

На правах рукописи

Кондрашев Олег Федорович

**Физико-химические основы
регулирования изолирующих свойств
безглинистых полисахаридных
буровых растворов**

Специальность 25.00.15 – «Технология бурения и освоения скважин»

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Уфа – 2005

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

Научный консультант

доктор технических наук, старший
научный сотрудник

Андресон Борис Арнольдович

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор
Конесев Геннадий Васильевич;

доктор технических наук, старший научный
сотрудник Крысин Николай Иванович;

доктор технических наук, профессор
Поляков Владимир Николаевич.

Ведущая организация

ТатНИПИнефть, г. Бугульма.

Защита диссертации состоится « 4 » марта 2005 года в 14-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан « 31 » января 2005 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Матвеев Ю.Г.

Общая характеристика работы

Актуальность работы. Проблема сохранения продуктивных свойств призабойной зоны пласта становится все более актуальной в связи со снижением объемов бурения и увеличения в нем доли горизонтальных и наклонно-направленных скважин. Анализ буровой практики показывает, что у каждой второй скважины коллекторские свойства при освоении снижаются вдвое, а у каждой десятой – на 90 % и более (Н.Р. Рабинович., Н.Р.Тевадзе). При этом только 54 % скважин с горизонтальным и наклонным окончанием осваиваются успешно, в то время как за рубежом этот показатель на 30 % выше (Л.В.Голов, С.Н.Волков).

Столь большое отставание, по мнению ряда специалистов (В.А. Аммян, Б.А. Андресон, М.Р. Мавлютов., А.И. Пеньков, Н.Р.Рабинович, В.И. Токунов и др.), обусловлено не только геологическими, но и технологическими просчетами в выборе типа раствора, его рецептуры в условиях недостатка информации о физическом состоянии фильтрата и его движении в призабойной зоне. В первую очередь это относится к безглинистым полимерным буровым системам, находящим все большее применение при бурении в осложненных условиях. Интерес к ним связан с уникальной способностью высокомолекулярных соединений к изменению в широком диапазоне реологических и фильтрационных свойств: только эти жидкости способны резко снижать гидравлическое сопротивление в трубном пространстве при турбулентном режиме, уменьшая тем самым динамическое давление и негативное воздействие на пласт. С другой стороны, они могут столь же резко увеличивать фильтрационное сопротивление в пористой среде, снижая возможность прорыва буровой жидкости в приствольную область.

По современным представлениям фильтрационное сопротивление системы «полимер – пористая среда» определяется вязкоупругими эффектами, возникающими при достаточно быстром движении жидкости через сужения и расширения пор или молекулярно-поверхностном взаимодействии с горными породами. Однако учет этих явлений в буровой практике при корректировке рецептуры подобных систем затрудняется тем, что стандартные методики исследования эксплуатационных параметров промывочных жидкостей ориентированы на более

простые в реологическом отношении глинистые растворы, где изолирующий эффект, в основном, определяется малопроницаемой коркой. Отмеченное не позволяет качественно проводить адаптацию буровых систем к геолого-техническим условиям бурения и снижает эффективность их применения.

Количественная оценка вязкоупругих аномалий, определяющих продвижение высокомолекулярного фильтрата в пристволенной области, требует принципиального обновления инструментальной и теоретической базы реометрии буровых растворов, накопления и систематизации результатов лабораторных и промысловых наблюдений, формирования соответствующей базы данных.

В связи с изложенным, целью настоящей работы является изучение физического состояния фильтрата безглинистых растворов и характера его течения в пористой среде, создание теоретической базы для анализа и регулирования изолирующих свойств промывочных жидкостей нового поколения.

Основные задачи исследования. При реализации данной программы решались следующие задачи:

- разработка методики исследования молекулярно-поверхностных взаимодействий в пластовой системе;
- анализ природы изолирующих свойств безглинистых полимерных растворов;
- изучение механизма контактного взаимодействия растворов с породой;
- исследование кинетики коагулирующих процессов;
- изучение факторов, определяющих фильтрацию безглинистых растворов;
- установление корреляции изолирующих свойств с компонентным и долевым составом буровых растворов;
- разработка методики оценки глубины проникновения безглинистых промывочных жидкостей.

Научная новизна. Установлена молекулярно-поверхностная природа фильтрационных и вязкоупругих аномалий безглинистых полисахаридных растворов.

Проведены прямые измерения структурно-механических и гидродинамических параметров промывочных жидкостей в поровых каналах.

Исследован механизм формирования изолирующих свойств безглинистых полисахаридных растворов.

Изучен механизм течения промывочных жидкостей нового поколения в пористой среде.

Установлена природа синергетического усиления неньютоновских свойств и вязко-температурных аномалий растворов.

Проведена классификация буровых растворов по их кольматирующим свойствам.

Установлена корреляция микрореологических и стандартных показателей буровых растворов, позволяющая контролировать их изолирующие свойства в лабораторных и полевых условиях.

Практическая ценность работы

Разработанная методика оценки глубины проникновения растворов, учитывающая взаимодействие фильтрата с породой и геолого-технические условия бурения, применена в ООО «ИК БашНИПИнефть» при проектировании бурения 27 горизонтальных и наклонных скважин.

Апробация работы. Результаты работы были доложены на IV Республиканской конференции по физико-химии, технологии получения и применения дисперсных систем, промывочных жидкостей и тампонажных растворов (Киев, 1977); ПХ Всесоюзной конференции по коллоидной химии и физико-химической механике (Ташкент, 1983); Республиканской научно-технической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса России» (Уфа, 1998); Межвузовской научно-технической конференции «Проблемы нефтедобычи Волго-Уральского региона (Октябрьский, 2000); научно-практической конференции УГНТУ «Проблемы нефти и газа» (Уфа, 2001); научно-технической конференции «Состояние геологоразведочных работ, разработки и эксплуатации нефтяных месторождений АНК Башнефть и пути повышения их эффективности» (Уфа, 2002); IV Конгрессе нефтегазопромышленников России (Уфа, 2003); международном семинаре «Разра-

ботка нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации» (Тюмень, Нефтегазовый центр, 2004).

Публикации По теме диссертации опубликованы монография и обзорная информация, 12 статей и 19 тезисов докладов.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, литературного обзора, пяти глав, выводов и библиографии, 272 страницы машинописного текста, 230 рисунков и 56 таблиц.

В первой главе приводятся данные, иллюстрирующие развитие представлений о природе фильтрационных аномалий жидкостей и методах их исследования.

Отклонения от линейного закона фильтрации были обнаружены еще в конце 19-го века (Ф. Кинг) при исследовании водопроницаемости грунтов. Фильтрационные аномалии воды и других низкомолекулярных жидкостей связывались с действием капиллярного давления (Т.Н. Пузыревская, С.А. Роза), проявлением неньютоновских свойств жидкости (В.А. Флорин, Н.В. Чураев) или возникновением адсорбционных слоев жидкости на поверхности поровых каналов (Д.Макхафик и Л. Лернер, В. Харди, Б.В.Дерягин), уменьшающих эффективное сечение последних. Во второй половине прошлого века по мере усовершенствования техники измерений были исследованы параметры адсорбционных слоев воды и их влияние на характер течения в отдельных капиллярах

(Н.Ф. Бондаренко и С.В. Нерпин, И.Г. Гранковский) и пористой среде (Н.В. Чураев, К.А. Джабаров). Все это позволило объединить неоднозначные и часто противоречивые результаты исследований на основе системного подхода, рассматривая их как проявление тех или иных свойств одного объекта, состоящего из жидкости и пористой среды.

Интенсивное исследование реологических и фильтрационных свойств пластовых флюидов началось при промышленном освоении месторождений нефти, и на начальной стадии, как и в случае более простых жидкостей, преобладали односторонние оценки изучаемых явлений. Нелинейность течения нефти в капиллярах и пористой среде, затухание фильтрации объяснялось либо сугубо объемными неньютоновскими свойствами (Д. Фенчер, Д. Льюис, К. Бернс, В.В. Девликамов,

И.Е. Фоменко, А.Х. Мирзаджанзаде и др.), либо образованием адсорбционно-сольватных слоев на поверхности поровых каналов (М.М Кусаков, П.А Ребиндер и К.Е Зинченко, Ф.А. Требин). Прямые измерения параметров адсорбционно-сольватных (граничных) слоев нефти (И.Л. Мархасин, Г.И. Фукс) показали, что толщина и прочность их зависят от свойств системы «жидкость-твердое тело», содержания и природы естественных ПАВ, петрофизической характеристики горных пород, их проницаемости, смачиваемости и т.п. Все это позволило в итоге рассматривать фильтрационные аномалии как результат проявления сложных молекулярно-поверхностных процессов, протекающих в рассматриваемой системе.

В реометрии буровых растворов традиционно большее внимание уделялось изучению объемных реологических свойств (А.Г. Аветисов, А.И. Булатов, А.Х. Мирзаджанзаде, А.И. Пеньков, Ф.Д. Овчаренко, Н. Маковой, Ф. Роджерс и др.), что диктовалось необходимостью обеспечения требуемых гидравлической программой многочисленных и часто взаимоисключающих требований к параметрам растворов на разных участках циркуляционной системы. Задача эта теоретически и технически весьма сложная, поскольку диапазон скоростей сдвига, которым подвергается технологическая жидкость в процессе циркуляции, достигает 8-ми порядков (Д. Маковой). К настоящему времени эти вопросы достаточно хорошо проработаны для большинства буровых систем на глинистой и полимерной основе.

При исследовании молекулярно-поверхностных явлений в пластовых системах акцент делался на анализ изменений соответствующих свойств породы (адсорбционное понижение прочности, ингибирующие эффекты и т.п.), поскольку изолирующие свойства глинистых систем контролировались с помощью стандартных методик. Потребность в исследованиях жидкой фазы пластовых систем возникла в конце прошлого века при промышленном применении безглинистых полимерных жидкостей, имеющих иной механизм изоляции зоны бурения.

По современным представлениям изолирующие качества этих, более сложных в реологическом отношении, систем определяются вязкоупругими свойствами, возникающими при деформации подобной жидкости в пористой среде

(А.Х. Мирзаджанзаде, Н.Г. Бернардинер и В.М. Ентов) или физико-химическом взаимодействии ее с породой (А.Х. Мирзаджанзаде, О.Ф. Кондрашев), либо наложением перечисленных явлений. Количественной характеристикой последних является фактор сопротивления, остаточный фактор сопротивления, коэффициент изоляции и ряд других показателей, определяющих снижение проницаемости кернов при фильтрации вязкоупругих жидкостей. Но однозначно выявить природу вязкоупругих аномалий по данным фильтрационных измерений достаточно сложно, хотя известный факт увеличения последних при снижении исходной проницаемости пористой среды и скорости фильтрации косвенно свидетельствует о физико-химической природе фактора сопротивления.

Наиболее фундаментальные исследования этого вида взаимодействия были проведены в области смазки и клеевых соединений, где свойства жидкости, приобретаемые в результате контактного взаимодействия, играют определяющую роль (В. Гарди, Д. Тейбор, А.С. Ахматов, Г.И. Фукс, В.Н. Матвиевский и др.)

Граничные (пристенные) слои жидкости, частично заимствуя физические свойства контактирующих фаз, характеризуются в этих условиях сдвиговой упругостью и повышенной вязкостью, переходя в иное агрегатное состояние - квазитвердое или квазикристаллическое. Возникающие в дальнейшем на физически или химически адсорбированных молекулах, полимолекулярные граничные слои высокомолекулярных соединений могут достигать десятков и сотен микрометров и способны выдерживать весьма высокие нормальные нагрузки ($\sim 10^6$ Па), свойственные молекулярным кристаллам.

В основе методов, применяемых для исследования физических параметров жидкости на границах раздела фаз, лежат различные способы регистрации подвижности молекул, макроскопически проявляющейся в наличии градиента механических, оптических или электрических свойств жидкости в пристенной области. В этом плане механические методы наиболее полно отвечают задаче настоящего исследования – изучению модификации структурно-механических и гидродинамических свойств буровых растворов в пористой среде. В отличие от спек-

тральных методов исследования здесь не требуется трудоемкой корреляции получаемых структурно-чувствительных параметров с отмеченными показателями растворов. Дальнейший анализ методов выделенной группы показал, что наиболее конструктивной является схема известного прибора Вейлера-Ребиндера, представляющего собой систему из двух параллельных пластин с расположенной между ними прослойкой исследуемой жидкости.

Конструкция измерительной ячейки – узкого зазора экспериментальной установки УГНТУ, реализующая данную схему, представляет колебательную систему из двух параллельных кварцевых пластин, закрепленных на оригинальной механической подвеске из системы плоских пружин. Подобная конструкция позволяет проводить измерение структурно-механических свойств пластовых флюидов при эксплуатационных условиях – скоростях сдвига, размерах поровых каналов и минералах, характерных для данной скважины.

Суть динамического метода, реализуемого в описываемой установке, состоит в регистрации изменений резонансной частоты колебаний, обусловленных вязкими или упругими свойствами тонкого слоя изучаемой жидкости. Известные соотношения линейной теории вязкоупругости (Д. Ферри, Г.В.Виноградов и А.Я. Малкин, Б.В. Дерягин и др.) позволяют рассчитать по фиксируемым резонансным параметрам вязкость, модуль сдвига, толщину граничного слоя, а также критические напряжения – пределы прочности, определяющие условия движения жидкости в узком зазоре – плоском капилляре данной величины.

Методика исследования отработана на ньютоновских и неньютоновских, низкомолекулярных и высокомолекулярных жидкостях. Корректность разработанной методики подтверждена совпадением с данными измерений, полученных независимыми методами.

Во второй главе приводятся краткая характеристика объектов исследования, данные о кинетике их структурообразования в порах разного размера.

Изучались безглинистые полимерные растворы на основе синтетических и природных высокомолекулярных соединений. Растворы первой группы представлены акриловыми полимерами - гидролизованнми полиакриламидом марки Дк-

дрилл (фирма «Искра Индастри», Япония) и полиакрилонитрилом марки Сайпан (фирма «Сайнамид», США), представляющими собой полиэлектролиты анионного типа с молекулярной массой соответственно $(16...25) \cdot 10^6$ и $(3...7) \cdot 10^6$.

Вторая группа представлена различными модификациями полисахаридных биополимерных растворов, применяемых АНК Башнефть на нефтяных месторождениях Башкортостана и Западной Сибири. Компонентный состав некоторых из них приведен ниже (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Компонентный состав некоторых модификаций полисахаридных растворов

№	Наименование	Рецептура растворов, %										
		Фито-РК	Б/п-КК	ПАА	ПКД-515	Гликоил	Сонбур	КНСО ₂	КСI	MgCl ₂	Нефть	Вода
1	Высокоминерализованный эмульсионно-гелевый	4	0,1 - 0,5	-	5	-	-	-	5	10	10	в/пр*
2	Полигликолевый-полисахаридный	2	0,5	-	2	3	0,5	-	-	-	-	в/пр
3	Полисахаридно-калиевый	2	0,5	-	2	-	0,5	-	3	-	-	в/пр
4	Полигликолевый полисахаридно-формиатовый	2	0,6	-	2	3	0,5	3	-	-	-	в/пр
5	Безглинистый полисахаридно-солевой	2	0,5	-	2	-	1	-	-	-	-	пласт**
6	Безглинистый полимер-солевой	2	-	0,3	2	-	1	-	-	-	-	пласт

* - водопроводная вода; ** - пластовая вода

Стабилизирующей основой растворов являются крахмал (Фито-РК) или целлюлоза (КМЦ, Celpol-SL), регулятором фильтрационных и реологических свойств – биополимер (Робус, КК), гидрофобизаторами – неионогенное ПАВ (ПКД-515) и полигликоли (ПЭГ), смазочной добавкой – нефть или Сонбур-1101, ингибитором – минеральные соли и ПЭГ. Последний представляет собой смесь гомологов и смол (диэтиленгликоль – 15...20 %, триэтиленгликоль – 25...30 %, тетраэтиленгликоль – 35...40 %, пентаэтиленгликоль – 10...15 %, смолистые вещества 5...10%), выполняет в растворе, кроме того, функции гидрофобизатора и

загустителя. В некоторых более поздних модификациях полисахаридных растворов вместо ПЭГ применяется гомологически более чистый продукт – Гликоил.

К этой же группе относится и микропузырьковая буровая система «Афро-никс», разработанная фирмой “M-I Drilling Fluids” компании “Smith/Schlumberger” (США). Свое название она получила от афронов - микро-скопических пузырьков воздуха диаметром 20... 100 мкм со сложной многослойной оболочкой из полимеров и ПАВ. Высокие изолирующие свойства этой системы определяются пенно-пузырьковым экраном и кольматирующими качествами ее фильтрата. Последние использовались нами в дальнейшем для сравнения с аналогичными параметрами отечественных растворов.

Описанная выборка буровых растворов дает возможность выявить влияние концентрации структурообразующих компонентов, ПАВ и минеральных солей на структурно-механические и гидродинамические свойства растворов, кинетику взаимодействия раствора с пористой средой.

Кинетика структурообразования промывочных жидкостей в пористой среде практически не освещена в литературе и представляет интерес с научной и практической точек зрения. Информация подобного рода необходима для анализа взаимодействия компонентов раствора с горной породой, характера возникающих при этом надмолекулярных структур и механизма формирования изолирующих свойств. В прикладном аспекте данные о скорости формирования прочной «пробки» раствора в данных условиях, продолжительности кольматации и деструкции, соотношении этих показателей со временем контакта раствора с породами продуктивной толщи при проводке скважин дают технологу возможность более обоснованного выбора типа раствора и корректировки его рецептуры.

Микрореологические исследования проводились в узких зазорах величиной 1...20 мкм, соответствующих диапазону проницаемости от тысячных долей до единиц мкм². Общим для всех растворов является многократное возрастание вязкости при контакте с породообразующим минералом и появление упругих свойств. Отмеченное свидетельствует о том, что в пористой среде фильтрат приобретает твердообразные свойства и характер течения, принципиально отличаю-

щийся от псевдопластических, присущих биополимерным растворам в обычных, объемных условиях. Вязкоупругие аномалии являются следствием образования на стенках пор граничных слоев, соизмеримых с размерами капилляров и уменьшающих их эффективное сечение.

Типичным для формирования структурно-механического барьера, ограничивающего проникновение фильтрата в пористую среду, является наличие двух фаз структурообразования – быстрой и медленной. В течение первой возникает адсорбционный слой, на второй фазе осуществляется более медленная достройка полимолекулярного граничного слоя, простирающегося на несколько молекулярных порядков, что характерно для адсорбции высокомолекулярных веществ на границе с твердым телом (В.А. Каргин, Ю.С.Липатов). На начальной стадии этот процесс может развиваться одновременно во всем объеме. Макромолекулы при этом могут входить в несколько зон структурообразования, формируя сетку, препятствующую дальнейшему массопереносу. По этой причине перемещение макромолекул носит преимущественно сегментальный характер. Кроме того, в отличие от низкомолекулярных соединений, активные группы или сегменты макромолекул никогда полностью не связываются с адсорбентом: часть сегментов закрепляется на поверхности, остальные простираются в объем в виде петель или свободных концов. Вследствие этого на границе раздела фаз создаются предпосылки для создания поверхностного слоя полимера, локальная концентрация в котором отличается от среднего значения по объему. Этому способствуют и селективный характер адсорбции полимеров, являющихся по своей природе полимергомологами, а также особенности адсорбента - пористой среды, радиусы капилляров которой могут быть сопоставимы с размерами макромолекул. Описанные процессы определяют закономерности процесса формирования надмолекулярной структуры жидкости в поровом канале.

Введенный в безглинистый раствор твердый кольматант, помимо своего прямого назначения, усиливает его неньютоновские аномалии и кольматирующие качества даже в сравнительно больших узких зазорах (рис.2.1), что связано с возникновением двух сопряженных структур.

Механизм формирования подобных структур по П.А. Ребиндеру имеет сугубо поверхностную природу. Модифицированный кольматант в данном случае является источником дополнительных адсорбционных центров, усиливающих прочность надмолекулярной структуры раствора в поровом канале. При увеличении концентрации дисперсного наполнителя или уменьшении его разме-

ров роль поверхностных явлений возрастает еще более, поскольку все большая часть системы переходит в состояние межфазного граничного слоя с аномальными физическими свойствами. Пространственные структуры образуются ван-дер-ваальсовыми силами, действующими между частицами наполнителя через прослойки жидкости, в которые входят все поверхностно-активные компоненты раствора. При этом возникают сопряженные структуры разных типов – коагуляционной из частиц наполнителя и молекул раствора, имеющих существенно разные периоды структурообразования ($t_{стр1}$ и $t_{стр2}$). Для образования подобных структур в растворе частицы наполнителя должны иметь по смачиваемости неоднородный, мозаичный характер с лиофильными и лиофобными участками. Доля последних должна быть относительно небольшой, поскольку при ее увеличении усиливаются коагуляционные процессы и соответственно снижается количество свободных частиц – узлов коагуляционной сетки. Именно с образованием последней по П.А. Ребиндеру связано усиливающее действие наполнителя, чья малопрочная коагуляционная структура служит своего рода каркасом, на котором формируется уже более прочная структура полимера. Кинетика формирования первой структуры на основе частиц кольматанта должна слабо зависеть от величины узкого зазора, что подтверждается и экспериментальными данными (рис. 2.2, кривые 1 и 3). Для структуры, формирующейся на кварцевых поверхностях узкого зазора, напротив, имеет место более сильная зависимость от величины последнего (кривые 2 и 4).

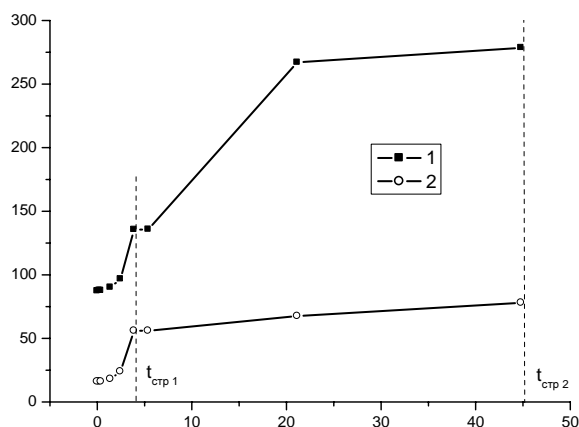


Рис.2.1. Кинетика изменения модуля сдвига (1) и вязкости (2) полисахаридного раствора с твердым кольматантом в узком зазоре 10 мкм.

Взаимосвязь концентрации крахмала и кинетических параметров этой структуры вполне очевидна в силу пропорциональности концентрации крахмала с флотационной способностью раствора, с количеством удерживаемых в объеме жидкости частиц коагулянта.

Особенностью рассматриваемых систем раствор-твердое тело является возникновение вязкостно-температурных аномалий – увеличения вязкости, скорости формирования и других параметров надмолекулярной структуры при определенном повышении температуры (рис.2.3). Природа данного эффекта определяется конкуренцией когезионно-адгезионных сил: изменение интенсивности теплового движения неоднородно влияет на кинетику структурообразования растворов в пористой среде, поскольку результирующий эффект определяется наложением нескольких факторов - снижением уровня физического взаимодействия в системе и увеличением подвижности частиц с повышением температуры.

Рассматриваемые кинетические параметры нелинейно зависят от концентрации и величины узкого зазора. В частности, для 0,1 % раствора с высокой подвижностью изолированных молекул (рис.2.3, кривая 4) снижение величины константы структурообразования вызвано уменьшением градиента поверхностных сил, величины межфазного натяжения с ростом температуры. В более концентрированном растворе (кривая 2) при тех же условиях имеет место увеличение

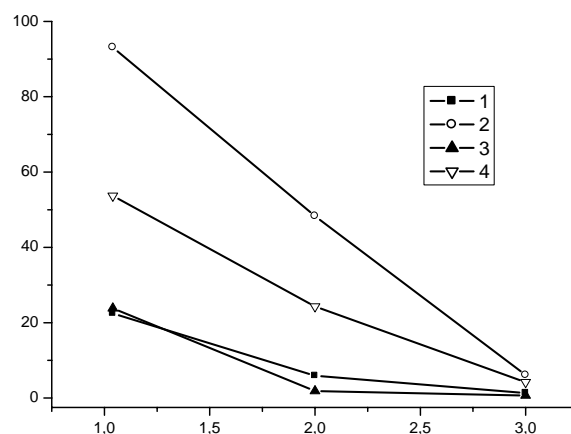


Рис.2.2. Зависимость времени формирования сопряженных структур от концентрации крахмала и величины узкого зазора:
1, 2 – 5 мкм; 3, 4 – 20 мкм

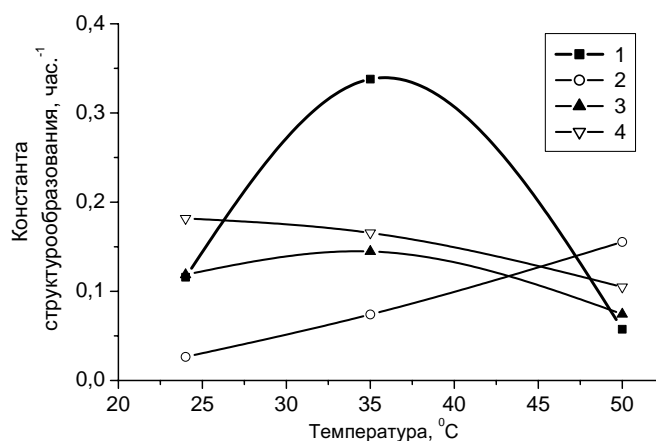


Рис.2.3. Зависимость кинетических параметров 0,1 (1,4) и 0,5 % (2,3) растворов Сайпана от температуры в узких зазорах:
1, 3 – 1,5 мкм; 2, 4 – 6,0 мкм

постоянный процесса, обусловленное, очевидно, соответствующим изменением подвижности агрегатов и увеличением скорости массопереноса частиц даже в более слабом поле поверхностных сил. Экстремальный характер кинетических зависимостей в малых по величине зазорах с большим градиентом поверхностных сил отражает конкуренцию указанных выше факторов. В 0,1 % растворе, например, до 35 °С превалирует увеличение подвижности молекул, а далее скорость процесса определяется темпом снижения величины межфазного натяжения (кривая 1). Для агрегатов молекул в сильном поверхностном поле увеличение подвижности в данном диапазоне температур невелико, поэтому кривая имеет менее выпуклый характер (кривая 3), качественно и количественно приближаясь к вышеописанной зависимости (кривая 4) для 0,1 % образца в зазоре величиной 6 мкм.

Температура, соответствующая максимуму вязкоупругих аномалий, зависит от интенсивности межмолекулярного взаимодействия в жидкости: для Дк-дрилла, плотность энергии когезии которого кратно превышает аналогичную характеристику для Сайпана, она составляет ~ 55 °С. Вязкостно-температурные аномалии наблюдаются и в растворах на основе КМЦ, применяемых в Западной Сибири (рис. 2.4): при высоких температурах здесь заметно увеличиваются скорость структурообразования и более чем на порядок вязкость в узком зазоре. Важно подчеркнуть, что при 85 °С фильтрат этого раствора проявляет и фильтрационные аномалии в опытах на пористой среде.

Необходимо отметить, что нелинейный, экстремальный характер зависимостей структурно-механических свойств безглинистых растворов наблюдается при изменении величины последнего, концентрации полимеров и производных целлюлозы, ПАВ, что указывает на справедливость молекулярно-кинетического подхода к объяснению механизма формирования надмолекулярной структуры в поро-

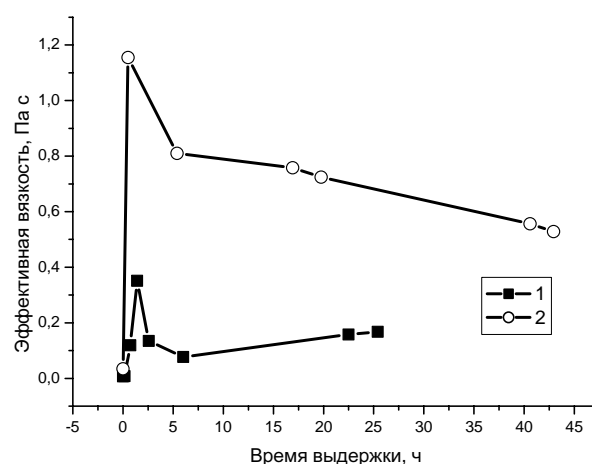


Рис. 2.4. Кинетика вязкости фильтрата растворов 1 (0,5 % КМЦ) и 2 (1 % КМЦ) в узком зазоре 5 мкм при 85 °С

вом пространстве. В соответствие с ним структурно-механические свойства в жидкости в пластовой системе определяются интенсивностью взаимодействия молекул жидкости между собой и с твердым телом (рис.2.5). Влияние последнего возрастает при снижении величины плотности энергии когезии (левая и правая ветви кривой) и уменьшается при сильном кооперативном взаимодействии в случае ассоциатообразования.

Низкая концентрация структурообразующих компонентов (левая ветвь) создает предпосылки для быстрой адсорбции отдельных, слабосвязанных между собой и развернутых молекул. Однако в силу специфики адсорбции высокомолекулярных соединений основная часть молекул простира-

ется в объем, ограничивая в дальнейшем скорость массопереноса и плотность упаковки молекул в граничном слое. В результате, несмотря на сильное молекулярное взаимодействие, в этих условиях в поровом канале возникает «рыхлая» надмолекулярная структура с относительно невысокими структурно-механическими свойствами.

При концентрациях выше ККА кинетические структурные единицы представляют собой агрегаты молекул, также слабо взаимодействующие между собой. Увеличение инертности агрегатов молекул ограничивает скорость формирования надмолекулярной структуры на всех этапах, но в силу более компактной конфигурации кинетических единиц увеличиваются плотность и прочность пристенного слоя жидкости, его размеры.

При концентрациях, близких к ККА (минимум кривой), усиливаются кооперативные процессы в жидкости, поэтому адсорбция ассоциатов молекул и дальнейшее структурообразование здесь осложнены сильным когезионным взаи-

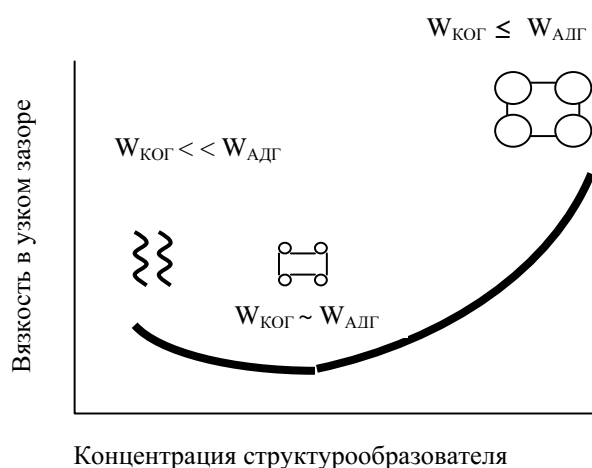


Рис.2.5. Схема межмолекулярного взаимодействия в системе «раствор – твердое тело»

модействием и снижением величины межфазного натяжения. В силу изложенного влияние твердого тела на структурно-механические показатели системы здесь невелико, поэтому их величина определяется в основном характеристиками самой жидкости.

Кинетика взаимодействия фильтрата Афроникса с твердым телом отличается от рассмотренных выше случаев (рис.2.6) более высокими значениями скорости структурообразования в порах малого размера и вязкости, на два порядка превышающей свое объемное значение (~ 12 мПа·с).

По этим показателям в зазорах размером до 1 мкм Афрониксу уступают все рассмотренные нами полисахаридные растворы (табл.2.2), за исключением высокоминерализованного эмульсионно-гелевого образца (рис.2.7), который по кинетическим и вязкоупругим показателям превосходит сравниваемый образец. В больших по величине узких зазорах, напротив, уже некоторые полисахаридные растворы превосходят соответствующие показатели Афроникса.

Особенностью последнего раствора является также и сильная его деструкция (правые ветви кривых): спустя двое суток его реологические показатели становятся меньше исходных. Это является одним из положительных факторов рассматриваемой системы, облегчающим процесс освоения скважины и восстановления коллекторских свойств призабойной зоны

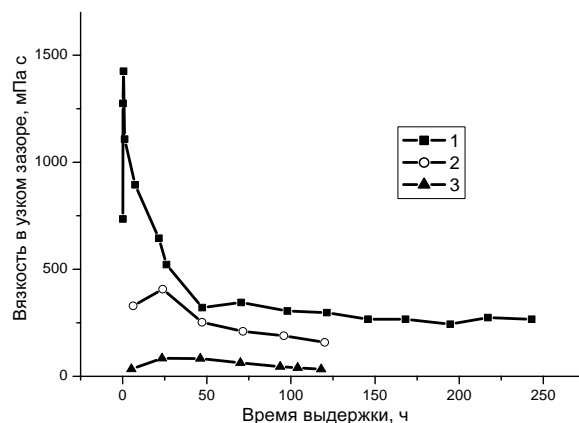


Рис.2.6. Кинетика вязких свойств фильтрата Афроникса в узких зазорах:
1 – 1 мкм; 2 – 2 мкм; 3 – 5 мкм

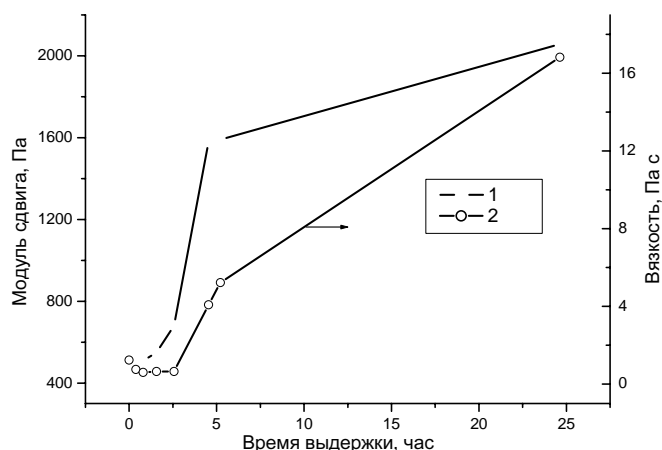


Рис.2.7. Кинетика упругих (1) и вязких (2) свойств эмульсионно-гелевого раствора при 0,1 % содержании биополимера в узком зазоре 2 мкм

Параметры структурообразования растворов

Раствор	Узкий зазор 1 мкм		Узкий зазор 2 мкм	
	Время стр-ния, ч	Вязкость, Па·с	Время стр-ния, ч	Вязкость, Па·с
Полисахаридно-солевой	22,1	1,945	3,13	0,124
Полисахаридно-формиатовый	70,6	0,398	3,25	0,363
Полисахаридно-полигликолевый	48,2	0,501	21,1	0,220
Полимер-солевой	210	1,653	77,8	1,156

В третьей главе рассматривается влияние долевого состава полисахаридных растворов на их структурно-механические свойства в поровых каналах.

Подобная информация необходима для направленного регулирования изолирующих свойств фильтрата. Проблема оптимизации рецептуры растворов осложняется тем, что содержание основных компонентов задается гидравлической программой и их вариация допустима лишь в достаточно ограниченном диапазоне. Рассматриваемые безглинистые буровые растворы представляют собой сложные дисперсные системы, состоящие из низко- и высокомолекулярных полиэлектролитов (минерализованная вода, полигликоли, хлориды калия и магния, крахмал и полимеры) и ПАВ (поверхностно-активные компоненты смазочных составов и гидрофобизаторов). Устойчивость таких систем по П.А. Ребиндеру определяется электростатическим и гидрофобным взаимодействием, поэтому любое изменение долевого состава и ионного числа раствора вследствие адсорбции, полиминеральной агрессии пластовых вод или нарушений технологии должно приводить к нарушению баланса действующих сил и его дисперсного состояния. Подобные системы сейчас интенсивно изучаются, поскольку они находят применение не только в добыче нефти, но и в производстве красок и смазок, биотехнологиях (Н.В.Чураев, К.Кogej, К.Yoshida, Л.П. Вахрушев и др.). Однако в большинстве работ такого рода не учитывается влияние адгезионного и стерического факторов, оказывающих существенное влияние на дисперсное состояние при кон-

тактном взаимодействии. Приведенные ниже микрореологические (в масштабе поры) исследования позволяют оценить роль этих факторов.

Анализ водных растворов Сайпана и Дк-дрилла показал, что синергетическое усиление вязких и фильтрационных свойств при определенном соотношении этих компонентов (А.У. Шарипов) имеет место и в узком зазоре (рис.3.1), где упругие свойства полимерной композиции (кривая 3) на порядок превосходит аналогичные характеристики каждого из

полимеров. Отмеченное связано с эффектом «полиэлектrolитного набухания», суть которого состоит в «распрямлении» или «сворачивании» молекул при изменении электростатического взаимодействия полярных звеньев полимера в присутствии ионов солей, полиэлектролитов, низко- и высокомолекулярных ПАВ. Макроскопически конформационные пре-

вращения молекул проявляются в виде соответствующего изменения вязких или упругих свойств системы (В.М. Ентов, И.Е. Швецов, Ш. Барань).

К аналогичному эффекту в узком зазоре приводит и введение в однокомпонентные растворы рассмотренных выше полимеров неорганической соли CaCl_2 , противоионы которой, подавляя электростатическое отталкивание одноименнозаряженных полимеров, инициируют сворачивание последних и изменение дисперсного состояния раствора.

Исходя из этого, синергетический эффект в смеси полимеров одинаковой полярности может быть связан с изменением знака их зарядов. Подобный механизм подтверждается независимыми исследованиями композиций полиакрилатных полимеров, где образование индуцированных катионных групп вследствие протонизации в водной фазе и других кооперативных явлений приводило к уси-

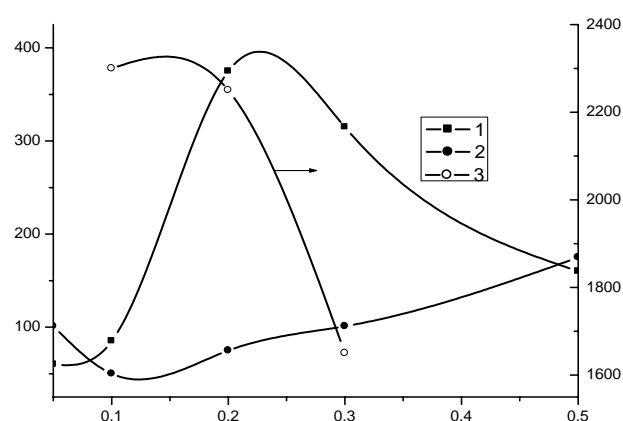


Рис. 3.1. Зависимость упругих свойств водных растворов Сайпана (1), Дк-дрилла (2) и их смесей (3) от содержания полимера

лению флокуляции кислотных пород, значимому изменению адсорбционной активности исследуемых полимеров (Л.П. Вахрушев, Е.В. Беленко).

Микрореологические исследования различных модификаций полисахаридных растворов показали, что вариация содержания основных компонентов приводит к неаддитивному изменению структурно-механических свойств изучаемых жидкостей (рис.3.2-3.4). Снижение уровня неньютоновских аномалий по мере увеличения размеров узкого зазора (кривые 2), отражает влияние твердого тела на физические свойства фильтрата. Наличие твердого кольматанта в растворе делает эту зависимость более слабой (рис.3.4, кривая 2) за счет дополнительной сопряженной структуры, возникающей в объеме жидкости на частицах наполнителя. По этой причине концентрационная зависимость в узком зазоре 20 мкм приобретает более монотонный характер.

Полученные данные позволяют оценить влияние минеральных компонентов на параметры растворов, поскольку рассматриваемые образцы существенно отличаются их концентрацией: высокоингибированный эмульсионно-гелевый образец содержит до 5 % хлористого калия и до 10 % $MgCl_2$, полисахаридно-калиевый – 5 % KCl , полисахаридный раствор с твердым кольматантом вообще не имеет в своем составе неорганических ингибиторов. Первый из них характеризуется наиболее высоким уровнем вязкости во всем диапазоне концентраций биополимера и экстремальным значением этого параметра при малом количестве Робуса в растворе (см. рис.3.2).

В соответствие с изложенным выше механизмом «полиэлектролитного набухания», возрастание вязкостных аномалий обусловлено усилением электростатического отталкивания и линейной конформацией молекул. Подобная ситуация может иметь место в высокоингибированном образце в случае полной компенсации исходных зарядов полиэлектролитов анионного типа и последующей их перезарядки, инициирующей вновь усиление электрического взаимодействия в растворе.

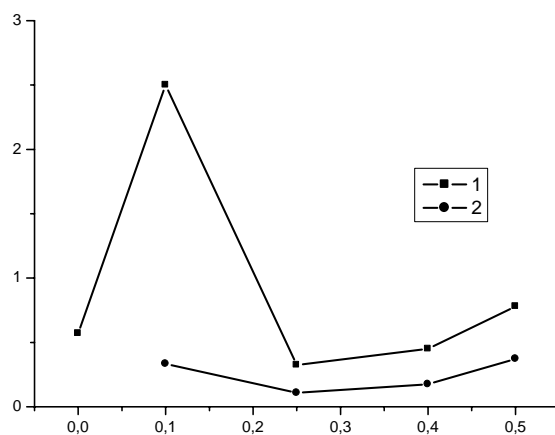


Рис.3. 2. Зависимость вязких свойств эмульсионно-гелевого раствора от концентрации биополимера и величины узкого зазора: 1 – 2 мкм; 2 – 5 мкм.
Время выдержки – 20 ч

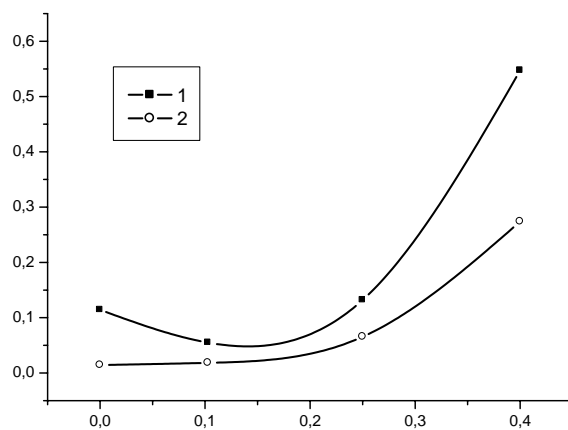


Рис.3.3. Зависимость вязкости полисахаридно-калиевого раствора от концентрации биополимера и величины узкого зазора: 1 – 2 мкм; 2 – 5 мкм.
Время выдержки – 24 ч

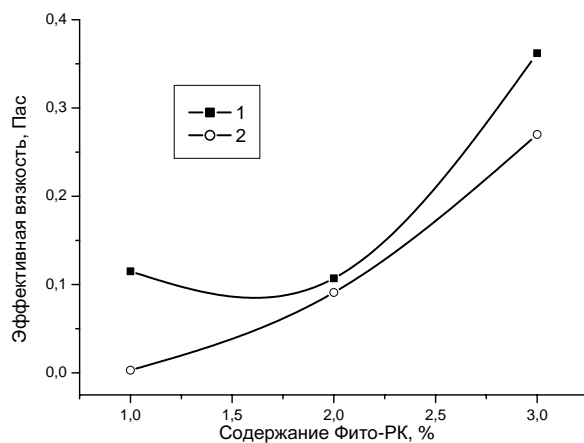


Рис.3.4. Зависимость вязкости полисахаридного раствора с кольматантом от концентрации крахмала и величины узкого зазора:
1 – 24 ч, 5 мкм; 3 – 24 ч., 20 мкм.

Возможность протекания указанных процессов в растворах высокомолекулярных полиэлектролитов (КМЦ, Магнафлок и др.) и дальнейшая их перезарядка в присутствии неорганических солей, ионогенных и неполярных ПАВ экспериментально подтверждена Ш. Баранем. При этом зафиксировано изменение электропроводности, светопоглощения и электрофоретической подвижности частиц, а также выпадение осадка. Возникновение нерастворимых интерполиэлектролитных комплексов отмечается и другими исследователями (Л.П. Вахрушев, Е.В. Беленко, А.В.Навроцкий, С.С. Дробина и др.).

В нашем случае усиление электростатического взаимодействия при инверсии зарядов полиэлектролитов и появление нерастворимых комплексов, выполняющих функции адсорбционных центров, приводит к дополнительному усилению неньютоновских свойств по механизму, рассмотренному выше на примере полисахаридного раствора с твердым коагулянтом. С повышением количества биополимера в растворе происходит только частичная компенсация зарядов его полярных групп, приводящая к уменьшению электростатического отталкивания. Последнее, в соответствие с механизмом «полиэлектролитного набухания», сопровождается сворачиванием молекул и усилением упругих свойств раствора.

В слабоминерализованном полисахаридно-калиевом растворе более гладкая концентрационная зависимость вязкости обусловлена меньшей интенсивностью электростатического взаимодействия. В данном случае имеет место лишь частичная компенсация зарядов полярных групп полиэлектролитов, приводящая к усилению гидрофобных взаимодействий и упругих свойств раствора. Кроме того, наличие в рассматриваемой буровой системе полигликолей, сольватирующих противоионы ингибиторов, снижает активность последних. Их полиэксиэтиленовые цепи, подобно краун-эфиру, могут связывать ионы соли и превращаться в своего рода ассоциированные катионоактивные ПАВ, способные к взаимодействию с анионными компонентами раствора. «Обертывающая» катионы соли при сольватации, они создают ассоциированные ПАВ, менее подвижные и более гидрофобные, чем нативные катионы (М.Ю. Плетнев). Описанные процессы также способствуют

снижению электростатического и усилению гидрофобного взаимодействия в полисахаридно-калиевом растворе.

Влияние температурного фактора на кинетику структурообразования полиакрилатных и полисахаридных растворов, природа возникающих при этом вязко-температурных аномалий рассмотрены в предыдущем разделе, поэтому ниже остановимся лишь на количественной оценке этого эффекта в данных системах.

Для Сайпана, имеющего невысокую интенсивность межмолекулярного взаимодействия в объеме (1,1 кДж/моль), максимум неньютоновских аномалий наблюдается при 30-50 °С (рис.3.5). У Дк-дрилла, существенно превосходящего Сайпан по этому показателю (83,1 кДж/моль), температура экстремума смещается в область более высоких температур (рис.3.6).

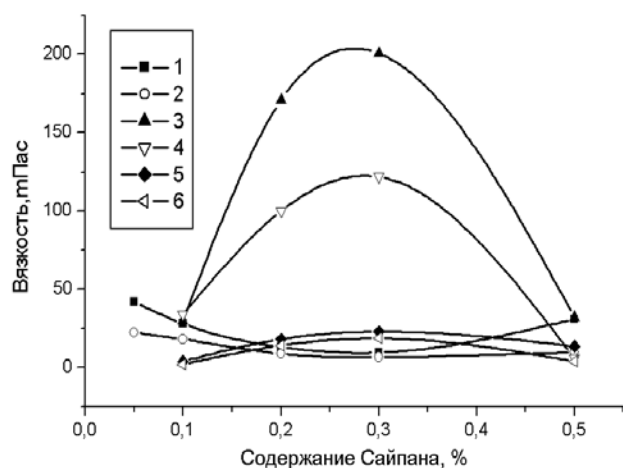


Рис.3.5. Зависимость вязкости растворов Сайпана от концентрации и температуры в узких зазорах 1,5 (1,3,5) и 6,0 (2,4,6) мкм: 1, 2 – 24 °С; 3, 4 – 35 °С; 5, 6 – 50 °С

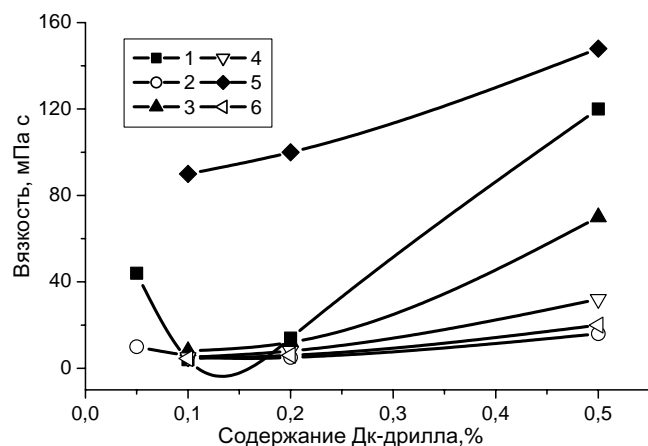


Рис.3.6. Зависимость вязкости растворов Дк-дрилла от концентрации и температуры в узких зазорах 1,5 (1,3,5) и 6,0 (2,4,6) мкм: 1, 2 – 24 °С; 3, 4 – 35 °С; 5, 6 – 50 °С

Подобные эффекты наблюдаются и для промышленных образцов полисахаридных растворов, применяемых в Западной Сибири при пластовых температурах ~ 85 °С. Микрореологические исследования в узких зазорах, соизмеримых с размерами пор продуктивной толщи Кирско-Коттынского месторождения, показали, что в этих условиях рассматриваемые растворы характеризуются весьма высокими структурно-механическими показателями (табл. 3.1 и 3.2) и необходимый уровень изолирующих свойств обеспечивается

достаточно низкой концентрацией основных компонентов. Параллельные фильтрационные исследования растворов на естественных кернах подтвердили эти выводы. Необходимо отметить, что из-за высокой консистенции раствора на основе КМЦ исследовался его фильтрат без глинистой компоненты.

Таблица 3.1

Влияние температуры и содержания стабилизатора на микрореологические и объемные показатели фильтрата глинистого раствора на основе КМЦ

Содержание КМЦ, %	Микрореологические параметры		Объемные параметры	
	Вязкость, Па·с	Модуль сдвига, кПа	Пластическая вязкость, Па·с	Напряжение сдвига, дПа
0,5	0,17	15,2	0,017	23,5
1	0,68	25,3	0,019	28,1

Таблица 3.2

Влияние температуры и содержания биополимера на микрореологические и объемные показатели безглинистого раствора на основе Celpol SL

Содержание биополимера, %	Микрореологические параметры		Объемные параметры	
	Вязкость, Па·с	Модуль сдвига, кПа	Пластическая вязкость, Па·с	Напряжение сдвига, дПа
0	0,56	26,2	0,031	23,9
0,25	1,21	60,0	0,028	29,5

Разница в масштабе приведенных здесь микрореологических и стандартных характеристик буровых растворов наглядно иллюстрирует влияние контактного взаимодействия на свойства фильтрата и малоинформативность данных стандартной реометрии.

Влияние гидрофобизирующих и смазочных добавок буровых растворов на структурно-механические и гидродинамические свойства фильтрата столь же неоднозначно, как и действие температурного фактора. Неоднозначность обусловлена механизмом действия ПАВ, связанным с адсорбцией на внешних и внутренних границах раздела фаз пластовой системы «раствор – пористая среда» (А.В. Каргин, Ю.С. Липатов). В последнем случае, молекулы низкомолекулярных ПАВ,

блокируя полярные группы в объеме полимера, нарушают внутри- и межмолекулярные связи и тем самым изменяют форму макромолекул. С одной стороны, это снижает уровень межмолекулярного взаимодействия и способность макромолекул к агрегации. В то же время разворачивание макромолекул и образование новых контактов между ними приводит к усилению межмолекулярного взаимодействия, поскольку поверхностное натяжение тесно связано с формой цепи и межмолекулярным взаимодействием, то низкомолекулярные ПАВ, находящиеся в объеме, также влияют и на поверхностные свойства системы в целом.

В силу неоднозначности действия ПАВ зависимость поверхностных и структурно-механических свойств полимерных растворов от их содержания носит экстремальный характер (рис.3.7).

Синфазность поверхностных свойств со структурно-механическими параметрами жидкости в узком зазоре говорит о значимом влиянии низкомолекулярных ПАВ на интенсивность контактного взаимодействия полимера с породой и возможности анализа их воздействия по поверхностным характеристикам буровых растворов. Здесь поверхностные и структурно-механические характеристики приведены для наглядности к соответствующим параметрам растворов, не содержащих низкомолекулярных ПАВ. Форма приведенных кривых отражает изменение адсорбционного взаимодействия на внешних и внутренних границах раздела фаз рассматриваемой системы. При малой концентрации ПАВ (~0,025 %) адсорбция последнего на внешней межфазной границе, ее активных центрах снижает дальное действие поверхностных сил. К тому же приводит увеличение концентрации и ассоциация молекул полимера. Отмеченные процессы снижают величину относительной вязкости с ростом концентрации полимера (кривая 3). Увеличение количества ПАВ в растворе до 0,05 % приводит к адсорб-

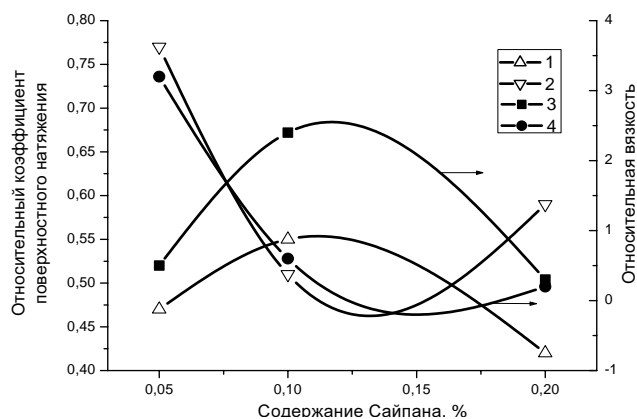


Рис.3.7. Зависимость относительных коэффициентов поверхностного натяжения (1,3) и вязкости (2,4) от содержания Сайпана и АФ-12:

1, 3 – 0,025 %; 2, 4 – 0,05 %

ческие характеристики приведены для наглядности к соответствующим параметрам растворов, не содержащих низкомолекулярных ПАВ. Форма приведенных кривых отражает изменение адсорбционного взаимодействия на внешних и внутренних границах раздела фаз рассматриваемой системы. При малой концентрации ПАВ (~0,025 %) адсорбция последнего на внешней межфазной границе, ее активных центрах снижает дальное действие поверхностных сил. К тому же приводит увеличение концентрации и ассоциация молекул полимера. Отмеченные процессы снижают величину относительной вязкости с ростом концентрации полимера (кривая 3). Увеличение количества ПАВ в растворе до 0,05 % приводит к адсорб-

ции на внутренних и внешних границах раздела фаз, по-разному влияющих на градиент поверхностных сил. Их конкуренция определяет параболический характер рассматриваемых зависимостей (кривые 2, 4).

Важным практическим следствием настоящих исследований является установление корреляции стандартных показателей буровых растворов и их структурно-механических свойств в узких зазорах, что дает возможность с помощью отработанных стандартных методик более объективно оценивать физические свойства фильтра в пористой среде. Важно подчеркнуть, что выбор в качестве основы уже апробированных методик позволяет корректировать функциональные свойства раствора непосредственно на буровой, исходя из условий бурения конкретной скважины.

Однако сопоставление концентрационных зависимостей стандартных характеристик и вязкости в узком зазоре (нижняя пунктирная кривая) полисахаридных растворов показывает (рис.3.8), что далеко не все параметры, апробированные на глинистых системах, могут быть использованы для более сложных в реологическом отношении полисахаридных растворов. Наиболее информативными из рассмотренных являются константы псевдопластического закона течения – соответствующая вязкость и динамическое напряжение сдвига, а также консистенция и показатель нелинейности (верхняя пунктирная кривая). Выделенные параметры характеризуются большими углами наклона к оси концентраций и диапазонами изменения, совпадением точек перегиба со сравниваемой зависимостью вязкости в узком зазоре.

Выбор отмеченных параметров не случаен, так как их измерение проводится при фиксированных скоростях деформации, что является принципиально важным для

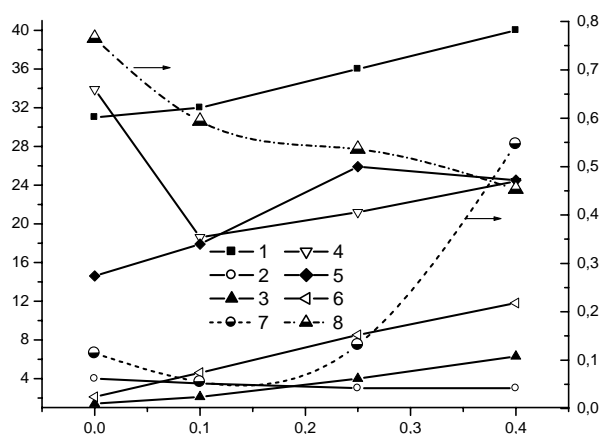


Рис.3.8. Концентрационные зависимости условной вязкости (1), показателя фильтрации (2), статического напряжения сдвига (3), пластической вязкости (4), начального напряжения сдвига (5), консистенции (6), коэффициента n (8) и вязкости в узком зазоре 2 мкм (7) для полисахаридно-калиевого раствора

неньютоновских жидкостей, реологические свойства которых зависят от времени и условий деформации. Невыполнение этих условий придает другим стандартным показателям (условная вязкость, показатель фильтрации и т.п.) сугубо качественный характер.

Многофакторный статистический анализ позволил получить искомые регрессионные модели для начальной вязкости (η_0 , мПа·с), предела прочности $\{\tau_{K1}(24), \text{Па}\}$, определяющего условия движения жидкости в поре, и вязкости (η_{24} , мПа·с) после суточного пребывания фильтрата в поре для различных модификаций полисахаридных буровых систем.

Для полисахаридно-калиевого раствора они имеют вид:

$$\eta_0 = 7478,11 * C - 259,106 * K + 822,671 * n - 12,8064 * d ; \quad (3.1)$$

$$\eta_{24} = 3714,49 * n - 1333,37 * K + 42307,4 * C - 503,467 * C * K - 12,1348 * C * K * d ; \quad (3.2)$$

$$\tau_{K1}(24) = 9,4933 * n - 3,5560 * K + 108,92 * C + 0,08096 * d + 0,25078 * C * K * d , \quad (3.3)$$

где K и n – константы степенного закона для псевдопластической жидкости, определяемые по стандартной методике; C – содержание биополимера; d – диаметр поровых каналов. Статистические оценки (R – коэффициент множественной корреляции, δ – среднеквадратичная ошибка расчета) приведенных выше уравнений свидетельствуют о надежной аппроксимации экспериментальных данных (табл.3.3).

Таблица 3.3

Параметры регрессионных моделей для полисахаридно-калиевого раствора

Уравнение	C, %	K	n	d, мкм	R	δ
3.1	0-0,4	2,1-11,8	0,7653-0,453	2 - 5	93,3	52,05
3.2	То же	То же	То же	То же	97,2	44,85
3.3	- // -	- // -	- // -	- // -	97,0	0,397

Подобные выражения, полученные для всех исследованных растворов, позволяют оценить их вязкость и предел текучести в порах определенного размера по стандартным показателям растворов.

Диапазон изменения размеров поровых каналов, как видно из таблицы, охватывает интервал проницаемости горных пород от сотых до десятых долей мкм², что позволяет использовать приведенные полученные соотношения для большинства месторождений Башкортостана и Западной Сибири.

В четвертой главе рассматриваются закономерности течения и фильтрации безглинистых полисахаридных растворов, а также оценки их изолирующих свойств по данным микрореологических исследований.

Для расчета продвижения фильтрата бурового раствора в пристволенной области методами подземной гидродинамики необходима информация о параметрах пластовой системы - вязкости флюидов, эффективных значениях проницаемости и пористости, критических напряжениях и скоростях сдвига (давлениях и скоростях фильтрации) и т.п. Требуемые данные обычно получают из кривых течения или фильтрации, представляющих собой зависимость степени равновесного разрушения структуры жидкости от скорости ее деформации, характерной для реальных условий.

Однако большинство фильтрационных исследований на пористой среде проводится без изучения ее порометрической характеристики - распределения пор зерна по размерам. В этих условиях получаемые фильтрационные характеристики носят достаточно общий характер, поскольку неизвестно, по каналам какого диаметра осуществлялось движение жидкости, а какая часть поровых каналов при данном перепаде давления не была охвачена процессом фильтрации. В отличие от этого установка УГНТУ позволяет получать информацию о течении в узких зазорах – поровых каналах заданного размера, что дает возможность выявить условия течения фильтрата в порах разного масштаба.

Исследование особенностей течения полиакрилатных и безглинистых полисахаридных растворов в узких зазорах показало, что в этих условиях наблюдаются элементы практически всех реологических моделей (рис. 4.1). Характерным для рассматриваемых образцов является наличие S-образных участков с отрицательным углом наклона, пределов текучести (τ_{K1}) и разрыва сплошности (τ_{K2}), что несвойственно нефти и другим низкомолекулярным жидкостям в подобных

условиях (И.Л. Мархасин и О.Ф. Кондрашев). В этом режиме течения при $\tau > \tau_{K2}$ увеличение скорости происходит при уменьшении величины приложенных напряжений. Отмеченное является проявлением разрыва сплошности среды, присущим в обычных условиях расплавам полимеров и наполненным концентрированным системам (В.Г. Виноградов и А.Я. Малкин, Н.Б. Урьев) или глинистым растворам (В.И. Рябченко, Н.Б. Урьев). Специфика

рассматриваемого явления состоит в том, что перепад давления локализуется во входной зоне канала, где резко возрастающая скорость течения полимера приводит к разрыву сплошности структуры и кратковременному скачку расхода жидкости. Однако, высокое давление на входе капилляра не распространяется на весь объем поровой жидкости в силу разрыва континуума, поэтому последняя движется при пониженном давлении и с более высокой вязкостью, чем жидкость, в которой не возникают подобные явления. Это подтверждается и приведенными данными: при одинаковых скоростях деформации растворы без разрыва сплошности (кривые 1, 2, 3) и с таковым (кривая 4) существенно отличаются углами наклона и консистентностью.

Разрыв сплошности, таким образом, ограничивает уровень динамического давления на фильтрат в пористой среде, улучшая тем самым его структурно-механические и изолирующие свойства. Из этого вытекает и принципиальное отличие движения вязкопластичных и вязкоупругих жидкостей в пористой среде: при разрушении структуры первая из них снижает фильтрационное сопротивление, а вторая его увеличивает.

Важно подчеркнуть, что явление разрыва сплошности имеет сугубо поверхностную природу, поскольку не обнаруживается методами стандартной реомет-

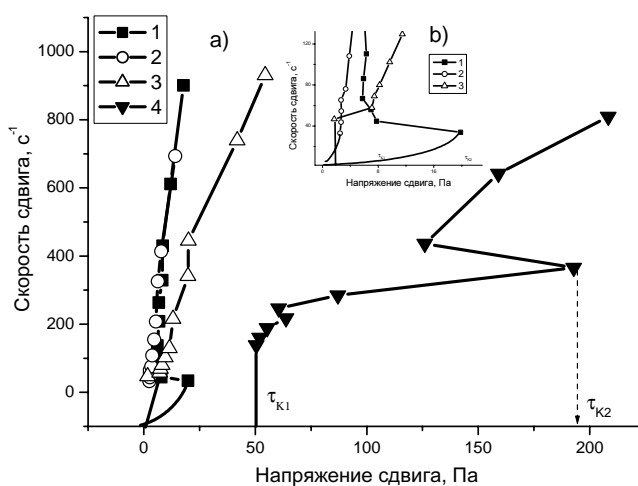


Рис.4.1. Кривые течения полисахаридно-калиевых растворов с разным содержанием биополимера в узком зазоре 2 мкм:

- | | |
|-------------|------------|
| 1 – 0 %; | 2 – 0,1 %; |
| 3 – 0,25 %; | 4 – 0,4 % |

рии буровых растворов, но проявляется в узких зазорах и при фильтрации в виде колебаний величины давления в установившемся режиме (рис. 4.2 и 4.3). Фильтрационные исследования выполнялись на автоматизированной установке FDES - 645 (фирма Cortest, США)¹ и естественных образцах пористой среды Кирско-Коттынского месторождения при температуре 85⁰ С. Проницаемость составных кернов в опытах с фильтратом глинистого раствора на основе КМЦ составляла тысячные, а для биополимерной жидкости - сотые доли мкм². Здесь, как и в микрореологических исследованиях, фильтрат на основе КМЦ не имел глинистой составляющей.

Характерным для описываемых опытов является увеличение в пределах порядка величины перепада давления в течение первого часа фильтрации и снижение проницаемости в той же пропорции. Для буровых растворов с твердой фазой отмеченное обычно связывается с возникновением малопроницаемой фильтрационной корки. Однако в рассматриваемом случае, при отсутствии твердой фазы причиной возрастания фильтрационного сопротивления может быть только молекулярно-поверхностное взаимодействие жидкости с породой. На это указывает и синхронность изменения фильтрационных и микрореологических параметров, сопоставленных в реальном масштабе времени (рис. 4.4 и 4.5). Видно, что перегиб кривой давления наступает при выходе вязкоупругих свойств на максимальный уровень, характерный для уже сформировавшегося граничного слоя, сужающего просветность пор.

Увеличение вязкости на конечном этапе фильтрации обусловлено разрывом сплошности среды и дилатантным режимом течения, четко проявляющихся на приведенных выше кривых течения и фильтрации. Колебания давления, возникающие в рассматриваемых случаях при перепаде давления 1,5...1,6 МПа, обусловлены разрывом сплошности среды и последующим кратковременным увеличением расхода жидкости при снижении величины давления фильтрации. Подобное наблюдается и при фильтрации полиакрилатных растворов.

¹ В эксперименте принимали участие А.В. Огарков, И.А. Гайсин.

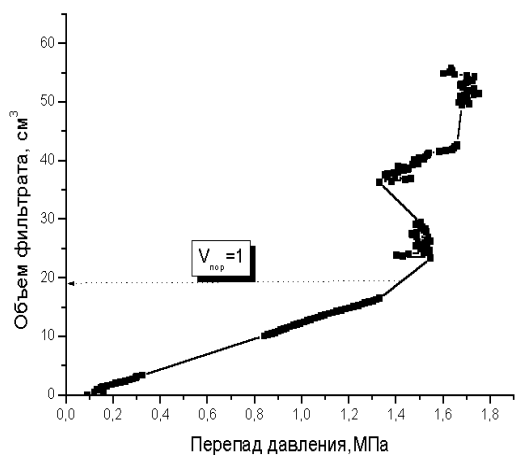


Рис.4.2. Зависимость объема фильтрата полисахаридного раствора на основе Celpol SL от величины давления

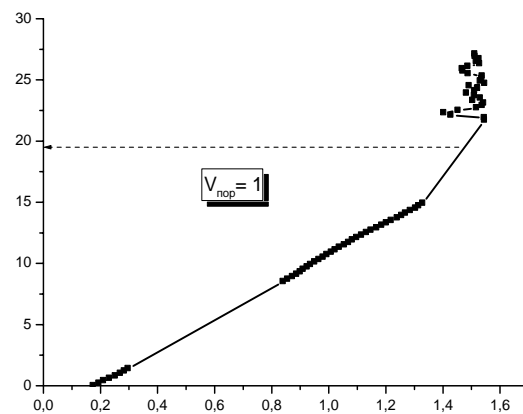


Рис. 4.3. То же для фильтрата глинистого раствора на основе КМЦ

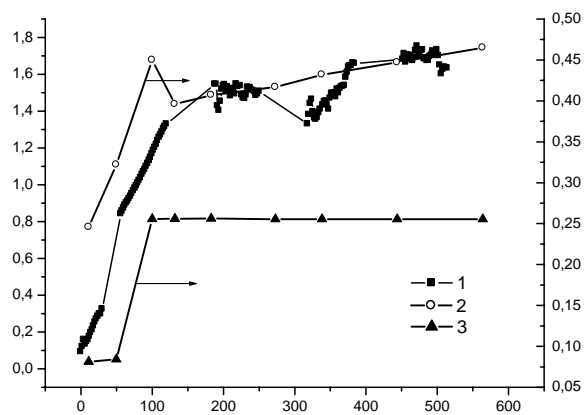


Рис.4.4. Зависимость перепада давления (1), вязкости (2) и модуля сдвига (3) раствора на основе Celpol SL от времени в узком зазоре 5 мкм

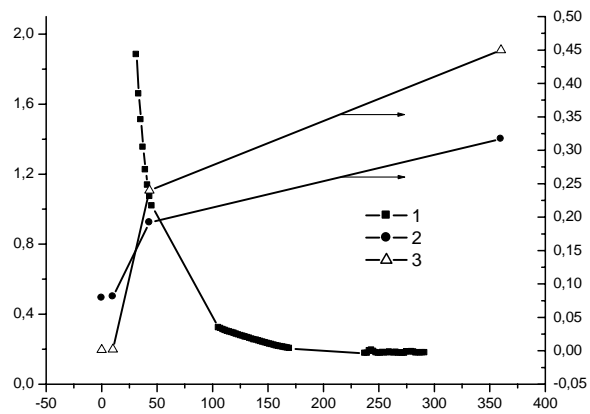


Рис.4.5. Зависимость проницаемости (1) от времени фильтрации, вязкости (2) и модуля сдвига (3) в узком зазоре 5 мкм для фильтрата глинистого раствора на основе КМЦ

Установление природы фильтрационных аномалий безглинистых полисахаридных растворов как результата физико-химического взаимодействия с породой позволило разработать методику прогнозирования изолирующих свойств этих систем, учитывающую влияние этого фактора на кольматационные и фильтрационные процессы в пристволенной области скважины.

Специфику указанных процессов рассмотрим на примере полисахаридно-калиевого раствора. Анализ микрореологических исследований позволил выявить характер надмолекулярной структуры этой жидкости в поровых каналах различной величины и условия ее образования. Ранее было показано, что в узких зазорах до 2 мкм растворы с 0,1...0,4 % добавками биополимера образуют твердообразные структуры (см. рис 4.1): малопрочные без начального напряжения сдвига – предела текучести при концентрациях до 0,25 % (кривые 2, 3), и прочные с наличием последнего при 0,4 % количестве биополимера (кривая 4). В отсутствии последнего раствор проявляет, как и в объеме, псевдопластические свойства. В более крупных зазорах по мере увеличения количества биополимера надмолекулярная структура трансформируется от псевдопластической (рис. 4.6, кривые 1, 2) до малопрочной твердообразной с разрывом сплошности (кривые 3 и 4). При больших скоростях деформации твердообразные структуры разрушаются и режим их деформации приближается к режиму течения предельно разрушенной структуры с ньютоновской вязкостью (пунктирные линии). Перегиб кривых вязкости 0,25 и 0,4 % растворов при величине узкого зазора 4...4,5 мкм (рис.4.7, кривые 2, 3), а для раствора без добавки биополимера (кривая 1) вблизи значения 2 мкм обусловлен кольматацией указанных зазоров граничными слоями величиной соответственно 2 и 1 мкм. По этой причине в более крупных узких зазорах имеет место лишь частичная кольматация, приводящая к соответствующему снижению изолирующих свойств.

Анализ динамики предела прочности растворов разной концентрации позволяет уточнить долевой состав раствора, обеспечивающий в данных условиях надежную изоляцию пристволенной зоны (рис.4.8).

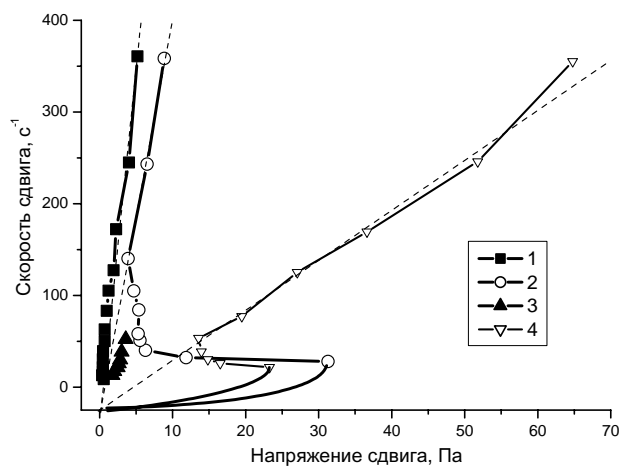


Рис.4.6. Кривые течения полисахаридно-калиевого раствора с разным содержанием биополимера в узком зазоре 5 мкм:
1 – 0 %; 2 – 0,1 %; 3 – 0,25 %; 4 – 0,4 %.
Время выдержки 24 ч

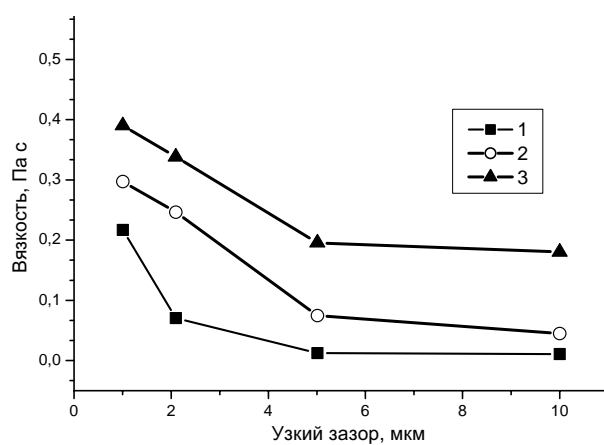


Рис.4.7. Влияние биополимера на распределение вязкости по зазорам:
1 – 0 %; 2 – 0,25 %; 3 – 0,4 %.
Время выдержки 24 ч

Видно, что 0,4 % добавка полимера обеспечивает возникновение прочных структур с пределом текучести, соответствующим градиенту давления ~ 15 МПа/м. При этом его временные характеристики коьматации пор указанного размера не уступают буровой системе Афроникс (штрихпунктирная кривая 4): нетрудно видеть, что практически сразу в зазоре 1 мкм величина предела текучести достигает уровня, соизмеримого с действующими в призабойной зоне градиентами давления. Количественной оценкой коьматационного процесса в данных условиях может служить коэффициент коьматации, определяемый из выражения

$$KK = \frac{t_0 - t_\phi}{t_0} = 0,99. \quad (4.1)$$

Видно, что данный критерий характеризует соотношение времени свободной фильтрации (t_ϕ) и коьматации (t_0) данного канала при заданном уровне репрессии: чем ближе КК к единице, тем быстрее формируется в пористой среде вязкоупругая "пробка" фильтрата, изолирующая призабойную зону от продуктивной части коллектора. Для рассматриваемого образца, как и для Афроникса, он близок к единице.

Математическая обработка обсуждаемых данных позволила получить аналитические зависимости предела текучести и вязкости от диаметра поровых каналов (d), времени контактного взаимодействия (t) и содержания биополимера (C) в растворе:

$$\tau_{KI} = A + C(C \cdot b_1 - b_2) + d(b_3 t - b_4 C), \text{ Па.} \quad (4.2)$$

Выражение (4.1) на 98,5 % определяет изменение предела текучести при вариации выбранных факторов в указанных ниже пределах:

$$t = 0 - 24 \text{ час.}; d = 1 - 2 \text{ мкм}; C = 0,1 - 0,4 \text{ \%}.$$

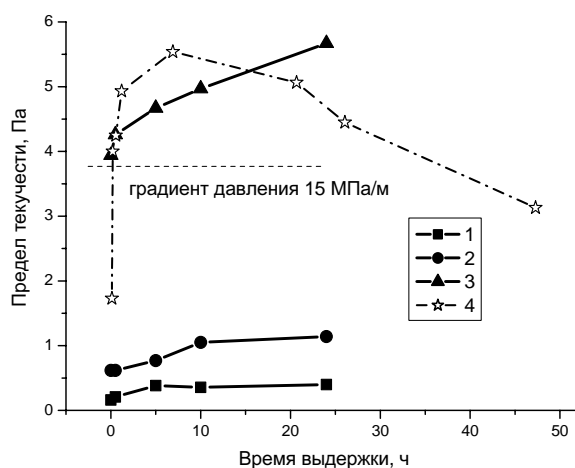


Рис.4.8. Кинетика предела текучести полисахаридно-калиевого раствора с разным содержанием биополимера в узком зазоре 1 мкм:
1 – 0,1 %; 2 – 0,25 %; 3 – 0,4 %;
4 – Афроникс

Значения эмпирических коэффициентов уравнения приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Параметры выражения (4.1)

Параметры	Значения параметров	Среднеквадратичное отклонение	Границы 95 % интервала	
			Нижний уровень	Верхний уровень
A	1,5757	0,2151	1,1328	2,0186
b ₁	65,058	4,0373	56,743	73,373
b ₂	16,762	2,1045	21,097	12,428
b ₃	0,0972	0,0174	0,06128	0,1331
b ₄	2,5269	0,3076	3,1606	1,8934

Для вязкости рассматриваемых растворов получена интерполяционная формула:

$$\eta(d, t, C) = d^2 \cdot t \cdot \exp(b_1 \cdot d^2 - b_2 \cdot C^2 - b_3 \cdot d), \text{ Па}\cdot\text{с.} \quad (4.3)$$

Здесь коэффициент множественной корреляции составляет 96,4 %, а диапазон изменения параметров следующий:

$$d = 1 - 5 \text{ мкм}; t = 0 - 24 \text{ час.}; C = 0 - 0,4 \text{ \%}.$$

Значения параметров уравнения и границы 95 % интервала приведены ниже (табл.4.2).

Таблица 4.2

Параметры выражения (4.3)

Параметры	Значения параметров	Среднеквадратичное отклонение	Границы 95 % интервала	
			Нижний уровень	Верхний уровень
b ₁	0,2028	0,0468	0,2966	0,1091
b ₂	12,661	1,5822	9,4927	15,829
b ₃	2,2621	0,2449	1,7715	2,7526

Данные микрореологических исследований дают возможность оценить глубину проникновения раствора в отдельные поровые каналы или в пористую среду с учетом геолого-технических условий бурения и взаимодействия фильтрата с породой.

В первом случае расчеты базируются на известном уравнении Букингама для структурированной жидкости с учетом ее модификации структурно-механических свойств в пористой среде:

$$q = \frac{\pi R^4 \Delta P}{8\eta(d, t, C)\ell} \left(1 - \frac{4\tau_{KI}\ell}{3R\Delta P} + \frac{16\tau_{KI}^4 \ell^4}{3R^4 \Delta P^4} \right), \quad (4.4)$$

где q – объемная скорость фильтрации; $\eta(d, t, C)$, τ_{KI} – эффективная вязкость и предел прочности, зависящие от диаметра порового канала (d), времени контактного взаимодействия, концентрации структурообразующих компонентов раствора (C) и рассчитываемые из выражений (4.2 и 4.3).

Максимальную глубину проникновения в этом случае можно оценить, исходя из условия равновесия жидкости в капилляре (У.Л. Уилкинсон): при известном пределе прочности τ_{KI} последняя под действием градиента внешнего давления продвинется в пору радиусом R на расстояние, не превышающее величины

$$L = \frac{R\Delta P}{2\tau_{KI}}.$$

Во втором случае, при известной гидропроводности или порометрической характеристике пористой среды в пристволевой области скорость, время и зона проникновения раствора рассчитываются на основе известных задач подземной гидродинамики и установленных закономерностей течения фильтрата.

Ниже приводятся результаты расчетов по описанной выше методике при заданном градиенте давления (~5 МПа/м). Наличие достаточно значительного предела текучести у 0,4 % раствора обуславливает низкую скорость продвижения жидкости в поровых каналах разного размера (рис.4.9, 4.10). Приведенные данные, иллюстрирующие взаимосвязь структуры

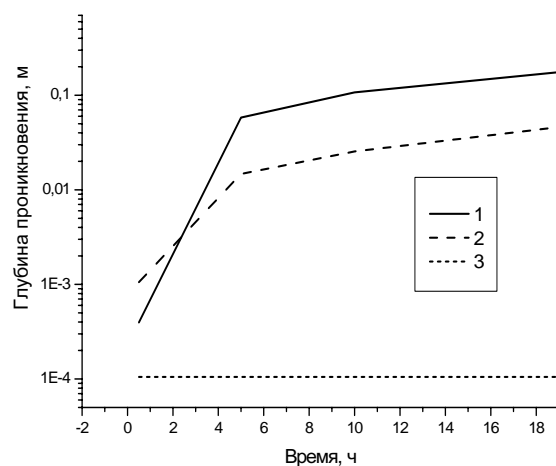


Рис.4.9. Зависимость глубины проникновения полисахаридно-калиевого раствора в пору диаметром 1 мкм от времени и концентрации биополимера:
1 – 0,1 %; 2 – 0,25 %; 3 – 0,4 %.

жидкости в порах разного масштаба и колюматирующих свойств, позволяют также определить оптимальные условия применения данного раствора.

Подобные оценки изолирующих свойств, полученные для разных модификаций полисахаридных растворов, позволили сопоставить их изолирующие свойства при одинаковых условиях (табл.4.3). Здесь следует выделить эмульсионно-гелевый раствор, который по кинетике колюматации и размерам поровых каналов, охваченных

этим процессом, превосходит остальные образцы, в том числе и Афроникс. В отношении последнего следует указать, что здесь рассматриваются только изолирующие свойства фильтрата и не учитывается влияние микропузырькового экрана этой буровой системы. Высокие структурно-механические и изолирующие показатели эмульсионно-гелевого раствора, как показано ранее, обусловлены значительной концентрацией одно- и двухвалентных неорганических ингибиторов, подавляющих «электролитное набухание». Достаточно хорошими изолирующими качествами отличаются полисахаридно-солевой, полисахаридно-калиевый и полисахаридно-формиатовый образцы, имеющие близкие к единице значения временного коэффициента колюматации KK и малую глубину проникновения на начальной стадии (рис.4.11).

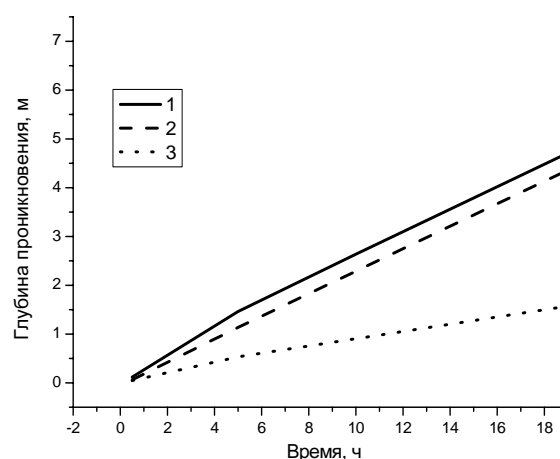


Рис.4.10. Зависимость глубины проникновения полисахаридно-калиевого раствора в пору диаметром 5 мкм от времени и концентрации биополимера:

1 – 0,1 %; 2 – 0,25 %; 3 – 0,4 %.

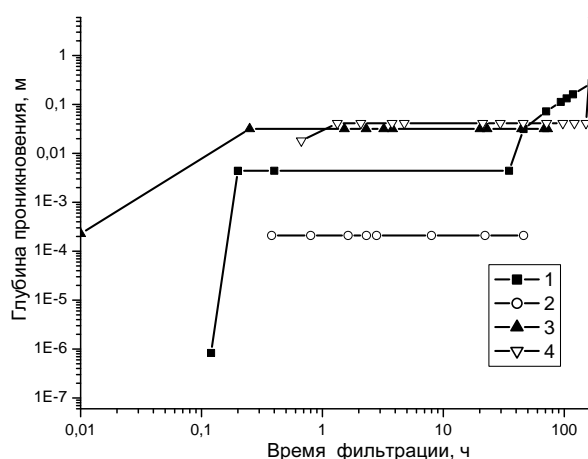


Рис.4.11. Зависимость глубины проникновения в пору диаметром 1 мкм Афроникса (1), полисахаридно-солевого (2), полисахаридно-калиевого¹ (3) полисахаридно-формиатового (4) от времени при перепаде давления 5 МПа

Таблица 4.3

Глубина проникновения полисахаридных растворов при градиенте давления 5 МПа/м

Раствор	Время фильтрации (t_f), час	Время кольматации (t_0), час	Коэффициент кольматации (KK)	Глубина проникнове- ния в пору 1 мкм, м		Примечание
				2 час	24 час	
Эмульсионно-гелевый	0	100	1	$1,5 \cdot 10^{-5}$	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Полисахаридно-калиевый ¹	0,5	50	0,99	$1,1 \cdot 10^{-4}$	$1,1 \cdot 10^{-4}$	Гликойл – 3 %
Афроникс	0,4	35	0,99	$4,4 \cdot 10^{-3}$	$4,4 \cdot 10^{-3}$	
Полисахаридно- формиатовый	0,7	140	0,99	$4,1 \cdot 10^{-4}$	$4,1 \cdot 10^{-4}$	
Полисахаридно-солевой	1,4	100	0,98	$2,2 \cdot 10^{-4}$	$2,2 \cdot 10^{-4}$	
Полисахаридно-калиевый ²	12,7	46	0,72	$3,2 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-4}$	Гликойл – 0 %
Полисахаридно- полигликолевый	-	0	0	$3,1 \cdot 10^{-3}$	$5,4 \cdot 10^{-2}$	
Полимер-солевой	-	0	0	$4,2 \cdot 10^{-3}$	$6,7 \cdot 10^{-2}$	

Следует подчеркнуть, что все выделенные растворы формируют в узком зазоре твердообразную структуру с пределом текучести, соизмеримым с действующими в пристволевой зоне перепадами давления. Растворы псевдопластики - полимер-солевой и полисахаридно-полигликолевый, как следует из табличных и графических данных, обладают существенно более низкими изолирующими свойствами, что обусловлено низкими кинетическими у первого и структурно-механическими характеристиками у второго образца. Продолжительность кольматации, как следует из рассматриваемых данных, определяется спецификой пластовой системы – типом и рецептурой раствора, петрофизическими характеристиками породы и уровнем репрессии. Снижение уровня изоляции и увеличение глубины проникновения в дальнейшем связано с деструкцией полисахаридных растворов в пористой среде.

Подобное сопоставление изолирующих качеств разных растворов или их модификаций использовалось для обоснования выбора типа раствора и корректировки его рецептуры.

В пятой главе приводятся результаты применения разработанных рекомендаций при промысловых испытаниях безглинистых полисахаридных растворов.

Описанные выше результаты комплексных лабораторных исследований структурно-механических и технологических свойств растворов, специфики их взаимодействия с пористой средой позволили в полевых условиях проводить контроль и регулирование их изолирующих свойств, адаптировать долевой состав некоторых модификаций полисахаридных растворов к геолого-техническим условиям бурения скважин.

При вскрытии полимер-солевыми растворами кыновского горизонта, представленного глинистыми сланцами (аргиллитами) с низкими пластическими свойствами, уже через сутки возникли осложнения в виде интенсивного кавернообразования, осыпей и обвалов (Б.А. Андресон, Р.М. Гилязов, Г. П. Бочкарев). Аналогичные проблемы при разбуривании того же горизонта полимерглинистыми и глинистыми растворами имели место и в Татарстане (Тахаутдинов Ш.Ф., Бакчурин Т.Н., Замалиев Т.Х. и др.).

Для вскрытия подобных отложений в «ИК БашНИПИнефть» Б.А. Андресом с сотрудниками. был разработан высокоингибированный эмульсионно-гелевый раствор. Сопоставление кинетики структурно-механических свойств, течения эмульсионно-гелевого и полимер-солевого растворов в узких зазорах, величина которых отвечала среднему радиусу пор вскрываемых аргиллитов, позволило выявить причины повышенного загрязнения пористой среды в последнем случае (рис.5.1 и 5.2).

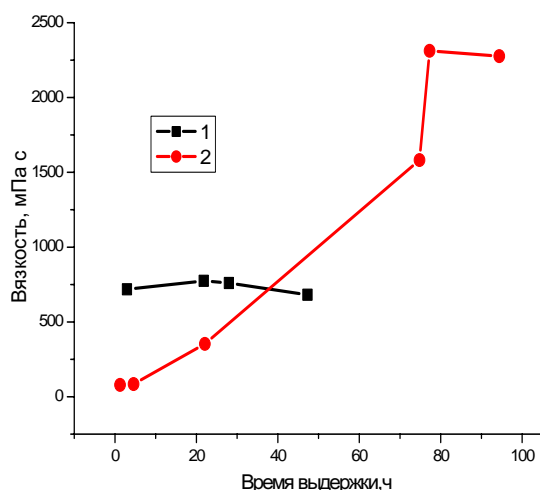


Рис. 5.1. Кинетика вязких свойств эмульсионно-гелевого (1) и полимер-солевого (2) растворов в узком зазоре 2 мкм

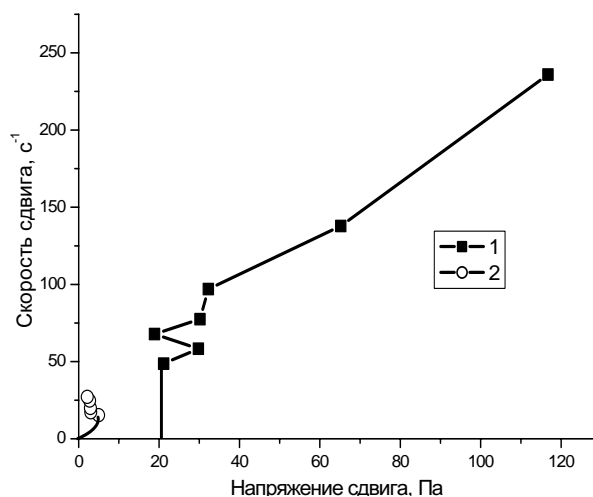


Рис. 5.2. Кривые течения эмульсионно-гелевого (1) и полимер-солевого (2) растворов после 5 час. выдержки в узком зазоре 2 мкм

Из приведенных данных следует, что по динамике вязких свойств применяемый раствор существенно уступает эмульсионно-гелевому образцу, который уже через несколько часов формирует твердообразную структуру с предельным градиентом ~ 40 МПа/м, надежно изолирующую зону бурения от продуктивной части коллектора (рис.5.2, кривая 1). Отмеченные особенности в скорости формирования и прочности структурно-механического барьера, ограничивающего проникновение фильтрата в пористую среду, определяют динамику соответствующих показателей сравниваемых растворов (рис.5.3).

Анализ бурения и освоения скважин № 372-С Туймазинской, 1084 Сулли, 3969 Александровской, 2236 и 2238 Петропавловской, 2470 и 2471 Дмитриевской площадей подтвердил высокие ингибирующие и изолирующие свойства рас-

твора, обеспечивающего вполне удовлетворительное качество вскрытия пласта под большими углами в осложненных условиях.

В целом эмульсионно-гелевый раствор был успешно применен при проводке десяти наклонных и горизонтальных скважин кыновского горизонта нефтяных месторождений Башкортостана.

Полисахаридно-калиевый раствор был применен на Югомаш-Максимовской площади после анализа вскрытия низкопроницаемых карбонатных отложений полимер-солевыми растворами: дебит уже освоенных скважин варьировал в интервале от 10 до 17 м³/сут, что было кратно ниже проектной величины. Для выявления причин низкого качества вскрытия были проведены промысловые и лабораторные исследования. Геофизические и гидродинамические исследования показали существенное снижение гидропроводности скважин. Микрореологический анализ позволил выявить причины загрязнения призабойной области: при сопоставимых стандартных показателях полимер-солевой и полисахаридно-калиевый растворы имеют существенно отличающиеся микрореологические свойства (рис. 5.4). Нетрудно видеть, что по пиковым значениям вязкости полимер-солевой образец более чем в два раза превосходит полисахаридно-калиевый, но по скорости формирования изолирующих свойств и их уровню он кратно уступает последнему (см. табл.4.3). Анализ его

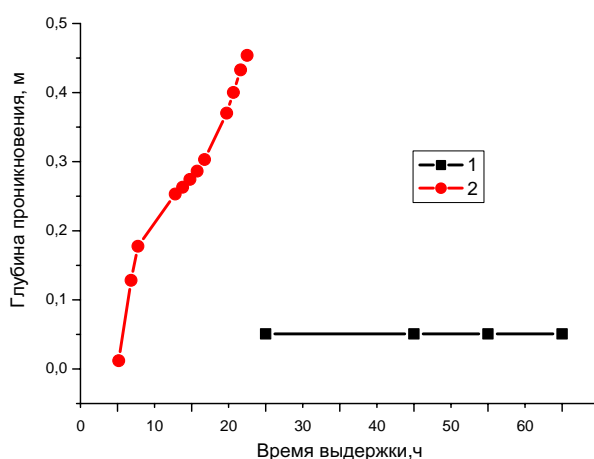


Рис. 5.3. Зависимость глубины проникновения эмульсионно-гелевого (1) и полимер-солевого (2) растворов в пору диаметром 1 мкм при перепаде давления 5 МПа/м

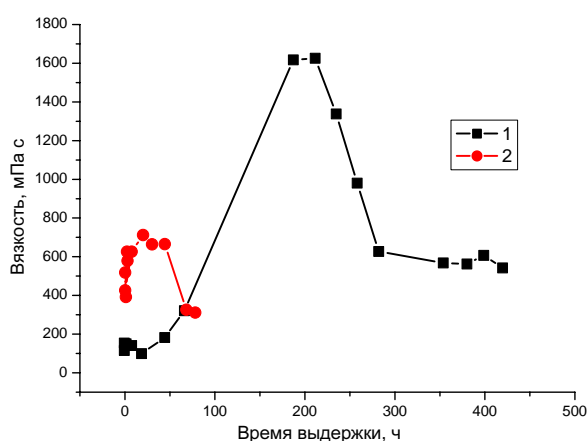


Рис.5.4. Кинетика вязких свойств полимер-солевого (1) и полисахаридно-калиевого (2) растворов в узком зазоре 1 мкм

течения показал, что на начальной стадии оно характеризуется незначительными неньютоновскими аномалиями и близко к псевдопластичному. Полисахаридно-калиевый раствор, напротив, в этих условиях проявляет большие аномалии в пористой среде, образуя прочную твердообразную структуру с начальным напряжением сдвига. Отмеченные обстоятельства определяют и различие в динамике проникновения растворов в низкопроницаемый коллектор: по этому критерию полимер-солевой раствор не уступает только сравниваемому образцу с минимальным содержанием биополимера (рис.5.5, кривые 1 и 2).

Проведенные исследования реологических и фильтрационных свойств модификаций полисахаридно-калиевого раствора позволили «привязать» его долевой состав и технологию закан-

чивания к геолого-техническим условиям горизонтальных скважин № 4890 и 4889 (Югомаш - Максимовская площадь), что обеспечило вскрытие продуктивного пласта на равновесном дифференциальном давлении при сохранении его фильтрационно-емкостных характеристик. Это позволило вдвое увеличить дебиты указанных скважин.

Результаты применения полисахаридно-калиевого раствора в ООО «Уфимское УБР» также оказался вполне успешным (табл. 5.1).

Как показывает опыт эксплуатации безглинистых буровых систем, весьма чувствительных к нарушениям технологии, оперативный контроль эксплуатационных характеристик растворов в полевых условиях позволяет своевременно устранять отклонения в технологии и корректировать их технологические свойства в соответствии с особенностями бурения конкретной скважины. При вскрытии продуктивных отложений горизонтальной скважиной (№ 58 Лемезинская), например, в результате анализа проб раствора, отобранных на глубине 785 м, было установ-

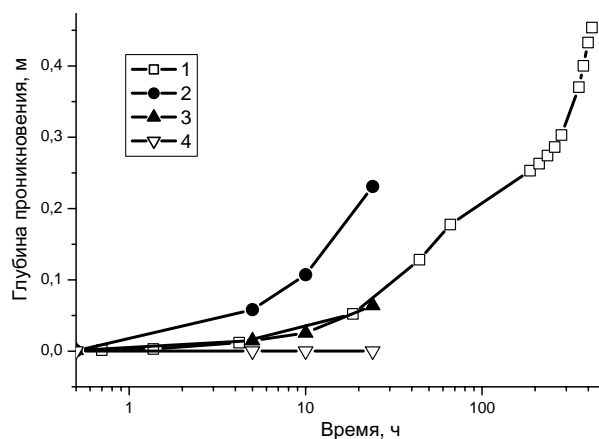


Рис. 5.5 Динамика глубины проникновения полимер-солевого (1) и полисахаридно-калиевого (2-4) растворов в узком зазоре 1 мкм при репрессии 5 МПа: 2 – 0,1 % КК; 3 – 0,25 % КК; 4 – 0,4 % КК.

лено, что применяющийся в данный момент состав не отвечает проектным показателям. Это способствовало поглощению раствора и снижению его выносящей способности. Исходя из коллекторских свойств пород и результатов описанных выше микрореологических исследований, для придания раствору требуемых изолирующих свойств концентрация биополимера была повышена до 0,3 %. Это позволило успешно закончить проектное задание и при освоении скважины получить дебит до 43,5 м³/сут.

Аналогичная ситуация имела место и на другой горизонтальной скважине (№ 61 Лемезинская), где контрольные анализы также выявили несоответствие проектных и фактических параметров раствора. Коррекция его эксплуатационных свойств, как и в случае со скважиной № 58, проводилась, исходя из ранее установленной взаимосвязи структурно-механических и эксплуатационных характеристик.

Применение безглинистого полисахаридно-калиевого раствора в ООО «БурКан» также свидетельствует о высоких технологических качествах промышленной жидкости и правильной «привязке» раствора к горно-геологическим условиям (табл. 5.2). В процессе бурения ряда скважин также осуществлялись контроль и корректировка эксплуатационных характеристик раствора.

Весьма высокие показатели были получены с помощью полисахаридно-калиевого раствора на скважине № 3922 Бавлинской площади (Республика Татарстан), где суточная добыча нефти составила более 200 м³/сут, что кратно выше дебитов соседних скважин.

Таблица 5.1

Характеристика скважин и буровых растворов
(ООО «Уфимское УБР»)

Номер скважины	Площадь	Интервал применения, м	Параметры раствора			
			ρ , г/см ³	УВ, с	Φ , см ³	Дебит, т/сут
6600С-1	Юсуповская	1293 – 1310	1,03	18-20	3-4	5,1 в т.ч. нефти 1,6
2445С-1	Манчаровская	1448 – 1497	1,05-1,07	20-22	3-4	3,8, в т.ч. нефти 1,4
61	Лемезы	694 – 1120	1,03-1,05	25-35	3-4	-
58	Лемезы	593 – 893	1,02-1,04	25-30	4	43,5
57	Лемезы	630 – 1039	1,03-1,04	25-32	3-4	2,3
175	Янгурчи	2560 - 2700	1,08-1,10	25-28	3-4	5,0

Таблица 5.2

Характеристика скважин и растворов (ООО «БурКан»)

Номер скважины	Площадь	Интервал применения, м	Параметры раствора			
			ρ , г/см ³	УВ, с	Φ , см ³	Дебит, т/сут
238	Мустафино	1184-1190	1,02	20	4	-
240	Мустафино	1248-1300	1,14	23	3	-
241	Мустафино	1372-1413	1,08	24	2	-
1466	Згуридская	1656-1730	1,08	25	3	-
934-О	Тарасовская	1726-1780	1,0	18-20	4	12
2470-ГО	Дмитриевская	2149-2250	1,02-1,04	35-40	2-3	13,2
1366	Сулли	1515-1540	1,12	22-24	8-9	-
1365	Сулли	1486-1528	1,12	28	7	-
1358	Сулли	1540-1730	1,02	25	0-1	-
2442-ГО	Троицкая	-	1,0	35-40	2-3	-

Основные результаты и выводы

1. Разработаны физико-химические основы анализа и регулирования изолирующих свойств безглинистых полисахаридных буровых растворов, базирующиеся на анализе межфазных взаимодействий в пластовой системе «буровой раствор – пористая среда».
2. Установлено, что микрореологические (в масштабе поры), изолирующие и фильтрационные свойства безглинистых растворов определяются их контактным взаимодействием с горными породами, многократно усиливающим неньютоновские аномалии промывочных жидкостей. Соответствующие им твердообразные надмолекулярные структуры возникают на адсорбционных и в дальнейшем полимолекулярных граничных слоях, соизмеримых с размерами пор.
3. Механизм формирования граничных, кольматационных слоев определяется соотношением адгезионных и когезионных сил в пластовой системе, зависит от размеров пор, состава раствора и температуры. Установлены количественные характеристики этих процессов и проведен анализ кольматирующих качеств промышленно применяемых буровых растворов, показана необходимость учета кинетических параметров при выборе типа растворов и его рецептуры.
4. Установлено, что микрореологические и изолирующие свойства безглинистых растворов неаддитивно зависят от долевого состава растворов. Изучены количественные и качественные аспекты этих взаимодействий и определены диапазоны концентраций биополимеров, крахмала, органических и минеральных ингибиторов, в пределах которых возможно направленное регулирование эксплуатационных характеристик растворов.
5. Обнаружено наличие вязко-температурных аномалий в безглинистых растворах, состоящих в усилении неньютоновских свойств при повышении температуры. Установлены поверхностная природа этих явлений и температурные интервалы, в пределах которых возможно снижение концентрации основных компонентов без потери изолирующих качеств растворов.

6. Установлено, что синергетическое усиление структурно-механических и эксплуатационных свойств растворов обусловлено смещением соотношения электростатического и гидрофобного взаимодействия в пластовой системе при изменении концентрации низко- и высокомолекулярных электролитов, ингибиторов и ПАВ. Синергетические эффекты усиливаются с уменьшением размеров пор, увеличением степени минерализации растворов и валентности катионов солей.
7. Установлено, что толщина граничных слоев, формируемых фильтратами безглинистых растворов на стенках поровых каналов, в пластовых условиях не превышает 1 мкм. Полная или частичная кольматация поровых каналов граничными слоями указанной толщины ограничивает область эффективного применения растворов этого типа низкопроницаемыми коллекторами.
8. Установлено, что твердые кольматанты и нерастворимые интерполиэлектролитные комплексы являются дополнительными адсорбционными центрами формирования сопряженных надмолекулярных структур, усиливающих неньютоновские и фильтрационные аномалии растворов и расширяющих область применения безглинистых растворов породами более высокой проницаемости.
9. Установлено, что течение безглинистых растворов в пористой среде количественно и качественно отличается от уже сложившихся представлений о вязкопластичных или псевдопластичных свойствах этих жидкостей кинетикой процесса, наличием пределов прочности и разрыва сплошности. Разрыв континуума локализуется во входной части поровых каналов, что снижает величину репрессии на фильтрат и усиливает его изолирующие свойства при разрушении структуры отличие от глинистых, вязкопластичных растворов.
10. Установлена корреляция микрореологических и стандартных показателей буровых растворов, позволяющая проводить корректировку рецептуры растворов в лабораторных и полевых условиях.

11. Разработана микрореологическая методика оценки глубины проникновения, учитывающая специфику контактного взаимодействия растворов с породой и геолого-технические условия бурения.
12. Методика анализа изолирующих свойств безглинистых растворов была применена в ООО «ИК БашНИПИнефть» для обоснования выбора типа растворов и оптимизации их рецептуры при разработке проектных заданий на бурение 27 скважин с горизонтальным и наклонным окончанием.

Материалы диссертации изложены в следующих публикациях, из которых первые 10 опубликованы в ведущих журналах и издательствах в соответствии с перечнем ВАК РФ:

1. Кондрашев О.Ф., Мархасин И.Л. Установка для измерения структурно-механических свойств нефти и РНО при высоких давлениях и температурах // IV Респ. конф. по физико-химии, технологии получения и применения дисперсных систем, промывочных жидкостей и тампонажных растворов. Киев: Наукова Думка, 1977. С. 151-152.
2. Кулезнев В.Н., Мархасин И.Л., Кондрашев О.Ф. и др. Образование граничного слоя фурфуролацетоновым мономером на твердой поверхности // Коллоидный журн., 1980, Т. XL11. С. 49-53.
3. Кондрашев О.Ф., Мархасин И.Л. О морфологии граничного слоя индивидуальных жидкостей // Журнал физической химии. 1978. № 4, С. 1052-1054.
4. Мархасин И.Л., Кондрашев О.Ф. Некоторые аспекты физико-химической механики нефтяного пласта // Физико - хим. механика и лиофильность дисперсных систем. Киев: Наукова Думка, 1981. Ч. 2. С.87-89.
5. Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. Модификация вязкоупругих свойств полимеров в пористой среде // Техника, технология и организация геологоразведочных работ: Обз. инф. М: ГеоИнформмак, 2000. 56 с.
6. Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. Исследование микрореологических свойств полимерных буровых растворов // Изв. вузов. Сер. Нефть и газ. 2002. № 2. С.30-37.
7. Кондрашев О.Ф. Взаимодействие высокомолекулярных полиэлектролитов и ПАВ // Баш. хим. журн., 2003. Т.10, № 1. С. 85-87.
8. Котенев Ю.А., Кондрашев О.Ф., Андреев В.Е., Зобов П.М. Исследование влияния микробиологических реагентов на граничные слои нефти // Баш. хим. журн., 2004. Т.11, № 2.. С.39-43.
9. Котенев Ю.А., Загидуллина Л.Н., Андреев В.Е., Кондрашев О.Ф., Зобов П.М., Хусаинов В.М., Гумеров Н.Ф., Назмиев И.М.. Микробиологический метод увеличения нефтеотдачи пластов на основе активного ила биологических очистных сооружений // Нефтяное хозяйство, 2004. № 4. С. 48-50.
10. Кондрашев О.Ф. Физико-химическая механика полисахаридных буровых растворов // Баш. хим. журн., 2004. Т.11, № 1. С. 65-68.

11. Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. К вопросу об изоляции пластовых вод полимерными растворами // Состояние научно-исследовательских работ в решении комплексных программ нефтегазовой промышленности. Уфа, 1979. С. 56-57.
12. Мархасин И.Л., Кондрашев О.Ф., Кнышенко А.Г. Некоторые аспекты физико-химической механики нефтяного пласта// Материалы 11X Всерос. конф. по коллоидн. химии и физ.- хим. механике. Ташкент, 1983. С.145-147.
13. Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. Регулирование вязкостных свойств полимерных буровых растворов// Физические проблемы научно - техн. прогресса. Уфа, БГУ: 1991. С. 66-67.
14. Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. Микрореология полимерных буровых растворов// Проблемы нефтегазового комплекса России. Уфа: УГНТУ, 1995. С. 122.
15. Кондрашев О.Ф. Изменение свойств полимерных буровых растворов в пористой среде // Проблемы нефтегазового комплекса России: Материалы Респ. научн.- техн. конф. Уфа: УГНТУ, 1998. С.145-146.
16. Кондрашев О.Ф. Влияние ПАВ на фильтрационные свойства полимерных растворов// Проблемы нефтегазового комплекса России: Материалы Респ. научн.- техн. конф. Уфа: УГНТУ, 1998. С. 147-148.
17. Кондрашев О.Ф. Оптимизация функциональных свойств полимерных буровых растворов с учетом контактного взаимодействия. // Проблемы нефтедобычи Волго-Уральского региона: Материалы межвуз. научн.-техн. конф. Октябрьский: УГНТУ, 2000. С. 111-112.
18. Кондрашев О.Ф. Микрореология полимерных буровых растворов без твердой фазы// Проблемы нефтедобычи Волго-Уральского региона: Материалы межвуз. научн.-техн. конф. Октябрьский: УГНТУ, 2000. С. 113-114.
19. Кондрашев О.Ф., Кондрашев Д.О. Исследование кинетики структурообразования полимерных растворов в пристенном слое// Интегр. науки и высш. обр. в области био и органической химии и механики многофазных систем: Мат-лы II Всерос. научн. INTERNET- конф. Уфа: Реактив, 2001. С.55
20. Кондрашев О.Ф., Кондрашев Д.О. Влияние ПАВ и ионного состава растворителя на микрореологические свойства полимерного раствора// Интегр. науки и высш. обр. в области био и органической химии и механики многофазных систем: Мат-лы II Всерос. научн. INTERNET- конф. Уфа: Реактив, 2001. С.56.
21. Кондрашев О.Ф., Кондрашев Д.О. Микрореологический анализ изолирующих свойств Сайпана// Интегр. науки и высш. обр. в области био и органической химии и механики многофазных систем: Мат-лы II Всерос. научн. INTERNET конф. Уфа: Реактив, 2001. С.57.
22. Кондрашев О.Ф. Микрореология полимерных полимерных регуляторов вязкости// Проблемы нефти и газа. Уфа: УГНТУ, 2001. С. 157-159.
23. Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. Исследование микрореологических свойств полимерных буровых растворов // Проблемы нефти и газа. Уфа: УГНТУ, 2001. С. 159-161.

24. Андресон Б.А., Гилязов Р.М., Кондрашев О.Ф., Семенов Н.Я. Исследование течения безглинистых буровых растворов// Сост. геологоразвед. работ, разр. и экспл. нефт. месторожд. АНК Башнефть и пути повышения их эффективности». Уфа: сб. БашНИПИнефть, 2002. С. 164.
25. Андресон Б.А., Гилязов Р.М., Кондрашев О.Ф., Семенов Н.Я. Изолирующие свойства биополимерных буровых растворов// Сост. геологоразвед. работ, разр. и экспл. нефт. месторожд. АНК Башнефть и пути повышения их эффективности». Уфа: Сб. науч трудов БашНИПИнефть, 2002. С.165.
26. Андресон Б.А., Гибадуллин Н.З., Кондрашев О.Ф. Экспресс-анализ изолирующих свойств безглинистых полигликолевых растворов// Актуальные проблемы геологии и бурения нефт. скважин. Уфа: Сб. науч. трудов БашНИПИнефть, 2003. Вып.111. С. 161-165.
27. Андресон Б. А., Кондрашев О.Ф., Гибадуллин Н.З. Влияние минерализации полисахаридных растворов на их микрореологические свойства // Актуальные проблемы геологии и бурения нефт. скважин. Уфа: Сб. науч. трудов БашНИПИнефть, 2003. Вып.111. С.155-160.
28. Кондрашев О.Ф. Прогнозирование изолирующих свойств биополимерных буровых растворов// Наука и образование в нефтегазовом комплексе, секция «Н». Уфа: Труды IV Конгресса нефтегазопромышленников России, 2003. С. 205.
29. Кондрашев О.Ф., Андресон Б.А., Четвертнева И.А., Дильмиев М.Р. Исследование изолирующих свойств полисахаридных буровых растворов при взаимодействии пористой средой// Уфа: Сб. науч. тр., БашНИПИнефть, 2003. Вып. 114. С. 97-104.
30. Кондрашев О.Ф., Андресон Б.А. Кольматирующие свойства смазочной присадки СОНБУР-1101 к буровым растворам// Интегр. науки и высш. обр. в области био- и органической химии и механики многофазных систем: Материалы II Всерос. науч. Интернет-конф. Уфа: Реактив, 2003. С. 75
31. Кондрашев О.Ф. Микрореологический анализ кольматирующих свойств безглинистых буровых растворов// Интегр. науки и высш. обр. в области био- и органической химии и механики многофазных систем: Материалы II Всерос. науч. Интернет-конф. Уфа: Реактив, 2003. С.76.
32. Андресон. Б.А., Саматов. Р.М., Кондрашев О.Ф., Четвертнева И.А. Смазочная добавка СОНБУР для бурения и заканчивания скважин// Разработка нефт. месторождений на поздней стадии эксплуатации: Материалы междунар. семинара. Тюмень. 2004. С. 98-107.
33. Б.А. Андресон, Р.М. Гилязов, Н.З. Гибадуллин, О.Ф. Кондрашев. Физико-химические основы применения безглинистых полисахаридных растворов для заканчивания скважин. Уфа: Монография, 2004. 250 с.