

Глава 9

ИССЛЕДОВАНИЕ ЛОКАЛЬНОЙ ПОДВИЖНОСТИ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ И СВЯЗАННОЙ ВОДЫ МЕТОДОМ СПИНОВОГО ЗОНДА¹

Исследования по оценке влияния закачанных в продуктивный коллектор нефтевытесняющих реагентов на подвижность неизвлеченной нефти и связанной воды из-за происходящих в пласте процессов практически не проводят в лабораторных условиях и тем более с применением геофизических и гидродинамических методов. Информацию о таких явлениях можно получить путем изучения локальной подвижности молекул в нефтяной и водной фазах модели пласта после вытеснения из нее нефти водой и растворами испытуемых реагентов или их композиций. В качестве указанных молекул можно использовать спиновые (парамагнитные) зонды – нитроксильные радикалы – водорастворимый R1 и нефтерастворимый R6, вводящие в водную и нефтяную фазы модели пласта при проведении на них гидродинамического моделирования процесса вытеснения нефти по ОСТ 39-195–86.

Данные зонды, взаимодействуя с окружением в модели пласта, изменяют скорость вращения, что отражается в их спектрах ЭПР. С использованием определенного по спектрам ЭПР зондов времени корреляции вращательной диффузии (время изотропного вращения спинового зонда вокруг собственной оси) τ_R можно оценить по формуле Стокса – Эйнштейна (1.8) микровязкость (или локальную подвижность) подвижных составляющих остаточной нефти и связанной воды. Для простых жидкостей, например, смесей глицерина с водой, определенная по соотношению (1.8) микровязкость совпадает с макровязкостью [48].

Одним из преимуществ исследования локальной подвижности нефтяной и водной фаз, находящихся в пористой среде в

¹ Глава составлена совместно с канд. физ.-мат. наук Р.А. Садыковым и доктором физ.-мат. наук В.П. Будтовым

структурированном состоянии, является возможность оценки изменения межмолекулярного взаимодействия в них в результате закачки в модель пласта реагента. Мерой этого взаимодействия является энергия активации спинового зонда, оцениваемая по формуле типа (1.6). Как следует из уравнения (1.7), где задается связь между энтропийной и энтальпийной составляющими энергии активации зонда, по измеренным величинам данного параметра можно идентифицировать диффузионные (или диффузионно-химические) ФХ-процессы, определяющие эффективность вытеснения нефти с использованием реагентов. В случае, когда энергия активации зонда определяется энтальпийной составляющей, она близка к энергии активации текучести жидкости (например, для смеси глицерина с водой). Для ряда свободных жидкостей энергии активации нитроксильных радикалов измерены [15], что позволит более надежно установить упомянутые ФХ-процессы.

В случае установления взаимосвязи между измеренными параметрами K_{π} и τ_R , представляется возможность установления видов коллоидных частиц, входящих в подвижную часть остаточной нефти и связанной воды, и определить изменение вязкости (макрвязкости) подвижных составляющих данных флюидов в результате закачки реагента [73, 79].

9.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК СПИНОВЫХ ЗОНДОВ В СВОБОДНЫХ ЖИДКОСТЯХ И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДАХ

Для лабораторных исследований были выбраны образцы осадочных горных пород пластов $D_{1,2}$ Сергеевского и Кушкульского, C_{II} Арланского, BC_{10} Мартемьяновского-Тетеревского и AB_{2-3} Самотлорского нефтяных месторождений, различающихся по гидрофильности [73, 79].

Вытеснение нефти из моделей пластов проводилось как водой, так и растворами реагентов, способных максимально изменять подвижность остаточной нефти и связанной воды. При вытеснении нефти смесью глицерин – вода, связанная вода в горной породе создавалась данным раствором.

Измеренные характеристики нитроксильных радикалов $R1$ и $R6$ – время вращения τ_R и энергия активации для связанной воды и остаточной нефти сравнивались с аналогичными для свободных жидкостей – пластовой воды, извлекаемых нефтей и изовязкой модели пластовой нефти.

В табл. 9.1 и 9.2 представлены значения τ_{R1} и τ_{R6} для зон-

Таблица 9.1

Величины τ_{R1} , характеризующие полярную фазу в различных объектах зондирования

Объект зондирования	Время вращения τ_{R1} , нс
Пластовая вода	0,037
Глицерин – вода (1:1)	0,150
Глицерин – вода (3:1)	0,640
Глицерин	3,000
Арланский песчаник, насыщенный водой	0,060
смесью глицерин – вода (3:1)	0,660
Сергеевский песчаник, насыщенный: водой	0,054
смесью глицерин – вода (3:1)	0,390
Мартемьяновский-Тетеревский песчаник, насыщенный смесью глицерин – вода (3:1)	0,580
Самотлорский песчаник, насыщенный водой	0,053
Вода в эмульсии:	
модели арланской нефти (1:1)	0,071
иркенской нефти (1:1)	0,078
солкинской нефти (1:1)	0,047
Связанная вода в модели пластов АБ _{2,3} Самотлорского месторождения после вытеснения из нее нефти:	
водой	0,035
раствором хлорного железа с АФ-9	0,033
бутилкаучуком в бензине	0,044
Связанная вода в модели пластов Д _{1,2} Югомаш-Максимовского месторождения (порода КМ) после вытеснения из нее нефти:	
водой	0,037
раствором хлорного железа с АФ-9	0,025
бутилкаучуком в бензине	0,025

Таблица 9.2

Величины τ_{R6} , характеризующие неполярную фазу в различных объектах зондирования

Объект зондирования	Время вращения τ_{R6} , нс
Нефть:	
иркенская	0,360
солкинская	0,260
Модель арланской нефти	0,200
Бутилкаучук в бензине	0,091
Керосин	0,020
Нефть в эмульсии:	
модели арланской нефти (1:1)	0,240
иркенской нефти (1:1)	0,340
солкинской нефти (1:1)	0,250

Продолжение табл. 9.2

Объект зондирования	Время вращения $\tau_{R6, HC}$
Арланский песчаник, насыщенный моделью арланской нефти	0,200
Остаточная нефть в модели пласта C_{II} Арланского месторождения после вытеснения из нее нефти:	
водой	0,520
смесью глицерин – вода (3:1)	0,600
раствором хлорного железа с АФ-9	0,560
Остаточная нефть в модели пластов $AB_{2,3}$ Самотлорского месторождения после вытеснения из нее нефти бутылкаучуком в бензине	0,300
Остаточная нефть в модели пластов $D_{1,2}$ Югомаш-Максимовского месторождения (порода КМ) после вытеснения из нее нефти:	
водой	0,085
смесью глицерин – вода (3:1)	0,610
бутылкаучуком в бензине	0,080

дов соответственно R1 и R6 в полярной и неполярной фазах исследованных систем для разных объектов зондирования при температуре 297 К.

Время вращения τ_{R1} водорастворимого радикала R1 возрастает приблизительно в 100 раз с увеличением содержания в воде глицерина (см. табл. 9.1), т.е. оно примерно пропорционально локальной вязкости среды (находится в сфере действия соотношения Стокса – Эйнштейна).

Влияние пористой среды на подвижность молекул радикала R1 в насыщающих горные породы воде или смеси глицерин – вода (3:1) является заметным (в воде подвижность уменьшается в 1,5–2 раза).

Для эмульсии вода – нефть видно, что подвижность молекул нефтерастворимого радикала R6 фактически не меняется при переходе нефти из однородного состояния в эмульсию; подвижность молекул водорастворимого радикала R1 в эмульсии уменьшается в 1,5–2 раза, т.е. также как и при движении молекул воды в поровом пространстве горной породы (см. табл. 9.1 и 9.2). Это связано с уменьшением подвижности молекул воды на границе раздела фаз. Полученные результаты подтверждают существование тонких прослоек воды с аномальными физико-механическими свойствами на поверхностях горной породы и пластовой нефти и ранее идентифицированных по диэлектрическим спектрам моделей остаточной нефти.

9.1.1. Определение энергии активации спиновых зондов и изменений локальной подвижности остаточной нефти и связанной воды

Из температурных зависимостей τ_{R1} , изображенных на рис. 9.1, для насыщающих различные горные породы воды и смеси глицерин – вода (3:1), следует, что энергия активации для радикала R1 в воде составляет 18,4 кДж/моль, в смеси вода – глицерин равняется 21–37,7 кДж/моль. Полученные значения энергии активации близки к ожидаемым для свободных жидкостей.

Энергия активации для радикала R6 в нефти, насыщающей различные горные породы, и остаточной нефти после вытеснения нефти из модели пласта водой и водным раствором хлорного железа с неолоном АФ-9 (рис. 9.2) составляет 18–21,4 кДж/моль, что близко как между собой, так и к ожидае-

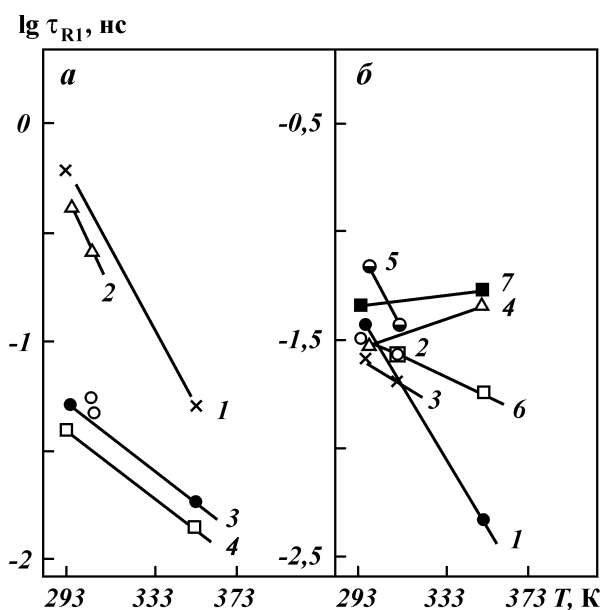


Рис. 9.1. Температурные зависимости времени вращения τ_{R1} зонда R1:
a – 1, 2, 4 – смесь глицерин – вода (в соотношении 0,75:0,25), насыщающая сухие пористые среды соответственно Мартемьяновского-Тетеревского, Сергеевского и Самотлорского месторождений; 2, 3, 5 – вода в горных породах Самотлорского месторождения; 1 и 2, 3 и 4, 5 и 6 – после вытеснения нефти соответственно водой, раствором хлорного железа с АФ-9, смесью глицерина с водой; 7 – после вытеснения нефти раствором бутылкаучука в бензине

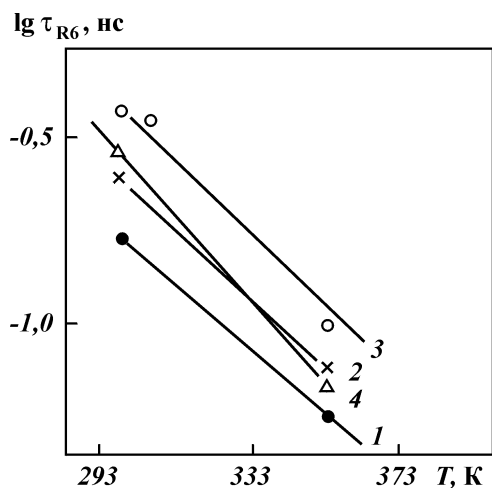


Рис. 9.2. Температурные зависимости времени вращения τ_{R6} зонда R6 для нефтей, насыщающих сухие горные породы Самотлорского (1) и Сергеевского (3) месторождений, а также для остаточных нефтей после вытеснения нефти водой (2) и раствором хлорного железа с АФ-9 (4) из модели пластов АБ_{2,3} Самотлорского месторождения

мым величинам для свободных жидкостей. Необходимо только учитывать, что абсолютные значения τ_{R6} в 1,5–2 раза больше для остаточной нефти по сравнению с аналогичными значениями для извлекаемых нефтей и модели нефти. Следовательно, молекулы остаточной нефти менее подвижны (в 1,5–2 раза), чем свободной. Идентичный вывод следует и из данных, приведенных для случая вытеснения нефти водой и водным раствором хлорного железа с АФ-9 (см. табл. 9.2).

Противоположный результат получается при вытеснении нефти водой и раствором бутилкаучука в бензине из модели пластов Д_{1,2} Югомаш-Максимовского месторождения (порода КМ). Время вращения τ_{R6} характеризуется меньшими значениями даже по сравнению с аналогичной величиной для свободной жидкости – бутилкаучука в бензине. Идентичное явление, но только для зонда R1 в связанной воде, наблюдается для этой модели пластов после вытеснения из нее нефти бутилкаучуком в бензине и водным раствором хлорного железа с АФ-9. Время вращения τ_{R1} уменьшается в 1,5 раза по сравнению с аналогичной величиной для свободной воды.

Локальная подвижность остаточной нефти и связанной воды изменяется по отношению к данному параметру для извлекаемой нефти и свободной воды в 1,5–2 раза. При уменьшении локальной подвижности – связанная вода, также как и остаточная нефть, имеет структуру, близкую к структуре граничного слоя воды на поверхности горной породы, поскольку энергия активации зондов в насыщающей модель пласта воде,

остаточной и насыщающей эту модель нефти сравнима по величине.

Увеличение подвижности зондов в остаточной нефти и связанной воде модели пластов $D_{1,2}$ Югомаш-Максимовского месторождения (порода КМ) является неожиданным результатом.

Формально это можно объяснить тем, что вытеснение нефти указанными агентами, инициирует фазовый переход формирующихся связанной воды и остаточной нефти, подобный гелеобразованию жидкостей [151]. Формирование их в поровом пространстве в виде структур, подобных по строению гелю, в какой-то мере подтверждается известной точкой зрения о существовании остаточной нефти в порах пласта в виде капель [53]. С учетом того, что зондируются подвижные составляющие указанных флюидов, можно предположить строение подобных структур. Внутренние полости таких структур имеют размеры, значительно превышающие радиус действия поверхностных сил, а их поверхность состоит из коллоидных частиц, входящих в неподвижную часть данных флюидов. Эти полости заполнены жидкостями: водой, имеющей степень структурирования свободной воды (или более низкую); в случае нефтяной структуры – слабоконцентрированным раствором в светлых фракциях нефти простейших ассоциатов нефти и коллоидных частиц, входящих в подвижную составляющую остаточной нефти. Необычность образующихся структур подтверждается и ярко выраженным фазовым переходом одних видов коллоидных частиц пластовой нефти в другие виды коллоидных частиц остаточной нефти ($K_3 = -23,4$ и $K_m = -57,6$) при вытеснении нефти из рассматриваемой модели пластов бутилкаучуком в бензине (см. табл. 8.2).

9.1.2. Идентификация диффузионно-химических процессов

На примере температурных зависимостей τ_{R1} (см. рис. 9.1, б) показаны методические приемы анализа информации о локальной подвижности полярной (водной) фазы с целью установления ФХ-процессов при вытеснении нефти.

Энергия активации радикала R1 в связанной воде при вытеснении нефти из моделей пластов водой или раствором глицерин – вода составляет соответственно 35,2–35,6 и 37,7–43,6 кДж/моль, т.е. больше, чем для зонда R1 в насыщающих горные породы воде и смеси глицерин – вода. Это

свидетельствует о повышенном межмолекулярном взаимодействии.

При этом абсолютные значения τ_{R1} для зонда R1 в связанной воде моделей пластов после вытеснения из них нефти как водой, так и смесью глицерин – вода, в 1,5–2 раза меньше, чем для данных жидкостей, насыщающих те же горные породы, и приближаются к значению τ_{R1} для свободной воды. Это свидетельствует о сложном энтропийно-энергетическом балансе сил межмолекулярного взаимодействия, см. соотношение (1.7).

Данный вывод подтверждается результатами исследований вытеснения нефти из моделей пластов растворами хлорного железа с АФ-9 и бутилкаучука в бензине. В этих случаях энергия активации зонда R1 в связанной воде или очень мала (10,5 кДж/моль), или отрицательна (от –2,9 до –2,1 кДж/моль), т.е. общепринятое понятие энергии активации неприменимо. Следовательно, вытеснение нефти данными агентами является сложным диффузионно-химическим процессом. С ростом температуры происходит перераспределение роли процессов: движение молекул, сорбция на поверхности и др.

Таким образом, вытеснение нефти растворами композиций реагентов (в том числе и реагентов ФХ-методов) в отличие от воздействия водой или смесью глицерин – вода является сложным диффузионно-химическим процессом.

Полученный результат подтверждает ответственный за низкую эффективность применения реагентов ФХ-методов в межскважинном пространстве пласта механизм экранирования подвижной части пластовой нефти коллоидными частицами неподвижной составляющей связанной воды. Действительно, эффективный подвод реагентов из раствора к поверхностям горной породы и пластовой нефти может осуществляться только по механизму молекулярной диффузии. На самом деле, происходит торможение диффузионно-химических процессов реагентов ФХ-методов тонкими прослойками воды на указанных поверхностях, имеющих конденсационно-кристаллизационную структуру. Наиболее вероятно, что значительная часть реагента необратимо поглощается подвижной составляющей связанной воды, изменяя ее физико-механические свойства (например, вязкость).

Такой механизм непроизводительных потерь нефтевытесняющих реагентов требует экспериментального обоснования.

9.1.3. Экспериментальное обоснование механизма непроизводительных потерь реагентов ФХ-методов в межскважинном пространстве пласта

Исходя из соотношения Стокса – Эйнштейна (1.8), по аналогии с уравнением (8.11) параметры изменения вязкости подвижных составляющих остаточной нефти K_n и связанной воды K_b после вытеснения нефти раствором реагента из модели пласта определяют по формулам [73]

$$K_n = (\tau_{Rb} - \tau_R) / \zeta \tau_R; \quad K_b = (\tau_{Rb} - \tau_R) / \zeta \cdot \tau_R, \quad (9.1)$$

где τ_{Rb} , τ_R – время вращения нефтерастворимого или водорастворимого зонда в моделях пласта после вытеснения из них нефти соответственно водой и раствором испытуемого реагента; ζ – максимальная относительная погрешность измерения τ_{Rb} и τ_R .

Для установления взаимосвязи между параметрами K_n , K_b и K_{nt} был исследован массив данных по ним для моделей пластов различной гидрофильности после вытеснения из них нефти водой и растворами реагентов, способных максимально изменить подвижность остаточной нефти и связанной воды. Для расширения массива в него были включены данные по сухим горным породам, насыщенным водой, смесью глицерин – вода, нефтями и моделью нефти, что соответствовало крайним стадиям разработки нефтяных месторождений.

В расчетах значений K_n и K_b использованы данные по величинам τ_{Rb} и τ_R (см. табл. 9.1 и 9.2, рис. 9.1 и 9.2) и значение $\zeta = 0,07$.

В исследованиях использованы величины K_{nt} (см. табл. 8.3), а также вычисленные по соотношению (8.11), исходя из значений τ_b и τ (см. табл. 6.1, 6.3 и 7.11).

В результате перебора возможных комбинаций K_{nt} была установлена связь только между параметрами K_n , K_b и параметром $K_{1\tau} \cdot K_{m\tau}$, отражающим виды коллоидных частиц остаточной нефти и связанной воды, идентифицируемых по первой и последней релаксациям в диэлектрическом спектре.

Следовательно, согласно расшифровке спектров в подвижную часть остаточной нефти входят коллоидные частицы типа ФПС и мицеллообразные; связанной воды – НКМА граничного с породой слоя воды и фрагменты мономолекулярного слоя воды на поверхности порового пространства.

После воздействия на модель пласта реагентом вязкость подвижной составляющей остаточной нефти не изменяется при

$$-2 \leq K_n \leq 2, \quad (9.2)$$

увеличивается при

$$-12,3 \leq K_n < -2, \quad (9.3)$$

уменьшается при

$$2 < K_n \leq 41. \quad (9.4)$$

Вязкость подвижной составляющей связанной воды не изменяется при

$$-2 \leq K_b \leq 2, \quad (9.5)$$

увеличивается при

$$-13 \leq K_b < -2, \quad (9.6)$$

уменьшается при

$$2 < K_b \leq 6,9. \quad (9.7)$$

Исходя из неравенств (9.2) – (9.7), были установлены критерии качественной оценки изменения вязкости пластовых флюидов после закачки в модель пласта раствора реагента по параметру $K_{1\tau} \cdot K_{m\tau}$.

Вязкость подвижной составляющей остаточной нефти не изменяется при

$$-47,3 \leq K_{1\tau} \cdot K_{m\tau} < -7,6, \quad (9.8)$$

увеличивается при

$$-7,6 \leq K_{1\tau} \cdot K_{m\tau} \leq 941, \quad (9.9)$$

уменьшается при

$$-369 \leq K_{1\tau} \cdot K_{m\tau} < -47,3. \quad (9.10)$$

Вязкость подвижной составляющей связанной воды не изменяется при

$$-\infty < K_{1\tau} \cdot K_{m\tau} < -43,2 \text{ и} \quad (9.11)$$

$$63,9 < K_{1\tau} \cdot K_{m\tau} < +\infty, \quad (9.12)$$

увеличивается при

$$-43,2 \leq K_{1\tau} \cdot K_{m\tau} < 61,6, \quad (9.13)$$

уменьшается при

$$61,6 < K_{1\tau} \cdot K_{m\tau} \leq 63,9. \quad (9.14)$$

В качестве примера рассмотрено вытеснение нефти из модели пластов АБ_{2,3} Самотлорского месторождения концентрированным водным раствором хлорного железа с НП АВ АФ-9 при температуре 353 К (см. рис. 7.9, 9.1 и 9.2). Определенные с использованием формул (8.11) и (9.1) параметры $K_{1т}$, $K_{мт}$, K_n и K_v составляют соответственно -13,2; 1 и -12,8. Согласно неравенствам (9.2), (9.6), (9.8) и (9.13) вязкость подвижной составляющей остаточной нефти не изменяется, связанной воды увеличивается.

Вычисленное изменение вязкости нефтяной фазы $\Delta\eta_n = \xi |K_n| \cdot 100 = 7\%$ (незначительное изменение), а прирост вязкости водной фазы $\Delta\eta_v = \xi |K_v| \cdot 100 = 90\%$. Экспериментально подтверждено – непроизводительные потери реагентов ФХ-методов в межскважинном пространстве пласта в основном обусловлены их необратимым поглощением подвижной составляющей связанной воды.

Практические результаты представленного методического подхода согласуются с рассмотренным механизмом нефтеотдачи, а сам подход может претендовать на универсальность по мере накопления данных о параметрах $K_{мт}$, K_n и K_v , особенно для гидрофобных карбонатных коллекторов.

9.2. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОЛЯ ИНТЕНСИВНЫХ НИЗКОЧАСТОТНЫХ УПРУГИХ КОЛЕБАНИЙ НА ЛОКАЛЬНУЮ ПОДВИЖНОСТЬ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ¹

Исследования методом спинового зонда влияния воздействия упругих колебаний на локальную подвижность пластовых флюидов были проведены применительно к условиям ограничения притока воды или газа в добывающие скважины нефтеносных карбонатных коллекторов. Промысловыми испытаниями косвенно было установлено – положительный фактор воздействия упругими колебаниями на процесс водоизоляции призабойной зоны пласта с применением различных химических реагентов проявляется не только в более тонком диспергировании водоизолирующего материала, но и в активном влиянии на пластовую систему, в первую очередь на пластовые флюиды [32, 39, 105].

Методом спинового зонда был изучен ряд материалов и

¹ Раздел составлен совместно с Р.Н. Камаловым, И.А. Туфановым, А.В. Овсюковым и Г.А. Сулеймановым.

входящих в них компонентов, применяемых в технологиях водо- и газоизоляции пластов:

техническая хлоркальциевая вода плотностью $d_4^{20} = 1,18 \text{ г/см}^3$;

смесь CaCl_2 и ДМФА в технической воде с массовой долей соответственно 5 и 20 %;

смесь кальцинированной соды и силикат-глыбы (чистое жидкое стекло) в пресной воде с массовой долей соответственно 5 и 10 % (смесь осадкообразующих реагентов);

водный раствор коллоидного осадка CaSiO_3 и CaCO_3 , являющегося продуктом химической реакции между смесью осадкообразующих реагентов и раствором CaCl_2 в технической воде с массовой долей 5 %;

товарная девонская нефть Ново-Елховской площади;

углеводородный дистилат;

смесь нефраса А 150/330, дистилата и ДМФА с объемной долей соответственно 45, 45 и 10% (аналог растворителя № 1);

смесь ново-елховской нефти и дистилата с объемной долей соответственно 60 и 40 %;

смесь ново-елховской нефти и аналога растворителя № 1 в соотношении 1:1;

раствор связывающего реагента БК-6 в бензине Аи-76 с массовой долей 3 % (присадка-1 с вязкостью $6 \text{ мм}^2/\text{с}$ при температуре 293 К);

высоковязкая товарная нефть Кенкиякского месторождения (Республика Казахстан) с вязкостью $142 \text{ мм}^2/\text{с}$ при температуре 293 К;

маловязкая нефть Жанажольского месторождения (Республика Казахстан) с вязкостью $3 \text{ мм}^2/\text{с}$ при температуре 293 К;

смесь жанажольской и кенкиянской нефтей с объемной долей соответственно 20 и 80 % с вязкостью $26,2 \text{ мм}^2/\text{с}$;

раствор присадки-1 в кенкиянской нефти с объемной долей 10 %;

водонефтяная эмульсия (1:1) на основе смеси жанажольской и кенкиянской нефтей и пластовой воды Жанажольского месторождения плотностью $d_4^{20} = 1,03 \text{ г/см}^3$.

Основной задачей исследования изоляционных материалов и их компонентов методом спинового зонда является использование полученных для них данных для достоверной интерпретации результатов определения локальной подвижности пластовых флюидов в образцах горных пород после проведения на них гидродинамического моделирования процесса водо- или газо-

изоляции ПЗП с применением химических реагентов в поле упругих колебаний и без него с целью получения информации о влиянии упругих колебаний на структурно-механические свойства указанных флюидов.

9.2.1. Локальная подвижность изоляционных материалов и их компонентов

Результаты измерений времени вращения τ_{R1} водорастворимого зонда R1 в технической воде и водных растворах реагентов при температурах 293, 303, 313 и 323 К свидетельствуют о независимости для данных материалов величины τ_{R1} от температуры. В табл. 9.3 приведены средние значения τ_{R1} для этих систем в изученной области температур.

Из представленных средних величин τ_{R1} видно, что в исследованных системах они близки к предельному значению времени вращения зонда R1, при котором еще возможно корректное измерение методом спинового зонда. Поэтому погрешность измерения в этом случае заметно увеличивается.

Подвижность зонда R1 в водном растворе коллоидного осадка $\text{CaSiO}_3 + \text{CaCO}_3\downarrow$, компоненты которого используются для снижения проницаемости водопрводящих каналов пласта [5, 62, 105], увеличивается в 1,6 раза по сравнению с аналогичным параметром для технической воды. Подобное явление наблюдается в ранее рассмотренном случае связанной воды модели пластов Д_{1,2} Югомаш-Максимовского месторождения (порода КМ) [73]. Следовательно, структуры связанной воды изучаемого осадка аналогичны по строению структурам данной воды указанной модели пластов, а внутренние полости таких структур заполнены водой, имеющей более низкую степень структурирования, чем у свободной воды.

Таблица 9.3

Величины τ_{R1} , характеризующие техническую воду и водные растворы реагентов в области температур 293–323 К

Объект зондирования	Время вращения τ_{R1} , нс
Техническая вода	0,029
Смесь CaCl_2 и ДМФА в технической воде	0,035
Смесь кальцинированной соды и силикат-глыбы в пресной воде	0,023
Водный раствор коллоидного осадка $\text{CaSiO}_3 + \text{CaCO}_3\downarrow$	0,018

На рис. 9.3 в качестве примера представлены в интервале температур от 293 до 338 К температурные зависимости времени вращения τ_{R6} нефтерастворимого зонда R6 в нефтях и водонефтяной эмульсии (1:1), в качестве нефтяной фазы которой использована смесь жанажольской и кенкиякской нефтей. Они подчиняются уравнению Аррениуса (1.6). Аналогичные зависимости параметра τ_{R6} в области температур от 293 до 323 К для растворителей на углеводородной основе, способных расслаивать на две фазы ново-елховскую нефть с выделением осадка асфальтосмолистых веществ, и их смесей с данной нефтью, имеют неаррениуссовский вид, т.е. понятие энергии активации U_a зонда R6 в данном случае неприменимо. Также как и для ново-елховской нефти, для этих систем в табл. 9.2.2 приведены формально определенные значения энергии активации радикала R6 и времени вращения τ_{R6} , измеренного при температуре 313 К. Поскольку зависимость $\lg \tau_{R6} - (1/T)$ для смеси ново-елховской нефти и аналога растворителя № 1 характеризуется ярко выраженным перегибом в области темпе-

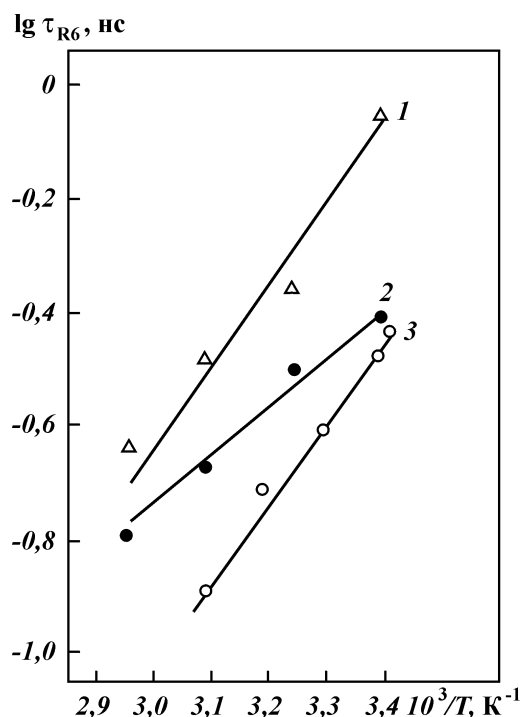


Рис. 9.3. Температурные зависимости времени вращения τ_{R6} нефтерастворимого зонда R6 для кенкиякской нефти (1), водонефтяной эмульсии (2) и ново-елховской нефти (3)

Таблица 9.4

Величины τ_{R6} и U_a , характеризующие ново-елховскую нефть, смеси с ней растворителей и растворители

Объект зондирования	Энергия активации U_a , кДж/моль	Время вращения τ_{R6} , нс
Ново-елховская нефть	25,4	0,194
Аналог растворителя № 1	0,0	~0,010
Углеводородный дистилат	0,0	0,040
Смесь нефти и дистилата	3,0	0,319
Смесь нефти и аналога раство- рителя № 1	19,1 ± 7	0,0492

ратуры 303 К, то по ней формально вычислены энергии активации зонда R6 в интервалах температур 293–303 и 303–323 К.

Полученное значение энергии активации зонда R6 для ново-елховской нефти сопоставимо по величине с ожидаемым для свободных жидкостей [15]. По порядку величины значения τ_{R6} для этой нефти (см. рис. 9.3 и табл. 9.4) коррелируют с аналогичными величинами для исследованных нефтей (см. табл. 9.2) и макроскопической вязкостью извлекаемых девонских нефтей.

В отличие от смеси ново-елховской нефти с дистилатом, смесь этой нефти с аналогом растворителя № 1 характеризуется фазовым переходом в области температуры 303 К типа расслоения смеси на несколько фаз, включая и твердую фазу. Судя по значениям τ_{R6} в интервале температур 293 Р 323 К (0,0575–0,0389 нс), фаза, определившая результат зондирования смеси радикалом R6, является маловязкой. Наличие твердой фазы косвенно определяется тем, что значения τ_{R6} для изучаемой смеси почти на порядок меньше по величине аналогичный параметр, характеризующий смесь ново-елховской нефти с дистилатом, а также визуальными наблюдениями – установлен в заметном количестве осадок, состоящий из асфальтенов или асфальтосмолистых веществ.

Наряду с кенкиякской нефтью и водонефтяной эмульсией, в табл. 9.5 представлены значения энергии активации нефтерастворимого зонда R6 и параметра τ_{R6} , измеренного при температурах 308 и 338 К, для жанажольской нефти и смеси жанажольской и кенкиякской нефтей. Поскольку зависимости $\lg \tau_{R6} - (1/T)$ для этих систем имели неаррениуссовский вид в области температур от 293 до 338 К, энергии активации для них определены формально. Температурная зависимость τ_{R6} для жанажольской нефти имеет выраженный перегиб вблизи температуры 308 К. По ней формально вычислены энергии

Таблица 9.5

Величины τ_{R6} и U_a , характеризующие кенкиякскую и жанажольскую нефти, смесь этих нефтей и водонефтяную эмульсию

Объект зондирования	Энергия активации U_a , кДж/моль	Время вращения τ_{R6} , нс	
		при 308 К	при 338 К
Кенкиякская нефть	26,3	0,43	0,23
Водонефтяная эмульсия	16,0	0,31	0,16
Жанажольская нефть	27,3±5,8	0,046	0,037
Смесь жанажольской и кенкиякской нефтей	12,4±33,1	0,33	0,16

активации зонда R6 в интервалах температур 293–308 и 308–338 К. Зависимость $\tau_{R6}(T)$ для смеси нефтей характеризуется перегибом в области температуры 323 К. Для нее формально определены величины U_a в температурных интервалах 294–323 и 323–338 К.

Для кенкиякской нефти энергия активации зонда R6 сравнима с известными значениями этого параметра для свободных жидкостей [15]. Значения τ_{R6} , относящиеся к жанажольской и кенкиякской нефтям, коррелируют с величинами их макроразвязностей.

Для жанажольской нефти и смеси нефтей в областях температур соответственно 308 и 323 К наблюдается фазовый переход типа микрорасслоения системы.

Энергия активации радикала R6 в нефтяной фазе водонефтяной эмульсии близка по величине к аналогичной характеристике для свободных жидкостей [15]. Из приведенных данных по τ_{R6} для смеси жанажольской и кенкиякской нефтей и эмульсии следует, что подвижность молекул нефтерастворимого зонда R6 не меняется при переходе смеси нефтей из однородного состояния в водонефтяную эмульсию. Приведенная на рис. 9.4 температурная зависимость времени вращения τ_{R1} во-

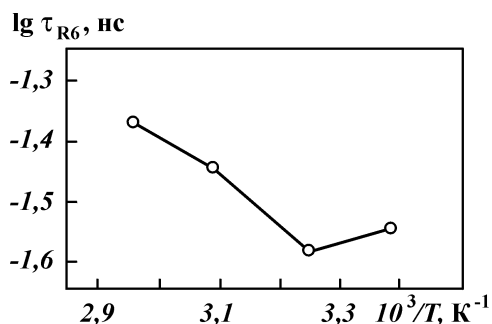


Рис. 9.4. Температурная зависимость времени вращения τ_{R6} водорастворимого зонда R1 для водонефтяной эмульсии

дорастворимого зонда R1 в водной фазе эмульсии имеет явно неаррениуссовский вид в области температур от 295 до 338 К. Значение τ_{R1} увеличивается с ростом температуры, что указывает на неожиданные особенности изменения микровязкости водной фазы эмульсии при постоянстве величины этого параметра в сходном температурном интервале для свободной воды (техническая вода). Зависимость $\lg \tau_{R1} - (1/T)$ для эмульсии характеризуется экстремумом и перегибом вблизи температур соответственно 308 и 323 К. Если предположить аналогию структурно-механических свойств различных видов связанной воды на поверхности горной породы и водной фазы эмульсии, то при температурах, превышающих 308 и 323 К, должны наблюдаться фазовые переходы соответственно рыхлосвязанной и физически связанной воды в водной фазе эмульсии в свободную воду [41]. В действительности – отмечается выделение фазы свободной воды при структурировании этих видов связанной воды. Об этом свидетельствуют значения τ_{R1} для эмульсии при температурах 323 и 338 К соответственно 0,036 и 0,043 нс, заметно превышающие аналогичную величину для технической воды.

По сравнению со свободной водой подвижность молекул водорастворимого зонда R1 в водной фазе изученной эмульсии уменьшается в 1,24–1,5 раза. Полученная информация о локальной подвижности нефтяной и водной фаз этой эмульсии согласуется с аналогичной для исследованных ранее водонефтяных эмульсий [79].

Часть температурных зависимостей времени вращения τ_{R6} радикала R6 в растворе присадки – 1 в кенкиякской нефти, измеренных в интервале температур от 294 до 338 К в различные моменты времени после приготовления этого раствора, приведена на рис. 9.5. Присадка-1 имеет значение $\tau_{R6} = 0,055$ нс при температуре 295 К. Раствор этой присадки в нефти через пять часов после его приготовления характеризовался зависимостью $\lg \tau_{R6} - (1/T)$, имеющей перегиб в области температуры 308 К. По этой зависимости были формально определены значения энергии активации зонда R6 в температурных интервалах 295–308 и 308–328 К. В табл. 9.6 представлены значения макроскопической вязкости η , определенные при температуре 293 К, энергии активации зонда R6, времени вращения τ_{R6} , измеренные при температурах 308 и 338 К, и относящиеся к нефтяному раствору присадки-1 в различные моменты времени t после его приготовления.

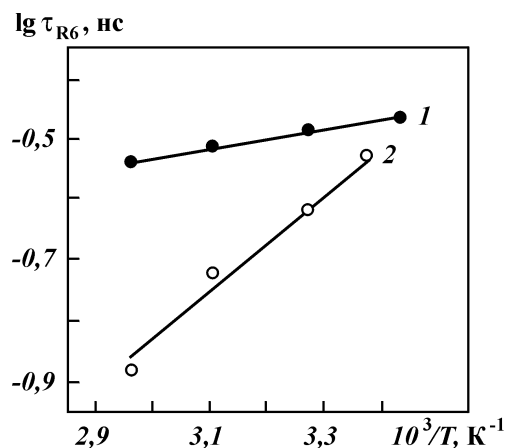


Рис. 9.5. Температурные зависимости времени вращения τ_{R6} нефтерастворимого зонда R6 для раствора присадки-1 в кенйякской нефти через 0 (1) и 51 ч (2) после его приготовления

С течением времени после приготовления нефтяного раствора присадки-1 сложным образом происходит структурирование этой системы. Примерно через 29 ч в растворе формируются структуры, определяющие заметное увеличение макровязкости раствора (в 1,5–1,8 раза) и снижение микровязкости в 1,4–2,2 раза по сравнению с данными параметрами этого раствора в промежуток времени 0–5 ч после его приготовления. Возникшие структуры являются сетчатыми надмолекулярными образованиями, основу узлов их пространственной сетки составляют зацепления макромолекул реагента БК-6 или ассоциаты сегментов этих макромолекул. Исходя из соотношения (1.7), с учетом изменений значений энергии активации зонда R6 от времени t , можно сделать заключение, что с течением времени увеличивается энтальпийная составляющая (энергия

Таблица 9.6

Величины η , U_a , τ_{R6} , характеризующие раствор присадки-1 в кенйякской нефти в различные моменты времени t после его приготовления

Время t , ч	Макровязкость η , мм ² /с	Энергия активации U_a , кДж/моль	Время вращения τ_{R6} , нс	
			при 308 К	при 338 К
0	62	3,0	0,33	0,29
4,5	51	—	—	—
5	—	17,8±5,8	0,34	—
20,5	51	—	—	—
24	—	11,5	0,30	0,19
25	56,7	—	—	—
29	93,6	—	—	—
51	—	16,0	0,24	0,13

активации текучести жидкости) при структурировании изучаемой системы, доходя через время, большее 29 ч, до значения близкого к энергии активации свободных жидкостей. Через промежуток времени, превышающий 5 ч, начинается структурирование раствора присадки-1 в кенкиякской нефти, интенсивность которого резко растет с увеличением времени хранения этого раствора. Начало структурирования данной системы отмечается по зависимости $\lg \tau_{R6} - (1/T)$, относящейся к времени хранения раствора $t = 5$ ч, где в области температуры 308 К наблюдается фазовый переход типа микрорасслоения изучаемой системы на две фазы ($U_a = 17,8+5,8$ кДж/моль).

9.2.2. Влияние вибровоздействия на локальную подвижность нефтяной и водной фаз обводненных карбонатов после их изоляции

Для исследований методом спинового зонда были использованы карбонаты, отобранные из продуктивного интервала пласта Р1-с Грачевского месторождения. После полного обводнения карбонатов по ОСТ 39-195-86 в них закачивали изоляционный состав на основе связывающего высокомолекулярного реагента БК-1 и высоковязкой нефти. Реагент БК-1 был растворен в дизтопливе с массовой долей 3 % (присадка-2). Высоковязкая нефть была представлена раствором товарного битума в новелховской нефти с объемной долей 10 %. Эта доля присадки-2 в высоковязкой нефти составляла 10 %. В ходе гидродинамического моделирования процесса изоляции в водную и нефтяную фазы карбонатов были введены нитроксильные радикалы – R1 и R6. Были изучены карбонаты после их изоляции как без вибровоздействия, так и с ним. В последнем случае – после окончания изоляции с использованием указанного состава карбонат подвергался вибровоздействию с частотой 12 Гц в течение 1 ч на установке УВМТ-12-250. Данная частота входит в диапазон частот, в котором работают генераторы жидкостные типа ГД2В, обеспечивающие эффективное виброволновое воздействие на ПЗП песчаных и карбонатных коллекторов нефти [32, 63].

Регистрируемый сигнал от изолированных карбонатов представлял из себя суперпозицию спектров ЭПР спинового зонда R1 (или R6) и парамагнитного центра карбонатной породы – M_p^{2+} .

На рис. 9.6 изображена зависимость макровязкости η , а на

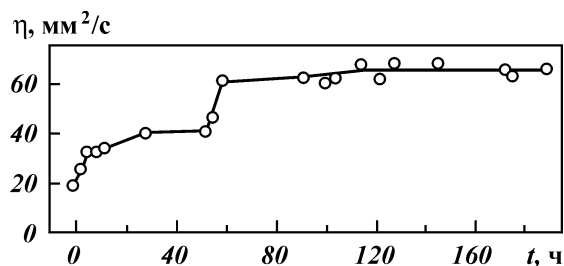


Рис. 9.6. Зависимость макровязкости η раствора присадки-2 в товарном битуме и ново-елховской нефти от времени t , истекшего после его приготовления, при температуре 303 К

рис. 9.7 – температурные зависимости времени вращения τ_{R6} нефтерастворимого зонда R6 для изоляционного состава от времени t , истекшего после его приготовления. В табл. 9.7 приведены энергии активации зонда R6 и времена вращения τ_{R6} , измеренные при температурах 293 и 343 К, и характери-

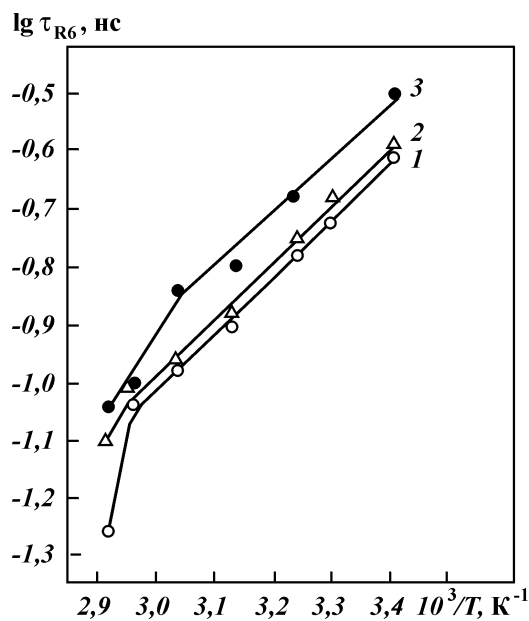


Рис. 9.7. Температурные зависимости времени вращения τ_{R6} нефтерастворимого зонда R6 для раствора присадки-2 в смеси товарного битума с ново-елховской нефтью по истечении 1 ч (1), 6 ч (2) и 30 ч (3) после его приготовления

Таблица 9.7

Величины U_a , τ_{R6} , характеризующие раствор присадки-2 в смеси товарного битума с ново-елховской нефтью в различные моменты времени t после его приготовления

Время t , ч	Энергия активации U_a , кДж/моль	Время вращения τ_{R6} , нс	
		при 293 К	при 343 К
1	19+83	0,247	0,055
6	19+39	0,258	0,079
30	19+29,5	0,317	0,092

зующие указанный состав в различные моменты времени после его приготовления. Температурные зависимости τ_{R6} имеют перегибы в области высоких температур исследованного интервала 293 – 343 К. Поэтому энергии активации зонда R6 определены формально.

Ступенчатый ход зависимости макровязкости от времени свидетельствует о фазовом переходе “вязкий раствор – псевдогель – гель” в изоляционном составе на основе присадки-2 с ростом времени после его приготовления. Судя по величинам времен вращения τ_{R6} , локальная подвижность изоляционных составов на основе присадок-1 и -2 лежит в пределах, характерных для ранее изученных извлекаемых, пластовых и остаточных нефтей песчанниковых продуктивных коллекторов. В стадии названного фазового перехода “вязкий раствор – псевдогель” для обоих изоляционных составов промежутки времени 0–6 ч после их приготовления характеризуется фазовыми переходами типа микрорасслоения системы на две фазы, определяемыми по перегибам на температурных зависимостях τ_{R6} , и фазовым переходом во времени – начало структурирования обоих изоляционных составов (см. табл. 9.6 и 9.7). Вместе с тем, в промежуток времени ~6–25 ч зависимости $\eta(t)$, $U_a(t)$ и $\tau_{R6}(t)$ для данных изоляционных составов отличаются, свидетельствуя о различной интенсивности их структурирования в этот период времени.

На рис. 9.8 и 9.9 изображены температурные зависимости времени вращения τ_{R6} зонда R6 для модели обводненного карбонатного пласта P1-s в различные моменты времени после окончания ее изоляции составом на основе присадки-2 соответственно без применения вибровоздействия и с ним. В отличие от температурных зависимостей τ_{R6} для изоляционного состава на основе присадки-2, некоторые аналогичные зависимости для изолированной с вибровоздействием и без него модели пласта P1-s имеют перегибы и даже слабый экстремум

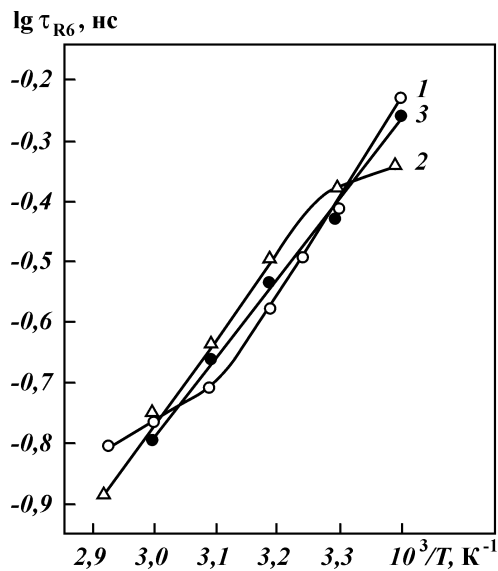


Рис. 9.8. Температурные зависимости времени вращения τ_{R6} нефтерастворимого зонда R6 для модели обводненного карбонатного пласта P1-S Грачевского месторождения по истечении 29 ч (1), 103 ч (2) и 201 ч (3) ч после ее изоляции раствором присадки-2 в товарном битуме и ново-елховской нефти

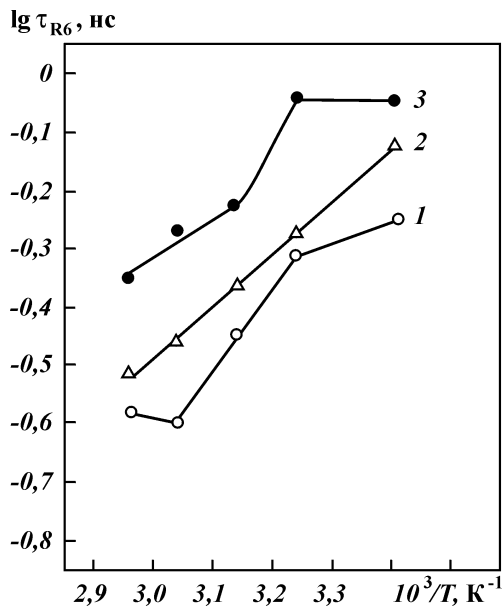


Рис. 9.9. Температурные зависимости времени вращения τ_{R6} нефтерастворимого зонда R6 для модели обводненного карбонатного пласта P1-S Грачевского месторождения по истечении 2 ч (1), 23 ч (2) и 146 ч (3) ч после ее изоляции с воздействием раствором присадки-2 в товарном битуме и ново-елховской нефти

как в низкотемпературной, так и в высокотемпературной областях исследованного интервала температур (293–343 К). Отмеченные перегибы свидетельствуют о микрорасслоении нефтяной фазы изолированной модели на две фазы, а слабый экстремум отражает начало выделения свободной углеводородной жидкости из этой фазы.

Для данных моделей значения τ_{R6} заметно превышают идентичные для изученных ранее извлекаемых, пластовых, остаточных нефтей и изоляционного состава на основе присадки-2. Для зависимостей $\tau_{R6}(T)$, характеризующихся экстремумами и перегибами, величины энергии активации зонда R6 определены формально.

В табл. 9.8 и 9.9 размещены энергии активации зонда R6 и времена вращения τ_{R6} , измеренные при температурах 293, 333, 338 и 343 К, в различные моменты времени после окончания изоляции модели без вибровоздействия и с ним.

В промежутки времени, в котором происходит стадия фазового перехода “псевдогель – гель” (см. рис. 9.6), микровязкость подвижной составляющей нефтяной фазы изолированной с вибровоздействием модели пласта увеличивается в 1,3–2,8 раза по сравнению с аналогичным параметром для этой модели, но изолированной без вибровоздействия.

Энергия активации зонда R6, формально определенная в средней области исследованного температурного интервала

Таблица 9.8

Величины U_a и τ_{R6} , характеризующие обводненную модель пласта P1-s в различные моменты времени t после ее изоляции составом на основе присадки-2

Время t , ч	Энергия активации U_a , кДж/моль	Время вращения τ_{R6} , нс		
		при 293 К	при 333 К	при 343 К
29	28, ±11	0,585	0,170	0,157
103	7,7 ± 25,4	0,455	0,175	0,129
201	22,8	0,545	0,158	–

Таблица 9.9

Величины U_a и τ_{R6} , характеризующие обводненную модель пласта P1-s в различные моменты времени t после ее изоляции с вибровоздействием составом на основе присадки -2

Время t , ч	Энергия активации U_a , кДж/моль	Время вращения τ_{R6} , нс	
		при 293 К	при 338 К
2	6,2 ± 26,3 ÷ -3,4	0,565	0,266
23	16,6	0,763	0,307
146	0 ± 36 ± 12	0,885	0,444

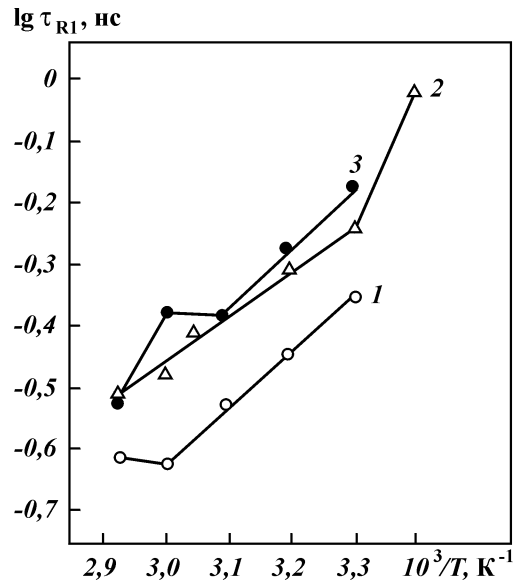


Рис. 9.10. Температурные зависимости времени вращения τ_{R1} водорастворимого зонда R1 для модели обводненного карбонатного пласта P1-s Грачевского месторождения по истечении 6 ч (1), 52 ч (2) и 174 ч (3) после ее изоляции раствором присадки-2 в товарном битуме и ново-елховской нефти

293–343 К, в промежуток времени 103 – 201 ч после окончания изоляции модели с вибровоздействием и без него, сопоставима по величине с энергиями активации свободных жидкостей. При изоляции модели пласта с вибровоздействием эта энергия увеличивается в 1,4–1,6 раза. Вибровоздействие приводит к увеличению межмолекулярного взаимодействия в подвижной составляющей нефтяной фазы изолируемой обводненной модели пласта P1-s.

В период времени 0–30 ч, соответствующий стадии фазового перехода “вязкий раствор – псевдогель” (см. рис. 9.6), микровязкость подвижной составляющей нефтяной фазы модели пласта после изоляции с вибровоздействием и без него увеличивается в 1,7–3,1 раза по отношению к величине аналогичного параметра для изоляционного состава на основе присадки-2. При этом формально определенная энергия активации зонда R6 в этих системах сравнима по величине с энергиями активации свободных жидкостей и выше аналогичной энергии, характеризующей состав на основе присадки-2, в 0,9–1,5 раза. Изоляция модели с вибровоздействием и без него по отноше-

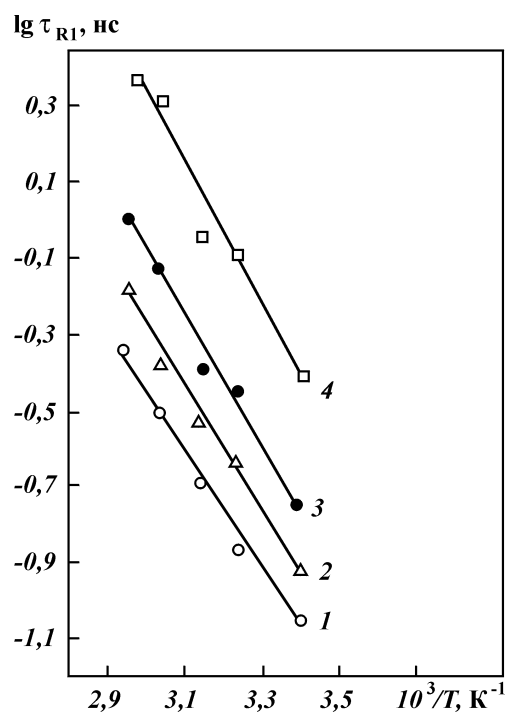


Рис. 9.11. Температурные зависимости времени вращения τ_{R1} водорастворимого зонда R1 для модели обводненного карбонатного пласта P1-S Грачевского месторождения по истечении 1,5 ч (1), 4 ч (2), 21 ч (3) и 46 ч (4) после ее изоляции с вибровоздействием раствором присадки-2 в товарном битуме и новолховской нефти

нию к указанному составу сопровождается тенденцией к усилению межмолекулярного взаимодействия в подвижной составляющей нефтяной фазы модели пласта P1-s в первые 30 ч после окончания закачки в нее изоляционного состава.

На рис. 9.10 и 9.11 изображены температурные зависимости времени вращения τ_{R1} водорастворимого зонда R1 для модели обводненного карбонатного пласта P1-s в различные моменты времени после окончания ее изоляции составом на основе присадки-2 соответственно без применения вибровоздействия и с ним. Эти температурные зависимости имеют явно неаррениуссовский вид. Для них энергии активации зонда R1 определены формально.

В табл. 9.10 и 9.11 приведены энергии активации зонда R1 и времена вращения τ_{R1} , измеренные при температурах 293,

Таблица 9.10

Величины U_a и τ_{R1} , характеризующие обводненную модель пласта P1-s в различные моменты времени t после ее изоляции составом на основе присадки-2

Время t , ч	Энергия активации U_a , кДж/моль	Время вращения τ_{R1} , нс		
		при 293 К	при 303 К	при 343 К
6	16 ± -2	–	0,435	0,239
52	42,9 ± 13,4	0,947	0,567	0,310
174	17,8 ± -1,7 ± 31,8	–	0,653	0,293

Таблица 9.11

Величины U_a и τ_{R6} , характеризующие обводненную модель пласта P1-s в различные моменты времени t после ее изоляции с вибровоздействием составом на основе присадки-2

Время t , ч	Энергия активации U_a , кДж/моль	Время вращения τ_{R6} , нс	
		при 293 К	при 338 К
1,5	-31	0,087	0,471
4	-31	0,119	0,660
21	-31	0,177	1,004
46	-31	0,388	2,310

303, 338 и 343 К в различные моменты времени после окончания изоляции модели пласта P1-s без вибровоздействия и с ним.

В случае изоляции модели обводненного карбонатного пласта P1-s без вибровоздействия, судя по величинам τ_{R1} (см. рис. 9.10 и табл. 9.10), локальная подвижность составляющей связанной воды в интервале температур от 293 до 343 К ниже в 8,2–33 раза этого параметра для свободной воды (техническая вода). Для сравнения – локальная подвижность указанной составляющей связанной воды в моделях остаточной нефти на основе песчаников при температуре 297 К в 1,5–2 раза меньше локальной подвижности свободной воды. Определенная с использованием полученного при данной температуре значения τ_{R1} (см. рис. 9.10) локальная подвижность подвижной составляющей связанной воды в модели карбонатного пласта ниже в 10–14 раз аналогичной характеристики для моделей остаточной нефти на основе песчаников. Поскольку в песчаниковых моделях содержится в заметном количестве свободная вода, то названная подвижность связанной воды в них в реальности будет меньше, чем определенная методом спинового зонда.

Температурные зависимости τ_{R1} для изолированной без вибровоздействия модели пласта P1-s (см. рис. 9.10) характеризуются перегибами и слабыми экстремумами. Такой экстремум

в высокотемпературной части исследованного температурного интервала на зависимости $\tau_{R1}(T)$, относящийся к времени, истекшему после окончания изоляции модели – 6 ч, свидетельствует о склонности к выделению свободной воды из подвижной составляющей связанной воды. Перегиб в низкотемпературной части на зависимости $\tau_{R1}(T)$ (время после окончания изоляции модели – 52 ч) обусловлен микрорасслоением указанной составляющей связанной воды на две фазы. Экстремумы в высокотемпературной части зависимости $\tau_{R1}(T)$, соответствующей времени после окончания изоляции модели – 174 ч, отражают начало выделения свободной воды из подвижной составляющей связанной воды. По интервалам зависимостей $\tau_{R1}(T)$, характеризующимся аррениуссовским видом, определены энергии активации зонда R1. Они лежат в пределах 13,4–17,8 кДж/моль, т.е. близки к энергиям активации свободных жидкостей, меньше в 2–2,6 раза энергии активации зонда R1 в связанной воде сложных моделей остаточной нефти на основе песчаников. По отношению к связанной воде этих моделей, межмолекулярное взаимодействие в подвижной составляющей связанной воды в рассматриваемой модели карбонатного пласта ослаблено. Данная составляющая связанной воды, как следует из проведенного анализа зависимостей $\tau_{R1}(T)$, менее устойчива, чем подвижная часть связанной воды в сложных моделях остаточной нефти на основе песчаников.

Вибровоздействие на частоте 12 Гц на обводненную модель карбонатного пласта после окончания ее изоляции приводит к ярко выраженному фазовому переходу – выделению свободной воды из подвижной составляющей связанной воды в области температур от 293 до 338 К в период времени от 1,5 до 46 ч после прекращения вибровоздействия (см. рис. 9.10 и 9.11). Этот переход четко фиксируется по смене знака энергии активации зонда R1 с положительного (см. табл. 9.10) на отрицательный (см. табл. 9.11). С ростом времени после окончания вибровоздействия на изолированную модель пласта в указанном интервале температур время вращения τ_{R1} увеличивается в 4,5–4,9 раза, т.е. локальная подвижность подвижной составляющей связанной воды соответственно эквивалентно уменьшается. Соотношение локальных подвижностей подвижных составляющих связанной воды в модели пласта в период времени 46–52 ч после окончания ее изоляции без вибровоздействия и с ним при низких температурах составляет 0,4, а при высоких – 7,2. Таким образом, вибровоздействие приводит к увеличению локальной подвижности подвижной составляющей

связанной воды в 2,5 раза при температуре 293 К, а при температуре 338 К – к ее уменьшению в 7,2 раза.

Наблюдаемый длительное время фазовый переход “выделение фазы свободной воды из подвижной фазы связанной воды” после окончания вибровоздействия на изолированную модель пласта Р1-с очевидно имеет отношение к эффекту “памяти” воды на это воздействие, исчезающему при замораживании и кипячении. Механизм “памяти” пока достаточно не изучен, но видимо связан со структурированием воды (О.А. Пономарев) [66]. Подобный подход пригоден и для объяснения также существующего длительное время после прекращения вибровоздействия на данную модель пласта, но менее ярко выраженного явления, чем названный фазовый переход, – заметное увеличение микровязкости (снижение локальной подвижности) нефтяной фазы и межмолекулярного взаимодействия в ней, поскольку подвижная нефть, также как и вода при теоретических исследованиях эффекта ее “памяти”, вполне корректно представляется линейным полимером со сшивками между цепями типа водородных связей.

Вибровоздействие на частоте 12 Гц активно влияет на локальную подвижность подвижных составляющих пластовых флюидов модели карбонатного пласта, существенно изменяя структурно-механические свойства, насыщающих ее нефтяной и водной фаз, особенно водной фазы.

В преимущественно гидрофобизированных водо- и нефтенасыщенных карбонатных породах доминирующую роль играют специфичные гидрофобные взаимодействия [104], определяя существенным образом структуру нефтяной фазы и влияя на структуру связанной воды, резко отличную от структуры такой воды в песчаных нефтяных коллекторах. Нефтерастворимый высокомолекулярный реагент БК-1 значительно усиливает эти взаимодействия. В соответствии с полученными результатами исследований методом спинового зонда, механизм ограничения притока воды или газа в добывающие скважины карбонатных коллекторов с использованием растворов реагентов типа БК-1 в высоковязкой нефти и поля низкочастотных упругих колебаний заключается в следующем.

В закачанном в ПЗП добывающей скважины карбонатного нефтеносного коллектора после небольшой оторочки воды, играющей роль газонепроницаемого экрана, растворе реагента типа БК-1 в высоковязкой нефти с течением времени происходит фазовый переход, подобный рассмотренному – “вязкий раствор – псевдогель – гель”. Время, в течение которого в закачанном растворе образуются гелеобразные структуры, ори-

ентировочно определяется по зависимости “макрвязкость раствора – время” (см. рис. 9.6), измеренной при пластовой температуре. Одновременно под действием поля дальнедействующих поверхностных сил карбонатной породы протекает структурирование этого раствора, с течением времени приводящее к расслоению раствора на две совместно сосуществующие фазы. Неподвижная фаза на поверхности поры или трещины имеет твердокристаллическую структуру (молекулярные кристаллы), а малоподвижная фаза, расположенная в центральной части этих пустот, характеризуется гелеобразной структурой. Низкочастотные упругие колебания в процессе закачки нефтяного раствора реагента разрушают структуру связанной воды (по крайней мере физически связанной воды), переводя ее в свободную воду, которая вытесняется раствором реагента из зоны изолирующего воздействия. Создаются благоприятные условия для гидрофобного взаимодействия узлов пространственной сетки нефтяного раствора, представленных зацеплениями макромолекул реагента типа БК-1 или ассоциатами их сегментов, с поверхностью карбонатной породы и адсорбции на ней кинетических единиц этой сетки, являющихся преимущественно ассоциатами смол. Благодаря эффекту “памяти” нефти, упругие колебания уже после окончания воздействия ими повышают степень упорядоченности малоподвижной фазы нефтяного раствора реагента, дополнительно снижая ее подвижность. Таким образом, в порово-трещинном пространстве карбонатной породы образуется жестко сцепленная с ее поверхностью единая двухфазная система, состоящая из неподвижной и малоподвижной фаз, фазовая проницаемость которой для воды незначительна.

Поле низкочастотных упругих колебаний существенно повышает охват обрабатываемого пропластка изолирующим воздействием [32]. Это особенно важно при ограничении притока газа в скважину, вследствие его высокой проникающей способности. В данном случае охват обрабатываемого пропластка изолирующим воздействием должен быть полным.

Изложенный механизм изоляции притока газа и воды в добывающие скважины нефтеносных карбонатных коллекторов подтвержден результатами опытно-промышленных испытаний и внедрения разработанных авторами технологий с использованием растворов реагента БК-1 в высоковязких нефтях в сочетании с виброволновым воздействием на скважинах Жанажольского месторождения (пласт КТ-1) АО “Актобемунайгаз”, Ново-Елховской площади ОАО “Татнефть” (пласт C_1^{tur}) и Че-

тырмановского месторождения АНК “Башнефть” [32, 39, 59]. После изоляции как притока воды, так и притока газа скважины работают более 1–1,5 года с явным эффектом по дополнительной добыче нефти при незначительном содержании воды в добываемой продукции и без прорывов газа в эти скважины.

В Казахстане на Жанажольском месторождении АО “Актобемунайгаз” карбонатные коллектора московского яруса C_{2m} сложены известняками, доломитами и их переходными разностями, имеют значительную неоднородность. Тип коллекторов порово-кавернозный. Так, например, на скважине № 549, вскрывающей пласт в интервале перфорации 2839–2868 м, из-за прорыва газа из газовой шапки по интервалу 2839–2849 м средний дебит нефти снизился до 8 т/сут. После проведенных газоизоляционных работ прорывы газа не наблюдались и скважина стала работать фонтаном с дебитом по нефти, достигающим 30 т/сут. На полностью обводненной скважине № 131, вскрытой в интервале перфорации 2853–2866 м, после проведения водоизоляционных работ был полностью ограничен приток в нее воды.

В Татарстане и Башкортостане проведены водоизоляционные работы на малодебитных скважинах, вскрывающих карбонатные пласты, в основном, турнейского горизонта. Обводненность продукции скважин достигла 98 % преимущественно из-за прорыва подошвенных вод. В результате водоизоляционных работ содержание воды снизилось в среднем до 5 % при повышении дебита до 2–3 м³/сут.

Проведенные опытно-промысловые испытания показали, что технология с применением виброволнового воздействия позволяет эффективно осуществлять изоляционные работы по ограничению притока воды и газа в скважины при значительном снижении расходов реагентов, при этом процесс закачки реагентов осуществляется с существенно меньшим числом технических ограничений, т.е. обладает повышенной “гибкостью”.

В настоящее время технология изоляции водо-газопритоков успешно внедряется в ряде нефтегазодобывающих предприятий на различных месторождениях России и СНГ.