

Эльшан Н. Алиев, Анар Н. Зейналов

**ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ И
ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ
НЕФТЕЙ**

Баку – 2026

УДК 622.276.72
622.245.51
532.135.547.912

Научный редактор: А.М.Гасымлы.
доктор технических наук

Э.Н. Алиев, А.Н. Зейналов. Технологии повышения эффективности добычи и транспорта высоковязких нефтей.
Баку: издательство "Муаллим" - 2025 г., 228 стр.

Книга посвящена современному анализу и систематизации подходов к управлению технологическими процессами, определяющими эффективность добычи и транспорта высоковязких парафинистых нефтей.

Особое внимание уделено механизмам формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), а также методам их предотвращения и удаления. Представлены результаты разработки и внедрения реагентов MORE-R и РС-R, включая оценку их технологической эффективности в промысловых условиях.

Рассмотрены структурно-реологические свойства высоковязких нефтей, методы их моделирования и применения в задачах контроля и оптимизации трубопроводного транспорта. Отдельный раздел посвящён вопросам экологической безопасности и очистки нефтепроводов.

Книга предназначена для студентов старших курсов нефтегазовых специальностей, а также для научных сотрудников, инженеров и специалистов, работающих в области добычи, транспорта и подготовки нефти.

Публикации книги рекомендована Ученым Советом НИИ «Геотехнологические проблемы Нефти, Газа и Химия». Протокол №11 от 06 ноября 2025 г.

<https://doi.org/10.65294/gpogc.2026.17>

© Э.Н.Алиев, А.Н.Зейналов. 2026.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	5
I. Современное состояние и проблемы управления процессами добычи и транспорта высоковязких нефтей.....	11
1.1. Механизмы формирования парафиновых отложений и их накопление в нефтепромысловом оборудовании.....	11
1.2. Методы предотвращения и удаления асфальт-осмолопарафиновых отложений (АСПО).....	22
1.3. Структурно-реологические свойства высоковязких парафинистых нефтей: текущее состояние исследований.....	31
II. Разработка реагентов и технологий повышения эффективности добычи и транспорта нефти.....	42
2.1. Разработка состава реагента MORE-R и технологии его получения.....	42
2.2. Создание высокоэффективного реагента РС-R для предотвращения и удаления отложений.....	48
2.3. Оценка диспергирующих и растворяющих свойств реагентов MORE-R и РС-R.....	50
2.4. Эффективность реагентов в предотвращении образования АСПО.....	64
2.4.1. Экспериментальные установки и методики оценки эффективности реагентов.....	64
2.4.2. Промысловая оценка эффективности реагента MORE-R в насосно-компрессорных трубах(НКТ).....	71
III. Структурно-реологические свойства высоковязких нефтей и их моделирование.....	88

3.1. Исследование структуры асфальтосмолопарафинистых нефти.....	88
3.2. Реологические характеристики высоковязких нефтей.....	93
3.3. Выбор реологической модели для описания течения нефти.....	120
3.4. Применение реологических моделей для контроля давления в трубопроводах.....	133
IV. Экологическая безопасность и очистка нефтепроводов.....	156
4.1. Разработка гидрофобных гелевых составов для очистки трубопроводов.....	156
4.2. Комплексное применение реагентов MORE-R и РС-R с гелевыми системами для удаления отложений...	161
V. Методы управления и интенсификации добычи нефти.....	165
5.1. Акустическая диагностика реологических свойств нефти в скважине.....	165
5.2. Новые технологии разработки трудноизвлекаемых запасов.....	173
5.3. Осаждение твердых частиц в нефтяных суспензиях.....	183
5.4. Влияние электрических и магнитных полей на процессы осаждения.....	187
5.5. Методы определения гидростатического давления в неоднородных средах.....	193
5.6. Исследование пескопроявления при эксплуатации нефтяных пластов.....	197
ЛИТЕРАТУРА.....	204

ПРЕДИСЛОВИЕ

На современном этапе развития нефтяной промышленности, важное значение приобретает задача повышения технико-экономических показателей добычи высоковязких парафинистых нефтей и их транспортирования за счёт совершенствования и использования новых эффективных методов. Одним из наиболее серьезных осложнений при добыче, транспорте и подготовке нефти и газа являются асфальтеносмолопарафиновые отложения. Формирования их в подземном скважинном оборудовании, а также в выкидных линиях, трубопроводах и резервуарах системы сбора увеличивают затраты на добычу нефти.

Перспективным методом борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями является применение ингибиторной обработки продукции скважин, которая требует либо увеличения использования ингибиторов против углеводородных отложений, либо повышения эффективности ингибиторной защиты. Сложность с этим связана с тем, что нефти различных месторождений содержат различные по длине углеводородные цепи и различные доли парафинов в нефти. Кроме этого, в реальных условиях на практике в одной технологической операции нередко приходится решать несколько параллельных и последовательных задач, связанных к примеру с температурой застывания нефтей, реологией, предотвращением образования и растворением парафиновых отложений и т.д. Поэтому подобрать однокомпонентный реагент и предъявить ему ряд требований даже в одной технологической операции довольно сложный вопрос.

В связи с этим проблемы создания многокомпонентных композиций различных ингибиторов АСПО и синергетического ингибирующего эффекта являются эффективным способом как расширения ассортимента ингибиторов асфальтеносмолопарафиновых отложений, так и повышения их качества.

Таким образом, в соответствии с современными требованиями повышения успешности нефтедобычи возникает необходимость решения актуальной народно-хозяйственной проблемы – повышения эффективности технологических процессов добычи и транспортировки парафинистых нефтей на базе научно-обоснованного выбора новых составов и способов, положительно влияющих на экономические показатели нефтедобывающих предприятий.

Наиб Э. Зейналов

Доктор технических наук, профессор

Elshan N. Aliyev, Anar N. Zeynalov.
**Technologies for improving the efficiency of
production and transportation of high-viscosity oils**

PREFACE

At the present stage of development of the oil industry, production conditions are becoming increasingly complex due to the growing share of hard-to-recover reserves and the expansion of high-viscosity paraffinic crude oil extraction. Under these circumstances, improving the efficiency of production and transportation processes through scientifically grounded management approaches has become a priority.

One of the most serious challenges in oil and gas production, treatment, and transportation is the formation of asphaltene–resin–paraffin deposits (ARPD). Their accumulation in downhole equipment, tubing strings, flowlines, pipelines, and storage facilities leads to reduced throughput capacity, increased energy consumption, higher operational risks, and significant deterioration of technical and economic performance indicators.

The complexity of this issue is determined by the multifactorial nature of solid hydrocarbon phase formation. Crude oils from different fields vary in composition, molecular weight distribution of paraffins, and content of resins and asphaltenes, which necessitates a differentiated and scientifically justified approach to selecting treatment methods. In real operating conditions, a single technological process often requires simultaneous solutions to several interconnected tasks, including pour point reduction, rheological control, prevention of paraffin deposition, and removal of already formed deposits.

Experience shows that single-component reagents frequently fail to provide the required level of efficiency. Therefore, the development of multicomponent inhibitor formulations exhibiting synergistic effects represents a promising direction. This approach

makes it possible to broaden the range of available chemical treatments and significantly enhance their performance under variable technological conditions.

This work examines the mechanisms of paraffin deposition, investigates the structural and rheological properties of high-viscosity paraffinic crude oils, develops new composite reagents, and proposes technological solutions aimed at improving production and transportation efficiency while ensuring environmental safety of pipeline systems.

The results obtained are intended for practical implementation and contribute to increasing equipment reliability, reducing operational costs, and improving the economic performance of oil and gas production enterprises.

Naib E. Zeynalov

Doctor of technical sciences, professor

Elşən N. Əliyev, Anar N. Zeynalov.
Yüksək özlülüklü neftlərin hasilatı və nəqlinin
səmərəliliyinin artırılması texnologiyaları

ÖN SÖZ

Neft sənayesinin müasir inkişaf mərhələsi yataqların işlənmə şəraitinin mürəkkəbləşməsi, çətin çıxarılan ehtiyatların payının artması və yüksək özlülüklü, parafinli neftlərin hasilat həcminin genişlənməsi ilə xarakterizə olunur. Bu şəraitdə hasilat və nəql proseslərinin elmi əsaslandırılmış idarəetmə üsulları əsasında təkmilləşdirilməsi xüsusi əhəmiyyət kəsb edir.

Neft və qazın hasilatı, hazırlanması və nəqli zamanı qarşıya çıxan ən ciddi problemlərdən biri asfalt-qatran-parafin çöküntülərinin (AQPÇ) əmələ gəlməsidir. Bu çöküntülərin quyu avadanlıqlarında, nasos-kompressor borularında, axın xətlərində, magistral boru kəmərlərində və rezervuarlarda yığılması sistemlərin ötürücülük qabiliyyətinin azalmasına, enerji sərfiyyatının artmasına, istismar risklərinin yüksəlməsinə və texniki-iqtisadi göstəricilərin pisləşməsinə səbəb olur.

Problemin mürəkkəbliyi bərk karbohidrogen fazalarının əmələgəlmə prosesinin çoxamilli xarakter daşması ilə izah olunur. Müxtəlif yataqlardan hasil olunan neftlər tərkibinə, parafinlərin molekulyar kütləsinə, qatran və asfaltinlərin miqdarına görə fərqlənir. Bu isə təsir üsullarının seçilməsində fərdi və elmi əsaslandırılmış yanaşma tələb edir. İstehsalat şəraitində bir texnoloji əməliyyat çərçivəsində çox vaxt bir neçə paralel və ardıcıl məsələnin — donma temperaturunun azaldılması, reoloji xüsusiyyətlərin tənzimlənməsi, parafin çöküntülərinin qarşısının alınması və artıq yaranmış çöküntülərin həll edilməsi — həlli tələb olunur.

Təcrübə göstərir ki, təkkomponentli reagentlərin tətbiqi hər zaman tələb olunan səmərəliliyi təmin etmir. Bu baxımdan sinergetik effektdə malik çoxkomponentli inhibitor kompozisiyalarının hazırlanması perspektivli istiqamət hesab olunur. Belə

yanaşma həm reagentlərin çeşidini genişləndirməyə, həm də dəyişkən texnoloji şəraitdə onların effektivliyini artırmağa imkan verir.

Bu əsərdə parafin çöküntülərinin əmələgəlmə mexanizmi araşdırılmış, yüksək özlülüklü parafinli neftlərin struktur-reoloji xüsusiyyətləri tədqiq edilmiş, yeni kompozit reagentlər işlənilib hazırlanmış və hasilatın, nəqlin səmərəliliyinin yüksəldilməsinə, eləcə də boru kəmərlərinin ekoloji təhlükəsizliyinin təmin edilməsinə yönəlmiş texnoloji həllər təklif olunmuşdur.

Aparılmış tədqiqatların nəticələri praktik tətbiq üçün nəzərdə tutulmuşdur və neft-mədən avadanlıqlarının etibarlılığının artırılmasına, istismar xərclərinin azaldılmasına və neft-qaz hasilatı müəssisələrinin iqtisadi göstəricilərinin yaxşılaşdırılmasına xidmət edir.

Naib E. Zeynalov

Texniki elmlər doktoru, professor

I. Современное состояние и проблемы управления процессами добычи и транспорта высоковязких нефтей

1.1. Механизмы формирования парафиновых отложений и их накопление в нефтепромысловом оборудовании

При добыче, транспорте и хранении нефти, особенно в холодный период года, возникают серьезные проблемы из-за неизбежных накоплений асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках и днищах нефтепромыслового оборудования, уменьшающих пропускную способность трубопроводов, объём резервуаров и т. д. Это приводит к повышенному износу оборудования, дополнительным материальным затратам и загрязнению окружающей среды [31, 49, 122 и др.].

В нашей республике особенно большая трудность создаётся при обслуживании морских нефтепромысловых коммуникаций. Так, по данным Г.Г. Гумбатова [29], отложение парафина в выкидных линиях в морских условиях происходит почти круглый год, причём особенно в холодный период, когда температура морской воды падает до $4-7^{\circ}\text{C}$. Задача осложняется особенно на магистральных нефтепроводах, установленных в глубоководных частях моря. Поэтому, изучение механизма парафинизации поверхности, контактирующей с нефтью, и борьба с ними имеют большое научное и практическое значение особенно при транспорте парафинистых нефтей.

Изучением механизма парафинизации внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и борьбы с ними занимались многие исследователи [25, 116 и др.]. Однако до сих пор не имеется четко сформированной теории кристаллизации твёрдых парафинов в нефти, а также механизма отложения выделившихся кристаллов парафина в нефтепроводах и промышленном оборудовании.

Следует отметить, что в природе известны факты, что парафины, при определенных условиях, могут образовывать кристаллы. «Однако причины образования кристаллических структур парафинов при добыче и движении нефти и трубопроводах остается непонятными» [116].

Теоретические и экспериментальные работы В.П.Тронова [116] показали, что зародышами все же являются взвешенные в объеме жидкой среды твердые частицы. По данным В.П. Тронова многие исследователи полагали, что образование кристаллов можно объяснять одновременными случайными столкновениями ряда молекул. Позже В.Д. Кузнецов [48], а затем и В.П. Тронов [116] полностью отвергли эту идею. Изучив «причины увеличения кристаллов и их строение они показали, что это практически не может образовываться в объеме жидкой фазы в реальных условиях». Следовательно, здесь имеется «другая причина» Так, по мнению В.П. Тронова [116] при снижении температуры жидкости изменяется ее структура. При дальнейшем снижении температуры твердые фазы, находящиеся в жидкости не могут удерживаться из-за потери растворяющей ее способности. При дальнейшем снижении температуры твердые частицы парафинов как бы упаковываются и увеличиваются в объеме. При этом создается благоприятное условие для осаждения выделившихся крупных кристаллов на поверхности металла [116]. Эту точку зрения в дальнейшем поддерживали и другие исследователи.

Одним из ранних работ, посвященных выпадению парафина в нефти, является работа П.Л.Галонского [22]. Он впервые отметил роль газовых пузырьков при формировании парафиновых кристаллов и поднимал вопрос о флотации кристаллов парафина пузырьками выделяющегося из нефти попутного газа. Эту идею частично поддержал [116] и Н.Н.Непремиров [82], который считает, что осажденные из объема нефти парафины могут находиться либо непосредственно в жидкой фазе, либо обволакиваются газовыми пузырьками».

Следует отметить, что ранее высказанные идеи А.И. Китайгородского о потере растворяющей способности дисперсионной среды при снижении температуры, газовый факторидеи П.П. Галонского и Н.Н. Непреморова на формирование парафиновых кристаллов в нефти поддерживаются некоторыми авторами и в настоящее время. Так, В.В. Рагулин, Е.Ф. Самолянец и др. [88] считают, что «одной из причин образования АСПО в процессе нефтедобычи является разгазирование добываемой нефтепромысловой продукции из-за снижения давления в стволе скважины ниже давления насыщения. Выделение газообразных легкокипящих алифатических углеводородов из нефтяной фазы приводит к снижению растворимости высокомолекулярных парафиновых углеводородов». Этой идеи придерживаются зарубежные исследователи, в частности Л.К.К. Маркес, А.Л.К. Макадо и др. [59]. Причём, по их мнению, механизмы отложения парафина и асфальтенов существенно отличаются друг от друга. Так, в начальных пластовых условиях легкие углеводороды в нефти находятся в суперкритическом состоянии. Когда эти углеводороды выделяются из раствора с образованием отдельной газовой фазы, они способствуют относительному увеличению концентрации тяжелых парафинов и снижению растворимости в сырой нефти. Комбинирование этих двух явлений приводит к снижению способности сырой нефти удерживать в растворенном состоянии молекулы тяжелых парафинов, вызывая таким образом хорошо известный эффект отложения парафинов [59]. Главным фактором отложения парафинов на поверхности нефтетрубопровода эти авторы считают процесс диффузии, от которого зависит эффект отложения парафинов в обычных промысловых условиях.

Исходя из серии лабораторных экспериментов, проводимых авторами [59], в которых плотность нефти измеряли в зависимости от содержания газа установили, что в пластовых условиях температура появления кристаллов парафина минимальна. Когда в атмосферных условиях температура

снижается, увеличивается количество кристаллов парафина. По мнению Маркес Л.К.К. и др. [59] отложение асфальтенов на поверхности трубопроводов несколько отличается от парафиновых фаз. Так, вследствие сложной структуры асфальтены классифицируются как составная часть сырой нефти, нерастворимой в легких парафинах, но растворимой в ароматических растворителях. Относительно точной природы асфальтенов единого мнения нет. Являются ли асфальтены макромолькулами или коллоидными частицами – принципиальный вопрос, всё ещё остающийся без ответа [59].

Л.Маркес, А.Макадо считают, что дестабилизация асфальтенов в основном связана с давлением и не зависит от изменений температуры. Ими было установлено, что асфальтены, в пластовых условиях, растворяются в нефти максимально [59].

Согласно А. Х. Мирзаджанзаде, А. К. Галлямову и др. [63] асфальтены – это сложная смесь гетероорганических соединений, отличающихся по составу и строению. В зависимости от химической природы нефти и концентрации асфальтенов они могут находиться в нефтях в виде истинных или коллоидных растворов. В свободном виде они представляют твёрдые хрупкие вещества черного или бурого цвета.

В последние годы природа зарождения парафиновых образований вновь заинтересовала специалистов. Причём исследования проводились более современным оборудованием. Примером тому могут быть работы С.И. Писарева, Я.К. Каменчука, В.И. Лесина [52, 85]. Так, В.И. Лесин [52], при исследовании влияния магнитных полей на характер формирования парафиновых отложений, пришёл к заключению, что одной из основных причин формирования парафиновых фаз в нефти является наличие примеси железа в нефти. Это доказано путём исследования различных нефтей рентгенофлуоресцентным электронным анализом. По мнению В.И. Лесина, «примеси железа сформированы в основном ферромагнитными микрокристаллами оксидов, гидроксидов

железа в трёх кристаллических формах». На поверхностях железа происходит адсорбция содержащихся в нефти молекул смол и асфальтенов. Далее металлические поверхности гидрофо-бизируются и становятся пригодными для роста кристаллов парафинов [52]. Поскольку в примесях нефтево-догазовой смеси, имеется водная фаза, то поверхность ФМЖ обладает гидрофобно гидрофильным свойством. Благодаря этому резко снижаются затраты энергии на образование пузырьков газовой фазы. Это и способствует росту адсорбции молекул парафина на ядрах железа. По мнению В.И. Лесина [52] ферромагнитные микрокристаллы парафина обладают электрическим зарядом. Поэтому включение в составы поверхностных слоев газовых пузырьков препятствует их слиянию. При снижении температуры жидкости и разгазирова-нии на частицах ферромагнитных микромолекул железа, как и на ядрах, происходит накоплении парафинов, асфальтенов, смол, тяжелых нефтяных фракций, а также формирование газовых микропузырьков [52].

Следует отметить, что примерно к аналогичному результату пришли и С.И. Писарева, Я.А. Каменчук [85]. Так, проведенные ими «исследования АСПО методом электронного парамагнитного резонанса позволили выявить высокий парамагнетизм, иногда превышающий число Авогадро». Поскольку АСПО обладают высоким парамагнетизмом, то можно считать, что они относятся к асфальтенам. По мнению авторов [85] «большое содержание парафиновых компонентов в такой системе и принцип построения коллоидных частиц по законам сосредоточения молекул вокруг силового центра позволяют использовать для их описания идею обратных коллоидов, составляющих основу отложений». Часть форми-ровавшихся крупных частиц смывается потоком. Однако, более крупные не смываются и прилипают к стенкам, образуя отложения. Интенсивность отложений увеличивается с увеличением скоростью потока. При этом существенную роль играют также силы притяжения молекул твёрдых частиц. С

уменьшения сила притяжения увеличивается масса отложений на стенках труб [85].

Основываясь на обобщении имеющихся в литературе экспериментальных данных и производственных наблюдений, предлагают следующую гипотезу механизма парафиноотложения в трубах [85]. При движении нефти в трубопроводах происходит формирование частиц твёрдых фаз. При благоприятных условиях они укрупняются и при соударении со стенкой прилипают к контактирующей поверхности. Число накопившихся частиц на поверхности труб увеличивается и образуется отложение. Со временем эта толщина увеличивается. Этому способствует, также уменьшение силы отталкивания между частицами. В случае соударения одной частицы с другой происходит потеря способности к броуновскому движению, следовательно, и к формированию отложения на стенках трубопроводов [85].

Одним из сторонников, поддерживающих идею образования парафиновых кристаллов непосредственно на поверхности трубопроводов, являются и Ф. С. Гарифулин, Д. С. Гильмутдинов и др. [26]. Причём, как и В.И. Лесин [52], С. И. Писарева [85] и др. они считают, что частицы железа являются своеобразными центрами, на которых происходят зарождение и дальнейший рост кристаллов солей. По их мнению, по сравнению с пластовой водой, нефть из пласта обладает большей смачиваемостью. Благодаря этому, в начальной стадии подъёма, обводнённая нефть образует на внутренней поверхности оборудования гидрофобную плёнку в результате адсорбции на металлической поверхности активных соединений продуктов пласта.

После образования на металле адсорбционного одинарного слоя молекул, возникает разность полярности и потенциалов между твердой поверхностью и прилегающим слоем жидкости, вследствие электрокинетических явлений. Уравнивание разности полярности и потенциалов происходит за счёт притягивания к твердой поверхности образовавшихся

кристаллов АСПО. Притягивание и прилипание частиц осуществляется непрерывно [52, 85].

Одной из первых работ в республике, посвящённых механизму парафинизации нефтепромысловых оборудования, является работа А.Д. Амирова [15]. По мнению автора, одна из причин парафинизации труб в фонтанно-компрессорных и глубинонасосных скважинах связана с осаждением на стенках оборудования отделившейся в твердую фазу частей парафина.

Парафинизацией нефтепромыслового оборудования в республике занимались также Б.И.Султанов, А.А. Рза-заде, М.А.Курбанов [111, 112], С.С. Мурадов [72] и др. По мнению этих авторов [99, 100], одной из причин, способствующих интенсификации отложений парафина в нефтепромысловом оборудовании, является эмульсация восходящего потока, вследствие обводнённости продукции большинства скважин НГДУ «Сальяннефть». Аналогичного мнения придерживаются С.С.Мурадов, Г.М.Мириев и др. [72], которые отмечают, что в период эксплуатации с течением времени, дебит скважины падает. В результате снижается температура восходящего потока. Это создаёт условия для отложения парафина сначала на выкидных линиях и далее в подъёмных трубах вплоть до призабойных зон.

Следует отметить, что исходные трубы НКТ представляют собой чистую гидрофильную поверхность, хорошо смачиваемую водой и плохо смачиваемую парафинами, смолами и асфальтенами. Опыты показали, что смолы, асфальтены и парафины обладают плохой адгезией к поверхности металла, образуется переходный слой из смол и асфальтенов, на который начинают осаждаться и молекулы парафинов [123].

Краткий анализ состояния механизма парафиноотложений показывает, что единого мнения в этом вопросе нет. Одни авторы, например, [26, 45, 85] и др., считают, что в отложениях парафина участвуют именно те кристаллы и их скопления, которые возникли в нефти и затем прилепились к

стенкам оборудования. Другая группа, в частности [22, 23, 28, 59, 87 и др.], признаёт особую роль газовых пузырьков. И, наконец, третья группа считает, что отложения возникают за счёт кристаллов парафина, выросших, непосредственно, на контакти-рующей с нефтью поверхностью, а также кристаллов, которые могли войти в состав отложений чисто механически.

Всё это наглядно показывает, что до сих пор нет единого мнения о механизме парафиноотложения на стенках нефтепромыслового оборудования.

На рис. 1.1 показан натуральный вид установки для определения эффективности ингибиторов против парафиноотложений. Методика проведения опытов подробно описана в главе 2.4. Объём нефти для проведения опытов было 230 мл. Внутренний диаметр нагревательного кожуха 60 мм, а диаметр «холодного пальца» 20 мм (рис. 1.2). В течение 30 мин, при температуре 25° С, накопление парафиновых отложений показан на рис. 1.1.

Следует отметить, что до сих пор не известно, какая сила притягивает частиц парафина, например из внутренней поверхности кожуха установки в сторону «холодного пальца».

К сожалению, до сих пор в республике нет единой методики оценки эффективности реагентов против парафиноотложений. Одни, например [149], разрабатывают 12 ингибиторов, эффективность которых чуть ли не 100 %, и другие [150], эффективность которых тоже чуть ли не 100 %. Однако, ни один этих реагентов не нашло применение на производстве. Результаты опытных данных этих авторов не отражают действительности. Все из-за неправильной методики проведения опытов.

Скопление парафина на поверхности стержня, по нашему мнению, можно объяснить следствием эффекта Магнуса, суть которого заключатся в том, что градиент температуры между трубой и стержнем приводит к возникновению градиента скорости. Вблизи трубы температура жидкости несколько больше, чем вблизи стержня. В связи с этим коэффициент

вязкости жидкости вблизи трубы меньше, а скорость движения больше. А вблизи стержня, наоборот, коэффициент вязкости больше, а скорость движения меньше, чем вблизи трубы, т. е. между трубой и стержнем возникает градиент скорости жидкости, который направлен в сторону меньшей скорости, т. е. к стержню. Таким образом, на основе эффекта Магнуса, под действием градиента скорости, частицы парафина отталкиваются в направлении меньшей скорости и происходит скопление парафина на поверхности стержня. Отметим, что если бы температура трубы и стержня были одинаковы, то никаких аномальных скоплений парафина на поверхности стержня не было бы.

Всё это наглядно показывает, что до сих пор нет единого мнения о механизме парафиноотложения. На стенках нефтепромыслового оборудования.

На рисунке 1.1 показан натуральный вид установки для определения эффективности ингибиторов против парафиноотложений. Методика проведения опытов подробно описан в главе 2.4. Объём нефти для проведения опытов было 230 мл. Внутренний диаметр нагревательного кожуха 60 мм, а диаметр «холодного пальца» 20 мм (рис. 1.2). В течение 30 мин при температуре 25° С накопление парафиновых отложений показан на рисунке 1.2. Следует отметить, что до сих пор не известно какая сила притягивает частиц парафина, например из внутренней поверхности кожуха установки в сторону «холодного пальца».



Рис. 1.1. Натуральный вид установки для определения эффективности ингибиторов против парафиноотложений.



Рис. 1.2. Накопление парафиновых отложений

1.2. Методы предотвращения и удаления асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО)

Известно, что выпадение АСПО в процессе добычи нефти приводит к уменьшению внутреннего диаметра НКТ и нефтепроводов, что снижает дебит скважин и увеличивает энергозатраты на перекачку нефти. Борьба с этими явлениями в настоящее время ведётся в основном в двух направлениях. Первая из них заключается в разработке комплексных мероприятий, предотвращающих отложение парафиновых твёрдых фаз на поверхности нефтепромыслового оборудования, вторая – разработка комплексных мероприятий, направленных на удаление парафинов из нефтепроводов, а также и других нефтепромысловых оборудования. По данным [87], существующие способы борьбы с АСПО требуют определенной адаптации к конкретным нефтепромысловым объектам, из-за различия в физикохимических свойствах и количествах образующихся АСПО.

В составе асфальтосмолопарафиновых отложений кроме парафинов, имеются тяжелые механические примеси, смолы, асфальтены, воды, газ и т.д. Такие отложения принято называть асфальтосмолопарафино-отложениями (АСПО), поскольку основную их массу составляют парафины, смолы и асфальтены [52].

По данным В.И.Лесина [52], АСПО появляются на охлажденных металлических поверхностях оборудования, главным образом, благодаря их перемещению из объема нефти в радиальном направлении. Так, «возникновение радиального движения свойственно любым взвешенным в потоке жидкости частицам, обладающим большей или меньшей плотностью, чем плотность окружающей жидкости» [52].

Примерно аналогичную идею высказали ранее В.П.Тронов [116], а в последнее время И.А.Гуськова [32]. Ими были сделаны выводы, что механизм формирования смолопарафиновых отложений на поверхности оборудования не зависит от

режимных параметров работы скважины и является, по существу, молекулярным процессом, связанным с возникновением и последующим ростом кристаллитов на контактирующей с нефтью поверхностью. Всё это наглядно показывает, что если не предпринять дополнительных мероприятий, то образования асфальтенопарафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования являются неизбежными. Вопросами предупреждения образования АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования и магистральных нефтепроводов занимались многие исследователи [24, 43, 59 и др.]. Одним из эффективных методов, нашедших широкое промышленное внедрение, является использование физических полей для снижения интенсивности асфальтосмолопарафиновых отложений [37, 42, 43]. Так, по данным В.И. Лесина нефтеводогазовая смесь, поступающая в скважину, содержит в своём составе агрегаты природных ферромагнитных микрокристаллов железа Fe_2O_4 (ФМЖ). Факт существования ФМЖ в форме агрегатов был установлен В.И. Лесиным, Ю.А.Кокшаровым, Г.В.Хомутовым и др. [54] путём использования метода электронного магнитного резонанса (ЭМР), рис. 1.3.

Ими показано, что в составе нефти имеются смолы и асфальтены. Благодаря этому поверхности НКТ как бы гидрофобизируются и создаётся условия для отложения парафиновых фаз [52].

В магнитном поле агрегаты ФМЖ разрушаются. Этим и объясняется защита от АСПО в случае применения магнитного поля. В этом случае газовые пузырьки обрабатываются магнитным полем, что приводит к снижению гидравлического сопротивления НКТ и, как следствие, к увеличению дебитов скважин, т.е. возникает эффект газлифта [52].

В нашей республике комплексное исследование влияния физических полей на процессы нефтедобычи было проведено под руководством акад. А.Х.Мирзаджанзаде и его школы [62,

67]. Применения их на практике дали положительные результаты.

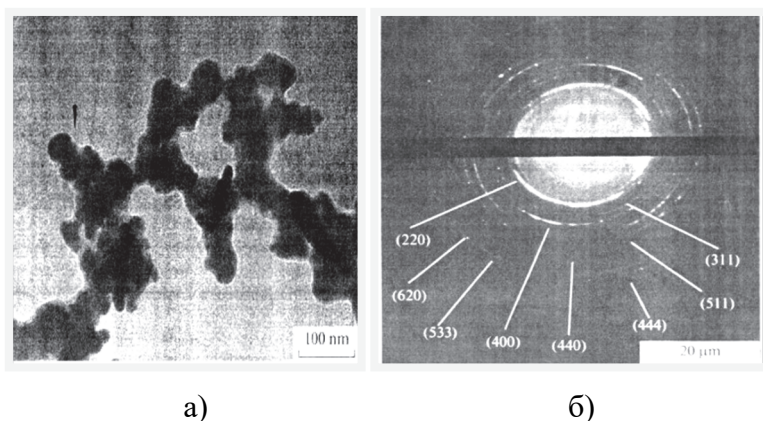


Рис. 1.3. а) Изображение участка образца парафина, полученного методом электронной просвечивающей микроскопии при различных масштабах увеличения.

Структура представляет собой фракталоподобный агрегат, состоящий из неорганических наночастиц оксида железа (тёмные короткие стержни длиной 50–100 нм и диаметром порядка 30 – 50 нм);

б) Электронная дифрактограмма от локальной области образца парафина, содержащей наночастицы оксида железа [54].

Для предотвращения образования асфальтеносмоло-парафиновых отложений на практике рекомендуется также и применение лакопокрытых насосно-компрессорных труб, однако этот метод широкого применения на практике не нашёл.

Широкое применение на практике нашло использование ингибиторов выпадения парафина. Большое количество ингибиторов были разработаны как в пределах СНГ, так и за

рубежом. Поскольку, существующие ингибиторы борьбы с АСПО требуют определенной адаптации к конкретным нефтепромысловым объектам, из-за различия в физико-химических свойствах и количествах образующихся АСПО, то, как справедливо отмечают Л.К.К.Маркес, А.Л.К.Макадо и др. [59], невозможно заранее предвидеть, будет ли данный ингибитор отложения парафинов, эффективным для какой-либо конкретной нефти. Поэтому выбор ингибитора отложения парафинов базируется на серии испытаний, на основании которых определяется ингибитор, имеющий наилучшие показатели. По данным этих авторов, например на месторождении Альбакора в Бразилии было проверено 40 видов ингибиторов. Этот пример наглядно показывает, настолько сложно подобрать эффективный ингибитор. Учитывая, что на нефтяных площадях республики добываемые нефти обладают различными физико-химическими свойствами, то становится понятным, что подобрать единый состав ингибитора, пригодного для всех площадей, невозможно.

Борьбой с предупреждением отложения парафина в нефтепромысловых оборудованьях и магистральных нефтепроводах занимались, как указано выше, многие исследователи. Так, Р. Бейли, Дж. Хембек и Дж.Р. Стюарт [17] разработали новый высокоэффективный ингибитор для использования в борьбе с отложениями парафина–РЕС (Production Enhancement chemical), который представляет собой «модификатор кристаллов, восполняющий дефицит молекулярного иона». За счёт такого дефицита молекулярного иона и происходит прилипание парафина к поверхности, с которой он контактирует. Его обычно применяют в концентрациях от 1000 млн^{-1} и менее, в зависимости от типа нефти и содержания парафина. По мнению авторов разработки, РЕС лучше всего вводить в поток до того, как началось отложение парафина, чтобы предотвратить образование отложений и коагуляцию молекул парафина. Реагент имеет низкую температуру застывания (ниже 40°C), что позволяет использовать его в

очень холодных климатических условиях.

Судя по литературным данным, на нефтяных площадях республики были использованы различные ингибиторы парафиноотложений. Примерами могут являться ингибиторы А-95 и А-98 [77] и низкозастывающее амфолитное ПАФ и алкиларилсульфонат в соотношении 9:1 [40], МЛ-72 [47], СНПХ-740М [110] и др. Однако ни один из этих реагентов не нашел широкого применения на производстве.

Следует отметить, что в нефти, добываемой в республике, в большинстве случаев содержится значительное количество асфальтосмолистых веществ и парафинов (АСП). Среднее содержание АСП по некоторым месторождениям, например, Мурадханлы, Кяпаз, НГДУ им. Ами-рова, Алят-дениз, «Сангачал-дениз» и др., довольно высоко. Извлечение такой высоковязкой нефти на поверхность и дальнейший ее транспорт по трубопроводу до нефтесборного парка – весьма трудоемкий процесс, связанный с материальными затратами, так как АСП осаждаются на внутренних поверхностях труб, образуя асфальтосмо-лопарафиновые отложения (АСПО), которые перекрывают проходное сечение частично или полностью. Для удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования и магистральных нефтетрубопроводов в настоящее время применяются различные способы: механические, термические, химические, лакокрасочные покрытия внутренних полос подъемных труб, использование пластмассовых труб.

Анализом термического метода борьбы с АСПО на межпромысловых нефтепроводах занимались многие исследователи. В нашей республике больше всего эти вопросы отражены в работах А.Б.Сулейманова, Е.М.Байрамова, А.А.Рзаде, К.Г.Мамедова, Б.И.Султанова и др. [6, 73].

Обобщая результаты этих работ, можно отметить, что все исследователи пришли к единому мнению, что термический метод борьбы с АСПО по сравнению с другими методами является более доступным и эффективным.

Одним из эффективных методов удаления асфальтосмолопарафиновых отложений с внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования является использование химических растворителей. Существует большое многообразие углеводородных растворителей, предназначенных для удаления АСПО из призабойной зоны пласта и с поверхности нефтепромыслового оборудования [69, 58, 84, 87, 88, 107 и др.]. Однако, как справедливо отмечают Н.М. Нагимов, А.В. Шарифулин [81], ни один из них не обладает достаточной универсальностью. По их мнению, это связано с тем, что на эффективность действия углеводородных растворителей влияют многие факторы, наиболее важными из которых являются состав АСПО и адгезионное взаимодействие компонентов АСПО с поверхностями коллектора призабойной зоны пласта и нефтепромыслового оборудования. Анализ литературных данных показывает, что состав АСПО изменяется в широком диапазоне как от месторождения к месторождению, так и в пределах одного месторождения и даже по высоте одной скважины.

Следует отметить, что разработка новых углеводородных растворителей является трудоёмкой задачей, связанной с проведением большого числа экспериментов по определению растворимости компонентов АСПО. Однако оценить действия растворителей, согласно исследованию Е.Д.Щукина, А.В.Перцева [132], можно определив их основные коллоидно-химические свойства. По данным Н.М.Нагимова, А.В.Шарифулина и др. [81], в качестве «критерия эффективности действия растворителя можно выбрать моющую способность, которая определяется по количеству АСПО, перешедших в истинный раствор, и диспергированных на более мелкие частицы». Для этой цели авторы [80] рекомендуют использовать продукты прямогонных нефтяных фракций, причём в эти продукты предлагается вводить различные присадки, усиливающие диспергирующую, растворяющую и сольватирующую функции базовых

растворителей. По их мнению, процессы диспергирования и растворения происходят совместно. При этом АСПО разрушаются на более мелкие фрагменты и растворяются некоторые из них с образованием истинного раствора.

Исследованиями [126] установлено, что лучшей растворяющей и удаляющей способностью обладают многокомпонентные составы, содержащие одновременно парафиновые, непредельные и ароматические углеводороды с диспергирующими и модифицирующими добавками. К ним относятся композиции марки СНПХ-7р. Далее авторами были разработаны другие варианты растворителей СНПХ-7р-12; СНПХ-7р-13; СНПХ-7р-14 и др. Судя по их данным, результаты внедрения оказались положительными. Однако в случаях, когда АСПО сформированы из тяжёлых и сверхтяжёлых нефтей, эти растворители оказались не эффективными. По данным этих авторов на эффективность химических растворителей существенное влияние оказывают также механические примеси, содержащиеся в АСПО. Установлено, что чем больше механических примесей, тем меньше растворяющая способность растворителей [126]. Результаты А.В.Шарифилина, В.Г.Козина [127] показали, что наиболее трудноудаляемыми являются отложения с максимальным содержанием в них асфальтенов и твёрдых фаз парафинов. На эффект растворения АСПО существенное влияние оказывают также условия их формирования. Так, по наблюдениям В.В. Рагулина, Е.Ф.Смолянца и др. [88], при подъёме скважинной продукции по насосным трубам, как правило, в нижней части трубы откладываются наиболее тугоплавкие парафины. В коллекторах же откладываются менее тугоплавкие отложения.

Существенную роль в формировании АСПО играет и глубина, на которой происходит формирование отложений. Так, известно, что максимальное количество отложений накапливается у устья скважины. С увеличением глубины отбора количество отложений уменьшается. Результаты

анализа практических материалов авторов [127] показывают, что на глубине более 1000 м в составе АСПО больше АСВ по сравнению с парафинами. По мнению этих авторов асфальтены сами по себе не могут образовывать достаточно прочный слой на поверхности металла вследствие своей подвижности и коллоидного состояния, поэтому в составе АСВ преобладают смолы, которые являются «клеящим» агентом. Ближе к устью скважины увеличивается содержание твёрдых парафинов и механических примесей. В этих перемесей больше всего обладает церезины, которые обладают высокой структурной прочностью [127].

По данным Н.Г. Хохлова, Р.Р. Вагапова, Э.М. Шагитова и др. [122], некоторые ингибиторы парафиноотложений одновременно являются и растворителями АСПО. Примером тому могут быть хорошо известные реагенты, условно названные СНПХ 7941, СНПХ 7870, СОН-Пар 5403. По практическим наблюдениям этих авторов использование этих растворителей дает эффект особенно в теплый период года, когда температура довольно 11–13⁰ С. При более низких температурах использование растворителей не приводит к желаемым результатам [122].

Многие исследователи, в том числе В.Н. Павлычев, В.Н. Прокшина, В.В. Уметбаев [84] одним из недостатков ряда растворителей считают их низкую эффективность, высокую пожароопасность, неприятный запах и т. д. По данным этих исследователей большинство составов растворителей, предлагаемых к применению для удаления АСПО, представляет собой смеси различных углеводородов в сочетании с ПАВ и веществами, содержащими карбоксильные эфирные группы. Базовый растворитель ПАЛП-0, разработанный вышеуказанными авторами, представляет собой смесь углеводородов и специальных добавок. Судя по результатам внедрения, растворяющая эффективность этих реагентов оказалась хорошей.

Растворяющая способность реагентов АСПО исследуются

как в статических, так и в динамических условиях. Например, авторы [127] эффективность растворителей АСПО оценивали гравиметрическим методом. При этом в качестве условий эксперимента выбрано время контакта – 4 ч., температура – 40⁰ С; режим статический.

Другие авторы, в частности С.Г.Сафин [107], для оценки способности реагента растворять и диспергировать АСПО использовали метод «корзинок» размером отверстий сетки 1 мм. В опытах следят за изменением АСПО в результате его растворения и диспергирования в определенном объеме растворителя. Время опытов изменялось от 1 до 8 ч. Часть опытов проводилась в динамическом реагенте. Скорость вращения кассет – около 60 мин⁻¹. В статическом режиме образцы помещали в растворители и выдерживали в неподвижном состоянии. Температура при этом составляла 10, 12, 20 и 30⁰ С.

Для количественной оценки требуемого объема растворителя образцы отложений массой 5, 10 и 15 мг в виде цилиндров и пластин погружали в исследуемую композицию. Пластина толщиной 8 мм по данным автора [107] в динамических условиях полностью рассыпалась через 2 ч. В статическом режиме толщина размягченного слоя на поверхности цилиндрического образца АСПО зависит от времени воздействия растворителя. Авторы показали, что в начальной стадии интенсивность растворения высока, а далее – ослабляется. Исследованиями установлено, что динамический режим эффективнее статического [107].

Растворяющая способность реагента–удалителя изучалась также, как указано выше, авторами М.А.Мурсаловой и др. [74]. В качестве растворителя был использован Солвент. Растворение АСПО осуществляли в динамических условиях, при перемешивании смеси в магнитомешалке.

Соотношение растворитель: АСПО составляло 20:1, концентрация ПАВ в растворителе 0,05–0,10 % (масс.), температура 10–40⁰ С. Степень растворителя АСПО проверяли

периодически путем отбора и анализа проб растворителя каждые 5–10 мин. в течение эксперимента. Результаты внедрения Солвента в промышленности как растворителя оказались положительными [74, 75].

Следует отметить, что в пределах СНГ были разработаны многочисленные растворители АСПО с поверхности нефтепромыслового оборудования. Причём все эти растворители, разработанные отдельными исследователями, предназначены для решения индивидуальных задач, поставленных перед авторами. Исходными компонентами этих растворителей был не конкретный общеизвестный состав, а продукты или отходы отдельных заводов или цехов. Поэтому копирование их для нашей республики практически невозможно по той причине, что либо эти компоненты у нас вообще не производят, либо производство их требует специальных капиталовложений, технических решений и т. д. Поэтому разработка технологий приготовления эффективных растворителей на базе местного сырья и готовых производственных оборудования является одним из актуальных вопросов, представляющих интерес для нефтяников.

1.3. Структурно-реологические свойства высоковязких парафинистых нефтей: текущее состояние исследований

Значительная часть нефтепродуктов при низких температурах теряет текучесть или переходит в твердое состояние. По этой причине, транспортирование высоковязких парафинистых нефтей, особенно в холодный период года, весьма сложный вопрос. Это связано с увеличением их реологических показателей. По этой причине, на добычу и транспортировку нефтей требуются значительные затраты. Этому способствует и повышение давления на линиях, из-за образования парафинных отложения. Отложение парафина не редко является и причинами остановки перекачки нефтей.

Таким образом, одной из наиболее актуальных проблем в

области транспорта нефтей по магистральным трубопроводам является улучшение реологических свойств высокопарафинистых и высоковязких нефтей.

Выбор способа воздействия на нефтепродукты для улучшения их реологических свойств определяется свойствами нефтепродукта и технико – экономическими показателями.

Для перекачки высоковязких нефтей применяемые технологические приёмы, в конкретных условиях, могут быть в той или иной степени эффективными. Следует отметить, что реализация перекачки высоковязких нефтей требует проведения дополнительных организационно-технических мероприятий, отдельных строительно-монтажных работ. К наиболее существенным и применяемым на практике технологиям перекачки высоковязких нефтей относятся следующие [128]: «горячая перекачка газонасыщенной нефти, перекачка с химическими реагентами, перекачка с попутным подогревом, перекачка с электронагревом».

Из указанных способов более приемлемым и доступным является перекачка высоковязких и быстрозастывающих нефтей с химическими реагентами. Основные проблемы в связи с этим заключаются в создании системы добавок. Эти добавки должны быть эффективными для определенных сред с сильно отличающимися химическими и структурными свойствами.

В качестве реагентов, которые нашли свое применение в трубопроводном транспорте, являлись ПАВ, применяемые для перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов. Эти реагенты, также применяются для очистки трубопроводов и ёмкостей.

Согласно современной классификации ПАВ выделяются четыре основных класса ПАВ: катионоактивные, анионоактивные, неионогенные и амфотерные. Представители каждого из этих классов различаются не только химическим строением, но и основными коллоидно-химическими свойствами, а также санитарно-гигиеническими показателями [11].

В странах СНГ также производились НПАВ (неионогенные поверхностно-активные вещества), среди которых особенно хорошо известны оксиэтилированные алкилфенолы, выпускаемые под марками ОП-1, ОП-7 и др. НПАВ способствовали решению проблемы обеспечения достаточно высокой смачиваемости стенки трубы при гидротранспорте вязких нефтей, эффективно использовались для очистки ёмкостей и трубопроводов, улучшали процесс разделения нефтяных эмульсий [133]. Наиболее распространенными представителями НПАВ являются оксиэтилированные алкилфенолы (ОАФ). За рубежом они выпускаются под многочисленными торговыми названиями: «игепаль, тритон, нейтроникс, тергитол, хостопаль, спаль, бунегаль» [128].

В настоящее время в странах СНГ разработаны и успешно внедряются в промышленности различные виды поверхностно-активных веществ. К ним относятся Дисолван 4411, Сульфонал НП-3, Проксанол-186 и др. Следует отметить, что большинство разработанных веществ обладают деэмульгирующим свойством. Это качество НПАВ позволило решить ряд технических проблем, в частности, обеспечить достаточную смачиваемость стенок труб водной средой.

В частности, в качестве веществ, способствующих этому процессу, в НИИ «Транснефть» были опробованы следующие неионогенные ПАВ: оксиэтилированные жирные кислоты, оксиэтилированные спирты и алкилфенолы, блок-сополимеры на основе диамина и др.

По данным И.А.Хайрулина, А.А.Рафинова, ВТ.Козина [121] и др., разработанные ими реагенты ИНТА-1, ИНТА-2, ИНТА-3 и др. тоже относятся к категории НПАВ и обладают деэмульгирующими свойствами. По мнению этих авторов, применение ПАВ в процессе снижения вязкости основано на их способности адсорбироваться на поверхности раздела фаз. Так, использование вышеуказанными авторами ИНТА-2 и ИНТА-3, являющихся блоксополимерами, обусловлено их поверхностноактивными свойствами. При добавке этих

реагентов в нефть изменяется смачиваемость поверхности труб. При этом образуется тонкий слой ПАВ. При добавке ПАВ в нефть как бы разупрочняются связи асфальтенов, смол, парафина с поверхностью труб. При этом дальнейшем их восстановление приостанавливается. Другой механизм снижения вязкости при введении реагента в нефти эти авторы объясняют тем, что эти реагенты, обладая сольватирующим действием и проникая в сольватную оболочку сложных структурных единиц, образованных асфальтосмолистыми веществами, приводят к перераспределению компонентов в нефтяной дисперсной системе [121].

Специалисты, занимающиеся изучением реологических свойств различных видов нефтей, пришли к единому мнению о том, что при подборе депрессорной присадки крайне важно изучить состав нефтей. В связи с этим, как справедливо отмечено И.Г.Булиной [20], «не всегда, однако, при выборе того или иного способа введения, а также вида добавки, и ее концентрации исходят строго из требований технологического процесса, режима и природы самой нефти. В этом случае применение добавки обречено на неуспех».

Позже аналогичного мнения придерживались С.С.Кожабеков, Р.Б.Сигитов, А.Г.Дидух [46]. Они отмечают, что в настоящее время за рубежом и в странах СНГ накопился широкий ассортимент депрессорных присадок и ингибиторов АСПО. По их данным сырые нефти содержат различные по длине углеводородной цепи (от C_{15} и больше) парафины и различные доли содержания в нефти. С другой стороны свойства нефти зависят от наличия асфальтенов и смол, которые играют роль стабилизатора в нефти. В связи этим авторы отмечают, что одна депрессорная присадка не может эффективно применяться для снижения температуры застывания всех нефтей. Поэтому, каждую присадку, перед тем как их внедрять, следует тщательно исследовать, с учётом реальных условий.

На основе многочисленных исследований Б.Н. Мостобаев,

Т.В.Дмитриева, Э.М.Мовсумзаде [70] пришли к выводу, что среди множества способов для улучшения реологических свойств высокопарафинистых и высоковязких нефтей наиболее эффективным и экономически целесообразным признано использование высокомолекулярных диспергентов, известных как депрессорные присадки, улучшающие реологические параметры нефти и предотвращающие выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках трубопровода.

Однако, по мнению ряда авторов, в частности J.A. Lescaboura, J.D. Culter, H.A. Wahl [139], С.Р.Сергиенко [109], а также [145, 146, 147, 148] возможность снижения гидродинамического сопротивления в магистральных нефтепроводах с помощью полимерных добавок ограничивается трудностью производства большого количества искусственных нефтерастворимых полимеров и их быстрой деградацией в сдвиговом поле.

Следует отметить, что в ряде случаев в процессе транспортирования нефти на большие расстояния возникает необходимость увеличить пропускную способность нефтепровода. В случае ньютоновской низковязкой нефти, движущейся в турбулентном режиме, можно воспользоваться методом добавок нефтерастворимых полимеров [64]. Уменьшение гидравлического сопротивления турбулентного потока введением незначительного количества полимерных добавок связано с диссипацией турбулентности за счёт дисперсии поперечных пульсаций скорости, обусловленной воздействием на них растворенных полимерных добавок (эффект Томса). Причиной снижения гидравлических характеристик потока, является наличие в потоке длинных полимерных цепей имеющие большие молекулярные массы [63]. Обычно для повышения пропускной способности трубопроводов необходимо гасить турбулентность течения. В этой целью, в поток вводят антитурбулентные присадки. Реагенты, добавленные в поток в качестве антитурбулентной присадки,

как известно, создают эффект Томса. При этом снижается гидравлическое сопротивление турбулентного потока. Это происходит за счёт того, что макромолекулы присадки, имеющие линейную форму, разворачиваясь по направлению потока, гасят турбулентные пульсации и способствуют росту толщины вязкого подслоя внутренней стенки трубы. При этом происходит общее снижение степени турбулентности потока и вблизи от оси трубы» [113].

В качестве полимерных добавок на практике применялись полиизобутилен, полиакриламид. По исследованиям авторов [63, 79] существенные позитивные результаты в промышленности были достигнуты при использовании в качестве присадок полиолефинов в процессах высокоскоростного транспорта по магистральным трубопроводам товарной нефти и нефтепродуктов. В качестве присадки к нефти академик А.Х. Мирзаджанзаде, И.Г.Булина, А.К.Галямов и др. [63] предложили использовать асфальтены. Асфальтены – это твёрдые аморфные вещества, находящиеся в нефти в виде nano частиц. В растворе асфальтены создают коллоидный систем [109]. По И.Г. Булиной кроме концентрации асфальтенов в нефти существенную роль играет также молекулярный вес асфальтенов: чем больше молекулярный вес, тем больше эффект [20]. И.Г.Булиной исследовано также влияние нафтената алюминия на реологические показатели нефти при турбулентном режиме. Нафтенаты алюминия известны как загустители углеводородов, находящихся обычно в жидком состоянии нафтенных мыл в нефти, адсорбируются на границе твердой фазы (парафин) нефти и тем самым снижают её сдвиговую прочность. При этом концентрации выбираются малыми настолько, чтобы на поверхности частиц парафина образовывался монослой нафтената, так как избыток его, растворенный в жидкой фазе, приводит лишь к увеличению вязкости [20, 61].

Следует отметить, что нафтенат алюминия растворяется в нефти при температуре 100⁰С. Такая температура

предопределяет способ введения этого мылонафта в нефть, который заключается в том, что к образцам нефти, нагретым до 70–80° С, добавляется нафтенат заданной весовой концентрации; затем температура повышается до 110°С.

Такая технология введения реагента в нефть в практических условиях не всегда возможна, поэтому применение нафтената алюминия с целью снижения гидравлических сопротивлений широкого применения на практике не нашло.

Эксперименты по снижению сопротивления течению с применением полимеров были проведены и в нашей республике. Так, А.Д.Ибрагимов, В.Г.Мамедов, Т.М.Исмаилов и др. [40] исследовали реологические свойства высокопарафинистых нефтей с микродобавками бутилкаучука. Исследование реологических свойств этих систем позволило установить значительное понижение эффективной вязкости и уменьшение относительной прочности тиксотропной структуры нефти путем введения в нефть микродобавками бутилкаучука (БК). В опытах использовались БК марки БК-2045Т. В нефть вводили различные количества (от 100 до 400 мг БК на литр нефти) 1 %-ного раствора БК в конденсаты и на керосине. Ими изучено также влияние концентрации БК в растворе (0,5; 1,0; 3,0; 5,0 масс %) на реологические свойства нефти из площади Нефт Дашлары и Сангачал-дениз. Результаты оказались положительными. Промышленное внедрение не проводилось.

Следует отметить, что высокомолекулярные полимеры можно добавлять в неньютоновскую нефть, движущуюся в турбулентном режиме. Ибо, как отмечает И.Г.Булина, [20] полимер, добавленный в парафинистую или смолистую нефть, движущейся в «ламинарном режиме, может оказаться только загустителем, повышающим эффективную вязкость системы».

Один из способов регулирования реологических свойств неньютоновских нефтей был определён при использовании методов обработки водонефтяных систем физическими полями (давлением, электрическим, магнитным, термообработкой) [61,

96]. Так, исследованиями Т.Ш. Салаватова [96] установлено, что применение на практике температурных полей с целью регулирования реологических свойств неньютоновских нефтей весьма целесообразно и актуально. По мнению автора, проведенные исследования могут служить основой для создания технологий, позволяющих в зависимости от геологических и технологических условий избирательно подходить к выбору того или иного метода физического воздействия.

Влияние температуры термообработки и скорости охлаждения на процессы структурообразования и реологическое поведение парафинистой нефти были исследованы С.С. Кожабековым и А.Г. Дидуком [45]. Ими показано, что «нагрев нефти до 60°С не только не приводит улучшению текучести нефти, но и ухудшает её реологические характеристики». Нагрев нефти до 70° С практически не улучшает её реологических свойств, а до 80–90° С приводит к значительному снижению напряжения сдвига и температуры потери текучести. Наиболее эффективная температура нагрева нефти в данном случае составляет 90° С [45]. При этом скорость температуры охлаждения должен быть примерно в интервале 15–20° С (рис. 1.2). Влияние температуры нагрева (до 50–60° С), а затем охлаждения на ухудшение реологических показателей нефтей наблюдалось и нами [100].

Резкое ухудшение реологических свойств нефтей после предварительного подогрева, по мнению И.Н. Евдокимова и А.П. Лосева [38], связано с преобразованием нанофаз асфальтенов нефти. Влияние концентрации нанофаз асфальтенов в нефти на её вязкость наглядно видно [38] из (рис. 1.4).

Следует отметить, что в последние годы в республике растёт доля добычи нефтей, характеризующихся высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ. К ним относятся добываемые в Сангачал-дениз, Гум-дениз, Хаара – Зиря, Дуванн-дениз, Алят-дениз, Нефть Дашлары, Мурадханлы, Джафарли, Гарабаглы, Кюрсанги и т. д. [98, 99].

Нефтяные площади, которые являются тяжелыми, содержат большое количество асфальтенов, смол, воды и солей, что обуславливает высокую вязкость и стойкость образующихся эмульсий. При транспортировании асфальтеносмоло-парафиновых нефтей возникают ряд осложнений, повышается давление в нефтепроводе, образуются отложения на поверхности нефтепромыслового оборудования и труб, приводящие к частым остановкам для их очистки.

Для улучшения структурно-реологических свойств высоковязких асфальтеносмоло-парафинистых нефтей в республике были исследованы и рекомендованы, к промышленному внедрению ряд химических реагентов. Так, Ф.А.Рамазанова, исследовав влияние депрессоров АзНИИ, ДД-1, ДД-15, дисолван 4411 и др., пришла к выводу, что наилучший эффект показывает реагент ДД-1 [89]. Рекомендуются, что перед транспортировкой мурадханлинской нефти целесообразно введение в нее этилен-пропиленового сополимера ДД-1 с концентрацией 0,03–0,05 % при 30–40⁰С и дальнейшим охлаждением до 15–20⁰С.

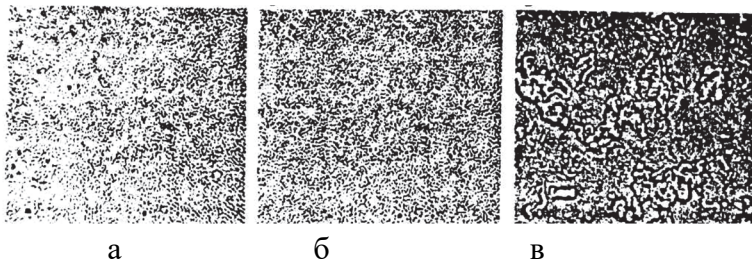
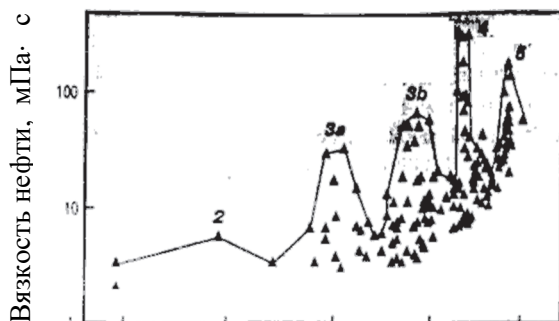


Рис. 1.4. Микроструктура узеньской нефти до тепловой обработки (а) и после нагрева до температуры 60–70 (б) и 90 (в) ⁰С (скорость охлаждения равна 20 ⁰С/ч, микрофотографии получены при температуре 25⁰С) [45].

Была исследована также эффективность композиционной системы Этоксат-1, разработанный С.Ф.Ахмедовым, А.А.Велиевой, М.Л.Курбановым [16], «Композит-2», рекомендованный В.Д.Абдуллаевым, З.Г.Аббасовым [9], ингибитора «Азаят-7», рекомендованный М.А.Мурсаловой, А.А.Рзаевым, А.А.Ширин-заде [76].

Следует отметить, что все эти реагенты были исследованы в основном в лабораторных условиях, но широкое промышленное внедрение не проводилось.

Вместе с тем освоение нефтяных залежей шельфа Каспийского моря связано с сочетанием сложных условий глубоководного транспорта нефтей с их неблагоприятными реологическими характеристиками. Задача осложняется особенно в холодный период года, когда структурно-реологические показатели асфальтосмолопарафинистых нефтей резко повышаются. Поэтому глубокое исследование реологических показателей этих нефтей и, следовательно, изыскание более эффективных композиционных систем химических реагентов является крайне актуальным вопросом.



Содержание асфальтенов в нефти, г/л

Рис. 1.5. Зависимость вязкости нефти различных регионов мира от содержания асфальтенов, построенная в логарифмическом масштабе (очевидные максимумы вязкости пронумерованы в соответствии с линиями критических концентраций нанофаз асфальтенов) [38].

Вывод по Главе I

Анализ состояния проблемы управления технологическими процессами

Проведённый анализ показал, что формирование твёрдых парафиновых фаз и асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) является сложным многофакторным процессом, зависящим от термобарических условий, компонентного состава нефти и гидродинамического режима течения. Установлено, что существующие методы предупреждения и удаления отложений не обеспечивают универсального решения из-за различий в составе нефтей и изменчивости эксплуатационных параметров. Исследование структурно-реологических свойств высоковязких парафинистых нефтей подтверждает необходимость комплексного подхода к управлению процессами добычи и транспорта, основанного на глубоком понимании механизма фазовых превращений и реологических закономерностей.

II. Разработка реагентов и технологий повышения эффективности добычи и транспорта нефти

2.1. Разработка состава реагента MORE-R и технологии его получения

При добыче и транспорте нефтей, особенно в холодный период года, возникают серьезные проблемы из-за неизбежных накоплений АСПО на стенках нефтетрубопроводов или в других нефтепромысловых оборудованных, уменьшающих их пропускную способности. Нередко образование АСПО в призабойной зоне и в стволе скважин является одной из причин, снижающих их продуктивность, а иногда и вывода их из эксплуатации.

Следует отметить, что практически все известные способы очистки от АСПО неоправданно энергоемки, дорогостоящи или часто имеют ограниченные диапазоны действия. Это связано в основном тем, что существующие способы борьбы с АСПО требуют изучения физико-химических свойств нефтей, содержание АСПО в добываемых продукциях.

На сегодняшний день для очистки нефтепромысловых объектов от АСПО больше всего применяются тепловые методы—промывка объектов горячей нефтью, горячей водой или конденсатом. Однако и у этого способа имеются свои известные проблемы связанные с техникой, затратой средств и людской силы и т.д. Кроме этого при подводном транспортировании парафинистых нефтей борьба с АСПО тепловыми методами практически не возможно.

Как показывает практическое наблюдение, наиболее перспективными методами борьбы с АСПО являются химические методы. В республике успешно внедрялись растворители АСПО, ингибиторы, предотвращающие их образование. Однако в последние годы из-за нарушений экономических связей, перебоях в работах местных заводов, а также ухудшения финансового положения нефтедобывающих

предприятий созданы серьезные трудности по обеспечению их даже обычными химреагентами. Доставляемые из-за границы для этой цели ингибиторы были очень дорогими, причём, судя по отзыву специалистов, нередко оказывались неэффективными в местных условиях.

С целью повышения эффективности работ в борьбе с парафиновыми отложениями нами проводилась определённая исследовательская работа. К вновь разрабатываемым химическим составам предъявлялись предварительные требования. Так, разработанный новый состав должен быть экологически безопасным, не образовывать вредных соединений с нефтепродуктами и не влиять на качество конечного продукта при переработке, положительно влиять на реологию высоковязких нефтей и на температуру застывания, быть рентабельными и удобными в применении.

Проводимые опыты показали, что заранее предвидеть, будет ли подобранный состав в борьбе с отложениями парафинов эффективным для какой-либо конкретной нефти или нет практически невозможно, что ранее были отмечено и в [59]. Поэтому выбор оптимального состава в борьбе с АСПО базировался только на основе обобщения результатов комплексного исследования. При этом изучалось влияние выбранного состава, растворяющую и диспергирующую способность образцов АСПО веществ, температуры застывания нефтей и реологию нефтей, а также на защитное действие от парафино-отложений.

Эксперименты показали, что отдельные составы без добавок к ним желаемого эффекта не дают. Например, если одни составы обладают отличными растворяющими свойствами, но практически не влияют на температуру застывания или не обладают защитным действием от парафино-отложений. Поэтому разработан комплексный состав, который благодаря синергетическому эффекту смеси реагентов дает положительный результат [2, 34]. Разработанный новый состав состоит из четырех компонентов смеси и условно назван

MORE (отходы производства этилен-пропилена модифицированного).

Одним из компонентов, входящих в состав реагента MORE, является органический углеводород, которым, как известно, больше всего богат пироконденсат, являющийся побочным продуктом пиролиза бензиновых фракций в производстве этилена-пропилена. Содержание органических углеводородов в пироконденсате (бензол-толуол-ксилол) колеблется в пределах 20–50 %. Для использования органиков, находящихся в пироконденсате, необходимо выгонять из его состава легкие фракции до бензольной фракции, в основном, пентадиенов. С этой целью легкую фракцию перегоняют при 80⁰С, оставшаяся фракция в кубовом остатке являются в основном ароматические и смолистые углеводороды [2, 4].

Состав кубового остатка, пироконденсата после перегона при 50–100⁰С приведен в таблице 2.1. Как видно из этой таблицы, с увеличением температуры перегона содержание толуола в остатке увеличивается. Например, если в исходном пироконденсате содержание толуола составляет 16,5 процентов, то после перегона до 100⁰С будет 65,33 %. Как известно, толуол является одним из активных органиков растворяющих парафиновых фаз [110].

Таблица 2.1.

Состав кубового остатка пироконденсата перегонного при 50–100⁰С

Фракции	Фракции в кубовом остатке перегонного пироконденсата, %		
	–	до 50 ⁰ С	до 100 ⁰ С
Фракции – С ₅	39,1	10,7	1,16
Бензол	31,4	48,17	10,82
Толуол	16,5	26,66	65,33
Фракции – С ₇ - С ₉	13,0	12,14	18,62
Тяжелые фракции	–	2,33	4,07

Другим активным компонентом в составе реагента MORE является тяжелая пиролизная смола. Тяжелая пиролизная смола является побочным продуктом пиролиза нефтяного

сырья в производстве этилена-пропилена и содержит до 85 % ароматических углеводородов, в том числе нафталин 10–12 %, а также метилнафталин, дифенил, аценафтан, флуорен и т. п. плотность – 1040 – 1070 кг/м³; выпускается по ТША305757-12-04.

В состав MORE входит также технический полипропиленгликоль (ППГ), являющийся отходом пропиленгликоля. Плотность при 20°C равна 1051 кг/м³.

Полипропиленгликоль выпускается по ТУ6-01-4689387-33-30. В комплексном составе технический полипропиленгликоль играет роль поверхностного активного вещества и активизирует его эффективности. Другим активным компонентом в составе реагента MORE является низкомолекулярный полиэтилен. Низкомолекулярный полиэтилен (НМПЭ) является побочным продуктом процесса полимеризации полиэтилена высокого давления. Показатели НМПЭ соответствует по ТУ6-11-1612838-54-91.

Как показали дальнейшие проведенные опыты в результате наличия в композиционном составе органических добавок с высоким содержанием толуола, тяжелой пиролизной смолы, полипропиленгликоля и низкомолекулярного полиэтилена происходит синергетический эффект с получением нового композиционного реагента с новыми качествами. Комплексная технологическая схема приготовления нового реагента MORE [2] была собрана на Сумгайтском заводе «Оргсинтез» (рис. 2.1).

Заранее приготовленный кубовый остаток перегонного пироконденсата при 80° С с ёмкости 1 подаётся в весовую дозатор 2 и откуда поступает в реактор 3. Туда же с ёмкости 4 подаётся расчётное количество растворенного в органике низкомолекулярного полиэтилена. Время перемешивания компонентов 0,5–1 час. Скорость перемешивания 200–250 об/мин. Температура среды 25–30° С.

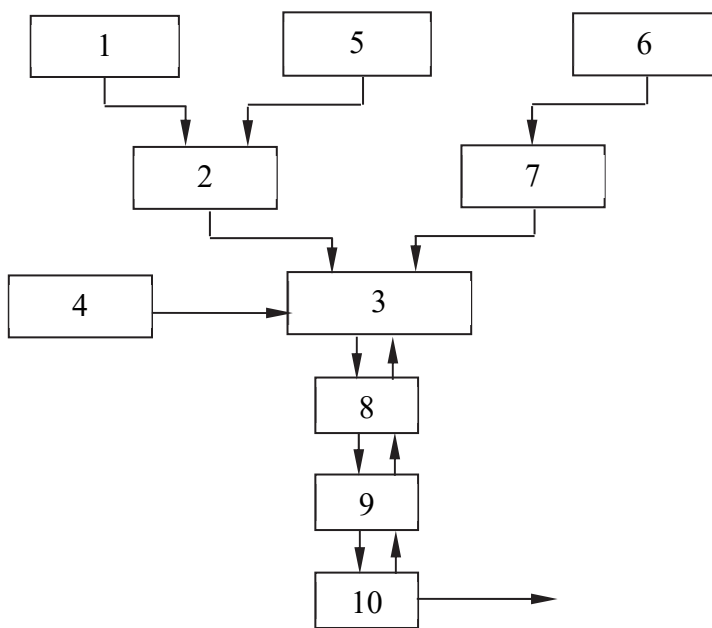


Рис. 2.1. Принципиальная технологическая схема приготовления реагента MORE-R в промышленных условиях.

Затем из ёмкости 5 в реактор 3 после контролирования весовым (объёмным) дозатором 2 подаётся расчётное количество технического полипропиленгликоля. Время перемешивания комплексного состава – 0,5–1 час. Температура среды 25–30° С. Скорость перемешивания – 200–250 об/мин.

К полученной смеси из ёмкости 6 в реактор 3 после контролирования весовым (объёмным) дозатором 7 подаётся расчётное количество тяжелой пиролизной смолы. Время перемешивания комплексного состава 0,5–1 час. Температура среды 25–30° С. Скорость перемешивания 200–250 об/мин.

Готовый продукт насосом 8 подаётся в ёмкость 9 для хранения или же насосом 10 опускается к потребителю. При

необходимости, при помощи насосов 8, 10, можно создать циркуляцию готовой продукции.

Показатели готового продукта контролируются по ТШАЗ-05757529-75-06, который согласован ПО «Азнефть» и утвержден заводом-изготовителем [1].

Содержание компонентов в составе реагента MORE при нижних, средних и верхних значениях ингредиентов приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2.

Содержание компонентов в составе реагента MORE-R

Компоненты	Содержание ингредиентов в составе, масс. %		
	Номер состава		
	1	2	3
Кубовый остаток перегнанного пироконденсата	75	50	25
Тяжелая пиролизная смола	24,45	46,98	69,50
Полипропиленгликоп	0,5	2,75	5
Низкомолекулярный полиэтилен	0,05	0,27	0,5

Основные показатели реагента MORE-R приведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3.

Основные свойства реагента MORE-R

№	Показатели	Норма
1	Плотность при 20°C, кг/м ³	0,896
2	Температура кипения, °C	< 150
3	Растворимость в воде	Нет
4	Температура вспышки, °C	64
5	Температура застывания, °C	> – 40
6	Температура самовоспламенения, °C	< 150
7	Внешняя характеристика	Прозрачная темно-янтарная жидкость

2.2. Создание высокоэффективного реагента РС-R для предотвращения и удаления отложений

Как известно, добыча нефти в большинстве нефтегазодобывающих районов осложняется образованием асфальтеносмолистых и парафинистых отложений в основном в призабойной зоне пласта, в подъёмных трубах, а также в оборудовании системы сбора, транспорта и хранения нефти. Практически все исследователи едины с мнением, о том, что интенсивность образования АСПО зависит от физико-химического и фазового состава компонентов, а также от термодинамического состояния потоков при добыче и транспортировке нефти.

Анализ состояния проблемы борьбы с осложнениями при добыче и транспортировке асфальтеносмолопарафинистых нефтей показывает, что наиболее проблемным вопросом является отложение твёрдых углеводородных фаз на подъёмных трубах. Судя по результатам практических наблюдений, эффективных реагентов в борьбе с парафиноотложениями в республике нет. Нами в этом направлении проводились определенные исследовательские работы, в результате чего был разработан новый высокоэффективный реагент, условно названный РС-R (реагент против парафиноотложений – растворитель). Реагент является также хорошим растворителем, понизителем вязкости и температуры застывания парафинистых нефтей. Разработанный новый состав многокомпонентен. В состав реагента входят:

- | | |
|---|----------|
| - кубовый остаток перегонного пироконденсата этилен пропиленового производства, перегнанного при 80°C | 68–89,5 |
| - тяжелая пиролизная смола | 5 – 20 |
| - полипропилен гликоль | 5 – 10 |
| - высокомолекулярный полиэфир | 0,05 – 2 |

Технологическая схема получения нового реагента РС-R в промышленных условиях следующая, рис. 2.2.

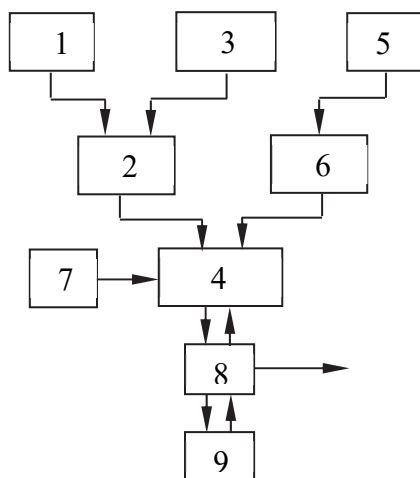


Рис. 2.2. Технологическая схема приготовления реагента РС-R для предотвращения и удаления парафиновых отложений.

Заранее приготовленный кубовый остаток перегонного пироконденсата при 80°C с ёмкости 1 подаётся в весовой (объёмный) дозатор 2 и оттуда поступает в реактор 4. Туда же с ёмкости 3 подаётся расчётное количество тяжёлой пиролизной смолы. Время перемешивания компонентов 0,5–1 ч. Скорость перемешивания 200–250 об/мин. Температура среды $25\text{--}30^{\circ}\text{C}$. Затем из ёмкости 5 в реактор 4 после контролирования весовым (объёмным) дозатором 6 подаётся расчётное количество технического полипропиленгликоля. Время перемешивания комплексного состава – 0,5–1 ч.

Температура среды – $25\text{--}30^{\circ}\text{C}$. Скорость перемешивания – 200–250 об/мин. К полученной смеси из ёмкости 7 подаётся расчётное количество высокомолекулярного полиэфира. Температура среды – $25\text{--}30^{\circ}\text{C}$. Скорость перемешивания – 200–250 об/мин. Время перемешивания – 0,5–1 ч.

Поддержания однородности и стойкости нового состава РС-R можно добиться циркуляцией готовой продукции 9 с помощью насоса 8. Готовый продукт РС-R с помощью насоса 8 подаётся в ёмкость для хранения 9 или отпускается к потребителю.

Для приготовления 100 г исходного реагента со средним значением ингредиентов (в) необходимо 78,75 г кубового остатка, перегнанного при 80⁰С пироконденсата, +12,5 г полипропиленгликоля, +1,25 г высокомолекулярного полиэфира и смешивают полученную смесь по вышеуказанной схеме.

2.3. Оценка диспергирующих и растворяющих свойств реагентов MORE-R и РС-R

В 1978 г. сотрудники фирмы Petrolite Corp. D.C.Tomas и M.E.Newberry [140] предложили методику лабораторной оценки ингибиторов парафиноотложения (ИП) моющедиспергирующего действия, которая впоследствии была стандартизирована НПО «Союзнефтепромхим» [60]. Методика основана на отмыве пленки нефти или АСПО со стеклянной поверхности водным раствором ингибитора с регистрацией размеров образующихся углеводородных частиц.

В первых сериях опытов исследовалась диспергирующая способность парафиновых отложений реагентов MORE и РС-R [104, 106]. В качестве образцов твердого парафина использовали образцы, собранные при очищении компрессорных труб, поднятых из скважины по площадям Алят-дениз (А), Сангачалы-дениз (Б) и Песчаный (В). Фазовые составляющие исследованных парафиновых образцов приведены в табл. 2.4. Испытание на диспергирующую способность реагента MORE было осуществлено по известной методике [21]. Так, в коническую колбу на 200 мм наливают 100мл пластовой воды и дозируют 1 мл реагентом MORE, добавляют 2 г парафиновых отложений и нагревают на водяной

бане до их расплавления. Затем колбу резко охлаждают под струей холодной воды, встряхивая круговыми движениями.

Таблица 2.4.

Фазовые составляющие асфальтосмолопарафиновых отложений

Фазовые компоненты	Содержание компонентов, масс. %		
	А	Б	В
Парафины	28,9	52,74	16,44
Смолы	46,8	31,12	65,76
Асфальтены	9,74	-	4,40
Другие примеси	14,56	16,14	13,4

Результаты опытов показали, что при охлаждении под струей воды расплавившийся парафиновый образец диспергируется на отдельные частицы: самые мелкие частицы размером примерно 0,3 мм, а самые крупные – 1 мм. Судя по требованиям к реагентам по диспергирующей способности, этот результат считается нормальным [21], причём варьирование компонентов в составе реагентов MORE-R и PÇ-R существенного влияния на его диспергирующую способность не оказывают (табл. 2.5). Характерно отметить, что независимо от времени хранения диспергировавшиеся частицы парафина друг с другом не слипаются.

Это явление может играть существенную роль при промывке коллектора горячей водой. Так, в процессе промывки коллектора горячей водой происходят размягчение и плавление АСПО с их последующим растворением в теплоносителе. Необходимым условием качественной очистки коллектора от АСПО является предотвращение их повторного осаждения из потока в трубе. Это может быть обеспечено поддержанием на выходе из коллектора температуры, при которой растворение АСПО кристаллизуется и, следовательно, не осаждается из потока. Но поддержать температуру на таком

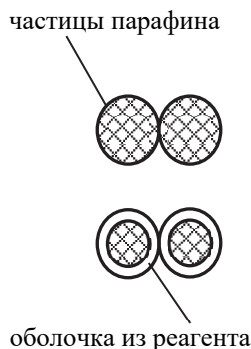
уровне на достаточно длинном участке коллектора практически невозможно, поэтому возникновение кристаллических образований и слипание, а далее осаждение на контактирующих поверхностях является неизбежной. Если, однако, диспергирующие частицы АСПО с добавкой реагентов MORE-R и PQ-R не сливаются при охлаждении среды, то вероятность прилипания их к каким-либо поверхностям тоже уменьшается. Эти свойства реагентов MORE-R и PQ-R, видимо, могут представить определённый интерес у промысловиков.

Следует отметить, что из-за сложившейся ситуации в периферующих лабораториях в республике, занимающихся анализом состава АСПО, установить массовое содержание составляющих – асфальтена, парафина, смолы

Таблица 2.5

Влияние реагентов MORE-R и PQ-R на диспергированные парафиновые отложения

№ опы-тов	АСПО месторож-дения	Диспергирование парафиновых отложений размерами частиц, мм
MORE-R		
1	А	0,3 – 1
2	Б	0,3 – 1
3	В	0,3 – 1
PQ-R		
4	А	0,3 – 1
5	Б	0,3 – 1
6	В	0,3 – 1



– практически не представляется возможным, поэтому о типе принадлежности АСПО судили по составу нефтей, из которых сформировались данные отложения. Например, образец АСПО из площади Алят-дениз преимущественно состоит из смолы и

асфальтена, а из площади Сангачал-дениз, Песчаный – из парафина.

Характерно отметить, что плавление АСПО в среде без добавки реагента и с добавкой реагента не одинаково. Так, плавление АСПО и с добавкой реагента всегда оказывалось на 10–20° С меньше, чем в среде, не содержащей реагент.

Температура плавления АСПО существенно зависит от их состава. Так, температура плавления АСПО, состоящей, преимущественно, из асфальтено – смолистого основания (Алят–дениз) – 80–90° С, а из парафинистого основания Сангачал–дениз, Песчаный – 76–78° С соответственно. Температура плавления определена по температуре каплепадения, а также и визуально.

Растворяющая способность реагента MORE образцов АСПО изучалась в статических и динамических условиях [36, 104]. Следует отметить, что единой методики проведения исследований в этом вопросе в республике нет. Так, в одних случаях образец парафина весом 5 г в произвольной форме помещают в растворитель и перемешивают при заданной температуре, а в других случаях, образец, приготовленный в форме кубика в разных размерах, помещают в колбу и путём «взбалтыва-ния» имитируют условие в динамике.

Проведенные нами опыты показали, что при одинаковом весе АСПО на время его растворения существенное влияние оказывает поверхностная форма образцов. Причём это в равной степени относится и к статическим условиям проведения опытов.

Поэтому для устранения этого недостатка нами изготовлена специальная пресс–форма (рис. 2.3) из нержавеющей стали, при помощи которой удаётся приготовить образцы в виде таблетки (рис. 2.4) из твёрдых парафиновых углеводородов, одинаковых по составу, форме и массе. Для этого образец парафина весом 5 г помещают в пресс–форму и спрессовывают при постоянной нагрузке. В наших опытах нагрузку спрессования при изготовлении образцов таблетки

поддерживали всегда постоянной 0,16 МПа. Диаметры и высота приготовленных образцов парафина всегда были постоянными и составляли соответственно 20 × 15 мм. В серии опытов образец АСПО нагревали до температуры размягчения и затем тщательно перемешивали.

Растворяющая способность реагентов MORE-R и PÇ-R в динамических условиях определялась по следующей методике. Так, взвешенные до точности 0,1 г таблетки АСПО весом 5 г помещали в сетку и спускали в герметически закрывающиеся сосуды с реагента. Объём реагента всегда был постоянным и составлял 100 мл.

После выдержки некоторое время при постоянной скорости вращения – 60 мин⁻¹ и заданной температуре, поддерживаемой термостатом, таблетки АСПО извлекали из ёмкости с растворителем, высушивали с точностью до 0,1 г. Относительная величина растворившейся части принимаются за растворяющую способность (эффективность) исследуемого состава в данных условиях. Опыты в динамических условиях проводились при температурах 10, 20, 30, 40°С.



Рис. 2.3. Пресс - форма



Рис. 2.4. Таблетки АСПО

Для определения эффективности реагента MORE-R в статических условиях таблетки, приготовленные из АСПО, помещали в мелкоячеистые, из стальной сетки ячейки, размером 1,5×1,5 мм в герметически закрывающиеся сосуды с реагентом MORE и выдерживали в неподвижном состоянии. В наших опытах количество реагента по отношению к объёму таблетки АСПО брали в 1:20. Но, в отдельных сравнительных опытах это соотношение изменялось в пределах 1:10, 1:15.

Проведённые опыты показали, что подобрать один универсальный состав для растворения АСПО из различных месторождений не представляется возможным. Лучшей растворяющей и удаляющей способностью обладают многокомпонентные составы, содержащие одновременно ароматические углеводороды с диспергирующими и модифицирующими добавками. К таким составам относятся разработанные новые реагенты MORE-R и РС-R.

Композиционные составы реагентов MORE-R и РС-R представляют собой смесь различных ароматических углеводородов с добавками заменителя ПАВ, диспергаторов и модификаторов, учитывающих конкретные соотношения в нефтях и АСПО исходных компонентов, характерные для каждого отдельного месторождения.

В составе MORE содержание тяжелой пиролизной смолы колеблется в пределах 5–20 %, технический полипропиленгликоля 5–10 %, органический базовый растворитель 70–90 % по массе. Как показали результаты проведенных опытов, введение в состав тяжелой пиролизной смолы реагента MORE повышает растворяющую и диспергирующую способность композиционного состава. Наличие в составе реагента технического полипропиленгликоля играет роль поверхностно-активного вещества, повышая гидрофильность состава.

В зависимости от содержания в составе АСПО основных групповых компонентов (парафина, смолы, асфальтенов) эффективность действия реагента MORE различна. Это наглядно видно из опытных данных по изучению растворяющей его способности образцов АСПО из площади

Алят-дениз, Сангачал-дениз и Песчаный. В первых сериях опытов изучалась растворяющая способность реагента MORE образцов АСПО, сформировавшейся из асфальтено-молопарафиновой смолы из площади Алят-дениз. Опыты проводились как при статических (рис. 2.5), так и при динамических условиях (рис. 2.6).

Исследования показали, что при одинаковой температурной среде на скорость растворения образцов АСПО существенное влияние оказывает подвижность среды. Так, скорость растворения образцов АСПО при динамических условиях оказывается значительно больше, чем при статических (рис. 2.5, 2.6). Поэтому в динамических условиях для повышения сопоставимых результатов скорость вращения образца АСПО в реагенте поддерживали всегда постоянной – 60 мин^{-1} . Постоянство температуры осуществлялось термостатом.

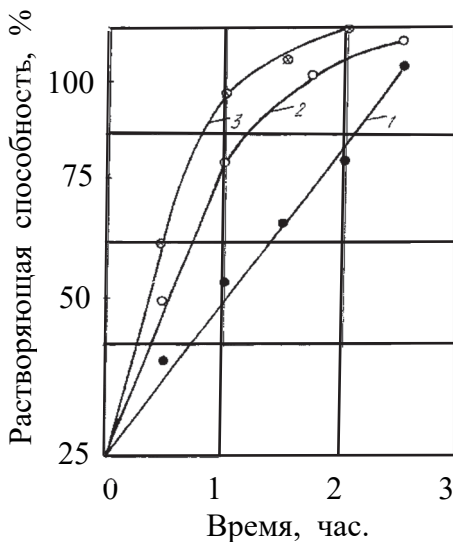


Рис. 2.5. Зависимость растворяющей способности реагента MORE от времени; условия статические АСПО–из площади Алят-дениз; температура нагрева: 1– 10°C ; 2– 30°C ; 3– 50°C .

Полученные данные показывают, что растворение основной части образцов парафина в зависимости от времени носит примерно прямолинейный характер. Причём интенсивность растворения в основном зависит от температуры среды. Как видно из рисунков, растворяющая способность реагента MORE очень высока даже при низких температурах—этот факт наблюдается как при динамических, так и при статических условиях проведения опытов [91, 104].

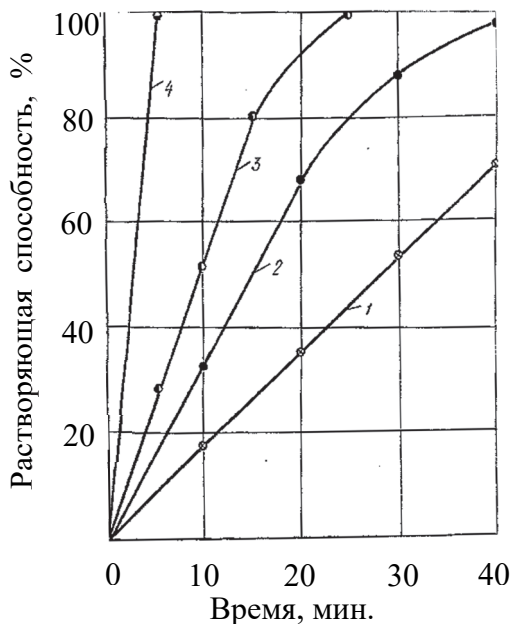


Рис. 2.6. Зависимость растворяющей способности реагента MORE от времени; условия – динамические. АСПО – из площади Алят-дениз; температура нагрева: 1–10° С; 2–20° С; 3–30° С; 4–40° С.

Сравнение полученных данных с литературными по известным растворителям в пределах СНГ показывает, что

новый реагент MORE обладает отличным растворяющим свойствам.

При растворении образцов АСПО, состоящих преимущественно из асфальтеносмолистых оснований, частицы составляющих образца АСПО растворяются до коллоидного состояния, т. е. получается как бы истинный раствор.

Изучалась также растворяющая способность реагента MORE образца АСПО отложений сформированных преимущественно из парафиновых фаз. В качестве парафиновых твёрдых углеводородных фаз были использованы образцы отложений из площади Сангачал-дениз и Песчаный.

Опыты проводились как в динамических, так и в статических условиях. В динамическом режиме стаканы с подвижными корзинами укрепляли в кассете и вращали, как отмечено ранее, с частотой 60 мин^{-1} .

Оптимальным вариантом брали средний показатель из трёх опытов. Погрешность экспериментов составляла не более 10 %-ов.

Как показали проведённые опыты процессы диспергирования и растворения происходят совместно. Однако растворение твёрдых фаз парафина и, следовательно, переход их в раствор в коллоидной форме была весьма мала. Но, тем не менее, поскольку процессы диспергирования и растворения происходят совместно, поэтому эффективность реагента MORE следует рассматривать как способность его разрушать АСПО рис. 2.7 на более мелкие частицы и растворять некоторые из них с образованием истинного раствора.

Таким образом, растворяющую способность оценивали по количеству АСПО, создавшего истинный раствор, диспергирующую способность растворителя MORE оценивали по количеству АСПО, осевшего на корзиночке. Следует отметить, что, судя по данным [28, 47, 125], наиболее трудноудаляемой является АСПО максимальным содержанием в них асфальтенов и твёрдых парафинов.



При динамических
условиях
полностью
диспергируется
(разрушается)

Рис. 2.7. Диспергирование АСПО

Как известно с увеличением глубины отбора количество отложений уменьшается. Причём, как показывают результаты промысловых материалов [127], на глубине более 1000 м в составе АСПО больше асфальтено-смолистых веществ, нежели парафиновых. Поскольку, асфальтены сами по себе не могут образовывать достаточно прочный слой на поверхности металла, вследствие своей подвижности и коллоидального состояния, поэтому в составе асфальтеносмолистых веществ преобладают смолы, которые являются клеящим агентом [127]. Причём, как показывают промысловые данные, чем ближе к поверхности металла, тем больше в составе АСПО асфальтеносмолистых веществ (АСВ) и меньше парафиновых углеводородов. Авторы объясняют, это тем, что полярные поверхностно-активные компоненты нефти, прежде всего, АСВ и асфальтогенные кислоты, которые адсорбируются на поверхности труб и образуют первичный пристеночный слой [75]. После формирования пристеночного слоя адгезия основной массы кристаллов парафина осуществляется не к поверхности трубы, а к уже сформировавшемуся слою. При этом, содержание парафинов, как отмечают авторы, во внешнем слое, оказывается максимальным.

Факт о том, что на поверхности насосно-компрессорных труб сначала формируются смолы и асфальтены, а далее парафиновые фазы отчётливо видно из образца АСПО,

отобранный нами из НКТ в скважинах на площади Сангачал-дениз (рис. 2.8).

Проводимые нами опыты показали, что при динамических условиях растворимость образцов парафиновых отложений из площади Песчаной с увеличением температуры увеличивается. Например, если при 20° С образец парафина через 2 часа в динамических условиях полностью рассыпается, т. е. диспергируется на мелкие частицы, то при 30°С это происходит примерно через 90 мин, а при 40°С через 60 мин (табл. 2.6).



Рис. 2.8. Образец АСПО отобранный при очищении НКТ.
Площадь Сангачал-дениз.

В принципе, растворяемая эффективность реагента MORE и РС образцов парафина из пл. Сангачал-дениз, Песчаный-дениз, примерно, одинаковы.

Как показали проведённые исследования, растворение образцов парафина при идентичных условиях происходит в

основном в начальной стадии. Причём это характерно как для статического, так и для динамического режима выдержки. Например, если растворимость образца парафина из площади Сангачал-дениз в статических условиях за первые 2 ч составляет 44 %, то за последующие 2 ч 14 %-ов, а далее, ещё меньше. Как видно из опытных данных (рис. 2.9) заметное растворение образцов парафина происходит в основном за первые 4–6 ч.

В отдельных сериях опытов исследуемые образцы через 6 ч взвешивались, причём одни образцы через 6 ч погружались в тот же растворитель, а другие заливались таким же объёмом свежего растворителя.

Таблица 2.6.

Растворяющая эффективность реагентов MORE-R и PQ-R. Условия – динамические, $n = 60^{-1}$.

Состав	Растворяющая эффективность, %								
	Температура, °C								
	20°C			30°C			40°C		
	Время, мин								
	30	60	90	120	30	60	90	30	60
Пл. Песчаный									
MORE-R	40	50	82	99	48	60	98	70	98
PQ-R	43	50	84	100	46	58	96	70	100
Пл. Сангачал-дениз									
MORE-R	45	66	90	100	52	79	100	76	100
PQ-R	46	68	92	100	54	80	100	77	100
Газокон-денсат	Не раст-воряет	3	6	8	4	7	9	6	14

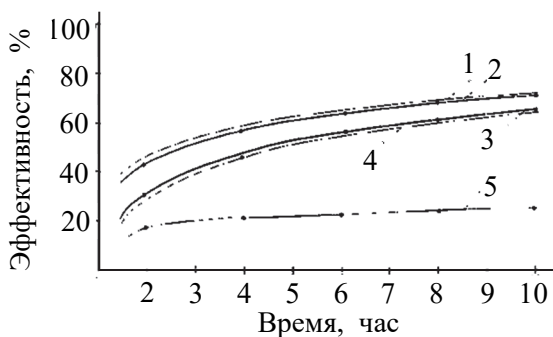


Рис. 2.9. Растворяющая эффективность реагента MORE-R и РС-R.

Условия – статический режим. Температура – 40°C.

1, 4 – реагент РС-R, 2, 3 – реагент MORE-R,

5 – газоконденсат; 1, 3; 2 – образец парафина – Сангачал-дениз, Песчаный-дениз.

Как показали результаты опытов, при смене растворителя растворяемость образцов парафина увеличивалась. В наших опытах для образца Сангачал-дениз она составила 18 %-ов, а для Песчаный-дениз – 15 % (табл. 2.7).

Таблица 2.7.

Влияние смены растворителя на эффективность растворения АСПО

Состав	Растворимость при контакте в течение 6 час, %			
	Пл. Сангачал-дениз		Пл. Песчаный	
	Без смены	Со сменой	Без смены	Со сменой
MORE-R	65	83	54	69

Проведённые опыты наглядно показали, что перемещение и смена растворителя заметно ускоряет процесс удаления асфальтосмолопарафиновых отложений с нефтепромыслового оборудования. В реальных условиях такие режимы могут быть созданы при циркуляции растворителя с помощью насосных агрегатов или периодических кратковременных открытий выкидной задвижки в фонтанных скважинах. Результаты проведённых опытов наглядно показывают, что при относительно низких температурах (20–40°C), видно, не следует выдерживать растворителя долго—более 6 ч. Ибо при длительном контакте растворителя с АСПО возможно вторичное переосаждение. В скважинных условиях, как видно из результатов исследований, эффективно было бы проводить двукратную обработку с выдержкой растворителя в трубах в течение 4–6 ч.

2.4. Эффективность реагентов в предотвращении образования АСПО

2.4.1. Экспериментальные установки и методики оценки эффективности реагентов

Выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений в процесс добычи и транспорте нефти приводит к уменьшению рабочего сечения подъёмных труб и нефтепроводов, что снижает дебит скважин и увеличивает затраты на перекачку нефти.

К настоящему времени накоплен значительный материал по исследованию отложений твёрдых парафиновых фаз на поверхности нефтепромыслового оборудования, магистральных нефтепроводов и в призабойной зоне пласта добывающих скважин. Несмотря на наличие большого числа научных разработок, отсутствует единое мнение о методике проведения исследований. В этом вопросе хорошо было бы моделировать условия при добыче, транспорте и хранении нефтепродуктов.

Природа отложения асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования, как известно, весьма сложный вопрос и до сих пор остаётся дискуссионным. Но факт, что АСПО появляются на охлажденных металлических поверхностях оборудования главным образом благодаря их перемещению из объёма нефти в радиальном направлении [116]. Для оценки характера отложений парафиновых составляющих на поверхности нефтепромыслового оборудования, а также влияния на него ингибиторов существует в основном методика исследований на установке «холодный цилиндр». Методика проведения исследований на этой установке общеизвестна. Так, в образец нефти, налитый в стакан, помещается полый металлический цилиндр закрытый одним концом. После нагрева нефти в стакане примерно до 50–70°C через внутренние полости металлического цилиндра восстанавливается циркуляция холодной воды. Температура произвольная. При этом наряду с металлической поверхностью, охлаждается и нефть в стакане. Время охлаждения произвольна – 20, 30, 60 мин.

Следует отметить, что эта методика не позволяет вести комплексные научно-исследовательские работы, в частности невозможно имитировать условия, имеющиеся в реальности. Так, проведенные нами опыты [91, 100] показали, что в нагретой (до 55°C), а затем в охлажденной нефти происходят структурные изменения: реологические показатели ($\eta_{эф}$, τ) оказываются завышенными. Это наглядно показывает, что при нагревании нефти выделение газообразных, легкокипящих алифатических углеводородов из нефтяной фазы, т. е. потери легких фракций имеют место и что оно существенно влияет на свойства нефти. Кроме этого, на результат исследования существенное влияние, видимо, оказывает и превращение нанофаз при термическом воздействии на нефть [35] и скорость охлаждения [45].

Следует отметить, что в опытах при идентичных условиях на интенсивность парафиноотложения основное влияние оказывают температура на поверхности металлического цилиндра, температура нефти в стакане и время выдержки цилиндра в нефти. Однако надо отметить что, среди исследователей в республике нет единого мнения о том, что как должна изменяться температура образца нефти в процессе опыта. Одни исследователи отмечают, что после нагрева нефти до заданной температуры (например, до 60°C) при помощи контактного термометра она поддерживается до конца опыта постоянной. При этом очень трудно судить об изменении температуры на цилиндре, внешняя поверхность которого контактируется с нефтью температурой 60°C, а внутренняя поверхность холодной водой, например температурой +10°C. Быть может и поэтому при исследовании ими высокопарафинистых нефтей (например, из площади Сангачал-дениз) небольшая добавка (0,1 %) конденсата снижает парафиноотложения на 84–86 %.

Другая группа исследователей считает, что после нагрева нефти должно произойти самопроизвольное её охлаждение. Причём конечная температура должна быть минимум 3–5°C выше температуры застывания. При этом следует отметить, что скорость охлаждения исследуемой нефти после ее нагрева зависит не только от температуры на поверхности холодного цилиндра, но и от температуры окружающей среды. Поэтому, даже при идентичных условиях, таким методом обеспечить постоянство скорости охлаждения нефти практически не возможно, и следовательно, постоянство времени формирования отложения тоже.

Известно, что существующие ингибиторы, в борьбе с АСПО, требуют определенной адаптации с конкретным нефтепромысловым объектам, из-за различия в физико-химических свойствах и количествах образующихся АСПО, но, как справедливо отмечают Л.К.К.Маркес, А.Л.К.Макадо и др. [59], невозможно заранее предвидеть, будет ли данный

ингибитор отложения парафинов эффективным для какой-либо конкретной нефти или нет. Поэтому, единая методика проведения экспериментов на установке «Холодный цилиндр» имеет большое практическое значение.

Механизм парафиноотложения в статических (например, в нефтяных резервуарах) и в динамических (в нефтепроводах и в других нефтепромысловых оборудованьях), видимо не может быть идентичным. Основываясь на обобщениях, имеющихся в литературе, экспериментальных данных, а также из производственных наблюдений, А.З. Биккулов, А.А.Шаммазов формирование отложений отмечают, что в гидродинамических условиях является результатом контакта дисперсных частиц друг с другом и со стенками труб. Этим частицам характерно броуновское движение. При ударе их со стенками труб, они прилипают к стенке и образуют отложения.

Следует отметить, что наиболее эффективный реагент для конкретной нефти невозможно определить по одному лабораторному испытанию. В самом деле, с учётом многих сложных взаимодействий, различных составов сырых нефтей, степени обводнённости и различных условий их добычи на промыслах, результаты лабораторных испытаний. Как отмечают исследователи, можно использовать только для выявления пригодности их для исследования. Окончательный выбор наиболее эффективного реагента должен осуществляться по результатам экспериментов опытно-промышленных испытаний. Однако лабораторные опыты позволяют исключить малоэффективные реагенты и оставить для дальнейшей оценки на дорогостоящих стадиях опытной или промышленной проверки только перспективные составы. По этой причине проведение исследований в статистических или в гидродинамических условиях, видимо особого значения не имеет. Ибо основная задача заключается в том, как оценить качественно эффективность реагентов против парафиноотложений.

Поэтому правильный выбор методики проведения лабораторных испытаний имеет весьма важное значение. Судя по литературным материалам, существуют различные виды установки и методики оценки эффективности ингибиторов асфальтеносмолопарафиновых отложений [27, 134]. Однако, во-первых, о принципиальных конструкциях этих приборов не сообщается и во-вторых, нет сведений об их количестве. Видимо, они разработаны и изготовлены для выполнения конкретных научно-исследовательских работ.

Поэтому для проведения комплексной научно-исследовательской работы, позволяющей учесть многообразие факторов на характер формирования асфальтеносмолопарафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования, имеет важное значение. С этой целью была сконструирована и изготовлена специальная лабораторная установка, принципиальная схема которой и натуральный вид показано на рис. 2.10 и 2.11.

В принципе новая установка представляет собой известную экспериментальную установку «Холодный палец».

Методика проведения исследований заключается в следующем. Так, сырую нефть, объёмом 200 мл, помещают в ёмкость 1, имеющий внешний кожух для нагрева или охлаждения сырой нефти и регулирование температуры воды во внешнем кожухе осуществляется термостатом. Сырая нефть нагревается до заданной температуры в нашем опыте до 50°C. Далее в нагретую нефть вводили исследуемый реагент и тщательно перемешивали.

Затем нагретую нефть с реагентом охлаждали до заданной температуры. Предел температуры зависел от состава нефтей. Например, в наших опытах, если нефть из площади Алят-дениз, конечная температура нефти составила 35 %, т. е. примерно 5° С выше температуры застывания, а для нефтей «Нефтяные Камни» и Сангачал-дениз – 25° С. Поскольку температура циркулирующей тёплой воды в кожухе установки

всегда поддерживалась постоянной (25°C или 35°C), поэтому время охлаждения нефти всегда была постоянной.

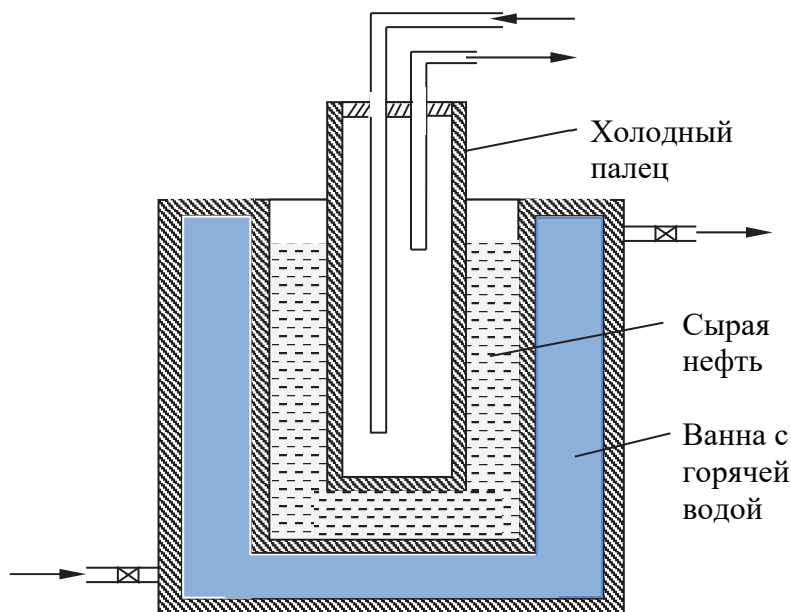


Рис. 2.10. Принципиальная схема установки с «холодным пальцем».

Как только охлаждали горячую нефть до нужной температуры (25°C или 35°C), «холодный палец», охлаждённый с циркуляцией теплоносителя, помещали в ёмкость с сырой нефтью. Температуру воды в «холодном пальце» поддерживали постоянным при помощи термостата. Таким образом, исключался фактор времени при формировании отложений парафина на поверхности «холодного пальца».



a



b

Рис. 2.11. Натуральный вид установки для определения эффективности ингибиторов против парафиноотложений (a, b).

Значение температуры в «холодном пальце» задавались заранее в зависимости от состава исследуемой нефти. В наших опытах для нефтей из площади «Нефтяные Камни» (скв. 2576) и Сангачал-дениз (скв. 456) температура циркулирующей воды в «холодном пальце» $t = 5^{\circ}\text{C}$, а при исследовании нефти из площади Алят-дениз (скв. 71) – $t = 10^{\circ}\text{C}$. Время выдержки «холодного пальца» в сырой нефти было всегда постоянным и составлял 30 мин. Следует отметить, что ингибиторы парафиноотложений и диспергирующие агенты будут препятствовать отложению кристаллов парафина на поверхности «холодного пальца». Сравнительное определение масс парафина, осаждаемого из обработанной и необработанной сырой нефти, позволяет оценить процентную эффективность ингибирования.

После окончания опыта определяли вес отложения до точности $\pm 0,1$ г.

Влияние исследуемого фактора на эффективность определяли по формуле:

$$\varepsilon = \left(1 - \frac{m_1}{m_0}\right) \cdot 100\%,$$

где m_1 , m_0 – масса отложений соответственно в экспериментальном и контрольном, в отсутствии обработки нефти в опытах.

Окончательный результат брали среднее значение из трёх опытов.

2.4.2. Промысловая оценка эффективности реагента MORE-R в насосно-компрессорных трубах(НКТ)

Как известно, образование асфальтосмолопарафиновых отложений в подземном скважинном оборудовании, а также в выкидных линиях, трубопроводах и в других системах

нефтесбора является одним из основных факторов, увеличивающих затраты на добычу нефти. Среди методов борьбы с отложениями парафина в нефтепромысловом оборудовании находятся химические методы. Химические методы борьбы включают использование растворителей парафинов, модификаторов кристаллизации парафинов, диспергирующих агентов и депрессантов для понижения температуры застывания и потери текучести нефти [143]. Все эти требования к ингибиторам присуще ново разработанному реагенту «MORE-R» [1, 36].

Оценка эффективности «MORE-R» против парафиноотложений проводилась на специально изготовленной установке (как описано в разделе 2.4.1 на установке рис. 2.11).

В качестве образца сырой нефти использовалась нефть площади «Нефтяные Камни» из скважины 2576, содержащая: асфальтены –1,8 %; смола –4 %, парафин –12 %, площадь «Сангачал-дениз», скв. 456: асфальтены –1,08 %, смола –4,4 %, парафин –16 %; площадь «Алят-дениз» скв. 71: асфальтены –0,99 %, смола –12 %, парафин –12,5 %.

Проведённые опыты показали, что добавка реагента «MORE-R» существенно снижает отложение парафина. При этом по количеству отложений оказывает влияние содержание реагента в нефти. Так, если количество отложений из нефти пл. Нефтяные Камни без реагента составляет 63,70 г (табл. 2.8), то при добавке 0,01 % (100 г/т) реагента MORE-R оно составляет 11,60 г, т.е. примерно 5,50 раза меньше, а эффективность составляет 81,80 %-ов (рис. 2.12). С увеличением количества реагента в нефти до 0,03; 0,05; 0,1 %-а на его эффективность существенного влияния не оказывает. С практической точки зрения это, т. е. меньший расход реагента, имеет большое значение. Ибо на таких площадях, как «Нефт Дашлары», где не имеются достаточные условия для размещения и хранения ёмкостей реагентов, снижение транспортных рейсов очень важно.

В практических условиях обеспечить количество реагента в нефти 0,01 %, видимо с технической точки зрения трудно. Поэтому оптимальную дозу можно считать 0,03–0,05 % от массы нефти.

Таблица 2.8.

Влияние реагента «MORE-R» на предотвращение парафиновых отложений. Нефть из площади «Нефтяные Камни», скважина 2576. Температура нефти, +25°C, температура воды в холодном цилиндре +5 °C

№	Состав нефти	Масса отложений, г	Эффективность реагента, %
1	Сырая нефть	63,70	-
2	то же + 0,01 % MORE	11,60	81,80
3	то же + 0,03 % MORE	17,40	72,70
4	то же + 0,05 % MORE	16,24	74,50
5	то же + 0,10 % MORE	17,44	72,62



Рис. 2.12.

Следует отметить, что реагент «MORE-R», как отмечено выше, четырёхкомпонентный. Проведённые многочисленные опыты показали, что исключение, например, одного из компонентов из композиционного состава желаемого эффекта не даёт.

Таким образом, создание многокомпонентных композиций различных ингибиторов АСПО с синергетическим ингибирующим эффектом является эффективным способом как расширения ассортимента ингибиторов парафиноотложения, так и повышения их качества.

Одним из компонентов реагента MORE-R является высокомолекулярный полимер. Содержание его в составе реагента составляет всего 0,05 %-ов. Если учесть, что на 1 тон нефти добавляется 0,03 %-та (300 г/т) реагента, то содержание высокомолекулярного полимера в нефти составляет всего 0,00015 %. Причём, этот высокомолекулярный полимер в растворителе находится в нано форме. В зависимости от температуры и условия нахождения преобразование нано формы, возможно, тоже играет положительную роль. Реагент «MORE-R» защищён патентом Азербайджанской Республики (Patent 2000 0151).

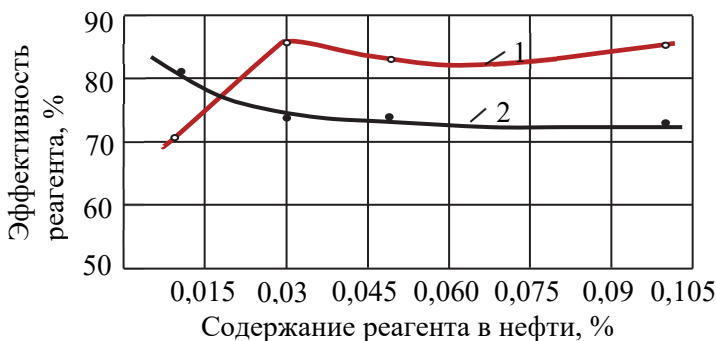


Рис. 2.13. Влияние реагентов «MORE-R» и «PÇ-R» на эффективность парафиноотложения. Нефть из скв. 2576 площади «Нефтяные Камни»; температура нефти +25°C; температура в холодном цилиндре, +5°C; 1—реагент «PÇ-R»; 2—реагент «MORE-R».

Первая скважина № 2576, глубиной 2270 м, находилась на морской индивидуальной платформе № 2346 а (рисунок 2.12).

Опытно-приёмочные испытания проведены на основании приказа № 261 от 02.10.2008 год по ПО «Азнефть». Исходные данные по скважине 2576 были следующими:

– горизонт	QÜQ
– забой скважины	2270, м;
– интервал фильтра	2256 – 2250, м;
– I ряд	63,5 мм – 1244 м;
– II ряд	38,1 мм – 684 м ;
– D _{st}	16 мм;
– P _{ис}	0,3/0,5 МПа;
– P _{к.п.}	2,8/3,8 МПа;
– P _{зм}	5,9/6,1 МПа;
– способ эксплуатации	газлифт;
– Q _{n/в}	16 тон/-

В этой скважине из-за парафинообразований во II ряде НКТ вынуждены были через каждые 3-4 дня проводить обработку горячей нефтью. Перед проведением опытно-приёмочного испытания комиссия согласно утверждённому «Рабочему плану» провели специальную подготовительную работу, причём на каждый раздел работы были назначены ответственные лица. Составленная «Программа и методика приёмочных испытаний» реагента MORE-R были утверждены руководством ПО «Азнефть» и НГДУ «Нефть Дашлары». Следует отметить, что в программе и методике приёмочных испытаний было указано, что оптимальная доза реагента определяется исходя из фактических результатов по скважине. Расход реагента MORE в зависимости от производительности скважины приведены в табл. 2.9.

В этой скважине из-за парафинообразований во II ряде НКТ вынуждены были через каждые 3-4 дня проводить обработку горячей нефтью. Следует отметить, что в период внедрения реагента «MORE-R» резко сократилось число

термообработки скважин с горячей нефтью. Кроме того, если до внедрения реагента MORE в скважине 2576 каждый месяц из-за парафиновых формирований в насосно-компрессорных трубах вынуждены были заменять 50-60 труб на новые, то на протяжении с 20.01.09 по 01.09.09 никаких парафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах не было обнаружено (специально подняли трубу и проверили). Хотя, до внедрения реагента «MORE-R», в течение одного года 9 раз заменили 50-60 труб II ряда. При очистке этих труб от парафиновых отложений, соответственно, загрязняется и окружающая среда.

Другим положительным фактором внедрения реагента является также уменьшение среднесуточного расхода газа. Если до внедрения реагента оно составило около 5000, то после внедрения 3420 м³/сут.

Таблица 2.9.

Расход реагентов MORE и РС в зависимости от дебита скважины

Содержание реагентов в нефти, % (г/т)	Производительность скважин, м ³ /день												
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130
Расход реагентов MORE и РС л/день													
0,01 (100 г/т)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0,03 (300 г/т)	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30	33	36	39
0,1 (1000 г/т)	10	20	30	49	50	60	70	80	90	100	110	120	130
0,3 (3000 г/т)	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	360	390

Реагент «MORE-R» применялся также в скв. 1617, находящейся на морской платформе № 1887 и в скв. 2339, находящейся на морской платформе № 2387. Только скв. 1617

за счёт сокращения числа термообработок скважин горячей нефтью, удлинения межремонтного периода и за счёт стабильной работы скважины дополнительно было добыто 335 тон нефти. В этой скважине если до внедрения реагента «MORE-R» в каждый месяц 16 – 18 раз осуществляли термообработку горячей нефтью, то после внедрения в течении 5 месяцев всего 11 раз (причём, из них 2 раза в период, когда не работал дозаторный насос).

Следует отметить, что в период эксплуатации, на скв. 1617 происходили осложнения, характеризующиеся водо-пескопроявлениями, образованием эмульсии и т. д. В период добавки реагента «MORE-R» в нефть с 1.06.11 до 27.11.11, т. е. примерно в течении 6-ти месяцев сократились число обработок горячей нефтью, улучшилось качество эксплуатации скважин по сравнению с эксплуатацией скважины без добавки реагента. За этот период за счёт сокращения числа термообработок скважин горячей нефтью и удлинения межремонтного периода дополнительно было добыто 335 тон нефти.

Для наглядности приводили результаты внедрения реагента MORE-R в скв. 2339 (платформа № 2387) Нефть Дашлары (табл. 2). Данные о скв. 2339: $D = 152,4$ мм; $Я = 1665$ м; $l_{\phi} = 1635 - 4626$ м; 1 ряд – $d_1 = 63,5$ мм; $l_1 = 1618$ м; II ряд – $d_{II} = 38,1$ мм; $l_{II} = 1509$ м; $d_{шт} = 9$ мм.

До внедрения реагента из-за парафинообразований через каждые 3 – 4 дня проводили термообработку горячей нефтью. Замену лифтовых труб на новые осуществляли через каждые 2.5 – 3 мес. Как видно из табл. 2.10, в период дозировки реагента особые изменения в показателях скважины не происходили. В отдельные дни производительность скважины не только не уменьшилась, а, напротив, увеличивалась. Обработка горячей нефтью в отдельные дни носила, как бы, профилактический характер, поскольку до и после термообработки никаких изменений в показателях скважины не наблюдалось (см. табл. 2.10). Аналогичные результаты получены и в других скважинах. Результаты внедрения во

многих других скважинах свидетельствуют о высокой эффективности нового реагента.

Нами разработан и организован в заводских условиях выпуск другого более эффективного, полифункционального действия реагент «РÇ-R». Реагент «РÇ-R» многокомпонентный химический композиционный состав, в который включены компоненты, в частности растворители парафина, модификаторы кристаллизации парафинов, диспергирующих агентов и компоненты депрессантов для понижения температуры застывания сырой нефти.

Необходимость разработки реагента «РÇ-R» диктовалось тем, что составы нефтей, например, на площади «Нефтяные Камни», «Сангачал-дениз», «Алят-дениз» и т.д. существенно отличается друг от друга. Следовательно, отличаются и составы, показатели асфальтеносмоло-парафиновых отложений в подземном скважинном оборудовании, трубопроводах и т. д. Поэтому, чем больше ассортимент реагентов в борьбе с парафиновыми отложениями, тем лучше.

В качестве образца сырой нефти использовались нефти площади «Нефтяные Камни» скв. 2576, нефть площади Алят-дениз скв. 71 и площади Сангачал-дениз скв. 456. Результаты исследований приведены в табл. 2.11 и на рис. 2.13.

Проведённые опыты показали, что при идентичных условиях ингибирующая эффективность реагента «РÇ-R» намного выше, чем «MORE-R». Так, если при температуре нефти из площади «Нефть Дашлары» скв. 2576 в процессе опыта +25°С и температуре «холодного цилиндра» +5°С за 30 мин. масса АСПО на холодном цилиндре составляло 63,70 г, то добавка всего 0,01 % реагента «РÇ-R» снижает формирование парафинового отложения до 18,8 г (табл. 2.11), т. е. почти в 3,40 раза меньше, что по эффективности составляет 70,50 % (рис. 2.13). Увеличение расхода реагента, например до 0,1 % снижает интенсивность накопления АСПО на поверхности холодного цилиндра. Опыты показали, что оптимальная

добавка, видимо, считается 0,03 % – 0,05 %-та РС-R от массы нефти.

Так, если при добавке 0,03 % РС-R от массы нефти эффективность реагента составляет 85,00 %-ов, а добавка 0,05 % – 83,50 %. Дальнейшее увеличение расхода реагента до 0,10 % – эффективность реагента составляет 84,70 %-а (рис. 2.14).

Таблица 2.10.

Показатели скважины 2329 в период дозировки реагентом MORE-R

Дата	P _y , МПа	P _к , МПа	P _{зт} , МПа	D _{шт} , мм	Q _{н/в} , м³/сут	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
13.05.12	0,5/0,8	24/25	30/31	9	7/-	Обработка горячей нефтью (1,0 м³ нефть). Дозатор работает
14.05.12	0,5/0,8	2,4/2,5	3,0/3,1	9	7/-	D+
15.05.12	0,5/0,8	2,4/2,5	3,0/3,1	9		D+
16.05.12	0,5/0,8	2,4/2,5	3,0/3,1	9	9/-	D+
17.05.12	0,5/0,8	2,4/2,5	3,0/3,1	9	7/-	D+
18.05.12	0,5/0,8	2,4/2,5	3,0/3,1	9		D+
19.05.12	0,5/0,8	2,4/2,5	3,0/3,1	9		D+
20.05.12	0,5/0,8	2,4/2,5	3,0/3,1	9	n	D+
21.05.12	0,5/0,8	2,4/2,5	3,0/3,1	9	n	D+
22.05.12	0,5/0,8	2,4/2,5	3,0/3,1	9	n	D+
27.05.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
28.05.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
29.05.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
30.05.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
31.05.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
01.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
02.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
03.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
04.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9		D+
05.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	8/-	D+
06.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
13.С6.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	7/-	D+
14.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
15.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
16.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
17.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
18.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+

<i>Продолжение таблицы 2.10.</i>						
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
19.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+
20.06.12	0,4/0,7	2,4/2,5	3,1/3,2	9	n	D+ Обработка (0,8 м ³ нефть + 20 литр MORE)
21.06.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
22.06.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
23.06.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
24.06.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
25.06.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
14.08.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
15.08.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
16.08.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
17.08.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
25.08.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
26.08.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
27.08.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
28.08.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
29.08.12	0,5/0,7	2,5/2,6	3,1/3,2	9	n	D+
Дозировка прекращена из-за отсутствия реагента						

Примерно аналогичный результат наблюдался и при исследовании нефти из площади Сангачал-дениз. Изучалась также ингибирующая эффективность реагента РÇ-R парафиноотложения для нефти из площади Алят-дениз.

Температура потери текучести этой нефти примерно 30–32° С. Поэтому температура нефти в процессе опыта поддерживалась +35° С, а температура в холодном цилиндре +10° С. Результаты опытов приведены в табл. 2.11 и на рис. 2.14.

Нефть из площади Алят-дениз относится к категории асфальтосмолистым нефтям. Как видно из опытных данных, эффективность реагента РÇ-R по предотвращению АСПО весьма хорошая. Так, если масса отложений из исходной нефти равно 85,5 г, то добавка реагента в пределах 0,01 % – 0,30 % эффективно снижает интенсивность отложений и составляет 19,50 и 17,00 г соответственно, что по эффективности составляет 77,19 – 80,20 %.

Это весьма хороший показатель реагента РÇ-R. Больше количество осадка, образовавшегося из нефтей площади

Аляты-дениз, видимо, можно объяснить разным содержанием высокомолекулярных фракций в составе нефти.

Проведённые многочисленные опыты показали, что многокомпонентные композиции ингибиторов как MORE-R, так и PÇ-R обладают весьма хорошим эффектом взаимодействия исходных компонентов в смесях и являются достаточно эффективными по сравнению с самым активным исходным компонентом.

Таблица 2.11.

Эффективность реагента PÇ по предотвращению парафиновых отложений

№	Состав нефти	Масса отложений на холодном цилиндре, г	Эффективность реагента, %
Температура нефти, + 25°C Температура воды в холодном цилиндре, + 5°C			
1	Нефть из площади Нефтяные Камни, скважина 2576	63,70	-
2	то же + 0,01 % PÇR	18,8	70,50
3	то же + 0,03 % PÇR	9,1	85,00
4	то же + 0,05 % PÇR	10,5	83,50
5	то же + 0,10 % PÇR	11,8	84,70
6	Нефть из площади Сангачалы-дениз, скважина 456	65,40	-
7	то же + 0,01% PÇR	13,40	79,50
8	то же + 0,03% PÇR	10,80	83,50
9	то же + 0,1% PÇR	9,10	86,00
10	то же + 0,3% PÇR	11	83,20
Температура нефти, + 35°C Температура воды в холодном цилиндре, + 10°C			

11	Нефть из площади Аляты-дениз, скважина 71	85,5	-
12	то же + 0,01% РСР	19,50	77,19
13	то же + 0,05% РСР	16,95	80,17
14	то же + 0,10% РСР	15,80	81,50
15	то же + 0,30% РСР	17,00	80,20

Результаты проведённых исследований и количественная оценка эффекта взаимодействия реагентов в композициях позволили установить, что эффект увеличения ингибиторной защиты от АСПО проявляется в смесях, компоненты которых имеют разную химическую природу. При этом, для смесей, обладающих этим эффектом в области малых концентраций.

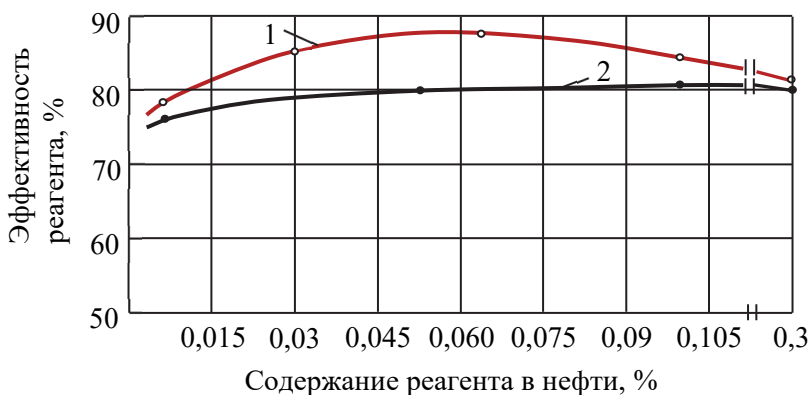


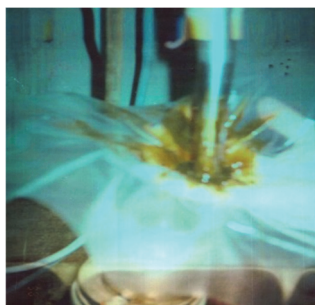
Рис. 2.14. Влияние реагента «РС-R» на эффективность парафиноотложения.

1. Нефть площади Сангачал-дениз, скв. 456; температура нефти – 25°С; температура в холодном цилиндре, +5° С. 2. Нефть площади Алят-дениз, скв. 71; температура нефти +30°С; температура в холодном цилиндре, 10° С (температура застывания нефти: 1 – 20; 2 – 33° С).

Наблюдается снижение эффективности с повышением общей концентрации в нефти. Как показали проведённые, опыты этим качеством обладает реагент РС-R.

Таким образом, эффективность композиционной смеси за счёт большого синергизма при низких концентрациях возрастает настолько, что становится сравнима с эффективностью смеси при больших концентрациях на небольшом синергизме. Этот эффект обеспечивает снижение расхода ингибитора при заданной величине эффективности защиты.

Следует отметить, что при проведении опытов с добавками реагентов MORE-R и РС-R, наблюдалось, что на поверхности холодного цилиндра, кроме слоя твёрдого парафина, образуется слой относительно подвижного АСП, с вязкостью-напряжением сдвига меньше, чем у АСПО, но больше, чем у исходной нефти (рис. 2.15 а и б).



а



б

Рис. 2.15 а, б. Влияние реагента РС-R (а) и MORE-R (б) на характер формирования АСПО на холодном цилиндре.

Этот пристеночный слой повышенной вязкости в реальных условиях, видимо, находится в динамическом равновесии с потоком протекающей нефти, так как, его вязкость сравнима с вязкостью нефти. Этот слой, естественно, не может утолщаться бесконечно, при образовании определённой толщины слоя в

НКТ-ах линейная скорость нефти возрастает и начинает его смывать. Дальнейший рост слоя АСПО может происходить за счёт сравнительно твёрдых отложений, смыв которых затруднён, а это возможно в зонах пониженной температуры, т.е. при температурах ниже температуры застывания пристеночного слоя.

Предположим, что нефть движется ламинарно вдоль круглопоперечного сечения трубы. Максимальные касательные напряжения имеют место в потоке у стенки трубы

$$\tau_{\max} = \frac{\Delta p r}{2l} \quad (2.1)$$

где Δp – разность давлений в потоке длиной l ;
 r – радиус потока.

Эти максимальные касательные напряжения характеризуют сдвигающее усилие, действующее на единицу поверхности контакта потока со стенкой трубы и, следовательно, стремящееся разрушить (смыть) образующуюся под действием молекулярной диффузии твёрдую фазу на стенке трубы. Отложение твёрдых фаз на внутренней поверхности трубы и образование парафинового слоя возможно лишь в том случае, если прочность сцепления частиц со стенкой и сопротивление сдвигу отложений будет не меньше величины максимальных касательных напряжений.

Воспользуемся формулой Букингема и найдём величину $\Delta p/l$. Пренебрегая третьим слагаемым в этой формуле будем иметь

$$\frac{\Delta p}{l} = \frac{8\eta Q}{\pi r^4} + \frac{8}{3} \cdot \frac{\tau_0}{r} \quad (2.2)$$

где Q – объёмная скорость течения нефти;

η – пластическая вязкость нефти;

τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига.

Подставив выражение (2) в формулу (1), получим

$$\tau_{\max} = \frac{4\eta Q}{\pi r^3} + \frac{4}{3}\tau_0 \quad (2.3)$$

или при $r = R - \delta$

$$\tau_{\max} = \frac{4\eta Q}{\pi(R-\delta)^3} + \frac{4}{3}\tau_0 \quad (2.4)$$

где R - радиус трубы; δ - толщина отложений на стенке трубы.

Как видим, при данной объёмной скорости течения касательные напряжения на границе контакта потока с отложением изменяются по мере увеличения толщины отложений и становятся постоянными лишь с момента стабилизации этого процесса, т. е. с наступлением динамического равновесия между отложением новых слоёв твёрдых фаз и смывом их. Следует отметить, что всё это возможно лишь в том случае, если реагенты, используемые для борьбы с отложениями парафина, обладают растворяющим свойством. Реагенты MORE-R и РС-R обладают высоким растворяющим и диспергирующим свойством [5]. Реагенты рекомендуется вводить в нефть до формирования твёрдых отложений на стенке труб. Эти реагенты с положительными результатами внедрялись в скважинах на площади Нефть Дашлары.

Реагент РС-R успешно внедрен в скв. 2358, находящейся на индивидуальной морской платформе № 2387. Для проведения приёмочных испытаний предварительно была составлена «Рабочая программа» и «Программа и методика приёмочных испытаний». Как и у реагента MORE-R в этом реагенте тоже все документы были согласованы и утверждены руководством ПО «Азнефть» и НГДУ «Нефть Дашлары».

Фактические данные скважин перед испытанием реагента РС-R были следующими:

– горизонт	QÜQ
– забой скважины	1725 м;
– интервал фильтра	1690-1680м;
– I ряд	2,5" - 1675 м;
– II ряд	1,5" - 1062 м;
– диаметр штуцера	d _{st} - 16 мм;
– Р _{ус}	0,1/0,3 МПа;
– Р _{к.п.}	3,0/3,1 МПа;
– Р _{зп}	3,9/ МПа;
– способ эксплуатации	газлифт;
– Q _{n/b}	16 тон/-

Перед испытанием реагента РС-R была проведена подготовительная работа и назначено общественное лицо по каждой операции в отдельности. Расход реагента в зависимости от дебита скважины такой же, как и реагент MORE-R и приведено в табл. 2.9.

Добавка реагента в кольцевое пространство в сжатый газ было осуществлено с 04.03.09 по 16.04.09. До внедрения реагента для очистки АСПО в НКТ через день осуществляли термообработку с горячей нефтью. В период внедрения реагента значительно увеличился период термообработки горячей нефтью. Практически не образовывался АСПО, хотя до внедрения реагента вынуждены были каждый месяц заменять около 60 труб.

Таким образом, впервые в республике были разработаны высокоэффективные многокомпонентные композиционные составы для борьбы с осложнениями при добыче высокоасфальтосмолопарафиновых нефтей. Реагент РС-R обладает также умеренно дезмульгирующим свойством. Разработана технологическая схема приготовления реагентов MORE-R и РС-R в заводских условиях, утверждена техдокументация по их внедрению.

Вывод по Главе II

Разработка композиционных составов

В результате проведённых исследований разработаны новые композиционные реагенты MORE-R и PÇ-R, обладающие выраженными диспергирующими и растворяющими свойствами по отношению к АСПО. Экспериментально подтверждена их высокая эффективность при предотвращении и удалении отложений в нефтепромысловом оборудовании, в том числе в НКТ. Установлено, что многокомпонентный состав реагентов обеспечивает синергетический эффект, позволяющий повысить технологическую эффективность процессов добычи и транспортировки по сравнению с традиционными средствами.

III. Структурно-реологические свойства высоковязких нефтей и их моделирование

3.1. Исследование структуры асфальтосмолопарафинистых нефтей

Потеря подвижности – застывание парафинистых нефтей при температуре, значительно превышающей температуру окружающей среды, создаёт весьма сложную проблему при трубопроводном их транспорте. Связано это с тем, что при понижении температуры ниже температуры насыщения нефти парафином начинается образование кристаллической фазы [21, 80], а затем и структурообразование, что приводит к повышению структурно-реологических показателей этих нефтей.

В морских условиях добычи нефти большое практическое значение имеет исследование структурно-реологических свойств нефтей при условиях ниже температуры застывания t_z . Это более актуально, особенно тогда, когда не имеется возможности нагреть нефть или смешать её с мало вязкими нефтями.

Судя по литературным данным, исследование этих вопросов в республике осуществлено недостаточно, а имеющиеся отдельные рекомендации для производства базировались в основном на результатах исследований нефтей из других стран.

При исследовании реологических свойств высокозастывающих парафинистых нефтей и разработке рекомендаций по улучшению их транспортабельных свойств, видимо, необходимо сначала исследовать температуру застывания этих нефтей, ибо исследование только реологических их свойств в отдельности не имеет практического смысла.

В опытах температура застывания t_z нефтей определена по ГОСТу 20287-74 «Нефтепродукты. Методы определения температуры застывания».

В качестве образцов нефти использовалась нефть Алят-

дениз (скв.68), Сангачалы-дениз (скв. 608), Нефт Дашлары (скв. 1795), находящаяся на индивидуальной морской платформе 1887. Некоторые показатели этих нефтей приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1.

Показатели нефтей

Показатели	Нефтяные Камни скв. 1795	Сангачалы- дениз скв. 608	Аляты- дениз скв. 68
Плотность при $t = 20^{\circ}\text{C}$, кг/м^3	887,4	863,0	886,3
Вязкость кинематическая при температуре $t = 20^{\circ}\text{C}$, $\text{мм}^2/\text{с}$	20,8	3,08	3,018
Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$	12	20	33
Содержание, %:			
смолы	5	4,44	12,5
асфальтены	1,9	1,08	1,00
парафины	14	16	12,5
механические примеси	0,0048	—	—

Следует отметить, что использованные в опытах нефти Аляты-дениз, Сангачал-дениз и Нефт Дашлары содержат различные по длине углеводородной цепи парафины с различной долей содержания их в нефти. Поведение этих нефтей, как сложно дисперсионной системы, существенно зависит и от содержания асфальтенов и смол. Другой немаловажной проблемой является то, что в реальных условиях на практике в одной технологической операции нередко приходится решать несколько параллельных и

последовательных задач (например, вопросы, связанные с температурой застывания t_z , реологией, предотвращением образования и растворением АСПО и т. д.). Поэтому подобрать один индивидуальный базовый реагент и предъявить ему ряд требований даже в одной технологической операции довольно сложный вопрос. Преимущество, видимо, следует отдать тем составам, которые в одном технологическом процессе выполняют не одну, а несколько элементарных функций, т. е. по механизму воздействия система является многофункциональной.

В опытах в качестве депрессорной присадки использовался состав MORE [96, 97], показатели которого контролировались по ТШ АЗ–05157529 –75–06. Он состоит из ароматических углеводородов с добавками заменителя ПАВ, диспергаторов и модификаторов.

За величину температуры застывания принималось среднее арифметическое из трёх результатов. Натуральный вид прибора, на котором проводились опыты, показан на рис. 3.1.

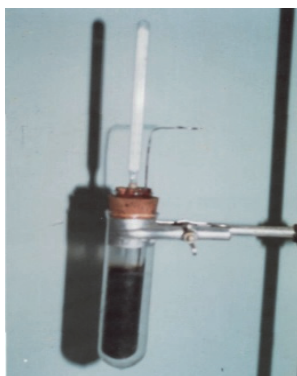


Рис. 3.1. Натуральный вид прибора для определения температуры застывания нефтей.

Проведенные опыты показали, что реагент MORE, наряду с хорошими растворяющими свойствами АСПО [97], имеет хороший состав, снижающий температуру застывания t_z

асфальтеносмолистых и парафинистых нефтей. Эффект реагента проявляется уже при низких его концентрациях в нефти. Так, исходная нефть, отобранная из скв. 68 площади Алят-дениз, имеющая температуру застывания $t_3 = 33^\circ \text{C}$, после введения в неё 0,12 масс., % реагента MORE-1 снижается до $+16^\circ \text{C}$, а при количестве – 1,2 0 масс., % в нефти – до $+4^\circ \text{C}$.

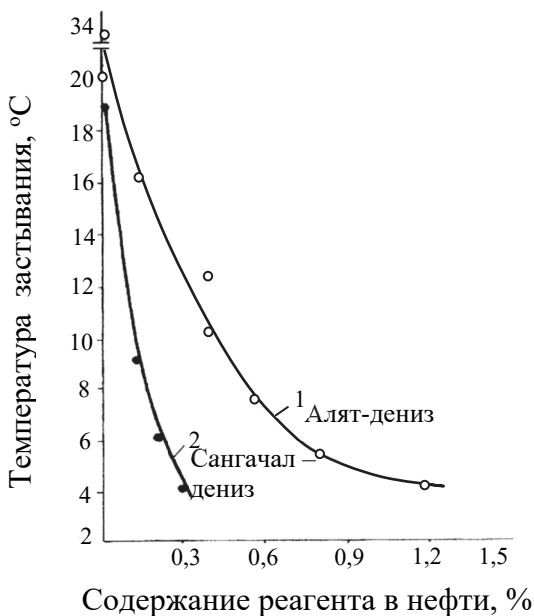


Рис. 3.2. Влияние реагента MORE–1 на температуру застывания нефти: 1 – Алят-дениз, скв. 68, асфальтеносмолистая; 2 – Сангачал-дениз, скв. 608, парафинистая

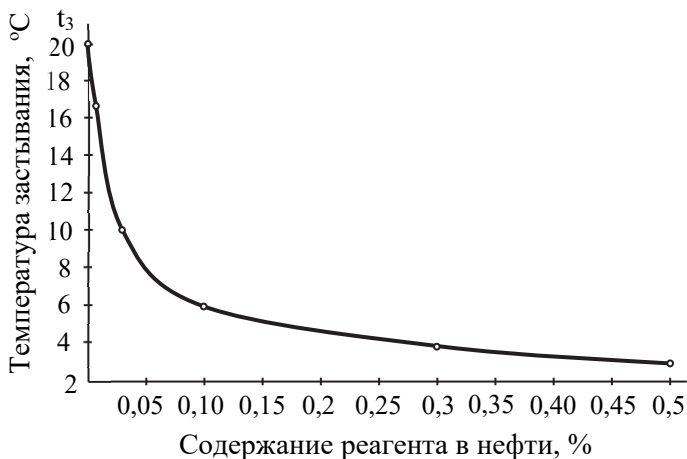


Рис. 3.3. Влияние реагента РС-R на температуру застывания нефти (Сангачал–дениз)

Положительный результат получен также с парафинистой нефтью из площади Сангачал-дениз. Причём эффект действия более заметен, чем в асфальтеносмолистых нефтях. Так, если для снижения температуры застывания (t_z) исходной парафинистой нефти из скв.608 Сангачал-дениз с $+19^{\circ}\text{C}$ до $+8^{\circ}\text{C}$ требуется ввести в нефть 0,15% реагента от массы нефти, то для асфальтеносмолистой нефти с $+33^{\circ}\text{C}$ до $+8^{\circ}\text{C}$ — 0,52% реагента MORE-R.

Изучалось также влияние реагента РС-R на температуру потери текучести. Опыты показали, что действие реагента, например, на парафинистую нефть площади Сангачалы-дениз из скв.608, примерно такое же, как и реагента MORE-R. Причём, эффект реагента РС-R проявляется при его низкой концентрации в нефти. Так, например, если для снижения температуры застывания парафинистой нефти из скв. 608 Сангачал-дениз, с $+20^{\circ}\text{C}$ до $+10^{\circ}\text{C}$ требуется 0,03 % добавки реагента, то для снижения t_z с $+20^{\circ}\text{C}$ до $+3^{\circ}\text{C}$ — 0,5 % реагента от массы нефти.

Следует отметить, что при подводной транспортировки нефти в республике даже в холодный период года температура среды не превышает $+5 - 8^{\circ}\text{C}$. Поэтому реагенты MORE и РС достаточно успешно обеспечивают безопасность транспортировки быстро застывающих нефтей в холодный период года.

Следует отметить, что при существующем методе определения температуры застывания нефти нагрев, а затем охлаждение её до некоторого значения отнимает достаточное время. Поэтому при определении температуры застывания t_z невозможно установить из-за чего произошли потери текучести: из-за кристаллизации парафиновой фазы или из-за упрочнения тиксотропной структуры. Это явление имеет большое значение при первоначальном пуске трубопровода, возобновлении перекачки нефти и других переходных процессов. Дело в том, что в случае, когда потеря текучести происходит из-за кристаллизации асфальтеносмолистых фаз, предварительное перемешивание нефти перед замером очень мало влияет на результат испытания. Однако, если потеря текучести произошла из-за тиксотропного упрочнения структуры, например в парафинистых нефтях, то предварительное перемешивание системы оказывает влияние на результаты опытов. Поэтому для повышения эффективности транспортирования высоковязких и высокозастывающих нефтей крайне необходимо исследование их структурно-реологических показателей.

3.2. Реологические характеристики высоковязких нефтей

Одним из путей, косвенно подтверждающих действие депрессорных присадок на фазовую структуру нефти в переходных стадиях, является исследование реологических ее показателей. Эксперименты проводили на ротационном вискозиметре "Реотест-2", позволяющем определять установившиеся зависимости «напряжение–скорость сдвига» при скорости деформации в интервале $1,8 - 437,4 \text{ с}^{-1}$. По

результатам измерений, для каждого градиента скорости $\dot{\gamma}$, рассчитывали сдвигающее напряжение τ и эффективную вязкость $\eta_{\text{эф}}$. Методика исследований зависимости равновесного напряжения от заданной скорости деформации позволила получить полные реологические кривые течения. За равновесные напряжения принимались такие значения, когда изменение напряжения не превышало 2 % в минуту.

Исследования проводились при комнатной температуре, т. е. без предварительного нагревания или охлаждения нефтей: для нефтей Аляты-дениз – 15,5°C и Сангачалы-дениз – 16,2°C, а Нефт Дашлары – 17,5°C. Следует отметить, что в серии опытов исходную нефть предварительно нагревали до 55°C и при перемешивании вводили расчётное количество реагента, а затем охлаждали до комнатной температуры. Оказалось, что одна и та же исходная нефть до и после термообработки дает совершенно разные результаты. Так, после охлаждения нагретой нефти визуально видно, что ее текучесть уменьшается. Исследования реологических свойств также подтвердили, что, в самом деле, нагретой, а затем охлажденной нефти $\eta_{\text{эф}}$, τ заметно больше, чем не термообработанной.

Причём на результаты влияют и другие побочные факторы, такие как скорость нагрева, охлаждения, выдержка и т. д. [100].

Следует отметить, что в герметически закрытой системе окисление нефти, испарение лёгких фракций, являющееся одной из причин отмеченного факта, невозможно. Однако приготовление многочисленных опытных образцов и термообработка их в герметически закрытой системе, причём строго в постоянном фиксированном режиме, в ныне существующих лабораторных условиях практически невозможно. Следовательно, в таких условиях установить истину также невозможно, поэтому все опыты, а также введение реагента в нефть проводились при комнатной температуре.

В последние годы выявили причину этого явления. Так, исследования на современных аппаратах выявили ряд

фактов, которые не были известны науке ранее [38, 45, 143]. Например, установлено, что в зависимости от температуры среды состояния нанофаз асфальтены в нефти бывают в форме мономеров, олигомеров, нанокolloиды, флокулированные нанокolloиды [38]. Поэтому одним из причин ухудшения реологических показателей нефтей является преобразование нанофаз асфальтенов нефти [138].

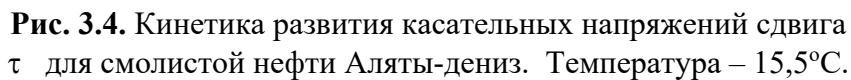
Кинетика развития напряжений во времени для нефтей площадей Алят-дениз, Сангачал-дениз и Нефть Дашлары приведена рис. 3.4, 3.5. Как видно из этих графических материалов, исследуемые образцы нефти относятся к реологически сложным системам – упруго-вязкопластичным, для которых существенны и прочностные, и вязкостные свойства. Эти нефти характеризуются своими специфическими особенностями. Из них к основным можно отнести: нелинейно-вязкие свойства, релаксацию напряжения и задержку деформации, влияние скорости нагружения и скорости сдвига на деформационную кривую, наличие максимумов напряжений на кривой (рис. 3.4, 3.5), гистерезис кривой при нагружении и разгрузке (рис. 3.6). Каждое из этих специфических поведений, как будет показано далее, имеет важное практическое значение и является предметом отдельных исследований.

Так, результаты исследований показали, что до выхода напряжения сдвига на установившийся режим нефть проходит через максимум (рис. 3.4, 3.5, участки а, б, в, г). Это характерно для всех исследуемых нефтей.

По мнению П.А.Рибиндера, И.М.Аметова, существование максимума объясняется совместным влиянием сил упругости и разрушением структуры. Другие же, в частности В.А.Иктисанов, также полагают, что наличие максимума на деформационной кривой обусловлено одновременным проявлением исследуемой системы, как релаксации напряжений, так и запаздывания деформации. Нелинейно-вязкие свойства лишь изменяют величину максимума и

приводят к его смещению в зависимости от состава нефти, скорости сдвига $\dot{\gamma}$ и от времени нагружения $t_{i..}$. Так, с ростом скорости сдвига $\dot{\gamma}_1 < \dot{\gamma}_2 < \dot{\gamma}_3 < \dot{\gamma}_4 < \dot{\gamma}_5$ высота максимума увеличивается $\tau_{nr1} < \tau_{nr2} < \tau_{nr3} < \tau_{nr4}$ (рис. 3.4, 3.5) и его положение на координатной системе смещается влево. Причём в смолистой нефти (Аляты-дениз) это явление более заметно (рис. 3.4). Следует отметить, что во всех случаях, согласно визуальным наблюдениям, разрыва сплошности для исследуемых образцов не наблюдалось.

Следует отметить, что при данной скорости сдвига $\dot{\gamma}$ и достижении напряжения сдвига τ_i , равного пределу прочности $\tau_i = \tau_{nr}$, полного разрушения структуры, как видно из графических материалов, не происходит (рис. 3.4, 3.5), поскольку большая подвижность связей способствует их быстрому восстановлению, т. е. структурообразующие и структуро-разрушающие силы находятся в состоянии равновесия, причём каждой величине $\dot{\gamma}_i$ соответствует динамическое равновесие разрушенных и восстановленных связей.



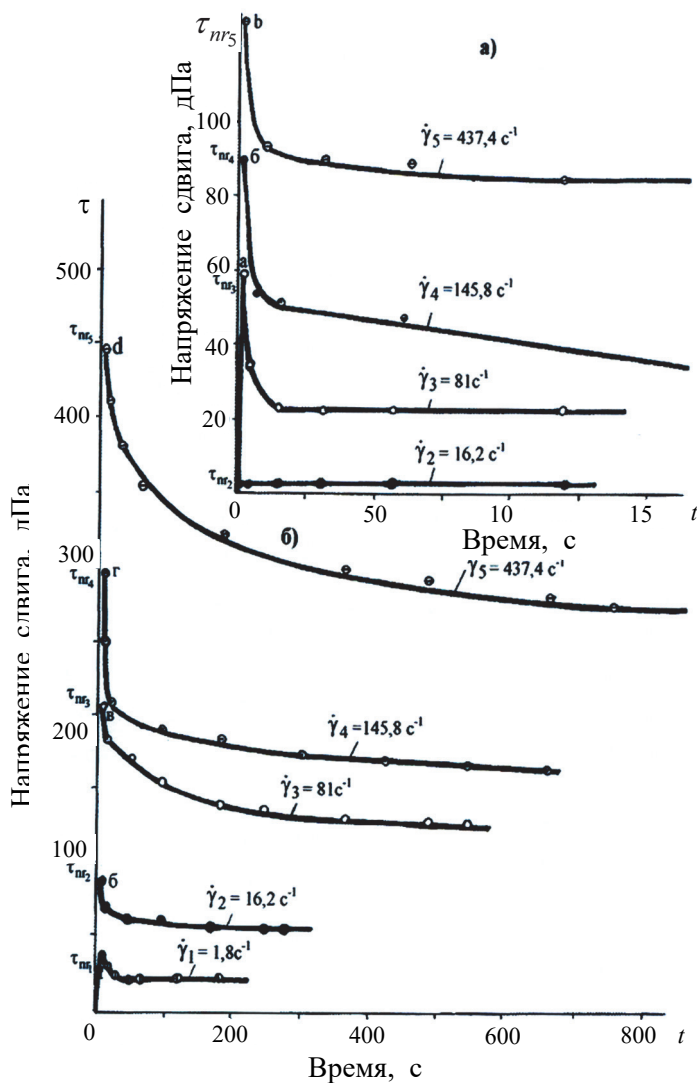


Рис. 3.5. Кинетика развития касательных напряжений сдвига τ для нефтей Нефть Дашлары (а) и Сангачалы-дениз (в).
Температура: Сангачалы-дениз – $15,5^\circ\text{C}$, Нефть Дашлары – $14,5^\circ\text{C}$.

Однако, если скорость сдвига $\dot{\gamma}$ повысится достаточно высоко, что приведёт к полному разрушению структуры нефтей, т. е. когда эффективная вязкость $\eta_{эф}$ уже не будет зависеть от напряжения сдвига τ и скорости деформации $\dot{\gamma}$, описанного выше явления не произойдёт. В нашем случае исследование этой характерной области с практической точки зрения не представляет интереса, так как создать турбулентный режим высоковязких, парафинистых и смолистых нефтей невозможно, да и нет необходимости.

Как видно из изложенных результатов исследований (рис. 3.4, 3.5), напряжение сдвига τ_i в соответствии со сдвиговой предысторией исследуемой нефти обладает памятью.

Так, нефти Алят-дениз и Сангачал-дениз дают кривые течения с гистерезисом при изменении скоростей деформации $\dot{\gamma}$ в широком диапазоне $\dot{\gamma} - 1,8-437,4 \text{ с}^{-1}$ (рис. 3.6, кривые 1, 2). Нефть же из площади Нефт Дашлары дает совпадающие кривые течения при повышении и снижении скоростей деформации $\dot{\gamma}$ (рис. 3.6, кривая 3).

Результаты экспериментов показывают, что при определении параметров течения тиксотропных нефтей типа Алят-дениз, Сангачал-дениз необходимо принимать во внимание сдвиговую предысторию сдвига. Например, при сравнении характеристик течения исследуемых нефтей последние должны быть подвергнуты предварительному сдвигу до состояния равновесия при стандартной скорости $\dot{\gamma}$.

Когда реологические параметры предполагается использовать для проектирования пуска, при эксплуатации трубопровода и т. д. необходимо создать касательные напряжения τ_i , соответствующие скорости сдвига $\dot{\gamma}_i$, преобладающей в интересующем нас режиме.

Таким образом, при изучении нефтей по реологическим кривым течения важное практическое значение имеет исследование области критического напряжения $\tau_{кр}$ и

возможных путей его регулирования. Следует отметить, что этот вопрос в республике исследован не достаточно, особенно при температуре ниже температуры застывания нефтей.

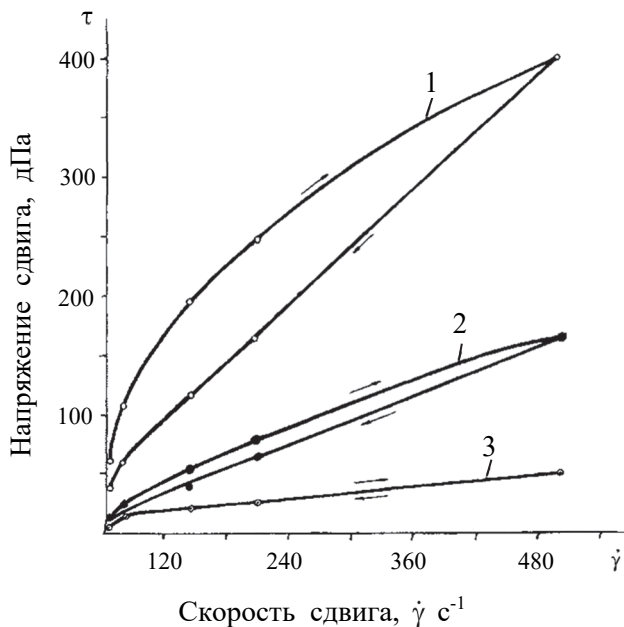


Рис. 3.6. Кривые течения нефтей при 20°C:
1. Алят-дениз; 2. Сангачал-дениз; 3. Нефть Дашлары.

В данной серии опытов расходы реагентов были постоянными и составляли 0,07 масс. % от объёма исходной нефти.

Кривые развития касательных напряжений τ_i приведены на рис. 3.7 а, б. При анализе графических материалов обнаружена интересная закономерность. Так, добавка реагента MORE к смолистой (Алят-дениз) и парафинистой (Сангачал-

дениз) нефтям сильно влияет на кинетику развития касательных напряжений сдвига τ_i (рис. 3.7. а, б). Если, например, при скорости сдвига $1,8 \text{ с}^{-1}$ наибольшее напряжение сдвига $\tau_{\text{нр}}$ для исходной нефти Алят-дениз равно 275 дПа (рис. 3.7 б, кривая 3), то добавка 0,07 масс. % реагента MORE-1 и MORE-2 резко снижают $\tau_{\text{нр}}$ и составляют 173 и 113 дПа (кривые 5, 6), т. е. примерно на 38 и 59 % меньше соответственно.

С ростом скорости деформации кинетика развития напряжений остается идентичной. Например, при неизменной скорости деформации $\dot{\gamma}=16,2 \text{ с}^{-1}$, если предел прочности $\tau_{\text{нр}}$ исходной нефти равен 514 дПа (рис. 3.7 б, кривая 1), то добавка 0,07 масс. % MORE-1 и MORE-2 (рис. 3.7 б, кривые 2, 4) к нефти снижает предел прочности $\tau_{\text{нр}}$ на 42 и 54 % соответственно. Следует отметить, что снижение наибольшего $\tau_{\text{нр}}$ и наи-меньшего τ_{∞} напряжений сдвига наблюдалось в основном при низких скоростях сдвига. Аналогичные результаты получили и Ф.Д. Тхык, Т.К. Шон, Л.Д. Хое [119], использовавшие наиболее эффективные депрессаторы температуры застывания нефти из месторождений «Белый Тигр» и «Дракон» (Вьетнам).

Предел прочности $\tau_{\text{нр}}$ исследуемых нефтей, при переходе которого происходит лавинное разрушение структуры, при диапазоне скоростей сдвига $\dot{\gamma}-1,8; 16,2; 81; 145,8; 437,4 \text{ с}^{-1}$ приведен в табл. 3.2.

Нефть Алят-дениз содержит довольно большое количество смолы, которая является высоковязким высококонденсированным полярным веществом, способным образовывать оссоциаты нефти, поэтому объяснить механизм действия реагента MORE на реологические кривые течения очень сложно.

Таблица 3.2.

Реологические показатели нефтей

Нефти	Предел прочности нефти $\tau_{\text{нр}}$, дПа при скорости сдвига, с^{-1}				
	1,8	16,2	81	145,8	437,4
Алят–дениз ($t=15,5^{\circ}\text{C}$)	275	513	572	629	1144
Алят-дениз + 0,07 % масс. MORE-1, ($t=15,5^{\circ}\text{C}$)	173	298	514	572	1086
Алят-дениз + 0,07 % масс. MORE-2, ($t=15,5^{\circ}\text{C}$)	114	238	489	514	1086
Сангачал-дениз, ($t=16,2^{\circ}\text{C}$)	18	60	155	226	358
Сангачал-дениз + 0,07 % MORE-2, ($t=16,2^{\circ}\text{C}$)	2	30	114	179	286
Нефть Дашлары, ($t=17,5^{\circ}\text{C}$)	–	3	60	90	239

Высокоплавкие парафины, содержащиеся в нефти Сангачал-дениз, при понижении температуры ниже t_3 образуют кристаллические структуры, на которых адсорбируются асфальтены и смолы. В результате происходит структурирование нефти и существенно увеличиваются ее реологические показатели. Видимо, поэтому характер действия реагента MORE на характер развития кривых течения этих нефтей не одинаков (рис. 3.7 а, б). Например, для нефти Сангачал-дениз, если при скорости сдвига $\dot{\gamma} = 1,8 \text{ с}^{-1}$ наибольшее напряжение сдвига $\tau_{\text{нр}}$ равно 18 дПа и система неньютоновская (рис. 3.7 а, кривая 2), то после введения 0,07 % MORE-2 прочность

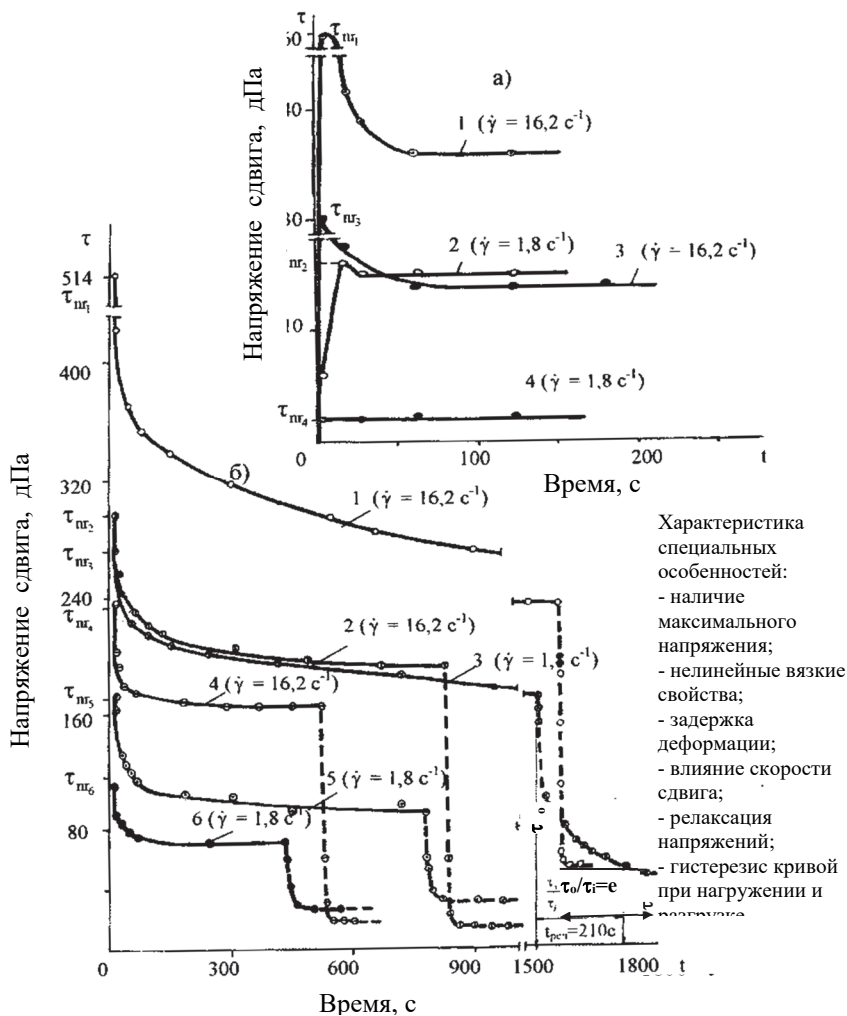


Рис. 3.7. Кинетика развития касательных напряжений сдвига τ для нефтей Сангачалы-дениз (а) и Аляты-дениз (б), содержащих реагенты MORE в масс. %, при различных скоростях сдвига: а) нефть Сангачалы-дениз: 1,2 – 0; 3,4 – 0,07 (MORE–2); скорость сдвига $\dot{\gamma}$: 2,4 – $1,8 \text{ c}^{-1}$; 1,3 – $16,2 \text{ c}^{-1}$, температура – $16,2^\circ\text{C}$; б) нефть Аляты-дениз: 1,3 – 0; 2,5 – 0,07 (MORE–1); 4,6 – 0,07 (MORE–2); скорость сдвига $\dot{\gamma}$: 3, 5, 6 – $1,8 \text{ c}^{-1}$; 1, 2, 4 – $16,2 \text{ c}^{-1}$, температура – $15,5^\circ\text{C}$.

структуры нефти резко падает и равняется $\tau_{nr} = 2$ дПа, т. е. в 9 раз меньше, и система ведёт себя как ньютоновская (рис. 3.7 а, кривая 4), а при скорости сдвига $\dot{\gamma} = 16,2 \text{ c}^{-1}$, если у исходной нефти $\tau_{nr} = 60$ дПа, то после добавки реагента $\tau_{nr} = 30$ дПа, т. е. меньше чем в 2 раза (рис. 3.7 а, кривые 1, 3).

Скорость разрушения тиксотропной структуры исследуемой системы при данной скорости сдвига $\dot{\gamma}$ и содержании реагента в нефти можно характеризовать выражением $d\gamma = \dot{\gamma} \cdot dt$, где t – отрезок времени от начала достижения τ_{nr} до выхода на режим установившегося течения; γ – относительная деформация при данной скорости $\dot{\gamma}$ и времени t . Например, общая деформация разрушения структуры исходной нефти Алят-дениз при скорости сдвига $\dot{\gamma} = 1,8 \text{ c}^{-1}$ (температура $15,5^\circ\text{C}$), если $\gamma = \dot{\gamma} \cdot t_{раз} = 1,8 \cdot 1260 \approx 2268$, то при содержании 0,07 масс.% MORE-1 $\gamma_{раз} = \dot{\gamma} t_{раз} = 1,8 \cdot 660 = 1188$, а при идентичных условиях и равном содержании MORE-2 $\gamma_{раз} = \dot{\gamma} t_{раз} = 1,8 \cdot 120 = 216$, т. е. в 1,9 и 10,5 раза меньше соответственно. При скорости сдвига $\dot{\gamma} = 16,2 \text{ c}^{-1}$ общая деформация разрушения структуры для исходной нефти $\gamma_{раз} = \dot{\gamma} t_{раз} = 16,2 \cdot 1560 = 24960$, а при содержании MORE-1 $\gamma_{раз} = \dot{\gamma} t_{раз} = 16,2 \cdot 660 = 10692$; для MORE-2 $\gamma_{раз} = \dot{\gamma} t_{раз} = \dot{\gamma} t_{раз} = 16,2 \cdot 240 = 3888$, т. е. примерно на 2,4 и 6,4 раза меньше соответственно.

Для исходной нефти Сангачал-дениз при $\dot{\gamma} = 1,8 \cdot \text{c}^{-1}$ (температура $16,2^\circ\text{C}$) $\gamma = \dot{\gamma} t_{раз} = 1,8 \cdot 30 = 54$, а при содержании 0,07 масс. % MORE-2 $\gamma = \dot{\gamma} t_{раз} = 1,8 \cdot 0 = 0$.

В проведенных нами опытах вязкостные свойства нефтей описываются полной кривой течения с областями

наибольшей η_0 (соответствующей τ_{nr}) и наименьшей η_∞ вязкости. Поэтому, состояние системы, при каждом данном режиме деформирования, можно представить в виде (рис. 3.8, 3.9), используемых исследователями в полимерных растворах:

$$(\eta_{ti} - \eta_\infty) / (\eta_0 - \eta_\infty) = f(t_i)$$

где η_{ti} – эффективная вязкость при заданном времени t_i ;

η_0 – наибольшая ньютоновская вязкость, соответствующая начальной τ_{nr} (неразрушенной) структуры;

η_∞ – наименьшая ньютоновская вязкость, которая достигается при предельном разрушении структуры.

Представленные результаты опытных данных в графическом виде (рис. 3.7, 3.8) позволяют судить об изменении вязкоупругих свойств исследуемых нефтей, устанавливают общие связи между эффектом аномалии вязкости и изменениями релаксационных свойств системы и, следовательно, их тиксотропными разрушениями.

Кинетика разрушения тиксотропной структуры существенно зависит как от скорости сдвига $\dot{\gamma}$, так и от добавки реагента MORE в нефть, причём уменьшение $(\eta_{ti} - \eta_\infty) / (\eta_0 - \eta_\infty) = f(t_i)$ от добавки реагента MORE весьма существенна. Например, при $t = 200$ с и скорости сдвига $\dot{\gamma} = 1,8 \text{ с}^{-1}$ (температура – $15,5^\circ\text{C}$) показатель $f(t)$ для чистой смолистой нефти из Алят-дениз равен $f(t_{200}) = 0,315$, то после добавки 0,07 масс. % MORE-1 он снижается и составляет $f(t_{200}) = 0,18$ примерно в 1,7 раза меньше, т. е. на 70 %.

Реагент MORE-2 показывает ещё лучший результат (рис. 3.7, кривая 4, 5). Описанная закономерность сохраняется и при высоких скоростях сдвига $\dot{\gamma} = 437,4 \text{ с}^{-1}$. Анализ графического материала (рис. 3.8, 3.9) показывает, что кинетика разрушения тиксотропной структуры парафинистой

нефти Сангачал-дениз примерно идентична с нефтью Алят-дениз, но при идентичных условиях скорость разрушения тиксотропной структуры значительно меньше. При этом добавки в Сангачалскую нефть реагента MORE-2 ещё более заметно уменьшает время тиксотропного разрушения.

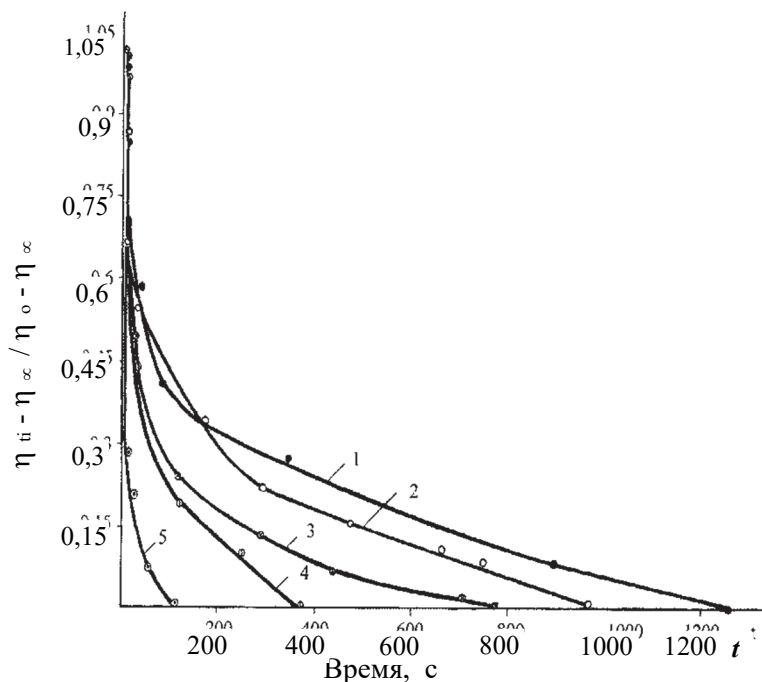


Рис. 3.8. Кинетика разрушения тиксотропной структуры нефти Алят-дениз, содержащей реагент MORE в % (по массе), при различных скоростях сдвига: 1, 2 – 0; 3 – 0,07 (MORE-1); 4, 5 – 0,07 (MORE-2); скорость сдвига $\dot{\gamma}$: 1, 3, 5 – $1,8 \text{ с}^{-1}$; 2, 4 – $16,2 \text{ с}^{-1}$; температура – $15,5^\circ\text{C}$.

Например, если при скорости сдвига $\dot{\gamma} = 16,2 \text{ с}^{-1}$ (температура $16,2^\circ\text{C}$) $t_{\text{раз}} = 124 \text{ с}$ (рис. 3.8, кривая 2), то добавка 0,07 масс. % MORE-2 – $t_{\text{раз}} = 53 \text{ с}$ (кривая 4), т. е. в 2,4 раза быстрее.

Особый интерес представляет исследование влияния на релаксационные процессы в аномальных нефтях реагента MORE (рис. 3.7). Методика исследования была следующая.

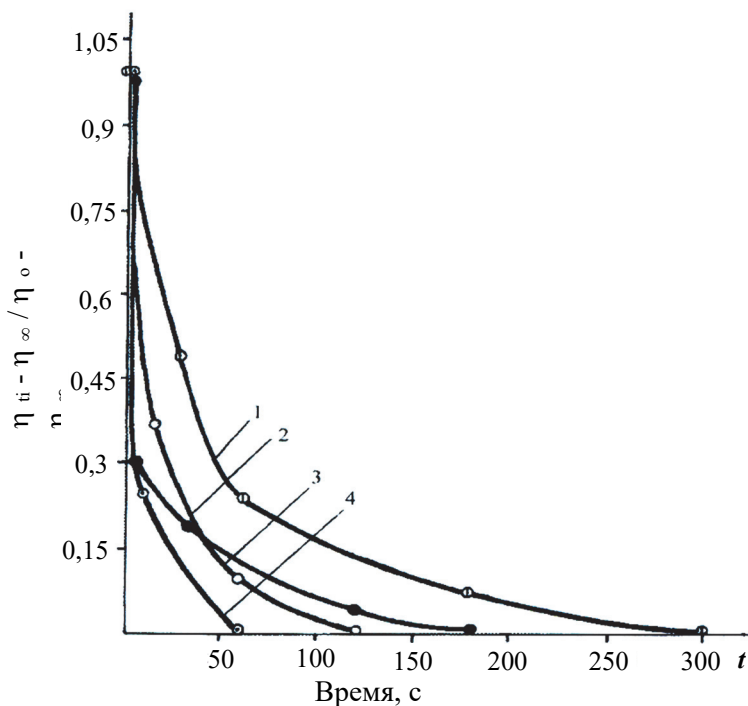


Рис. 3.9. Кинетика разрушения тиксотропной структуры нефти Сангачалы-дениз, содержащей реагент MORE в % (по массе), при различных скоростях сдвига: 1, 2 – 0; 3, 4 – 0,07 (MORE-2); скорость сдвига $\dot{\gamma}$: 1, 3, 5 – $1,8 \text{ с}^{-1}$; 2, 4 – $16,2 \text{ с}^{-1}$; температура – $16,2^\circ\text{C}$.

При постоянной скорости деформации снимали кривые развития касательных напряжений во времени $\tau(t)$ до стационарного равновесного состояния, которое внезапно прекращали и регистрировали спад напряжения τ (рис. 3.7 б, кривые 1–6).

Реологические свойства нефтей Алят-дениз (скв. 68), Сангачал-дениз (скв. 608) и Нефть Дашлары (скв. 2387) в чистом виде и в присутствии комплекса реагента MORE, как указано выше, исследовались в широком диапазоне скоростей – 1,8–437,4 с^{-1} . Как следует из приведённых экспериментальных данных, кривые зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига имеют вид, характерный для псевдопластических жидкостей, так как напряжение сдвига является функцией скорости сдвига (рис. 3.10). Из сравнительного анализа кривых, полученных для чистых нефтей и нефтей, содержащих реагенты MORE-1 и MORE-2, следует, что с увеличением скорости сдвига значение наименьшего напряжения сдвига τ_∞ , соответствующего установившемуся режиму течения, возрастает медленнее для нефтей, содержащих комплекс реагентов MORE-1 и MORE-2 (рисунок 3.9 б, кривая 2 и рис. 3.10 в кривые 2, 3). Особенно это ярко выражено при низких скоростях сдвига – в наших опытах, примерно до $\dot{\gamma} = 16,2 \text{ с}^{-1}$. Например, если при установившемся режиме течения напряжения сдвига τ_∞ для чистой смолистой нефти Алят-дениз (рис. 3.10 в) при неизменной скорости деформации $\dot{\gamma} = 1,8 \cdot \text{с}^{-1}$ ($t=15,5^\circ\text{C}$) равно 173 дПа, то после введения 0,07 % MORE-1 и MORE-2 τ_∞ резко падает и составляет 90 и 72 дПа, т. е. примерно на 48 и 58 % меньше соответственно. При скорости же деформации $\dot{\gamma} = 16,2 \text{ с}^{-1}$ если у исходной нефти значение наименьшего напряжения сдвига τ_∞ равно 239 дПа, то после введения реагента MORE-1 и MORE-2 составляет 191 и 167 дПа, т. е. на 20 и 30 % меньше.

Следует отметить, что аналогичное явление наблюдается и при максимальном пределе прочности τ_{nr} , после которого происходит лавинное разрушение тиксотропной структуры [91, 102, 106]. Причём влияние реагентов MORE-1 и MORE-2 на снижение τ_{nr} значительно больше, чем на величину наименьшего напряжения сдвига τ_{∞} , соответствующего ньютоновскому режиму течения (табл. 3.3). Например, если при неизменной скорости деформации $\dot{\gamma} = 16,2 \cdot c^{-1}$ максимальный предел прочности τ_{nr} исходной нефти Алят-дениз равен 514 дПа ($t = 15,5^{\circ}C$), то добавка 0,07 масс. % MORE-1 и MORE-2 к нефти снижает τ_{nr} до 298 и 238 дПа, т.е. на 42 и 54 % меньше соответственно. Тогда как для наименьшего напряжения сдвига τ_{∞} эта разница составляет, как указано выше, 20 и 30 %. С увеличением скорости сдвига $\dot{\gamma}$ разница величины τ_{∞} для чистой смолистой нефти Алят-дениз и нефти, содержащей реагенты MORE-1 и MORE-2, уменьшается, а при $\dot{\gamma} = 437,4 c^{-1}$, почти равна (рис. 3.10 в, кривые 1 и 2, 3).

Следует отметить, что кривые течения смолистой нефти Алят-дениз и парафинистой нефти Сангачал-дениз как с добавкой реагента, так и без реагента не одинаковы. Так, если нефть Алят-дениз даёт нелинейную кривую течения в широком диапазоне скоростей сдвига – $\dot{\gamma} = 1,8 - 437,4 \cdot c^{-1}$ (рис. 3.10 в), то нефть Сангачал-дениз в начальной стадии при скоростях деформации примерно до $\dot{\gamma} = 145,8 \cdot c^{-1}$ ($t = 16,2^{\circ}C$), даёт нелинейную кривую течения и они проходят через начало координат, далее при диапазоне скоростей сдвига $\dot{\gamma} = 145,8 - 437,4 \cdot c^{-1}$ – линейную (рис. 3.10 б).

Причём в отличие от смолистой нефти в парафинистой Сангачальской нефти эффект реагента сохраняется и при высоких скоростях деформации. Например, если значение τ_{∞} для чистой нефти при скорости деформации $\dot{\gamma} = 437,4 c^{-1}$ равен

239 дПа, то для этой же нефти, но содержащей 0,07 масс. %, реагент MORE-2 составляет –197 дПа, т.е. примерно на 18 % меньше (рисунок 3.9 б, кривые 1 и 2).

С ростом скорости деформации характер реологических кривых течения нефти Нефт Дашлары примерно идентичен с нефтью Сангачал-дениз (рис. 3.9 а). Однако нелинейный участок кривой течения продолжается всего лишь до скорости сдвига $\dot{\gamma} = 16,2 \cdot \text{с}^{-1}$ – далее с ростом деформации кривые течения прямолинейные.

Введение комплекса реагентов MORE в смолистую и парафинистую нефть, видимо, изменяет пространственные структуры нефти, в результате которой существенно снижается напряжение сдвига τ_{∞} равновесного режима течения.

Таблица 3.3.

Реологические показатели нефтей

Нефти	Напряжения сдвига, дПа при скорости сдвига, с^{-1}									
	1,8		16,2		81		145,8		437,4	
	$\tau_{\text{нр}}$	τ_{∞}	$\tau_{\text{нр}}$	τ_{∞}	$\tau_{\text{нр}}$	τ_{∞}	$\tau_{\text{нр}}$	τ_{∞}	$\tau_{\text{нр}}$	τ_{∞}
Алят –дениз ($t = 15,5^{\circ}\text{C}$)	275	173	514	239	572	343	629	429	1144	629
Аляты-дениз+ + 0,07 % масс. MORE-1 ($t = 15,5^{\circ}\text{C}$)	173	90	298	191	514	315	572	400	1086	629
Алят-дениз + + 0,07 % масс. MORE-2 ($t = 15,5^{\circ}\text{C}$)	114	72	238	167	489	322	514	400	1086	629
Сангачал- дениз ($t = 16,2^{\circ}\text{C}$)	18	15	60	36	155	90	226	131	358	239
Сангачал- дениз + 0,07 % MORE-2 ($t = 16,2^{\circ}\text{C}$)	2	2	30	14	114	54	179	86	286	197

Нефт Дашлары ($t = 17,5^{\circ}\text{C}$)	23	15	30	29	37	36	48	42	72	66
---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Это, несомненно, приведёт к уменьшению стационарного рабочего давления в трубопроводе, а также энергозатрат на перекачку нефти в рассматриваемом участке.

Характерно отметить, что с повышением температуры с $15,5$ до $24,5^{\circ}\text{C}$ при неизменных скоростях сдвига $\dot{\gamma}$ значение τ_{∞} для чистой нефти, как правило, снижается, причём характер развития вида кривых течения не меняется (рис. 3.10 а, б, в).

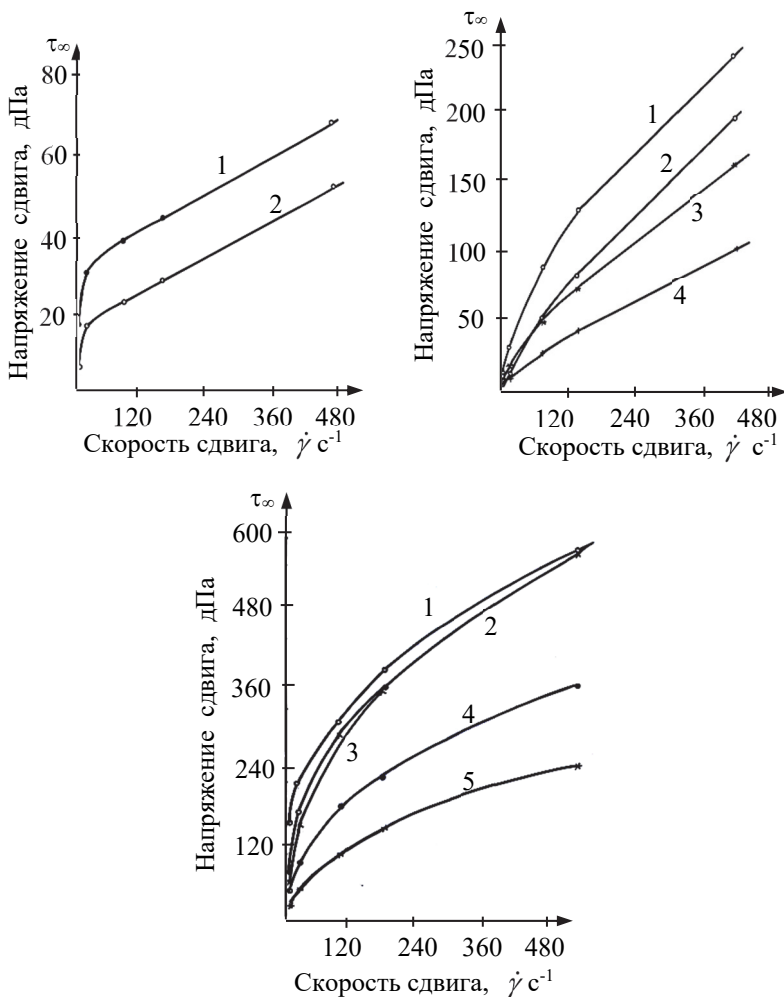


Рис. 3.10. Зависимость напряжения сдвига τ_{∞} от скорости сдвига $\dot{\gamma}$ для нефтей: Нефть Дашлары (а), Сангачал-дениз (б), Алят-дениз (в), содержащих реагенты MORE-1 и MORE-2:

а) температура – 1 – 17,5°C; 2 – 20°C; б) 1, 3, 4 – 0; 2 – 0,07% (масс.) – MORE-2; температура – 1, 2 – 16,2°C; 3 – 20°C; 4 – 24,2°C; в) 1 – 0; 2 – 0,07% (масс.) – MORE-1; 3 – 0,07% (масс.) – MORE-2; температура 1, 2, 3, 4; 5 – 15,5°C; 20°C; 24,5°C.

Важной характеристикой структурно-реологических свойств исследуемой системы является её вязкость. На рис. 3.11 а, б; 3.12 а, б представлены зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига $\dot{\gamma}$ и напряжения сдвига τ_{∞} для нефтей Аляты-дениз и Сангачалы-дениз в отсутствии и присутствии реагентов MORE-1 и MORE-2.

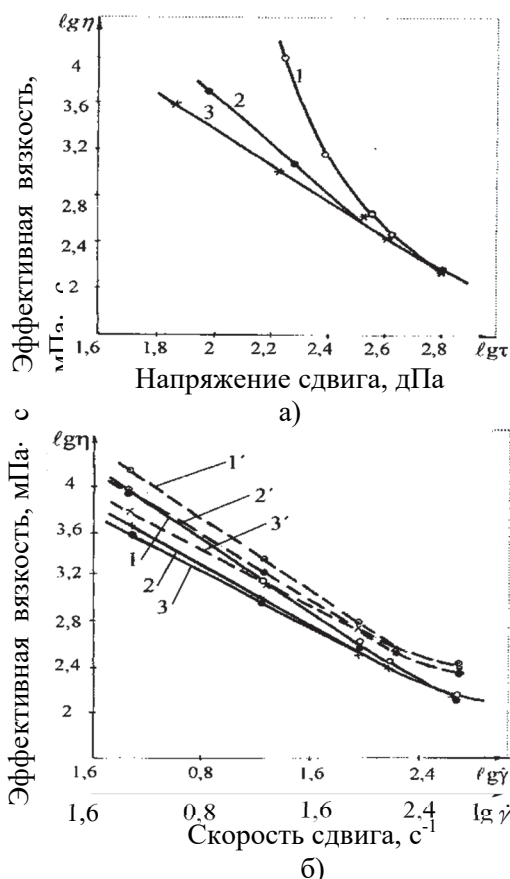


Рис. 3.11. Зависимость эффективной вязкости от напряжения сдвига и скорости сдвига ($\dot{\gamma}$) для нефти Алят-дениз. Температура – 15,5°C: а) 1 – 0; 2 – 0,07 % (масс.) – MORE-1; 3 – 0,07 % (масс.) – MORE – 2; б) 1 – 0; 2 – 0,07 % (масс.) – MORE-1; 3 – 0,07 % (масс.) – MORE – 2.

Представленные кривые зависимости $\lg \eta_{эф} = \lg(\tau_{\infty})$ (рисунок 3.11 а) и $\lg \eta_0 = \lg(\dot{\gamma})$, $\lg \eta_{эф} = \lg(\dot{\gamma})$ (рисунок 3.11 б) также свидетельствует о том, что исследуемые образцы нефтей относятся к неньютоновским нефтям, так как они при установившемся режиме течения показывают уменьшение вязкости с ростом сдвига $\dot{\gamma}$ и действующего напряжения сдвига τ в системе.

Из графических материалов видно, что в присутствии реагента MORE-1, MORE-2 наблюдается снижение как максимальной вязкости η_0 (рисунок 3.11. б, кривые 1', 2', 3'), соответствующей пределу прочности $\tau_{нр}$, так и конечной эффективной вязкости $\eta_{эф}$ в равновесном режиме течения по сравнению с чистой нефтью. Наибольшая разница по эффективной вязкости при содержании в массе реагентов MORE-1 и MORE-2 равна соответственно 5001 и 4012 мПа·с (рис. 3.11 б, кривые 2, 3), т. е. меньше на 48 и 58 %.

При скорости же сдвига $\dot{\gamma} = 16,2 \cdot c^{-1}$, если эффективная вязкость при отсутствии реагента в нефти составляет $\eta_{эф} = 1976$ мПа·с, то в присутствии 0,07 % по массе реагента MORE-1 и MORE-2 составляет 1179 и 1031 мПа·с, т. е. на 41 и 48 % меньше соответственно.

Как видно из рисунка 3.12 а, б, парафинистая нефть Сангачал-дениз тоже относится к неньютоновским нефтям, со значительной зависимостью от напряжения сдвига и скорости сдвига. Вид зависимости $\lg \eta_{эф} = \lg(\dot{\gamma})$ существенно различается для чистой нефти и нефти, содержащей реагент MORE-2 (рисунок 3.12 а, б кривые 1, 2). Так, они отличаются наличием участков некоторого увеличения значений максимальной вязкости η_0 (соответствующей $\tau_{нр}$) в области низких скоростей сдвига с последующим снижением максимальной вязкости η_0 ростом напряжения сдвига τ или скорости сдвига $\dot{\gamma}$ (рисунок 3.12 а, кривые 1', 2'). Наибольшее снижение эффективной вязкости $\eta_{эф}$ парафинистой нефти, содержащей реагент MORE-2, аналогично как у смолистой нефти, наблюдается в основном при низких значениях τ_{∞} или $\dot{\gamma}$

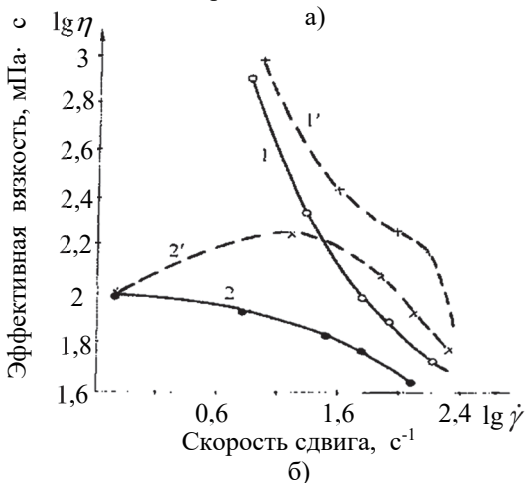
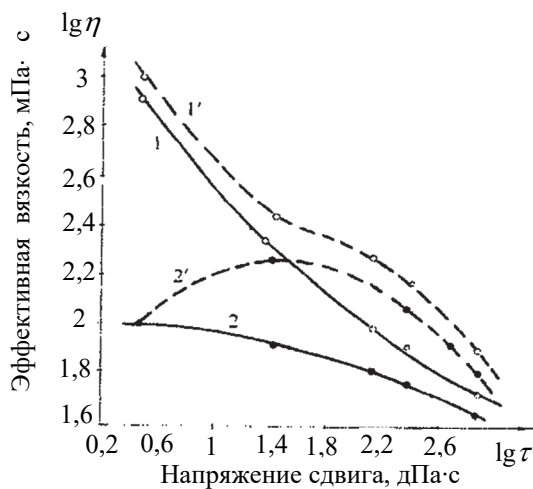


Рис. 3.12. Зависимость вязкости от напряжения сдвига (а) и скорости сдвига (б) для нефти Сангачал-дениз. Температура 16,2°С: а) 1 – 0; 2 – 0,07 % (масс.) – MORE-2; сплошные линии – минимальные значения $\eta_{\infty}(\tau)$; пунктирные – максимальные значения $\eta_o(\tau_{nr})$; б) 1 – 0; 2 – 0,07 % (масс.) – MORE-2; сплошные линии – минимальные значения $\eta_{\infty}(\dot{\gamma})$; пунктирные – максимальные значения $\eta_o(\dot{\gamma})$.

Если, например, при скорости сдвига равной $1,8 \text{ с}^{-1}$ эффективная вязкость $\eta_{эф}$ для исходной нефти Сангачалы-дениз равно 834 МПа·с (рисунок 3.12 а, кривая 1), то добавка 0,07 % масс. реагента MORE-2 резко снижает эффективную вязкость $\eta_{эф}$ и она составляет 111 МПа·с, т. е. примерно в 8 раз меньше. С ростом скорости деформации $\dot{\gamma}$ или напряжения сдвига τ_{∞} интенсивность снижения эффективной вязкости $\eta_{эф}$ уменьшается.

Например, при неизменной скорости деформации $16,2 \text{ с}^{-1}$ если эффективная вязкость исходной нефти равна $\eta_{эф} = 222 \text{ МПа·с}$ – сплошные линии – минимальные значения $\eta_{\infty}(\tau)$; пунктирные – максимальные значения $\eta_0(\tau_{nr})$, то добавка 0,07 % (масс.) MORE-2 к нефти снижает $\eta_{эф}$ до 86 МПа·с, т. е. примерно 2,6 раза меньше (рис. 3.12 а).

Полученные закономерности можно связать, видимо, с существенным влиянием механических сдвиговых усилий на структуру и соответственно свойства нефти. Для парафинистой нефти Сангачал-дениз, содержащей реагент MORE-2, возможно влияние механического поля на структуру в области скоростей сдвига от $1,8$ до $16,2 \text{ с}^{-1}$ изменение первоначальной системы межмолекулярных взаимодействий и формирование в поле новых надмолекулярных образований.

С увеличением максимальной вязкости η_0 нефти подобные процессы имеют место при меньших скоростях, а при скорости сдвига около $16,2 \text{ с}^{-1}$ уже наблюдается участок пластического течения, связанный с ориентацией агрегатов макромолекул парафина. Для исследуемых нефтей это более очевидно из результатов экспериментов, показанных в графических материалах (рис. 3.7 – 3.12).

Так, тиксотропная структура в нефти Алят-дениз является следствием наличия в системе смолоасфальтеновых ассоциатов. Структурно-механические же свойства нефти

Сангачал-дениз — от парафиновых фаз, на которых адсорбированы асфальтены и смолы.

Процессы структурообразования в этих нефтях в динамических условиях обусловлены физико-химическим состоянием их, т. е. индивидуальны для каждой тиксотропной системы. Для парафинистой нефти Сангачал-дениз выше скорости сдвига $145,8 \text{ с}^{-1}$ динамическая структура остаётся неизменной, т. к. зависимость τ_{∞} от $\dot{\gamma}$ линейная, т.е. достигнуто стационарное течение тиксотропной системы, при котором каждой скорости сдвига соответствует установившееся равновесие между процессами разрушения и восстановления структуры.

Нарушение линейности всегда связано с той или иной перестройкой структуры. Перестройка динамической структуры может обозначать различные скрытые механизмы процесса: ориентации дискретной фазы, их разрушение или укрепление, конформация составляющих компонентов нефти и т. д. Основной причиной, видимо, остаётся изменение конфигурации дисперсной фазы (дисперсионной среды тоже) под действием сдвига. Дисперсная парафиновая фаза и асфальтеносмолистые составляющие ориентируется вдоль линии потока, создаваемого под действием сдвигающего усилия, способствует снижению вязкости. Введение композиционного реагента MORE при температуре ниже температуры застывания нефти оказывает модифицирующее действие и еще больше снижает вязкость, причём индивидуальное для каждой нефти. Поэтому при определении параметров течения тиксо-тронных нефтей необходимо принимать во внимание сдвиговую предысторию сдвига. Например, при сравнении характеристик течения различных нефтяных систем последние должны быть подвергнуты предварительному сдвигу до состояния равновесия при стандартной скорости [71].

Как известно, эффективная вязкость системы при установившемся режиме течения $\eta_{\text{эф}} = \tau_{\infty} \cdot \dot{\gamma}^{-1}$ для смолистой и парафинистой нефтей с вязкоупругими свойствами не может служить мерой вязкости, ибо её следует находить в условиях

чистого сдвига [71].

Поэтому, для более подробного изучения поведения исследуемых нефтей, полученные экспериментальные, реологические данные анализировались по методике Кросса.

Так, согласно соотношению [71]

$$\frac{1}{\eta_{эф}^2} = \frac{1}{\eta_t^2} + \frac{\tau_{\infty}}{4\zeta^2\eta_t^2},$$

где $\eta_{эф}$ – эффективная вязкость;

η_t – истинная вязкость, соответствующая деформации чистого сдвига;

ζ – модуль упругого сдвига жидкости.

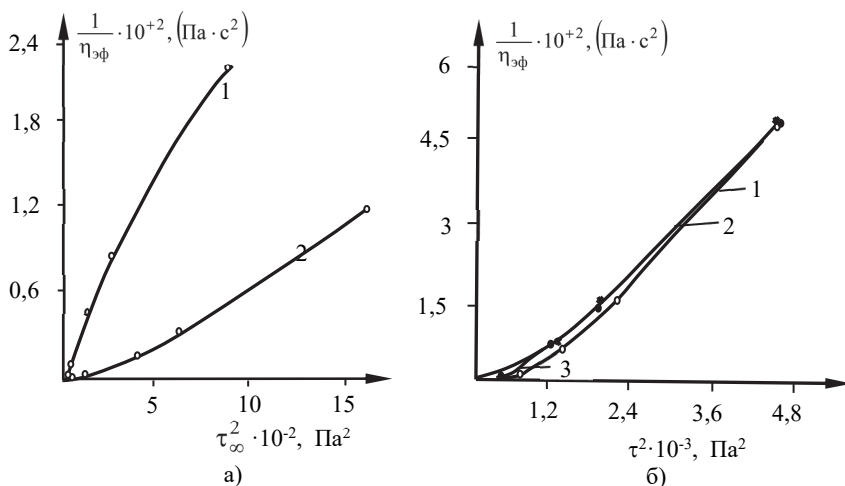


Рис. 3.13. Зависимость функции эффективной вязкости ($1/\eta_{эф}^2$) от функции напряжения сдвига τ_{∞}^2 для нефти Алят-дениз:
а) 1, 2 – 0; температура – 1 – 24,5°C; 2 – 20°C;
б) 1 – 0; 2 – 0,07 % (масс.) MORE–1; 3 – 0,07 % (масс.) MORE–2.

На основе экспериментальных данных была построена

зависимость между $\frac{1}{\eta_{эф}^2}$ и τ_∞ (рис. 3.13, 3.14) и по наклону прямой с осью ординат и наклону прямой с осью абсцисс определены величины $\frac{1}{\eta_t^2}$ и $\frac{\tau_\infty}{4\zeta^2\eta_t^2}$. При этом $tg\alpha = \frac{\tau_\infty}{4\zeta^2\eta_t^2}$ и

$$\zeta = \sqrt{\frac{1}{4\eta_t^2 \cdot tg\alpha}}.$$

При известных значениях α определяется время релаксации $Q = \frac{\eta_{эф}}{\zeta}$. Следует отметить, что все это справедливо в том случае, если зависимость между $\frac{1}{\eta_t^2}$ и τ_∞^2 линейная.

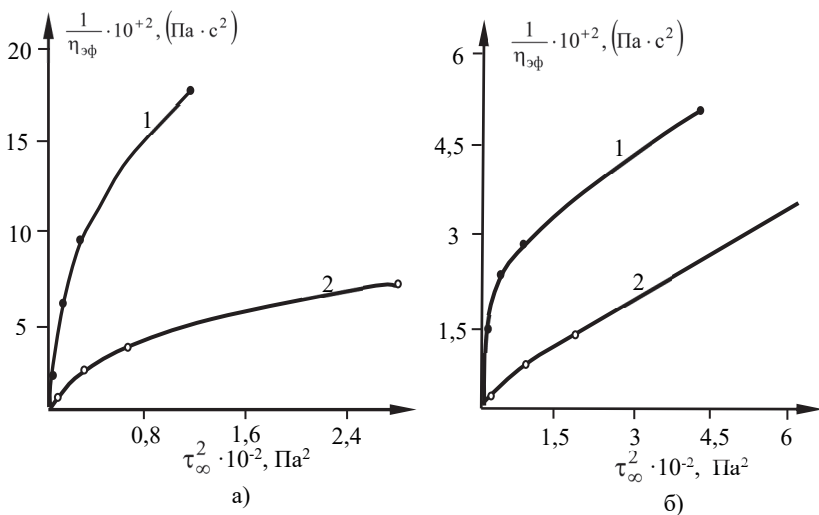


Рис. 3.14. Зависимость функции эффективной вязкости ($1/\eta_{эф}^2$) от функции напряжения сдвига τ_∞^2 для нефти Сангачал-дениз: а) 1, 2 – 0; температура – 1– $24,5^\circ\text{C}$; 2– 20°C ; б) 1–0,07 % (масс.) MORE–2; 2–0; температура – $16,2^\circ\text{C}$.

Из обработки результатов исследований в виде графических зависимостей, показанных на рис. 3.13, 3.14 наглядно видно, что нефти из месторождений Алят-дениз и Сангачал-дениз относятся к нелинейным вязкоупругим системам. Структурно-реологические свойства этих нефтей можно регулировать с реагентами MORE-1, MORE-2 и РС-R.

3.3. Выбор реологической модели для описания течения нефти

Для проектирования режима транспортировки нефтей крайне важен правильный выбор реологических уравнений для описания течения этих нефтей. Необходимость в таких уравнениях значительно возросла в последние годы в связи с увеличением объема добычи высокопарафинистых и высоковязких нефтей в республике и транспортировании их в различных климатических условиях. В странах СНГ и за рубежом были сделаны попытки получить приемлемое для инженерных приложений реологическое уравнение течения, которое характеризовалось бы не только простотой математической зависимости, но и наличием минимального количества реологических параметров [99, 137].

Эти параметры, кроме того, должны определяться по данным измерений в такой области, где при существующих методах могут быть получены достоверные результаты.

Отсутствие в режиме установившегося течения высоковязких нефтей заметных эластических деформаций несколько упрощает решение поставленной задачи [137], так как для уравнения течения следует получить математическую зависимость, определяющую связь напряжений сдвига со скоростями сдвига.

Однако и это достаточно сложно, так как течение высоковязких нефтей определяется большим числом взаимосвязанных факторов, зависящих от вязкости дисперсионной среды, концентрации и свойств асфалтена-

рафиновых составляющих, а также от механических разрушений на предшествовавших течению стадиях. Кроме того, роль этих факторов на различных участках кривых течения неодинакова. Учесть даже эти факторы, судя по литературным данным, приводят к очень сложным уравнениям, которые возможно использовать для качественной оценки некоторых закономерностей течения, но не пригодны для инженерных приложений [130].

Анализ литературных данных свидетельствует о том, что получить приемлемое для инженерных приложений реологическое уравнение, учитывающее весь комплекс сложных взаимосвязей в структуре высоковязких парафинистых нефтей, практически невозможно. В связи с этим перспективным представляется использование для описания кривых течения реологических моделей. Такие модели, как известно, не являются физическими законами, представляют собой лишь эмпирические или полуэмпирические приближения. Они хорошо описывают кривые течения в определённом интервале скоростей сдвига. Тем не менее, если реологическая модель учитывает условия деформирования, она хорошо отражает наиболее характерные особенности поведения исследуемой системы, обусловленные наличием у парафинистой нефти структурного каркаса. Коагуляция и последующее интенсивное разрушение этой системы перед выходом системы на установившийся режим течения носит, как видно из экспериментальных данных [91, 100, 105], весьма сложный характер (рис. 3.7). Кривые течения в этой области определяются переходными состояниями исследуемого агента, и, судя по анализу литературных данных, не поддаются математическому описанию. Это относится, в частности, к тиксотропным системам, примером которых может являться смолистая нефть Алят-дениз и парафинистая нефть Сангачал-дениз, которых дают кривые течения с гистерезисом при изменении скоростей деформации (рис. 3.6). Реологические константа этих нефтей зависят от истории формирования

начального напряжения деформированного состояния, величины скорости продолжительности сдвига (рис. 3.7). Характерно, что после разрушения структуры тиксотропной среды она, оставаясь в покое, заново восстанавливает свои прежние свойства. В ней с течением времени при постоянной скорости сдвига $\dot{\gamma}$, и напряжение τ_i стремится к постоянному значению, характеризующему равновесность между процессами разрушения и восстановления структуры. Поэтому когда реологические параметры предполагается использовать для проектирования пуска, при эксплуатации трубопровода и т. д., необходимо создать касательные напряжения τ , соответствующие скорости $\dot{\gamma}$ в преобладающем режиме.

В настоящее время для описания кривых течения предложено значительное число различных реологических моделей. По данным В.А. Иктисанова, к настоящему времени предложено более 50 моделей для описания реостабильных систем. Их анализ достаточно освещен в известных монографиях, посвящённых неньютоновским жидкостям [55, 130].

Следует отметить, что большинство существующих реологических моделей являются очень сложными, что затрудняет их использование в гидродинамических расчётах. Это формулы содержат эмпирические коэффициенты, не обладающие физическим смыслом. Исходя из изложенного, а также из обобщения имеющихся литературных материалов, можно прийти к заключению, что для решения прикладных задач в неньютоновских жидкостях наиболее распространёнными, самыми простыми, с математической точки зрения, и содержащими минимальное количество параметров, реологическими уравнениями являются модели Шведова-Бингама, степенной закон – Оствальда де Ваале и Гершеля-Балкли.

Эти модели, судя по литературным данным, особенно степенной и Гершеля-Балкли, в интервале величин напряжений и скорости сдвига, имеющих наибольшее значение в

технологии, достаточно хорошо описывают поведение асфальтеносмоло- парафинистых нефтей кроме того, они удобны вследствие простоты графического определения индекса течения. Наконец эти формулы удобны в расчётном отношении при решении различных практических задач. Все это обусловило то, что, несмотря на их недостатки, эти формулы, несомненно, наиболее широко используются для описания аномалии вязкости парафинистых нефтей, в частности Алят-дениз, Сангачал-дениз.

Обработка результатов исследований в виде графических зависимостей, изложенных на рис. 3.10, наглядно показывает, что нефти из месторождений Алят-дениз, Сангачал-дениз и Нефтяные Камни относятся к нелинейным вязкоупругим системам. Описать их вязкоупругие свойства с помощью модели Максвелла не удалось. Аналогичный результат получен и у К.В. Мукука [71].

Если график течения вязкопластичных сред представляет прямую линию, пересекающую ось напряжения сдвига на расстоянии τ_0 от её начала, то в качестве реологического уравнения можно использовать известную модель Шведова-Бингама:

$$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \dot{\gamma}, \quad (3.1)$$

где τ_0 – динамическое напряжение сдвига;

η – пластическая вязкость;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига.

Как видно из рис.3.10, смолистая нефть Алят-дениз, парафинистые нефти Сангачал-дениз, Нефть Дашлары в широком диапазоне скоростей сдвига $\dot{\gamma}=1,8 \div 437,4 \text{ с}^{-1}$ дают нелинейную кривую течения. Поэтому для аппроксимации экспериментальных данных, видимо, удобно применить известную степенную функцию:

$$\tau = k \cdot \dot{\gamma}^n, \quad (3.2)$$

где k – постоянная;

n – индекс течения, причём $n < 1$.

Следует отметить, что если кривая течения напряжения сдвига складывается из напряжения сдвига, не зависящего от скорости сдвига $\dot{\gamma}$ и вязкой составляющей, полностью зависящей от скорости сдвига $\dot{\gamma}$, то для описания кривых течения можно использовать наиболее простую математическую зависимость, являющуюся обобщением степенного закона и модели Шведова-Бингама, т. е. известной моделью Гершеля-Балкли.

$$\tau = \tau_0 + k(\dot{\gamma})^{n-1} \dot{\gamma}, \quad (3.3)$$

где τ_0 , k , n – реологические константы.

Для аппроксимации экспериментальных данных аналитической зависимости коэффициенты уравнения Шведова-Бингама, Оствальда-де Ваале и Гершеля-Балкли определяли по методу наименьших квадратов [51].

Коэффициенты уравнения по модели Шведова-Бингама определяются следующим образом. Так, предположим, что зависимость τ от $\dot{\gamma}$ выражается линейной функцией $\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}$, и найдем такие значения τ_0 и η , чтобы сумма квадратов отклонений от выбранной функции в экспериментальных точках была минимальной [51].

Обозначив среднеквадратичное отклонение и найдем $\min \phi$, рассматривая ϕ как функцию τ_0 и η , это приводит к системе уравнений:

$$\phi = \sum [\tau(\dot{\gamma}) - \tau_i]^2 \quad (3.4)$$

Для определения τ_0 и η использовалась известная методика [51]:

$$\begin{aligned} \tau_0 &= \frac{\sum \tau_i \cdot \sum \dot{\gamma}_i^2 - \sum \tau_i \cdot \dot{\gamma} \sum \dot{\gamma}}{\bar{m} \sum \dot{\gamma}_i^2 - (\sum \dot{\gamma}_i)^2} \\ \eta &= \frac{m \sum \tau_i \dot{\gamma}_i - \sum \dot{\gamma}_i \sum \tau_i}{\bar{m} \sum \dot{\gamma}_i^2 - (\sum \dot{\gamma}_i)^2} \end{aligned} \quad (3.5)$$

По степенной функции коэффициенты определяются следующим образом. Так, логарифмируя зависимость $\tau = k \cdot \dot{\gamma}^n$, получается [51]:

$$\lg \tau = \lg k + n \lg \dot{\gamma} \quad (3.6)$$

или $T = k_1 + n\Gamma$, где $T = \lg \tau$; $k_1 = \lg k$; $\Gamma = \lg \dot{\gamma}$.

Используя экспериментальные данные $T_i = \lg \tau_i$ и $\Gamma_i = \lg \dot{\gamma}_i$ аналогично вышеуказанным способом определяется [51]:

$$\begin{aligned} K_i &= \frac{\sum T_i \sum \Gamma_i^2 - \sum T_i \Gamma_i \cdot \sum \Gamma_i}{\bar{m} \sum \Gamma_i^2 - (\sum \Gamma_i)^2} \\ n &= \frac{\bar{m} \sum T_i \Gamma_i - \sum T_i \cdot \sum \Gamma_i}{\bar{m} \sum \Gamma_i^2 - (\sum \Gamma_i)^2} \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$K = 10^{k_1} \quad (3.8)$$

По модели Гершеля–Балкли коэффициенты уравнений определяются следующим образом.

Логарифмируя выражение (3.3), получим

$$\lg(\tau - \tau_1) = \lg k + n \lg \dot{\gamma} \quad (3.9)$$

или $T = k_1 + n\Gamma$, где $T = \lg(\tau - \tau_0)$; $k_1 = \lg k$; $\Gamma = \lg \dot{\gamma}$; это линейная зависимость между $\lg(\tau - \tau_0)$ и $\lg \dot{\gamma}$. Для определения коэффициентов уравнения k и n сначала следует определить τ_0 . Эта была осуществлена по известной методике.

Так, на кривой течения (рис. 3.10, б, в) отметим крайние точки $(\dot{\gamma}_1, \tau_1)$ и $(\dot{\gamma}_2, \tau_2)$ и найдём из кривой течения значение τ_3 для $\dot{\gamma}_3 = \sqrt{\dot{\gamma}_1 \dot{\gamma}_2}$.

Возводя зависимость $\dot{\gamma}_3 = \sqrt{\dot{\gamma}_1 \dot{\gamma}_2}$ в степень n и умножая на k , получим $k \dot{\gamma}_3^n = \sqrt{k \dot{\gamma}_1^n k \dot{\gamma}_2^n}$ или $\tau_3 - \tau_0 = \sqrt{(\tau_1 - \tau_0)(\tau_2 - \tau_0)}$.

Решая это уравнение относительно τ_0 , найдём:

$$\tau_0 = \frac{\tau_1 \cdot \tau_2 - \tau_3^2}{\tau_1 + \tau_2 - 2\tau_3} \quad (3.10)$$

На основе данных кривых течения определяется значение τ_0 и, следовательно, $T = \lg(\tau - \tau_0)$. Далее аналогично по (3.7, 3.8) определяются коэффициенты n и k .

Используя данные по кривой течения (рис. 3.10 и табл. 3.5), приведём конкретный пример для каждой модели в отдельности.

Нефть Алят-дениз, чистая, $t = 15,5^\circ\text{C}$ (температура нефти при испытании).

По модели Шведова-Бингама

$$\dot{\gamma}, \text{ c}^{-1} = 1,8; 16,2; 81; 145,8; 437,4,$$

$$\tau, \text{ Па} = 17,3; 23,9; 34,3; 42,9; 62,9,$$

$$\sum \dot{\gamma}_i = 1,8 + 16,2 + 81 + 145,8 + 437,4 = 682,2 \text{ c}^{-1}$$

$$\sum \tau_i = 17,3 + 23,9 + 34,3 + 42,9 + 62,9 = 181,3 \text{ Па}$$

$$\sum \tau_i \dot{\gamma}_i = 17,3 \cdot 1,8 + 23,9 \cdot 16,2 + 34,3 \cdot 81 + 42,9 \cdot 145,8 + 62,9 \cdot 437,4 = 219403,08$$

По формулам (3.5) находим η и τ_0 :

$$\eta = \frac{5 \cdot 36963,9 - 682,2 \cdot 181,3}{5 \cdot 219403,08 - 682,2^2} = 0,09679, \text{ Па} \cdot \text{c}$$

$$\tau_0 = \frac{181,3 \cdot 219403,08 - 36963,9 \cdot 682,2}{631618,6} = 23,05, \text{ Па}$$

$$\text{Таким образом, } \tau = \tau_0 + \eta \cdot \dot{\gamma} = 23,05 + 0,097 \cdot \dot{\gamma}$$

Аппроксимируем экспериментальные данные степенной зависимостью $\tau = k \cdot \dot{\gamma}^n$. Переходя от $\tau_i \dot{\gamma}_i$ к $T_i = \lg \tau_i$ и $\Gamma = \lg \dot{\gamma}$ получим:

$$T_i = 1,24; 1,38; 1,54; 1,63; 1,80$$

$$\Gamma_i = 0,26; 1,21; 1,91; 2,16; 2,64$$

$$\sum T_i = 1,24 + 1,38 + 1,54 + 1,63 + 1,80 = 7,59$$

$$\sum \Gamma_i = 0,26 + 1,21 + 1,91 + 2,16 + 2,64 = 8,18$$

$$\sum \Gamma_i^2 = 0,26^2 + 1,21^2 + 1,91^2 + 2,16^2 + 2,64^2 = 16,82$$

$$\sum T_i \Gamma_i = 1,24 \cdot 0,26 + 1,38 \cdot 1,21 + 1,54 \cdot 1,91 + 1,63 \cdot 2,16 + 1,80 \cdot 2,64 = 13,20$$

По формулам (3.7) находим n и k_1

$$n = \frac{5 \cdot 13,20 - 7,59 \cdot 8,18}{5 \cdot 16,82 - 8,18} = 0,2277$$

$$k_1 = \frac{7,59 \cdot 16,82 - 13,2 \cdot 8,18}{17,1876} = 1,1455$$

$$k = 10^{1,1455} = 13,9798$$

$$\tau = k \cdot \dot{\gamma}^n = 13,98 \dot{\gamma}^{0,23}$$

Аппроксимируем экспериментальные данные моделью Гершеля–Балкли, используя данные рис. 3.10 и табл. 3.5, определим

$$\dot{\gamma}_3 = \sqrt{\dot{\gamma}_1 \dot{\gamma}_2} = \sqrt{1,8 \cdot 145,8} = 16,2 \text{ с}^{-1}$$

На кривой течения рис. 3.10 в (кривая 1) этому значению соответствует $\tau_3 = 24 \text{ Па}$, тогда

$$\tau_0 = \frac{\tau_1 \cdot \tau_2 - \tau_3^2}{\tau_1 + \tau_2 - 2\tau_3} = \frac{17,3 \cdot 42,9 - 24^2}{17,3 + 42,9 - 2 \cdot 24} = 13,62 \text{ Па}$$

Значение τ_0 – подставив в уравнение (3.9) получим

$$\lg(\tau - 13,62) = \lg k + n \lg \dot{\gamma}$$

Переходя от τ_i , $\dot{\gamma}_i$ к $T_i = \lg(\tau_i - 13,62)$ и $\Gamma_i = \lg \dot{\gamma}_i$ получим:

$$T_i = \lg(17,3 - 13,62) = 0,57; 1,01; 1,32; 1,47; 1,69$$

$$\Gamma_i = 0,26; 1,21; 1,91; 2,16; 2,64$$

$$\sum T_i = 0,57 + 1,01 + 1,32 + 1,47 + 1,69 = 6,06$$

$$\sum T_i \Gamma_i = 0,57 \cdot 0,26 + 1,01 \cdot 1,21 + 1,32 \cdot 1,91 + 1,47 \cdot 2,16 + 1,69 \cdot 2,64 = 11,53$$

$$\sum \Gamma_i = 8,18; \quad \sum \Gamma_i^2 = 16,82$$

По формулам (3.7) находим n и k_1 :

$$n = \frac{5 \cdot 11,53 - 6,06 \cdot 8,18}{17,1876} = 0,4701$$

$$k_1 = \frac{6,06 \cdot 16,82 - 11,53 \cdot 8,18}{17,1876} = 0,443$$

$$k = 10^{0,443} = 2,7733$$

$$\tau = \tau_0 + k\dot{\gamma}^n = 13,62 + 2,77 \cdot \dot{\gamma}^{0,47}$$

Реологические константы исследуемых нефтей, определённые указанным путём, приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4.

Реологические константы нефтей

Нефть	Реологические константы при скоростях сдвига – 1,8 – 437,4 с ⁻¹						
	Шведова-Бингама		Освальда де Ваале		Гершеля-Балкли		
	τ_0 , Па	η_l , Па·с	n	k	τ_0 , Па	n	k
Алят-дениз (t = 15,5°C)	23,05	0,097	0,23	13,98	13,62	0,47	2,77
То же + 0,07% масс. MORE-1 (t = 15,5°C)	17,30	0,11	0,35	7,69	2,65	0,41	5,03
То же + 0,07% масс. MORE-2 (t = 15,5°C)	16,12	0,12	0,39	5,67	2,04	0,45	4,06
То же (t = 20°C)	10,39	0,07	0,34	4,57	4,17	0,55	1,37
То же (t = 24,5°C)	5,60	0,06	0,40	2,24	2,57	0,63	0,58
Сангачал-дениз (t = 16,2°C)	3,53	0,05	0,51	1	0,89	0,67	0,42
То же + 0,07% масс. MORE – 2 (t = 16,2°C)	1,10	0,04	0,84	0,13	0,07	0,79	0,17
То же (t = 16,2°C)	2,04	0,03	0,46	0,79	0,92	0,73	0,19

То же (t = 24,2°C)	1,07	0,02	0,51	0,38	0,46	0,78	0,09
Нефт Дашлары (t=17,5°C)	2,38	0,01	0,25	1,32	0,43	0,3	0,92
То же (t=20°C)	1,08	0,01	0,39	0,43	0,05	0,36	0,48

Теперь определим, какая формула лучше аппроксимирует экспериментальные данные.

По модели Шведова-Бингама для зависимости (3.4) имеем

$$\phi = \sum [\tau(\dot{\gamma}_i - \tau_i)]^2 = 5,93^2 + 0,72^2 + 3,4^2 + 5,74^2 + \\ + 2,49^2 = 86,39$$

По степенной модели Освальда-де Ваале

$$\phi = \sum [\tau(\dot{\gamma}_i - \tau_i)]^2 = 1,32^2 + 2,46^2 + 3,71^2 + 0,55^2 + \\ + 7,1^2 = 72,27$$

По модели Гершеля-Балкли

$$\phi = \sum [\tau(\dot{\gamma}_i - \tau_i)]^2 = (-0,03)^2 + (+0,02)^2 + 1,71^2 + (0,48)^2 + \\ + (-1,01)^2 = 2,62 \quad (3.11)$$

Таблица 3.5.

Расчётные показатели по реологическим моделям

Нефть	Опытные показатели		Модель								
	$\dot{\gamma}$, с ⁻¹	τ_{∞} , Па	Шведова-Бингама			Освальда де Ваале			Гершеля-Балкли		
			τ	Погрешность, %	ϕ	τ	Погрешность, %	ϕ	τ	Погрешность, %	ϕ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Алят-дениз (t=15,5°C)	1,8	17,30	23,33	34,28	86,35	16	-7,51	72,14	17,27	-0,17	2,62
	16,2	23,90	24,62	-3,01		26,53	+10,99		23,88	-0,08	
	81	34,30	30,89	-4,2		38,41	+11,92		35,47	+3,41	
	145,8	42,90	37,19	-13,31		43,97	+2,50		43,38	+1,12	
	437,4	62,92	65,48	+4,10		56,61	-10,03		61,89	-1,61	
Алят-дениз, +0,07 % масс. MORE-1 (t=15,5°C)	1,8	8,95	17,5	+95,5 1	151,8	9,45	+5,59	39,14	9,08	+1,45	5,6
	16,2	19,10	19,08	0,10		20,38	+6,71		18,41	-3,61	
	81	31,46	26,21	-16,69		35,8	+13,80		33,13	+5,00	
	145,8	40,04	33,34	-16,73		43,98	+10,00		41,44	+3,50	
	437,4	62,92	65,42	+3,97		64,60	+3,00		63,51	+0,94	
Алят-дениз, +0,07 % масс. MORE-2 (t=15,5°C)	1,8	7,22	16,34	+126,32	199,58	7,15	-0,97	0,69	7,33	+1,52	4
	16,2	16,70	18,06	+8,14		16,99	+1,74		16,25	-3,23	
	81	32,24	25,84	-39,51		32,03	-0,65		31,35	-2,76	
	145,8	40,04	33,62	-16,03		40,37	+0,82		40,23	+0,47	
	437,4	62,92	68,61	+9,04		62,24	-1,08		64,64	+0,03	

Продолжение таблицы 3.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Алят-дениз (t = 20°C)	1,8	6	10,52	+75,33	52,49	5,58	-7,00	19,03	6,06	+1,00	7,75
	16,2	10,7	11,52	+7,66		11,78	+10,09		10,51	-1,78	
	81	19,7	16,06	-18,48		20,36	3,35		19,53	-0,86	
	145,8	24,8	20,60	-16,94		24,87	+0,02		25,39	+2,38	
	437,4	40,3	41,01	1,76		36,13	-10,35		43	+6,7	
Алят-дениз (t = 20,5°C)	1,8	3,4	5,71	+67,94	15,82	2,83	-16,76	18,98	3,67	+7,94	0,28
	16,2	6	6,57	+9,5		6,82	+13,67		5,92	-1,33	
	81	11,9	10,46	-12,10		12,99	+9,16		11,81	-0,76	
	145,8	16,1	14,35	-10,87		16,43	+2,05		15,95	-0,93	
	437,4	29,6	31,84	+7,57		25,5	-13,85		29,31	-0,98	
Сангачал-дениз (t = 24,2° C)	1,8	0,6	1,11	+85,00	1,67	0,51	-15,00	4,01	0,6	+0,00	0,21
	16,2	1,2	1,39	+15,83		1,56	+30,00		1,25	+4,17	
	81	3,3	2,69	-2,69		3,57	+0,08		3,23	-2,12	
	145,8	4,8	3,99	-3,18		4,82	+0,42		4,85	+1,04	
	437,4	10,4	9,82	-9,82		8,45	-18,75		10,79	+3,75	
Нефг Дашлары (t = 17,5° C)	1,8	1,5	2,40	+60,00	1,26	1,53	+2,00	0,65	1,53	+2,31	0,53
	16,2	2,9	2,54	-12,41		2,65	-8,62		2,55	-12,07	
	81	3,6	3,19	-11,39		3,96	+10,00		3,87	+7,50	
	145,8	4,2	3,84	-8,57		4,59	+9,29		4,53	+7,86	
	437,4	6,6	6,75	+2,27		6,04	-8,48		6,13	-7,12	
— — (t = 20°C)	1,8	0,5	1,10	+120	0,77	0,54	+8,00	0,46	+0,528	+5,60	0,61
	16,2	1,5	1,57	-17,33		1,73	-15,33		-1,64	-9,80	
	81	2,1	2,14	-10,00		2,39	+13,81		-2,39	+13,1	
	145,8	2,5	2,50	+1,60		3,00	+20,00		+2,94	+16,92	
	437,4	4,9	5,20	+11,22		5,19	-5,92		+5,46	+11,43	

Таким образом, в рассматриваемом случае модель Гершеля-Балкли лучше аппроксимирует экспериментальные данные, чем зависимости Шведова-Бингама (3.1) и Освальда де Ваале (3.2) [33, 35, 94, 95].

Как известно, при гидравлических расчётах сначала определяются эффективные вязкости на каждом участке движения нефти в транспортируемой системе, которые используются при расчёте потерь давления.

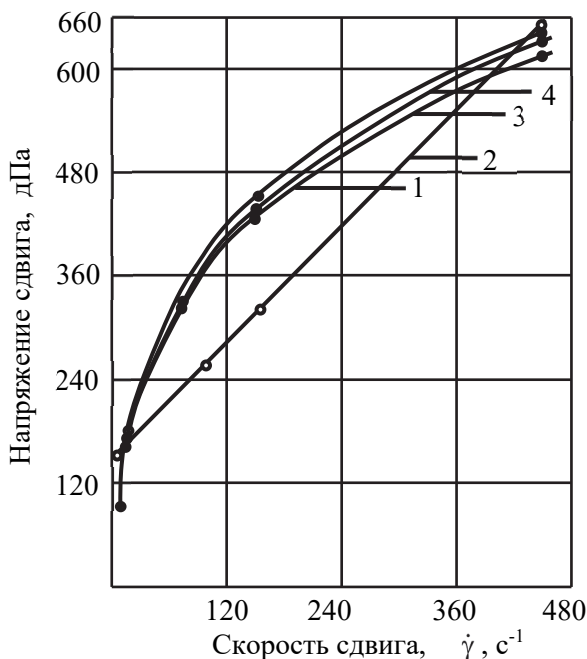


Рис. 3.15. Кривые течения нефтей для различных моделей: 1) по данным опытов; 2) по модели Шведова-Бингама; 3) по модели Гершеля-Балкли; 4) по модели Освальда да Ваале.

Поэтому достижение адекватности эффективной вязкости, согласно реологической модели её реальным значениям, является важным этапом. Как видно из табл. 3.5 и рис. 3.15, трёхпараметрическая реологическая модель Гершеля-Балкли довольно точно описывает поведение исследуемых нефтей во всем диапазоне скоростей сдвига и температуры [35, 93, 95]

Иногда для описания кривой течения высоковязких парафинистых нефтей рекомендуется применять модель Кэссона, Шульмана, биномиальное уравнение В.А. Иктисанова и т. д. Однако, как видно из расчётных данных (табл. 3.5 и рис. 3.15), модель Гершеля-Балкли для исследуемых диапазонов скорости сдвига обеспечивает достаточную сходимость результатов. Приведённые расчётные данные достаточно явно показывают, что использование в инженерных расчётах трёхпараметрической модели реологических коэффициентов установила изменения, происходящие в высоковязких асфальтеносмолопарафинистых нефтях, с целью принятия соответствующих решений [33, 95]. При этом установлено, что определение параметров модели исследуемых нефтей по двум точкам нежелательно, так как может привести к существенным погрешностям в расчётах.

3.4. Применение реологических моделей для контроля давления в трубопроводах

Для проектирования режима транспортировки нефтей и, следовательно, прогнозирования ожидаемого давления в насосе, крайне важное значение имеет правильный выбор реологических уравнений, хорошо описывающих кривые течения этих нефтей. Анализ реологических моделей для описания кривых течения высоковязких асфальтеносмолопарафинистых нефтей было приведено в главе 3.3. Обработка результатов исследований, приведённых в виде графических зависимостей, показала, что асфальтеносмолопарафинистые нефти республики относятся к нелинейным вязкоупругопластичным системам. Было показано, что использование в инженерных расчётах трёхпараметрической модели Гершеля-Балкли является более предпочтительной, так как эта модель лучше аппроксимирует экспериментальные данные [35, 93, 95].

Проведённые опыты показали, что все исследованные образцы нефти относятся к реологически сложным системам—

упруговязкопластичным, для которых существенны и прочностные и вязкостные свойства [142, 143]. Прочностные свойства – начальная тиксотропная структура τ_{nr} – крайне необходимы для пуска насоса в начальной стадии или повторного пуска трубопровода, в случае непредвиденной обстановки, а вязкостные свойства нефти – для правильного проектирования гидравлической программы при стационарном режиме работы трубопровода.

На практике, как правило, по известным параметрам технологического оборудования трубопровода с целью повышения эффективности транспортировки приходится регулировать структурно-реологические показатели нефтей.

Следует отметить, что практически все магистральные нефтепродуктопроводы эксплуатируются с периодическими остановками перекачки, поэтому при пуске перекачивающих станций в ряде случаев подвергаются перегрузкам, связанным с превышением давления над давлением, соответствующим стационарному режиму перекачки. При этом срок службы многих магистральных нефтепроводов значителен, несущая способность труб снижается, поэтому ударные циклические нагрузки могут представлять угрозу целостности трубопроводов и нуждаются в прогнозировании и оценке. В связи с тем, что простые инженерные формулы для расчёта ударных циклических воздействий на трубопровод при пуске перекачивающих пунктов отсутствуют, прогнозирование ожидаемого максимального давления косвенным путём представляет практический интерес. Максимальное давление, возникающее в момент пуска трубопровода или же в случае повторного его пуска, не должно превышать рабочее давление трубопровода и насосного оборудования. Для этого на первом этапе определяются допустимые реологические параметры транспортируемой нефти, при которых возможно возобновление движения [14]. При этом ожидаемое максимальное давление, необходимое для разрушения начальной тиксотропной структуры парафинистых нефтей, косвенно

можно прогнозировать по следующей формуле, хотя следует подчеркнуть, что и эта полностью не моделирует реальные условия на практике

$$\Delta p = \frac{4\ell\theta}{d}, \quad (3.12)$$

где ℓ – длина трубопровода, м;

θ – статическое напряжение сдвига нефти, возникающее за период покоя, Па;

d – внутренний диаметр нефтепровода, м.

Как видно из формулы (3.12), значение продавочного напряжения (Δp) зависит в основном от геометрического параметра нефтепровода и статического напряжения сдвига нефти. В реальных условиях возможному изменению подлежит только статистическое напряжения сдвига (θ).

Следует отметить, что исследование статического напряжения сдвига (СНС) парафинистых нефтей со структурными свойствами в условиях, близких к промышленным, весьма сложно. Связано это в основном с тем, что СНС зависит не только от физико-химических характеристик нефтей, но и от их предыстории до момента исследования. Исследования статического напряжения сдвига нефтей проводились на известном приборе СНС-2, используемом для определения предельного статического напряжения сдвига буровых растворов. В процессе исследования определялись как СНС нефтей в чистом виде, так и с добавкой реагентов.

Следует отметить, что результаты исследований носят в основном качественный характер, а не количественный. В лабораторных условиях сравнивались влияние состава и количества химреагентов и время выдержки в неподвижном состоянии на характер изменения структурной прочности нефтей.

В опытах использовались нефти из площади Нефть Дашлары скв. 2181 и 1795, находящихся на платформе 1887. Опыты проводились со следующей последовательностью. Так, образцы нефти нагревались в водяной бане до температуры

30°C, при перемешивании вводилось расчётное количество реагента. Далее оставляли в покое до стабилизации температуры до комнатной температуры. Перед опытом разрушали структуры образцов нефти путем ручного перемешивания и определяли СНС через 1 и 10 мин. В ряде экспериментов с целью исследования тиксотропного упрочнения структуры образцов нефти после снятия показания прибора через 1 и 10 мин оставляли в покое и через 30, 60 мин затем заново снимали показания прибора. Результаты экспериментов приведены в табл. 3.6 и на рис. 3.16.

Опыты показали, что исследованные образцы нефти из-за сложности компонентного и фазового состава обладают некоторой тиксотропностью. Это наглядно видно на примере исследований нефтей скв. 2181 и 1795 из площади Нефтяные Камни. Так, если СНС исходной нефти из СКБ. 1795 за 1 мин равно 47,4 дПа, то через 10 мин повышается до 64,8 дПа, а за 30 мин до 105,7 дПа. Аналогичный результат получается и с нефтью из скв. 2181. Причём СНС нефти из этой скважины значительно больше, чем СНС нефти из скв. 1795 (табл. 3.6).

Таблица 3.6.

Статическое напряжение сдвига нефтей из скв.1795, 2181
площади Нефтяные Камни

№	Температура, °С	Статическое напряжение сдвига, дПа		
		1 мин	10 мин	30 мин
Нефть из скв. 1795				
1	6	104	132	171,89
2	12	59,17	76,08	-
3	16	47,40	64,80	105,7
Нефть из скв. 2181				
4	16	67,63	107	149

Назначение СНС существенное влияние оказывает и температура нефти. Так, если $\text{СНС}_{1/10}$ нефти из скв. 1795 при температуре 16°C равно 47,4/64,8 дПа, то при 12 и 6°C составляет 59,17/76,08 и 104/132 дПа соответственно. На тиксотропную структуру нефти существенное влияние

оказывает также и время выдержки в покое. Специально поставленные опыты показали, что измерение значения СНС в зависимости от времени выдержки в лабораторных условиях весьма сложно из-за изменения естественной температурной среды. Тем не менее, в отдельных опытах было установлено, что СНС возрастает в основном в начальный период времени выдержки покоя и через определенное время достигает установившегося значения и в дальнейшем практически не увеличивается.

При транспортировке нефтей с практической точки зрения большое значение имеет возможность регулирования структурной прочности нефтей с целью обеспечения

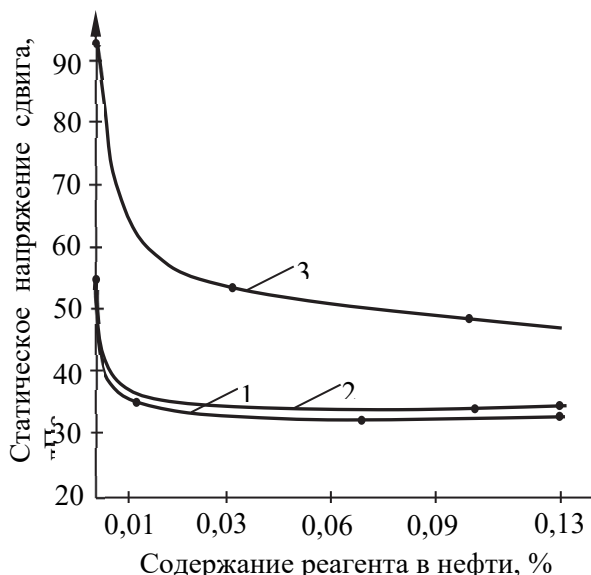


Рис. 3.16. Влияние реагентов MORE и РС-R на СНС нефти.
Температура 12°C.

1, 2— СНС —1 мин., 3—СНС—10 мин.; 1, 3 — РС-R; 2—MORE.

безопасности при повторном пуске труб. С этой точки зрения было исследовано влияние реагентов MORE и РС-R на статическое напряжение сдвига нефтей. В опытах исследовалась смесь (1:1) нефтей из скв. 1795 и 2181. Результаты

опытов показывают, что введение в нефти реагентов РС–R и MORE существенно снижает их структурную прочность. Так, добавка реагента РС–R в количестве 0,01 % от веса нефти (температура 12°C) снижает СНС за 1 мин с 62 дПа до 35,5 дПа. Увеличение количества реагента в нефти до 0,05 % приводит к снижению СНС. Однако дальнейшее увеличение содержания реагента в нефти хотя и уменьшает СНС, но несущественно. Примерно аналогичный результат получается и при добавке реагента MORE.

Введение реагентов РС–R и MORE в парафинистую нефть существенно снижает их тиксотропную структуру при оставлении в покое. Например, если значение СНС исследуемого образца нефти через 10 мин равно 96,4 дПа, то введение в него всего 0,01 % реагента РС–R снижает СНС за 10 мин. до 37,9 дПа, т. е. примерно на 61 % (температура 12° С).

Снижение статического напряжения сдвига при оставлении нефти в покое, видимо, объясняется тем, что эти реагенты, адсорбируясь на поверхности парафиновых фаз, модифицируют их и, следовательно, препятствуют их агрегированию.

Следует отметить, что результаты исследований имеют большое практическое значение при транспортировании асфальтеносмолопарафинистых нефтей. Объясняется это тем, что СНС парафинистых нефтей при повторном пуске трубопровода из-за тиксотропного упрочнения может достигнуть такого значения, что пуск трубопровода окажется невозможен. Глубокое изучение этого вопроса позволит разработать критерии безопасной эксплуатации подводного трубопровода с учётом характеристик трубопровода и структурных свойств нефтей.

Надо отметить, что прогнозирование максимального ударного давления при пуске трубопровода зависит еще и от многих других факторов, в том числе и от скорости сдвига, т. е. от начальной производительности насосов, реологических

модулей, точно описывающих кривые течения этих нефтей и т. д.

Как было отмечено в разделе 3.2, исследование структурно-реологических свойств асфальтеносмоло-парафинистых нефтей показало, что до выхода напряжения сдвига на установившийся режим течения она проходит через максимум [92] (рис. 3.7). Существование максимума объясняется совместным влиянием сил упругости и разрушением структуры. Нелинейновязкие свойства нефти изменяют величину максимума и приводят к его смещению в зависимости от состава нефти, скорости сдвига $\dot{\gamma}$ (т. е., от производительности насоса) и от времени нагружения t_2 . Так, с ростом скорости сдвига $\dot{\gamma}_1 < \dot{\gamma}_2 < \dot{\gamma}_3 < \dot{\gamma}_4 < \dot{\gamma}_5$, как показано ранее, высота максимума увеличивается – $\tau_{nr1} < \tau_{nr2} < \tau_{nr3} < \tau_{nr4} < \tau_{nr5}$ (рис. 3.5 и 3.7). Поэтому при известных параметрах пуска трубопровода, по-видимому, в формуле (3.12) вместо статического напряжения сдвига θ , следует принять τ_{nr} , после которого происходит лавинное разрушение структуры

$$\Delta p = \frac{4\tau_{nr} \cdot \ell}{d}, \quad (3.13)$$

где τ_{nr} – наибольшее напряжение сдвига при соответствующей скорости сдвига.

Следует отметить, что примерно аналогичная точка зрения поддержана и в работе К.В. Мукука [71]. Так, по его мнению, наиболее целесообразно величину напряжения сдвига для расчёта пускового давления определять из опытов при реологически нестационарных условиях течения, когда осуществляется непрерывная запись кинетики развития касательных напряжений. Это необходимо также и для определения времени выхода деформируемой системы на стационарный режим.

В стационарном режиме связь между перепадом давления Δp и расходом Q для взятой ньютоновской жидкости в трубах можно определять по известной формуле Гагена-Пуазейла [55]:

$$\Delta p = \frac{128 \ell \eta Q}{\pi d^4}, \quad (3.14)$$

где η – динамическая вязкость, Па·с.

При одинаковых расходах влияние химических реагентов на перепад давления можно оценить следующим образом. Так, если перепад давления при течении исходной нефти обозначив

$$\Delta p_1 = \frac{128 \ell \eta_1 Q}{\pi d^4}, \quad (3.15)$$

а нефти с добавкой реагента

$$\Delta p_2 = \frac{128 \ell \eta_2 Q}{\pi d^4} \quad (3.16)$$

где η_1 и η_2 динамическая вязкость исходной нефти и с добавкой реагента.

Тогда эффективность реагента понизителя вязкости по снижению гидродинамического давления при стационарном режиме течения, можно определить по соотношению:

$$\Delta p_1 = \frac{\eta_1}{\eta_2} \Delta p_2 \quad (3.17)$$

Из формулы (3.17) видно, что перепад давлений при транспортировании вязких нефтей с добавкой реагента по отношению к нефти, не содержащей реагента, будет во столько раз меньше, во сколько динамическая вязкость исходной нефти больше динамической вязкости нефти, содержащей реагент понизителя вязкости.

При транспорте высоковязких парафинистых нефтей с аномальными реологическими свойствами происходит интенсивная парафинизация трубопроводов, снижение их пропускной способности, что требует иногда создания высокого пускового давления на трубопроводе и в отдельных случаях может привести к аварийной ситуации. Как правило, с возрастанием вязкости нефти увеличиваются затраты энергии на её перекачку, а также затрудняется выход насоса на устойчивый режим работы. При перекачке неньютоновских жидкостей необходимы дополнительные затраты энергии на разрушение структуры при пуске насосных станций и преодоление доли эффективной вязкости, обусловленный наличием предельного динамического напряжения сдвига [119]. Среди множества рекомендаций наиболее эффективными и экономически целесообразными признаны использование специальных композиционных составов, известных как депрессорные присадки, улучшающие реологические параметры нефти и предотвращающих выпадение асфальто-смолопарафиновых отложений на стенках трубопровода [119, 136].

Увеличение пропускной способности подводных, а также и магистральных нефтепроводов имеет огромное значение для нефтяной промышленности.

Для выбора режима транспортировки и, следовательно, определения связи между перепадом давления $\Delta p = p_2 - p_1$ и расходом $Q = v \cdot F$ (где p_2 и p_1 – давление в начале и конце трубопровода, v – средняя скорость течения нефти через площадь сечения трубы $F = \pi d^2 / 4$) крайне важен правильный выбор реологических уравнений.

Для оценки качества расчёта давлений в условиях стационарного режима транспортировки неньютоновских нефтей расчёты осуществлены по реологическим моделям Шведова–Бингама, степенной – Освальда де Ваала, Гершеля–Балкли. Реологические константы по этим уравнениям приведены в табл. 3.4.

Гидравлические потери при ламинарном течении в случае использования реологической модели Шведова–Бингама:

$$\tau = \tau_0 + \eta_p \dot{\gamma},$$

где τ – касательное напряжение, Па;

τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па;

η_p – пластическая вязкость, Па·с;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с⁻¹,

Перепад давления рекомендуется определять по известной формуле [51]:

$$\Delta p = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot L}{\beta d}, \quad (3.18)$$

где Δp – гидравлические потери, Па; β – безразмерный коэффициент, определяемый по кривым рис. 3.17 в зависимости от числа Сен–Венан –Ильющина [51]:

$$Se = \frac{\tau_0 d \frac{\pi d^2}{4}}{\eta_p \cdot Q} \quad (3.19)$$

При течении в нефтепроводах степенной жидкости реологические уравнения описываются моделью Освальда де Ваала

$$\tau = k \cdot \dot{\gamma}^n \quad (3.20)$$

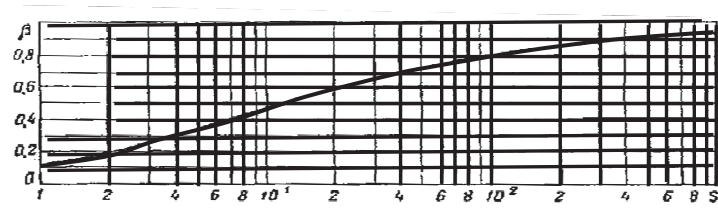


Рис. 3.17. Кривая зависимости $\beta = \beta(S)$ для труб круглого сечения

В этом случае при ламинарном течении зависимость между перепадом давления и расходом определяется по формуле [51]:

$$Q = \frac{\pi n}{3n+1} \left(\frac{d}{2} \right)^{\frac{1}{n}+3} \left(\frac{\Delta P}{2Lk} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3.21)$$

где k , n – реологические константы перекачиваемой нефти.

Решая уравнение (3.21) относительно Δp , получим:

$$\Delta p = \left[\frac{Q(3n+1)}{\pi n \left(\frac{d}{2} \right)^{\frac{1}{n}+3}} \right]^n \cdot 2kL \quad (3.22)$$

При гидравлических расчётах сначала определяются эффективные вязкости на каждом участке движения нефти в транспортируемой системе, которые используются при расчёте потерь давления. Поэтому достижение адекватности эффективной вязкости согласно реологической модели её реальным значениям является важным. Нами показано, что трёхпараметрическая реологическая модель Гершеля–Балкли довольно точно описывает поведение исследуемых нефтей во всем исследуемом диапазоне скоростей сдвига и температуры [33, 35].

В модели Гершеля–Балкли используется степенная функция зависимости касательного напряжения от скорости сдвига. Однако течение начинается только после превышения касательным напряжением предельного порогового значения или напряжения точки начала текучести. При исследовании парафиновых нефтей если на кривой течения напряжения сдвига складываются из напряжения сдвига, не зависящего от скорости $\dot{\gamma}$, и вязких составляющих, полностью зависящих от скорости сдвига $\dot{\gamma}$, то, как указано ранее, для описания кривых течения используется уравнение, являющееся обобщением степенного закона Освальда де Ваала и модели Шведова–Бингама, т. е. получается известная модель Гершеля–Балкли:

$$\tau = \tau_0 + k \left(\frac{dv}{dr} \right)^n, \quad (3.23)$$

где τ_0 , k , n – реологические константы.

dv/dr – скорость сдвига одного слоя относительно другого, c^{-1} .

Значение касательного напряжения сдвига определяется выражением [51]:

$$\tau = \frac{Ar}{2} + \frac{B}{r}, \quad (3.24)$$

где $A = \frac{p_2 - p_1}{\ell} = \frac{\Delta p}{\ell}$. При $r = 0$, $B = 0$.

Учитывая значение τ из (3.23) в (3.24) получим:

$$\frac{\partial v}{\partial r} = \left(\frac{Ar}{2k} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3.25)$$

Проинтегрировав это уравнение, получим:

$$v(r) = \frac{2kn}{A(1+n)} \left(\frac{A}{2k} r - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+1} + c \quad (3.26)$$

при $r = R$, $v = 0$

$$c = -\frac{2kn}{A(1+n)} \left(\frac{A}{2k} R - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+1} \quad (3.27)$$

Окончательно профиль скоростей при ламинарном течении потока в трубе по модели Гершеля – Балкли будет иметь вид:

$$\begin{aligned} \nu(r) &= \frac{2kn}{A(1+n)} \left(\frac{A}{2k} r - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+1} - \frac{2kn}{A(1+n)} \\ &= \left(\frac{A}{2k} R - \frac{\tau_0}{R} \right)^{\frac{1}{n}+1} \end{aligned} \quad (3.28)$$

Учитывая (3.28), рассчитываем расход по формуле:

$$\begin{aligned} Q &= 2\pi \int_0^R \omega \cdot r \cdot dr = \frac{4\pi kn}{A(1+n)} \int_0^R r \left(\frac{Ar}{2k} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+1} dr - \\ &= \frac{4\pi kn}{A(1+n)} \left(\frac{A}{2k} R - \frac{\tau_0}{R} \right)^{\frac{1}{n}+1} \cdot \frac{R^2}{2} \end{aligned} \quad (3.29)$$

Обозначив в формуле (3.29) интеграл ζ , получим:

$$\zeta = \int_0^R r \left(\frac{Ar}{2k} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+1} dr \quad (3.30)$$

Решив уравнение (3.30) методом интегрирования по частям, получим:

$$\begin{aligned} \zeta &= r \cdot \frac{2k}{A} \left(\frac{Ar}{2k} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+2} - \frac{2k}{A} \int_0^R \left(\frac{Ar}{2k} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+2} dr = \\ &= r \cdot \frac{2k}{A} \left(\frac{Ar}{2k} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+2} - \left(\frac{2k}{A} \right)^2 \left(\frac{Ar}{2k} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+3} \end{aligned} \quad (3.31)$$

Тогда уравнение (3.29) с учётом (3.31) будет иметь вид:

$$Q = \frac{4\pi kn}{A(1+n)} \left[r \cdot \frac{2k}{A} \left(\frac{Ar}{2k} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+2} - \left(\frac{2k}{A} \right)^2 \left(\frac{Ar}{2k} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+3} \right] -$$

$$- \frac{4\pi kn}{A(n+1)} \left(\frac{A}{2k} R - \frac{\tau_0}{R} \right)^{\frac{1}{n}+1} \cdot \frac{R^2}{2}$$
(3.32)

Учитывая, что $A = \frac{\Delta p}{\ell}$ и вводя значение диаметра $d = 2R$, получим:

$$Q = \frac{4\pi kn\ell}{\Delta p(1+n)} \left[\frac{dk\ell}{\Delta p} \left(\frac{\Delta p d}{4k\ell} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+2} - \left(\frac{4k\ell}{\Delta p} \right)^2 - \right.$$

$$\left. \left(\frac{\Delta p d}{4k\ell} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+3} - \left(\frac{\Delta p d}{4k\ell} - \frac{\tau_0}{k} \right)^{\frac{1}{n}+1} \cdot \frac{d^2}{8} \right]$$
(3.33)

Решить это уравнение относительно Δp сложно. Поэтому для построения зависимости $Q = f(\Delta p)$ задается значение Δp (табл. 3.9).

Для прогнозирования давлений, возникающих в нефтепроводе длиной 9 км во время перекачки нефти в ламинарном режиме, были проведены гидравлические расчёты с использованием модели Шведова–Бингама, степенной модели Освальда де Ваала и модели Гершеля–Балкли.

По формулам (3.18) (модель Шведова–Бингама) и (3.22) (модель Освальда-де Ваала) для построения зависимости $\Delta p = f(Q)$ задается значение расхода Q .

Исходные данные:

- диаметр нефтепровода — 0,2032 м;
- длина нефтепровода — 9 км;

Расходы:

$Q_1 = 0,0006 \text{ м}^3/\text{с}$ (50 $\text{м}^3/\text{сут.}$), $Q_2 = 0,0012 \text{ м}^3/\text{с}$ (100 $\text{м}^3/\text{сут.}$)
 $Q_3 = 0,0017 \text{ м}^3/\text{с}$ (150 $\text{м}^3/\text{сут.}$), $Q_4 = 0,0023 \text{ м}^3/\text{с}$ (200 $\text{м}^3/\text{сут.}$)
 $Q_5 = 0,0029 \text{ м}^3/\text{с}$ (250 $\text{м}^3/\text{сут.}$), $Q_6 = 0,0035 \text{ м}^3/\text{с}$ (300 $\text{м}^3/\text{сут.}$)

Для определения зависимости $\Delta p = f(Q)$ по формулам (3.18), (3.22) и $Q=f(\Delta p)$ по формуле (3.28) было проведено компьютерное программирование.

В табл. 3.7, 3.8, 3.9 и на рис. 3.18 - 3.19 показаны зависимость между расходом и давлением по модели Шведова-Бингама, Освальда де Ваала и Гершеля-Балкли для нефтей Сангачал-дениз, Алят-дениз и Нефт Дашлары.

Таблица 3.7.

Давление в системе Па по реологической модели

Расход, м ³ /с	Нефть					
	Сангачал-дениз (t = 16,2°C)		Сангачал-дениз+0,07 %, MORE (t=16,2°C)		Нефт дашлары (t = 17,5°C)	
	Давление по модели, 10 ⁵ Па					
	Шведов- Бингам	Освальда де Ваала	Шведов- Бингам	Освальда де Ваала	Шведов- Бингам	Освальда де Ваала
0,0006	6,79	1,68	2,19	0,18	4,49	2,49
0,0012	7,02	2,39	2,32	0,33	4,54	2,96
0,0017	7,18	2,86	2,38	0,44	4,55	3,22
0,0023	7,27	3,34	2,47	0,57	4,59	3,48
0,0029	7,44	3,76	2,57	0,69	4,59	3,68
0,0035	7,62	4,14	2,67	0,81	4,69	3,86

Таблица 3.8.

Давление в системе Па по реологической модели

Расход, м³/с	Нефть			
	Алят-дениз (t = 15,5°C)		Алят-дениз + 0,07 % МОРЭ (t = 15,5°C)	
	Давление по модели			
	Шведов- Бингам	Освальда де Ваале	Шведов- Бингам	Освальда де Ваале
0,0006	43,45	26,49	32,61	13,94
0,0012	43,92	31,06	33,32	17,76
0,0017	44,01	33,66	33,68	20,07
0,0023	44,34	36,08	34,06	22,31
0,0029	44,49	38,05	34,44	24,19
0,0035	45,38	39,74	35,23	25,84

Модель Освальда де Ваале

```

uses crt;
const m=6;pi=3.14;
var p,Q:array[1..m] of real;
    i:integer;
    l,d,n,k:real;
begin clrscr;
write('l=');readln(l);
write('d=');readln(d);
write('n=');readln(n);
write('k=');readln(k);
for i:=1 to m do begin;
write('Q['i,']=');readln(Q[i]);
end;
for i:= 1 to m do begin
p[i]:=exp(n*ln((Q[i]*(3*n+1))/(pi*n*exp((1/n+3)*ln(d/2)))))*2*k
*i;
writeln('p['i,']=',p[i]:8:5); end;
readln;
end.

```

Модель Гершеля-Балкли

```
uses crt;
const m=6;pi=3.14;
var p,Q:array[1..m] of real;
    i:integer;
    l,d,tau0,n,k:real;
begin clrscr;
write('l=');readln(l);
write('d=');readln(d);
write('tau0=');readln(tau0);
write('n=');readln(n);
write('k=');readln(k);
for i:=1 to m do begin
write('p[' ,i,']=');readln(p[i]);
end;
for i:= 1 to m do
Q[i]:=abs((((4*pi*k*n*l)/(p[i]*(1+n)))*(((d*k*l)/p[i])*
exp((1/n+2)*ln((d*p[i])/(4*k*l)-(tau0/k)))-
sqr((2*k*l)/p[i])*exp((1/n+3)*ln((d*p[i])/(4*k*l)-
(tau0/k)))-(sqr(d)/8)*exp((1/n+1)*ln((d*p[i])/(4*k*l)- (tau0/k))))));
    for i:=1 to m do
        writeln('Q[' ,i,']=',Q[i]:8:4);
    readln;
end.
```

Результаты расчёта по формулам (3.18., 3.22, 3.33) показывает, что при одинаковых расходах наибольшее давление в системе получается по модели Шведова-Бингама (кривая 1), а наименьшее – по модели Освальда де Ваале (кривая 2) (см. рис. 3.18, 3.20, 3.21). Следует отметить, что при малых расходах давление в системе по модели Гершеля-Балкли оказывается больше, чем давление по модели Освальда де Ваале. Однако, с повышением расхода нефти давление в системе почти уравнивается.

Следует отметить, что профиль кривых течения, характеризующий зависимость изменения давления в системе от расхода $\Delta p = f(Q)$ по модели Освальда де Ваала и Гершеля-Балкли (см. рис. 3.18, 3.20, 3.21), почти идентично с зависимостью напряжения сдвига от скорости сдвига $\tau = f(\dot{\gamma})$ [130], т. е. при малых расходах (в нашем случае примерно до $18 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$), даст нелинейную кривую течения, далее – линейную.

Таблица 3.9.

Зависимость между давлением и расходом $Q = f(\Delta p)$ по реологической модели Гершеля-Балкли

Модель Гершеля-Балкли			
Сангачал-дениз ($t = 16,2^\circ\text{C}$)		Алят-дениз ($t = 15,5^\circ\text{C}$)	
Давление в системе, 10^5 Па	Соответствующий расход, $\text{м}^3/\text{с}$	Давление в системе, 10^5 Па	Соответствующий расход, $\text{м}^3/\text{с}$
2	0,0001	28	0,0001
2,4	0,0003	31	0,0003
2,9	0,0007	34	0,0008
3,3	0,0012	36	0,0013
3,8	0,002	38	0,0009
4,2	0,0029	40	0,0026
Сангачал-дениз +0,07 %, MORE ($t = 16,2^\circ\text{C}$)		Алят-дениз + 0,07 %, MORE ($t = 15,5^\circ\text{C}$)	
0,21	0,0001	14	0,0004
0,33	0,0003	18	0,0012
0,44	0,0007	20	0,0018
0,57	0,0012	22	0,0025
0,70	0,0019	24	0,0035
0,82	0,0026	25	0,0040

Анализ расчётных данных, полученных на основе компьютерного программирования, наглядно показывает, что введение реагента MORE как в парафинистую нефть Сангачал-

дениз (рис. 3.20 б), так и асфальтеносмолистую нефть Алят-дениз (рис. 3.18 б) существенно снижает перепад давления в системе. Если при транспортировке нефти из площади Алят-дениз по нефтепроводам ($\ell=9000$ м и $d=0,2032$ м) при расходе $Q = 24 \cdot 10^{-4}$ м³/с (200 м³/сут) давление в системе по модели Гершеля-Балкли равно $39 \cdot 10^5$ Па (рис. 3.18 а, кривая 3), то после

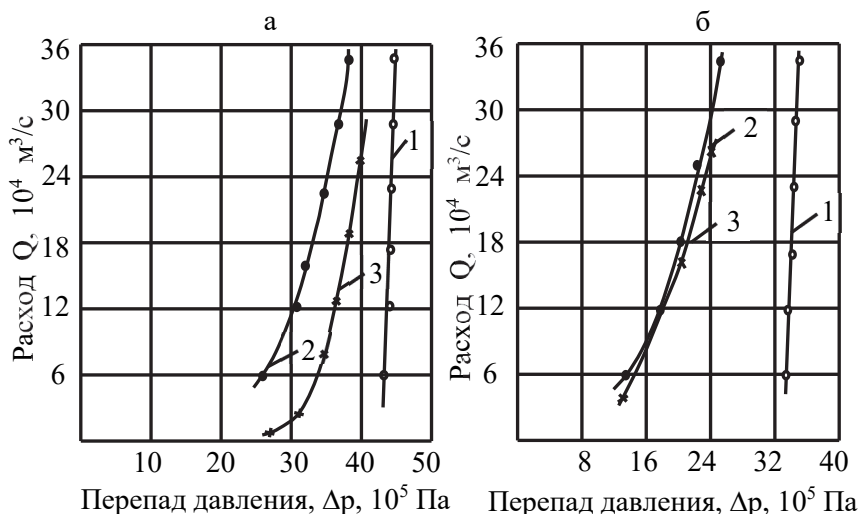


Рис. 3.18. Зависимость между расходом и давлением в системе по реологической модели (нефть – Алят–дениз, $t = 15,5^\circ\text{C}$): а, б – соответственно без и с реагентом 0,07 % MORE; 1, 2, 3 – модели Шведова–Бингама; Освальда де Ваале; Гершеля–Балкли.

введения 0,07 % мас. MORE давление в системе снижается и составляет $22 \cdot 10^5$ Па, т. е. примерно на 44 % меньше.

Эффективность введения реагента MORE в нефть более наглядно видно из рис. 3.19. Если по модели Гершеля-Балкли реологические показатели асфальтеносмолопарафинистой нефти из площади Алят-дениз при скоростях сдвига 1,8 – 437, 7 с⁻¹ равны $\tau_0 = 13,6$ Па; $n = 0,47$; $k = 2,77$, то после введения 0,07 % мас. реагента $\tau = 2,04$ Па; $n = 0,45$; $k = 4,06$. При этом

перепад давления при расходе исходной нефти $Q = 0,0018 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($156 \text{ м}^3/\text{сут}$) равно $38 \cdot 10^5 \text{ Па}$, а с добавкой $0,07 \text{ \% мас.}$ реагента – $20 \cdot 10^5 \text{ Па}$, т. е. примерно в 2 раза меньше.

Как видно из рис. 3.20, введение реагента MORE в парафинистую нефть из Сангачалы–дениз ещё больше снижает давление в системе.

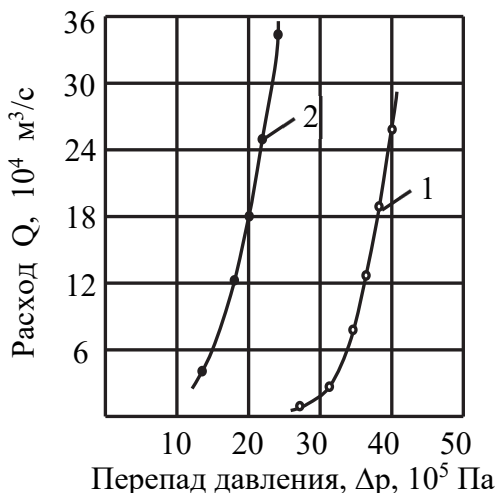


Рис. 3.19. Зависимость между расходом и давлением в системе по реологической модели Гершеля-Балкли (нефть – Алят–дениз, $t = 15,5^\circ\text{C}$): 1, 2 – соответственно без и с реагентом $0,07 \text{ \% MORE}$.

Таким образом, использование реагента MORE на участке магистрального трубопровода улучшает реологические свойства транспортируемой асфальтеносмолопарафинистой нефти за счёт улучшения агрегативной устойчивости образующихся кристаллов парафинов. Это, несомненно, приводит к улучшению стационарного давления в трубопроводе, а также энергозатрат, необходимых для перекачки нефти на рассматриваемом участке.

Например, если при расходе исходной нефти $24 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$

давление в системе по модели Гершеля–Балкли равно $4 \cdot 10^5$ Па (рис. 3.20 а, кривая 2), то после введения 0,07 % мас. реагента MORE оно существенно снижается и составляет $0,8 \cdot 10^5$ Па, т. е. примерно в 5 раз меньше (см. рис. 3.20 б, кривая 2).

Нами в расчётах использовались реологические константы нефтей, взятых из площади Алят–дениз (скв. 68), Сангачал–дениз (скв. 608) и Нефть Дашлары (скв. 2387) (табл. 3.4). Однако в реальных условиях по нефтепроводам перекачивается и смесь

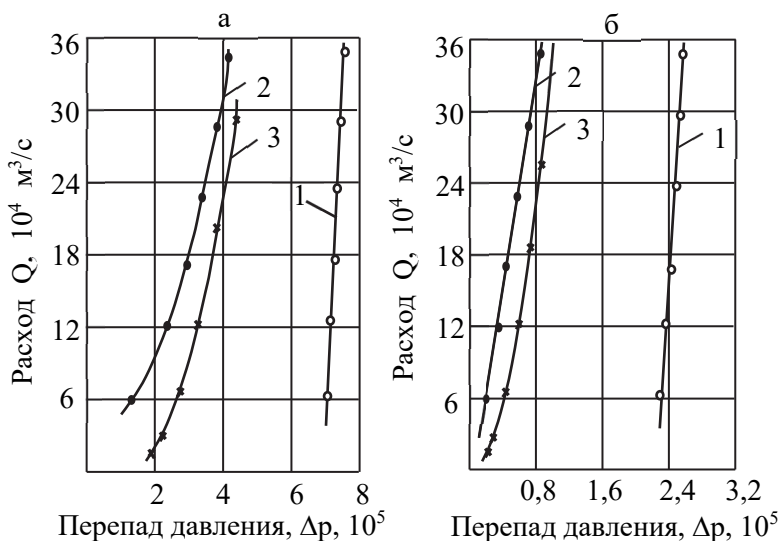


Рис. 3.20. Зависимость между расходом и давлением в системе по реологической модели (нефть Сангачал-дениз, $t = 16,2^\circ\text{C}$): а) Сангачалы-дениз; б) Сангачалы-дениз + 0,07 % MORE, 1, 2, 3—модели Шведова–Бингама, Освальда де Ваале, Гершеля–Балкли.

нефтей из различных скважин с различными физико-химическими и, следовательно, с различными реологическими свойствами. Кроме этого, в отдельных случаях по нефтепроводам транспортируется разгазированная нефть. Поэтому в практических условиях при решении конкретных задач, применительно для конкретных условий, необходимо

провести дополнительные исследования по определению реологических константов с учётом реальных факторов.

Испытание реагента MORE-R при транспортировании нефтей было проведено на 6-ом морском подводном нефтепроводе, выходящем из стационарной морской платформы № 2346 в НГДУ «Нефть Дашлары». Суточный объём транспортированной продукции – 430 м^3 . Из них – нефть 350 т/сут, вода – 80 т/сут.

Реагент MORE вводился непосредственно в нефтепровод при помощи дозаторного насоса (рис. 3.21). Если до введения реагента в нефтепровод перепад давления был 0,1–0,6 МПа, то после введения он составил $\Delta p = 0,06 \div 0,3 \text{ МПа}$, т. е. почти в два раза меньше.

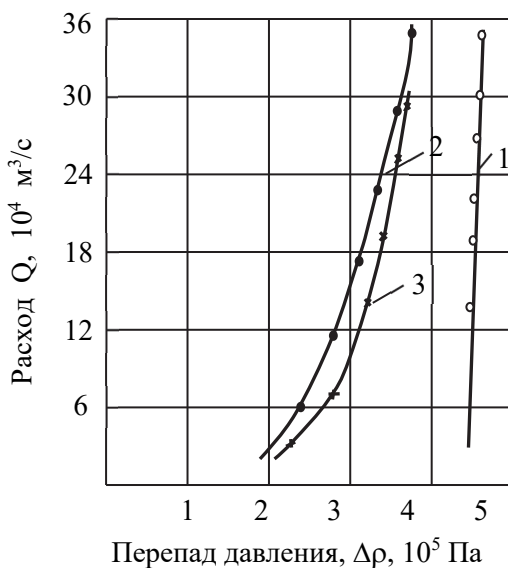


Рис. 3.21. Зависимость между расходом и давлением в системе по реологической модели (нефть Нефть Дашлары, $t = 17,5^\circ\text{C}$).
1, 2, 3 – модели Шведова–Бингама, Освальда де Ваале, Гершеля–Балкли.

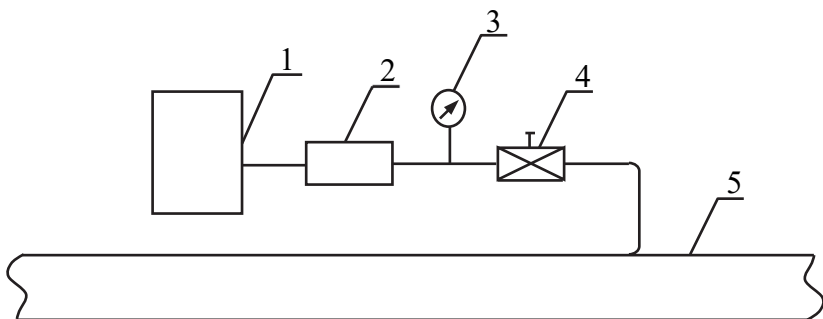


Рис. 3.22. Принципиальная схема ввода реагентов MORE-R и РС-R в нефтепровод: 1 – ёмкость для реагентов; 2 – насос-дозатор; 3 – манометр; 4 – регулировочный кран; 5 – нефтепровод.

Вывод по Главе III

Исследование структурно-реологических свойств

Определены закономерности изменения структурных и реологических характеристик высоковязких асфальтеносмолопарафинистых нефтей в зависимости от температуры, скорости сдвига и компонентного состава. Обоснован выбор адекватной реологической модели, позволяющей достоверно описывать кривые течения указанных нефтей. Показано, что использование реологической модели для расчёта гидравлических параметров трубопроводов позволяет повысить точность прогнозирования давления и оптимизировать режимы транспортировки.

IV. Экологическая безопасность и очистка нефтепроводов

4.1. Разработка гидрофобных гелевых составов для очистки трубопроводов

В связи с ростом объёма добываемой нефти и газа в республике вопрос их экологически безопасной транспортировки приобретает большую практическую актуальность. Немалую роль в негативном влиянии на природную среду играют процессы, имеющие место при транспортировании нефтяных углеводородов. Отличительными особенностями такого воздействия при эксплуатации газонефтепроводов являются высокая интенсивность и кратковременность формирования значительных техногенных нагрузок на объекты гидро-, лито- и биосферы, которые по данным ВНИИНефти нередко превышают пороговые нагрузки, вызывая нарушение экологического равновесия в районах эксплуатации газонефтепроводов, а в ряде случаев и дегидратацию отдельных компонентов природной среды.

Среди комплекса природоохранных мер важная роль отводится мероприятиям по разделению перекачиваемых продуктов, удалению мусора и отложений нефтепродуктов из полости труб, удалению жидкостей и вытеснению газа, поскольку они представляют потенциальную опасность для экологии окружающей среды [18, 117]. Мероприятия, направленные на снижение уровня и объёмов загрязнения природной среды, при эксплуатации нефтяных и газовых скважин, составляют основу экологически безопасной эксплуатации газонефтепродуктопроводов. Решение этой проблемы возможно лишь в рамках разработки и освоения производством экологически состоятельных и экономически выгодных методов решения вопроса и резкого снижения их вредного воздействия на охраны окружающих среды.

При эксплуатации газонефтепроводов отрицательное воздействие на окружающую среду оказывают главным образом нефтяные углеводороды, загрязняющие воду, землю и водные ресурсы. Например, по данным [118] в России в

результате аварий из магистральных нефтепро-водов ежегодно вытекает до 15 млн. т нефти, что наносит огромный экономический и экологический урон. Одним из эффективных методов, способствующих успешному решению различных задач в действующем трубопроводном транспорте, является использование гелевых композиций [101, 117, 118].

Следует отметить, что большая теоретическая и практическая работа в области разработки и применения геле-вых композиций в нефтедобыче и, в частности, при транспор-тировании нефтяных углеводородов, была проведена под руководством акад. А.Х. Мирзаджанзаде и его школы.

Применение гелевых композиций, при транспортирование нефтей позволяет эффективно разделять прокачиваемых продуктов, например нефти от воды. Это предотвращает смешение прокачиваемых продуктов, птери нефти и, следовательна обеспечивает экологическую чистоту.

В зависимости от назначения гели по своей природе разные: гели на водной основе, углеводородные гели, осушающие гели [86]. В силу ряда обстоятельств в пределах стран СНГ в основном применяются гели на водной основе. Однако всем существующим составам гелей этого типа присущ ряд недостатков, важнейшими из которых являются высокая адгезия между гелем и контактирующими поверхностями, диспергирование его при контактировании с водой в процессе движения и дегидратации массы при высоких скоростях сдвига, имеющего место при движении в местах узкого сечения, а также в высокой температурной среде.

Обычно для получения гидрофобной массы с низкой адгезионной способностью рекомендуется в дисперсионную фазу геля дополнительно вводить нефть или дизельное топливо. Поскольку гель представляет собой воднодис-персионную среду при введении в него нефти или дизельных топлив однородная эмульсия не получается. Попытка решить эту проблему путём ввода в систему эмульгаторов, в частности ПАВ, не даёт ощутимых результатов, ибо само ПАВ вообще отрицательно влияет на процесс сшивания полимеров. В результате конечный гель формируется недостаточно качественно, а далее при хранении деградирует.

Нами в этом направлении получены положительные результаты. Так, для получения устойчивого гидрофобного геля с низкой адгезией в воднодисперсионную среду в процессе её приготовления вводили натриевую соль сульфированного масла, являющегося вторичным продуктом при производстве присадок к маслам [103].

Нами [103] установлено, что натриевая соль сульфированного масла образует эмульсию в воде. Причём, для получения эмульсии эмульгаторов не требуется. По-видимому, в качестве последнего выступают примеси, содержащиеся в натриевой соли сульфированного масла. Стабильность эмульсии существенно зависит от содержания масла в системе. Нами определено, что устойчивость системы зависит от содержания масла в смеси. Например, она устойчива при содержании масла в смеси примерно 25 масс. %. Видимо при этом происходит синергетический эффект, что способствует получению стабильного состава. При повышенном содержании масла, происходит разрушение системы. Наблюдения показали, что они начинают разрушаться уже в течение 30–55 мин, тогда как при низких концентрациях устойчивость системы сохраняется более суток.

Основу гелевой композиции используемой нами в опытах, составляют полиакриламид, сернокислый алюминий и вода. После приготовления водного раствора полиакриламида с заданной концентрацией при интенсивном перемешивании вводили в него расчётное количество натриевой соли сульфированного масла. Перемешивание продолжали до получения устойчивой системы. Далее в эту смесь вводили соли сшивателя.

Визуальные наблюдения показали, что выдержка геля, содержащего масло, в воде более месяца не приводила к изменениям по внешнему виду. Однако при выдержке гелей, не содержащих масла, в водной среде, они легкодиспергируются и, следовательно, структура системы быстро разрушается.

Структурно-реологические исследования проводили на ротационном вискозиметре «Реостат–2» в системе цилиндр –

цилиндр при скорости деформации в интервале $1,8 - 145,8 \text{ с}^{-1}$. По результатам измерений для каждого градиента скорости $\dot{\gamma}$ стандартным методом рассчитывали сдвигающие напряжения τ и эффективную вязкость $\eta_{\text{эф}}$. Методика исследований зависимости равновесного напряжения сдвига от заданной скорости деформации позволила получить полные реологические кривые.

Зависимость структурно-реологических свойств гелевой композиции на основе эмульсии масла представлена на рис. 4.1. Из рис. 4.1 видно, что как индивидуальная гелевая композиция, так и эмульсии, образованные на их основе, являются структурированными системами, относящимися к неньютоновским жидкостям. При повышении значений $\dot{\gamma}$ и τ зависимость этих величин становится нелинейной. При предельном напряжении сдвига $\tau_{\text{кр}}$ структура системы разрушается. На основании проведённых исследований было показано, что содержание масляной фазы в гелевой системе способствует увеличению прочности структуры композиции, о чём свидетельствует увеличение реологических характеристик τ и $\eta_{\text{эф}}$.

Эти величины достигают максимального значения при содержании масляной фазы в системе примерно 2 % и составляют, например, для установившегося режима течения (при $\dot{\gamma}=145,8 \text{ с}^{-1}$), $\lg 3,75 \text{ дПа}$ и $\lg 3,58 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. В случае повышения масляной фазы до 10 % масс., значение τ уменьшается до $\lg 3,47 \text{ дПа}$, что свидетельствует о падении прочности структуры, чего и следовало бы ожидать.

Важной характеристикой структурно-реологических свойств гелевой системы является её вязкость. На рис. 4.2 представлена зависимость эффективной вязкости, рассчитанной из реограмм течения от скорости сдвига для эмульсий, полученных на основе натриевой соли сульфированного масла. Представленные кривые $\lg \eta_{\text{эф}} = f(\lg \dot{\gamma})$ также свидетель-

ствуют о том, что данная композиционная система относится к неньютоновским жидкостям, так как они показывают уменьшение вязкости с ростом действующего напряжения сдвига в системе.

Из полученных данных видно, что в присутствии масляной фазы (кривые 1, 2, 3) наблюдается повышение как начальной, так и конечной вязкости, по сравнению с композиционным составом, который не содержит масляной фазы (кривая 4).

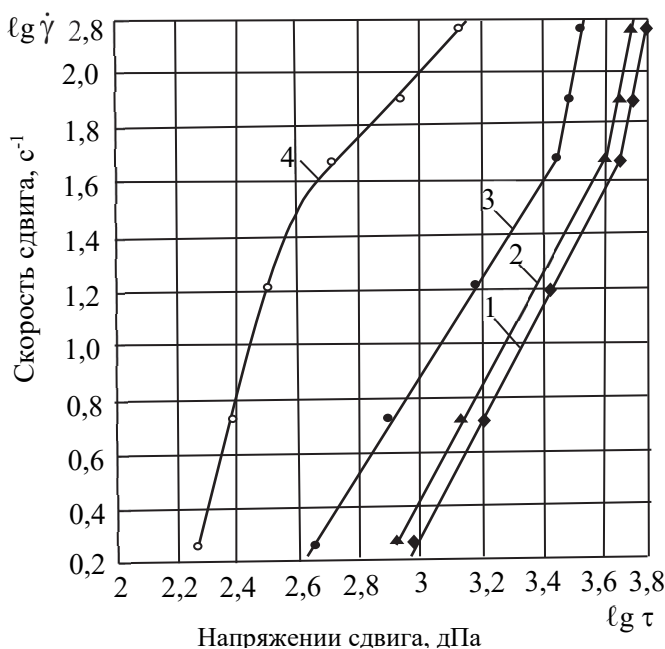


Рис. 4.1. Реологические кривые течения геля, содержащего 1,5 масс. % полиакриламида и разное количество натриевой соли сульфированного масла, масс. %: 1 – 2,5; 2 – 6,5; 3 – 12,0; 4 – 0. Температура – 30°C.

Так, если при одинаковом содержании (1,5 масс. %) полиакриламида в системе в присутствии 2 масс. % масляной фазы начальная вязкость составила $\lg 4,72$ мПа·с, а конечная

$\lg 3,60$ мПа·с, то без масляной фазы эти показатели достигли только $\lg 3,98$ и $\lg 2,95$ мПа·с соответственно.

Все эти данные наглядно свидетельствуют о том, что с увеличением масляной фазы в композиционном составе уменьшается структурная прочность и вязкость системы. Но, тем не менее, она остаётся значительно больше прочности структуры и её вязкости, чем у состава, не содержащего масляной фазы.

Результаты проведённых исследований, представленные в форме изложенных закономерностей изменения основных технологических показателей гелевых композиций, открывает возможность целенаправленной оптимизации их состава в зависимости от конкретной цели и условий практического применения при транспортировке нефтяных углеводородов.

4.2. Комплексное применение реагентов MORE-R и РС-R с гелевыми системами для удаления отложений

Одним из сложных видов осложнений при сборе и транспортировании асфальтеносмолопарафиновых нефтей, а также и низконапорного газа является формирование в полости трубопровода отложений сложного состава. Всё это чаще всего происходит в выкидных линиях или же подводных трубопроводах, соединяющих стационарные платформы. Так, из-за непрерывного выпадания из перекачиваемой нефти различных осадков, в том числе, отложений осадков образования скоплений воды и нефтяного газа сечение трубопроводов уменьшается и снижается их пропускная способность, что увеличивает энергозатраты.

Состав осадок включает тяжёлые масла, смолы, асфальтены, кристаллогидраты, механические примеси, соли и т.д. По данным А.Н.Гурбанова [30] трубопроводы низконапорного газа имеют температуру 19 – 22°C, а за счёт морской воды снижается до 5°C, происходит отделение жидкой

фазы, в том числе, вода, конденсат, смесь нефтяных продуктов от газовой фазы. Выделенная из газа жидкость постепенно закупоривает сечение газопроводов, снижает его производительность и осложняет нормальную транспортировку газа между глубоководными основаниями [30]. Нередко задача осложняется ещё и тем, что подводные трубопроводы в отдельных местах пролагаются по дну моря на глубине моря более 40 м. Например, на Нефть Дашларында, примерно на 60 м, а на платформах – до 190 м. Следует отметить, что парафинизация подводных коммуникаций всегда имела место. Например, по данным Г.Г.Гумбатова [29] «основным фактором, способствующим смолопарафинистым отложениям в выкидных линиях, проложенных по дну моря, является охлаждение нефтегазового потока вследствие теплопередачи окружающей водной среды и дроссельного эффекта, вызванного разгазированием нефти». Депарафинизация выкидных линий фонтанных или компрессорных скважин в морских условиях осуществлялись термическим способом. Пропарка производилась с помощью ППУ-3 (передвижная паровая установка) при температуре пара 220°C. Существенный эффект получен при термохимической депарафинизации, т. е. с одновременной закачкой пара и растворителя. В качестве растворителя, как отмечает Г.Г. Гумбатов, использовались конденсат или смесь пироконденсата с паром [29].

Следует отметить, что обязанность оборудования передвижной паровой установкой при депарафинизации подводной выкидной линии растворителем и паром осуществлялись с эстакады. Однако, во многих участках устойчивость эстакад не позволяет использовать ППУ. С другой стороны нагретая масса в подводной линии с удалением от места ввода быстро охлаждается и, следовательно, теряется эффективность термохимической депарафинизации. Этому способствует и низкая растворяющая способность конденсата асфальтено-смоло-парафиновых отложений (см. рис. 2.9, кривая 5). В

разделе 2.3 нами показано, что в начальной стадии трубопровода формируется асфальтеносмолистые вещества и потом на них формируются тугоплавкие парафины. С другой стороны температура плавления АСПО, состоящей преимущественно из асфальтеносмолистого вещества, например, площади Алят-дениз, составляет $80 - 90^{\circ} \text{C}$. Поэтому горячая водно-конденсатная среда не может эффективно растворить и очистить засоренные или же закупоренные выкидные линии. Исходя из всего этого, нами рекомендована новая методика очистки внутренней полости газонефтепроводов, засоренных различными отложениями и примесями. Как указано ранее (раздел 2.3), разработанные реагенты MORE и РС-R, являются хорошими растворителями. Так, экспериментально показано, что образцы АСПО площади Алят-дениз в динамических условиях при температуре $20 - 30^{\circ} \text{C}$ за 15–30 минут, рас-творяется 80–85 %. При температуре же 10°C и за 40 мин эффективность растворения составляет примерно 65 %. Учитывая хорошо растворяющей способности реагентов MORE-R и РС-R нами рекомендуется новый способ очистки нефтегазопроводов от асфальтеносмолопарафиновых отложений и от других закупоривающих веществ, являющихся основной причиной повышения давления в головной части нефтегазо-проводов. Сущность предлагаемого способа заключается в следующем. Приготавливают расчётное количество гидро-фобного геля и растворителя MORE-R или РС-R.

Исходные компоненты гидрофобного геля, %: 8 %-ный товарный полиакриламид – 20 – 25, кристаллический сернокислый алюминий – 0,8 – 1 %, сульфированное масло натриевой соли – 5 – 8 %. Сначала закачивают в линию $1 \div 1,5 \text{ м}^3$ гидрофобный гель, далее растворитель MORE-R или РС-R – $1,5\text{--}2 \text{ м}^3$ затем $1 \div 1,5 \text{ м}^3$ гидрофобный гель. Таким способом лучше очищается внутренняя полость трубопроводов от различных загрязнителей и органических асфальтеносмолопарафиновых отложений.

Если имеется возможность нагреть растворители, то эффект от мероприятий повышается ещё больше.

Вывод по Главе IV

Повышение экологической безопасности трубопроводов

Разработан новый гидрофобный гелевый состав, предназначенный для эффективной очистки внутренних полостей трубопроводов от нефтяных отложений. Установлено, что комбинированное применение геля с реагентами MORE и РС-R существенно повышает степень очистки выкидных линий и снижает риск аварийных ситуаций. Предложенные технологические решения способствуют повышению экологической безопасности эксплуатации газонефтепроводов и уменьшению негативного воздействия на окружающую среду.

V. Методы управления и интенсификации добычи нефти

5.1. Акустическая диагностика реологических свойств нефти в скважине

Анализ осложнений и аварий, имевших место при бурении и разработке нефтяных месторождений показывает, что многие из них обусловлены изменением реологических параметров жидкости. Поэтому в последние годы для ликвидации некоторых осложнений, имевших место при эксплуатации нефтяных месторождений, в частности, для очистки призабойной зоны от песчаной пробки, в периодической печати обсуждается возможность применения физических полей, таких как магнитное поле, акустическое воздействием т. д. [1, 3]. Нам представляется, что импульсное волновое действие, для очистки призабойной зоны от песчаной пробки (высота которой каждый год составляет более 660000 м), является более эффективным и экологически целесообразным, по сравнению с другими методами воздействия. Объясняется это тем, что в старых нефтяных площадях Азербайджана пласты истощены настолько, что промывать образовавшиеся на забое песчаные пробки обычными способами, из-за полного поглощения, не представляется возможным. Поэтому объём ремонтных работ каждый год охватывает более 100000 скважин. Эффективность применяемого акустического волнового воздействия существенно зависит от правильного выбора математической модели, с учётом основных физических процессов. При составлении математической модели ликвидации песчаной пробки в призабойной зоне акустическим воздействием необходимо учесть изменение реологических параметров нефти с глубиной скважины. Физически это означает, что необходимо исследовать распространение акустических волн в неоднородной среде.

Таким образом, задача очистки призабойной зоны, от песчаной пробки акустической волной, математически

сводится к решению уравнения распространения акустической волны в неоднородной среде. Отметим, что этот вопрос в такой постановке не решён.

Исследованию распространения акустических волн в реальной жидкости посвящены различные математические модели. Для рассматриваемого случая удобно пользоваться моделью, предложенной Ландау-Лифшиц [151]:

$$\frac{\partial P}{\partial \alpha} = -\frac{1}{c} \frac{\partial P}{\partial t} + a(x) \frac{\partial^2 P}{\partial t^2}$$

$$a(x) = \frac{1}{2\rho c^3} \left[\left(\xi + \frac{4}{3}\eta \right) + k \left(\frac{1}{c_v} - \frac{1}{c_p} \right) \right] \quad (5.1)$$

где c – скорость распространения акустических волн;

η – сдвиговая вязкость; ξ – объёмная вязкость;

ρ – плотность жидкости; c_p и c_v – теплоёмкость жидкости, при постоянном давлении и объёме, соответственно.

Если поле акустического давления известно, то из (5.1) определяем искомую величину $a(x)$:

$$a(x) = \left(\frac{\partial P}{\partial x} + \frac{1}{c} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} \right) \cdot \left(\frac{\partial^2 P}{\partial t^2} \right)^{-1} \quad (5.2)$$

В случаях, когда поле акустического давления не известно, то необходимо найти искомую величину $a(x)$ из решения уравнения (5.1).

Следовательно, зависимость изменения реологических параметров нефти от глубины скважины математически сводится к решению обратной задачи для уравнения (5.1). Обратная задача заключается в определении $a(x)$ из решения уравнения (5.1) при известных информациях об изменении фронта акустической волны во времени на двух сечениях скважины.

В связи с отмеченным, начальные и граничные условия задаются в виде:

$$P(x, 0) = 0, \quad \frac{\partial P}{\partial t}(x, 0) = 0, \quad P(0, t) = \Phi(t), \quad P(\ell, t) = \varphi(t) \quad (5.3)$$

Решая дифференциальное уравнение (5.1) с применением преобразования Лапласа, будем иметь:

$$\frac{d\tilde{P}}{dx} = \left[-\frac{s}{c} + s^2 a(x) \right] \tilde{P}; \quad \tilde{P}(x, s) = \int_0^\infty P(x, t) e^{-st} dt \quad (5.4)$$

Принятые условия в (5.3) в изображениях имеет вид:

$$\tilde{P}(0, s) = \tilde{\Phi}(s) = \int_0^\infty \Phi(t) e^{-st} dt; \quad \tilde{P}(\ell, s) = \tilde{\varphi}(s) = \int_0^\infty \varphi(t) e^{-st} dt \quad (5.5)$$

При распространении акустических волн в жидкости происходит сжатие и расширение жидкости, что является причиной возникновения второй вязкости ξ , которая называется объёмной вязкостью.

О вязкости нефти судят по данным экспериментов, проведённых с образцами, отобранными при выходе из скважины. Эти данные о вязкости нефти, и, вообще, о всех реологических параметрах нефти, не соответствуют значениям параметров в реальных условиях.

Частицы твёрдых тел, поступившие из пласта в скважину, не полностью выносятся нефтью на дневную поверхность. Оставшиеся частицы твёрдых тел в скважине во взвешенном состоянии распределены по высоте не равномерно. На забое число их максимально, а по мере приближения к устью, уменьшается. Из физических соображений можно принять, что взвешенные в скважине частицы твёрдых тел в нефти подчиняются распределению Больцмана. Если начало координат поместить на устье скважины, тогда:

$$n = n_0 \exp(kx), \quad \rho(x) = \rho_0 \exp(kx) \quad (5.6)$$

Для таких двухфазных жидкостей, как неочищенная нефть, коэффициент вязкости не может быть определён по методу, разработанному для однородных жидкостей. Существуют несколько реологических моделей для описания внутреннего трения нефти. В рассматриваемом случае удобно пользоваться

моделью, предложенной Эйнштейном для определения вязкости двухфазных систем [152]:

$$\eta = \eta_0 (1 + 2,5n) \quad (5.7)$$

где η_0 – вязкость чистой жидкости;

η – отношение объёма частиц твёрдых тел к общему объёму жидкости в скважине.

С учётом формулы (5.6), формула (5.7) записывается в виде

$$\eta = \eta_0 \left(1 + 2,5n_0 e^{kx} \right) \quad (5.8)$$

По аналогии к сдвиговой вязкости и объёмная вязкость ξ нефти изменяется при наличии в ней частицы твёрдых тел. Изменение объёмной вязкости, за счёт наличия в ней частиц твёрдых тел, вычислено Бреннером [153] и имеет вид:

$$\xi = \xi_0 \left[1 + n_0 \left(1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{\eta_0}{\xi_0} \right) e^{kx} \right] \quad (5.9)$$

В формулах (5.6), (5.8) и (5.9) постоянный коэффициент « k » характеризует степень изменения ρ , η , ξ от точки к точке с изменением глубины скважины и является мерой диагностирования. Отметим, что для жидкостей $c_p \approx c_v$ и поэтому

$$a(x) = \frac{1}{2\rho c^3} \left(\xi + \frac{4}{3} \cdot \eta \right) = \alpha_0 \cdot e^{kx} + \beta_0 \quad (10)$$

$$\alpha_0 = \frac{1}{2\rho_0 c^3} \left(\xi_0 + \frac{4}{3} \cdot \eta_0 \right);$$

$$\beta_0 = \frac{1}{2\rho_0 c^3} \left[\xi_0 n_0 \left(1 + \frac{4}{3} \cdot \frac{\eta_0}{\xi_0} \right) + \frac{4}{3} \cdot \eta_0 \cdot 2,5n_0 \right]$$

Решение уравнения (5.4) при граничных условиях (5.5) имеет вид:

$$\tilde{\varphi}(s) = \tilde{\Phi}(s) \exp \left\{ -\frac{s}{c} \ell + s^2 \left[\beta_0 \ell + \frac{\alpha_0}{k} (1 - e^{-k\ell}) \right] \right\} \quad (5.11)$$

Для определения значения « k » из уравнения (5.11) применяем метод детерминированных моментов. С этой целью функции $\tilde{\varphi}(s)$ и $\tilde{\Phi}(s)$ разложим в ряды по степеням s , т. е.:

$$\tilde{\varphi}(s) = \varphi_0 + s\varphi_1 + s^2\varphi_2 + \dots; \quad \tilde{\Phi}(s) = \Phi_0 + s\Phi_1 + s^2\Phi_2 + \dots \quad (5.12)$$

где φ_n и Φ_n определяются из выражений:

$$\varphi_n = \int_0^\infty [\varphi_n(\tau) - \varphi_\infty] \frac{\tau^n}{n!} d\tau; \quad \Phi_n = \int_0^\infty [\Phi_n(\tau) - \Phi_\infty] \frac{\tau^n}{n!} d\tau \quad (5.13)$$

Подставляя (5.12) в (5.11) для определения значения « k » мерой диагностирования получим трансцендентное уравнение:

$$\begin{aligned} \frac{\alpha_0}{k} (1 - e^{-k\ell}) = \frac{\varphi_2}{\Phi_0} - \frac{1}{2} \left(\frac{\Phi_1}{\Phi_0} - \frac{\varphi_1}{\Phi_0} \right)^2 + \\ \frac{\Phi_1}{\Phi_0} \left(\frac{\Phi_1}{\Phi_0} - \frac{\varphi_1}{\Phi_0} \right) - \frac{\Phi_2}{\Phi_0} - \beta\ell \end{aligned} \quad (5.14)$$

Учитывая, что $k\ell < 1$, разложим $\exp(-k\ell)$ в ряды и ограничимся первыми тремя членами разложения. При этом имеем:

$$\begin{aligned} k = \frac{2}{\ell} \left\{ 1 - \frac{1}{\alpha_0 \ell} \left[\frac{\varphi_2}{\Phi_0} - \frac{1}{2} \left(\frac{\Phi_1}{\Phi_0} - \frac{\varphi_1}{\Phi_0} \right)^2 + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{\Phi_1}{\Phi_0} \left(\frac{\Phi_1}{\Phi_0} - \frac{\varphi_1}{\Phi_0} \right) - \frac{\Phi_2}{\Phi_0} - \beta\ell \right] \right\} \end{aligned} \quad (5.15)$$

В связи с тем, что, в настоящее время, нет возможности провести прямые эксперименты, по определению закона изменения фронта акустического давления от времени в двух глубинно действующих, нефтяных скважинах, ограничимся косвенными, экспериментальными данными, доказывающими необходимость диагностирования реологических параметров нефти по глубине скважины.

Осциллограмма фронтов акустической волны для двух образцов нефти отобранных из различных глубин действующих скважин на месторождении «Нефтяные камни»

приведена на рис. 5.1. Компьютерная обработка результатов экспериментов показала, что эти кривые могут быть описаны, соответственно, формулами:

$$\Phi(t) = A_1 t \exp(-B_1 t^2), \quad \varphi(t) = A_2 t \exp(-B_2 t^2) \quad (5.16)$$

Реологические параметры исследованных образцов нефти, по лабораторным данным, были следующими: $\rho_o = 780 \text{ кг/м}^3$, $\eta_o = 0,002 \text{ Па}\cdot\text{с}$, $\rho_o = 820 \text{ кг/м}^3$, $\eta_o = 0,003 \text{ Па}\cdot\text{с}$. Численное значение объёмной вязкости ξ_o было принято равным значению сдвиговой вязкости η_o .

Образцы нефти были отобраны из глубины 2200 м, 3500 м. Компьютерное решение уравнения (5.15), с учётом обработки экспериментов по программе «МАТЛАБ», позволило найти среднее значение $k = 1,25 \cdot 10^{-4} \text{ м}^{-1}$.

Чтобы определить насколько найденное значение, для меры диагностирования, « k » соответствует действительности, мы провели натурное измерение гидростатического давления, при бурении нефтяных скважин, глубинным манометром на месторождении «Нефтяные камни». Измерение гидростатического давления, глубинным манометром, в трёх скважинах показали, что до глубин 900 – 1000 м измеренные значения гидростатического давления приблизительно совпадают с вычисленными значениями по формуле $P = \rho_o g H$, где ρ_o – плотность бурового раствора, при выходе из скважины.

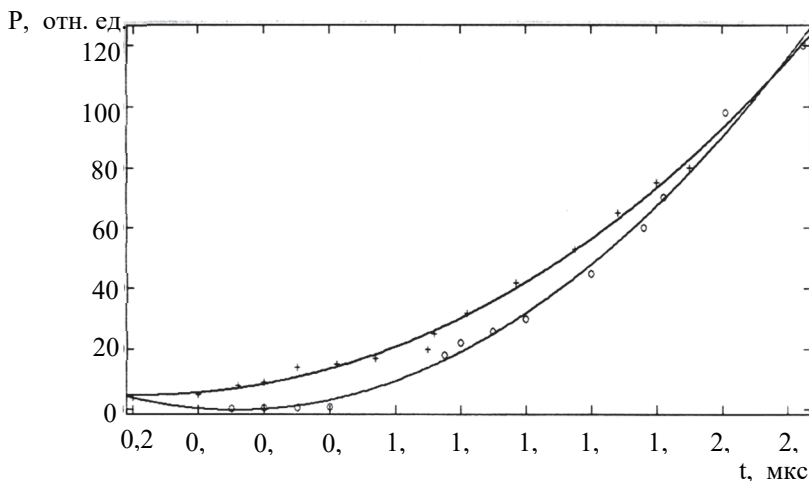


Рис. 5.1. Зависимость амплитуды акустической волны от времени.

На глубине, более 900 – 1000 м, происходит расхождение между вычисленными и измеренными значениями гидростатического давления. Обработка измеренных значений гидростатического давления глубинным манометром до глубин 2000 – 2500 м показал, что измеренное значение гидростатического давления с достаточной точностью могут быть описаны формулой:

$$P = \rho_o g H (1 + k H) = P_o (1 + k H) \quad (5.17)$$

где $k \approx 2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^{-1}$.

Начиная с глубины 2000 – 2500 отклонение измеренного значения гидростатического давления, измеренного глубинным манометром, от вычисленного, соответствует квадратичному закону, т. е. нелинейному закону.

Формула (5.17) представляет собой суммы первых двух членов разложения в ряды более общей формулы, $k \ll 1$:

$$P = P_o \exp(k H), \quad \rho = \rho_o \exp(k H) \quad (5.18)$$

Полученное среднее значение постоянной « k » соответствует значению меры диагностирования, вычисленного по предлагаемому алгоритму.

На основании проведённых исследований диагностирования реологических параметров жидкости в скважине, построена графическая зависимость (рис. 5.2).

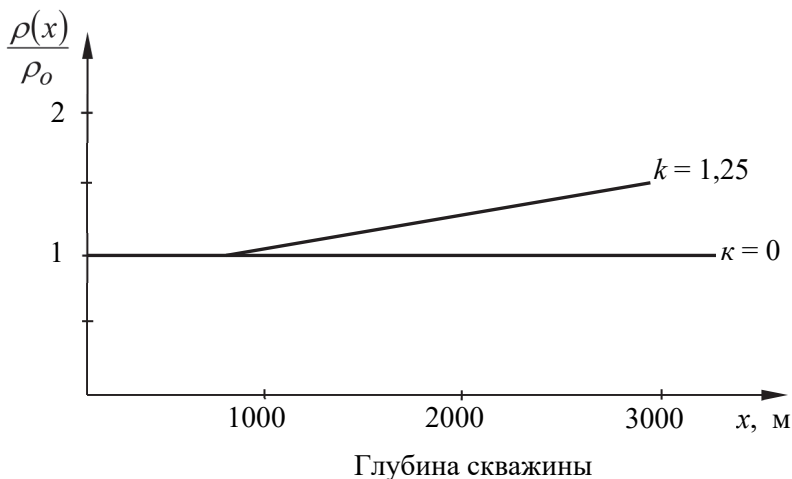


Рис. 5.2. Зависимость изменения относительной плотности нефти от глубины скважины.

На основе проведённых теоретических и экспериментальных исследований можно сделать следующие основные **выводы**:

1. установлено, что частицы твёрдых тел, оставшихся в скважине во взвешенном состоянии, по глубине скважины распределены неравномерно. С увеличением глубины скважины концентрации этих частиц увеличивается;

2. до глубины 900 – 1000 м измеренные значения гидростатического давления в бурящихся скважинах почти совпадают с вычисленными значениями по формуле $P = \rho_0 g H$, где ρ_0 – плотность бурового раствора при выходе из скважины;

3. начиная с глубины скважины 900 – 1000 м и далее, происходит отклонение измеренных значений гидростатического давления от вычисленных. Измерение гидростатического давления в трёх бурящихся скважинах, глубинным манометром, показали, что отклонение измеренного значения гидростатического давления от вычисленного, до глубины 2000 – 2500 м, происходит по линейному закону;

4. частицы твёрдых тел оставшихся в скважине во взвешенном состоянии находятся в поле тяготения Земли и поэтому по глубине скважины они подчиняются распределению Больцмана;

5. Применяя модель Ландау-Лившица о распространении акустических волн в однородной жидкости, разработана математическая модель распространения акустических волн, в неоднородной жидкости, в условиях нефтяных скважин, где реологические параметры жидкости изменяются с глубиной скважины.

5.2. Новые технологии разработки трудноизвлекаемых запасов

Исследованию увеличения нефтеотдачи пластов, являющейся одной из важнейших проблем нефтяной промышленности, посвящено огромное количество работ. Отметим некоторые из них, представляющие интерес для обоснования предлагаемого нами ниже метода повышения нефтеотдачи пластов. В [156], отмечается, что за период существования скважины ее призабойная зона изменяет свое строение, масштабы и гидродинамические свойства. Этот факт свидетельствует о термогидродинамической связи скважины с нефтяным пластом и оказывает существенное воздействие на ее производительность [157, 158, 159]. Отмеченная выше особенность поведения скважины дает возможность сделать вывод о том, что с помощью воздействия на призабойную зону нефтяного пласта различными физическими или химическими

методами можно повысить ее фильтрационные свойства. В настоящее время существует несколько методов воздействия на пласт, которые применяются для улучшения его фильтрационных свойств, такие как химические, механические, тепловые и комбинированные [156, 160]. Физическая суть этих методов заключается в том, что под действием указанных воздействий призабойная зона пласта очищается от различных загрязнений, в результате чего и увеличиваются фильтрационные свойства пород. Существует большое количество экспериментальных работ, обзор которых приведен в [160], свидетельствующих о том, воздействия на нефтеносный пласт вибрации увеличивает приток нефти к скважине. Следует отметить, что к настоящему времени нет единой математической модели, которая позволяла бы рассчитать влияние вибро-акустического воздействия на увеличение добычи нефти [156].

В [161] отмечается, что существующие методы увеличения нефтеотдачи и дебита скважины трудоемки, энергозатратны и экологически не безопасны. Поэтому актуальной является задачи разработки и совершенствования известных технологий, основанных на физическом воздействии на пласт, которые позволяли бы с большей эффективностью извлекать остаточные запасы нефти. Применение для данных целей физические поля можно рассматривать как ресурсосберегающие технологии, причём менее энергозатратные и, соответственно, экономически более целесообразные по сравнению с другими известными методами. Согласно [162], метод акустического воздействия является одним из наиболее перспективных среди волновых методов увеличения дебита скважины. При этом, эффективность самого метода можно существенно повысить за счёт правильного выбора математической модели процесса акустического воздействия на нефть и разработки высокоэффективной аппаратуры.

В [163] дается анализ современного состояния исследований по применению акустического воздействия для

увеличения продуктивности скважин, который основан на использовании теории акустики и волновой механики. В работе отмечается, что нефтяной промышленности характерно последовательное вступление многих залежей нефти в сложную позднюю фазу разработки, когда более половины запасов из них уже отобраны и извлечение оставшихся запасов требует значительных усилий. Существующие методы виброволнового воздействия на пласт, по данным [164, 165], не достаточно эффективны, и в настоящее время необходимо разработать новые методы воздействия на призабойную зону скважины, с целью интенсификации добычи нефти.

В работе [166] отмечается, что снижение дебита нефти при длительной эксплуатации скважины связано с квазицементацией пор нефтяного коллектора, которая приводит к уменьшению его проницаемости. Для восстановления дебита могут быть использованы скважинные ультразвуковые излучатели, осуществляющие акустическое воздействие на призабойную зону, при котором можно ожидать значительное восстановление ее проницаемости. В [167] определено поле давления в пласте с деформируемым коллектором, при виброволновом воздействии на него. Установлено, что степень затухания упругих волн в пласте, с деформируемыми коллекторами, существенно больше по сравнению с недеформируемыми. Проведенный нами анализ работ, посвященных увеличению нефтеотдачи пластов, свидетельствует о необходимости усовершенствования существующих методов.

По нашему мнению, применение импульсной оптоакустической волны, с целью возбуждения остаточной нефти, для её дальнейшего извлечения и очищения, как забоя, так и призабойной зоны нефтеносного пласта от загрязнений твёрдыми частицами является наиболее эффективным [200]. Импульсная оптоакустическая волна – это акустическая волна, возникающая при взаимодействии мощного лазерного излучения с тонким слоем сильнопоглощающей среды [168]. Практическое преимущество этой волны состоит в том, что

акустическое давление при этом может достигать значений вплоть до $10^8 \div 10^9$ Па, и параметры лазерного излучения управляемы. Такое большое акустическое давление возникает за счёт большой мощности импульсного лазерного излучения и малой длительностью импульса, которая недоступна другими методами.

Термооптическое возбуждение и распространение импульсной оптоакустической волны в вязкой и теплопроводящей жидкости описывается математической моделью, предложенной в [169]. Для одномерного случая в однородной среде с постоянными теплофизическими и акустическими свойствами жидкости это уравнение имеет вид:

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial t^2} - c_0^2 \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} - \frac{1}{\rho} \left(\xi + \frac{3}{4} \eta \right) \frac{\partial^3 \varphi}{\partial t \partial z^2} = - \frac{ac_0^2 \beta}{c_p \rho} J_0 e^{-az} f(t) \quad (5.2.1)$$

здесь введены следующие обозначения: $\varphi(z, t)$ – скалярный потенциал поля скоростей, $v = \text{grad } \varphi$, c_0 – скорость распространения оптоакустической волны в жидкости, α – коэффициент поглощения лазерных лучей, η – сдвиговая вязкость жидкости, ξ – её объёмная вязкость, ρ_0 – плотность жидкости, c_0 – начальная теплоёмкость, c_p – теплоёмкость при постоянном давлении, β – коэффициент объёмного расширения, J_0 – интенсивность лазерного излучения, $J = J_0 f(t)$ – изменение со временем интенсивности лазерного излучения. В [165] рассмотрен случай возникновения и распространения импульсной акустической волны в однородной жидкости с постоянными теплофизическими свойствами без учёта влияния вязкости, другими словами, жидкость принималась идеальной $\eta = 0$, $\xi = 0$. Применительно к жидкостям в нефтяной скважине подобное приближение неверно, так как нефть (как и многие другие жидкости, задействованные в нефтяной промышленности) существенно неоднородна, что необходимо учесть при составлении математической модели.

Вышеприведённую математическую модель распространения оптоакустической волны в неоднородной среде, описываемую уравнением (1), обобщим на случай переменных теплофизических параметров, который имеет место при взаимодействии мощного излучения со средой

$$\begin{aligned} \frac{\partial^2 \varphi}{\partial t^2} - c_0^2 \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} - \frac{1}{\rho(z)} \left(\xi(Z) + \frac{3}{4} \eta(Z) \right) \frac{\partial^3 \varphi}{\partial t \cdot \partial z^2} = \\ = - \frac{ac_0^2 \beta(z)}{c_p \rho(z)} J_0 e^{-az} f(t) \end{aligned} \quad (5.2.2)$$

Неоднородность нефти в скважине в основном обусловлена двумя причинами: 1) изменением температуры в скважине с глубиной, что приводит к изменению коэффициента объёмного расширения (будем её называть тепловой неоднородностью) и 2) нефть в скважине содержит твёрдые частицы (частицы пород, солей, песков и т. д.), которые неравномерно распределены по стволу скважины. Частицы твёрдых тел, оставшиеся в скважине во взвешенном состоянии, находятся в поле тяжести земли и, поэтому, подчиняются распределению Больцмана. Эту неоднородность будем называть гравитационной.

Если начало координат поместить на устье скважины, то применительно к условиям нефтяной скважины выше отмеченные неоднородности можно математически описать следующими формулами

$$\beta(z) = \beta_0 \exp(k_1 z), \quad \rho(z) c_p(z) = \rho_0 c_{p0} \exp(k_2 z) \quad (5.2.3)$$

где k_1 и k_2 – коэффициенты, определяющие тепловую и гравитационную неоднородность.

Логично принять, что и другие теплофизические параметры нефти также меняются с глубиной скважины согласно больцмановскому распределению

$$\eta(z) = \eta_0 \exp(k_3 \cdot z) \quad \xi(z) = \xi_0 \exp(k_4 \cdot z) \quad (5.2.4)$$

Применяя спектральный метод к решению дифференциального уравнения (2) с переменными коэффициентами при нулевых начальных и соответствующих граничных условиях, можно в принципе построить точное аналитическое решение задачи. Однако, полученное решение будет математически громоздким и неэффективным для практического анализа.

Решение задачи можно несколько упростить, если рассматривать случай, когда влиянием вязкости нефти на распространение оптоакустических волн можно пренебречь. В этом приближении скорость частиц среды определяется по формуле

$$v(z, t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{\alpha(\alpha + k_1 - k_2) \beta_0 J_0 \tilde{f}(\omega)}{c_{p0} \rho_0 \left[(\alpha + k_1 - k_2)^2 + \frac{\omega^2}{c_0^2} \right]} \exp \left[-i\omega \left(t - \frac{z}{c_0} \right) \right] d\omega \quad (5.2.5)$$

Принимая во внимание то обстоятельство, что в плоской бегущей волне колебательная скорость и акустическое давление связаны соотношением акустического давления имеем

$$P(z, t) = \frac{1}{2\pi} \frac{c_0}{c_{p0}} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{\alpha(\alpha + k_1 - k_2) \beta_0 J_0 \tilde{f}(\omega)}{\left[(\alpha + k_1 - k_2)^2 + \frac{\omega^2}{c_0^2} \right]} \times \\ \times \exp \left[-i\omega \left(t - \frac{z}{c_0} \right) \right] d\omega \quad (5.2.6)$$

Для случая коротких лазерных импульсов во всей области частот возбуждения звука спектр интенсивности лазерных лучей можно считать постоянной

$$J_0 \tilde{f}(\omega) = J_0 \tilde{f}(\omega = 0) = J_0 \int_{-\infty}^{+\infty} f(t) dt = E_0 = const \quad (5.2.7)$$

С учётом последней формулы (5.2.7) акустическое давление определяется по формуле

$$P(z, t) = \frac{a\beta_0 c_0^2 E_0}{2c_p} \exp \left[-(\alpha + k_1 - k_2)c_0 \left(t - \frac{z}{c_0} \right) \right] \quad (5.2.8)$$

В случае однородной жидкости $k_1 = 0$ и $k_2 = 0$ формула (5.2.8) еще более упростится и примет вид

$$P(z, t) = \frac{a\beta_0 c_0^2 E_0}{2c_p} \exp \left[-\alpha c_0 \left(t - \frac{z}{c_0} \right) \right] \quad (5.2.9)$$

Относительное изменение амплитуды акустического давления при распространении сигнала в неоднородной жидкости можно вычислить следующим образом

$$\frac{P(z, t)}{P_0(z, t)} = \exp \left[-(k_1 - k_2)c_0 \left(t - \frac{z}{c_0} \right) \right] \quad (5.2.10)$$

Из формулы (5.2.10) следует, что относительное изменение амплитуды акустического давления помимо длительности лазерного импульса $c_0 \left(t - \frac{z}{c_0} \right)$ зависит также и от разности неоднородностей, обусловленной градиентом температуры, т. е. коэффициента k_1 и от неоднородности, обусловленной градиентом плотности, т. е. коэффициента k_2 . Здесь возможны три случая:

1) Указанные коэффициенты равны $k_1 = k_2$, другими словами, меры тепловой и гравитационной неоднородностей равны, они компенсируют друг друга, и поэтому из решения (5.2.10) следует $\frac{P(z, t)}{P_0(z, t)} = 1$ физически это означает, что отмеченные неоднородности не влияют на изменение амплитуды оптоакустического давления;

2) $k_1 > k_2$, т. е. мера тепловой неоднородности больше гравитационной. При этом с увеличением длительности лазерного импульса относительное изменение акустического давления экспоненциально уменьшается (рис. 5.1).

3) $k_1 < k_2$, т. е. мера тепловой неоднородности меньше гравитационной. При этом относительное изменение

амплитуды акустического давления экспоненциально растет с увеличением

длительности лазерного импульса (рис. 5.2).

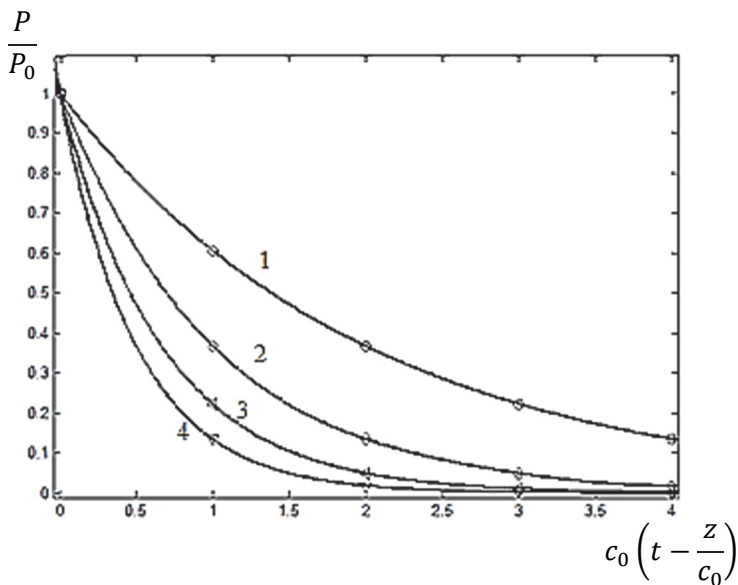


Рис. 5.3. График зависимости $\frac{P}{P_0}$ от $c_0 \left(t - \frac{z}{c_0} \right)$
(при значениях $\Delta K = 0,5$ (кривая 1), $\Delta K = 1$ (кривая 2),
 $\Delta K = 1,5$ (кривая 3), $\Delta K = 2$ (кривая 4)).

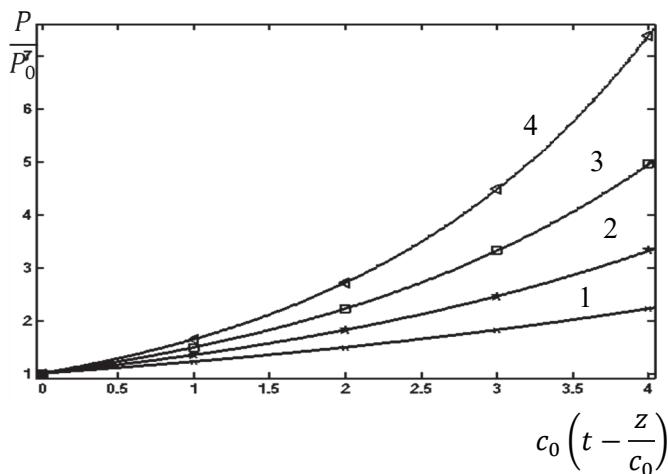


Рис. 5.4. График зависимости $\frac{P}{P_0}$ от $c_0(t - \frac{z}{c_0})$ (при значениях $\Delta K = -0,2$ (кривая 1), $\Delta K = -0,3$ (кривая 2), $\Delta K = -0,4$ (кривая 3), $\Delta K = -0,5$ (кривая 4)).

Из сравнения рисунков 5.1 и 5.2 следует, что с целью повышения эффективности применения импульсной оптоакустической волны необходимо реализовать условие $k_1 < k_2$, т.е. неоднородность нефти в скважине, обусловленная изменением температуры с глубиной должна быть минимальной, что соответствует близости (в идеальном случае, равенства) температур нефти на забое и устье. Для этого необходимо охлаждать забой скважины, например, продуванием холодного воздуха. При соблюдении указанного условия акустическое давление с минимальными потерями достигает забоя скважины. В этом случае импульсная, оптоакустическая волна, очищая забой скважины и призабойную зону нефтеносного пласта, возбуждает неподвижную (остаточную) нефть, сообщая ей определенную энергию, так как остаточная нефть поглощает энергию акустической волны. С другой стороны,

при охлаждении забоя скважины, создаётся разность температур между пластом и скважиной. Эта разность температур по эффекту Кнудсена (Гуляев и др., 2018) создаёт разность давлений

$$\Delta P_0 = \alpha (T_{\text{пл}} - T_{\text{скв}}) \quad (5.2.11)$$

здесь α – коэффициент Кнудсена. В результате этих двух эффектов остаточная нефть под действием разности давлений

$$\Delta P_0 = (P_{\text{пл}} - P_{\text{скв}}) + \alpha (T_{\text{пл}} - T_{\text{скв}}) \quad (5.2.12)$$

начинает двигаться, что в конечном результате приводит к увеличению дебита скважины. Если же забой скважины нагревать, как это делается принятыми в настоящее время технологиями, то эффект от извлечения остаточной нефти как раз уменьшается из-за противодействия, связанного с вышеотмеченным эффектом Кнудсена. В последнем случае уже $T_{\text{скв}} > T_{\text{пл}}$ и, соответственно,

$$\Delta P_0 = (P_{\text{пл}} - P_{\text{скв}}) - \alpha (T_{\text{пл}} - T_{\text{скв}}) \quad (5.2.13)$$

В этом и заключается принципиальная разница способа воздействия, предложенного нами, от всех ныне существующих.

На основе анализа результатов существующих методов воздействия на пласт с целью повышения его нефтеотдачи можно сделать следующие выводы:

1. Даже комбинированные виброволновые воздействия с привлечением нагрева призабойной зоны являются недостаточно эффективными. При этом, не учитывается влияние одного из важных эффектов теплофизики – эффекта Кнудсена, суть которого заключается в том, что разность температур между пластом и скважиной создает дополнительную разность давлений. При нагревании забоя скважины создается противодействие, которое уменьшает фильтрационные свойства пласта.
2. С целью повышения эффективности применения виброволновых воздействий на нефтяной пласт мы предлагаем

применить импульсную оптоакустическую волну с учётом эффекта Кнудсена.

3. В соответствии с предлагаемой нами методикой сначала необходимо максимально снизить тепловую неоднородность охлаждением забоя скважины (например, продуванием холодного воздуха) с таким расчётом, чтобы температура на забое скважины $T_{заб}$ мало отличалась бы от температуры на устье, так чтобы удовлетворялось условие $\Delta T = T_{заб} - T_{уст} \rightarrow \min$. В этом случае создаётся благоприятное условие для максимального воздействия на нефтеотдачу пласта от эффекта Кнудсена.

4. После этого, импульсная оптоакустическая волна со скоростью $c_0 = 1250 \div 1300$ м/сек и амплитудой давления $10^8 \div 10^9$ Па распространяясь в скважине за время порядка $3 \div 4$ сек доходит до забоя. Проникая в нефтяной пласт и сообщая некоторую энергию неподвижной (остаточной) нефти, данная волна возбуждает ее. Возбужденная, ранее неподвижная нефть начинает двигаться под действием общей разности давлений, определяемой по формуле (5.2.12).

5.3. Осаждение твердых частиц в нефтяных суспензиях

При движении нефти в скважине частицы твёрдых тел частично остаются в скважине во взвешенном состоянии. Частицы твёрдых тел, оставшихся в скважине, распределены по глубине не равномерно, на забое число их максимально и с высотой они уменьшаются. Так как, эти частицы находятся в поле тяготения земли, они по стволу скважины подчиняются распределению Больцмана, т. е.

$$n = n_0 e^{-kh} \quad n(0) = n_0 \quad (5.3.1)$$

В связи с этим плотность нефти в скважине изменяется с высотой, согласно распределению Больцмана:

$$\rho_n(h) = \rho_0 e^{-kh} \quad (5.3.2)$$

Вязкость нефти в скважине можно определять по формуле Эйнштейна:

$$\eta(h) = \eta_0 \left[1 + 2,3 \cdot \frac{V_0}{V_n} e^{-kh} \right] \quad (5.3.3)$$

где V_0 – объём частиц, оставшихся в скважине во взвешенном состоянии, V_n – общий объём чистой нефти.

Некоторая часть частиц твёрдых тел, оставшихся во взвешенном состоянии в скважине, осаждаются, под действием силы тяжести.

Для простоты изложения принимается, что частицы твёрдых тел в нефти имеют шарообразную форму с радиусом r и сила сопротивления определяется по формуле Стокса $6\pi\eta r v$.

С учётом архимедовой силы составим уравнение движения частицы:

$$mg = 6\pi\eta r v \quad \text{или} \quad (\rho_r - \rho_n) \frac{3}{4} \pi r^3 g = 6\pi\eta r v \quad (5.3.4)$$

С учётом формул (2) и (3) скорость осаждения частиц определяется по формуле:

$$v = \frac{2r^2 g (\rho_r - \rho_0 e^{-kh})}{9\eta_0 \left(1 + 2,5 \frac{V_0}{V_n} e^{-kh} \right)} \quad (5.3.5)$$

Из (5) видно, что скорость осаждения частиц различна на различной глубине скважины. Ближе к поверхности земли $h = h_0$ максимальна и как плотность, так и вязкость минимальны, поэтому скорость осаждения максимальна. Ближе к забою скважины, наоборот, плотность и вязкость максимальны, а скорость осаждения минимальна. Причём, изменение скорости осаждения частицы с высотой подчиняется экспоненциальному закону. Формула (5) позволяет найти время осаждения части оставшихся в скважине во взвешенном состоянии. Для этой цели формулу (5) перепишем в следующем виде:

$$\int_{h_0}^h \frac{\left(1 + 2,5 \frac{V_0}{V_n} e^{-kh} \right) dh}{1 - \frac{\rho_0}{\rho_r} e^{-kh}} = - \frac{2gr^2 \rho_r}{9\eta_0} \cdot t \quad (5.3.6)$$

Раскрывая интеграл в уравнении (6) имеем:

$$h = h_o - \frac{1}{k} \left(1 + 2,5 \frac{V_o \rho_o}{V_n \rho_r} \right) \ln \frac{\left(1 - \frac{\rho_o}{\rho_r} e^{-kh} \right)}{\left(1 - \frac{\rho_o}{\rho_r} e^{-kh_o} \right)} - \frac{2gr^2 \rho_r \cdot t}{9\eta_o} \quad (5.3.7)$$

Из (5.3.7) следует, что при $t = 0$ $h = h_o = \text{const}$.

Уравнение (5.3.6) относительно h трансцендентное и, поэтому его решение строится приближённо.

Учитывая, что $kh < 1$ и $kh_o < 1$, разлагая e^{-kh} и e^{-kh_o} в ряды и ограничиваясь первыми двумя членами разложения уравнение (5.3.7) приводится к следующему виду:

$$h = h_o - \frac{1}{k} \left(1 + 2,5 \frac{V_o \rho_r}{V_n \rho_o} \right) \ln \frac{h}{h_o} - \frac{2gr^2 \rho_r \cdot t}{9\eta_o} \quad (5.3.8)$$

Для решения уравнения (5.3.8) применим метод последовательного приближения. В первом приближении в правой части уравнения (5.3.8) принимали $\ln \frac{h}{h_o} = 0$, тогда

$$h^{(1)} = h_o - \frac{2gr^2 \rho_r \cdot t}{9\eta_o} \quad (5.3.9)$$

Значение h в первом приближении подставляем в правую часть уравнения (5.3.8). Находим значение h во втором приближении:

$$h^{(2)} = h_o - \frac{1}{k} \left(1 + 2,5 \frac{V_o \rho_r}{V_n \rho_o} \right) \ln \frac{h^{(1)}}{h_o} - \frac{2gr^2 \rho_r \cdot t}{9\eta_o}$$

или

$$h^{(2)} = h_o - \frac{1}{k} \left(1 + 2,5 \frac{V_o \rho_o}{V_n \rho_r} \right) \ln \left(1 - \frac{2gr^2 \rho_r \cdot t}{9\eta_o h_o} \right) - \frac{2gr^2 \rho_r \cdot t}{9\eta_o} \quad (5.3.10)$$

Этот процесс продолжается до тех пор, когда два последующие значения h приблизительно совпадут.

Из формулы (5.3.7) можно найти время осаждения частиц в нефти (в суспензии).

Время осаждения частиц в суспензии определяется из условия при $t = t_o$ $h = 0$:

$$t = \frac{9\eta_o h_o}{2gr^2 \rho_n} \left[1 - \frac{1}{kh_o} \left(1 + 2,5 \frac{V_o \rho_o}{V_n \rho_r} \right) \ln \frac{\left(1 - \frac{\rho_o}{\rho_r} \right)}{\left(1 - \frac{\rho_o}{\rho_r} e^{-kh_o} \right)} \right] \quad (5.3.11)$$

Формула (5.3.11) учитывает неравномерное распределение частиц в нефти в скважине. Во всех существующих работах, посвящённых осаждению частиц в суспензии, принимается [170, 171, 172, 173], что частицы твёрдых тел равномерно распределены в скважине и время осаждения частиц определяется по формуле:

$$t = \frac{9\eta_o h_o}{2gr^2\rho_n} \quad (5.3.12)$$

Из сравнения (5.3.11) и (5.3.12) имеем:

$$\frac{t_0}{t_1} = 1 - \frac{1}{kh_o} \left(1 + 2,5 \frac{V_o \rho_o}{V_n \rho_r} \right) \ln \frac{\left(1 - \frac{\rho_o}{\rho_r} \right)}{\left(1 - \frac{\rho_o}{\rho_r} e^{-kh_o} \right)} \quad (5.3.13)$$

Из (5.3.13) видно, что относительное увеличение времени осаждения в суспензии, при прочих равных условиях, зависит от неравномерного распределения частиц в скважине.

На основании проведённых исследований можно сделать следующие выводы:

1) во всех опубликованных работах, посвящённых осаждению частиц в суспензии не учтено неравномерное распределение этих частиц в скважине;

2) наличие частиц твёрдых тел в нефти приводит к увеличению всех реологических параметров суспензии;

3) учитывая, что частицы твёрдых тел, находящихся во взвешенном состоянии в скважине находятся в поле тяготения Земли, то они подчиняются распределению Больцмана. На забое концентрация этих частиц максимально и с увеличением высоты

уменьшается;

4) составлена гидродинамическая модель осаждения частиц в суспензии с учётом Больцмановского распределения этих частиц в скважине;

5) больцмановское распределение частиц твёрдого тела в суспензии, находящейся в поле тяготения земли, приводит к существенному увеличению времени осаждения;

б) вязкость суспензии, находящейся в поле тяготения Земли, должна быть определена по формуле Эйнштейна, с учётом Больцмановского распределения частиц в суспензии.

5.4. Влияние электрических и магнитных полей на процессы осаждения

В процессе эксплуатации нефтяных скважин вместе с добываемой жидкостью в скважину приносится и пластовый песок, крупные зёрна которого, осаждаясь внутри колонны, пос-тепенно закупоривают фильтровую часть скважины и в конеч-ном итоге способствуют образованию песчаной пробки [174 – 176]. Поступление песка из пласта в скважины является одним из самых распространённых явлений, ухудшающих коллектор-ские свойства пласта и состояние скважин. Так, вынос песка из пласта сопровождается образованием каверн за эксплуатацион-ной колонной, которая приводит к разрушению ствола скважи-ны, а также и эксплуатационной колонны [177 – 180]. Например, по данным [179] каждый год в ПО «Азнефть» число подземных ремонтных работ, связанных с поступлением песка из пласта, составляет 40256, а промывка песчаных пробок – 13116 скважинно-операций.

Основными проблемами, возникающими при промывке скважин на месторождениях с АНПД, являются поглощение промывочной жидкости в процессе удаления песка и загрязнение продуктивного горизонта [177, 181]. Например, в ПО «Азнефть», в частности, в НГДУ им. Г.З. Тагиева, во многих скважинах, во-время промывки восстановить циркуляцию не удаётся, хотя промывка продолжается часами. В результате вся промывочная жидкость (пластовая вода) и твёрдая фаза в колонне заново поступает в пласт. Этим и загрязняется продуктивный горизонт, вызывая другие тяжёлые последствия.

В связи с изложенным представляет интерес изучение механизма осаждения твёрдых тел в жидкости (например, в ПО

«Азнефть», где высота песчаных пробок в эксплуатационной колонне каждый год составляет в среднем около 655800 м, [179]).

При движении проводящей неоднородной жидкости в трубе частицы твёрдых тел, взвешенных в жидкости, электризуются от трения. Под действием некоторых сил часть этих частиц осаждается. Скорость осаждения этих частиц зависит от многих факторов. В данной работе рассматривается влияние электрического и магнитного полей на скорость осаждения частиц твёрдых тел в проводящей жидкости [179].

В рассматриваемом случае учитываются следующие силы, действующие на частицы:

- 1) сила тяжести;
- 2) сила сопротивления жидкости, которая пропорциональна первой степени скорости, т. е. $-kV$, где k – коэффициент пропорциональности;
- 3) сила, действующая на наэлектризованную частицу со стороны электрического и магнитного полей, которая определяется по формуле $q(E+VB)$, где q – заряд частицы, E – напряжённость электрического поля, B – индукция магнитного поля, V – скорость осаждения частиц в жидкости. Применяя второй закон Ньютона, уравнение движения частицы может быть представлено в следующей форме:

$$m \frac{dV}{dt} = \sum_{i=1}^3 f_i = mg - kV + q(E + VB) \quad (5.4.1)$$

Это уравнение может быть записано в виде:

$$m \frac{dV}{dt} = mg + qE - V(k - qB) \quad (5.4.2)$$

Интегрируя уравнение (2) при условии $V = 0$ при $t = 0$ имеем:

$$V(t) = \frac{(mg+qE)}{(k-qB)} \left[1 - \exp\left(-\frac{k-qB}{m}t\right) \right] \quad (5.4.3)$$

Формулу (5.4.3) перепишем в следующей форме:

$$V(t) = \frac{mg(1+\frac{qE}{mg})}{k(1-\frac{qB}{k})} \left[1 - \exp\left(-\frac{k}{m}\left(1-\frac{qB}{m}\right)t\right) \right] \quad (5.4.4)$$

По физическому смыслу $\frac{qE}{mg} > 0$, $V > 0$, поэтому из (5.4.4) следует, что $\frac{qB}{k} < 1$.

При отсутствии электрического и магнитного полей, т. е. когда $E = 0$, $B = 0$, формула (5.4.4) имеет вид:

$$V_0(t) = \frac{mg}{k} \left[1 - \exp\left(-\frac{k}{m}t\right) \right] \quad (5.4.5)$$

Из сравнения формул (5.4.4) и (5.4.5) имеем:

$$\frac{V(t)}{V_0(t)} = \frac{\left(1+\frac{qE}{mg}\right)}{\left(1-\frac{qB}{k}\right)} \cdot \frac{\left[1-\exp\left(-\frac{k}{m}\left(1-\frac{qB}{m}\right)t\right)\right]}{\left[1-\exp\left(-\frac{k}{m}t\right)\right]} \quad (5.4.6)$$

Формула (5.4.6) позволяет оценить влияние напряжённости электрического и магнитного полей на скорость осаждения частиц твёрдого тела в неоднородной жидкости.

Интегрируя уравнение (5.4.3) определяем путь, пройденный частицей в жидкости.

$$h(t) = \frac{(mg+qE)}{(k-qB)} \left[t - \frac{m}{(k-qB)} \cdot \left(1 - \exp\left(-\frac{k-qB}{m}t\right) \right) \right] \quad (5.4.7)$$

Время осаждения определяется из условия $h(t) = h_0$ при $t = t_0$. При этом условии из (5.4.7) имеем следующее уравнение для определения времени осаждения.

$$t_0 - \frac{m}{(k-qB)} \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{k-qB}{m}t\right) \right] = \frac{h_0(k-qB)}{(mg+qB)} \quad (5.4.8)$$

Видно, что уравнение трансцендентное, поэтому для его решения применяем метод последовательного приближения. В первом приближении принимаем, что $\exp\left[-\frac{(k-qB)t_0}{m}\right] = 0$ и для значения времени осаждения в первом приближении из (5.4.8) имеем:

$$t_1 = \frac{m}{(k-qB)} + \frac{h_0(k-qB)}{(mg+qB)} \quad (5.4.9)$$

Подставляя значение t_1 из (5.4.9) в правую часть формулы (5.4.8) находим значение времени осаждения частиц в

жидкости во втором приближении:

$$t_2 = \frac{m}{(k-qB)} \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{(k-qB)t_1}{m}\right)\right] + \frac{h_0(k-qB)}{(mg+qB)} \quad (5.4.10)$$

Этот процесс продолжается до тех пор, пока значения t в двух последующих значениях приблизительно будут равны.

Рассмотрим некоторые частные случаи формулы (5.4.6). Из формулы (5.4.6) следует, что при отсутствии электрического и магнитного полей, т. е. когда $E = 0$, $B = 0$, $\frac{V(t)}{V_0} = 1$, что и следовало ожидать.

При достаточно больших значениях времени, что соответствует стационарному осаждению частиц в жидкости, из формулы (5.4.6) получим:

$$\frac{V(\infty)}{V_0} = \frac{\left(1 + \frac{qE}{mg}\right)}{\left(1 - \frac{qB}{k}\right)} \quad (5.4.11)$$

Эта формула может быть преобразована к виду

$$\frac{V(\infty)}{V_0} = 1 + q \left(\frac{E}{mg} + \frac{B}{k} \right) \quad (5.4.12)$$

При этом учтено, что $\frac{qB}{k} < 1$, $\frac{q^2 EB}{k mg} \ll 1$.

Из формулы (5.4.12) следует, что при стационарном осаждении частиц в жидкости скорость осаждения линейно зависит как от напряжённости электрического поля, так и индукции магнитного поля.

При наличии только электрического поля, т. е. когда магнитное поле отсутствует, $B = 0$, формула для определения скорости осаждения имеет вид:

$$\frac{v(t)}{v_o(t)} = \left(1 + \frac{qE}{mg}\right) \quad (5.4.13)$$

А в случае, когда электрическое поле отсутствует, т. е. $E = 0$, имеем следующую формулу:

$$\frac{v(t)}{v_o(t)} = \left(1 - \frac{qB}{k}\right)^{-1} \cdot \frac{[1 - \exp\left(-\frac{k}{m}\left(1 - \frac{qB}{k}\right)t\right)]}{[1 - \exp\left(-\frac{k}{m}t\right)]} \quad (5.4.14)$$

Для проведения вычисления по формуле (5.4.6) и с учётом влияния E и B на скорость осаждения частиц, формулу (6) приведём к виду

$$\frac{v(t)}{v_o(t)} = a \cdot \frac{1 - \exp(-b)}{1 - \exp(-c)} \quad (5.4.15)$$

где введены следующие обозначения:

$$a = \frac{\left(1 + \frac{qE}{mg}\right)}{\left(1 - \frac{qB}{k}\right)}; \quad b = \frac{k}{m}\left(1 - \frac{qB}{k}\right)t, \quad c = \frac{k}{m}t$$

Вычисления проведены для следующих значений:

$a = 1,2; 1,5; 1,8; \quad b = 0,8; 0,5; 0,2; \quad c = 0,2; 0,6; 0,8.$

Результаты вычислений представлены на рисунке. Из этого рисунка следует, что с увеличением напряжений электрического и магнитного полей скорость осаждения частиц увеличивается.

На основании проведённых исследований можно сделать следующие выводы.

1) Составлена гидродинамическая модель осаждения частиц твёрдых тел в нефти с учётом влияния электрического и магнитного полей.

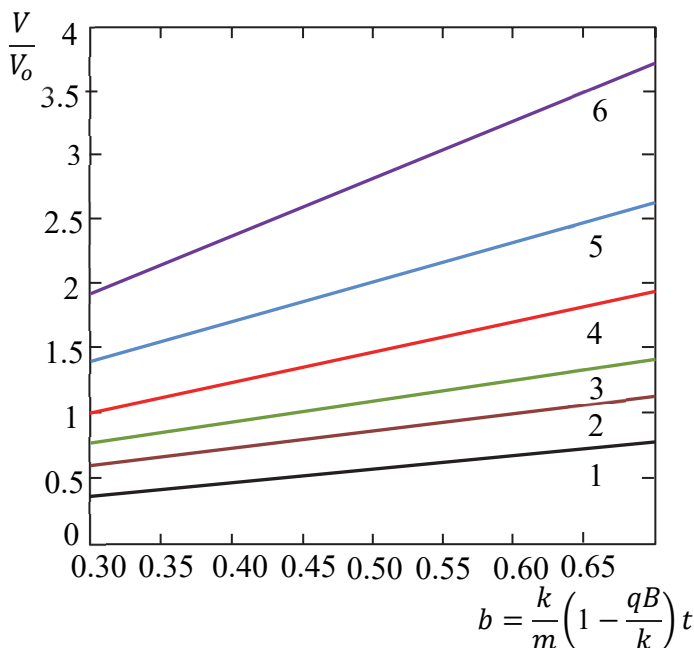


Рис. 5.5. Зависимость относительной скорости осаждения частиц от напряжённостей магнитного и электрического полей (1. $a = 1,2$; 2) $a = 1,3$; 3) $a = 1,4$; 4) $a = 1,5$; 5) $a = 1,6$; 6) $a = 1,8$)

2) На основании выведенных формул оценено влияние напряжений электрического и магнитного полей на скорость осаждения частиц в нефти.

3) Установлено, что скорость осаждения частиц в нефти линейно зависит как от напряжённости электрического поля, так и индукции магнитного поля.

5.5. Методы определения гидростатического давления в неоднородных средах

Применяя распределение Больцмана к сильно неоднородным жидкостям как в процессе бурения (буровой и цементный раствор) нефтяных скважин, так и в процессе эксплуатации нефтяных скважин, так и в процессе эксплуатации нефтяных месторождений (нефть, поступивший из пласта в скважину) предложена новая формула для определения гидростатического давления непосредственно в условиях действующей скважины.

Как известно, в настоящее время гидростатическое давление столба жидкости как в процессе бурения, так и в процессе эксплуатации нефтяных месторождений, определяется формулой, выведенной для однородной жидкости.

Для однородных несжимаемых жидкостей гидростатическое давление столба жидкости определяется по известной формуле:

$$P_o = \rho_o g h \quad (5.5.1)$$

здесь ρ_o – плотность жидкости, которая принимается постоянной и одинаковой по всей столбе жидкости.

Как известно, все реальные жидкости в природе неоднородные и в поле тяготения Земли эта неоднородность проявляет себя достаточно заметно. Жидкости, используемые при бурении нефтяных скважин и нефть, поступившая из пласта в скважину, относятся к сильно неоднородным жидкостям. Очевидно, для сильно неоднородных жидкостей применение формулы (5.5.1) для гидростатических расчётов при проектировании и добыче нефти может привести к значительной ошибке [191]. В связи с отмеченным возникает необходимость определения гидро-статического давления неоднородных жидкостей, находящихся в поле тяготения Земли. Так, например, в процессе бурения нефтяных скважин ни все выбуренные частицы пород выносятся буровым раствором на дневную поверхность. Определённая часть этих

частиц остаются в затрубном пространстве скважины, во взвешенном состоянии, которые, увеличивая плотность бурового раствора, создают дополнительное гидростатическое давление. С учётом отмеченного, гидростатическое давление бурового раствора на забой скважины может быть определено по формуле [192]:

$$P = P_o + \Delta p = \rho_o gh + \Delta \rho_o gh = \rho_o gh \left(1 + \frac{\Delta \rho}{\rho_o} \right) \quad (5.5.2)$$

здесь ρ_o – плотность бурового раствора при выходе из скважины, $\Delta \rho$ – увеличение плотности бурового раствора за счёт выбуренных пород, оставшихся во взвешенном состоянии в скважине, h – глубина скважины.

Следует ещё раз заметить, что в настоящее время в процессе бурения нефтяных скважин дополнительное давление, обусловленное с частицами выбуренных пород, оставшихся в затрубном пространстве во взвешенном состоянии во взвешенном состоянии Δp в расчётах не учитывается. Частицы выбуренных пород, оставшихся в затрубном пространстве скважины во взвешенном состоянии, распределены по глубине скважины не равномерно. На забое скважины концентрация этих частиц максимальна и с высотой уменьшается. Учитывая, что эти частицы находятся в поле тяготения Земли, то можно принять, что распределение этих частиц по глубине скважины подчиняется распределению Больцмана. Если начало координат поместить на забое скважины, то для определения изменения плотности бурового раствора с глубиной за счёт частиц выбуренных пород, оставшихся во взвешенном состоянии в затрубном пространстве скважины можем записать:

$$\Delta \rho = \Delta \rho_o \exp(-kh) \quad (5.5.3)$$

здесь ρ_o – увеличение плотности бурового раствора на забое скважины, то есть при $h = 0$. Учитывая формулу (5.5.3) формула (5.5.2) записывается в виде:

$$P = P_o \left[1 + \frac{\Delta\rho_o}{\rho_o} \exp(-kh) \right] \quad (5.5.4)$$

В формуле (5.5.4) два неизвестных: $\frac{\Delta\rho_o}{\rho_o}$ и «K», для их определения необходимо два условия. Этими условиями являются измерение гидростатического давления с помощью глубинного манометра на двух действующих скважинах. Если на глубинах h_1 и h_2 измеренные гидростатические давления обозначить через P_1 и P_2 , то можем записать:

$$\frac{P_1}{P_o} - 1 = \frac{\Delta\rho_o}{\rho_o} \exp(-kh_1); \quad \frac{P_2}{P_o} - 1 = \frac{\Delta\rho_o}{\rho_o} \exp(-kh_2) \quad (5.5.5)$$

Из решения этой системы уравнений определяем искомые неизвестные:

$$K = \frac{1}{(h_2 - h_1)} \cdot \ln \frac{(P_1 - P_o)}{(P_2 - P_o)}; \quad \frac{\Delta\rho_o}{\rho_o} = \frac{(P_1 - P_o)}{P_o} \exp \left[\frac{1}{h_2 - h_1} \cdot \ln \frac{(P_1 - P_o)}{(P_2 - P_o)} \right] \quad (5.5.6)$$

Для практического использования предлагаемой нами новой формулы (5.5.4) по определению гидростатического давления неоднородной жидкости, представим её в виде:

$$P = P_o(1 + kh) \quad (5.5.7)$$

С целью реализации отмеченных выше идей нами были проведены измерения гидростатического давления на разных глубинах бурящихся скважин с помощью глубинного манометра.

Измерение гидростатического давления проведено на «Нефтяных камнях» (основание 1145, скв. 1175) на разных глубинах. Результаты измерения показали, что $\frac{P}{P_o}$ зависит от реологических параметров коэффициента вязкости η и плотности, а также от глубины скважины. Измерение

гидростатического давления показали, что примерно до глубины 1000 м гидростатическое давление, вычисленное по формуле (5.5.1), больше, чем фактическое измерение глубинным манометром. После глубины 1000 м наоборот, фактически измеренное давление больше чем рассчитанное по формуле (5.5.1). С увеличением глубины скважины разность этих давлений увеличивается. Анализ данных проведённых измерений по определению гидростатического давления показали, что коэффициент « K_0 » в формуле (5.5.7) является функцией теплофизических параметров бурового раствора. Обработывая данные измерения, найдено среднее значение « K_0 » = $2,8 \cdot 10^{-5} \text{ м}^{-1}$. Очевидно, гидростатическое давление, вычисленное по формуле (5.5.7) при бурении глубоких скважин может привести к значительному уменьшению количества утяжелителя.

Таким образом, до глубины 2500 – 3000 м гидростатическое давление при бурении скважин предлагает вычислить по формуле:

$$P = P_0(1 + 2,8 \cdot 10^{-5} h) \quad (5.5.8)$$

Следует отметить, что аналогичное явление происходит при добыче нефти. Нефть, поступившая из пласта в скважину, несёт с собою частиц различных пород, различного размера и различной формы. Очевидно, не все эти частицы выносятся на поверхность потоком нефти. Определённая часть этих частиц остаются в скважине во взвешенном состоянии. Так как, эти частицы находятся в поле тяготения Земли, по глубине скважины они распределяются неравномерно.

На забое скважины концентрация этих частиц максимальна и с высотой уменьшается. Оставшиеся во взвешенном состоянии в скважине эти частицы увеличивает плотность нефти и тем самым увеличивает гидростатическое давление на забой скважины. Не учёт этого факта может привести к различным осложнениям при добыче нефти.

На основе проведённых исследований можно сделать следующие выводы:

1. расчёт гидростатического давления неоднородных жидкостей по формуле, справедливой для однородной жидкости может привести к существенной ошибке при бурении нефтяных скважин и добыче нефти;

2. в поле тяготения Земли неоднородность жидкости существенно влияет не её реологические параметры и тем самым и на выбор рационального режима технологического процесса;

3. использование предлагаемого нами способа определения гидростатического давления для неоднородных жидкостей может привести к значительному снижению число осложнений и аварий, обусловленных не точными гидростатическими расчётами при проектировании и строительстве скважины.

5.6. Исследование пескопроявления при эксплуатации нефтяных пластов

Сложившаяся, в настоящее время, ситуация, с потреблением углеводородов, в том числе нефти, доказывает целесообразность внедрения новых эффективных технологий разработки месторождений. Так, характерная особенность продуктивной толщи старых площадей Азербайджана является слабая сцементированность коллекторов и связанное с нею явление пескообразования в процессе эксплуатации скважин. Поэтому разработка методов рационального освоения месторождений нефти имеет важное экологическое значение с точки зрения сокращения рисков и охраны окружающей среды от загрязнения. Ликвидация последствий пескопроявления отнимает много материальных средств и людских сил.

Так, по данным [1] ПО «Азнефть» в среднем в каждый год на промывку песчаных пробок и очищении ствола скважин тратят около 13116, а из-за эрозии подземного оборудования – 14815 скважинных операций: высота песчаной пробки в обсадной колонне составляет более 665500 м. Помимо

повреждения погружных насосов к осложнениям относятся также эрозия подземного оборудования, закупоривание выкидных линий и аварии с обсадными колоннами либо обрушение стенок ствола скважин.

Исследованием предупреждения и ликвидацией пескопроявления в добывающих скважинах занимались многие исследователи [200 - 205]. Так, по мнению [201] в процессе эксплуатации залежи необходимо контролировать и регулировать значения дебитов и депрессии на пласт с целью недопущения механического повреждения, которое может привести к выносу песка из пласта в скважину.

Примерно аналогичное мнение у авторов [202 - 204], которые отмечают, что основными причинами пескопроявления и разрушения пород призабойной зоны скважины является либо нарушения равновесия между напряжённым состоянием пород противодавлением, вызванным гидростатическим давлением в скважине, либо фильтрационным размывом, когда скорость фильтрации превосходит критическое значение, допустимое для данной породы. По мнению ряда авторов, в частности [206] при ламинарном режиме возможны формирование устойчивых арочных структур и предотвращение пескования при установившейся фильтрации. При турбулентном режиме фильтрации арочные структуры под воздействием пульсирующих скоростей и давлений на контуре разрушаются, что приводит к пескопроявлению.

Следует отметить, что все эти предположения, до сих пор, теоретически не были исследованы. Нами были осуществлены гидродинамические исследования пескопроявления при эксплуатации нефтяных скважин.

Как известно, при стационарном поле давлений фильтрация нефти из пласта в скважину определяется по формуле:

$$Q = \frac{2\pi hk}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{R_c}} \quad (5.6.1)$$

Отсюда, давление на забое скважины определяется по формуле:

$$P_c = P_k - \frac{Q\mu\ln\frac{R_k}{R_c}}{2\pi hk} \quad (5.6.2)$$

где h – мощность пласта, k – проницаемость, P_k – давление на контуре питания, R_k – радиус контура питания, R_c – радиус скважины, ρ_r – плотность частицы, ρ_n – плотность нефти, P_o – атмосферное давление, Q – дебит скважины, S – площадь поверхности частицы (шарообразность).

При фильтрации нефти из пласта в скважину поступают и частицы твёрдых тел нефтеносного пласта. Некоторая часть этих частиц твёрдых тел с нефтью выносятся на поверхность Земли, а другая часть остаётся в скважине во взвешенном состоянии. Очевидно, мелкие частицы твёрдых тел выносятся легко, а частицы больших размеров остаются в скважине, и они распределены по стволу скважины не равномерно. На частицы, находящиеся в скважине, действуют силы тяжести $mg = (\rho_r - \rho_n) \cdot s \cdot g$ и сила давления $F = (P_{ck} - P_o) \cdot s$. Под действием этих двух сил частиц твёрдых тел, оставшихся во взвешенном состоянии в скважине, распределяются согласно распределению Больцмана:

$$n = n_o \exp(-\alpha x) \quad (5.6.3)$$

При выполнении условия $(P_{ck} - P_o)S > (\rho_r - \rho_n) \cdot gV$ частицы твёрдых тел выносятся потоком нефти на дневную поверхность. А при выполнении условия $(\rho_r - \rho_n) \cdot gV > (P_{ck} - P_o)S$ частицы твёрдых тел осаждаются на забой скважины и образуют пробку. Здесь S – площадь поверхности частицы (шарообразность), V – объём частицы.

Учитывая, что явление пробкообразования является одной из важных проблем нефтедобычи, условия пробкообразования, по нашему мнению, должны быть увязаны с условием эксплуатации пластов [200 - 202, 204 - 206]. Составим уравнение осаждения частиц в нефти:

$$m \frac{dv}{dt} = -(P_{ck} - P_o)s + mg - b\pi\mu r_o v \quad (5.6.4)$$

Разделив «m» уравнение (4), приводим к виду

$$\frac{dv}{dt} = A - BV, \quad A = g - \frac{(P_{ck}-P_o)s}{m}, \quad B = \frac{6\pi\mu r_o}{m} \quad (5.6.5)$$

Из решения уравнения (5), при условии $v(0) = 0$, имеем следующую формулу для скорости осаждения частиц в нефти:

$$v = \frac{A}{B}(1 - e^{-Bt}) \quad (5.6.6)$$

Для установившегося процесса осаждения формула определения скорости осаждения частиц шарообразной формы имеет вид:

$$v = \frac{mg - (P_{ck} - P_o)\pi r_o^2}{6\pi\mu r_o} \quad (5.6.7)$$

Подставляя значение P_{ck} из (5.6.2) в (5.6.7), имеем следующую формулу

$$v = \frac{1}{6\pi\mu r_o} \left[-\pi r_o^2 \left(P_k - \frac{Q\mu \ln \frac{R_k}{R_c}}{2\pi k h} - P_o \right) + mg \right] \quad (5.6.8)$$

Формула (5.6.8) устанавливает связь между скоростью осаждения частиц твёрдых тел, оставшихся в скважине во взвешенном состоянии в нефти с гидродинамическими параметрами пласта (P_k , R_k , k , h , ρ_r) и нефти (μ , ρ_n). Это свидетельствует о том, что при известных значениях физических параметров пласта и нефти можно найти условия, когда скорость осаждения частиц будет равна нулю, т. е. $v = 0$. При этом из (5.6.8) имеем:

$$P_k - P_o = \frac{Q\mu \ln \frac{R_k}{R_c}}{2\pi k h} + (\rho_r - \rho_n) \frac{4}{3} r_o g \quad (5.6.9)$$

Принимая, что атмосферное давление равно нулю, т. е. $P = 0$, из (9) определяют дебит скважины Q , при котором пробкообразование не происходит:

$$Q \geq \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_k}{R_c}} \left[P_k - (\rho_r - \rho_n) \frac{4}{3} r_o g \right] \quad (5.6.10)$$

Таким образом, регулируя дебитом скважины, можно создать условие, при котором пробкообразование не произойдёт.

Для построения графиков зависимости скорости осаждения частиц в скважине, при нефтедобыче, формула (5.6.8) преобразуется к следующему виду:

$$\bar{v} = 1 - a(1 - b) \quad (5.6.11)$$

где введены следующие обозначения:

$$\bar{v} = \frac{9\mu v}{2gr_o^2(\rho_r - \rho_n)}, \quad a = \frac{3P_k}{4r_o g(\rho_r - \rho_n)}, \quad b = \frac{Q\mu \ln \frac{R_k}{R_c}}{2\pi kh P_k}$$

Результаты вычислений представлены на рисунке для значений $a = 0,5; 0,7; b = 0,3; 0,5; 0,7; 0,9$.

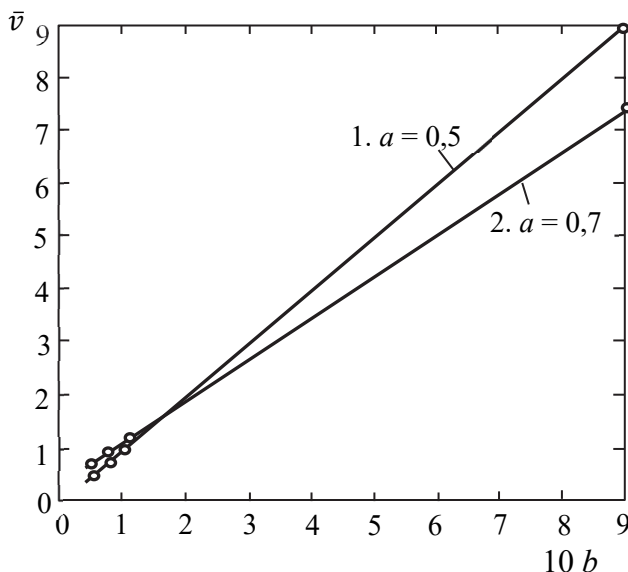


Рис. 5.7. Зависимость безразмерной скорости осаждения частиц от безразмерного параметра b .

Вывод по Главе V

Совершенствование методов управления технологическими процессами

Разработаны и обоснованы новые методы управления технологическими процессами добычи, включая акустическую диагностику реологических свойств нефти по стволу скважины и усовершенствованные способы разработки трудноизвлекаемых запасов. Исследованы закономерности осаждения твёрдых частиц в суспензиях и влияние электрических и магнитных полей на данный процесс. Предложены методы определения гидростатического давления неоднородных систем, что позволяет повысить точность расчётов и устойчивость режимов эксплуатации скважин.

ОБЩИЙ ВЫВОД

Выполненный комплекс теоретических и экспериментальных исследований позволил сформировать научно обоснованный подход к управлению технологическими процессами, влияющими на эффективность добычи и транспортировки высоковязких парафинистых нефтей. Установлены механизмы формирования асфальтеносмолопарафиновых отложений, выявлены закономерности структурно-реологических свойств нефтей и обоснованы методы их учёта при расчётах гидродинамических параметров.

Разработанные многокомпонентные реагенты и комбинированные технологии очистки доказали свою высокую эффективность и технологическую целесообразность. Предложенные методы диагностики и управления режимами эксплуатации обеспечивают повышение надёжности нефтепромыслового оборудования, снижение энергетических и материальных затрат, а также улучшение экологических показателей.

Таким образом, поставленная научно-техническая задача повышения эффективности добычи и транспортировки высоковязких парафинистых нефтей решена на основе комплексного подхода, объединяющего химические, реологические и технологические методы воздействия, что имеет существенное практическое значение для нефтегазовой отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Etilen-propilen istehsalatının kənar məhsulları əsasında modifikasiyalanmış tərkib. Texniki şərtlər. TŞ A.Z 05757529-75-98.
2. Patent 2000 0151 Azərbaycan Respublikası. Asfalt-qətran-parafin çöküntülərinin təmizlənməsi və onların əmələ gəlməsinin qarşısını alan tərkib. Qurbanov R.Ə., Orucov B.Z., Şirinzadə A.Ə., Şahbazov E.K., Zeynalov N.Ə., Tatliyev X.S., Zeynalov A.N., Əliyev A.Ə. 12.05.2000 il.
3. Patent İ 20090199, Azərbaycan Respublikası Parafin çöküntüsünün qarşısının alınması və gətirilməsi üçün reagent/Babayev M.B., Nuriyev N.B., İbrahimli M.İ., Quliyev F.Ə., Əlizadə Ş.Q., Zeynalov N.Z., Tatliyev X.S., Nəsirova M, M., Zeynalov A.N. 16.11.2009-cu il.
4. Ramazanova E.Ə., Səttarov R.M, Zeynalov A.N. və s. Tərkibində parafin, qətran və asfalt birləşmələri olan Neftlərin çıxarılmasında və nəqlində yaranan çətinliklərə qarşı MORE reagentinin tətbiqi üzrə metodiki göstəriş. Bakı–2004, s.14.
5. Ramazanova E.Ə., Zeynalov A.N. Tərkibində parafin, qətran və asfalt birləşmələri olan neftlərin çıxarılmasında və nəqlində yaranan çətinliklərə qarşı yerli kənar məhsullar əsasında hazırlanan MORE-R reagenti // «Azərbaycan elmlərinin sosial-iqtisadi inkişafında rolu» elmi praktiki konfransın materialları «İsmayıl» Nəşriyyat-Poliqrafiya Müəssisəsi, Bakı, 2005. 218 s.
6. Rza-zadə M.A., Qurbanov M.A., Eyvazov Ə.İ. və s. Respublikanın neft mədənlərində parafin çökməsinə qarşı mübarizə üsullarının səmərəliliyi // Azərbaycan neft təsərrüfatı. 1994. № 3, 4. s. 35 – 38.
7. Səttarov R.M., Zeynalov A.N. Neft-qaz kəmərlərinin ekoloji təhlükə-sizliyini təmin edən işlərin səmərəliliyinin yüksəldilməsi. Görkəmli alim və ictimai xadim, akademik Həsən Əliyevin 95 illik yubileyinə həsr olunmuş «Həsən Əliyev və

Azərbaycanda ətraf mühitin davamlı inkişafının problemləri» mövzusunda elmi-praktiki konfransın tezisləri. Bakı, 2002, s. 211-212.

8. А.С. 1465547 СССР, МКИЕ 21 В 40/00. Состав для предотвращения парафино-гидратных отложений / М.А.Мурсалова, А.Б.Ахмедова, Н.А.Исмиханов и др. Опубл. 15.03.89. Бюл. № 10.
9. Аббасов З.Г. Исследование совместного влияния магнитного поля реагента «Композит-2» на высокопарафинистые нефти // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2006. № 1. с. 35– 37.
10. Абдуллаев М.К. Новый эффективный термохимический способ очистки лифтовых труб от асфальтосмолистых и парафинистых отложений // Азербайджан. нефтяное хозяйство. 2002, № 1. с. 15–20.
11. Абрамзон А.А., Зайченко Л.П., Файнгольд С.М. Поверхностно – активные вещества. Синтез, анализ, свойства, применение: Учебное пособие для вузов. Под ред. А.А.Абрамзона. Л.: Химия, 1988. 200 с.
12. Агаев С.Г., Шевелева М.Г., Березина З.Н. и др. Об эффективности депрессорных присадок // Нефтяное хозяйство. 1999. № 10. с.42 – 44.
13. Акжигитов А.Ш., Уразаниев Б.Ч. Реологические свойства нефти месторождения Кумколь // Изв. АН Каз.ССР Серия химическая. 1989. № 1. с.70 – 73.
14. Алиев Р.А., Гуляев С.Е. Определение пускового давления в «горячем» подземном нефтепроводе при возобновлении перекачки. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1971, № 13, с. 15 – 18.
15. Амиров А.Д. Депарафинизация нефтяных скважин (из опыта Орджаникидзенефть). Баку, Азнефтеиздат, 1953.
16. Ахмедов С.А., Велиева А.А., Курбанов М.А. О возможности применения многофункциональной композиционной системы этоксат-1 для предупреждения смолопарафиновых отложений в нефтепромысловом

- оборудовании // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2007. № 1. с.57–60.
17. Бейли Р., Хембек Л., Стюар Дж.Р. Новые методы борьбы с отложениями парафина // Нефтегазовая технология. 2004. № 6, с. 36 – 37.
 18. Белоусов Ю.П., Гараев М.М., Труфакина Л.М., Терехова М.В. Вязкоупругие гели в трубопроводном транспорте нефти // Нефтяное хозяйство. 1991. № 6. с.39.
 19. Богдевич В.Г., Кобец Г.Ф., Козюк Г.С. и др. Некоторые вопросы управления пристенными течениями. // Журнал прикладной механики и технической физики. 1980, № 5 (123), с. 99–104.
 20. Булина И.Г. О выборе добавок для регулирования гидродинамических характеристик нефтей в некоторых технологических процессах нефтедобычи. Реология (полимеры и нефть). Новосибирск: Инт. Теплофизики СО АН СССР, 1977. с.182 –192.
 21. Галикеев Р.М., Леонтьев С.А. Методика исследования химических реагентов для предупреждения и растворения парафиновых отложений нефтей ОАО «Газпромнефть–Ноябрьскнефтегаз» // Нефтепромы-словое дело. 2010. № 9. с. 36-39.
 22. Галонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. Теория и практика М., Гостоптехиздат, 1955.
 23. Гарейшина А.З., Шестернина Н.В. Перспективы микробиологической технологии скважин от асфальтеносмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. 2006. № 2. с.19 –20.
 24. Гарифулин И.Ш. Эффективность применения специального погружного кабельного устройства для предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах // Нефтяное хозяйство. 2005. № 12, с. 92–94.
 25. Гарифулин Ф.С., Ванеев Л.Д. Изучение закономерности формирования комплексных осадков с сульфидом железа в нефтепромысловом оборудовании и

- классификация их по групповому составу на примере месторождения НГДУ «Краснохолмснефть» // Тр. Инста / БамНИПИнефть. 1998. вып. 94. с.15–17.
26. Гарифулин Ф.С., Гильмутдинов Р.С., Саитов И.Р. О механизме образования сложного состава в скважине // Нефтяное хозяйство. 2003. №11. с.77–78.
 27. Глушенко В.Н., Шипигузов Л.М., Юркалов И.А. Оценка эффективности ингибиторов асфальтеносмо-лопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. 2004. № 3. с. 84–87.
 28. Головкин С.Н., Шамрай Ю.В., Гусев В.И. Эффективность применения растворителей асфальто-смолопарафиновых отложений в добыче нефти. М.: ВНИИОЭНГ, 1998. 38 с.
 29. Гумбатов Г.Г. Некоторые проблемы борьбы с парафиноотложением в условиях морских нефтяных месторождений // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1995. № 27- 8, с. 63-65.
 30. Гурбанов А.Н. Усовершенствование технологии сбора и транспортировки низконапорного газа между глубоко-водными платформами на морских месторождениях // Нефтепромысловое дело, 2011 № 12, с. 39-42.
 31. Гуськова И.А. Особенности формирования асфальтеносмолопарафиновых отложений в различных элементах нефтедобывающей системы на поздней стадии разработки // Нефтепромысловое дело. 2010. № 1. с. 34-36.
 32. Гуськова И.А., Павлова А.И., Емельянычева. О проблемах формирования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в трубопроводах и резервуарах, имеющих защитные антикоррозионные покрытия // Нефтепромысловое дело. 2010, № 9, с. 45-49.
 33. Зейналов А.Н. Использование реологической модели нефти для контроля давления в нефтепроводах. Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия. Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və kimya» ETİ, Elmi Esərlər, XI-ci cild, Bakı, Nurlan, 2008, s. 117 -125.

34. Зейналов А.Н. Реологические модели для описания кривых течения высоковязких нефтей. «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия», «Ученые записки», т. VIII. 2007. с. 244–260.
35. Зейналов А.Н. Исследование эффективности химических реагентов MORE-R и PÇ-R против асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании // «Новые технологии в нефтегазодобыче». Международная научно-практическая конференция. Тезисы докладов. Баку, 06 – 07 сентября, 2012 г. с.123 –124.
36. Зейналов А.Н. О снижении температуры застывания парафинистых нефтей в трубопроводном транспорте. Tələbələr in Azərbaycan Dövlət Neft Akademiyasının 80 illik yubileyinə həsr olunmuş (49-cü) elmi-texniki konfransı. Məruzələrin tezisləri. Bakı, 2000, s. 40-41.
37. Зловин А.А., Юшков И.Р. Анализ работы магнитных активаторов для защиты от парафиноотложений // Нефтяное хозяйство. 2011, № 10, с. 35-37
38. Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Нефтяные нанотехнологии-преодоление стереотипов // Нефтяное хозяйство. 2008. № 8, с. 78-81.
39. Елеманов Б.Д. Использование физических полей для снижения интенсивности асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. 2002. № 7, с. 125–127.
40. Ибрагимов А.Д., Мамедов В.Г., Исмаилов Т.М. и др. Исследование реологических свойств высокопарафинистых нефтей с микродобавками бутилкаучука. // Известия высших технических учебных заведений Азербайджана. Нефть и Газ. –2000, № 1, с.20–34.
41. Иктисанов В.А. Использование биномиального реологического уравнения при описании различных реостабильных неньютоновских систем // Коллоидный журнал. 1999. т. № 3. с.326.

42. Каган Я.М. О физико-химических основах предупреждения образования смолопарафиновых отложений с помощью полей, создаваемых электрическим током / Борьба с отложением парафина. М.: Недра, 1965. с.170 – 182.
43. Карлов Б.В., Воробьёв В.П., Казаков В.Т. и др. Предупреждений парафиноотложений при добыче нефти из скважин в осложнённых условиях путём применения магнитных устройств // Нефтепро-мысловое дело. 1996. № 12. с. 17–18.
44. Китайгородский А.И. // Органическая кристал-лохимия. М.: Изд. АН СССР, 1955г.
45. Кожобеков С.С., Дидух А.Г. Влияние температуры термообработки и скорости охлаждения на процессы структурообразования и реологическое поведение парафинистой нефти // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. с. 118 – 120.
46. Кожобеков С.С., Сигитов В.Б., Дидух А.Г. Исследование реологических свойств нефти, транспортируемой по магистральному трубопроводу в присутствии депрессантов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 2. с. 82 – 84.
47. Козин В.Г., Шарифулин А.В., Нагимов Н.М. Изучение эффективных композитов на основе прямо-гонных нефтяных фракций при удалении АСПО // Нефтепромысловое дело. 2001. № 9. с. 25 – 29.
48. Кузнецов В.Д. Кристаллы и кристаллизация. М: Гостехиздат, 1954.
49. Кузьмин А.В. Борьба с отложениями САВ при эксплуатации глубоких скважин // Нефтяное хозяйство. 1990. N 211. с. 56.
50. Лебедин С.П. Парафинизация магистральных нефтепроводов и борьба с ней. «Нефтяник», 1958. с. 15-18.
51. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. М.: Недра, 1987. 304 с.

52. Лесин В.И. Физико-химический механизм предотвращения парафино – отложений с помощью постоянных магнитных полей // Нефтепромысловое дело. 2001. № 5. с. 31–32.
53. Лесин В.И., Василенко И.Р., Карпов Б.В. и др. Предупреждение АСПО в скважинах путём применения магнитных депарафинизаторов в осложнённых условиях // Нефтепромысловое дело. 1997. № 4 – 5. с. 32-36.
54. Лесин В.И., Кокшаров Ю.А., Хмутов Г.Б. Магнитные наночастицы в нефти // Нефтехимия, том 50. 2010. № 2. с.114-117.
55. Маковой Н.М. Гидравлика бурения. Пер. с рум. М.: Недра, 1986. 536 с.
56. Малышев А.Г., Черемпоин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов с парафиногидратообразованием // Нефтяное хозяйство. 1997. 29. с. 62 – 69.
57. Мамедов К.К, Байрамов Э.М., Нисанова Т.Н. и др. Методы борьбы с отложением парафина и солей в условиях морских нефтяных месторождений Азербайджана // Обзорная информация, АзНИИНТИ, 1986, с.23.
58. Мамедов Т.М. Добыча нефти с применением углеродородных растворителей. М.; Недра, 1984, 152 с.
59. Маркес Л.К.К., Макадо А.Л., Гарена Р.Л.П. и др. Борьба с органическими отложениями на морских месторождениях Бразилии // Нефтегазовые технологии. 1998. № 1. с. 27–31.
60. Методика определения эффективности ингибиторов парафиноотложения комплексного действия. – Казань: Союзнефтепромхим, 1986, 8 с.
61. Мирзаджанзаде А.Х. Изменение реологических свойств неньютоновских систем при обработке их давлением. Реология (полимеры и нефти). Новосибирск: Инс. теплофизики СО АН СССР, 1977, с.129 –143.

62. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М. Прогнозирование промысловой эффективности воздействия на нефтяные пласты. М.: Недра, 1983. 205 с.
63. Мирзаджанзаде А.Х., Булина И.Г., Галлямов А.К. и др. О влиянии асфальтенов на гидравлические сопротивления при движении нефтей. – «Ирж», 1973, т. 25, № 6.
64. Мирзаджанзаде А.Х., Галлямов А.К., Марон В.И., Юрин В.А. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – М.; Недра, 1984, 287 с.
65. Мираламов Г.Ф., Исмаилов К.К., Зейналов А.Н. О повышении эффективности работ при добыче высокопарафинистых нефтей. Yeni informasiya texnologiyalarının elmi-tədqiqat işlərinin informasiya təminatına tətbiqi // IV elmi-praktiki seminarın materialları. Bakı: ELM, 2009 – s. 93 – 94.
66. Мираламов Г.Ф., Исмаилов К.К., Зейналов А.Н. Контролирование давления в нефтепроводах путём использования реологических моделей нефтей. Yeni informasiya texnologiyalarının elmi-tədqiqat işlərinin informasiya təminatına tətbiqi // IV Elmi Praktiki seminarın materialları – Bakı: ELM, 2009, 93-94 səh.
67. Мирзаджанзаде А.Х., Мамедзаде А.М. Изучение влияния физических полей на процессы нефтедобычи // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2001. № 4, 5. с. 15 – 18.
68. Мовсумзаде М., Мостобаев Б.Н., Дмитриева Т.В. и др. // Нефть России.– 2005. № 7. с.55 – 56.
69. Мостобаев Б.Н., Дмитриева Т.В., Мовсумзаде Э.М. Депрессорные присадки для трубопроводного транспорта высокопарафинистых нефтей и тяжёлых нефтепродуктов / Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2000. Вып. 5. с.16– 20.
70. Мостобаев Б.Н., Дмитриева Т.В., Мовсумзаде Э.М. История создания и производства химических реагентов

- для транспорта нефти и нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. 2000. № 11. с.107–109.
71. Мукук К.В. Элементы гидравлики релаксирующих аномальных систем. Ташкент: Изд-во «Фан», УзССР, 1980. с.113.
 72. Мурадов С.С., Рза-заде Н.А. Борьба с отложения парафина на месторождении Мурадханлы // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1986. № 6. с.36 – 38.
 73. Мурадов С.С., Рза-заде Н.А., Мириев Г.М. Борьба с отложениями парафина на месторождении Му А.С. 1465547 СССР, МКИЕ 21 В 40/00. Состав для предотвращения парафино-гидратных отложений / М.А. Мурсалова, А.Б. Ахмедова, Н.А. Исмиханов и др. Оpubл. 15.03.89. Бюл. № 10. радханлы // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1986. № 6. с. 36–38.
 74. Мурсалова М.А. Композиционные реагенты для удаления АСПО в осложнённых условиях нефтегазодобычи // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2003. № 10. с. 26–29.
 75. Мурсалова М.А., Асадов М.Ф., Агабалаев Ф.Н. Перспективы интенсификации добычи высокопарафинистых смолистых нефтей с использованием реагентов–удалителей // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2002. с.34–38.
 76. Мурсалова М.А., Рзаев А.А., Ширинзаде А.А. Научно–техническое решение вопросов транспорта высокопарафинистых нефтей месторождения Кяпаз. 1995. № 1 – 2., с.72–75.
 77. Мурсалова М.А., Русалов А.М., Асадов М.Ф. Сокращение расхода химических реагентов в технологии нефтегазодобычи при эксплуатации объектов в осложнённых условиях // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2001. № 12. с. 3 –38.

78. Мухамедзянов Р.Н., Каюшов А.Х. К изучению проблемы АСПО // Нефтепромысловое дело. 1992. № 21. с.13–15.
79. Мягченков В.А., Чичканов С.В. Влияние концентрации водорастворимых полимеров и копной силы на величину эффекта Томса в прямых нефтяных эмульсиях. // Нефтяное хозяйство. 2004. № 1, с. 93–95.
80. Нагимов Н.М., Ишкаев Р.К., Шарифулин А.В. Эффективность воздействия на асфальтосмолопарафиновые отложения различных углеводородных композиций // Нефтяное хозяйство. 2002. № 2. с. 68 –70.
81. Нагимов Н.М., Шарифулин А.В., Козин ВТ. Коллоидно-химические свойства углеводородных растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. 2002. № 11. с.71-81.
82. Непремиров Н.Н. Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафиновых нефтей. Изд. Каз. Ун-та, 1958.
83. Николаев В.Ф., Фридман Г.Ф., Собанов О.Б. и др. Установка Депар-1 для испытаний и ингибиторов парафиноотложения // Нефтепромысловое дело. 1995. № 2 – 3, с. 44 – 47.
84. Павлычев В.Н., Порошкина Н.В., Уметбаев В.В. Эффективность применения растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений на промыслах АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. 2002. № 12, с. 65 – 67.
85. Писарева С.И., Каменчук Я.Л., Андреева Л.Н. и др. О природе образования и растворения асфальтеносмолопарафиновых отложений // Химия и технология топлив и масел. 2005. № 6. с.38 – 41.
86. Пуринтон Р.Дж., Митчел С. Практическое применение гелей в качестве разделителей для очистки трубопроводов // Нефть, газ и нефтехимия. 1987. № 3. с. 66 – 69.
87. Рагулин В.В., Гаиев И.М., Волошин А.И. Разработка технологии удаления АСПО с поверхности нефтепро-

- мыслового оборудования // Нефтяное хозяйство. 2003. № 11. с. 89 – 91.
88. Рагулин Е.Ф., Смолянец Е.Ф., Михайлов А.Г. и др. Исследование свойств асфальтеносмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловые дело. 2001. № 5, с. 33 – 36.
89. Рамазанова Ф.А. Исследование реологических свойств высоковязких нефтей месторождения Мурадханлы и изыскание нефтей снижения гидравлических сопротивлений при их перекачке // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1986. № 9, с. 35-37.
90. Рамазанова Э.Э., Зейналов А.Н. Многокомпонентные композиционные составы для повышения эффективности при добыче и транспортировании асфальтосмолопарафиновых нефтей // «Рассохинские чтения»: Материалы межрегионального семинара 3 – 4 февраля 2012 года/ под ред. Н.Д. Цхакая – Ухта: УГТУ, 2012, с. 272 – 278.
91. Рамазанова Э.Э., Зейналов А.Н. Исследование структурно-реологических свойств высокозастывающих нефтей // Проблемы нефтегазовых промыслов: 36. наук. прац. ВІП. - Киев, 2006, с. 200-211.
92. Рамазанова Э.Э., Зейналов А.Н. О повышении эффективности работ при добыче и транспортировании парафинистых нефтей // Xəzərneftqazuyataq–2008. Məqalələr toplusu. Bakı 2008 il, s. 184-185.
93. Рамазанова Э.Э., Зейналов А.Н. Эффективность химического реагента «MORE-R» против асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефть и газ. № 5 (71). 2012 г., с. 87–92.
94. Рамазанова Э.Э., Насибов С.М., Гулиев Ф.А., Зейналов А.Н. Новые высокоэффективные реагенты для использования при транспортировании и добычи

- высоковязких парафинистых нефтей. // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2011. № 11, с. 55 – 61.
95. Рамазанова Э.Э., Насибов С.М., Гулиев Ф.А., Расулов С.Р., Зейналов А.Н. О контролировании давления в нефтепроводах при транспортировании высоковязких парафинистых нефтей // Нефтепромысловое дело: науч.-техн. ж. М.ВНИИОЭНГ. 2011. № 1, с. 35 - 39.
 96. Салаватов Т.Ш. О возможности применения термообработки как способа регулирования реологических свойств неньютоновских нефтей. // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2001, № 8. с. 31 – 38.
 97. Салаватов Т.Ш., Гезалов Х.Б., Керимов М.К. Исследование методом ЭПР механизма барообработки неньютоновских нефтей // ДАН Азербю ССР, 1981. т. 37, № 2, с. 56 – 59.
 98. Самедова Ф.И. Высоковязкие нефти Азербайджана и закономерности изменения их свойств // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2007. № 4, 5, с. 31 – 36.
 99. Самедова Ф.И., Гусейнова Б.А., Абдуллаева Ю.А. Нефти перспективных месторождений Каспия и Прикаспия // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2006. с. 31 – 36.
 100. Саттаров Р.М., Зейналов А.Н. Исследование структурно-реологических свойств высоковязких и высокозастывающих нефтей. // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2004. № 7. с. 46 – 52.
 101. Саттаров Р.М. Опыт использования вязкоупругого разделителя для очистки магистральных нефтепродуктопроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. М.: 1993. № 5. с. 14 – 22.
 102. Саттаров Р.М., Зейналов А.Н. Исследование реологических свойств парафинистых нефтей. НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия», «Учёные записки», 2005, т. VI. с. 225–237.

103. Саттаров Р.М., Зейналов А.Н. О повышении эффективности работ по обеспечению экологической безопасности газонефтепроводов. АНХ, 2003, № 11, с. 55-58.
104. Саттаров Р.М., Зейналов А.Н. О повышении эффективности борьбы с парафиноотложениями в нефтепромысловом оборудовании. 2002, №11, с. 53-57.
105. Саттаров Р.М., Зейналов А.Н. Исследование реологических свойств парафинистых нефтей. / «Neftin, qazın geotexnoloji problemləri və kimya» ETİ, Elmi əsərlər, cild, 2004, с. 225-237.
106. Саттаров Р.М., Зейналов А.Н. Новый эффективный комплекс реагентов MORE для снижения вязкости высокозастывающих парафинистых нефтей//Тезисы докладов Бакинской Международной Мамед-алиевской конференции по нефтехимии, посвященной 100-летию ак. Ю.Т. Мамедалиева, сентябрь 27-30, 2005, с. 46.
107. Сафин С.Г. Разработка композиций для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство. 2004. № 7, с.106 –109.
108. Сафина М.Б., Султанова А.И. Новые термохимические составы для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений: обоснование перспективности и технико-экономического уровня // Вестник Инжинирингового Центра ЮКОС. 2002. № 5. с.46 – 48.
109. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти. М., «Химия», 1964, 541 с.
110. Сулейманов А.Б., Мамедов К.И., Байрамов Э.М. Анализ условий парафино-отложений в нефтяных скважинах месторождения Сангачалы-Дуванный-море. – Булла и пути его предупреждения // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1986. № 2. с. 34 – 37.
111. Султанов Б.И., Рза-заде Н.А., Гурбанов Ф.М. Влияние обводнённости продукции скважин на интенсивность

- отложений парафина // Нефтепромысловое дело. – 1995. № 3. с. 16 – 19.
112. Султанов Б.И., Рза-заде Н.А., Курбанов М.А. и др. Парафинизация нефтепромыслового оборудования на месторождениях Кюрсангя и Карабаглы // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1998. № 8. с. 26 – 30.
113. Тарасов М.Ю., Классен В.В. Промысловые исследования антитурбулентных присадок для повышения пропускной способности нефтепроводов, транспортирующих тяжёлые нефти // Нефтяное хозяйство. 2011, № 10. с. 17-19.
114. Тишанкина Р.Ф., Пантелеева А.Р., Гарифулин Ф.С. и др. Применение реагента комплексного действия Реанон – иф на месторождениях НГДУ «Красно-хонскнефть» // Нефтяное хозяйство. 1999, № 2, с. 52–55.
115. Топокопский С.И., Шерстнев Н.М., Дитятёва Л.Н. и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2003. № 1. с. 28 – 36.
116. Тронов В.П. Механизм образования смолопара-финовых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 102 с.
117. Труфакина Л.М., Белоусов Ю.П., Гараев М.М. Использование полимерных гелей для разделения при переиспытании нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. 1992. № 11. с.41.
118. Труфакина Л.М., Юдина Н.В. Применение полимерных гелей в трубопроводах, транспортирующих нефти и нефтепродукты. Нефтегазовая технология. 2000. № 3. с. 12–13.
119. Тхык Ф.Д., Шон Т.К., Хое Л.Д. Транспорт высокопарафинистых нефтей по подводным трубопроводам на месторождениях СП «Вьетсовпетро». Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1997. № 9 – 10. с. 60 – 65.
120. Унгер Ф.Г., Андреева А.Н. Фундаментальные аспекты химии и нефти. Природа смол и асфальтенов. Новосибирск, Наука, 1995. 183 с.

121. Хайрулин И.А., Рафиков А.А., Козин В.Г. и др. Новый эффективной реагент ИНТА-1,2,3 для снижения вязкости нефти // Нефтяное хозяйство. 2002. №1, с. 69-71.
122. Хохлов Н.Г., Ватапов Р.Р. и др. Удаление асфальтосмолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарланнефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. № 1. с. 110 – 111.
123. Чеботников В.А., Галикеев Р.М. Моделирование образования АСПО на стенках насосно-компрес-сорных труб в зависимости от различных параметров режима работы// Нефтепромысловое дело. 2010. №4. с. 44 – 47.
124. Шайдаков В.В., Ковач И.В., Аливанов В.В. Магнит-ная активация жидкости как метод защиты от корро-зии и парафиноотложений // Нефтяное хозяйство. 2002. № 10. с. 126 – 128.
125. Шамрай Ю.В, Гусев В.И., Покровский В.А. и др. Предотвращение отложения парафина и асфальтосмолистых веществ в добыче нефти на месторождениях с различными геологофизическими условиями. М.: ВНИИОЭНГ, 1987. 10 с.
126. Шамрай Ю.В., Шакирзянов РТ. Композиционные составы углеводородных растворителей для ОПЗ и удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования // Нефтяное хозяйство. 1998. № 2. с.52 – 53.
127. Шарифулин А.В., Козин В.Г., Аюнов А.Г. Эффек-тивность действия прямогонных нефтяных фракций по удалению асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. 2001. № 4. с. 46 – 47.
128. Шербаков А.З. Транспорт и хранение высоковязких нефтей и нефтепродуктов с подогревом. М.: Недра, 1981. 224 с.
129. Шерстнев Н.М., Крилов Д.А. Влияние физических полей на технологические процессы нефтедобычи. – М.: ВНИИОПГ, 2001. 235 с.

130. Шульман З.П. Конвективный тепло- и массоперенос реологических сложных жидкостей. М., «Энергия», 1973. 351 с.
131. Шульченко Э.Д., Дорогочинская В.А. Нефти новых месторождений полуострова Бузачи // ХТТМ. 1983. № 9. с.28 – 30.
132. Щюкии Е.Д., Перцев АВ., Амелина ЕА. Коллоидная химия. –М.: Изд. Московского Государственного Университета, 1982. 348 с.
133. Юкин А.Ф., Хасанов М.Р., Мостобаев Б.Н. и др. Исследование процессов транспорта и хранения вязких нефтепродуктов / Нефтяное хозяйство. 2004. № 7. с.110–111.
134. Юрнатов И.А., Драчева Г.Ю., Глушенко В.Н. Практика применения метода холодного контакта для подбора ингибиторов асфальтеносмолопарафиновых отложений из нефти. В сб. Проблемы и перспективы развития химической промышленности на Западном Урале // Тр. ин-та / ПГТУ. т. 1. 2003, с. 258 – 262.
135. Юрская Т.В., Грачёв С.И. Исследование эффективности трёх- и четырёхкомпонентных композиций ингибиторов асфальтеносмолопарафиновых отложений с депрессорными присадками // Нефтепромысловое дело. 2010. № 6. с. 50-52.
136. Baker Hughes Inc., Brecn Patrick J. Inhibition of asphaltene deposition in crude oil production systems. Pat/ 6313367 USA, МПК р. 10, с 3/00.
137. Cheng D/C/ – Н. // В2. SOC. R heol. Bull. 1989. V. 32. № 1. р.1.
138. Evdokimov I.N., Eliseev N.Yu., Eliseev D.Yu Thermophysical properties and phase-behaviou of asfalten-containing petroleum fluids // Fluid Phase Equilibria / 2003. v. 212, N 1. p. 269-278

139. Lescaboure J.A., Culter J.D., Wahl H.A. Drag reduction with a polymeric additive in crude oil pipelines. – «Soc. Pet. – rol. Eng. J.», 1971, vol. 11, № 3, p. 229 – 235.
140. McClaflin G.G., Whitfill D.L. Control of paraffin deposition in production operations // JPT – 1984. Vol. 36. № 12. p. 1965–1970.
141. Pedersen K.S., Ronningsen H.P. Effect of Precipitated Wax on Viscosity – A Model for Predicting Non-Newtonian Viscosity of CrudeOils // Energy Fuels. 2000. № 14. p. 43 – 51.
142. Ramazanova E.E., Zeynalov A.N. The introduction of new reagents, jobs, raising to efficiency, at production and transportation scientific Conference. Energy and Climate Change 8 – 9, October 2009, Athens, Greece National and Kapodistrian University of Athens.
143. Wylde J.J. Химическая обработка для борьбы с отложениями парафиновых // Нефтегазовые техноло-гии. 2009. № 9. с. 25-29.
144. Zeynalov A.N. About the increasing of efficiency of high viscous and high burdened oil transporting // Workshop socio-economic aspects of the energy corridor linking the Caspian Region With E.U. Baku, Azerbaijan; April 11-12 th 2007, p. 41.
145. <http://vwstnik.kazntu.kz/fles/newspapers/51/1596/1s96pdf>
146. <http://www.ogbus.ru>
147. <http://www.ekology.hasnet.by>
148. <http://www.twirpx.com>
149. Akberova, A. F. Netin çıxarılması və hazırlanması üçün yeni tərkiblərin işlənməsi və tətbiqi. Fəlsəfə doktoru elmi elmi dərəcəsi almaq üçün təqdim edilmiş dissertasiyanın avtoreferatı. Bakı 2022.
150. İsmayılov O.D. Quyların istismarı zamanıparafınli neftlərin aqressiv mühitin yaratdığı mürəkkəbləşmələrin aradan qaldırılması üçün yeni üsulların işlənməsi // Fəlsəfə doktoru

- elmi elmi dərəcəsi almaq üçün təqdim edilmiş dissertasiyanın avtoreferatı. Bakı 2022.
151. Ландау Л. Д., Лившиц Е. М. Статистическая физика. М.: Наука, 1990, 568 стр.
 152. Огибалов П.М., Мирзаджанзаде А.Х. Нестационарные движения вязко-пластичных сред. Изд-во Московского Государственного Университета, 1970, стр. 416.
 153. Реология суспензий. Сборник статей. Изд-во «Мир», Москва, 1975, стр. 276.
 154. Кузнецов О. Л., Ефимова С.А. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М: Недра. 1983. – 192 стр.
 155. Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е. Нелинейная волновая механика и технологии. Волновые и колебательные явления в основе высоких технологий. - М.: Научно-издательский центр, «Регулярная и хотичная динамика». 2011. - 780 стр.
 156. Куаныш С. Методы воздействия на призабойную зону пласта с целью повышения добычи. Нефтегазовые технологии и аналитика, № 8, 2019
 157. Faverne J.P. The Ekonomist of EOR: Conference of chanced Oil recovery (EOR) - London, 6 December, 2004.
 158. Siman George O. Sand control. Part 1. Whent to apply control weasure. And why proper and completion methods are critically important // World oil/ - 1974. - Vol. 179. - P. 63 - 70.
 159. Зейналов А.Н. Гидродинамическое исследование пескопроявления при эксплуатации нефтяных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. - № 9. - С. 15 - 21.
 160. Семеновская П.Т. Влияние вибрации на тепло- и массоперенос в капиллярно-пористом материале. Инж-физ. журнал, том 9, № 2, 1965.
 161. Абрамов В.О., Муллакаев М.С., Баязитов В.М., Тимашев Э.О., Кулешов С.П., Прокопцев В.О. Опыт применения

- ультразвукового воздействия для восстановления продуктивности нефтяных скважин Западной Сибири и Самарской области. Нефтяное хозяйство, №12, 2012.
162. Дыбленко В.П., Камалов А.Н., Шарифуллин Р.Я., Туфанов И.А. Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия. Москва, «Недра», 2000, 381 стр.
 163. Закенов С.Т., Нуршаханова Л.К., Гусманова А.Г. Анализ исследований по акустическому воздействию на призабойную зону скважины. Азерб. нефтяное хозяйство, №11, 2013.
 164. Гадиев С.М. Использование вибрации в добыче нефти, Москва, «Недра», 1972, 158 стр.
 165. Горбачев Ю.И., Иванова Н.И., Никитин А.А., Колесников Т.В. Акустические методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти, Нефтяное хозяйство, №5, 2002.
 166. Гуляев Д.Н., Лазуткина Н.Е., Жуйков Ю.Ф., Ильинский Н.В., Рухман А.А., Шиханов А.Е., Шиканов Е.А. Исследование ультразвукового воздействия на нефтяной пласт, Нефтяное хозяйство, №8, 2018
 167. Аббасов Э.М., Агаева Н.А. Влияние виброволнового воздействия на характер распределения давления в неоднородном проницаемом пласте, Инж-физ. журнал, том 88, № 5, 2015
 168. Гусев В.Э., Карабутов А.А. Лазерная оптоакустика, Москва, «Наука», 1991, 304 стр.
 169. Поль Р.В. Механика, акустика и учение о теплоте. Москва, «Наука», 1971, 478 стр.
 170. Ахмедов С.Ф., Кязымов Ш.П., Эфендиев И.Ю. Проблемы пескопроявления в нефтедобыче и пути их решения // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2009. № 8 - 9, с. 54 - 59.

171. Черьо У., Шотван М., Кью К. Предотвращение поступления песка из пласта в скважину // Нефтегазовые технологии. № 12, 2009, с. 5 - 9.
172. Рамазанова Э.Э., Зейналов А.Н., Меликов Г.Х. Разработка и внедрение инновационной технологии в практику ликвидации водо-пескопроявлений в добывающих скважинах // Международная научно-технологическая конференция, посвящённая памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде. Сборник тезисов 16 - 8 ноября 2016 года. Уфа - 2016, с. 281 - 283.
173. Ахмедов Ф.Ф., Абдуллаева Э.С. Опыт применения новой композиции для подъёма механических примесей на поверхность // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 2014. - № 5. - с. 30 - 35.
174. Могутов Н.А. Решение проблем выноса песка из продуктивных слоёв Приразломного месторождения // Бурение и нефть, 2013, № 4, с. 23 – 25.
175. Монро Д. Борьба с выносом песка в высокодебитных газовых скважинах большого диаметра // Нефтегазовые технологии. № 7, 2009, с. 13 – 17.
176. Зейналов А.Н. Гидродинамическое исследование пескопроявления при эксплуатации нефтяных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО ВНИИОЭНТ, 2019, № 4, стр. 21 – 24.
177. Рамазанова Э.Э., Зейналов А.Н., Меликов Г.Х. Разработка и внедрение инновационной технологии в практику ликвидации водо-пескопроявлений в добывающих скважинах // Международная научно-технологическая конференция, посвящённая памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде. Сборник тезисов 16 – 8 ноября 2016 года. Уфа – 2016.
178. Черьо У., Шотван М. и др. Предотвращение поступления песка из пласта в скважину // Нефтегазовые технологии. № 12, 2009, с. 5 – 9.

179. Ахмедов С. Ф., Кязымов Ш. П., Эфендиев И. Ю. Проблемы пескопроявления в нефтедобыче и пути их решения // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2009. № 8 – 9, с. 54 – 59.
180. Близнюков В.Ю., Гилаев А.Г. и др. О пескопроявлении при разработке слабосцементированных песчаных пластов с АВПД // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО ВНИИОЭНТ, 2010, № 11, стр. 16 – 20.
181. Гасумов Р.А., Суковицын В.А. Технология промывки газовых скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО ВНИИОЭНТ, 2011, № 6, стр. 39 – 41.
182. Гасанов Г.Т., Гасанов Х. Г. Нестационарный метод исследования теплофизических параметров жидкостей. Баку, изд-во АГНА, 2013.
183. Зейналов Н.Е. Новое в бурении скважин. Зия-Нурлан, Баку, 2002. 218 стр.
184. Zeynalov A.N., Rasulov S. R., Hasanov G. T. Acoustic testing of rheological properties of oil in borehole // News of the National Academy of Sciences of the republic of Kazakhstan. Series of Geology and Technical Sciences. 2, 2020, volume 2, number 440 (2020), 141 - 147 pp.
185. Зейналов А. Н. Осаждение частиц твёрдого тела в суспензии // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 8/2019, стр. 11 - 13.
186. Kazimov I. Y., Efendiyev N. Y., Akhadov R. A. and et all. Method of the sand manifestation control in the wells drilled in weak cemented layers // Azerbaijan oil economy - 2010, N 6, p. 38 - 40.
187. Cherryo Y., Shatwan M., Qiu K. And et all. Prevention of sand movement from the layer into the well // Oil-gas technologies, 2009, N 12, p. 5 - 9.

188. Mirzadjanzade A. Kh., Khasanov M.M. Bakhtizin R.N. Sketches on modeling of complex system oil production. Non-linearity, non-equilibrium, non-uniformity. Ufa. Gilet, 1999, p. 464.
189. Sheydayev A. Ch. Mechanism of sand manifestation: fractal approach // Azerbaijan oil economy. 2008, N5, p. 24 - 30.
190. Bliznyukov V. Y., Gilayev A.G., Islamov R.F. Methods of prevention and elimination of sand manifestation in production well/ Construction of onshore and offshore oil-gas wells. 2010, N9, p. 15 - 21.
191. Seman George O. Sand control. Part 1: When to apply control weasure. And why proper and completion methods are critically important // World oil. 1974. Vol. 179. P. 63 – 70.
192. Qasumov R. A., Boridko E. V., Qasumov E.R. Modern views on the mechanism of wellbottom zone decomposition and formation of clay-sand plugs / Construction of onshore and offshore oil-gas wells. 2011, N12, p. 26 - 28.
193. Asadov M.M., Aliyev E.N. , Salimli A.M. Janus interfacial catalysts and nanoparticles for enhanced oil recovery: synthesis, mechanisms, and novel conceptual approaches. Journal of SRI “Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry” of ASOIU, Dssue 2, 2025, pp. 169-175. [Dttps://doi.org/10.65294/gpogc.2026.16](https://doi.org/10.65294/gpogc.2026.16)
194. Asadov, M.M., Ramazanova, E.E., Aliyev, E.N. Solubility, Diffusion of Components, and Equilibrium in CO₂–Ethane–Heavy Oil and CO₂–Propane–Heavy Oil Systems. Russian Journal of Physical Chemistry A, 2021. 95 (5) 868-874. <https://doi.org/10.1134/s0036024421050046>
195. Aliyev E.N., Malikov H.Kh., Asadov S.M., Aliyarov R.Yu. Measurement and Modeling the Properties and Equilibrium of Fluid Systems Involving Carbon Dioxide and Hydrocarbons. Sustainable Chemical Engineering. 2024. 88. P. 1.14. <https://doi.org/10.37256/sce.5120243643>.<http://ojs.wiserpub.com/index.php/SCE/>

196. Murshudov T., Aliyev E., Asadov M., Guliyeva N., M. Rahimov, A. Elsun. Journal of Optoelectronic and Biomedical Materials. Iron nanoparticle-containing graphene oxide: synthesis and membrane properties. April - June 2025, Vol. 17, No. 2, p. 119–127. <https://doi.org/10.15251/JOBM.2025.172.119>
197. Veliyev F., Aliyev E., Aslanova A. Electrokinetic Regulation of the Transfer Process in the Hydraulic System in Microchannels. Journal of Fluid Flow, Heat and Mass Transfer (JFFHMT). 2025. Volume 12. Pages 305-311. <https://doi.org/10.11159/jffhmt.2025.029>
198. Aliyev E.N., Asadov M.M. Application of new ejector to recover residual oil from depleted formations. SOCAR Proceedings. 2025. No.4. 003-011. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20250201059>
199. Сулейманов А.Е., Маммадзаде А.М., Маликов Г.Х., Алиев Э.Н., Халилов М.С., Маликов Р.Х., Мустафаева Р.Е., Вейслова Ф.Е., Ализаде Е.Ф. Ализаде. Устройство для магнитной обработки воды, закачиваемой в нефтеносные пласты. Патент Азербайджана. F 2025 0029, 21.07.2025.
200. Гасимли А.М., Алиев Э.Н., Багиров А.Дж., Мусаева Ш.Ф. Эжектор для повышения нефтеотдачи пласта. Патент Азербайджана. I 2024 0049, 08.07.2024.
201. Зейналов А.Н., Бабаев Р.Т., Алиев Э.Н., Зейналов Н.Е. Способ укрепления зоны ствола скважины при наличии песчано-водяного залегания. Патент Азербайджана. I 2023 0100, 26.12.2023.
202. Зейналов А.Н., Алиев Э.Н., Бабаев Р.Т., Н.Е. Промывочная жидкость для промывки песчаной пробки в скважине. Патент Азербайджана. I 2023 0044, 12.06.2023.
203. Зейналов А.Н., Алиев Э.Н., Зейналов Н.Е. Способ цементирования скважин с аномально низким пластовым давлением. Патент Азербайджана. I 2023 0010, 24.02.2023.

204. Зейналов Н.Е., Абасгулиев С.А., Кулиев Г.М., Алиев Э.Н. Буровой раствор для бурения нефтегазовых скважин. Патент Азербайджана. І 2022 0027, 19.04.2022.
205. Рамазанова Е.М., Алиев Э.Н., Асадов М.М. Метод увеличения добычи нефти из месторождения. Патент Азербайджана. І 2020 0003, 31.01.2020.

Эльшан Н. Алиев, Анар Н. Зейналов

**Технологии повышения
эффективности добычи и транспорта
высоковязких нефтей**

Директор издательства: Шафизаде Ш.М.

Опубликована в издательстве "Муаллим".

Тел.: (+99470) 213 10 61

(+99410) 213 10 61

Э-почта: muallim.mmc@gmail.com

Подписано на печать: 24.12.2025.

Формат бумаги: 60×84^{1/16}. 14.25 п.л.

Тираж: 60