики давления; 7 - нефтяная ванна с подогревом; 8 - смеситель эмульсии; 9 - поршневой насос-регулятор; 10 - закачка пара; 11 - сброс конденсата

6. УСТАНОВКИ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

Методы добычи нефти с применением внутрипластового горения (ВПГ) основаны на способности углеводородов (нефти) вступать в реакцию с кислородом, сопровождающую выделения больших количеств тепла. Генерирование тепла непосредственно в пласте позволяет устранить технические проблемы и потери тепла, возникающие при генерировании его на поверхности и доставке к пласту путем нагнетания в него теплоносителей. На эффективность добычи нефти этим методом влияют следующие параметры: начальная водонасыщенность, абсолютная проницаемость, пористость и мощность нефтеносного пласта, остаточная нефтенасыщенность, плотность нефти и объем нагнетаемого воздуха.

Тепловые потери в окружающие породы оказывают большое влияние на температуру зоны горения, поэтому минимальная мощность пласта, необходимая для формирования стабильной зоны горения, определяет предельную мощность пласта для осуществления процесса внутрипластового горения. В мировой практике все большее применение получает метод влажного горения.

Сущность влажного горения заключается в том, что закачиваемая наряду с воздухом в определенных количествах вода, испаряясь в окрестности фронта горения, переносит генерируемое тепло в область впереди него, в результате чего в этой области развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей водой.

Процесс внутрипластового парогенерирования в значительной мере определяет механизм вытеснения нефти из пластов в случае применения метода влажного внутрипластового горения. Процесс влажного горения целесообразно вести с максимально возможными значениями водовоздушного фактора. В ряде опубликованных работ по данной проблеме авторы не приводят принципиальных схем лабораторных установок, описаний моделей, методологию подготовки и проведения экспериментов /126-128/.

В работе /129/, 1971, описывается конструкция экспериментальной установки по исследованию процесса внутрипластового горения и методика работы на ней. В качестве примера приводится

конструкция установки УВГ-1500, разработанная во ВНИИ, и методика работы на ней. Принципиальная схема УВГ-1500 показана на рис. 6.1.

Модель пласта представляет собой толстостенный кожух диаметром 170 мм, внутрь которого помещена тонкостенная труба диаметром 82 мм с толщиной стенки 0,3 мм. Длина внутренней трубы, в которой и осуществляется процесс внутрипластового горения, составляет 1500 мм. Для снижения теплопотерь в пласте межтрубное пространство заполняется теплоизолирующим материалом — вермикулитом. Вдоль оси тонкостенной трубы помещен термодатчик из нержавеющей трубки диаметром 6 мм и толщиной стенки 0,2 мм. В термодатчике находится подвижная термопара для замера температуры по длине пласта. Кроме подвижной термопары, которой можно измерить температуру в любой точке модели пласта по ее оси, имеется ряд стационарных термопар, установленных на внешней поверхности тонкостенной трубы.

С целью сокращения времени и трудоемкости работ при подготовке опытов, все основные узлы обвязки смонтированы в специально сконструированном и изготовленном щите управления. Все подготовительные работы для проведения опыта сводятся в основном к сборке модели пласта. Иницирование горения производится с помощью электронагревателя, мощность которого можно регулировать с помощью ЛАТРов и амперметров, установленных на щите управления.

В работе описан порядок подготовки к проведению опытов на экспериментальной установке УВГ-1500. Для получения модели пласта заданной проницаемости подбираются фракции пористой среды. Модель пласта заполняется рассчитанной смесью небольшими порциями (для равномерного перемешивания компонентов) и равномерно уплотняется. После заполнения модель пласта закрывается фланцами, устанавливается в обжимную трубу и производится окончательный монтаж и соединение ее с помощью обвязки со щитом управления.

Излагается методика работы на установке УВГ-1500.

Результаты анализа выходящих газов, которые в процессе опыта записывались на диаграмме хроматографа, сводятся в отдельную таблицу, определяется процент CO_2 , O_2 и CO и их объем в выходящих газах. Определяется количество воды, закачанной в модель пласта

в ходе опыта. Приводится также порядок определения основных экспериментальных показателей влажного горения.

В работе / 130 /, 1974, приводятся результаты экспериментального изучения ВПГ, проведенного в адиабатических условиях с закачкой водовоздушных смесей в 12-ти образцах сырых нефтей с плотностью от 0,788 до 1 г/см³ в заводненных и незаводненных песках при давлениях от 6,89 до 13,79 МПа. Количество воздуха, требуемого для влажного внутрипластового горения, всегда было меньше, чем для сухого внутрипластового горения и уменьшалось в некоторых случаях более, чем на 50%. Аналогичные результаты были получены для различных нефтей. Схема лабораторной установки показана на рис.6.2.

Эксперименты были выполнены в почти адиабатических огневых трубах, подобных используемым другими авторами. Трубы были изготовлены из нержавеющей стали марки 310 с толщиной стенки 0,06 см и внутренним диаметром 5,44 см. Для высокого давления использованы трубы длиной 81,3 см, для низких давлений - 66,0 см. Трубы заполнялись песком с размером частиц менее 0,08 см, пористостью 40%, проницаемостью 10 Д. Трубы были окружены обогревателем вдоль их длины, чтобы уменьшить потери тепла и работали в вертикальном положении.

На основании анализа экспериментов авторами сделаны следующие выводы:

Для процесса влажного внутрипластового горения при всех соотношениях воды к воздуху и давлениях 0; 6,9; 13,8 МПа потребность в воздухе на единицу объема пласта меньше, чем для процесса сухого внутрипластового горения.

Вода не влияет на максимальную температуру горения (воспламенения) при низких соотношениях воды к воздуху в процессе закачки.

Для проектирования процесса влажного внутрипластового горения в конкретном пласте необходимо провести эксперименты на огневых трубах при условиях, близких к этому пласту.

В работе / 131 /, 1974, рассматривается проблема использования внутрипластового очага горения при разработке нефтяных месторождений. Была проведена серия лабораторных исследований, в ходе которых образцы пористой породы, пропитанные нефтью,

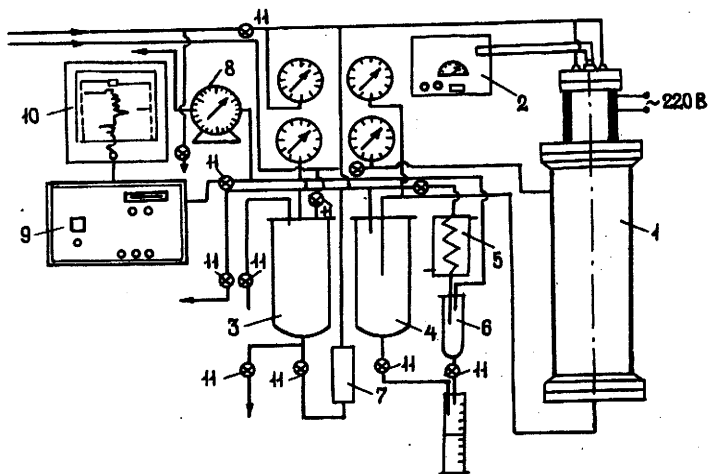


Рис.6.1. Схема лабораторной установки УВГ-1500: 1 - модель пласта; 2 - потенциометр ПП-63; 3 - емкость для воды; 4 - сепаратор высокого давления; 5 - холодильник; 6 - сепаратор нормального давления; 7 - дозирующее устройство; 8 - газовый счетчик; 9 - хроматограф; 10 - электронный потенциометр ЭПП-09-10; 11 - краны (вентили)

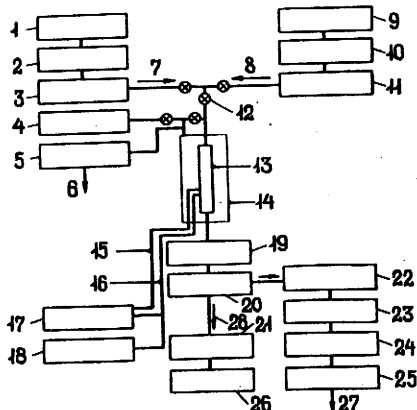


Рис.6.2. Схема экспериментальной установки для исследования внутрипластового горения: 1 - подача сухого воздуха с регулированием давления; 2 - ротаметр; 3 - игольчатый клапан; 4 - подача гелия; 5 - регулятор противодействия; 6 - сброс; 7 - воздух; 8 - вода; 9 - градуированная емкость; 10 - насос Лэппа; 11 - регулятор противодействия; 12 - клапан; 13 - трубка для горения; 14 - аппарат высокого давления; 15 - спираль нагревателя; 16 - контакты термопары; 17 - регулятор температуры; 18 - самописцы датчика температуры; 19 - регулятор противодействия; 20 - жидкость; 21 - сборник жидкости; 22 - индикатор; 23 - осушитель; 24 - хроматограф; 25 - газовый счетчик; 26 - центрифуга; 27 - сброс; 28 - жидкость

продувались воздухом и нагревались до разных температур, близких к температурам, которые испытывал (в зависимости от времени) элемент объема залежи при приближении фронта внутрипластового очага горения.

На рис.6.3. представлена схема экспериментального оборудования, которое использовалось во Французском институте нефти при проведении этих исследований. Оно позволяет нагревать испытываемый образец до 500°C по линейной программе в зависимости от времени (скорость нагрева: $50-100^{\circ}\text{C} / \text{ч}$), аналогично тому, как это происходит при методе дифференциального теплового анализа. Термопары, помещенные внутри массива, позволяли наблюдать тепловой эффект химических реакций, а течение этих реакций исследовалось с высокой точностью благодаря непрерывному анализу состава выделяющихся газов.

Результаты лабораторных испытаний дают ценную информацию: при горении в режиме противотока пористая среда, насыщенная нефтью, нагревается при наличии течения воздуха;

при горении в режиме совместного потока пористая среда, включающая пластовую нефть, нагревается при наличии течения газа, содержащего небольшое количество кислорода или вовсе его не содержащего.

Испытания на распространение фронта горения в режиме противотока были проведены в лаборатории, а их результаты были интерпретированы с помощью числовой модели. Скорость фронта горения непосредственно связана со скоростью окисления нефти. Влияние рабочих условий на скорость и температуру фронта горения представлено на рисунке. Экспериментальные кривые сопоставляются с результатами, полученными на числовой модели. Скорость распространения фронта горения и его температура возрастают с увеличением скорости течения нагнетаемого воздуха.

Нефть, которая не сгорает и не улавливается в массиве в результате рекомендаций, рекупируется; в лабораторных условиях коэффициент нефтеотдачи составляет 40-70% при атмосферном давлении; наименьший коэффициент нефтеотдачи имеет место при повышенном давлении.

На рис.6.4 представлена схема горизонтальной камеры с двойной оболочкой, изготовленной во Французском институте нефти и предназначенной для исследования внутрипластового горения в режиме совместного потока в лабораторных условиях.

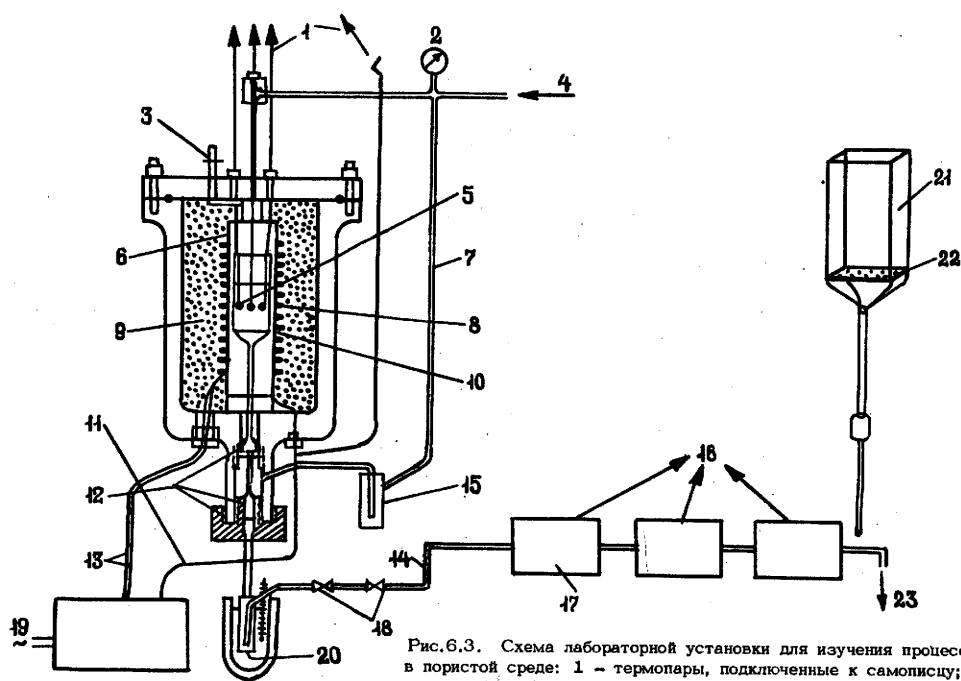


Рис.6.3. Схема лабораторной установки для изучения процесса горения с окислением в пористой среде: 1 - термопары, подключенные к самописцу; 2 - манометр; 3 - разрывной диск; 4 - устройство подачи воздуха или азота; 5 - измерительные термопары; 6 - печь; 7 - компенсационная камера; 8 - регулировочные термопары; 9 - изоляционная набивка; 10 - ячейки; 11 - регулировочная термопара; 12 - уплотнительные кольца; 13 - система питания печи; 14 - расходомер; 15 - буферная емкость; 16 - выход к самописцу; 17 - анализаторы CO , CO_2 и O_2 ; 18 - расширительные (дрессельные) клапаны; 19 - программное регулирование; 20 - ловушка (-20°C); 21 - ячейка; 22 - фриттированная пластина; 23 - линия на выброс

Модель представляет собой трубу с наружной оболочкой. Наружная оболочка выдерживает рабочее давление до 10 МПа. Во внутренней тонкостенной трубе происходил процесс горения. Кольцевое пространство между этими двумя трубами заполнено азотом под давлением, равным давлению нагнетания воздуха. Сама труба имеет длину 2,1 м, диаметр — 20 см и окольцована 17 нагревательными элементами в виде хомутиков, которые включаются под напряжением оператором, когда требуется компенсировать тепловые потери. Воспламенение производится от сопротивления, намотанного на одном конце трубы.

Термопары на оси и на стенках трубы позволяют следить за развитием и течением процесса горения. На хроматографе производятся отборы проб газа на жесте. Замеряются количества получаемых нефти и воды и определяются их главные параметры (плотность, вязкость, кислотность).

Таким образом, способ добычи нефти методом внутрипластового горения является одним из рекомендуемых методов для разработки крупных запасов углеводородов, содержащихся в битуминозных или нефтяных песках и даже в керогенных сланцах.

В работе /132/, 1975, описывается экспериментальная установка для исследования процесса горения в пористой среде, схема которой представлена на рис.6.5.

При осуществлении процесса внутрипластового влажного горения величина коэффициента вытеснения зависит от количества выгоревшего в зоне горения коксового остатка, остаточной нефтенасыщенности в зоне насыщенного пара и соотношения зон прогрета в конце процесса.

Продвижение зон горения и насыщенного пара в процессе эксперимента контролируется по показаниям термопар. Размеры этих зон в конце процесса определяются визуально после вскрытия модели, а остаточная нефтенасыщенность — путем анализа проб пористой среды, взятых из различных участков пласта. Эти определения используются также для оценки коэффициента охвата пласта по площади и мощности.

По текущим замерам объема выходящих газов и по результатам анализа его состава (содержанию кислорода, окиси и двуокиси углерода) определяются количество сгорающего топлива в единице объема породы, потребность воздуха и кислорода на его выжигание, ко-

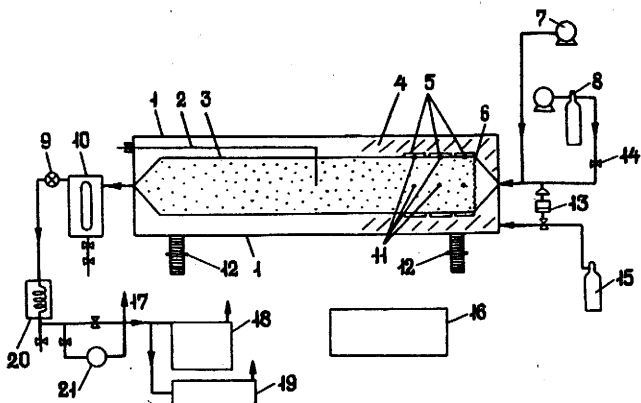


Рис.6.4. Схема горизонтальной камеры с двойной оболочкой для исследования внутрипластового горения в лабораторных условиях: 1 - внешняя оболочка; 2 - линия отбора проб; 3 - жаровая труба; 4 - изоляция; 5 - нагревательные элементы; 6 - воспламенитель; 7 - воляной насос; 8 - подача воздуха; 9 - регулятор давления; 10 - сепаратор высокого давления; 11 - термопары; 12 - ротационная система; 13 - регулятор дифференциального давления; 14 - акустическая горловина; 15 - линия подачи азота; 16 - самописцы датчики температуры; 17 - линия сброса; 18 - анализатор O_2 , CO , CO_2 ; 19 - хроматограф; 20 - конденсатор; 21 - расходомер

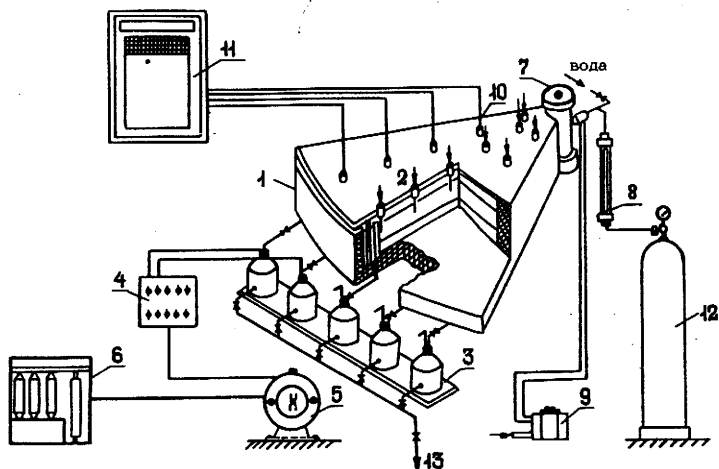


Рис.6.5. Схема лабораторной установки для исследования процесса горения в пористой среде: 1 - радиальная модель; 2 - модельные скважины; 3 - градуированная емкость; 4 - распределительный шток; 5 - газовый счетчик; 6 - хроматограф ЛХМ 8 МД; 7 - запальное устройство; 8 - ротаметр (счетчик объема воздуха); 9 - резервуар с нефтью; 10 - хромель-копелевые термопары; 11 - потенциометр с самописцем; 12 - баллон с воздухом; 13 - слив нефти

эффективность использования кислорода и другие показатели внутрипластового горения.

Для переноса результатов лабораторных исследований на реальный пласт необходимо соблюдение определенных критериев подобия. Были определены параметры лабораторного исследования процесса горения для условий Арланского месторождения, где был начат промышленный эксперимент по влажному внутрипластовому горению.

Авторы отмечают, что результаты проведенных лабораторных исследований дадут возможность более полно интерпретировать механизм внутрипластового горения, а также получить необходимые исходные параметры для проектирования разработки месторождений северо-западного района Башкирии с применением внутрипластового горения.

В работе /119/, 1979, описаны экспериментальные исследования по горению нефти малой вязкости. Для проведения лабораторных опытов по созданию очага горения и перемещения фронта горения в пористой среде песчаника была разработана и изготовлена специальная установка, которая позволяет проводить исследования при давлениях до 20 МПа. Схема этой установки показана на рис.6.6.

Модель пористой среды песчаника состоит из кожуха диаметром 76 мм и длиной 1500 мм в виде трубы из нержавеющей стали, плотно набитой отсеянным и очищенным песком.

Электрозажальное устройство изготовлено из перфорированной стальной трубки (нержавеющая сталь) диаметром 5-7 мм и длиной 150 мм, на которую навивается нихромовая спираль. Запальное устройство питается и регулируется от трансформатора РНО-250-10.

По всей длине модели пористой среды на трубном кожухе (расстояние 100-150 мм друг от друга) сварены штуцеры, в которые вставлены гильзы-карманы для хромель-алюмелевых термопар. Показания термопар фиксируются многоточечным электронным потенциометром ЭПН-09М1. Штуцеры смонтированы так, чтобы иметь возможность вместе с отборами выходящих газов и жидкости одновременно замерять температуру и перепады давления в зоне горения по всей длине модели.

Воздух и газ в модель подаются от компрессоров высокого давления, используемых на экспериментальном участке для промышленных исследований. Через определенные промежутки времени замеряются и фиксируются данные об исследуемой нефти, расходе и давлении

нии нагнетаемых воздуха и газа, распределении температуры по длине модели, количестве вытесняемой нефти и воды, а также выходящем газе, его составе, температуре вспышки газовой смеси, времени процесса по интервалам модели для определения скорости перемещения горения.

Модель пористой среды набивается песком разной фракции ямненского горизонта Сходницкого месторождения. Она уплотняется до пористости 20–25% и проницаемости 600–1000 мД.

Лабораторные исследования проводились по следующей последовательной схеме выполнения операций: подготовка модели, определение пористости, проницаемости связанной воды и остаточной нефти; повышение температуры пористой среды в зоне электрозапала до 600–700 °С, последующее нагнетание газовой смеси; установление режима воспламенения газовой смеси сопровождается скачком температуры до 700–900 °С, изменение коэффициента избытка воздуха приводит к перемещению горения по модели; исследования качественного и количественного состава выходящих газов для определения устойчивости горения в модели; при устойчивом горении газовой смеси при насыщении пористой среды нефтью горючий газ как дополнительное топливо отключается, и процесс перемещения горения осуществляется вследствие сжигания тяжелых фракций маловязкой нефти.

В результате экспериментальных исследований были выявлены следующие зависимости: температуры воспламенения газовой смеси от расхода и давления при создании и перемещении фронта горения; распространения температуры от времени и давления нагнетания окислителя; скорости перемещения фронта горения от расхода воздуха и давления нагнетания газовой смеси; вытеснения нефти от параметров процесса; изменения качественного состава выходящих газов при сжигании газовой смеси и продуктов нефти.

На основе обобщения результатов экспериментальных исследований по горению в работе сделаны следующие выводы:

В модели пористой среды песчаника, содержащей нефть малой вязкости (до 10 сПз), на начальной стадии горение можно инициировать с помощью газовой смеси. Перемещение горения по направлению фильтрации потока происходит при коэффициенте избытка воздуха менее 0,7.

Маловязкая нефть типа сходницкой, подвергаясь низкотемпературному окислению при температуре до 200 °С, выделяет тяжелые

остатки в виде кокса для поддержания и перемещения горения без последующей подачи газа.

В модели пористой среды песчаника, насыщенной маловязкой нефтью, можно также создать фронт влажного горения и осуществить его перемещение с меньшим расходом воздуха, чем при сухом горении.

Работа /133/, 1986, описывает лабораторные опыты в трубной модели путем создания очага горения при одинаковом соотношении "воздух-вода" с различными типами нефтей. Результаты опытов использованы авторами для обобщения зависимости "объем выгораемого коллектора - нефтеотдача" при помощи разработанного ими метода.

Для любого типа нефти могут быть определены изменения во времени процесса добычи нефти и нефтеотдачи в зависимости от темпа и объема закачки воздуха.

Работа / 134 /, 1987, представляет исследование процесса создания фронта горения химическими методами. В результате химических реакций одних веществ с другими выделяется большое количество тепла, что приводит к повышению температуры на забое скважины, и, в свою очередь, обеспечивает высокую скорость окисления нефти.

Для исследования процесса иницирования горения с помощью тепла экзотермической химической реакции была создана специальная лабораторная установка, позволяющая выбрать композицию веществ и экспериментально определить экзотермический эффект в результате реакции веществ между собой. Принципиальная схема установки показана на рис.6.7.

Кернодержатель установки выполнен из фторопласта-4, что позволяет проводить исследования при температуре до 523 К. Он представляет собой трубу с внутренним диаметром 4,2 см, внешним 5,2 см, длиной 20 см. Кернодержатель помещен в теплоизолирующую оболочку, изготовленную из стекловаты. Химические реагенты закачиваются в модель с помощью насоса или же смешиваются с пористой средой. Воздух подается из баллона с заданным расходом. Анализ газообразных продуктов осуществляется на хроматографе.

Методика проведения работы заключается в следующем:

I. Кернодержатель, заполненный нефтенасыщенной пористой средой, помещается в термоизолирующую оболочку и подсоединяется к водной и выкидной линиям.

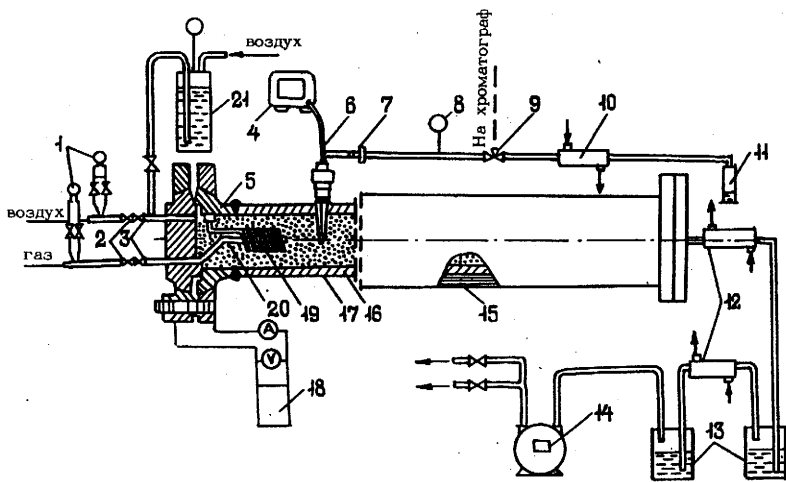


Рис.6.6. Схема экспериментальной установки для исследования горения газовоздушной смеси и нефти в пористой среде песчанника: 1 - расходомеры; 2 - обратные клапаны; 3 - вентили регулирующие; 4 - электронный автоматический потенциометр ЭПП-99м; 5 - токоотвод; 6 - гильза термпарная; 7 - штуцер для отбора проб; 8 - манометр технический; 9 - вентиль; 10 - холодильник для отбираемой пробы; 11 - измерный сосуд; 12 - водяной холодильник для извлекаемой нефти; 13 - сепараторы - измерные емкости; 14 - газовый счетчик; 15 - теплоизолирующий слой; 16 - корпус модели песчанника; 17 - пористая среда песчанника; 18 - трансформатор РГО-250-10; 19 - электрозапал из нихромовой спирали; 20 - перфорированная газовая трубка; 21 - сосуд для подачи воды при влажном горении

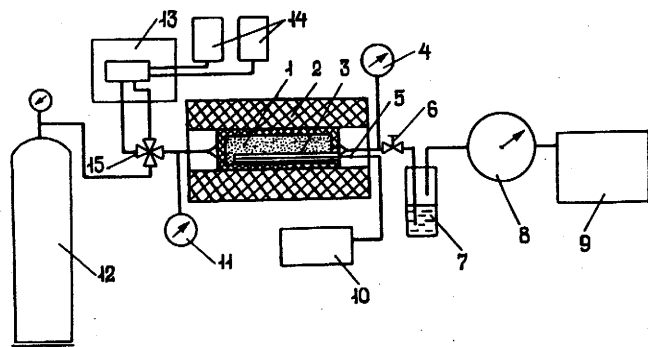


Рис.6.7. Схема экспериментальной установки для исследования процесса ингибирования горения с помощью химических реагентов; 1 - кернодержатель; 2 - термоизолирующая оболочка; 3 - кожух термпары; 4,11 - манометры; 5 - термпары; 6 - регулировочный вентиль; 7 - сборник жидких продуктов реакции; 8 - газовый счетчик; 9 - хроматограф ЛХМ-8МД; 10 - потенциометр КСП-4; 12 - баллон с воздухом; 13 - дозировочный насос; 14 - емкости для химических реагентов; 15 - сливной вентиль

2. Термопара размещается в начале кожуха, что дает возможность регистрировать температуру на входе в модель.

3. Насосом начинают последовательную закачку в модель химических реагентов. Количество реагентов определяют, исходя из стехиометрического уравнения реакции.

4. В процессе закачки реагентов в модель следят за изменением температуры в кернодержателе. После окончания закачки входной вентиль закрывается и передвижением термопары определяется зона максимальной температуры в модели.

5. После стабилизации температуры в модели на одном (максимальном) уровне начинают закачку воздуха из баллона с расходом 10 нм и давлением 0,25 МПа. В процессе закачки воздуха с помощью шприца отбираются пробы отходящих газов. Анализ проб газа производится на хроматографе. По содержанию кислорода в отходящих газах и расходу воздуха определяется скорость реакции нефти с кислородом.

6. По результатам эксперимента и расчетов по формуле Тадема-Вайдема определяют время создания фронта горения.

В работе / 135 /, 1987, рассматривается экспериментальное определение технологических параметров внутрипластового горения. Для проведения экспериментов использовалась лабораторная установка МИНГ, принципиальная схема которой приведена на рис.6.8.

Основной узел установки - модель пласта для изучения процесса внутрипластового горения показана на рисунке (см.приложение). Модель состоит из толстостенной трубы - кожуха, в которой размещена тонкостенная труба-кернодержатель. Внутренний диаметр кожуха составляет 170 мм, а толщина стенки 10 мм. Тонкостенная труба выполнена из стали IX18N10T и имеет длину 1500 мм, внутренний диаметр 94 мм при толщине стенки 0,8-0,9 мм. В межтрубном пространстве данной конструкции размещены асбестоцементные кольца, посаженные с натягом по внешней поверхности тонкостенной трубы и внутренней поверхности кожуха. Такая посадка позволяет передать возникающие под действием давления в стенке кернодержателя нагрузки на толстостенный кожух и избежать деформации тонкостенной трубы.

За пределы кожуха выступает продолжавшее тонкостенную трубу запальное устройство, состоящее из лишенной теплоизоляции трубы, на которой размещен электронагреватель. Система подачи в модель

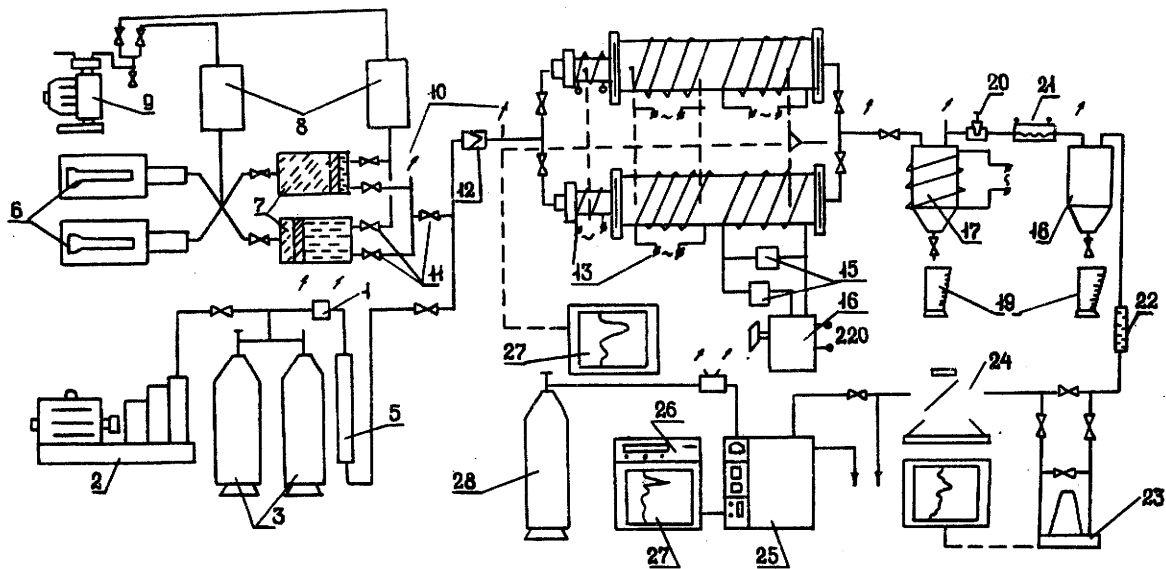


Рис.6.8. Схема экспериментальной установки по изучению внутрипластового горения:
 1 - модели пласта; 2 - компрессор высокого давления; 3 - баллоны воздушные; 4 - регулятор давления; 5 - масляный фильтр; 6 - прессы; 7 - коктейнеры; 8 - емкости; 9 - вакуумнасос; 10 - манометры образцовые; 11 - вентили; 12 - обратный клапан; 13 - электронагреватели; 14 - термпары; 15 - электроизмерительные приборы; 16 - автотрансформатор; 17,18 - сепараторы высокого давления и низкого давления; 19 - мерник; 20 - регулятор давления; 21 - холодильник; 22 - осушитель; 23 - дифференциальный манометр; 24 - газовый счетчик; 25 - хроматограф; 26 - интегратор; 27 - потенциометр; 28 - баллон аргонный

воздуха включает в себя электрокомпрессор АК2-150М, ресиверные баллоны высокого давления и регулятор давления. Система обеспечивает непрерывное поступление в модель заданного количества окисляющего агента - воздуха при требуемом давлении в диапазоне от 0 до 10 МПа.

При проведении опытов по изучению влажного внутрипластового горения для подачи воды в кернодержатель используется установка УИПКТУ - "кern". Прессы установки позволяют осуществлять как равномерную, так и импульсную подачу воды в кернодержатель в диапазоне расходов от 10^{-3} см³/с до 1,0 см³/с при рабочих давлениях от 0 до 30,0 МПа. Воздух и вода смешиваются в гребенке перед входом в модель.

Из кернодержателя образовавшаяся нефтегазовая смесь поступает в систему сепарации, сбора продукции и отбора проб. В эту систему входят рассчитанный на давление до 20,0 МПа обогреваемый сепаратор высокого давления, конические ловушки, сбросовые вентили и мерные емкости. В сепараторе высокого давления основная часть жидкости отделяется от газа и накапливается в конической ловушке, откуда через сбросовый вентиль сливается в мерную емкость. Затем газ поступает в сепаратор низкого давления, где освобождается от остатков жидкости при давлении, близком к атмосферному. Система хроматографии включает в себя хроматограф "Хром-5, который связан с самопишущим потенциометром и интегратором, а также газоанализатор ГХП-3М. Эти приборы позволяют систематически определять концентрацию C_2 , CO_2 , CO , N_2 , H_2 , CH_4 в выходящих газах.

Система регулирования и контрольно-измерительных приборов включает: дифференциальный манометр, связанный с самопишущим прибором КСД-2 и газообразных агентов; образцовые манометры, посредством которых осуществляется контроль за давлением в различных узлах установки; вентили, рассчитанные на рабочее давление до 15 МПа и температуру 150 °С и регулирующие давление и расход. Амперметры, вольтметры и регуляторы напряжения служат для контроля и регулирования силы тока и напряжения, а следовательно, и температуры, в нагревательных элементах и запальном устройстве модели. Информация от термопар, размещенных под нагревательными элементами и в термопарном стволе, расшифровывается и записывается многооточечными потенциометрами КСП-4. Системы установки смонтированы

стационарно и собраны в единый блок, все регулирующие вентили, регуляторы напряжения, записывающие и контрольно-измерительные приборы выведены на единую панель управления.

Подготовка и проведение эксперимента начинается с приготовления требуемого количества насыпной модели пористой среды, заданных коллекторских свойств и минералогического состава. Это достигается путем смешения в определенной пропорции фракций различного размера и добавления необходимых минеральных составляющих. Полученную композицию насыщали нефтью и водой в соответствии с заданными водо- и нефтенасыщенностями. Суммарная насыщенность модели пласта нефтью и водой должна составлять 1,0. Отдельно готовят набивку запального участка и пятисантиметрового песчаного флюида на выходе из кернодержателя. Проницаемость пористой среды для этих зон составляет 2,0-3,0 мкм², но запальный участок полностью насыщают нефтью, а песчаный фильтр водой.

Перед проведением опытов по моделированию влажного внутрипластового горения контейнеры установки УИПК-"кern" заполняют водой. Емкость контейнеров составляет 0,8 x 10⁻⁶ м³. При недостатке воды необходимо дозаправлять контейнеры в процессе проведения опыта.

После приготовления модели насыщенной породы и подготовки УИПК модель пласта, закрытую входным фланцем с термопарной трубкой, устанавливают вертикально, запальным устройством вниз. Последовательно, небольшими порциями в модель загружают и равномерно уплотняют смесь запального участка, непосредственно набивку кернодержателя и пятисантиметровый песчаный фильтр. Заполненную модель закрывают выходным фланцем, герметизируют, устанавливают в рабочее вертикальное положение и соединяют с водовоздуховодами и выкидной линией.

В процессе опыта через 15-20 мин. проводят хроматографический анализ выходящих из модели газов на содержание Н₂, О₂, СО, СО₂, N₂, СН₄. С той же периодичностью фиксируют в журнале следующие данные: давление на входе и выходе модели, расходы воздуха и выходящих газов. Кроме того, проводят отбор проб жидкофазной продукции. Пробы отбираются после ступени контролируемой газосепарации из термостатируемой сборной емкости на выходном конце модели.

Результатом подготовки и осуществления каждого опыта является следующая информация об условиях и характере протекания про-

цесса:

коллекторские свойства пористой среды, ее минералогический состав, насыщенность среды нефтью и водой, свойства насыщающих жидкостей;

расход воздуха и концентрация в нем кислорода, расход воды и давление на входе и выходе кернодержателя;

потенциограммы, характеризующие изменение во времени температурной обстановки в точках установки термопар;

хроматограммы и их численная расшифровка на ленте интегратора;

для ряда опытов динамика добычи эмульсии и воды.

С целью подготовки исходных данных для расчета основных экспериментальных показателей, информацию, полученную в ходе опыта, подвергают предварительной обработке. В результате опытов получают данные о средней концентрации компонентов в газах горения; объема газов, вышедших из модели.

В работе / I2I /, 1988, дается обоснование технологии применения нефтяных эмульсий с целью интенсификации процесса внутрипластового горения. Приводится описание экспериментальной установки по изучению процесса внутрипластового горения (ВГ) в модели пласта.

Эксперименты по вытеснению нефти методом ВГ проводились на установке УВГ-1500М, созданной в лаборатории повышения нефтеотдачи пластов МИНГ им. И.М.Губкина. ВГ-1500М (см.рис.6.9) выполнена по классической схеме для данного типа установок и включает в себя следующие основные системы:

1. Модель пласта для изучения процесса внутрипластового горения.

2. Систему подачи воды и воздуха в пласт.

3. Систему сепарации и сбора газожидкостной продукции вытеснения и отбора проб.

4. Систему управления и регулирования процесса ВГ, а также контрольно-измерительные приборы.

5. Систему хроматографического анализа выходящих газов горения.

6. Систему регистрации температуры внутри модели пласта.

Для усовершенствования конструкции установки УВГ-1500М в схему установки была введена дополнительная система подачи хи-

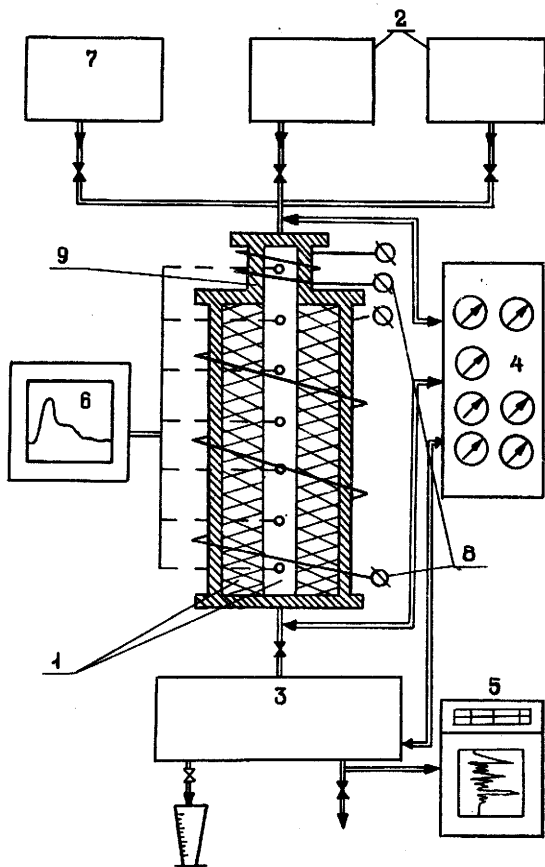


Рис.С.9. Схема экспериментальной установки УВГ-1500М; 1 - модель пласта; 2 - система подачи воды и воздуха; 3 - система сепарации, сбора и замера продукции; 4 - система контроля и регулирования давления; 5 - хроматограф; 6 - система контроля температуры; 7 - система подачи химических реагентов; 8 - секционные нагреватели; 9 - запальное устройство

мических реагентов в модель пласта.

Установка рассчитана на проведение процесса ВГ при следующих основных параметрах: расчетное давление до 10,0 МПа, температура в модели до 1073 К, расход закачиваемого в пласт воздуха до $0,5 \times 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$, расход подаваемой в модель пласта воды при влажном внутрипластовом горении до $1 \times 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$.

Основной узел установки - модель пласта для изучения процесса ВГ, которая состоит из тонкостенной трубы - кернодержателя и размещается внутри толстостенной трубы - кожуха. Внутренний диаметр кернодержателя составляет $94 \times 10^{-3} \text{ м}$ при толщине стенки 0,5-0,6 см. Кернодержатель выполнен из стали IX18Ni10T и имеет длину 1,5 м. Внешняя толстостенная труба имеет внутренний диаметр $170 \times 10^{-3} \text{ м}$ с толщиной стенки $10 \times 10^{-3} \text{ м}$. Между внутренней и внешней трубой находится слой асбоцемента, выполненный в виде колец. Для полной компенсации теплопотерь в окружающую среду и поддержания пластовой температуры в модели пласта на кожухе крепятся секционные нагреватели. К одному из концов кернодержателя крепится запальное устройство. На запальном участке трубы расположен электронагреватель мощностью 1,8 кВт, служащий для инициирования фронта горения. Температура, на которую рассчитан электронагреватель, составляет 1600-1700 К.

Для регистрации температуры по оси кернодержателя служит термопарный ствол с 14-ю термопарами, расположенными на определенном расстоянии друг от друга. Термопары соединены с самопишущим многоточечным потенциометром типа КСП-4.

Система подачи воды и воздуха в пласт включает в себя баллоны высокого давления (156,0 МПа) и регулятор давления, обеспечивающий непрерывное поступление в модель заданного количества окислителя (воздуха) и поддержание в пласте требуемого давления от 0 до 10,0 МПа. При проведении опытов по изучению ВВГ подача воды в кернодержатель производится установкой УИПК типа "АКМ - Керн". Заданное значение водовоздушного отношения достигается смешением воды и воздуха в гребенке перед входом в модель.

В процессе проведения экспериментов по ВГ образовавшаяся нефтегазоводяная смесь из кернодержателя поступает в систему сепарации, сбора продукции и отбора проб.

С целью переноса результатов лабораторных исследований процесса ВГ в модели пласта на реальный пласт при проектировании установки УВГ-1500М были получены критерии подобия на основе

термодинамической части математической модели пласта.

В работе также изложены порядок подготовки эксперимента и методика определения основных показателей процесса ВГ. Установка подготавливается в следующем порядке.

1. Готовится требуемое количество насыпной модели пористой среды для серии экспериментов с заданными коллекторскими свойствами и минералогическим составом.

2. Модель пористой среды порциями загружается в кернодержатель и равномерно уплотняется специальным приспособлением.

3. Модель закрывают фланцевым уплотнением, герметизируют и устанавливают в вертикальное положение.

4. Производят монтаж и соединение модели при помощи трубопроводов с основными системами установки.

5. Производят закачку химических реагентов в кернодержатель, иницирование фронта горения.

6. Осуществляют подачу воды (если этого требуют условия эксперимента).

Определение основных экспериментальных показателей ВГ проводят по методике, изложенной в РД-39-9-191-79 / 129 /, где рассматриваются условия проведения экспериментов по ВГ в различных горно-геологических условиях залегания продуктивного коллектора.

В результате проведенных экспериментов установлено, что применение оторочки нефтяной эмульсии, состоящей из нефти данного месторождения (дисперсионная среда) и отхода щелочной очистки масляных дистиллятов - "белые воды" (дисперсная фаза), приводит к повышению эффективности процесса ВГ. Обоснована и опробована в экспериментальных условиях модель карбонатного коллектора трещинно-порового типа, позволяющая создавать низкопроницаемые блоки породы с различной системой трещин.

На основе результатов исследований разработана технология извлечения нефти из слоисто-неоднородного терригенного пласта порового типа методом влажного внутрипластового горения в сочетании с использованием движущейся перед фронтом горения оторочки эмульсии. При этом увеличивается коэффициент вытеснения на 10-14%, уменьшается удельный расход воздуха и кислорода в 1,2-1,4 раза, снижается количество сгорающего топлива в 1,3-1,5 раза с одновременным увеличением в 1,1-1,3 раза скорости перемещения теплового фронта.

В работе / 136 /, 1988, описывается экспериментальная установка для исследования процесса внутрипластового горения, созданная во Французском институте нефти (рис. 6.10).

Установка состоит из внешней горизонтально расположенной трубы, выдерживающей давление 12,5 МПа, и внутренней тонкостенной трубы (толщина стенок - 2 мм) диаметром 20 см и длиной 2,1 м. Вокруг трубы, в которой происходит горение, смонтированы 17 нагревателей длиной 11,5 см каждый. Тепловыделение нагревателей регулируется таким образом, чтобы разность температур, измеряемых термопарой, которая установлена на стенке под нагревательным элементом, и соответствующей осевой термопарой, не превышала десяти градусов. Это необходимо для устранения поступления тепла из внешней среды в пористый коллектор и для того, чтобы не поддерживать искусственно горение. Зазор между внешней и внутренней трубками заполняется азотом под давлением, равным давлению нагнетания воздуха во внутреннюю трубу; в этом зазоре находится хороший теплоизолятор, позволяющий даже при максимальном рабочем давлении практически устранить явление естественной конвекции. Рабочая камера вращается попеременно в противоположных направлениях (со скоростью 1 мин⁻¹) для устранения гравитации под действием силы тяжести. При этом есть возможность одновременно или последовательно нагнетать во внутреннюю трубку воздух и воду для исследования различных комбинаций процессов горения с заводнением, непрерывно проводить анализ газообразных продуктов реакции горения. Предусмотрены также отбор проб газов из исследуемой зоны для точного анализа на хроматографе и определение количества и основных свойств (плотность, вязкость, кислотность и т.д.) получаемых воды и нефти.

Работа / 137 /, 1989, освещает вопросы повышения нефтеотдачи пласта путем многократного гашения внутрипластового горения. Экспериментальные исследования проводились в камере сгорания, представляющей собой бесшовную тонкостенную трубу длиной 1,5 м, предназначенную для моделирования линейного внутрипластового горения. Труба была изготовлена из нержавеющей стали и имела внешний диаметр и толщину стенки соответственно 7,6 и 0,11 см, имела теплоизоляцию и была горизонтально установлена в камере высокого давления также с теплоизолирующим покрытием. Для снижения тепловых потерь из-за конвекции между трубой и внутренней стенкой

камеры создавался вакуум. Блок-модель устанавливалась на А-образную раму с общей осью вращения для моделирования наклонных пластов. Труба оставалась в горизонтальном положении при проведении всех экспериментов. Сжатый воздух закачивался в нее при постоянном контроле давления. Вода закачивалась дозировочным насосом. Вода и воздух смешивались на песчаной поверхности уплотнителя толщиной 145 см.

Схема экспериментальной установки приведена на рис.6.II. Одной из особенностей установки является использование теплорегулирующего блока, состоящего из двух двойных термопар. Термопары расположены в тонкостенных корпусах, которые перемещаются вдоль песчаного уплотнителя внутри двух герметически закрытых термокарманов, расположенных в центре и на стенке трубы. Тонкостенные термокарманы позволяют эффективно снижать теплообмен вдоль трубы и, таким образом, точно замерять температуру песка.

На выходе трубы установлены два парожидкостных сепаратора. Первый сепаратор служит для отделения нефти от воды и сброса ее в коллектор; второй сепаратор охлаждается в ледяной ванне для конденсирования пара, захваченного газом. До замера газа в газовом счетчике и его сброса небольшой его объем отбирается для анализа на газохроматографе. Состав газа (CO_2 , CO , O_2 , N_2 , CH_4) записывается самописцами на диаграмме.

Для эксперимента брались либо песок из керна, либо чистый кварцевый песок, который насыщался водой и нефтью до начального нефтенасыщения. Далее песок загружался в трубу и утрамбовывался до получения однородного уплотнения (пористости). Сырая нефть поджигалась электронагревателем. При этом воспламенитель постепенно нагревал песок на входе трубы до температуры воспламенения при расчетном давлении закачки. После установления фронта горения расход воздуха увеличивался до $30 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 м^2 , как только он достигал 10 см, нагреватель отключался, и фронт горения начинал распространяться без внешнего подогрева. Распространение фронта контролировалось температурными передвигающимися датчиками. Потери тепла из камеры составляли 15–20% от общего объема тепла. Эта цифра была получена путем измерения перепада температур между центром и стенкой трубы. Во всех испытаниях температура воспламенения составляла 593°C . Устойчивое горение достига-

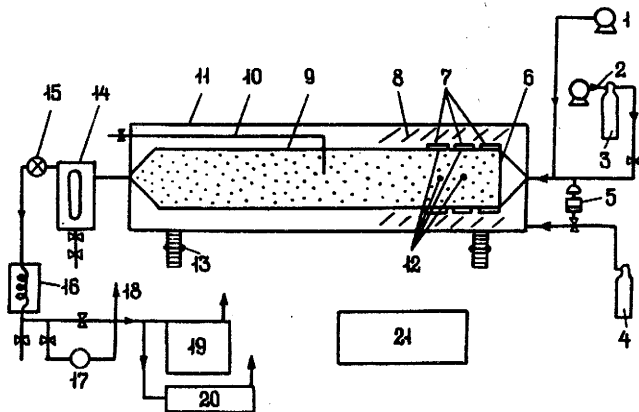


Рис.6.10. Схема экспериментальной установки для исследования процесса внутрипластового горения: 1 - водяной насос; 2 - воздух; 3 - звуковая развязка; 4 - баллон с воздухом; 5 - дифференциальный регулятор давления; 6 - место поджига; 7 - нагревательные элементы; 8 - теплоизолятор; 9 - труба, в которой происходит горение; 10 - линия отбора проб; 11 - внешний кожух; 12 - термопары; 13 - система обеспечения вращения; 14 - сепаратор; 15 - регулятор давления; 16 - конденсатор; 17 - расходомер; 18 - линия откачки; 19 - анализатор содержания O_2 ; CO_2 , CO ; 20 - хроматограф; 21 - блок измерения температуры

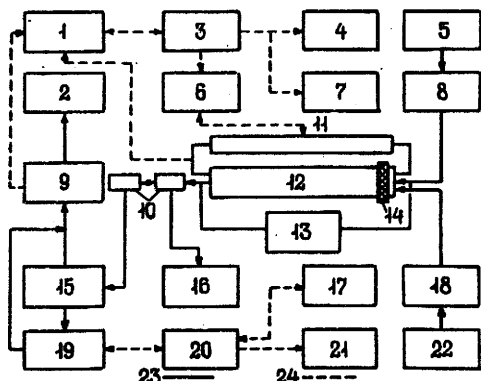


Рис.6.11. Схема экспериментальной установки для изучения процесса внутрипластового горения при многократном гашении: 1 - регистратор данных; 2 - дымовая труба; 3 - компьютер; 4 - принтер; 5 - баллон с воздухом; 6 - индикатор; 7 - графопроектор; 8 - регулятор; 9 - газовый счетчик; 10 - парожидкостный сепаратор; 11 - теплорегулирующий блок; 12 - камера сгорания; 13 - датчики давления; 14 - ленточный нагреватель; 15 - расходомеры; 16 - сборник жидкости; 17 - диаграммный самописец; 18 - насос; 19 - газовый хроматограф; 20 - компьютерный интегратор; 21 - запись на диаграмму; 22 - емкость с водой; 23 - направление потока флюида; 24 - интерфейс

лось быстро, его фронт достигал выхода практически во всех экспериментах (как при сухом, так и при влажном горении). Гашение горения достигалось путем закачки воды. Восстановление горения происходило путем прекращения закачки воды продолжением закачки воздуха.

Проведенные испытания подтвердили возможность восстановления горения в искусственном (кварцевом) и пластовом песках. При этом цикл гашения и восстановления горения ускорял продвижение его фронта. Кроме того, многократное гашение водой уменьшало вязкость нефти почти в 40 раз.

Установлено, что технология внутрипластового горения с многократным гашением фронта приводит к увеличению дебитов нефти, снижению вязкости добываемой нефти в десятки раз по отношению к исходной и уменьшению удельного расхода воздуха на выжигание пласта по сравнению с нормальным влажным горением.

В работе / I38 /, 1989, представлены результаты многолетних лабораторных исследований процесса внутрипластового горения, при различных сочетаниях технологических и природных факторов, а также результаты методов совершенствования путем сочетания с другими методами управления внутрипластовыми химическими реакциями.

Описаны схемы экспериментальных установок для изучения процессов внутрипластового горения, отдельных химических аспектов, эффективности вытеснения нефти из различных типов коллекторов при использовании термохимических методов.

В работе / I25 /, 1990, описаны результаты эксперимента по внутрипластовому горению с закачкой воздуха, обогащенного кислородом.

Представлены результаты лабораторных экспериментов по сухому внутрипластовому горению с использованием двух типов нефтей плотностью 900 и 960 кг/м³ и закачкой в модель пласта воздуха, обогащенного кислородом.

В экспериментах изучали влияние на характеристики процесса горения таких факторов, как давление в модели пласта, парциальное давление кислорода и плотность потока кислорода.

Установлено, что скорость фронта горения увеличивается непропорционально росту парциального давления кислорода. Это объясняется недостаточной продолжительностью пребывания кислорода в зоне окисления при высоких скоростях фильтрации. Независимо от

величины давления в модели пласта, увеличение парциального давления кислорода (увеличение концентрации кислорода в закачиваемом газе) приводит к увеличению концентрации сгорающего топлива и удельной потребности в кислороде.

Рассматриваются результаты анализа добываемых газов и нефти, обсуждаются особенности протекающих при внутрипластовом горении физико-химических процессов.

В работе / 139 /, 1990, рассмотрены новые методы внутрипластового горения легких нефтей. Приведены лабораторные и опытные испытания.

Лабораторными методами и в опытных испытаниях исследовался процесс внутрипластового горения легких ($C_{10} - C_{16}$) нефтей в слабопроницаемых песчаных коллекторах на месторождении Восточный Демьен (Венгрия).

Исследования сухого и влажного внутрипластового горения проводились для однородных и неоднородных коллекторов в соотношениях слабопроницаемой части 1:2, 1:5, 1:10. Установлено, что процесс внутрипластового горения возможен даже при низких давлениях и температурах в условиях каталитического влияния самой породы, а также специальных добавок катализатора. Интенсификация его достигается закачкой перегретого воздуха с температурой, равной 400 °С.

Разработано несколько вариантов, результаты которых могут представлять интерес с точки зрения разработки залежей легких нефтей в низкопроницаемых коллекторах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенные в обзоре материалы о состоянии экспериментальных работ по физическому моделированию процессов извлечения углеводородов различными методами повышения нефтегазоконденсатотдачи пластов показали исключительную важность совершенствования лабораторного оборудования, методов и методологии проведения экспериментальных исследований. Существующее современное экспериментальное оборудование позволяет создавать новые технологии добычи углеводородного сырья, реализовывать их в промышленных условиях, оценивать влияние некоторых факторов на эффективность нефтегазоизвлечения из пластов и уточнять области наилучшего применения методов повышения нефтегазоконденсатотдачи пластов.

Несмотря на многообразие существующих экспериментальных установок (как в нашей стране, так и за рубежом), задачи, решаемые на этом оборудовании, помогают комплексному изучению отдельных методов повышения добычи углеводородного сырья, и зачастую применяемая конструкция и методика подготовки и проведения экспериментальных работ не имеют существенных различий.

Известные в настоящее время лабораторное оборудование и принятые технологические и геолого-физические параметры в экспериментах, как правило, далеки от реальных условий залегания месторождений.

По мнению коллектива авторов данного обзора, проектирование и конструирование экспериментальных установок необходимо вести с учетом следующих требований:

1. Предусматривать возможность изучения комплексных методов (физических, физико-химических, тепловых и др.) повышения нефтегазоконденсатотдачи пластов.

2. Проводить экспериментальные работы с применением компьютеров, автоматизации, высокоточных датчиков параметров, КИП.

3. Использовать новые методики для глубокого изучения механизма процессов вытеснения, физико-химического воздействия, горения и т.п.

Лабораторные работы, приближенные к реальным условиям, могут дать большую экономию материальных ресурсов и затрат времени при дальнейших опытно-промышленных испытаниях новых предварительно отработанных технологий.

Следует отметить, что авторы имеют современную экспериментальную базу для комплексного изучения новых методов повышения нефтегазоконденсатоотдачи пластов, созданную совместно Институтом проблем нефти и газа и Институтом высоких температур Российской Академии наук. Краткая информация по новым авторским экспериментальным разработкам дана в приложениях I и 2.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Барков В.А., Бендикс В.А., Баишев В.А., Баишев А.А. Устройство для исследования процесса вытеснения нефти из образцов пористых пород: А.с. 1382941, СССР// В.И. 1988, N 11. МКИ E21 B49/00, E21 B43/20. Заявл. 30.05.86. N 4111190/22-03.
2. Таиров Н.Д., Курмаев Ф.С., Гасанов А.Г. Модель нефтяного пласта для исследования процесса вытеснения нефти: А.с.1216331, СССР// В.И. 1986. N 9. МКИ E21 B43/20. Заявл. 24.08. N 3637255/22-03.
3. Абасов М.Т., Таиров Н.Д., Везиров Д.Ш. и др. Влияние температуры на фазовую проницаемость при капиллярном вытеснении воды углеводородными жидкостями// ДАН АзССР. 1976.Т.32. N 1.С.59-63.
4. Захаров А.С.Определение коэффициента капиллярного вытеснения нефти водой // Методическое пособие к лабораторным работам по курсу "Технология и техника методов повышения нефтеотдачи" и УНИРС. М: МИНГ им. Губкина,1987. С.112-117.
5. Пняков Г.Н., Усенко В.Ф., Бабалаян Г.А. и др. Изменение коэффициента вытеснения при частичном разгазировании нефти в пласте//Тр. БашНИПнефть. 1975. Вып.41. С.112-116.
6. Пняков Г.Н., Усенко В.Ф., Бабалаян Г.А. Экспериментальное исследование нефтеотдачи при режиме растворенного газа для условий Арланского месторождения нефти повышенной вязкости//Тр. БашНИПнефть. 1975. Вып.41. С.107-111.
7. Везиров Д.Ш., Джалилов З.И., Калантаров А.И. и др. Исследование вытеснения газа водой при постоянном давлении / (Рукоп. депон. в ВИНТИ 20.07.76. N 2795-76 Деп.). Ваку: Ин-т проблем глубинных нефтегазовых месторождений АН АзССР, 1986. 19 с.
8. Джалилов З.И., Таиров Н.Д., Везиров Д.Ш. и др. Экспериментальное исследование газоотдачи неоднородных коллекторов // Изв. АН Аз.ССР. Сер. наук о Земле. 1977. N 1. С.37-45.
9. Hvolboll V.Method for accurately measuring produced oil volumes during laboratory water-flood tests at reservoir conditions // Soc.Petrol.Eng. J. 1978. V.18. N 4. P.239-241.
10. Горбунов А.Т. и др. Исследование процесса нефтывытеснения растворами щелочи применительно к месторождениям Азербайджана // Сб. науч. тр. ВНИИ Мин-ва неф. пром-ти Исследование методов увеличения нефтеотдачи пластов. Вып.69. М.:ВНИИ, 1979. С.38-67.

11. Brown C.E., Jones T.J., Neusadter E.L. and other. The influence of interfacial properties on immiscible displacement behaviour // Eur. Symp. Enhanc. Oil Recov. Papers, Edinburgh, 5-7 July 1978. Edinburgh, 1979. P.19-37.
12. Таиров Н.Д., Везиров Д.Ш., Касумов А.М. и др. Исследование нефтеотдачи малопроницаемых коллекторов при высоких температурах // Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1979. N 1. С.7-11.
13. Абасов М.Т., Изабакиров М., Мустафаев Ч.Т. и др. Влияние упруго-емкостных свойств пластовой водонапорной системы на газотдачу // Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1979. N 4. С.22-26.
14. Мартынецов О.Ф., Мирзоян Л.Э. Экспериментальные исследования коэффициента вытеснения нефти при заводнении Леляковского месторождения // Тр. БашНИПНефть. 1982. N 26. С.3-12.
15. Таиров Н.Д., Гашимов А.Ф., Музаффаров Г.Э. Влияние температуры на коэффициент вытеснения нефти водой // Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1983. N 1. С.8-11; 132-136.
16. Синарский А.Н., Меркулов А.Б., Шеленко В.И. и др. О характере процесса вытеснения нефти водой из низкопроницаемых коллекторов Предкарпатья // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. 1982. N 19. С.113-115.
17. Гашимов А.Ф., Музаффаров Г.Э., Таиров Н.Д. Влияние скорости нагнетания воды на коэффициент вытеснения // Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1983. N 1. С.132-136.
18. Абасов Н.Т., Изабакиров М., Мустафаев Ч.Т. и др. Экспериментальное исследование влияния проницаемости пористой среды на процесс вытеснения газа водой // (Рукоп. депон. в ВИНТИ 07.07.83 N 3752-83 Деп.). Баку: Ин-т проблем глубинных нефтегазовых месторождений АзССР. 7 с.
19. Абасов М.Т., Таиров Н.Д., Керимов Ф.Г. и др. Взаимное вытеснение воды и углеводородной жидкости в пористой среде в отсутствии гидродинамического перепада давления // Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1984. N 4. С.62-67.
20. Шихов Е.М. Совершенствование методов интенсификации притока газа на Вуктыльском НГКМ // Разраб. и эксплуат. газоконденсат. месторожд. на завершающей стадии / Тез. докл. конф. Коми фил. ВНИИГАЗа, окт.1990. М., 1990. С.70.
21. Randall T.E., Legare R.F. Design of a definitive field pilot test of rich gas drive recovery, Willmar Field,

- Saskatchewan//J. Can. Petrol. Technol. 1980. V.19. N 1. P.39-46.
22. Кондрашев О.Ф и др. О влиянии твердой фазы пласта на механизм вытеснения нефти растворами ПАВ и щелочи // Нефтяное хозяйство, 1984. N 7. С.46-48.
 23. Sattar A., Mohamed F.T. - Saghir. A gorbessajtolast neegelero Kon yuszenhidrogen - dugoh besajtolasanok, hafasa ar olajkihozatarata // Banyasz. es kohasz. lapok Koolaj es holdgas. 1981. V.114. N 3. P.65-70, 96, 3.
 24. Randall T.E., Wansleeben J., Sigmund P.M. Physical model of the West Willmar Rich gas Pilot //J. Can.Petroll.Technolog. 1982. V.21. N 5. P.54-63.
 25. Tiffin D.L., Vellig W.F.Effects of Mobile Water on Multiple Contact Miscible Gas Displacements // Proc.3rd Joint SPE/DOE Symp. Enhanc. Oil Recov. Tulsa, Okla, Apr., 4-7, 1982. -S1. P.197-215.
 26. Doscher T.M., Gharib S. Physically scaled Model Studies Simulating the Displacement of Residual Oil by Miscible Fluids // Soc. Petrol. Eng.J. 1983. V.23. N 3. P.440-446.
 27. Mahers E.G.Quantification of Diffusion Inside Porous Media for EOR Processes by Micromodel and Holography // SPE/DOE 4th Symp. Enhanc. Oil Recov. Tulsa, Okla, Apr. 16-18, 1984. V.2. Proc. Dallass, Tex. 3, 1984. P.7-20.
 28. Randall T.E., Bennion D.B. Recent developments in slim tube testing for hydrocarbon - miscible fluid (HCMF) solvent design//J.Can. Petrol. Technol. 1988. V.27. N 6. P.33-44.
 29. Джапилов Э.И., Абдуллаев М.И. К вопросу исследования вытеснения нефти газом // Ин-т пробл. глубин. нефтегаз. месторождений АН АзССР/ Деп. в ВИНТИ 19.04.91, N 1695 - В 91. Баку, 1991. 9 с.
 30. Андриханис В.В. Исследование адсорбционных и фильтрационных процессов в пористых средах. М: Ин. проблем нефти и газа Российской АН, 1991. С.104-116.
 31. Тер-Саркисов Р.М., Николаев В.А., Рассохин С.Г., Кобилев В.А. Исследование смешивающегося вытеснения флюида из неоднородного пласта // Газовая промышленность. 1993. N 1. С.28-29.
 32. Paal Tibor, Tusrai, Gjorgy, Lasrlo Rudolf. Kiszorito berenderes Koolajtarolok Termelesi Polyamaina modereseri. Пат. 185034 ВНР // МКИ E21 B44/00. Заявл. 16.09.81, N 658/81. Опубл. 15.12.86.
 33. Henderson L.E. The use of numerical simulation to design a carbon dioxide miscible displacement project // J. Petrol. Technol. 1974. V.26 Dec., P.1327-1334.

34. Doscher T.M., Oyekan R.O., El Arafi M. The displacement of residual crude oil by CO₂ and nitrogen in gravity stabilized systems // Soc. Petrol. Eng. J. 1984. V.24. N 6. P.593-596.
35. Balint V. Az dajkihoratal novelese szendioxidos olajkiszoritással // Baniaszati es kohaszati lapok: Koolaj es foldgas. 1974. V.107. N 11. P.330-332, 350, 351.
36. Shu Paul, Sampath Krishnaswamy. Selective gelation polymer for profile control in CO₂ flooding; Pat. 4903767 CMA // MKH E 21 B 33/138 E 21 B 43/22; Mobil Oil Corp. N292128 Заявл. 30.12.88; Опы бл. 27.02.90.
37. Tang J.S. Interwell tracer test to determine residual oil saturation in a gas-saturated reservoir. Part I.: Theory and design // J. Can. Petrol. Technol. 1991. V.30. N 3. C.76-85.
38. Thomas G. A., Monger-McClure T.O. Feasibility of Cyclic CO₂ injection for Light-Oil Recovery // SPE Reservoir Eng. 1991. V.6. N 2. C.179-184.
39. Goricnik B. and others. Szen-dioxid es olaj elegyenek PVT - tulajdonsagaj es befolyasuk a kiszoritasi hatasfokra // Banyasz. es kohasz. lap. koolaj es foldgar. 1991. V.24. N 4. C.97-104.
40. Oren P.E., Billiotte J., Pinczewski W.V. Mobilization of Waterflood Residual Oil by Gas Injection for Water-Wet Conditions // SPE Formation Evaluation. 1992. V.6. N 6. C.70-78.
41. Holm Z.W., Josendal V.A. Mechanismus of oil displacement by carbon dioxide // J. Petrol. Technol. 1974. V.26. Dec. P.1427-1436.
42. Crawford P.B. West Texas Oils respond to nitrogen-driven CO₂. // Drill Bit. 1978. V.27. N 12. P.62-65.
43. Metcalfe R.S., Vackorrough L. The Effects of Phase Equilibria on the CO₂ Displacement Mechanism // Soc. Petrpl. Eng. J. 1979. V.19. N 4. P.242-252.
44. Bernard G.G., and others. Use of surfactant to reduce CO₂ mobility in oil displacement // Soc. Petrol. Eng. J. 1980. V.20. P.281-290.
45. Aud W.W., Fischer D.D., Haas R.A. and others. Response of an Ellenburger crude to CO₂ slugs pushed by nitrogen // Petrol. Eng. Int. 1980. V.52. N 13. P.42-48.
46. Orr F.M., Lien C.L. Hphase behavior of CO₂ and crude oil in low-temperature reservoirs // Soc. Petrol. Eng. J. 1981. V.21. N 4. P.480-492.

47. Metcalfe R.S. Effects of impurities on minimum miscibility pressures and minimum enrichment levels for CO and rich-gas displacement // Soc. Petr. Eng. J. 1982. V.22. N 2. P.219.
48. Wang G.G. A Laboratory Study of CO from Properties and displacement mechanism//SPE/DOE 4th Symp. Enhanc. Oil Recov. Tulsa, Okla, Apl. 16-18, 1984. Proc. V.1. Dallas, Tex., 1984. P.169-176.
49. Fisher D.D., and others. Response of North Cowden and Goldsmith crudes to carbon dioxide slugs pushed by nitrogen // J. Petrol. Technol. 1984. V.36. N 1. P.96-100.
50. Alcocer C.F., Menzie D.E. Enhanced Oil Recovery by Nitrogen Injection: The Effect of Increased Temperature and the Amount of Gas in Solution//SPE/DOE 4th Symp. Enhanc. Oil Recover Tulsa, Okla., Apr.16-18, 1984, Proc. V.2. 1984. P.383-396.
51. Вахитов Г.Г., Скрипка В.Г., Фаткуллин А.А. и др. Установка для изучения процесса вытеснения нефти газами высокого давления // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. N 1. М.: ВНИОЭНГ, 1985. С.13-16.
52. Segegh S.G., Krause F.F., Fosh J.E. Miscible displacement of crude Oil by CO₂/SO₂ mixture//SPE Reservoir Eng. 1987. V.2. N 2. P.199-208.
53. Monger T.G., Coma J.M. A Laboratory and field evaluation of the CO₂ huff n'putt process for light-oil recovery // SPE Reservoir Eng. 1988. V.3. N 4. P.1168-1176.
54. Sauegh S.G., Wang S.T., Fosti J.E. Recovery of crude Oil by nitrogen injection-laboratory displacement data // J.Can. Petrol. Technol. 1988. V.27. N.6. P.74-79.
55. Bahraldom J. and others. Experimental investigation of phase behavior with microscopic heterogeneity in a CO₂ flood. // SPE Reservoir Eng. 1988. V.3. N 2. P.662-672.
56. Пантелеев В.Г. и др. Повышение нефтеизвлечения за счет применения чередующейся закачки CO₂ и водогазовых смесей // Сб. научн. тр. / Башк. гос. научн. -иссл. и проект. ин-т нефт. промышл. Уфа, 1989. N 80. С.58-69.
57. Темин А.Г. Применение ПАВ для регулирования фильтрации диоксида углерода в неоднородных пластах // Применение реагентов в процессах добычи нефти и газа и их получение на базе нефтехим. сырья // Тез. докл. Башк. обл. правл. ВХО им. Д.И. Менделеева. Уфа, 1989. С.51-52.
58. Суфьянов И.Т., Шамаев Г.А. Установка для изучения влияния жидкой двуокиси углерода на свойства и состав нефтей // Современ. пробл. бур. и нефтепромышл. мех.

59. Степанова Г.С. и др. Экспериментальное исследование процесса вытеснения азотом пластовой нефти месторождения Тенгиз // Нефтяное хозяйство/Деп. во ВНИОЗНГе 31.07.90. N 1895-нг90. М., 1990. 12 с.
60. Christiansen Richard L. Gasflooding Experiments for the East Side of the Yates Field nit//SPE Reservoir Eng. 1990. V.5. N 1. С.14-18.
61. Glase G. Miscible displacement:recovery tests with nitrogen // SPE Reservoir Eng. 1990. V.5. N 1. С.61-68.
62. Liave F.M. and others. Use of entrainers in improving mobility control of supercritical CO₂// SPE Reservoir Eng. 1990. V.5. N 1. С.47-51.
63. Хисамутдинов Н.И. и др. Опыт повышения нефтеотдачи пластов, чередующейся с закачкой двуокиси углерода и воды // ВНИОЗНГ. Общ. инф. Сер. Техн. и технол. добычи нефти и обустройства нефт. месторожд. 1991. N 6. С.1-63.
64. Monger T.G. Light Oil Recovery from cyclic CO₂ Injection:Influence of low pressures, impure CO₂, and reservoir gas // SPE Reservoir Eng. 1991. V.6. N 1. С.25-32.
65. Rojas O.A. and others. Scaled model studies of CO₂ floods // SPE Reservoir Eng.=Petrol. Explor and Dev. 1991. V.6. N 2. С.169-178.
66. Monger T.G. Organic deposition during CO₂ and rich gas flooding//SPE Reservoir Eng. 1991. V.6. N 1. С.17-24.
67. Бабальян Г.А., Тарасова Н.И., Штангеев А.Л. Испытания новых неионогенных ПАВ и оценка возможности их применения для увеличения нефтеотдачи пластов//Тр. БашНИПнефть, 1976. Вып.47. С.10-13.
68. Дыбленко В.П. и др. Фильтрационные явления и процессы в насыщенных пористых средах при виброволновом воздействии // Сб. научн.тр. Башк. гос. научн.-иссл. и проектн. ин-т нефт. пром. N 80. Уфа, 1989. С.45-51.
69. Афанасьев С.А. и др. Изучение механизма извлечения битума из пористой среды термическими методами на физических моделях пласта // Всес. конф. по пробл. комплекс. освоения природных битумов и высоковязких нефтей (извлечение и перераб.)/Тез. докл. Научн. совещ. по нефтехимии. АН СССР.3-7 июня 1991. Казань, 1991. С.26.
70. Van Quy N.,Labrid J. A numerical study of chemical flooding - comparison with experiments//Soc. Petrol. Eng. 1983. V.23. N 3. P.461-474.

71. Debons F. High salinity polymer drive for surfactant flooding systems. Пат. 4821803 США // МКИ Е 21 В 43/22; Texaco Inc. N 67070/ Заявл. 29.06.87. Опубл. 18.04.89 НКН166/273.
72. Gleasure Richard W., Philips Colin R. An experimental study of non-newtonian polymer rheology effects on oil recovery and injectivity // SPE Reservoir Eng. 1990. V.5. N 4. С.481-486.
73. Premuzic E.T., Lin M.S. Prospects for thermophilic microorganisms in microbial enhanced recovery (MEOR) // Microbial Enhanced Oil Recov. Recent Adv.: Proc. Int. Conf. Norman, Okla, 1990. Amsterdam etc. 1991. С.277-296.
74. Хасаев А.М., Алиев Т.М., Таирян Х.С. и др. К вытеснению нефти из пористой среды неньютоновскими средами // Тр. АзНИПИнефть. Вып. 32. 1974. С.58-63.
75. Trushenski S.R., Dauben D.L., Parrish D.R. Micellar Flooding-Fluid Propagation, Interaction, and Mobility // Soc. Petrol. Eng. J. 1974. V.14. N 6. P.633-645.
76. Liszka K. and others. Zastosowanie roztworow micelarnych do zwiekszenia wspolczynnika Odrropienia osrodka porowatego w swietle badan laboratoryjnych // Zesz. nauk. AGH. 1975. N.523. P.133-140.
77. Таирян Х.С. К вытеснению остаточной нефти из пор полимерным раствором на углеводородной основе // Темат. сб. научн. тр. АзНИПИнефть. Вып.44. 1977. С.115-116.
78. Зайдуллин Г.Н., Фаткулин А.Х., Сайфуллин З.Г. Сравнительная оценка нефтewытесняющих свойств разных полимерных реагентов по результатам лабораторных исследований // Тр. ТатНИПИнефть. 1977. N 36. С.121-125.
79. Vamasaki Toyohiko, Magara A., Hayashi H // Секию гидэюу кекайси = J. Jap. Assoc. Petrol. Technol. 1977. V.42. N 1. P.53- 55.
80. Schulz W. Erfahrungen mit dem Einsatz von Fluthilfsmitteln bei Laborversuchen zur besseren Entolung von Lagerstätten // Erdoel-Erdgas-Z. 1977. V.93. Heft 2. S.52-57.
81. Оганджянц В.Г., Эфендиев Ш.Г., Дмитриев М.А. О механизме вытеснения вязкой нефти раствором ОП-10 из неоднородных пластов // Исследование методов увеличения нефтеотдачи пластов. Сб. тр. Всес. нефтегаз. науч.-иссл. ин-та (ВНИИ) Мин-ва неф. пром-ти Вып.69. М., 1979. С.78-86.
82. Мехти-Задэ Р.Н., Сафиев А.И., Таирян Х.С. К применению микроэмульсии для повышения нефтеотдачи пластов // Темат. сб. науч. трудов АзНИПИнефть. 1979. N 48. С.158-163.

83. Nutt C.W., Bayat M., Burley R. Foam as an agent for the enhanced recovery of oil from stratified formations // Eur. Symp. Enhanc., Oil Recov. Edinburgh, 1979. P.131-160.
84. Mack J. Process technology improves oil recovery // Oil and Gas J. 1979. V.77. N 40. P.67-71.
85. Вези́ров Д.Ш., Стреко́в А.С., Далаше́в А.М. Влияние температуры пласта на на нефтенасыщающие свойства растворов полимеров // Изв. АН АзССР. Сер. наук о Земле. 1980. N 5. С.68-74.
86. Vamasaki Toyohiko, Kurihara Masanori. Секцию ридэюку кехаиси // J. Jap. Assoc. Petrol. Technol. 1980. V.45. P.125-132.
87. Henger K., Kiss Eva A. A harmadlagos (heluletaktiv anyagok) koolajtermedes fenomenologiai modellere se allando sugaru Kapillarisan// Magy. Nem. Lakja. 1980. V.35. N 7. P.362-366.
88. Девликамов В.В., Каби́ров М.М., Султа́нов В.Г., Шама́ев Г.А. Особенности вытеснения аномальной нефти водными растворами ПАВ при малых градиентах давления // Изв. ВУЗов. Сер. Нефть и газ. 1981. N 7. С.23-26.
89. McCool C.S., Parmeswar R., Willhite G. Interpretation of Differential Pressure in Laboratory Surfactant // Polymer Displacements. Proc. 3rd Joint SPE/DOE Symp. Enhanc.Oil Recov., Tulsa, Okl., Apr. 4-7, 1982. Sf. P.559-585.
90. Merromo R., Wilson F., Pecho T. Recuperacao terciaria do petroleo pela injecao de solucoes polimero/minerales // Bol. Tecn. Petrobras. 1982. V. 25. N 1. P.14-23.
91. Lam A.C., Schechter R.S., Wade W.H. Mobilisation of residual oil under equilibrium and nonequilibrium conditions // Soc.Petrol.Eng. J. 1983. V.23. N 5. P.781-790.
92. Вези́ров Д.Ш., Мовсу́м-Заде, Маме́дов М.М. К исследованию процесса вытеснения нефти оторочкой растворов полимеров из элемента пласта//Изв. АН АзССР. Сер.наук о Земле. 1984. N 1.С.44-48.
93. Горбунов А.Т. и др. Внутрипластовое эмульгирование при термощелочном заводнении//Нефтяное хозяйство, 1984, N 7. С.42-45.
94. Hornof V., Morrow N.R. Gravity effects in the displacement of oil by surfactant solution//SPE Int. Symp. Oilfield and Geotherm. Chem., Phoenix, Ariz, Apr. 9-10, 1985; Proc.-(Richardson/Tex.) 1985. P.258-264.
95. Ali J., Burley R.W., Wutt C.W. Foam enhanced oil

- recovery from sands packs//Chem. Eng. Res. and Des. 1985. V.63.N 2. P.101-111.
96. Хромовичев М.Н. Исследование процесса вытеснения нефти из пласта различными реагентами и теплоносителями// Методическое пособие к лабораторным работам по курсу "Технология и техника методов повышения нефтеотдачи" и УНИРС. М.: МИНГ им.Губкина, 1987. С.65-106.
 97. Bryant R.S., Douglas J. Evaluation of microbial systems in porous media for EOR//SPE Reservoir Eng. 1988. V.3. N 2. P.489-495.
 98. Decker R.M., Flock D.Z. Thermal stability and application of emulsion composed blocking agents for steamflooding // J. Can. Petrol. Technol. 1988. V.27. N 4. P.69-78.
 99. Березин Г.В., Зискин Е.А. Исследование возможности применения щелочно-полимерного заводнения на месторождении Калламкас//Сб. науч. тр. Всес. нефтегазов. научн.-иссл. ин-та.1988. N 102. С.58-67.
 100. Лискевич Е.И. и др. Эффективность поверхностно-активных составов в неоднородных по проницаемости пластах // Нефтяное хозяйство. 1989. N 10. С.35-39.
 101. Джабранлов Т.К., Мусаев Р.А. Применение щелочно-силикатных растворов для снижения притока вод в эксплуатационные скважины // Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов/ Кратк.тез.докл.:Научн.-техн. сов. Межотрасл. начн.-техн. комплекс "Нефтеотдача" и др. Вугульма, 1989. С.146-147.
 102. Асадов А.И., Абдуллаев М.И. Экспериментальное исследование по заводнению залежей нефти растворами соляной кислоты // Соврем. методы увеличения нефтеотдачи пластов: Кратк. тез. докл. /Науч.-техн. сов. Межотрасл. науч.-техн. комплекс "Нефтеотдача" и др. Вугульма, 1989. С.145-146.
 103. Ягубов И.Н. Экспериментальное изучение особенностей фильтрации полимерных растворов // Шк.-семина. по пробл.трубопровод. трансп./ Уфа, 1989. С.44.
 104. Авдеев Г.П и др. Экспериментальная база для изучения процессов теплового и физико-химического воздействия на нефтяной пласт//Соврем. методы увеличения нефтеотдачи пластов/ Кратк. тез. докл. Науч.-тех. сов. Межотрасл. науч. техн. комплекс "Нефтеотдача" и др. Вугульма, 1989. С.79-80.
 105. De Lullo S.S., Emanuel A.S. Laboratory Study of Foaming Surfactant for CO.Mobility control//SPE Reservoir Eng. 1989. V.4, N 2. P.36-142.
 106. Якимов М.М. и др. Биосинтез ПАВ и их использование для

повышения нефтеотдачи // Фундам. науки - нар. хоз-ву. М., 1990. С.252-253.

107. Мокрикова Н.В. и др. Распределение малорастворимого НПВВ в процессе фильтрации его водных дисперсий через пористую среду // Тр. Татарского гос. научн.-иссл. и проект. ин-та нефт. промышленности. 1990. N 66. С.147-151.
108. Стреков А.С. Влияние молекулярной массы полимера и минерализации вод на реологические характеристики щелочно-полимерных растворов // Ин-т пробл. глубин. нефтегаз. месторожд. АН Азербайджана/ Деп. в ВИНТИ 13.11.91, N4287 - В 91. Баку, 1991. 12 с.
109. Kianipey S.A., Donaldson E.C. Mechanism of oil displacement by microorganisms//Microbial Enhanc.Oil Recov. Recent Adv.:Proc. Int. Conf. Norman, Okla, 1990. Amsterdam, 1991. C.95-113.
110. Donaldson E. C., Obeida T. Enhanced Oil Recovery at simulated reservoir conditions//Microbial Enhanc. Oil Recov.-Recent Adv.:Proc.Int.Conf.Norman,Okla, 1990. Amsterdam etc.,1991. C.227-245.
111. Friedmann F., Chen W.H., Gauglitz P.A. Experimental and Simulation Study of High-Temperature Foam Displacement in Porous Media//SPE Reservoir Engineering. 1991.V.6, N 4. С.37-45.
112. Овсюков А.В. Исследование процесса вытеснения нефти парогазом на моделях пластов//Физико-химическая гидродинамика. Межвузовск. сб. Уфа: Башкирск.Гос. ун-т, 1983. С.56-160.
113. Allen J.C. Oil recovery process utilizing air and superheated steam. (Texaco Inc.): Пат. США, кл. 166/261 (E 21 B 43/24), N 408 3404. Заявл. 12.05.77. N 796490. Опубл. 11.04.78.
114. Antuner E., Lopes F.F. Estudio de laboratorio sobre los efectos de Algunas variables involucradas en el proceso de desplazamiento de aceite por vapor de agua//Revue Inst. Mex. Petrol. 1978. V.10. N 3. P.26-45, 103.
115. Jensen Trond B., Sharma M.P., Harris H.G. An improved evaluation model for steamdrive projects//J.Petrol. Sci and Eng. 1991. V.55, N 4. С.309-322.
116. Combarous M., Pavan J. Deplacement par leau chaude d'hules en place dans un milieu poreux//C.r. 3-eme - Collog. ARTFP, Pau, 1968. Paris, 1969. P.737-756. Discuss. P.757.
117. Филияс Ю.И. Растворимость нефти в воде, насыщенной углекислотой // Сб. Тепловые методы добычи нефти. М.: Наука, 1975.С.164-166.

118. Органов К.А., Мазка С.А. Физические свойства горячей воды и перспективы использования их для повышения нефтеотдачи // Сб. Тепловые методы добычи нефти. М.: Наука, 1975. С.167-173.
119. Чекалюк Э.Б., Органов К.А. Тепловые методы повышения отдачи нефтяных залежей//Киев, Наукова думка, 1979. 208 с. 120. Burger J. Improving recovery from very heavy oil reservoirs // New Technol. Explor. and Exploitat. Oiland Gas Resour. Proc. 2nd. EC Symp., Luxemburg, 5-7 Dec. 1984. V.2. London. 1985. P.900-906.
121. Захаров А.С. Экспериментальное обоснование технологии комбинированного воздействия на неоднородные коллекторы методом внутрипластового горения//Автореф. дис. канд. тех. наук. М.; МИНГ им. Губкина, 1988. 190 с.
122. Zhao Huizhong, Cha M., Xu V., Wang L.//Шию сюэбао=Acta Petrol. 1988. V.9. N 4. P.63-70.
123. Zhang Youkui, Kong Fanui, Cheng Xinfang //Шию сюэбао=Acta petrol. Sin. 1989. V.10, N 4. С.46-52.
124. Джалилов Э.И. Экспериментальное исследование газотдачи неоднородных пластов при высоких температурах // Азерб.нефт. хоз-во. 1990. N 5. С.22-24.
125. Petit M.I.M. In-situ combustion experiments with oxigen-enriched air//In Situ.Oil-Coal-Shale- Minerals. 1990, V.14. N 1. С.49-76.
126. Алемасов В.Е. и др. Результаты лабораторных и промышленных испытаний термогазогенераторов для иницирования внутрипластового горения // Пробл. повыш.теплогенерирующ. техни. и технолог. по повышению нефтеотдачи/Сб.докл. Всес. науч. семина. Ухта, 24-27 февр. 1987. М., 1989. С.90-97.
127. Романенко Н.В., Сомов В.Ф. Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов с применением методов тепловоздействия // ВНИИОЭНГ/Объ. инф. Сер. Геол., геофиз. и разраб. нефт.месторож. М., 1990. 35 с.
128. Greaves M. In situ combustion processes:reaction rate parameters from cobustion tube experiments//Chem. Eng. Res. and Design (USA). 1990.V.68. N 4. С.331-341.
129. Методическое руководство по проектированию и применению внутрипластового горения в разработке нефтяных месторождений/ РД 39-9-191-79. М.: ВНИИ, 1979. 147 с.
130. Garon A.M.,Wydal R.J.Jr. A laboratory investigation of firewater flooding//Soc . Petrol. Eng. J. 1974. V.14. N 6. P.537- 544.
131. Burger J. L'Utilisation de la combustion souteraine pour l'ex ploitation des gisemente de petuole//Rev. Energie primaire 1974. N 10. P.9-30.

132. Мустаев Я.А., Мавлютова И.И., Габбасов Г.Х.
Экспериментальная установка для исследования процесса горения в пористой среде/Тр. БашНИПИнефть. 1975. N 55. С.78-82.
133. Kalocsai P. and others. Altalanositott modsrer olaitelepek nedves egeteses muvelesenek tervezesre // Baniaszates Kohasz lapok. Kolai es foldgaz. 1986. V.19. N 9. P.263-267.
134. Татьяна А.И. Исследование процесса создания фронта горения химическими методами//Методическое пособие к лабораторным работам по курсу "Технология и техника методов повышения нефтеотдачи" и УНИРС. М.: МИНГ им. Губкина, 1987. С.47-51.
135. Нагорный Л.А. Экспериментальное определение технологических параметров внутрипластового горения // Методическое пособие к лабораторным работам по курсу "Технология и техника методов повышения нефтеотдачи" и УНИРС. М.:МИНГ им. Губкина, 1987. С.121-136.
136. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов/Пер.изд.:Франция, 1984. М.: Недра, 1988. С.263-283.
137. Bousaid Sam. Multiple-Quenched Fireflood Process Boots Efficiency//J.Petrol. Technol. 1989. V.41. N 11. С. 1202-1209.
138. Нагорный Л.А. и др. Лабораторные исследования внутрипластовых термохимических процессов для совершенствования методов повышения нефтеотдачи пластов/ Кратк.тез. докл.Науч.-тех. сов. Межотрасл. нач.-техн. компл."Нефтеотдача" и др. Бугульма, 1989. С.78-79.
139. Toth M., Voll L., Kalocsai P., Csajtaj G., Szelenyi J. New Method for the in-situ combustion of light oil Laboratory and field experiments, by the application of new observing system//21st Petrol. Conf. and Exhib.Siofok, 1990. Vadorqyul. V.1. Sess. A,B. Budapest, 1990. С.354-362.

**УСТАНОВКА ДЛЯ ПРЯМЫХ ВИЗУАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
УГЛЕВОДОРОДОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ АГЕНТОВ ПРИ
ДАВЛЕНИЯХ ДО 40 МПа и ТЕМПЕРАТУРАХ ДО 700 К**

Метод визуальных наблюдений позволяет изучать фазовые превращения реальных углеводородных систем; фиксировать явления, происходящие на границе раздела углеводородов и технологических агентов, в частности, возникновение зон смесимости и осадкообразования; экспериментально измерять межфазные натяжения, краевые углы смачивания и коэффициенты термического расширения как чистых компонентов, так и систем природных углеводородов и технологических агентов.

Данная экспериментальная установка, принципиальная схема которой изображена на рисунке, позволяет проводить визуальные наблюдения в диапазоне давлений до 40 МПа и температур до 700 К. Основным узлом установки является измерительная ячейка (10) высокого давления, изготовленная из монокристаллического сапфира. Геометрические размеры сапфировой трубки: длина 200 мм, наружный диаметр 20 мм, внутренний 10 мм.

Сапфировая трубка уплотняется в специальных фланцах (6) и (13) эластичными торцевыми прокладками из углеграфитового материала. Регулируемое усилие поджима торцевых уплотнений обеспечивается поджимным устройством (14). Создание давления в сапфировой ячейке и поджимном устройстве обеспечивается водой или газом. Для этого служат емкость с химически очищенной водой (8), дозирующий насос (1), цилиндр с разделительным поршнем (3), баллон с инертным газом (9).

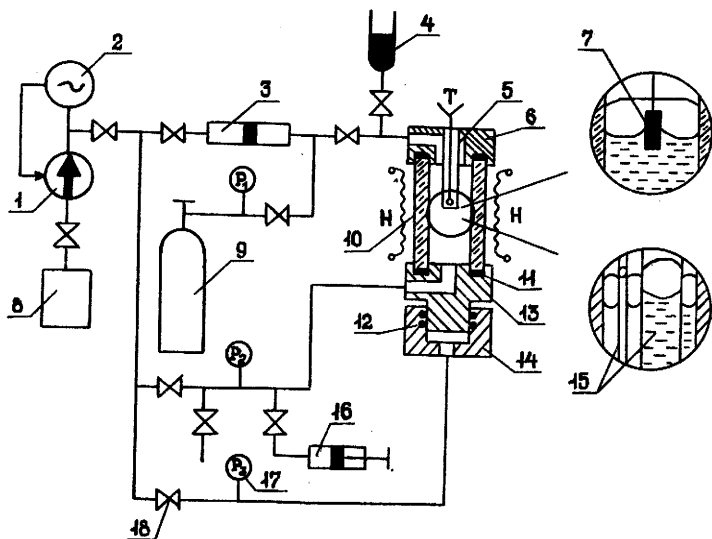
Перемещение менисков в ходе эксперимента и корректировка давления в измерительной ячейке осуществляется ручным прессом (16). Для измерения давления P_1 , P_2 , P_3 в установке используются образцовые манометры. Для создания регулируемого температурного режима в сапфировой ячейке служит нагреватель (Н). Температура измеряется термопарой типа ХА (5) из термопарного кабеля наружным диаметром 1 мм. Термопара перемещается в чехле из нержавеющей стали, установленном непосредственно в измерительном объеме.

Это позволяет производить измерение поля температур по высоте измерительной ячейки.

В зависимости от целей эксперимента в измерительной ячейке устанавливаются либо пластинка из материала коллектора, либо два капилляра диаметром 0,5 и 1 мм. Внутренний объем измерительной ячейки перед заполнением исследуемыми веществами вакуумируется форвакуумным насосом для удаления воздуха. Заполнение контролируемым количеством исследуемых веществ производится из емкости (4).

Межфазные натяжения измерялись по разности высот подъема жидкости в узком и широком капиллярах. Краевые углы в статических и динамических условиях определялись по фотографиям менисков, образующихся на границе раздела фаз и пластинки (7) из материала коллектора. Результаты измерения теплофизических свойств использовались для физического и математического моделирования многофазной фильтрации в пластовых условиях. Так, данные об удельных объемах и межфазных натяжениях использованы для расчета критериев подобия при физическом моделировании, а значения краевых углов и термодинамических свойств веществ, участвующих в фильтрации, использованы для расчета технологических параметров по математическим моделям, описывающим извлечение углеводородов из пористых сред.

Данные о фазовых превращениях при термобарических условиях технологического воздействия и информация о процессах, происходящих при контакте природных углеводородов и технологических агентов, использовались для создания адекватной физической модели вытеснения углеводородов из пористой среды.



Принципиальная схема экспериментальной установки для исследования смесимости, межфазных натяжений и краевых углов систем углеводороды - вытесняющие агенты - материал коллектора: 1 - дозирующий насос НД 2,5/400; 2 - электроконтактный манометр ЭКМ-2У; 3 - цилиндр с разделительным поршнем; 4 - емкость с углеводородом; 5 - чехол для термопары; 6 - верхний фланец; 7 - пластина из материала коллектора; 8 - емкость химически очищенной воды; 9 - баллон газовый; 10 - трубка сапфировая; 11 - прокладка; 12 - кольцо уплотнительное; 13 - нижний фланец; 14 - поджимное устройство; 15 - капилляры; 16 - ручной пресс; 17 - манометр; 18 - вентиль запорный; Т - термопара; Н - нагреватель

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ФИЛЬТРАЦИОННАЯ УСТАНОВКА "ПЛАСТ"

Стенд создан для проведения экспериментальных исследований процессов многофазной многокомпонентной фильтрации при извлечении углеводородов из пористых сред. Стенд позволяет проводить физическое моделирование любых физико-химических, термических и комбинированных технологий извлечения углеводородов при давлении до 40 МПа и температурах до 1000 К. Кроме изучения фундаментальных вопросов многофазной, многокомпонентной фильтрации в пористых средах, эксперименты на стенде позволяют:

- получить сравнительную оценку различных технологий для условий конкретного месторождения как по степени извлечения нефти, так и по изменению ее состава в процессе технологического воздействия;
- оценить влияние технологических параметров и геолого-физических условий на показатели процесса извлечения нефти;
- провести оптимизацию технологического воздействия для конкретного месторождения как с точки зрения полноты извлечения нефти так и качества получаемой продукции;
- получить исходный материал для проведения технологических расчетов при составлении технологической схемы разработки месторождения.

Экспериментальный стенд (рис.1,2), принципиальная схема которого представлена на рис.3, состоит из следующих систем: комплекта моделей нефтяного пласта, систем подачи вытесняющих агентов, системы сбора газожидкостной продукции, системы электропитания, системы контрольно-измерительных приборов, системы автоматического сбора информации, системы автоматического регулирования расхода вытесняющих агентов и пульта управления.

Модели нефтяного пласта (рис.4), трубчатого типа длиной около 2 м и внутренним диаметром 30, 70 и 100 мм изготовлены из нержавеющей стали типа Х18Н10Т. С обеих сторон модель герметизируется штуцерно-нипельными соединениями типа шар-конус (\varnothing 30 мм) или линзовыми уплотнениями (\varnothing 70 и 100 мм). Для предотвращения выноса из модели материала коллектора на обоих концах модели установлены сетчатые фильтры из нержавеющей стали с ячейкой размером около 20 мкм. Модель \varnothing 30 мм помещается в термостатирующий блок, на котором смонтированы три секционированных

нагревателя, управляемых по двухпозиционной схеме. Управляющий сигнал в систему регулирования поступает от термопар, установленных в термостатирующем блоке. Температура в нефтенасыщенном коллекторе регистрируется по показаниям термопар, установленных на корпусе модели.

В моделях \varnothing 70 и 100 мм равномерно по длине в шести сечениях установлены штуцера для подсоединения датчиков давления и перепада давления, пробоотборников и двух погружных термопар. Третья термопара в каждом сечении монтируется на внешней поверхности корпуса модели. Для управления условиями теплообмена нефтенасыщенного коллектора с окружающей средой и регулирования уровня температур в модели на корпусе смонтированы секционированные нагреватели с наружной изоляцией из базальтовой ваты. Сигнал на управление нагревателями поступает либо от корпусной термопары (при термостабильных условиях проведения эксперимента), либо от разности показаний одной из погружных и корпусной термопар (в случае моделирования теплообмена нефтенасыщенного коллектора с окружающими породами). Модель монтируется на станине, позволяющей устанавливать модель в наклонном положении с углом наклона до 30° .

Системы подачи вытесняющих агентов обеспечивают одновременный или поочередный ввод газообразных и жидких агентов по шести параллельным магистралям с расходом до 2 л/ч и давлением до 40 МПа.

Система подачи рабочих агентов обеспечивает прокачку насыщающих веществ через пористый коллектор при предварительном насыщении модели заданными веществами.

Система подачи водяного пара состоит из дозаторного насоса типа НД-2,5/400, бака запаса химически очищенной воды, демпфера, парогенератора, запорной и регулирующей арматуры и расходомерного устройства. Парогенератор трубчатого типа со встроенным тепловыделяющим элементом, управляемым электроконтактным манометром и регулирующим милливольтметром. Для сохранения параметров пара все подводящие магистрали до ввода в модель имеют электрический обогрев, управляемый контактным милливольтметром. Расход водяного пара измеряется капиллярным расходомером. Тарировка расходомера производится весовым методом по массе воды после холодильника. Перед подачей водяного пара в модель вся система па-

рогенерации стабилизируется при параметрах эксперимента путем подачи водяного пара по байпасной линии.

Системы подачи воды и жидких химических реагентов включают дозаторные насосы типа НД-2,5/400, баки запаса агентов, демпферы, расходомерные устройства, запорную и регулируемую арматуру. Дозаторный насос обеспечивает определенное задаваемое оператором давление в демпфере, измеряемое электроконтактным манометром. Предусмотрено два режима включения насоса: ручной (включение производится кнопкой "Пуск") и автоматический (включение производится при показаниях манометра ниже нижней уставки ЭКМ). Выключение насоса происходит автоматически при достижении давления, равного верхней уставке ЭКМ. Тарировка расходомеров производится весовым методом.

Система подачи газообразных агентов и тампонирующего раствора включает баллоны газовых компонентов, три вытеснительные емкости с разделительными поршнями объемом 5 л, дозирующий насос типа НД-2,5/400 для подачи вытесняющего агента, запорную и регулируемую арматуру. Эта система обеспечивает подачу газообразных агентов и тампонирующего раствора в модель при давлении до 40 МПа и расходом до 2 л/ч.

Система подачи окислительного газообразного агента (воздуха и воздуха, обогащенного кислородом) необходима для моделирования технологических процессов, связанных с внутривластовой генерацией тепла. Она обеспечивает продолжительную (до 50ч) с расходом до 500 нл/ч подачу окислительного агента давлением до 40 МПа. Система состоит из баллонной рампы с 5 баллонами объемом 40 л и давлением до 15 МПа, двух демпферов, двух цилиндров с разделительными поршнями, дозирующего насоса типа НД-16/400, запорной, регулирующей и электрофицированной арматуры, бака запаса вытесняющего агента и пульта управления, позволяющего дистанционно производить переключение электрофицированных вентилях при поступлении световой сигнализации о поочередной работе цилиндров с разделительными поршнями. Система работает следующим образом. Вначале цилиндры и демпферы заполняются воздухом давлением до 15 МПа. Если запас воздуха в обоих цилиндрах достаточен для конкретного эксперимента, то, обеспечив необходимое давление в цилиндрах дозирующим насосом, производится подача воздуха непосредственно в модель.

Если суммарного запаса воздуха в цилиндрах недостаточно для проведения эксперимента, организуется поочередное подключение цилиндров к модели пласта. Тогда вначале, воздух в модель подается из одного цилиндра, затем после его опорожнения из второго. В это время первый цилиндр заполняется воздухом и давление в нем повышается до рабочего. После опорожнения второго цилиндра подключается первый, а второй при этом заполняется воздухом. Электрофицированные вентили и указатели положения поршней в цилиндрах позволяют проводить необходимые переключения с пульта управления стендом.

Система сбора газожидкостной продукции, выходящей из модели, состоит из холодильника, сепаратора, регулятора давления "до себя", запорных и регулирующих вентилей, пробоотборников, газового счетчика типа ГСБ-400. В сепараторе высокого давления производится разделение газовой и жидкой фаз. Давление в сепараторе регулируется с помощью регулятора давления "до себя" с точностью до 0,01 МПа от установленного значения. С необходимой периодичностью производится отбор проб жидкой продукции из сепаратора в пробоотборники специальной конструкции.

Основу системы измерений составляет измерительный преобразователь типа Ш 7II/II, который осуществляет:

- прием сигналов с токовых датчиков расхода и давления;
- прием сигналов с термопар с автоматической компенсацией температуры холодного спая;
- автоматический опрос каналов измерений;
- преобразование аналогового сигнала в цифровой по заданной программе;
- первичную обработку цифрового значения параметра (сдвиг нуля и масштабирование);
- сигнализацию отклонений значений параметров от заданных;
- дублирование показаний любого входного сигнала на одном из 16-ти аналоговых выходов;
- передачу результирующего сигнала (номер канала, значение параметра, реальное время, отклонение) через интерфейсы ИРПР, ИРПС в ПЭВМ.

Измерение расхода вытесняющих агентов производится капиллярным расходомером, перепад давления на котором измеряется дифференциальным манометром типа Сапфир - 22 ДД. Электрический сигнал

с дифманометра (0–5 мА) выводится последовательно на МИП Ш 7II/II и дублирующие показывающие приборы типа М 42243, установленные на пульте управления.

Давление и перепад давления измеряются манометрами типа Сапфир-22ДИ и Сапфир-22ДД. Токовый сигнал 0–5 мА с них подается на МИП Ш 7II/II и дублирующие показывающие приборы типа Ø 278 (8 каналов).

Температура сред и узлов измеряется термопарами типа ХК и ХА. На моделях Ø 70 и 100 мм в каждом из шести сечений установлено три термопары: две погружных и корпусная на корпусе модели под нагревателем. Сигнал термопар через клемник и блок соединений, в котором измеряется температура холодного спая термопар, выводится на МИП Ш 7II/II. Показания температуры дублируются показывающим прибором Ø 278, на который токовый сигнал 0–5 мА подается с аналоговых выходов Ш 7II/II.

Предусмотрено два режима управления секционированными нагревателями, установленными на корпусе модели. В первом варианте корпусная термопара и одна из погружных, включенная встречно (коммутация на клемнике), используются для двухпозиционного регулирования разности температур на участках модели. Сигнал разности температур усиливается усилителем Ø 8025 и подается через переключатель для инвертирования сигнала на регулирующие приборы типа Щ 454I. Таким образом, регулирование разности температур между корпусом модели снаружи и нефтенасыщенным коллектором возможно в диапазоне 0+30 К. На выходе прибора Щ 454I включено реле, которое коммутирует питание электронагревателей. Во втором варианте управление секционированными нагревателями производится по двухпозиционной схеме по сигналу одной из термопар с помощью регулирующего прибора типа Щ 454I. Перекоммутация вариантов производится в зависимости от целей эксперимента переключением соответствующих тумблеров, смонтированных на корпусе милливольтметра Щ 454I, и перекоммутацией на клемнике подключения термопар.

Сигнализация отклонения параметров от заданных значений выводится из Ш 7II/II в виде открытых транзисторных ключей через блок питания на блок световой сигнализации, выполненный на светодиодах АЛ 307 и установленный на пульте управления стенда.

Предусмотрены следующие защиты и блокировки:

- отключение нагревателя пароперегревателя при понижении давления пара;
- включение (отключение) дозирующего насоса при понижении (повышении) давления в демпфере;
- отключение всех нагревателей при превышении температуры (в составе двухпозиционной системы регулирования).

Система автоматического сбора информации предназначена для сбора, хранения и обработки опытных данных. Система сбора информации создана на базе аналого-цифрового измерительного 60-ти канального преобразователя типа Ш 711/11 и ПЭВМ типа ДВК-3.2.

Для функционирования системы сбора информации составлена специальная программа, выполняющая следующие операции:

- дистанционное программирование МИП;
- ввод в МИП текущего времени и даты проведения эксперимента;
- задание времени начала эксперимента, времени начала записи в файл и интервала записи в файл;
- периодический опрос МИП и вывод на экран монитора информации в заданной табличной форме;
- на экране монитора может быть представлена таблица мгновенных значений измеряемых параметров, либо их осредненные значения. Интервал осреднения задается оператором;
- вывод на печатающее устройство таблицы результатов в любой момент времени;
- просмотр содержимого файла хранения результатов эксперимента и вывод интересных записей на печатающее устройство;
- прерывание опроса и возможность его возобновления с прерванного момента;
- графическое представление интересных результатов на экране монитора и построение графиков на печатающем устройстве.

На экспериментальном стенде реализована система автоматического поддержания расхода на всех магистралях подачи рабочих агентов в модель нефтяного пласта. Схема обеспечивает двухпозиционное регулирование расхода с импульсным воздействием на электрофицированный регулирующий орган.

Схема работает следующим образом. Перепад давления на расходомерном устройстве измеряется дифманометром типа Сапфир-22ДД, на выходе которого токовый сигнал 0-5 мА подается на микропроцес-

сорный преобразователь типа МИП Ш 7II/II. В МИПе на сигнализационных выходах формируется релейный сигнал при отклонении расхода за верхнюю или нижнюю уставки, которые вводятся в цифровом виде в МИП при программировании МИП или с ЭВМ.

Релейный выход МИП подсоединяется к блоку управления, в котором формируется импульсный сигнал на реверсивное управление электродвигателем регулирующего органа. Блок управления состоит из шести блоков управления двигателями, расположенных в одном корпусе с блоком питания. Каждый блок управления двигателем состоит из пульсатора, блока реле и индикации и блока коммутации двигателя. Пульсатор выполнен по схеме релаксационного генератора на операционном усилителе, который управляет работой реле импульсов. Генератор запускается размыкающими контактами реле открытия и реле закрытия. Время импульса выставляется регулировочным сопротивлением в диапазоне 0-20 с. Время паузы выставляется регулировочным сопротивлением в диапазоне 0-60 с. Предусмотрены ручной и автоматический режимы работы. При ручном режиме подача команды на закрытие или открытие производится переключателем. Реле закрытия и реле открытия, состояние которых индицируется светодиодами, управляются сигнализационными выходами МИП Ш 7II/II. В качестве электропривода регулирующих органов используются электродвигатели типа СД-54.

На щите управления установлены приборы, позволяющие получать оперативную информацию о ходе ведения эксперимента, измерительный преобразователь, ПЭВМ, блок управления расходом подаваемых агентов и блок управления системой подачи воздуха в модель нефтяного пласта.

На щите управления установлены приборы: типа Ø 278 для визуализации поля температур и давлений по длине модели; типа М 42243 для оперативного представления текущих значений расходов рабочих агентов; типа Щ 454I для управления температурным режимом модели, парогенератора и подводящих к модели магистралей, требующих обогрева.

Подготовка эксперимента и методика определения коэффициента вытеснения

Подготовка модели к эксперименту включала следующие операции. Вначале готовилось требуемое количество насыпной модели пористой среды для серии экспериментов с заданными коллекторными

свойствами и минералогическим составом. Подготовка пористой среды заключалась в смешении в определенной пропорции фракций различного размера и добавления необходимых минеральных составляющих. Приготовленная модель пористой среды загружалась в трубчатую модель и равномерно уплотнялась с помощью специального приспособления. Заполненная модель герметизировалась линзовыми уплотнениями и устанавливалась в горизонтальное положение. Затем проводился монтаж и соединение модели трубопроводами с системами подачи рабочих агентов и системой сбора газожидкостной продукции. Проводилось подсоединение датчиков температуры давления и секционированных нагревателей. После этого модель опрессовывалась сжатым воздухом при давлении, в 1,25 раза превышающем рабочее давление в эксперименте, и определялась абсолютная проницаемость пористой среды по воздуху с использованием стандартной методики. Далее, в течение 3 ч, производилось вакуумирование внутреннего объема модели, а затем – насыщение ее нефтью и водой. Нефтеводонасыщенность в исходном состоянии создавалась, во-первых, путем насыщения модели или химочищенной или минерализованной водой с последующим определением пористости насыпного коллектора. При этом процесс вакуумирования не прекращался до полного насыщения модели и прохождения через пористую среду 2-х поровых объемов прокачиваемой жидкости. Насыщение производили с помощью дозирующего насоса типа НД-2, 5/400 при малых расходах подаваемой воды и температуре окружающей среды. Во-вторых, после насыщения модели водой производили подачу из специальной емкости высокого давления либо дегазированной безводной нефти, доставленной непосредственно с месторождения, либо газонасыщенной нефти при давлении выше давления насыщения. После прокачки одного порового объема и насыщения модели пласта нефтью, модель выдерживалась трое суток при пластовых давлении и температуре.

В зависимости от целей эксперимента процесс вытеснения нефти проводился либо в изотермических, либо в неизотермических условиях. При изотермических условиях в процессе термостатирования модели замерялся объем нефти, вытесненный за счет термического расширения. Эксперименты проводились при заданном давлении на выходе из модели, которое поддерживалось с помощью регулятора давления "до себя". После подготовки модели пласта к

эксперименту в модель подавали вытесняющие агенты при температуре, заданной условиями эксперимента. Расход вытесняющего агента рассчитывался из условий физического моделирования по критериальным соотношениям Эфроса. Опыт по вытеснению завершался при прокачке через модель от 3 до 4 поровых объемов вытесняющих агентов. В ходе эксперимента проводился отбор жидкой продукции из сепаратора. Для отделения основной части воды и выделения полученной водонефтяной эмульсии каждую пробу в течение пяти часов термостатировали при температуре 333 К. При данной температуре нестойкая водонефтяная эмульсия почти полностью расслаивалась. После этого отделившуюся воду сливали, а оставшуюся нефтяную эмульсию тщательно перемешивали и проводили определение содержания в ней воды способом Дина и Старка. На основании полученного результата подсчитывали объемы извлеченной воды и нефти. Это позволяло оценить текущий и конечный коэффициент вытеснения.

Методика расчета конечного коэффициента вытеснения $\eta_{\text{кон.}}$, полученного в результате проведения экспериментов, позволяет оценить долю нефти, вытесненную за счет термического расширения $\eta_{\text{терм.}}$, а также коэффициент вытеснения $\eta_{\text{в.}}$. Общее выражение для коэффициента вытеснения запишется в виде:

$$\eta_{\text{кон.}} = \eta_{\text{терм.}} + \eta_{\text{в.}}$$

Коэффициент термического расширения нефти определяется по формуле:

$$\eta_{\text{терм.}} = \frac{M_{\text{терм.}}}{M_{\text{зак.}}},$$

где $M_{\text{терм.}}$ - масса нефти, вытесненная за счет термического расширения; $M_{\text{зак.}}$ - масса нефти, введенная в модель пласта. Выражение для коэффициента вытеснения запишется следующим образом:

$$\eta_{\text{в.}} = \frac{M_{\text{нв.}}}{M_{\text{зак.}}},$$

где $M_{\text{нв.}}$ - масса нефти, вытесненная из модели.

Таким образом, данная установка позволяет моделировать любое технологическое воздействие на нефтенасыщенный коллектор при давлении до 40 МПа и температурах до 1000 К. Экспериментальные данные, получаемые на установке, позволяют решать фундаментальные проблемы многофазной многокомпонентной фильтрации в пористых средах и прикладные задачи, связанные с разработкой принципиально новых технологий повышения компонентоотдачи углеводородосо-

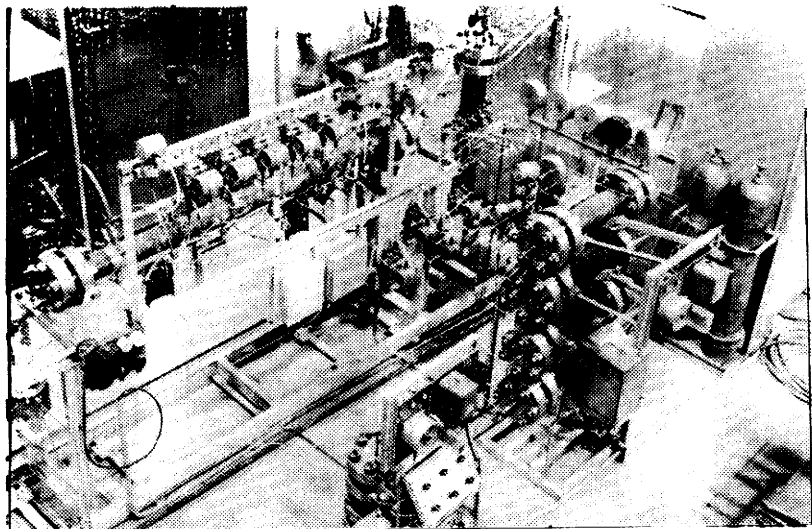


Рис.1. Общий вид экспериментального стенда "Пласт"

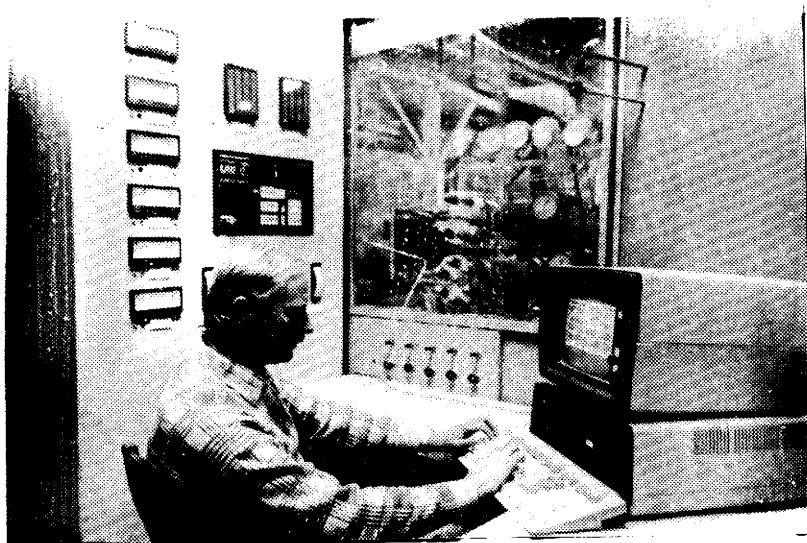


Рис.2. Пульт управления экспериментальным стендом "Пласт"

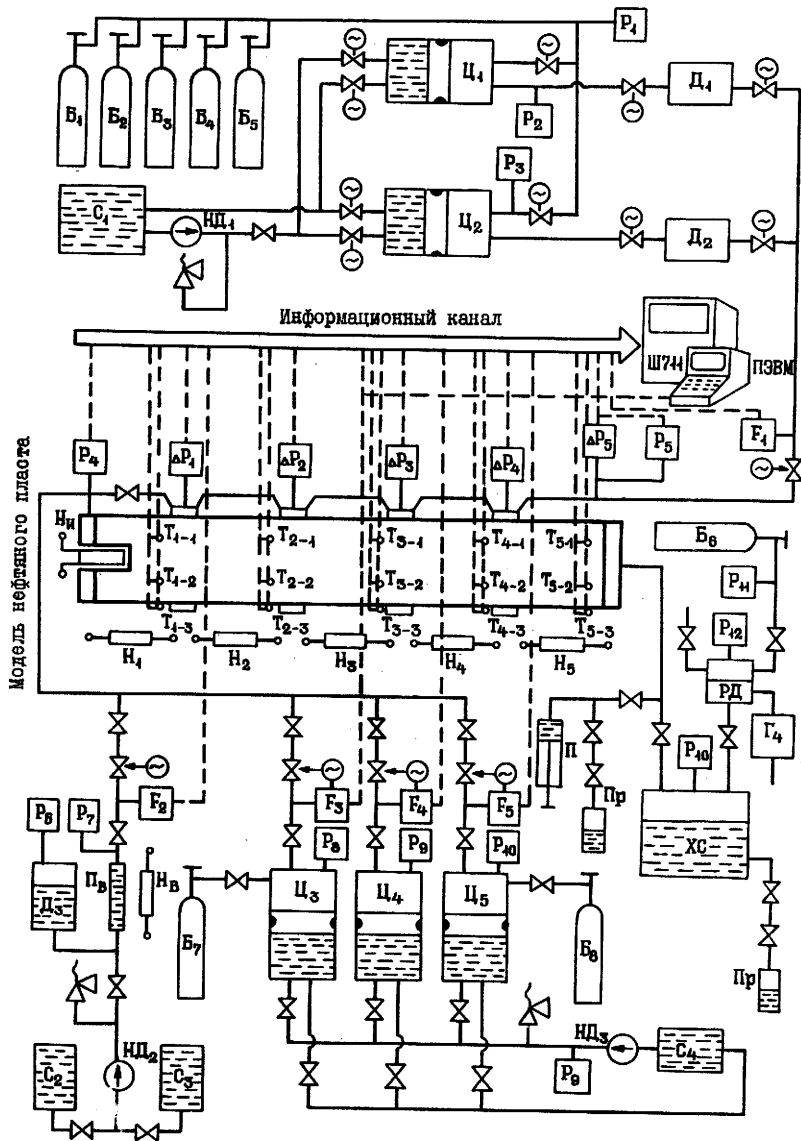


Рис. 3. Принципиальная схема установки моделирования процессов в нефтяных пластах

державших пластов, оптимизации технологий для конкретного месторождения и оценивать влияние конкретного технологического воздействия на извлекаемое углеводородное сырье.

Обозначения на рис.3:

B_1, \dots, B_8 - газовые баллоны; $Ц_1, \dots, Ц_5$ - цилиндры с разделительными поршнями; $Д_1, \dots, Д_3$ - демпферы; $С_1, \dots, С_4$ - емкости для рабочих агентов; $НД_1, \dots, НД_3$ - дозирующие насосы; $Пр$ - пробоотборник; $П$ - пресс; $Н_1, \dots, Н_5$ - нагреватели модели; $Н_{и}$ - нагреватель для инициирования горения; $П_{в}$ - водонагреватель; $Н_{в}$ - нагреватель $П_{в}$; $ХС$ - холодильник-сепаратор; $РД$ - регулятор давления "до себя"; $Г_4$ - газовый объемный счетчик; P_1, \dots, P_{12} - датчики давления, F_1, \dots, F_5 - датчики расхода; P_1, \dots, P_5 - датчики перепада давления; $T_1 - T_5$ - терпары; $ШГП$ - измерительный преобразователь; $ПЭВМ$ - персональная электронно-вычислительная машина;

\times - вентиль запорный,
 \otimes - электрифицированный запорный вентиль,
 \otimes - электрифицированный регулирующий вентиль,
 ∇ - предохранительный клапан

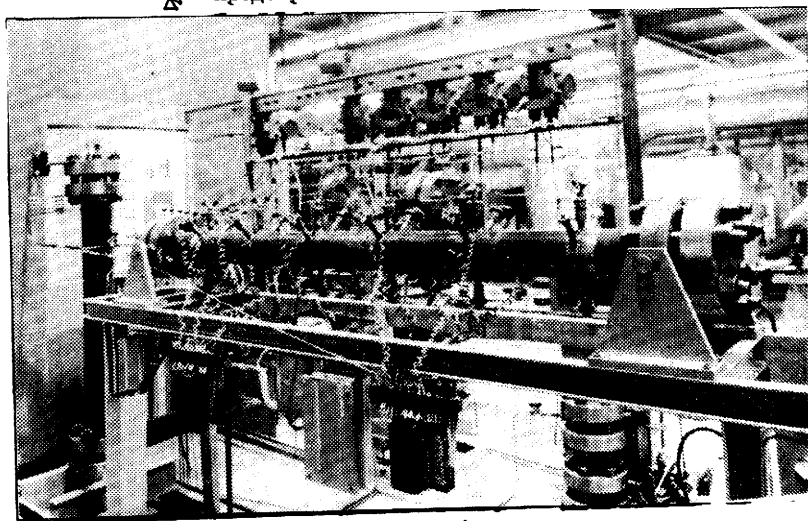


Рис.4. Общий вид модели нефтяного пласта

СО Д Е Р Ж А Н И Е

	С.
ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. УСТАНОВКИ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА ПРОЦЕССА ВЫТЭС- НЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ПУТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ.....	5
2. УСТАНОВКИ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА ПРОЦЕССА ВЫТЭС- НЕНИЯ НЕФТИ СМЕШИВАЮЩИМИСЯ С НЕЙ УГЛЕВОДОРОДАМИ.....	23
3. УСТАНОВКИ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА ПРОЦЕССА ВЫТЭС- НЕНИЯ НЕФТИ ДВУОКИСЬЮ УГЛЕРОДА, АЗОТОМ И ДРУГИМИ ГАЗАМИ.....	41
4. УСТАНОВКИ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА ПРОЦЕССА ВЫТЭС- НЕНИЯ НЕФТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ.....	83
5. УСТАНОВКИ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА ПРОЦЕССА ВЫТЭСНЕ- НИЯ НЕФТИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯМИ.....	127
6. УСТАНОВКИ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА ПРОЦЕССА ВЫТЭСНЕ- НИЯ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ.....	143
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	168
ЛИТЕРАТУРА.....	170
ПРИЛОЖЕНИЕ I. УСТАНОВКА ДЛЯ ПРЯМЫХ ВИЗУАЛЬНЫХ ИССЛЕ- ДОВАНИЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ И ТЕХНОЛО- ГИЧЕСКИХ АГЕНТОВ ПРИ ДАВЛЕНИЯХ ДО 40 МПа И ТЕМПЕРАТУРАХ ДО 700 К	182
ПРИЛОЖЕНИЕ II. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ФИЛЬТРАЦИОННАЯ УСТА- НОВКА "ПЛАСТ"	185