

12

На правах рукописи

Дош

Донец Алексей Анатольевич

Физико-химические аспекты десорбции нефти из пор песчаника и известняка

02 00 04 Физическая химия

02 00 13 Нефтехимия

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата химических наук



Тверь 2007

Работа выполнена на базе ОАО НПП «ГЕРС» и
кафедре физической химии
Тверского государственного университета

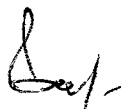
Научный руководитель	доктор химических наук, профессор Пахомов П М
Официальные оппоненты	доктор химических наук, профессор Орлов Ю Д, кандидат химических наук Глазковский Ю В
Ведущая организация	Институт нефтехимического синтеза РАН (г Москва)

Защита состоится 27 сентября 2007г в 15 30 на заседании диссертационного совета Д 212 263 02 Тверского государственного университета по адресу 170002, г Тверь, Садовый пер , 35, аудитория 226

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тверского государственного университета

Автореферат разослан 27 августа 2007г

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат химических наук, доцент



Феофанова М А

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. При бурении нефтегазовых месторождений основной задачей операторов-геологов является выделение в разрезе бурящейся скважины нефтенасыщенных пластов. Одним из применяемых методов, позволяющих решить данную задачу, является определение концентрации пластовых флюидов в буровом шлама и керне. Для реализации данного метода в российских полевых геологических лабораториях широко используют аппарат дистилляции жидкости АДЖ-2 и УФ-фотометр КФК-3. Однако эти сложные в эксплуатации и громоздкие приборы не позволяют быстро и качественно установить содержание нефти в исследуемом образце. Поэтому стала актуальной замена классических методов оценки концентрации нефти в образцах горных пород. В качестве альтернативного прибора нами, совместно с ООО «ЭМИ», был создан портативный ИК-анализатор нефтебитумосодержания АН-1, состоящий из устройства экстракции и ИК-концентраметра «ОНИКС», к которому, в ОАО НПП «ГЕРС», было разработано и внедрено в производство методическое и программное обеспечение.

Методика, прилагаемая к ИК-анализатору АН-1, позволила с высокой точностью проводить экспресс-анализ горных пород в полевых лабораториях на буровых станциях, определять концентрацию нефти в исследуемых образцах, уточнять тип залежи, определять мощность нефтесодержащего пласта.

При определении содержания пластовых флюидов в образце, пролежавшем некоторое количество времени в кернохранилище, оператор-геолог фиксирует заниженное значение флюидонасыщения горной породы. Это приводит к существенному искажению результатов измерений и снижению достоверности информации о нефтесодержании исследуемых образцов. Для того чтобы нивелировать выше указанную погрешность, изучали физико-химические аспекты десорбции пластовых флюидов из порового пространства горных пород и разработали методику расчета начального значения флюидонасыщения бурового шлама.

Целью работы являлось разработка, апробация и применение методики экспресс-анализа бурового шлама в полевых геологических лабораториях, прилагаемой к портативному ИК-анализатору АН-1, для выделения в разрезе разрабатываемой скважины породы-коллектора и изучения физико-химических параметров массопереноса пластового флюида при хранении бурового шлама.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить **следующие задачи**

- 1 разработать методику к портативному ИК-анализатору, позволяющую определять концентрацию нефти в горной породе,
- 2 изучить поставляемые с буровых станций образцы и выбрать критерии, по которым можно выделить в разрезе нефтесодержащий пласт
- 3 изучить кинетику десорбции пластовых флюидов различной плотности из пор бурового шлама,

- 4 исследовать зависимость скорости и интенсивности протекания десорбционных процессов от пористости горной породы, ее геометрии, структуры и температуры окружающей среды,
- 5 разработать методику расчета начального значения флюидонасыщения бурового шлама - содержание нефтяных битумоидов в горной породе, непосредственно после ее извлечения при бурении скважины

Научная новизна настоящей работы заключалась в следующем

- 1 изучена кинетика десорбции нефтяных битумоидов из порового пространства горных пород,
- 2 установлено, что с уменьшением плотности пластового флюида возрастает скорость протекания десорбционного процесса,
- 3 обнаружено, что интенсивность десорбции зависит от пористости, структуры, геометрии бурового шлама и температуры окружающей среды

Практическая значимость Для проведения настоящих исследований использовали изготовленный, с участием автора, в ОАО НПП «ГЕРС» (Тверь) совместно с ООО «ЭМИ» (Санкт-Петербург), портативный ИК-анализатор нефтебитумосодержания АН-1 и разработанную к этому прибору оригинальную методику, позволяющую в первые с высокой точностью, за короткий промежуток времени измерять флюидонасыщение горных пород в полевых геологических лабораториях на буровых станциях. Предложенные нами методические разработки нашли широкое распространение при изучении образцов в полевых и стационарных геологических лабораториях

Основные положения диссертационных исследований были включены в руководство для операторов-геологов «Методические рекомендации по проведению оперативных геологических исследований разрезов нефтяных и газовых скважин» РД 751-08-01-05 и использованы для разработки методики «Количественное определение нефти и битума в горных породах с помощью анализатора нефтебитумосодержания»

В настоящее время разработанные нами методики к ИК-анализатору АН-1 успешно внедрены в производственную практику различных геофизических организаций ОАО «Когалымнефтегеофизики», ОАО «Нижневартовскнефтегеофизики», ОАО «Кубаньгазгеофизики», ООО «Юганскнефтегеофизики», ЗАО «Холмскгеофизики» и др

На базе ОАО «Когалымнефтегеофизики» и ОПЭ ГТИ НТУ ОАО «Татнефтегеофизики» были проведены испытания ИК-анализатора АН-1 в полевых условиях. Установили, что предложенная нами методика позволяет с высокой точностью выделять нефтематеринский пласт в разрезе бурящейся скважины и вычислить начальное значение флюидонасыщения горных пород

Апробация работы. Основные положения диссертации были представлены на Научно-практической конференции «Геолого-технологические исследования-информационное ядро новых интегрированных технологий исследований нефтегазовых скважин» (Тверь, 2002), III-ем научном

симпозиуме «Высокие технологии в промышленной геофизике» (Уфа, 2004), VI областной научно-технической конференции молодых ученых «Химия, технология, экология» (Тверь, 2004), VIII конференции студентов и аспирантов (Солнечногорск, 2004), Всероссийской конференции «Аналитика России» (Клязьма, 2004), Всероссийской научно-практической конференции «Информационное обеспечение строительства нефтяных и газовых скважин» (Москва, 2005), VIII областной научно-технической конференции молодых ученых «Физика, химия и новые технологии» (Тверь, 2006)

Кроме того, результаты диссертационных исследований были апробированы на базе полевых лабораторий ОАО «Когалым-нефтегеофизики» и ОПЭ ГТИ НГУ ОАО «Татнефтегеофизики»

Публикации. По теме диссертации опубликовано 15 статей (из них 6 в центральной печати) и 1 методическая разработка.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, выводов. Основной текст изложен на 146 страницах, содержит 65 рисунков, 43 таблицы и список литературы из 148 наименований

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулирована ее цель, определена практическая значимость результатов проведенных исследований

Первая глава «Литературный обзор» состоит из двух разделов. В первом разделе даются общие сведения о пористости и нефтенасыщенности горных пород, а также приводятся данные о физических свойствах и химическом составе нефти, битума и газоконденсата

Нефть, битум или газоконденсат залегают в пористых, трещиноватых и проницаемых породах-коллекторах

Горная порода состоит из твердой, жидкой и газовой фазы

- 1 Твердая фаза формирует минеральный скелет коллектора. Он состоит из частиц песчаника, известняка, аргиллита, доломита и других пород
- 2 Жидкую фазу образуют пластовые флюиды различной плотности (водные растворы солей, нефть, газоконденсат и т.д.)
- 3 В состав газовой фазы входят метан, этан и почвенный воздух

Пористость – это совокупность пустот между частицами твердой фазы горной породы. Поры могут быть заполнены пластовыми флюидами или почвенным воздухом. Открытые поры расположены на поверхности образца. Они образуются при формировании горной породы.

Для количественной оценки открытой пористости бурового шлама находят отношение суммарного объема пор к объему исследуемого образца

$$k_n = \frac{V_{пор}}{V_{породы}} 100\%, \quad (1)$$

где k_n – коэффициент открытой пористости горной породы, $V_{пор}$ – суммар-

ный объем пор, $V_{\text{породы}}$ – объем образца

Под остаточной нефтенасыщенностью будем понимать содержание нефти в порах выбуриваемой породы-коллектора. Эта величина равна отношению объема открытых пор, заполненных нефтью, к общему объему порового пространства горной породы

$$k_{н.о} = \frac{V_{н.о}}{V_{\text{пор}}} 100\%, \quad (2)$$

где $k_{н.о}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, $V_{н.о}$ – объем пор, содержащих нефть, $V_{\text{пор}}$ – суммарный объем пор

Во втором разделе приводятся литературные данные о применении оптической ИК- и УФ- спектроскопии для проведения химического анализа пластовых флюидов

В высокочастотной области ИК - спектров нефти или ее производных имеет место широкая, составная полоса поглощения, образующая триплет с максимумами на частотах 2815 см^{-1} , 2930 см^{-1} и 3100 см^{-1} (см рис 1)

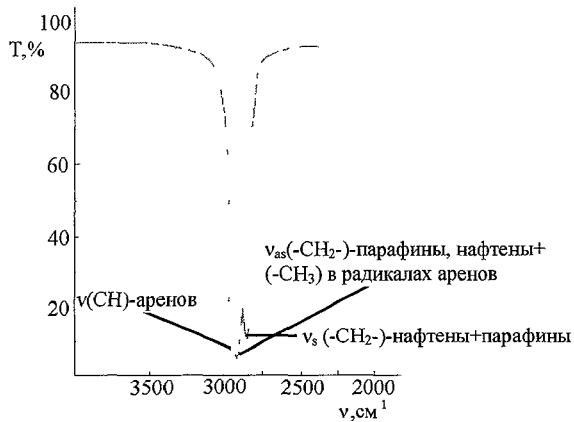


Рис. 1. Высокочастотная область ИК - спектра нефти

В соответствии с литературными данными, возникновение спектральной полосы при 2815 см^{-1} обусловлено симметричными валентными колебаниями метиленовых групп нефтяных углеводородов (алканов и циклоалканов), а образование полосы с максимумом на частоте 2930 см^{-1} связано с интерференцией валентных асимметричных колебаний метиленовых группировок в молекулах алканов, нафтенов и метильных группировок в радикалах замещенных аренов. Полоса поглощения с максимумом на частоте 3100 см^{-1} возникает в результате колебаний метилдендовых группировок ароматических углеводородов. Таким образом, количественная оценка интенсивности аналитической полосы поглощения при 2930 см^{-1} позволяет определить суммарную концентрацию

нефтяных углеводородов и найти содержание этих веществ в природных средах

Во второй главе «Методы классического анализа бурового шлама» показаны недостатки фотометрии и термической дистилляции – тривиальных методов количественного анализа горных пород в полевых лабораториях

Фотометрия

При тестировании с участием автора УФ-фотометра КФК-3 было установлено, что показания этого прибора крайне чувствительны к перепадам напряжения сети, дрейфу аппаратного фона и нестабильны при низких концентрациях исследуемого вещества

В результате проведенного эксперимента нами были получены калибровочные кривые на различных длинах световых волн в видимом диапазоне электромагнитного спектра (см рис 2)

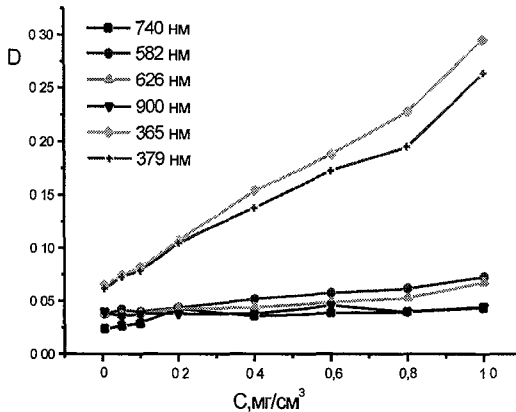


Рис. 2. Калибровочные кривые, полученные на КФК-3 при $\lambda=365, 379, 582, 626, 740$ и 900 нм

Из рисунка следует, что с увеличением длины световой волны коэффициент калибровочной кривой возрастает, а размах варьирования экспериментальных данных уменьшается. Следовательно, в этом случае оператор не может получить достоверные данные об оптической плотности исследуемого образца. Таким образом, был сделан вывод о том, что измерения на КФК-3 можно проводить лишь в ограниченной, узкой видимой области от 330 до 590 нм. Кроме того, при проведении измерений на КФК-3 использовали фиксированную длину УФ-излучения, которая не является максимумом полосы поглощения. Это приводило к снижению достоверности показаний фотометра.

Таким образом, нами был сделан вывод о том, что сложный в эксплуатации и имеющий ряд существенных ограничений фотометр КФК-3

можно использовать в стационарных центрах петрохимических исследований, однако этот прибор не предназначен для проведения измерений в полевых геологических лабораториях

Экстракционно-дистилляционный метод

Исследуемый образец помещали в рабочую камеру аппарата дистилляции жидкости (АДЖ-2) и нагревали до рабочей температуры $200 \pm 5^\circ\text{C}$. В результате этого процесса происходило выделение легких нефтяных фракций

При проведении эксперимента были выявлены следующие недостатки применяемого в полевых геологических лабораториях АДЖ-2

- Низкая точность измерений (Связанная нефть и тяжелые компоненты пластовых флюидов не подвергались термическому воздействию)
- Высокая продолжительность цикла анализа (Для того чтобы определить содержание нефти в горной породе с помощью АДЖ-2, требовалось два часа)
- Неудобство в эксплуатации (Громоздкий и несовершенный аппарат АДЖ-2 оказался неудобным для работы в полевых геологических лабораториях)

В третьей главе «Методика проведения эксперимента Калибровка ИК-концентраметра «ОНИКС»» описан алгоритм калибровки ИК-концентраметра «ОНИКС» и рассмотрены методические подходы к проведению экстракции нефти из пор горной породы и кинетического эксперимента

В основе работы ИК-концентраметра «ОНИКС» заложен метод стандарта фона. Регистрируются интенсивности рабочего ИК-излучения с максимумом на частоте $\nu = 2930 \text{ см}^{-1}$ ($I_{\text{раб}}$) и опорного сигнала при $\nu = 3300 \text{ см}^{-1}$, характеризующего уровень спектрального фона ($I_{\text{опор}}$), рассчитывается отношение этих величин (S), а затем вычисляется интенсивность условной оптической величины (N_i), фиксируемой на жидкокристаллическом индикаторе прибора

$$N_i = \ln \frac{S_0}{S}, \quad (3)$$

где S_0 - аналитический сигнал, фиксируемый в том случае, когда кюветный отсек прибора остается пустым (значение этой величины зависит от оптической схемы прибора и уровня аппаратного фона)

Реализованная в ИК-концентраметре математическая обработка оптического сигнала позволяет снизить влияние пульсаций напряжения сети, загрязнения оптической схемы прибора и жидкостной измерительной кюветы на результаты эксперимента

Для калибровки этого прибора использовали государственный стандартный образец - ГСО, нефть, битум и газоконденсат. Концентрации градуировочных растворов варьировали от 10 до 0,63 мг вещества в 1 см³ четыреххлористого углерода. Модельные образцы готовили методом двойного разбавления. Аппаратный фон нормировали по химически чистому четыреххлористому углероду

На рис 3 представлены калибровочные зависимости условной оптической величины, регистрируемой устройством, от концентрации калибровочного раствора

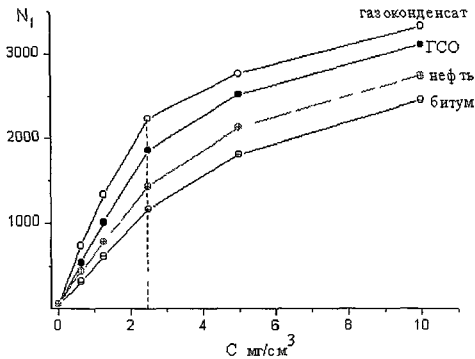


Рис 3 Калибровочные кривые, полученные при тестировании ИК-концентраметра «ОНИКС»

Из рисунка следует, что при низких концентрациях исследуемого вещества в четыреххлористом углероде ($0 < C_i \leq 2,5$ мг/см³) калибровочная кривая представляет собой прямую линию и подчиняется основному закону светопоглощения. При высоких концентрациях, $C_i \geq 2,5$ мг/см³ наблюдается отрицательное отклонение градуировочных зависимостей от закона Бугера-Ламберта-Бера, вызванное, как было нами установлено, недостаточной монохроматичностью электромагнитного потока оптического излучения.

Анализируя взаимное расположение калибровочных кривых, нами была предложена методика определения природы пластового флюида, основанная на расчете значения коэффициента разбавления

$$k_{разб} = \frac{N_1}{N_2}, \quad (4)$$

где N_1 – аналитический сигнал, фиксируемый прибором при исследовании исходного образца, N_2 – значение условной оптической величины, регистрируемой при анализе образца, разбавленного в 4 раза х/ч четыреххлористым углеродом.

Эмпирическим путем нами было установлено, что с увеличением плотности вещества, содержащегося в поровом пространстве горных пород, возрастает значения $k_{разб}$.

Калибровочные кривые, полученные при тестировании ИК-концентраметра, применяли для разработки методики определения содержания нефти в исследуемом образце, основанной на извлечении пластового флюида из пор бурового шлама с помощью метода проточной экстракции.

В четвертой главе «Применение ИК-анализаторов АН-1 в геологической практике» рассмотрена апробация разработанной нами методики определения концентрации нефти в горных породах в полевых лабораториях. Были интерпретированы данные, полученные геологами непосредственно с станций ГТИ. Исследовали образцы песчаника, аргиллита и известняка извлеченные с различных глубин при разработке Оренбургского и Уренгойского месторождений. Вычисляли концентрацию нефти и ее производных в поровом пространстве бурового шлама (m_n , мг/г) и коэффициент остаточной нефтенасыщенности горной породы (k_n , %) по формулам

$$m_n = \frac{C V_{\text{CCl}_4}}{m_n}, \quad (5)$$

где C , мг/см³ – содержание пластового флюида в экстракционной вытяжке, V_{CCl_4} , см³ – объем растворителя, необходимый для проведения экстракции, m_n , г – масса экстрагируемого образца

$$k_n = \frac{V_n 10}{k_n} 100\% \quad (6),$$

где V_n , см³ – объем нефти в 1 дм³ горной породы

При статистической обработке полученных нами экспериментальных данных было установлено, что относительная ошибка результатов эксперимента не превышала 5,4%. Следовательно, ИК-анализаторы АН позволяют с высокой точностью определить концентрацию нефти в породе-коллекторе

Измерения, проведенные на ИК-анализаторе, подтверждали с помощью метода капельного люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА). Установили, что данные, полученные методом ЛБА, коррелируют с результатами количественного ИК-спектрального анализа (чем больше концентрация нефти в горной породе, тем выше балл ЛБА, см табл 1)

Таблица 1

Данные, полученные методами ЛБА и ИК – спектрометрии. Образцы бурового шлама добывали с различных глубин при разработке Башкирского месторождения

№	Глубина отбора бурового шлама, м	Баллы ЛБА, Б	Цвет капиллярных вытяжек	Тип битумоида	Концентрация нефти, мг/г
1	3142	1	Б-Ж	МБ	0,70
2	3144-3150	5	Б-Ж	МБ	6,60
3	3502-3505	2	Б-Ж	МБ	1,02

№	Глубина отбора бурового шлама, м	Баллы ЛБА, Б	Цвет капиллярных вытяжек	Тип битумоида	Концентрация нефти, мг/г
4	3505-3511	4	Г-Ж	МБ	3,24
5	3511-3518	1	Б-Ж	МБ	0,60
6	3546	2	Г-Ж	МБ	1,49

Рассмотрим применение ИК-анализатора АН-1 для выделения в исследуемом разрезе нефтесодержащих пластов. На рис. 4 приведены

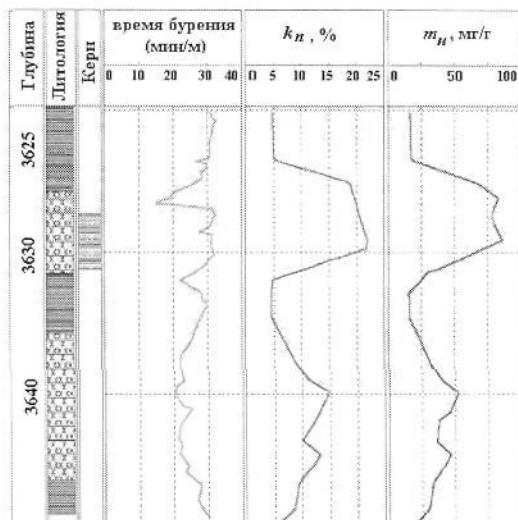


Рис. 4. Кривые распределения параметров при бурении скважины №301 Оренбургского месторождения

кривые распределения коэффициента остаточной нефтенасыщенности горной породы (k_n , %) и концентрации нефти в буровом шламе (m_n , мг/г) по глубине бурения скважины (h , м). Графические зависимости состоят из чередующихся максимумов и минимумов. Наибольшие значения этих параметров характеризуют наличие породы-коллектора. При интерпретации полученных нами экспериментальных данных было установлено, что для скважины №301 Оренбургского месторождения, глубина залегания нефтепродуктивных пластов составляет 3627, 3630 и 3640 м.

Из рисунка 5 следует, что для предельно нефтенасыщенных пород коэффициент пористости образца (k_p , %) прямопропорционален нефтесодержанию бурового шлама (см. рис. 5).

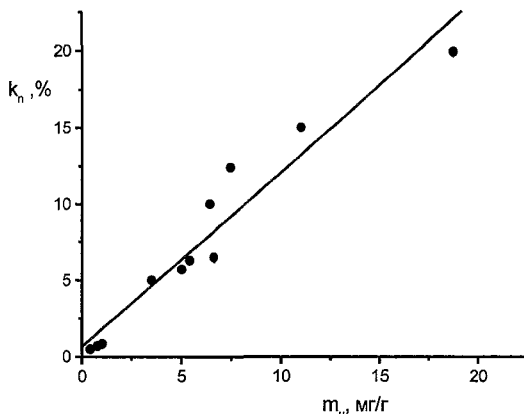


Рис 5 Корреляционная зависимость коэффициента пористости горной породы от концентрации нефти в образце

При обработке полученной кривой методом наименьших квадратов (МНК) было установлено, что

$$k_n = 0,66393 + 1,14016 m_n \quad (7)$$

Уравнение 7 дает возможность оценить пористость горной породы, используя только результаты измерения на ИК-анализаторе АН и позволяет существенно упростить исследования бурового шлама в полевых геологических лабораториях

Предложенная нами методика была апробирована при интерпретации данных, полученных со скважины №41 Галяновской площади. Была установлена высокая сходимость между результатами измерения пористости бурового шлама с помощью метода насыщения и ИК-спектрометрии (относительная ошибка результатов эксперимента не превышала 3%)

Пятая глава «Оценка физико-химических параметров десорбции пластовых флюидов из порового пространства бурового шлама» посвящена кинетическим и термодинамическим аспектам массопереноса нефтяных битумоидов в пористой среде горных пород. Кинетические исследования истечения пластовых флюидов различной плотности из пор горной породы, позволили изучить зависимость скорости и интенсивности протекания десорбционных процессов от времени хранения бурового шлама и разработать методику расчета начального значения флюидонасыщения исследуемых образцов. В результате проведенных экспериментов были получены кинетические кривые $m_n = f(\tau_{sp})$, см рис 6

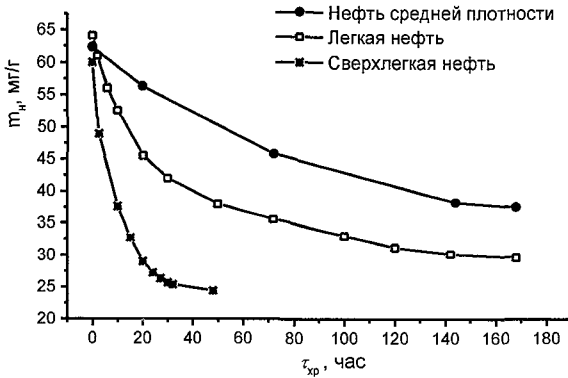


Рис 6 Кинетические кривые десорбции пластовых флюидов различной плотности из пор песчаника

При математической обработке полученных результатов нами было установлено, что поведение кинетической зависимости и характер протекания десорбционного процесса описываются экспоненциальным уравнением

$$m_n^k = m_n^n e^{-k\tau_{кр}}, \quad (8)$$

где m_n^n , мг/г – содержание пластового флюида в начальный момент времени, m_n^k , мг/г – остаточная концентрация пластового флюида в образце после завершения эксперимента, $\tau_{кр}$, час – время проведения эксперимента, k – константа скорости протекания десорбционного процесса

При сравнении кинетических кривых, полученных для нефти средней плотности, легкой нефти, сверхлегкой нефтью (переходной формой между нефтью и газоконденсатом) и газоконденсата установили, что с уменьшением плотности вмещающего флюида возрастают скорость и интенсивность протекания десорбционных процессов

Таблица 2

Сравнительная характеристика кинетических параметров десорбции пластовых флюидов различной плотности из пор песчаника со средним диаметром частиц бурового шлама 3 мм

Наименование параметра	Тип пластового флюида			
	Нефть средней плотности	Легкая нефть	Сверхлёгкая нефть	Газоконденсат
Начальное значение флюидонасыщения – m_n^n , мг/г	62,3	64,0	55,0	65
Остаточное значение флюидонасыщения – m_n^k , мг/г	34,2	29,7	24,4	2,5

Наименование параметра	Тип пластового флюида			
	Нефть средней плотности	Легкая нефть	Сверх-лёгкая нефть	Газоконденсат
Полная интенсивность десорбции пластового флюида из пор образца $\xi_{\text{полн}} = \frac{m_n^n}{m_n^k}$	1,8	2,1	2,3	26,0
Время проведения эксперимента – τ_{xp} , час	357,5	167,5	48	1,5
Полная скорость десорбции нефтяных битумоидов, мг/час $\omega_{\text{полн}} = \frac{m_n^n - m_n^k}{\tau_{\text{xp}}}$	0,08	0,2	0,64	41,7
Константа скорости протекания десорбционного процесса, час ⁻¹ $k = \frac{\xi - 1}{\tau_{\text{xp}}}$	0,003	0,006	0,02	16,7

Наблюдаемый эффект можно объяснить тем, что легкие фракции нефти и газоконденсат, обладая высокой летучестью и проницаемостью, интенсивно диффундируют из внутренней области горной породы и интенсивно испаряются с поверхности образца

Для тяжелой нефти характерно высокое значение динамической вязкости. В соответствии с законом Стокса-Эйнштейна, это приводит к существенному снижению коэффициента диффузии и скорости испарения нефтяных углеводородов

$$D = \frac{kT}{6\pi r \phi}, \quad (9)$$

где k – константа Больцмана, ϕ – коэффициент динамической вязкости,

r – расстояние, на котором протекает процесс молекулярной диффузии

Кроме того, массопереносу подвергаются легкие нефтяные фракции и фракции со средней плотностью, содержащиеся в сверхкапиллярных порах со средним диаметром $d=0,5-2,0$ мм. Вещества, содержащиеся в капиллярных порах ($0,0002 < d < 0,5$ мм) перемещаются под действием капиллярных сил

Тяжелые высокомолекулярные компоненты нефти, вытесняя воду, формируют гидрофобный коллектор. При этом они адсорбируются на частицах горной породы, образуют нефтяную пленку и формируют связанную, неподвижную, остаточную нефть. Было установлено, что с увеличением плотности вещества, содержащегося в порах бурового шлама, концентрация остаточной нефти существенно возрастает

На заключительном этапе настоящих исследований изучали зависимость кинетики протекания десорбционных процессов от различных факторов пористости, структуры, геометрии исследуемого шлама, температуры окружающей среды и глубины залегания нефтесодержащей породы-коллектора

Было установлено, что интенсивность десорбции нефтяных битумоидов из пор образца (ξ) прямопропорциональна размеру частиц бурового шлама – d_u и коэффициенту пористости горной породы (см рис 7)

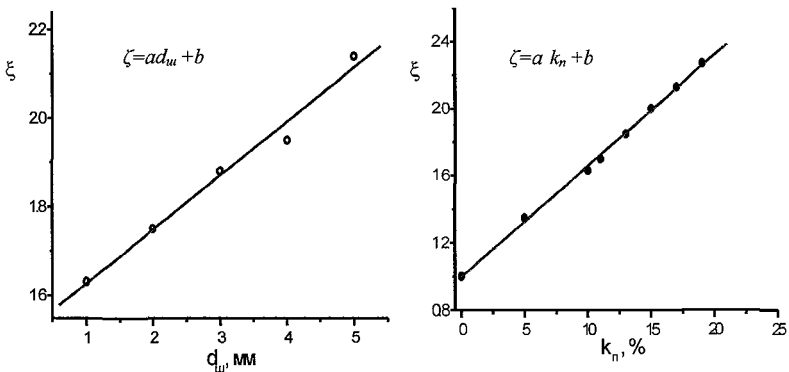


Рис 7 Зависимость интенсивности протекания десорбционных процессов от размера частиц бурового шлама и коэффициента пористости горных пород

При обработке линейных зависимостей методом наименьших квадратов была получена формула, позволяющая вычислить начальное значение флюидонасыщения исследуемого образца и, таким образом, нивелировать погрешность, связанную с десорбцией нефтяных битумоидов

$$m_n^u = \{ad_u - a \cdot k_n + (b-b')\} m_n^r, \quad (10)$$

где m_n^r - концентрация пластовых флюидов, измеренная с помощью

ИК-анализатора АН-1 в данный момент времени, a и b - коэффициенты, учитывающие отклонение полученных зависимостей от теоретических кривых

Необходимо отметить, что поведение графических зависимостей $\xi_{полн} = f(k_n)$ и $\xi_{полн} = f(d_u)$ определяется плотностью пластовых флюидов, условиями залегания нефтяных битумоидов в земной коре и характером бурения скважины. Таким образом, эти кривые можно использовать только для изучения бурового шлама, полученного при разработке фиксированного месторождения

Результаты кинетического эксперимента подтверждали с помощью расчета количества тепловой энергии, необходимой для переноса в пористой среде бурового шлама 1 мг нефтяных битумоидов (энергии активации десорбционного процесса – Q_d , кДж/мг)

Для того чтобы вычислить этот параметр, изучали зависимость кинетики десорбции пластовых флюидов из пор горной породы от температуры, а затем, на основе полученных данных, находили тангенс угла графической зависимости $\ln k = f(1/T)$, построенной при логарифмировании уравнения Аррениусовского типа (см рис 8)

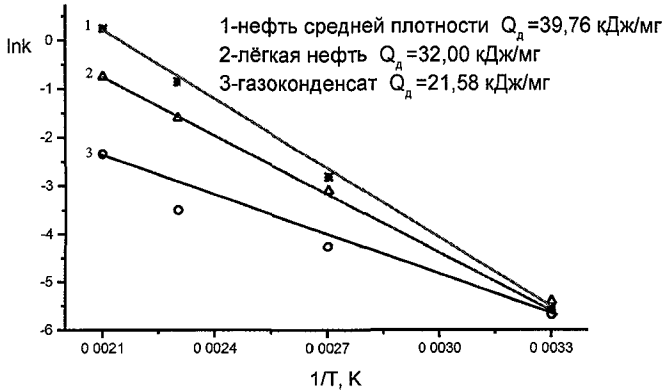


Рис 8 Графический метод определения энергии активации десорбционного процесса

Из рисунка следует, что с уменьшением плотности пластового флюида, снижается значение тепловой энергии, необходимой для переноса 1 мг битуминозного вещества. Таким образом, данные, полученные при расчете термодинамических функций десорбционного процесса, коррелируют с результатами кинетического эксперимента.

Для того чтобы изучить влияние структуры и текстуры горной породы на кинетику десорбции пластовых флюидов из ее пор, песчаник, известняк и аргиллит насыщали сверхлегкой нефтью Зайкинского месторождения и проводили кинетический эксперимент.

На рис 9 приведены полученные нами кинетические зависимости

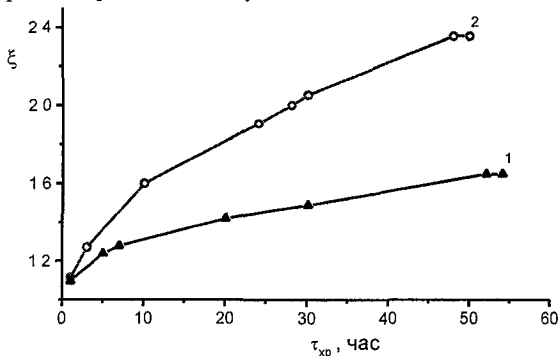


Рис. 9. Зависимость интенсивности десорбции нефтяных битумоидов от времени хранения песчаника (1) и известняка (2)

интенсивности протекания десорбционных процессов от времени хранения песчаника и известняка (средний диаметр частиц бурового шлама составлял 3 мм) Из рисунка следует, что сверхлегкая нефть более интенсивно выделилась из пор известняка

Этот эффект можно объяснить тем, что для известняка характерна трещиноватая, капиллярная пористость. Так как нефтяные битумоиды могут перемещаться в капиллярных порах лишь под действием капиллярных сил, то пластовые флюиды скапливались в периферийной области известняка, и интенсивность протекания десорбционных процессов существенно возросла.

В ходе проведенных исследований было обнаружено, что аргиллит практически невозможно насытить сверхлегкой нефтью. Это можно объяснить тем, что для глинистых аргиллитов характерна закрытая субкапиллярная пористость со средним диаметром пор менее 0,2 мкм.

В заключение следует отметить, что полученные нами результаты кинетического эксперимента, нашли широкое применение при изучении образцов, извлеченных из скважины и пролежавших некоторое количество времени в кернохранилище, позволили нивелировать погрешность, связанную с десорбцией пластовых флюидов из пор бурового шлама и существенно повысить точность и достоверность определения флюидонасыщения горных пород.

ВЫВОДЫ

- 1 Впервые в России разработана и внедрена в производственную практику оригинальная методика к портативному ИК-анализатору АН-1, позволяющая за короткий промежуток времени определять нефтесодержание горных пород в полевых геологических лабораториях. Показано преимущество ИК-анализатора АН-1 по сравнению с аппаратом дистилляции жидкости АДЖ-2 и фотометром КФК-3.
- 2 На основе показаний ИК-анализатора нефтебитумосодержания АН-1 изучена кинетика десорбции легких и тяжелых нефтяных фракций из пор песчаника, аргиллита и известняка.
- 3 Установлено, что с уменьшением плотности пластового флюида существенно возрастает скорость протекания десорбционного процесса. Результаты эксперимента были подтверждены методом ЛБА.
- 4 Рассчитана энергия активации десорбции пластовых флюидов различной плотности из пор бурового шлама. Результаты проведенных расчетов коррелируют с данными кинетического эксперимента.
- 5 Установлено, что интенсивность протекания десорбционного процесса прямопропорциональна коэффициенту пористости горной породы и размеру частиц бурового шлама. При изучении корреляции между этими параметрами была разработана методика расчета начального значения флюидонасыщения образца, непосредственно после его извлечения из скважины. Это позволило существенно повысить

- точность определения концентрации нефти в горной породе, пролежавшей некоторое количество времени
- 6 Исследована зависимость скорости протекания десорбционных процессов от структуры бурового шлама Показано, что нефтяные битумоиды интенсивней выделяются из пор известняка чем из внутренней области песчаника Обнаружено, что ариллит практически невозможно насытить вмещающим флюидом

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Список статей, напечатанных в журналах рекомендованных ВАК

- 1 Донец А А, Маланин М Н Физические методы анализа углеводородов в пластовом флюиде // Каротажник, 2003 № 108 С 60-77
- 2 Донец А А, Пахомов П М Определение концентрации нефти в горных породах методом ИК-спектроскопии // Известия вузов Химия и химическая технология, 2004 Т 47 Вып 4 С 40-42
- 3 Донец А А, Муравьев П П, Пахомов П М Применение ИК-анализатора АН-2 для определения концентрации органического вещества в горных породах // Нефтехимия, 2006 Т 46 № 3 С 221-225
- 4 Муравьев П П, Донец А А, Наймушин В Н, Чебанов С Н Автоматизированный аппаратно-методический комплекс для оперативных геологических исследований разреза бурящихся скважин // Каротажник, 2005 Вып 5-6 № 132-133 С 152-161
- 5 Беляков Н В, Муравьев П П, Чебанов С Н, Наймушин В Н, Донец А А Технические средства и современные технологии оперативного изучения геологического разреза нефтегазовых скважин при проведении геолого-технологических исследований // Каротажник, 2006 Вып 2-4 № 143-145 С 170-186
- 6 Донец А А, Муравьев П П, Пахомов П М Применение ИК-спектрального анализа для изучения физико-химических параметров десорбции пластовых флюидов при хранении горной породы Тверь ТвГУ, 2006 13 с Деп в ВИНТИ 01 08 2006 № 1031-В2006

Тезисы и другие публикации

- 7 Донец А А Применение ИК-анализатора АН-1 для качественного и количественного анализа высокомолекулярных компонентов нефти. // Физико-химия полимеров, 2006 Вып 12 С 98-103
- 8 Донец А А, Муравьев П П, Пахомов П М Кинетика испарения пластового флюида из пор горной породы при её хранении // Современные наукоемкие технологии, 2006 № 5 С 17-22
- 9 Донец А А Применение ИК-концентраметра АН-1 в геологической практике // VI областная научно-техническая конференция молодых ученых «Химия, технология, экология» Тверь, 2004 С 19
- 10 Муравьев П П, Донец А А, Чебанов С Н Экспресс-метод количественного определения нефтебитумосодержания в горных породах //

- Всероссийский III научный симпозиум «Высокие технологии в промышленной геофизике» Уфа, 2004 С 90
- 11 Донец А А Новый подход к количественному определению нефти в горных породах // VIII конференция студентов и аспирантов Солнечногорск, 2004 С 24
 - 12 Донец А А Применение ИК-анализатора АН-1 для проведения геологических исследований // Всероссийская конференция по аналитической химии «Аналитика 2004» Клязьма, 2004 С 135
 - 13 Донец А А Экспресс-метод количественного определения нефтебитумосодержания горных пород // VIII областная научно-техническая конференция молодых ученых «Физика, химия и новые технологии» Тверь, 2006 С 26
 - 14 Донец А А, Маланин М Н Физические методы анализа нефтей // Всероссийская научно-практической конференции «Геолого-технологические исследования-информационное ядро новых интегрированных технологий исследований нефтегазовых скважин» Тверь, 2002
 - 15 Беляков Н В, Муравьев П П, Чебанов С Н, Снадин А М, Фридман М Я Наймушин В Н, Донец А А Методические рекомендации по проведению оперативных геологических исследований разрезов нефтяных и газовых скважин РД 751-08-01-05 Тверь Ален, 2006 113 с

В заключение хочется выразить благодарность Алексееву И И, Муравьеву П П, Наймушину В Н и Максютенко А А за неоценимую помощь в проведении настоящих исследований

Изготовлено в ЗАО «Фазтон» ИНН 6903032420 Тверская обл , г Тверь, ул Советская, 21
Заказчик – Донец Алексей Анатольевич, аспирант ТГУ
Тираж 100 экз Заказ № С-51 Дата выпуска 24 08 2007 г