

Халимов Рустам Хамисович

**Исследование и разработка технологии восстановления
продуктивности скважин, осложненных отложениями
асфальтосмолистых веществ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень 2004

Работа выполнена в НГДУ «Ямашнефть» ОАО «Татнефть».

Научный руководитель: кандидат технических наук
Смыков Виктор Васильевич

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
профессор Ишкаев Раувель Калимуллинович
кандидат технических наук
Попов Виктор Андреевич

Ведущая организация: Тюменское отделение Сургутского научно-исследовательского и проектного института нефти (ТО «СургутНИПИнефть»)

Защита диссертации состоится 20 июля 2004 г. в 16-00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан 19 июня 2004 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
д.т.н., профессор

В.П.Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Переход крупных нефтяных месторождений в позднюю стадию разработки, ухудшение структуры запасов, ввод в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами обуславливают негативное изменение фонда добывающих скважин нефтедобывающих предприятий, характеризующееся увеличением доли малодебитных скважин, ростом числа скважин с высоковязкой продукцией, увеличением количества высокообводненных скважин. Особенно заметно эти тенденции проявляются на месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам.

В связи с этим, повышение эффективности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах представляется актуальной задачей. Научно-исследовательские и опытно-промышленные работы в этом направлении связаны прежде всего с разработкой и внедрением новых комплексных технологий обработки призабойной и удаленной зоны пласта с использованием различных стимулирующих химреагентов. В карбонатных коллекторах подавляющее большинство технологий воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) связано с использованием реагентов кислотной природы, которые, воздействуя на горную породу, обеспечивают увеличение продуктивности скважин. В то же время, внимание к воздействию на пластовые флюиды (нефть и отложения высокомолекулярных компонентов) явно недостаточно. В концептуальном подходе к методам обработки призабойной зоны скважин в карбонатных коллекторах наиболее значимой является проблема выбора последовательности применения того или иного физико-химического воздействия на пласт, а также оптимизации составов для конкретных геолого-физических условий залежи.

Несмотря на обилие технологий и химреагентов, используемых для увеличения эффективности нефтеизвлечения, задача разработки и промышленного применения комплексных технологий, применяемых на скважинах малодебитного фонда некрупных месторождений, в настоящее время остается нерешенной. Более того, с учетом наблюдающейся тенденции к ухудшению структуры запасов нефти, данная проблема становится еще более актуальной.

Одной из причин низкой эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на интенсификацию добычи нефти, является непонимание причин снижения продуктивности скважин. Большинство авторов уменьшение продуктивности скважин в процессе их эксплуатации связывает с проявлениями аномалий вязкости, обусловленных содержанием в нефтях значительного количества смол, асфальтенов, парафинов; молекулярно-поверхностными явлениями на границах раздела «нефть–порода–вода», влияющими на процессы адсорбции активных компонентов нефти, образование гранично-связанной нефти, капиллярного защемления нефти и др.

Ряд авторов справедливо полагает, что появление скин-фактора в ПЗП добывающей скважины связано с отложениями асфальтосмолистых веществ (АСВ). Вместе с тем, на сегодняшний день практически не разработаны про-

стые и надежные методы диагностики наличия или отсутствия тяжелых компонентов нефти в ПЗП. Таким образом, разработка методики выявления скважин, снизивших свою продуктивность вследствие осаждения АСВ, является весьма актуальной задачей. Применение адресных комплексных технологий воздействия на ПЗП с учетом природы снижения проницаемости позволит увеличить дебиты скважин и снизить себестоимость продукции.

Цель диссертационной работы

Разработка технологии восстановления продуктивности скважин, осложненных отложениями АСВ.

Основные задачи исследований

1. Изучение влияния физико-химических свойств пластовых флюидов, условий залегания залежей на успешность ОПЗ в карбонатных коллекторах.
2. Разработка методологии выбора скважин под ОПЗ, осложненных образованием твердой фазы тяжелых компонентов нефти в ПЗП.
3. Разработка рекомендаций по технологии комбинированного воздействия на ПЗП с целью интенсификации притока нефти.
4. Анализ технологической и экономической эффективности ГТМ.

Научная новизна работы

1. Предложена научно-обоснованная методика оценки агрегативной устойчивости тяжелых компонентов нефти в различных термобарических условиях.
2. Выявлены пороговые значения термодинамических параметров (давления, температуры), структурно-групповой состав нефти, изменение технологических факторов ($P_{заб}$, $P_{пл}$), определяющие степень опасности поражения ПЗП отложениями АСВ.
3. На основе теоретических представлений о растворении тяжелых компонентов нефти и проведения лабораторных исследований разработан комплексный состав растворителя для ОПЗ скважин, осложненных отложениями АСВ.

Практическая ценность и реализация результатов работы

1. Результаты диссертационной работы использованы в проведении ОПЗ по всему фонду скважин НГДУ «Ямашнефть», приуроченному к залежам с высоковязкой нефтью.
2. Разработаны и применены на практике методика выбора скважин и технологий для ОПЗ, а также способ экспресс-анализа выноса асфальтенов из ПЗП при ОПЗ.

3. Применение метода определения глубины начала отложений АСПО позволило уточнить технологию обработки, установить объем растворителя, периодичность и интервал очистки от АСПО.

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на научно-технических советах АО «Татнефть» и НГДУ «Ямашнефть» (2001-2003 гг.), 12 Европейском симпозиуме "Повышение нефтеотдачи пластов" (г. Казань, 8-10 сентября 2003 г.)

Публикация результатов и личный вклад автора

По теме диссертации опубликованы 9 печатных работ. В рассматриваемых исследованиях автору принадлежат постановка задач исследований, их решение, анализ полученных результатов и организация внедрения рекомендаций.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 6 глав, основных выводов, списка литературы из 151 наименования. Работа изложена на 128 страницах, содержит 14 таблиц и 45 рисунков.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснованы актуальность и важность проблемы создания и совершенствования эффективных физико-химических методов извлечения трудноизвлекаемых остаточных запасов нефти, а также сформулированы научная новизна, практическая ценность результатов работы и реализация их в промышленности.

В первой главе рассмотрено современное состояние применения методов интенсификации притока высоковязких нефтей. Обсуждены апробированные технологии теплового воздействия на пласт, рациональный выбор теплоносителя, а также влияние температурных изменений физико-химических параметров пластовых флюидов и геолого-физических факторов на интенсификацию. Изучению этих проблем для условий отечественных месторождений посвящены работы Асмоловского В.С., Аширова К.Б., Баймухаметова К.С., Валеева М.Д., Викторина В.Д., Гавуры В.Е., Галлямова И.М., Гарифуллина Ш.С., Гарушева А.Р., Горбунова А.Т., Дияшева Р.Н., Ибатуллина Р.Р., Ибрагимова Г.З., Кудина В.И., Лисовского Н.Н., Лозина Е.В., Муслимова Р.Х., Сафонова В.И., Сучкова Б.М., Сыртланова А.Ш., Токарева М.А., Филиппова В.П., Хабибуллина З.А., Хавкина А.Я., Хисамова Р.С., Хисамутдинова Н.И., Юсупова И.Г. и других исследователей и промысловых работников.

Оценена определяющая роль вязкостных характеристик нефти и воды на интенсификацию притока высоковязких нефтей и эффективность теплового

воздействия на пласт. Проведен анализ следующих технологий: импульсно-дозированного теплового воздействия, импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт с паузами, а также разогрева пласта методом закачки воздуха (каталитический разогрев).

Рассмотрены некоторые способы разработки залежей высоковязкой нефти методами теплового воздействия.

Проведен анализ следующих газовых методов интенсификации притока высоковязких нефтей: смешивающееся вытеснение и несмешивающееся вытеснение (закачка углекислого газа и азота, сухого газа), водогазовое воздействие. Определены критерии эффективности применения и ограничения газовых методов увеличения нефтеотдачи.

Рассмотрен ряд физических методов воздействия на пласт, в частности, методы акустического, гидроакустического, гидроимпульсного, вибросейсмического, электрогидравлического воздействий, метод термобарообработок и др.

Приведены различные методы физико-химической интенсификации притока высоковязких нефтей: термохимические методы, полимерное заводнение, потокоотклоняющие технологии, заводнение пластов путем закачки малорастворимых неионогенных поверхностно-активных веществ, методы комплексного воздействия на пласт на основе композиций ПАВ, повышения нефтеотдачи обводненных пластов с применением полимердисперсной системы и их модификации.

Во второй главе приведено описание экспериментальных установок и методик исследования высоковязких нефтей, а также методов промысловых исследований и расчетных моделей.

В третьей главе рассмотрены состав тяжелых компонентов нефти, плотность и реологические свойства тяжелых нефтей, добываемых на месторождениях НГДУ «Ямашнефть».

Эксплуатация скважин, продуцирующих тяжелую нефть, связана с целым рядом технических и технологических трудностей. Это, во-первых, низкие дебиты скважин; наличие начального градиента сдвига добываемой продукции, затрудняющего освоение скважин после остановки; большие гидравлические потери при движении нефти в насосах, что ведет к резкому снижению КПД насосов; большие гидравлические сопротивления в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и выкидных трубопроводах. Во-вторых, высокая вязкость нефти затрудняет движение насосных штанг (при ходе вниз возникает эффект плавучести). В-третьих, лёгкость образования супервязких водонефтяных эмульсий в призабойной зоне и лифте, а также образование отложений тяжелых компонентов нефти.

Перечисленные трудности особенно сильно проявляются при низких температурах окружающей среды. На практике для подъёма высоковязких нефтей используются различные технические и технологические приемы, позволяющие частично устранять возникшие проблемы.

В таблице 1 приведены состав тяжелых компонентов нефти и физико-химические свойства исследуемых нефтей.

Таблица 1 – Содержание АСПО и физико-химические свойства нефтей, добываемых НГДУ «Ямашнефть»

№ п/п	Месторождение	№ скв.	Содержание, %			Плотность при 20 °С, г/см ³	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Плотность при 50 °С, г/см ³	Вязкость при 50 °С, мПа·с
			асфальтены	смолы	парафины				
1	Ямашинское	498	16.95	19.67	1.84	0.898	40.4	0.881	13.2
2	Сиреневское	1420	11.23	17.60	1.59	0.899	47.6	0.881	16.8
3	Березовское	2030	14.35	22.65	6.19	0.899	41.0	0.879	13.9
4	Архангельское	4413	8.40	21.60	2.74	0.904	134.4	0.886	35.9
5	Ерсубайкинское	6938	10.72	20.41	5.85	0.894	39.3	0.876	13.0
6	Б.-Ключевское	1924	12.03	15.64	3.40	0.896	52.2	0.896	26.1
6	Шегурчинское	4760	10.43	15.72	3.55	0.888	29.5	0.873	11.6

Анализ данных, приведенных таблице 1, позволяет охарактеризовать рассматриваемые нефти как тяжелые, высоковязкие, смолистые, с высоким содержанием асфальтенов.

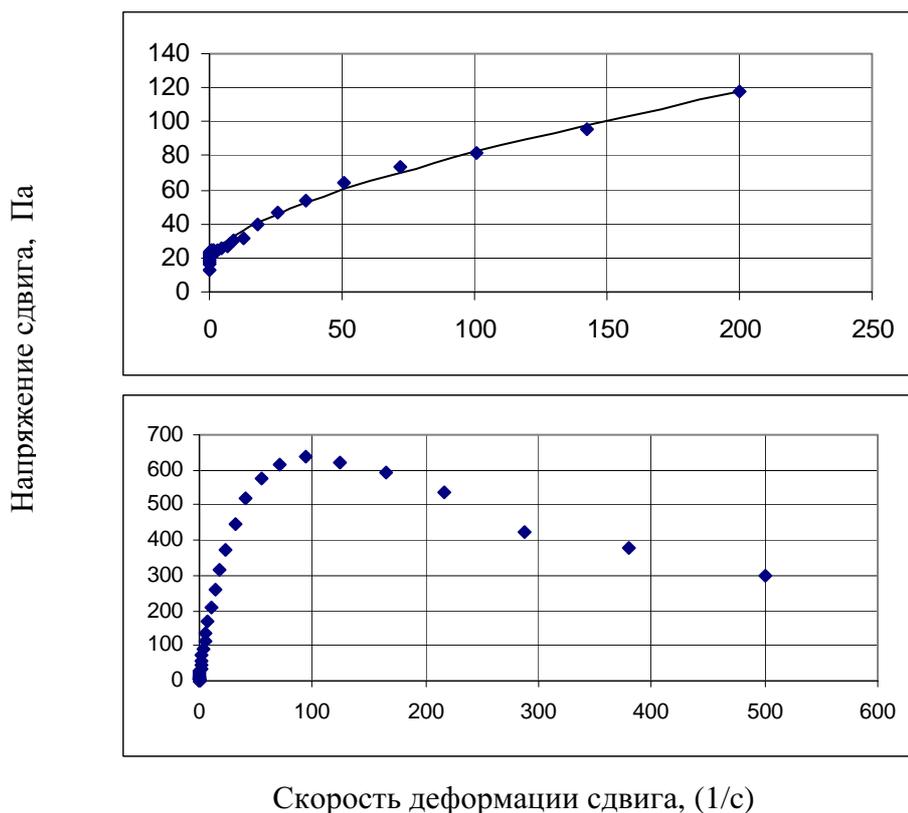


Рисунок 1 - Зависимость напряжения сдвига от скорости деформации для образцов нефтей скв. № 4014 Екатерининского и скв. № 7247 - Ямашинского месторождений

Как известно, существенное влияние на свойства нефтей оказывает качественный и количественный состав тяжелых компонентов - асфальтенов, смол

и парафинов. Ассоциаты асфальтенов склонны к структурообразованию, что приводит к появлению аномалий вязкости нефти.

Исследуемые нефти относятся к тиксотропно-обратимым системам, и в условиях покоя их структурно-механические свойства усиливаются, а в некоторых случаях наблюдаются сверх аномалии вязкости, то есть появляется многозначность вязкости в определённой области напряжений сдвига.

Почти все исследованные нефти обладают неньютоновскими свойствами (рисунок 1). При этом наибольшие значения вязкости наблюдаются у продукции скв. 7247 Ямашинского, скв. № 4014 - Екатериновского и скв. № 4106 - Архангельского месторождений.

В таблице 2 представлены реологические параметры, вычисленные для кривых течения образцов, отобранных со скв. № 7247 Ямашинского и скв. № 4014 Екатериновского месторождений.

Таблица 2 - Реологические параметры образцов продукции скв. № 7247 Ямашинского и скв. № 4014 Екатериновского месторождений

Параметры*	Скв. № 7247	Скв. № 4014
τ_0 (Па)	18.97	0.10
K	3.343	4.200
N	0.639	

* - коэффициент корреляции для кривых равен 0,99.

Из приведённых значений реологических параметров видно, что представленным образцам необходимо принудительное снижение вязкости.

Четвертая глава посвящается оценке агрегативной устойчивости тяжелых компонентов нефти при изменении термобарических и физико-химических условий.

Рассматриваются результаты по кинетике агрегации асфальтенов нефтей Ямашинского, Сиреневского, Березовского, Архангельского и Ерсубайкинского месторождений.

Для описания процесса агрегации используют два параметра, а именно: время диффузии частицы τ_D и время реакции τ_R , причем эти параметры не зависят от размера кластера. Если кинетика агрегации контролируется диффузией, т.е. $\tau_D \gg \tau_R$, то это случай так называемой диффузионно-контролируемой агрегации (ДКА). Когда кинетика агрегации определяется скоростью взаимодействия частиц, т.е. $\tau_R \gg \tau_D$, то имеет место реакционно-контролируемая агрегация (РКА). Для случая ДКА столкновение каждой частицы завершается коагуляцией. Для этого типа реакции средний размер асфальтеновых частиц пропорционален времени, а скорость агрегации dN/dt - постоянная, где N – число частиц в агрегате. Для РКА скорость агрегации является функцией от N : для малых значений N вероятность коагуляции мала. В простейшем случае скорость агрегации пропорциональна N , в случае образования геля скорость агрегации пропорциональна N^2 .

Простейшее уравнение, объединяющее все три случая, можно представить следующим образом:

$$dN / dt = (1 / \tau_{char}) N^\alpha, \quad (1)$$

где τ_{char} – характеристическое время агрегации. При $\alpha = 0$, $\tau_{char} = \tau_D$ реализуется ДКА; $\alpha = 1$, $\tau_{char} = \tau_R$ – для РКА и $\alpha = 2$, $\tau_{char} = \tau_G$ – для гелеобразования.

Решение уравнения (1) для этих трех случаев можно представить в следующем виде:

$$\text{ДКА:} \quad N = 1 + t / \tau_D, \quad R = R_0 (1 + t / \tau_D)^{1/d_f} \quad (2)$$

$$\text{РКА:} \quad N = \exp(t / \tau_R), \quad R = R_0 \exp(t / \tau_R d_f) \quad (3)$$

$$\text{Гелеобразование:} \quad N = (1 - t / \tau_G)^{-1}, \quad R = R_0 (1 - t / \tau_G)^{-1/d_f} \quad (4)$$

В уравнениях (2–4) $d_f \leq 3$ является фрактальной размерностью в соответствии с определением $N = (R/R_0)^{d_f}$, где R_0 начальный размер частиц асфальтенов. Важно отметить, что параметр фрактальной размерности может быть определен. Фрактальная размерность d_f , определяемая типом неомогенного распределения реагирующих частиц, с увеличением концентрации асфальтенов должна снижаться. Интерпретировать такую тенденцию можно, если принять во внимание формирование трехмерных структур при агрегации. При этом параметр d_f определяет пространство случайных блужданий асфальтеновых частиц.

На рисунке 2 показано изменение рефрактивного индекса от времени при добавлении н-гексана в нефть. Результаты обработаны с использованием уравнения (1), причем учитывалось, что n_D пропорционален $1/R$, $\alpha = 0$ (ДКА). Коэффициенты τ_D и d_f приведены в таблице 3.

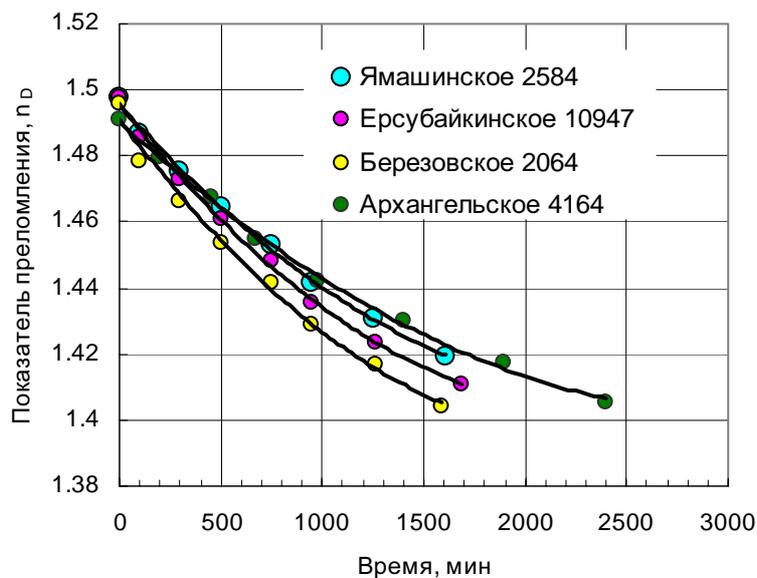


Рисунок 2 – Кинетика агрегации асфальтенов в присутствии 10 % об. гексана

Таблица 3 - Параметры кинетики агрегации асфальтенов в нефтях в присутствии гексана

Месторождение	Содержание гексана, % об.	R ₀ , мкм	τ _D , мин	τ _D ^{max*} , мин	d _f
Ямашинское	10	0.1	164	12000±5000	1.45
Ерсубайкинское	10	0.1	154	13200±5000	1.48
Берёзовское	10	0.1	131	10500±5000	1.57
Архангельское	10	0.1	198	15000±5000	1.59

* - время агрегации определено для нефтей в отсутствии гексана

В отсутствии гексана параметры кинетики агрегации следует отнести к агрегации асфальтенов в естественных условиях.

Результаты, приведенные в таблице 3, демонстрируют тот факт, что в нефтях, добываемых НГДУ «Ямашнефть», довольно интенсивно протекает агрегация асфальтенов. Причем характеристическое время агрегации от 8 до 10 суток, полученное для проб нефтей 4 месторождений, характеризует нефти как кинетически нестабильные.

Для прогноза начала и количества выпадающих АСПВ требуется простая модель, позволяющая рассчитать термодинамические свойства чистой твердой фазы, образующейся, например, при вымораживании одного из компонентов из смеси. Такая модель описывается уравнением

$$\ln \varphi_i = \ln \varphi_i^{liq} - \left(\frac{\Delta H - T_m \Delta C_p}{R} \right) \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_m} \right) + \frac{\Delta C_p}{R} \ln \left(\frac{T}{T_m} \right) - \frac{(P - P_{atm}) \Delta V}{RT}, \quad (5)$$

где φ_i – коэффициент фугитивности чистого твердого i – компонента; φ_i^{liq} – коэффициент фугитивности того же компонента в жидком состоянии при тех же давлении P и температуре T ; ΔH , ΔC_p и ΔV – изменение молярной энтальпии, теплоемкости и молярного объема соответственно при плавлении в точке плавления T_m ; p_{atm} – атмосферное давление. Принято, что ΔH , ΔC_p и ΔV – константы.

Рассматриваемая модель может быть применена для многокомпонентных систем для решения ряда проблем, связанных с образованием твердой фазы в тех или иных процессах.

Предлагаемая модель применима для описания поведения асфальтенов в пластовых условиях и, в отличие от других термодинамических моделей, в ней не рассматриваются физически нереальные выводы о равновесии твердый асфальтен-жидкость из равновесия пар-жидкость. Выпадение асфальтенов в пластовых условиях имеет две особенности, отличающие его от процесса образования твердой фазы чистого индивидуального компонента: растворимость асфальтенов увеличивается с ростом давления и уменьшается с увеличением температуры. Следовательно, для асфальтена изменение молярного объема [$\Delta v = (v_{liq} - v_{sol})$] является отрицательным, и температурная зависимость параметра равновесия k , характеризующего взаимодействие асфальтенов и смол, поло-

жительна. Достоверность параметров T , ΔH и ΔV для асфальтенов недостаточна, чтобы можно было их использовать в расчетах.

На рисунке 3 приведена изотерма растворимости асфальтенов в нефти скважины № 2180 Березовского месторождения, рассчитанная по уравнению (5).

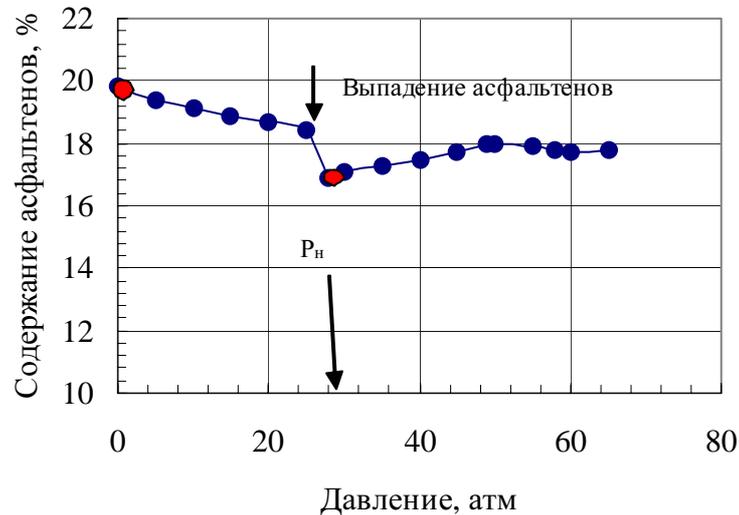


Рисунок 3 - Расчетная изотерма растворимости асфальтенов в скв. № 498 Ямашинского месторождения при $t = 25^{\circ}\text{C}$, $P_n = 28$ атм, $P_3 = 49$ атм, $P_{пл} = 58$ атм. Красным отмечены экспериментальные точки

Изотермы растворимости использовались для построения термобарических диаграмм областей выпадения асфальтенов на месторождениях НГДУ «Ямашнефть». В качестве примера на рисунке 4 приведена фазовая диаграмма для Ямашинского месторождения.

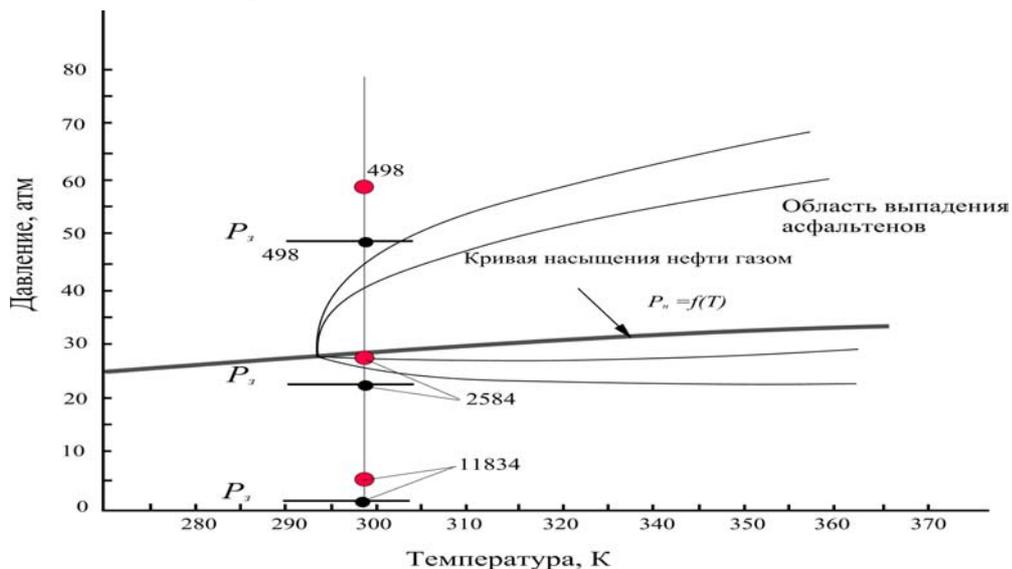


Рисунок 4 - Фазовая диаграмма выпадения асфальтенов Ямашинского месторождения. Цветными овалами показаны термобарические условия пласта и уровни забойного давления соответствующих скважин

Из фазовой диаграммы следует, что изменение термобарических условий при фильтрации нефти из пласта в скв. №№ 498 и 11834 не сопровождается выпадением асфальтенов в ПЗП, в то время как для скв. № 2584 опасность выпадения асфальтенов в ПЗП очень велика, поскольку условия ее эксплуатации лежат в области фазовой неустойчивости асфальтенов.

Построение фазовых диаграмм, определяющих фазовое поведение асфальтенов в нефти, позволяет оптимизировать забойное давление, снижая до минимума опасность выпадения асфальтенов в осадок. Из рассмотрения фазовых диаграмм агрегативной устойчивости асфальтенов и термобарических условий пласта ясно, что возможны ситуации, когда термобарические условия пласта находятся:

1) выше области выпадения асфальтенов (скважины Архангельского, Ерсубайкинского, Беркет-Ключевского, Березовского и Сиреневского месторождений).

2) в области выпадения асфальтенов (скважины Сиреневского, Архангельского месторождений).

3) ниже области выпадения асфальтенов (скважины Сиреневского, Архангельского месторождений).

Для минимизации отложений в ПЗП необходимо, чтобы забойное давление было выше давления начала выпадения асфальтенов. Такая ситуация реализуется, например, для скв. №№ 1924, 1420 1917 - Сиреневского; скв. № 4134 - Архангельского; скв. №№ 4838, 10950 - Ерсубайкинского; скв. №№ 2060, 2064, 7161 – Березовского месторождений.

В том случае, если термобарические условия пласта находятся в области выпадения асфальтенов, то и в ПЗП, и при подъеме продукции выпадения асфальтенов не избежать. В такой ситуации выбор забойного давления будет определяться оптимальным значением депрессии, необходимым для обеспечения притока нефти в скважину.

Если термобарические условия пласта выше области начала выпадения асфальтенов, а забойное давление находится в области выпадения асфальтенов, то в таких условиях, наряду с выпадением парафинов, происходит частичное выпадение асфальтенов в ПЗП и НКТ. Для снижения интенсивности выпадения асфальтенов в этом случае необходимо увеличить давление на забое в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 - Давление начала выпадения асфальтенов при 20 °С

№ п/п	Месторождение	Давление начала выпадения асфальтенов* Р _а , атм
1	Беркет- Ключевское	41
2	Березовское	40
3	Сиреневское	37
4	Архангельское	32
5	Ерсубайкинское	38-40
6	Ямашинское	42
7	Шегурчинское	51

* - для скважин, пластовое давление которых Р_{пл} > Р_а

Пятая глава посвящается разработке методики оценки склонности нефти к выпадению АСПО в ПЗП на основании физико-химических свойств поверхностной нефти (содержание асфальтенов и смол в нефти, плотность разгазированной нефти, её вязкость и коэффициент преломления), спектральных характеристик нефти и условий эксплуатации скважин. На основании результатов исследования нефтей месторождений НГДУ «Ямашнефть» по этой методике сделаны выводы относительно выпадения АСВ в ПЗП, внутрискважинном и наземном оборудовании.

На рисунке 5 приведена зависимость динамической вязкости от плотности нефтей месторождений НГДУ «Ямашнефть» и других месторождений Татарстана, а также Западной Сибири. Как видно из рисунка, эта зависимость описывается кривой с высоким коэффициентом корреляции, указывающим на практически функциональную связь этих параметров:

$$\eta = 7 \cdot 10^{-13} \exp(35,45\rho) , \quad (6)$$

где η - динамическая вязкость нефти, мПа·с, ρ - плотность нефти, г/см³.

Учитывая (6), можно сделать вывод о том, что свойства рассматриваемых нефтей, несмотря на широкий диапазон изменения их плотности и вязкости, едины и сильно зависят от содержания тяжелых компонентов.

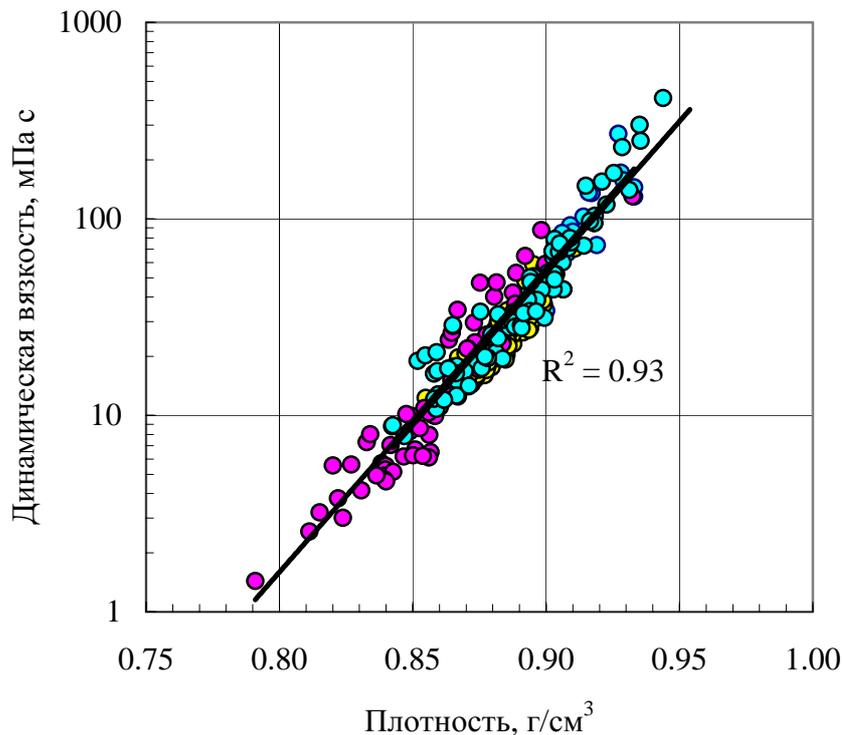


Рисунок 5 - Зависимость динамической вязкости от плотности нефти

Механизм образования асфальтосмолистых отложений можно рассматривать как стадии ступенчатого структурирования от отдельных асфальтеновых молекул к асфальтеновым ассоциатам и, далее, к так называемым сфероидным структурам, состоящим из смол и асфальтенов. В соответствии с термодинамическими моделями, концентрация асфальтенов в нефти зависит от давления, и

наименьшая растворяющая способность нефти, характеризуемая параметром солубилизации, соответствует давлению насыщения нефти газом. На рисунке 6 в общем виде приведено изменение насыщенной концентрации асфальтенов от давления.

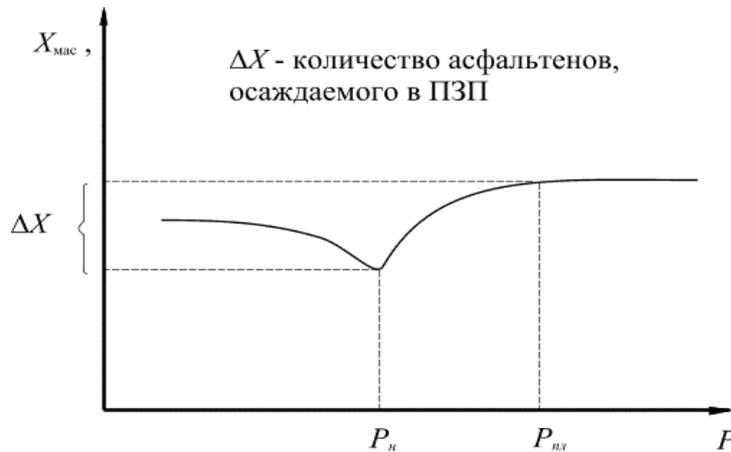


Рисунок 6 - Зависимость насыщенной концентрации асфальтенов от давления

Как следует из рисунка, пластовые нефти месторождений НГДУ «Ямаш-нефть» находятся в области, соответствующей насыщенному состоянию растворенными АСВ, т.е. обладают высокой стабильностью растворенных АСВ, что обусловлено, по-видимому, высоким содержанием в этих нефтях ароматических компонентов. Выпадение в осадок асфальтенов из данных нефтей происходит только при изменении термобарических условий, например, при подъеме нефти на поверхность.

Концентрация асфальтенов в сырой нефти, определяемая по методу Маркуссона, по-видимому, соответствует равновесной концентрации при P_n , то есть в условиях наименьшей растворяющей способности нефти.

Седиментационная устойчивость нефти в основном зависит от стабильности коллоидных частиц АСВ и от некоторых других свойств нефти, в частности, её растворяющей способности или параметра солубилизации (δ_n). (δ_n) может быть оценен по показателю преломления нефти, т.к. эти величины линейно связаны друг с другом в соответствии с уравнением:

$$\delta_n = 52.04 F_D + 2,9, \quad \text{где } F_D = \frac{n_D^2 - 1}{n_D^2 + 2} \quad (7)$$

Для оценки параметра солубилизации пластовой нефти необходимо учитывать коэффициенты молярной рефракции выделяющихся из нее газов. Это не всегда возможно ввиду наличия ряда трудностей (необходимо знать состав газа, процентное соотношение компонентов и т. д.). Поэтому был разработан следующий способ оценки (δ_n) – по наличию линейной зависимости между функцией χ и плотностью нефти. Под функцией χ понимается отношение параметра солубилизации пластовой нефти к параметру солубилизации гептана минус единица:

$$\chi = \frac{\delta_{nl}}{\delta_{C_7}} - 1 \quad (8)$$

$$\chi = 0.804 \ln(\rho) - 5.03, \quad (9)$$

где δ_{C_7} - параметр сольбилизации гептана, равный $15,1 \text{ МПа}^{0,5}$, ρ - плотность пластовой нефти, кг/м^3 .

В качестве примера на рисунке 7 приведена линейная зависимость функции χ для ряда нефтей месторождений НГДУ «Ямашнефть» и нефтей Западной Сибири.

Учитывая линейную зависимость плотности от содержания смол и асфальтенов и связь n_D с растворяющей способностью среды, предложен параметр, характеризующий растворяющую способность поверхностной нефти:

$$R = \frac{n_D^n - X_A n_D^A}{1 - X_A}, \quad (10)$$

где n_D^n - показатель преломления нефти, n_D^A - показатель преломления асфальтенов, X_A - мольная доля асфальтенов.

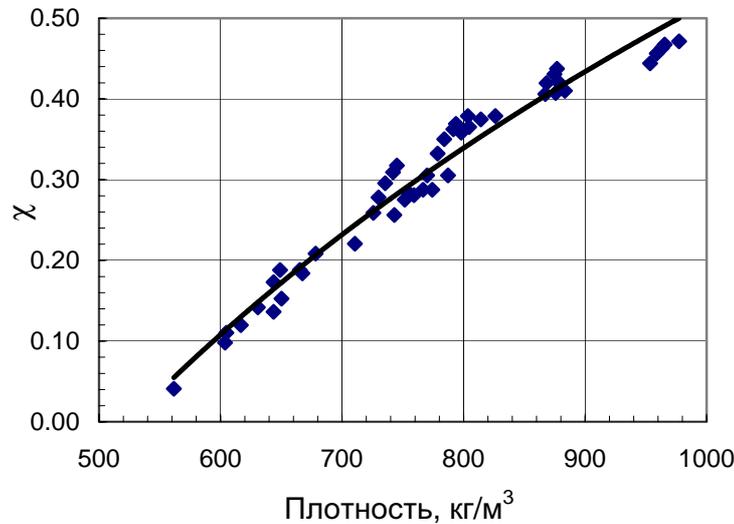


Рисунок 7 - Зависимость функции χ от плотности нефти

На рисунке 8 приведена зависимость параметра R от приведенной плотности $\rho = \rho_n - X_A \rho_A / 1 - X_A$. Как видно из рисунка, параметр R линейно зависит от плотности. Поскольку н-гексан не растворяет асфальтены ($R_n = n_D^n = 1,369$), в то время как ароматические растворители являются хорошими растворителями асфальтенов ($R = n_D^A = 1,6$), получены области, соответствующие нефтям насыщенным и пересыщенным растворенными АСВ.

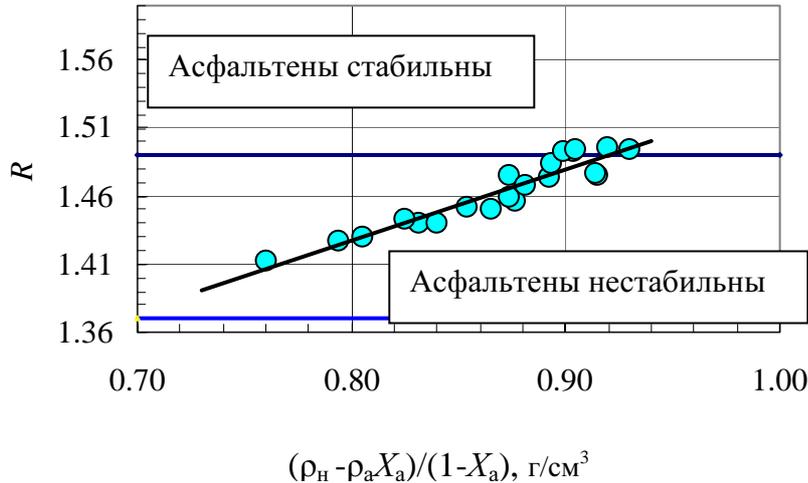


Рисунок 8 - Зависимость растворяющей способности нефти от приведенной плотности нефти

Чтобы оценить количество АСВ, выпадающего в ПЗП, нами использован следующий подход. Так, параметр сольубилизации асфальтенов оценивается как $21,2 \text{ МПа}^{0,5}$. Для нефтей НГДУ «Ямашнефть» δ_n изменяется в пределах от 17,5 до 21,5 $\text{МПа}^{0,5}$.

Если известны массовая доля асфальтенов в нефти и дебит скважины, то по уравнению (11) можно рассчитать количество осаждаемого асфальтена в сутки:

$$m_A = X_A G \rho_n \left(\frac{\delta_n}{\delta_{nl}} - 1 \right), \quad (11),$$

где G – дебит скважины в $\text{м}^3/\text{сут}$, X_A – массовая доля асфальтенов в поверхностной нефти, ρ_n – плотность поверхностной нефти.

Знание количества осаждаемых асфальтенов в ПЗП с учетом мощности пласта является необходимой исходной информацией, во-первых, для прогнозирования изменения дебита скважины при условии постоянства иных эксплуатационных параметров и, во-вторых, для выбора технологии воздействия на пласт с целью увеличения продуктивности скважины.

Оценка влияния системы разработки месторождений и условий эксплуатаций на термодинамические характеристики флюидов в пласте и призабойной зоне (пластовые и забойные давление и температура) реализована в оригинальном программном комплексе «Черное золото» с помощью программистов ОАО «ICL-КПО ВС». Новый программный продукт разрабатывался с использованием инструмента быстрой разработки приложений Delphi 6.0 Enterprise Edition и СУБД Oracle 9i. Использование данного программного комплекса позволяет строить карты зон воздействия нагнетательных скважин, пластовых давлений и температурных полей; причем в текущих расчетах учитывается фонд выбывших, временно простаивающих и введенных в эксплуатацию из бездействия скважин.

В шестой главе рассмотрены результаты тестирования реагентов, снижающих вязкость скважинной продукции.

В качестве регуляторов, снижающих вязкость нефтей месторождений НГДУ «Ямашнефть», протестированы следующие реагенты: СНПХ-4480, ДИН-4, сепарол ES 3344 (или новое товарное название «Бейкер Петролайт ES 3344») и «Союз-1000», а также композиция растворителей, состоящая из 40 % об. кубовых остатков производства бутиловых спиртов (КОБС) и 60 % об. дистиллата.

Эффективная вязкость исходной пробы (скв. № 7247 Ямашинского месторождения) снижается при добавке всех использованных реагентов, хотя и в разной степени. В области малых скоростей сдвига - от 0,025 до 0,04 сек⁻¹ - эффективная вязкость исходной эмульсии при использовании деэмульгатора ДИН-4 в дозировке 100 г/т снижается только в 1,1 раза. Увеличение дозировки ДИН-4 до 200 г/т приводит к снижению кажущейся вязкости уже в 6 раз. При более высоких скоростях сдвига - 0,6-0,65 сек⁻¹ - тот же реагент и в тех же дозировках снижает вязкостные свойства исходной эмульсии от 172 до 89,3 Па·с (в 1,92 раза) и до 44,4 Па·с (в 3,9 раза) соответственно.

Если сепарол ES 3344 в дозировке 100 г/т снижает вязкость исходной эмульсии в диапазоне малых скоростей сдвига от значения 2400 до 614 Па·с (в 3,9 раза), то отечественный деэмульгатор СНПХ-4480 в той же дозировке – в 4,8 раза. Увеличение дозировки СНПХ-4480 до 200 г/т уменьшает эффективную вязкость исходной эмульсии уже в 6,5 раза (до 370 Па·с). Снижение эффективной вязкости исходной эмульсии в области более высоких скоростей сдвига достигает для сепарола ES 3344 – в 4,7 раза. С одинаковой эффективностью в этом диапазоне скоростей действуют обе дозировки (100 и 200 г/т) деэмульгатора СНПХ-4480, снижая вязкость в ~ 4 раза.

Для продукции скв. № 7247 Ямашинского месторождения применение деэмульгатора «Союз-1000» в дозировке 200 г/т, предварительно растворённого в композиции растворителей КОБС + дистиллат, снижает вязкость исходной нефти на порядок. Соотношение нефти и указанного комплексного раствора составляет 10:1 соответственно.

Композиция, составленная из растворителей и деэмульгатора, уменьшает эффективную вязкость в области малых скоростей сдвига в 9,5 раза, в области изменения градиента скоростей от 0,6 до 0,65 сек⁻¹ - в 9,8 раза (от 172 до 17,5 Па·с). Следовательно, на всём диапазоне данный комплексный реагент действует практически одинаково. Использование КОБС совместно с дистиллатом, но без деэмульгатора, оказалось почти в 3 раза менее эффективным.

Деэмульгатор «Союз-1000» в дозировке 20 г/т оказался оптимальным как понизитель вязкости для исследуемой эмульсии скв. № 4014 Екатериновского месторождения. Так, при малых скоростях сдвига (~0,04 сек⁻¹) он уменьшает эффективную вязкость исходной эмульсии от 30,9 до 3,58 Па·с (в 8,6 раза), а в дозировке 200 г/т действует менее эффективно, снижая вязкость только в 3,5 раза. «Союз-1000» оказался в области малых скоростей сдвига наиболее эффективным, чем все изученные реагенты.

Для восстановления продуктивности скважин в условиях Волго-Уральской нефтяной провинции оптимальным и экономически обоснованным методом является применение технологии ОПЗ углеводородными растворителями. Так, на основании лабораторного тестирования ряда реагентов для ОПЗ

скважин с небольшой обводненностью (при добыче продукции, склонной к образованию стойких водонефтяных эмульсий) был рекомендован состав, состоящий из 40 % КОБС, 60 % дистиллата и деэмульгатора «Союз -1000» в количестве 200 г/т (скв. №4014 Екатерининского месторождения). Предложенной для испытаний композицией были обработаны скв. №№ 226, 226, 6768 и 1964 ЦДНГ-2 НГДУ «Ямашнефть». Для оценки выноса тяжелых компонентов нефти было отобрано свыше 100 проб. На рисунках 9-11 приведена динамика выноса тяжелых компонентов нефти из скв. № 226 после обработки ПЗП в течение более 7 суток. Из рисунков видно, что обработка скважины комплексным растворителем способствует выносу тяжелых компонентов нефти из ПЗП.

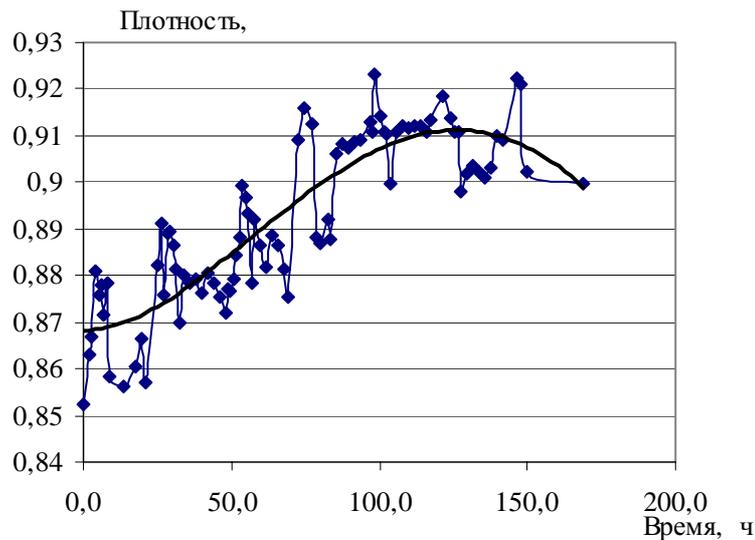


Рисунок 9 - Изменение плотности нефти от времени

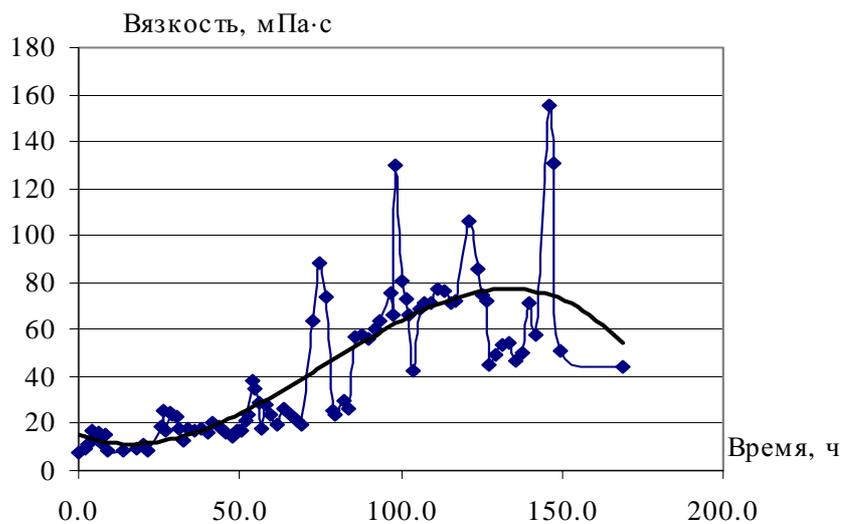


Рисунок 10 - Изменение вязкости нефти от времени

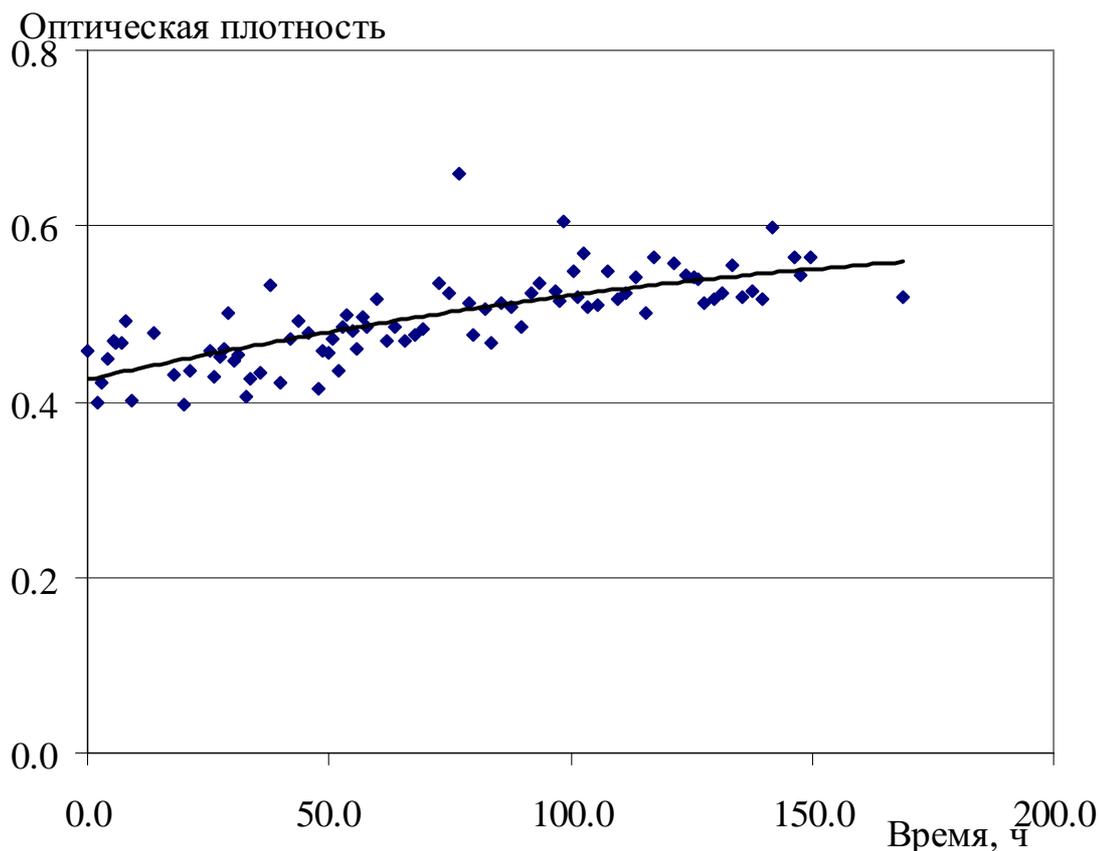


Рисунок 11 - Изменение оптической плотности нефти от времени

Эффективность воздействия оценивалась путем сравнения фильтрационных характеристик скважины, полученных до и после ОПЗ комплексным растворителем. Из таблицы 5 следует, что после обработки ПЗП гидродинамические параметры увеличивались на 19–43 %.

Таблица 5 - Оценка эффективности ОПЗ на основании промыслово-геофизических исследований

№ скважины	Тангенс угла наклона касательной КВД		Гидропроводность, 10^{-2} , мкм ² ·м/МПа·с		Коэффициент продуктивности, м ³ /сут МПа	
	до обработки	после обработки	до обработки	после обработки	до обработки	после обработки
226	11.90	9.50	0.37	0.44	0.46	0.56
222	9.40	6.70	0.65	1.21	1.29	2.10

Результаты эффективности обработки скважин, определенные по прямым замерам дебита и обводненности, приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет окупаемости затрат на дополнительную добычу нефти за счет внедрения комплексной технологии ОПЗ в НГДУ "Ямашнефть" по состоянию на 01.05.2004 г.

№ п	Вид обработки	Количество обработанных скважин	Дополн. добыча нефти с нач. мер. на 01.05.04, т	Ср. цена 1т нефти (без налогов), руб.	Выручка от реализации нефти, тыс. руб.	Затраты всего, тыс. руб	Усл.-перем. затраты, руб./т	Усл.-перем. затраты на добычу, тыс. руб	Прибыль на 01.01.04, тыс. руб.
1	Нефрас	5	5426	463.2	2513.5	509.1	109.1	592.2	1412.2
2	Нефрас+НСI	4	3444	2080.5	7165.2	667.8	353.6	1217.8	5279.7
3	КОБС	4	457	3384.5	1546.7	376.6	891.5	407.4	762.8
Итого		13	9327		11225	1553		2217	7455
Итого на 1 скв./опер.			666.2		801.8	111		158.4	532.5

Таким образом, можно констатировать, что опытно-технологические работы показали достаточно высокую эффективность: 666,2 т дополнительно добытой нефти на 1 скважино-операцию, а также неплохие экономические показатели и успешность, равную 85,7 %.

ВЫВОДЫ

1. Разработана методика оценки агрегативной устойчивости тяжелых компонентов нефти с учетом их физико-химических свойств в различных термобарических условиях.

2. Изучена кинетика агрегации асфальтенов. Доказано, что агрегация асфальтенов в нефти лимитируется диффузией с временем агрегации от 8 до 10 суток.

3. Разработана методика выбора скважин и технологий для ОПЗ в карбонатных коллекторах с целью восстановления их продуктивности.

4. Разработан новый комплексный растворитель для удаления асфальтосмолистых отложений из ПЗП. Показана и оценена эффективность его воздействия, которая составляет 19-40 %.

5. Предложен метод оптимизации забойного давления в зависимости от термобарических условий пласта и условий агрегативной устойчивости асфальтенов, суть которого сводится к выбору такого забойного давления, чтобы при наибольшем дебите нефти минимизировать выпадение асфальтенов.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Волошин А.И., Рагулин В.В., Ганиев И.М., Халимов Р.Х., Фахретдинов Р.Н., Манырин В.Н., Телин А.Г. Диагностика отложений АСПО в околоскважинной зоне пласта // Интервал. - 2003. - № 8. — С. 5-11.

2. Волошин А.И., Рагулин В.В., Телин А.Г., Исмагилов Р.Х., Халимов Р.Х., Шадымухамедов С.А. Разработка и внедрение диагностики отложений АСПО, их предупреждение и удаление на месторождениях Западной Сибири и Волго-Уральской нефтяной провинции // Тез. докладов 12 Евр. симп. «Повышение нефтеотдачи пластов».- Казань.-8-10/IX-2003. – С. 250-254.

3. Халимов Р.Х., Барахтин С.В., Смыков Ю.В. Организация сбора данных и оперативное управление процессом нефтедобычи в программном комплексе «Черное золото» // Информационные технологии. – 2003. - № 5. – С. 114-115.

4. Жеребцов Е.П., Владимиров И.В., Ахметов Н.З., Федотов Г.А., Халимов Р.Х. Методика построения карт зон воздействия нагнетательных скважин // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2001. - № 8. – С. 27-29.

5. Хисамов Р.С., Хисамутдинов А.И., Тазиев М.З., Халимов Р.Х., Мукминов Ф.Х., Хабибуллин И.Т. Совершенствование методов аналитических исследований и построение карт температурных полей при заводнении // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2001. - № 8. – С. 64-66.

6. Смыков В.В., Халимов Р.Х., Курамшин Ю.Р., Тахаув А.Г. О некоторых факторах влияния на процесс образования сульфида железа при добыче угленосной нефти // Нефть Татарстана. – 2001. - №2. - С. 44-49.

7. Халимов Р.Х., Волошин А.И., Телин А.Г. Выявление скважин с интенсивными отложениями асфальтосмолистых веществ в околоскважинной зоне пласта при разработке месторождений высоковязкой нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2003. - № 12. -С. 34-38.

8. Халимов Р.Х., Смыков В.В., Ханнанов М.Т., Волошин А.И., Ганиев И.М., Телин А.Г. Способ выбора скважин для проведения интенсификации воздействием растворителя // Георесурсы. – 2004. - № 2(16). – С. 18-22.

9. Халимов Р.Х., Смыков В.В., Фархуллин Р.Г., Волошин А.И., Ганиев И.М., Телин А.Г. Удаление асфальтосмолистых отложений из призабойной зоны пласта с помощью органических растворителей – перспективный путь восстановления продуктивности скважин малодебитного фонда // Интервал. – 2004. - № 7. – С. 7-14.

Соискатель

Р. Х. Халимов