

Глава 8

ОЦЕНКА ОТНОСИТЕЛЬНОЙ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ РЕАГЕНТА, ИДЕНТИФИКАЦИЯ ФХ-ПРОЦЕССОВ И ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ В ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ И ВЫТЕСНЯЮЩЕМ АГЕНТЕ И ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ И СВЯЗАННОЙ ВОДЫ¹

Созданная база экспериментальных данных по диэлектрическим параметрам – максимуму тангенса угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta_m$ и времени релаксации τ для моделей пластов, отражающих разнообразные геолого-физические условия продуктивных коллекторов после вытеснения из них нефти как водой, так и различными вытесняющими агентами, и проведенное физическое обоснование этих параметров, делают возможным определение в пластовых условиях относительной нефтевытесняющей способности реагента, установление ФХ-процессов и фазовых переходов в пластовой нефти и вытесняющем агенте и изменений физико-механических свойств остаточной нефти и связанной воды в результате воздействия на модель пласта реагентом [36, 60, 61, 73–75, 78, 97].

8.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ, ФХ-ПРОЦЕССОВ И ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ

Мерой способности испытуемого реагента вытеснять из нефтяного коллектора коллоидные частицы пластовой нефти определенного вида является разница числа коллоидных частиц

¹Глава составлена совместно с А.С. Мухутдиновой.

остаточной нефти данного вида после воздействия на модель пласта водой и реагентом, поделенная на абсолютную погрешность измерения числа таких частиц для случая вытеснения нефти с применением реагента. Согласно этому определению, с учетом того, что параметр $\text{tg } \delta_{\text{мо}}$ отражает число коллоидных частиц в фазах остаточной нефти, после несложных алгебраических преобразований формул (7.1)–(7.3), расписанных для случаев вытеснения нефти водой и с применением реагента, получаем соотношения для вычисления параметров вытеснения различных видов коллоидных частиц пластовой нефти K_n и K_2 [60]:

$$K_n = (\text{tg } \delta_m - \text{tg } \delta_{\text{мв}}) / \zeta \cdot \text{tg } \delta_m; \quad (8.1)$$

$$K_2 = (\text{tg } \delta_{\text{мв}} - \text{tg } \delta_m) / \zeta \cdot \text{tg } \delta_m, \quad (8.2)$$

где $n = 1, 3, 4$, m – порядковый номер релаксации в диэлектрическом спектре; $\text{tg } \delta_m$ и $\text{tg } \delta_{\text{мв}}$ – максимум тангенса угла диэлектрических потерь, характеризующий соответствующую релаксацию в спектрах модели пласта после вытеснения из нее нефти соответственно с применением реагента и водой; ζ – максимальная относительная погрешность измерения $\text{tg } \delta_m$ и $\text{tg } \delta_{\text{мв}}$.

В табл. 8.1 представлены параметры вытеснения различных видов коллоидных частиц пластовой нефти K_n и K_2 для моделей пластов после вытеснения из них нефти эталонными

Таблица 8.1

Величины \ddot{a}_n и \ddot{a}_2 , характеризующие модели пластов после вытеснения из них нефти эталонными агентами

Модели пласта	Вытесняющий агент	K_1	K_2	K_3	K_m
Д ₁ Уршакского месторождения (порода ТМ)	Модель уршакской нефти	6,3	-9,8	-1,5	1,5
	Бензин С2-80/120	8,6	-1,9	4,2	4,0
	Смесь воды, этилового спирта и йода	9,7	11,3	6,1	4,4
БС ₁₀ Южно-Сургутского месторождения с естественной водо- и нефтенасыщенностью	Толуол	7,9	1,1	3,2	-2,9
	Толуол	8,8	1,1	-0,9	-9,6
С ₁₁ Арланского месторождения (порода ТМ)	Растворитель № 1	14,67	2,4	-4,7	-1,4
	Раствор гудрона в нефрасе С ₄ 130/350	4,0	-0,8	1,7	-0,2
БС ₁₀ Фёдоровского месторождения	Раствор гудрона в нефрасе С ₄ 130/350	4,0	-0,8	1,7	-0,2

агентами. В расчетах были использованы данные по величинам $\text{tg } \delta_{\text{мв}}$ и $\text{tg } \delta_{\text{м}}$ (см. табл. 7.2 и 7.4) и значение $\zeta = 0,06$.

Анализ приведенных в таблице данных свидетельствует о том, что существует прямая и четкая связь между нефтевытесняющей способностью реагента и его способностью вытеснять различные виды коллоидных частиц пластовой нефти из модели пласта только для частиц нефти типа ФПС, контролируемых параметром K_1 и, как уже отмечалось, преимущественно вытесняющихся из горной породы с естественной водо- и нефтенасыщенностью. Поэтому по параметру вытеснения K_1 можно оценивать относительную нефтевытесняющую способность испытуемого реагента.

Численные критерии оценки относительной нефтевытесняющей способности реагента выведены на основе анализа значений K_1 (см. табл. 8.1). Нижний предел численных критериев параметра K_1 определяется общепринятой нормой – заметное изменение определяемой величины по отношению к сравниваемой существует, если разница между ними по абсолютной величине составляет не менее двух абсолютных погрешностей измерения оцениваемой величины.

Относительная нефтевытесняющая способность испытуемого реагента не отличается от аналогичной характеристики для воды, находится на уровне между идентичными характеристиками для воды и нефти (вытеснение “нефти – нефтью”), на уровне между аналогичными характеристиками для нефти и реагентов смешивающегося вытеснения, не отличается от идентичной характеристики для реагентов смешивающегося вытеснения, если измеренный параметр вытеснения K_1 удовлетворяет соответствующим неравенствам [75]:

$$- 2 \leq K_1 \leq 2; \quad (8.3)$$

$$2 < K_1 \leq 6,3; \quad (8.4)$$

$$6,3 < K_1 \leq 7,9; \quad (8.5)$$

$$7,9 < K_1 \leq 14,7. \quad (8.6)$$

Из испытанных нефтевытесняющих реагентов, параметр вытеснения K_1 которых удовлетворяет неравенству (8.4), для опытно-промышленных испытаний рекомендуют только реагенты, характеризующиеся значением K_1 , близким по величине к 6,3. В этом случае можно рассчитывать на минимальный эффект по дополнительной добыче нефти. Если значение параметра K_1 удовлетворяет неравенству (8.6), то можно получить максимальный эффект по дополнительной добыче нефти.

В табл. 8.2 приведены значения параметров вытеснения K_n и K_2 для моделей пластов после вытеснения из них нефти растворами реагентов: ФХ-методов; изменяющих подвижность пластовых флюидов; вызывающих ФХ-процессы. При вычислениях этих параметров были использованы данные по величинам $\text{tg } \delta_{\text{мв}}$ и $\text{tg } \delta_{\text{м}}$ (см. табл. 7.2, 7.6, 7.8, 7.10, 7.14, 7.15 и 7.18).

Таблица 8.2

Величины \ddot{a}_n и \ddot{a}_2 , характеризующие модели пластов после вытеснения из них нефти испытанными агентами

Модель пласта	Вытесняющий агент	K_1	K_2	K_3	K_4	K_m
Д ₁ Уршакского месторождения с естественной водо- и нефтенасыщенностью	Водные растворы реагентов: СНО-Глиф АФ ₉ -12	2,1	-6,0	-1,5	-	-1,1
		-0,4	0,6	2,2	-	1,3
Д ₁ Уршакского месторождения (порода ТМ)	АФ ₉ -12 ОП-10	1,9	-4,6	0,7	-	1,8
		-4,2	6,1	2,9	-	3,4
С _{II} Арланского месторождения (порода ТП)	СНО-4А	4,4	-9,6	-	-	-
С _{II} Арланского месторождения	Полиакриламид ORPF-40NT с АФ-6 и АФ ₉ -12 Хлорное железо с АФ-9	-5,4	15,7	-0,1	-	2,5
		0,9	26,0	-	-	9,0
Д _{1,2} Югомаш-Максимовского месторождения (порода КМ)	Полиакриламид ORPF-40NT Хлорное железо с АФ-9	-6,2	2,9	-2,4	-	0,9
		-1,6	3,2	0,1	-	4,5
БС ₁₀ Мартемьяновского-Тетеревского месторождения	Полиакриламид МСУ АЗ	-6,5	-7,2	7,1	3,8	0,3
АБ _{2,3} Самотлорского месторождения	Хлорное железо с АФ-9	-1,8	-2,1	-	-	-7,9
БС ₁₀ Фёдоровского месторождения	Композиция ПАВ Гипан с СаСl ₂	-4,2	-0,8	1,7	-	-0,2
		2,9	1,8	0,6	0,8	0,2
С _{II} Арланского месторождения	Раствор бутылкаучука в бензине	3,0	20,7	-	-	9,9
Д _{1,2} Югомаш-Максимовского месторождения (порода КМ)	Раствор бутылкаучука в бензине	3,3	11,8	-23,4	-	-57,6
АБ _{2,3} Самотлорского месторождения	Раствор бутылкаучука в бензине	0,8	8,0	-	-	-15,2
БС ₁₀ Фёдоровского месторождения	Нестабильный бензин Черный соляр в нефрасе С ₄ 130/350	-6,3	-4,5	3,6	-	1,0
		-2,6	-3,5	3,1	3,3	0,5

Продолжение табл. 8.2

Модель пласта	Вытесняющий агент	K_1	K_2	K_3	K_4	K_m
C_{II} Арланского месторождения (порода ТМ)	ДМФА	-40,6	3,3	-8,5	-	-1,4
C_{II} Арланского месторождения (порода УМ)	Карбонизированная вода	3,1	-2,8	3,0	-	-
C_{II} Арланского месторождения (порода ДП)	ШФЛУ	-3,3	39,2	3,1	-	1,6
C_{II} Арланского месторождения (порода Ю-СМ)	Водные растворы реагентов МФК: РМК-1	1,1	-2,8	5,5	-	-
C_{II} Арланского месторождения (порода УМ)	карбамол ЦЭМ	-1,4	-2,9	3,7	-	-
	ЛКЛ-5	-6,7	-4,7	3,3	-	-
Д, Уршакского месторождения	ВФ СНО	5,8	1,3	0,9	-	-1,1
Д, Уршакского месторождения (порода ТП)	ЛПЭ-11	5,5	12,8	2,9	-	1,7
$B_{C_{10}}$ Южно-Сургутского месторождения с естественной водоненасыщенностью	сульфоамин	0,0	-1,4	1,0	-	-11,6

Судя по значениям параметра вытеснения K_1 , большая часть испытанных нефтевытесняющих агентов являются неэффективными ($K_1 < 2$), остальные – слабоэффективными ($K_1 < 6,3$).

Более того, из неэффективных реагентов и композиций реагентов значительная часть характеризуется нефтевытесняющей способностью, меньшей, чем у воды ($K_1 < -2$). Среди них и реагенты ФХ-методов - НПАВ ОП-10; композиция ПАВ; полиакриламиды ОРPF-40NT и МСУ АЗ; композиция полиакриламида ОРPF-40NT с НПАВ (АФ-6 и АФ₉-12) и разновидность сшитого полимерного состава – композиция гипана с CaCl₂. Далее будет показано, что отрицательная нефтевытесняющая способность перечисленных реагентов обусловлена фазовыми переходами в вытесняющем агенте и ФХ-процессами в пластовой нефти, происходящими в пределах призабойной зоны пласта.

8.1.1. Оценка адсорбции реагента на поверхности горной породы

Параметр вытеснения K_2 характеризует вторую релаксацию в интервале от $2 \cdot 10^5$ до $2 \cdot 10^8$ Гц спектров моделей пластов после вытеснения из них нефти водой и испытуемым агентом, т.е. он контролирует фазу коллоидных частиц остаточной нефти типа твердокристаллических или ТКГ-частиц, контактирующих непосредственно с поверхностью порового пространства горной породы. Следовательно, параметр несет информацию об адсорбции реагента на поверхности этой породы [60, 75].

Анализ исследованных систем по значениям параметра K_2 (см. табл. 8.1 и 8.2) позволяет заключить, что реагент адсорбируется поверхностью пор горной породы, если определенная для него величина K_2 удовлетворяет неравенству:

$$-9,8 \leq K_2 < -2. \quad (8.7)$$

Вопреки существующим представлениям о высокой адсорбции на поверхности порового пространства пласта реагентов ФХ-методов в процессе вытеснения из него нефти с их использованием [69, 93, 119], для коллекторов Терригенного Девона, полимиктовых, пласта C_{II} Арланского месторождения не установлена адсорбция НПАВ ОП-10, композиции хлорного железа с НПАВ АФ-9, композиции ПАВ, композиции полиакриламида ORPF-40NT с НПАВ, полиакриламида ORPF-40NT и композиции гипана с $CaCl_2$. Адсорбция полиакриламида МСУ АЗ на поверхности полимиктовых песчаников с ярко выраженной гидрофильностью и НПАВ АФ₉-12, СНО-4А (товарная форма неонола АФ₉-12) на поверхности девонского песчаника – ниже ожидаемой. Результаты по адсорбции неонола АФ₉-12 на поверхности пор песчаников являются противоречивыми, поскольку для случая уршакского песчаника с естественной водо- и нефтенасыщенностью адсорбция этого НПАВ отсутствует (см. значения K_2 в табл. 8.2).

Результаты определения адсорбции реагентов ФХ-методов на поверхности пор исследованных моделей пластов свидетельствуют о том, что механизм адсорбции этих реагентов является не основным при объяснении их непроизводительных потерь в продуктивном пласте, чем в значительной мере оправдывается низкая эффективность применения ФХ-методов [119]. Более весомыми являются потери данных реагентов в остаточной нефти и связанной воде, вследствие фазовых переходов в вытесняющем агенте и ФХ-процессов в пластовых нефтях, происходящих в пределах ПЗП [36].

Существующими лабораторными методами определения адсорбции реагента в пластовых условиях [69] не отделяется физическая адсорбция его на поверхности породы от его необратимого поглощения пластовыми флюидами. В результате теряет смысл прогнозирование изменения смачиваемости горной породы вследствие использования реагента и остается открытым вопрос природы фактора остаточного сопротивления и его роли при вытеснении нефти большими оторочками водорастворимых полимеров типа полиакриламида.

8.1.2. Идентификация ФХ-процессов и фазовых переходов в пластовой нефти и вытесняющем агенте

Результаты прогнозирования фазовых переходов и возможности протекания в пласте ФХ-процессов по данным действующего комплекса лабораторных испытаний нефтевытесняющих реагентов [69, 119] часто не подтверждаются практикой разработки нефтегазовых месторождений. Использование для идентификации данных явлений геофизических и гидродинамических методов исследований скважин полностью не решает проблемы, а позволяет выявить только известные (масштабные) процессы в пределах ПЗП [36].

К числу надежно не подтвержденных в пластовых условиях явлений относятся: фазовый переход – гелеобразование в пласте водорастворимых полимеров и ФХ-процессы – адсорбция реагента на поверхности порового пространства коллектора; внутрипластовое эмульгирование нефти; химическая деструкция молекул НПАВ; деасфальтизация пластовой нефти вследствие несовместимости с ней реагента; хемосорбция реагента на коллоидных частицах остаточной нефти.

Как уже упоминалось, фазовые переходы и ФХ-процессы сопровождаются увеличением числа каких-либо видов коллоидных частиц остаточной нефти. Такие изменения контролируются параметрами вытеснения K_1 , K_3 и K_m (см. табл. 8.1 и 8.2). В результате анализа значений этих параметров выведены численные критерии выявления ФХ-процессов (или фазовых переходов) в пластовых условиях [36].

ФХ-процесс (или фазовый переход), обусловленный взаимодействием нефтевытесняющего реагента с коллоидными частицами пластовой нефти типа ФПС, жидкокристаллическими (или частицами близкими к ним по степени их упорядоченности) и мицеллообразными, установлен, если измеренные значения K_1 , K_3 и K_m удовлетворяют неравенствам:

$$-40,6 \leq K_1 < -2; \quad (8.8)$$

$$-23,4 \leq K_3 < -2; \quad (8.9)$$

$$-57,6 \leq K_m < -2. \quad (8.10)$$

Ряд испытанных реагентов обладает нефтewытесняющей способностью, меньшей, чем у воды ($K_1 < -2$). Это связано с фазовыми переходами и ФХ-процессами, обусловленными взаимодействием в пределах ПЗП этих реагентов с фазой ФПС пластовой нефти. Для таких реагентов установлены: фазовый переход – гелеобразование в пласте полиакриламидов, композиций полиакриламида с НПАВ и гипана с CaCl_2 , вследствие их слабых химических взаимодействий (типа водородных связей) с ФПС пластовой нефти; хемосорбция ОП-10 и композиции ПАВ на ФПС остаточной нефти; деасфальтенизация пластовой нефти ДМФА, ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов), нестабильным бензином, раствором черного соляра в нефрасе $\text{C}_4130/350$, реагентом МФК-ЛКЛ-5.

В условиях пластов D_1 , C_{II} и BC_{10} невозможна химическая деструкция молекул неонолов, поскольку НПАВ ОП-10 и композиция ПАВ вступают в реакцию хемосорбции ($K_1 < -2$), а реагенты АФ₉-12 и СНО-4А адсорбируются поверхностью порового пространства ($K_2 < -2$). Подобные процессы не могут происходить с неполноценными молекулами.

Широко известно применение по разнообразным технологиям для изоляции притока воды в добывающих скважинах водорастворимых полимеров, базирующееся на их способности создавать в ПЗП гелеобразные структуры. Для этого более предпочтительно использовать исследованные полиакриламиды, которые в отличие от гипана характеризуются более низкими значениями параметра K_1 . Полиакриламид ОРPF-40NT не адсорбируется на поверхности пластов C_{II} и $\text{D}_{1,2}$, а гипан – на поверхности пласта BC_{10} ($K_2 > -2$), т.е. они не снижают проницаемость породы (не проявляется фактор остаточного сопротивления, в данном случае такое понятие применимо только для условий ПЗП, вследствие образования в ней гелеобразных структур, и определяется их устойчивостью). При применении больших оторочек водных растворов таких полимеров с целью повышения нефтеотдачи пласта, вследствие гелеобразования в ПЗП, выходящий в объем пласта раствор значительно обеднен полимером (отсутствует его адсорбция в межскважинном пространстве пласта), а его подвижность становится сравнимой с подвижностью воды (незначительный

фактор сопротивления), т.е. охват межскважинного пространства пласта заводнением не увеличивается [73]. Для сильно гидрофилизированных полимиктовых отложений пласта БС₁₀ Мартемьяновского – Тетеревского месторождения полиакриламид МСУ АЗ следует считать умеренным понизителем проницаемости ($K_2 = -7,2$). Можно ожидать, что в данных условиях этот реагент незначительно повышает охват пласта заводнением. По отношению к приросту нефтеотдачи этот эффект будет нивелирован нефтевытесняющей способностью данного полимера, меньшей чем у воды ($K_1 = -6,5$).

Композиция полиакриламида с НПАВ в условиях пласта С_{II} Ново-Хазинской площади Арланского месторождения обладает вытесняющей способностью более низкой, чем у воды ($K_{1-} = -5,4$) и не повышает охват пласта заводнением ($K_2 = 15,7$). Это противоречит данным действующего комплекса лабораторных испытаний реагентов [2], но подтверждено отрицательными результатами промысловых испытаний композиции в пласте С_{II} указанного нефтяного месторождения [36].

Как уже упоминалось, разновидность сшитого полимерного состава (СПС) – композиция гипана с CaCl₂ является менее эффективным водоизолирующим средством, чем полиакриламиды. Закачка СПС на основе водорастворимых полимеров ряда акриламида и солей трехвалентного хрома – достаточно известная потокоотклоняющая технология [70, 96]. Ее применение характеризуется положительным эффектом при ограничении притока воды в скважины [68]. Вместе с тем, встает вопрос о коренном принципе этой технологии – о целесообразности искусственных сшивок макромолекул полиакриламидов, поскольку и без сшивок они дают в ПЗП при взаимодействии с ФПС пластовой нефти устойчивые гелеобразные структуры, обеспечивающие водоизоляционный эффект.

Значения параметров вытеснения K_1 и K_2 для нестабильного бензина и раствора черного соляра в нефрасе в условиях пласта БС₁₀ Федоровского месторождения свидетельствуют о том, что эти реагенты можно применять для гидрофобизации ПЗП с ярко выраженной гидрофильностью. При этом происходят процессы высаживания асфальтенов из нефти и их последующее адсорбирование на поверхности порового пространства ($K_1 < -2$, $K_2 < -2$), что должно увеличить фазовую проницаемость для нефти. Предпочтительней использовать в данных целях нестабильный бензин, имеющий более низкие значения K_1 и K_2 . Процесс подтверждается восстановлением продуктивности добывающих скважин после обработки их ПЗП углеводородными растворителями [20].

С точки зрения физического смысла измеренные параметры вытеснения K_3 и K_m при соблюдении неравенств (8.9) и (8.10) показывают на ФХ-процесс, инициирование которого обеспечивает фазовый переход других видов коллоидных частиц пластовой нефти соответственно в жидкокристаллические (или близкие к ним по степени их упорядоченности надмолекулярные образования) и мицеллообразные частицы остаточной нефти. Таким процессом может быть межфазовый катализ, заключающийся в извлечении реагентом из пластовой нефти металло-порфириновых комплексов и переводе их в связанную воду [109, 110].

Анализ значений параметров K_n и K_2 для испытанных реагентов МФК в условиях пластов Д₁, С_{II} и БС₁₀ показывает, что реагенты ВФ СНО и ЛПЭ-11 относятся к малоэффективным нефтевытесняющим агентам, так же как реагенты РМК-1, ЦЭМ и сульфоамин, характеризующиеся нефтевытесняющей способностью воды, адсорбционно неактивны (точнее реагенты РМК-1 и ЦЭМ обладают малой адсорбционной активностью). Сульфоамин характеризуется слабым каталитическим процессом ($K_m = -11,6$). Реагент ЛКЛ-5 в условиях пласта С_{II} высаживает асфальтены из пластовой нефти с последующей их адсорбцией на поверхности пор ($K_1 < -2$, $K_2 < -2$), т.е. является инициатором гидрофобизации. Перечисленные реагенты кроме сульфоamina в пластовых условиях не участвуют в процессе межфазного катализа (K_1 , K_3 и K_m более -2). Межфазный катализ не входит в число ФХ-процессов, интенсифицирующих процесс вытеснения нефти. Данный вывод подтвержден неудовлетворительными результатами опытно-промышленных испытаний реагентов МФК [109].

Причиной некоторого снижения эффективности применения реагентов смешивающегося вытеснения – толуола и растворителя № 1 по сравнению с ожидаемой является фазовый переход в процессе вытеснения нефти одних видов коллоидных частиц пластовой нефти в другие виды коллоидных частиц остаточной нефти ($K_3 < -2$, $K_m < -2$) [73].

Концентрированный водный раствор композиции хлорного железа с эмульгатором АФ-9 вызывает самопроизвольное образование эмульсии извлекаемых нефтей с водой. Анализ значений K_n и K_2 для испытанной в условиях пластов С_{II}, Д_{1,2} и АБ₂₋₃ композиции показал, что во всех случаях она характеризуется нефтевытесняющей способностью воды, адсорбционно неактивна и за исключением пластов АБ₂₋₃ не вызывает возникновения ФХ-процессов в исследованных пластах. В пластах АБ₂₋₃ установлен слабый ФХ-процесс (или фазовый пере-

ход, $K_m = -7,9$). Следовательно, изученная композиция не приводит к внутрислоистовому эмульгированию нефти, имеющему практическое значение.

Для ряда моделей пластов после воздействия на них реагентами, в том числе и реагентами ФХ-методов, отмечается появление новой фазы связанной воды, релаксация которой подчиняется правилу m -й степени, при отсутствии такой релаксации в спектрах аналогичных моделей после вытеснения из них нефти водой (см. рис.7.7–7.9, 7.11). Такой фазовый переход сопровождается снижением значений параметра K_1 .

Все выявленные ФХ-процессы и фазовые переходы наблюдаются в пределах ПЗП и заметно уменьшают нефтевытесняющую способность испытываемого реагента [36, 78].

Представленные результаты экспериментальных исследований противоречат данным действующего комплекса лабораторных испытаний нефтевытесняющих реагентов, подтверждают положительные результаты от обработок ПЗП с применением реагентов ФХ-методов [68, 93] и низкие оценки эффективности применения больших оторочек водных растворов этих реагентов на некоторых нефтяных месторождениях России [11, 49, 73].

8.2. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Изменение степени агрегативной устойчивости (изменение вязкости среды, окружающей молекулярные агрегаты) коллоидных частиц остаточной нефти и связанной воды K_{nt} после воздействия на модель пласта реагентом определяют по формуле [61, 73]:

$$K_{nt} = (\tau_b - \tau) / \zeta \cdot \tau, \quad (8.11)$$

где $n = 1, 2, 3, \dots, m$ – порядковый номер релаксации в диэлектрическом спектре; τ_b и τ – время релаксации коллоидных частиц остаточной нефти и связанной воды, характеризующее соответствующую релаксацию в спектре модели пласта после вытеснения из нее нефти соответственно водой и испытываемым агентом; ζ – максимальная относительная погрешность измерения τ_b и τ .

В данном случае величина K_{nt} является мерой агрегативной устойчивости коллоидных частиц. Не следует считать, что агрегативная устойчивость при этом связана с временем жизни коллоидных частиц или отражает его [78].

В табл. 8.3 представлены величины параметров $K_{нт}$ для различных моделей пластов после вытеснения из них нефти эталонными и испытанными агентами. В расчетах значений $K_{нт}$ использованы данные по величинам τ_B и τ (см. табл. 7.1, 7.3, 7.5, 7.7, 7.9, 7.12 и 7.13) и значение $\zeta = 0,08$.

Численные критерии оценки параметров $K_{нт}$ были выведены на основе данных табл. 8.3 [75].

Микровязкость фаз коллоидных частиц остаточной нефти и связанной воды, определяемых первой, третьей, четвертой и последней релаксациями в спектре модели пласта после воз-

Таблица 8.3

Величины $\ddot{a}_{нт}$, характеризующие модели пластов после вытеснения из них нефти эталонными и испытанными агентами

Модель пласта	Вытесняющий агент	$K_{1\tau}$	$K_{3\tau}$	$K_{4\tau}$	$K_{нт}$
Д ₁ Уршакского месторождения (порода ТМ)	Модель уршакской нефти	31,2	-4,9	-	4,2
	Бензин С2-80/120	18,7	2,6	-	0,0
	Смесь воды, этилового спирта и йода	12,5	4,9	-	-2,3
БС ₁₀ Южно-Сургутского месторождения с естественной водо- и нефтенасыщенностью	Толуол	-2,1	3,1	-	6,1
С ₁₁ Арланского месторождения (порода ТМ)	Толуол	6,2	17,0	-	1,6
	Растворитель № 1	6,2	4,0	-	0,2
БС ₁₀ Фёдоровского месторождения	Гудрон в нефрасе С ₄ 130/350	-2,5	19,4	-	0,0
Д ₁ Уршакского месторождения с естественной водо- и нефтенасыщенностью	Водные растворы реагентов: СНО-Глиф АФ ₉ -12	7,5	4,5	-	4,7
		7,5	-2,4	-	2,6
Д ₁ Уршакского месторождения (порода ТМ)	АФ ₉ -12 ОП-10	0,0	5,2	-	3,3
		0,0	2,7	-	0,0
С ₁₁ Арланского месторождения (порода ТП)	СНО-4А	2,9	-	-	-
С ₁₁ Арланского месторождения	Полиакриламид ОРPF-40NT с АФ-6 и АФ ₉ -12 Хлорное железо с АФ-9 Глицерин - вода (3:1)	-1,2	24,8	-	4,8
		7,5	-	-	-6,3
		-2,5	-	-	-7,8
		0,0	4,9	-	1,8
Д _{1,2} Югомаш-Максимовского место-	Полиакриламид ОРPF-40NT	0,0	4,9	-	1,8

Продолжение табл. 8.3

Модель пласта	Вытесняющий агент	$K_{1т}$	$K_{3т}$	$K_{4т}$	$K_{пт}$
рождения (порода КМ)	Хлорное железо с АФ-9	-8,5	78,4	-	-0,9
	Глицерин – вода (3:1)	-8,9	60,2	-	1,2
BC ₁₀ Мартемьяновского-Тетеревского месторождения	Полиакриламид МСУ АЗ	-10,0	-3,8	-7,3	-2,8
АБ ₂₋₃ Самотлорского месторождения	Хлорное железо с АФ-9	-6,3	-	-	2,1
	Глицерин – вода (3:1)	-9,4	-	-	4,6
BC ₁₀ Фёдоровского месторождения	Композиция ПАВ	6,3	19,4	-	0,0
	Гипан с CaCl ₂	0,0	-5,0	-0,3	1,9
C _{II} Арланского месторождения	Бутилкаучук в бензине	-5,0	-	-	-7,0
D _{1,2} Югомаш-Максимовского месторождения (порода КМ)	Бутилкаучук в бензине	1,8	0,9	-	-8,9
АБ ₂₋₃ Самотлорского месторождения	Бутилкаучук в бензине	15,4	-	-	4,0
BC ₁₀ Фёдоровского месторождения	Нестабильный бензин	8,8	11,6	-	1,4
	Черный соляр в нефрасе С ₄ 130/350	-1,2	-0,9	22,2	1,6
C _{II} Арланского месторождения (порода ТМ)	ДМФА	6,3	-9,1	-	1,1
C _{II} Арланского месторождения (порода УМ)	Карбонизированная вода	-3,8	7,9	-	-
C _{II} Арланского месторождения (порода ДП)	ШФЛУ	-6,3	7,1	-	1,5
C _{II} Арланского месторождения (порода Ю-СМ)	Водные растворы реагентов:				
	РМК-1	0,0	9	-	-
C _{II} Арланского месторождения (порода УМ)	карбамол ЦЭМ	2,5	9,5	-	-
	ЛКЛ-5	10,0	43,9	-	-
D ₁ Уршакского месторождения	ВФСНО	4,2	-5,3	-	-3,8
D ₁ Уршакского месторождения (порода ТП)	ЛПЭ-11	-8,3	1,0	-	-1,3
BC ₁₀ Южно-Сургутского месторождения с естественной водо- и нефте-насыщенностью	сульфоамин	0,0	-1,4	-	5,2

действия на нее испытуемым реагентом, не изменилась, если величины измеренных параметров $K_{1\tau}$, $K_{3\tau}$, $K_{4\tau}$ и $K_{m\tau}$ удовлетворяют неравенству:

$$-2 \leq K_{m\tau} \leq 2. \quad (8.12)$$

Рост микровязкости фаз коллоидных частиц остаточной нефти и связанной воды, определяемых первой, третьей, четвертой и последней релаксациями в спектре модели пласта после воздействия на нее испытуемым реагентом, установлен, если измеренные параметры $K_{1\tau}$, $K_{3\tau}$, $K_{4\tau}$ и $K_{m\tau}$ удовлетворяют неравенствам:

$$-10 \leq K_1 < -2; \quad (8.13)$$

$$-9,1 \leq K_{3\tau} < -2; \quad (8.14)$$

$$-7,3 \leq K_{4\tau} < -2; \quad (8.15)$$

$$-8,9 \leq K_{m\tau} < -2. \quad (8.16)$$

Снижение микровязкости фаз коллоидных частиц остаточной нефти и связанной воды, определяемых первой, третьей, четвертой и последней релаксациями в спектре модели пласта после воздействия на нее испытуемым реагентом, установлено, если величины измеренных параметров $K_{1\tau}$, $K_{3\tau}$, $K_{4\tau}$ и $K_{m\tau}$ удовлетворяют неравенствам:

$$2 < K_{1\tau} \leq 31,2; \quad (8.17)$$

$$2 < K_{3\tau} \leq 78,4; \quad (8.18)$$

$$2 < K_{4\tau} \leq 22,2; \quad (8.19)$$

$$2 < K_{m\tau} \leq 4,8. \quad (8.20)$$

Все эталонные и испытанные реагенты, судя по измеренным значениям параметров $K_{m\tau}$, изменяют физико-механические свойства остаточной нефти и связанной воды (например, вязкость или подвижность), но в разной степени.

Поскольку низкая нефтewытесняющая способность испытанных реагентов известна, то можно уточнить механизм нефтеотдачи при их применении большими оторочками. В исследованных геолого-физических условиях данные реагенты расходуются на изменение физико-механических свойств остаточной нефти и связанной воды, практически активно не участвуя

в процессе вытеснения нефти. Это связано с экранированием подвижной части пластовой нефти коллоидными частицами неподвижной составляющей связанной воды.

Экранирование подвижной части пластовой нефти является следствием процесса структурирования вытесняющего нефть агента (водных растворов реагентов ФХ-методов) в результате уже упоминавшегося его фазового перехода в пределах ПЗП “свободная жидкость – жидкость, характеризующаяся резким увеличением степени ее структурирования” [73, 78]. За пределами ПЗП в межскважинном пространстве пласта вытесняющий нефть водный раствор реагента (или композиции реагентов) сближается по структурно-механическим свойствам с остаточной нефтью и связанной водой и разделяет их на подвижную и неподвижную составляющие. Судя по видам некоторых коллоидных частиц, входящих в данные флюиды, неподвижная часть этих флюидов близка по структуре к конденсационно-кристаллизационным структурам. В результате тонкие прослойки воды с такой структурой на границе с поверхностью нефти и горной породы препятствуют (экранируют) концентрацию на ней реагентов, особенно их высокомолекулярных фракций, по механизму молекулярной диффузии. Вследствие этого на границах раздела указанных фаз концентрация реагента недостаточна для того, чтобы он мог конкурировать по поверхностной активности с активными компонентами нефти, увеличивать смачиваемость породы водой и вызывать внутрипластовое эмульгирование нефти. Следовательно, в пластовых условиях поверхностная активность реагентов значительно снижается, что подтверждено результатами диэлектрических исследований нефтевытесняющей способности реагентов ФХ-методов и идентификации ФХ-процессов.

Влияние структурирования пластовых флюидов (в сущности экранирования подвижной составляющей пластовой нефти) на эффективность извлечения нефти с применением реагентов ФХ-методов рассмотрено на примере щелочного заводнения [73]. Проведение этого анализа упрощается, поскольку хорошо известно, что связанная вода неактивна и замедляет течение химических реакций [41]. При щелочном заводнении химическая реакция омыления между кислыми компонентами пластовой нефти и щелочью закачиваемого водного раствора будет заторможена, поскольку оба реагирующих компонента в пластовых условиях в области контакта являются высокоструктурированными жидкостями, и находятся в состоянии, близком к конденсированному (твердому), т.е. выход ПАВ в водной фазе незначителен по сравнению с ожидаемым. Та-

ким образом, эффективность извлечения нефти в результате генерирования в межскважинном пространстве пласта ПАВ невелика.

Разновидность потокоотклоняющих технологий – метод осадкообразования в пласте с использованием водорастворимых агентов неорганического происхождения [71, 93, 99] не способен обеспечить повышение охвата межскважинного пространства пласта заводнением из-за незначительного выхода в водной фазе продукта химической реакции – коллоидного осадка типа $\text{CaSiO}_3\downarrow$ или $\text{Al}(\text{OH})_3\downarrow$, вследствие высокой степени структурирования водной фазы в этой области пласта.

Результаты проведенных экспериментальных исследований дают основание для построения схемы механизма нефтеотдачи пластов с применением больших оторочек реагентов ФХ-методов, радикально отличающейся от действующей. При этом требуется дополнительная информация: экспериментальное обоснование роли диффузионных процессов реагентов в механизме нефтеотдачи; данные о изменении локальной вязкости подвижных составляющих остаточной нефти и связанной воды после воздействия на модель пласта реагентом и о видах коллоидных частиц, входящих в эти составляющие.

Теоретически такую информацию можно получить с помощью метода спинового зонда в сочетании с данными о параметрах изменения степени агрегативной устойчивости коллоидных частиц остаточной нефти и связанной воды.