

отключения насосного агрегата. После проведения отработки скважины на депрессии с помощью специальной вставки струйного насоса можно провести гидродинамические исследования скважины.

Метод гидроразрыва и метод направленной разгрузки пласта были предложены С.А. Христиановичем. Первоначально был создан гидроразрыв, затем автор усовершенствовал его, по принципиально иному типу воздействия на пласт, до метода разгрузки пласта. Оба этих метода весьма схожи, но при этом являются полными противоположностями. Главным отличием является то, что гидроразрыв создает дополнительное напряжение в пласте, а метод направленной разгрузки – соответственно разгружает. Из-за того что пласт, во втором случае, становится менее напряженным, возникают заметные отличия в типе трещин. Система трещин будет более обширная и разнонаправленная в отличие от нагруженного пласта. Например, при гидроразрыве возникает преимущественно одна большая, протяженная трещина, во втором же случае трещин много и все они разнонаправленные, визуальными напоминающие сеть капилляров в организме. Так же при наличии высоких напряжений в пласте, трещины относительно быстро закрываются и перестают функционировать, а при разгруженном пласте эффект от трещин сохраняется достаточно долго, что является немаловажным фактом при добыче углеводородов.

При использовании метода направленной разгрузки наблюдается интересный эффект – “схлопывание” пласта. При создании в скважине депрессии на уровне 60 – 90 атмосфер проницаемость породы падает практически до нуля. Это вызвано тем, что происходит пластическое деформирование песчаников с высоким содержанием глины. При этом деформировании все фильтрационные каналы схлопываются и больше уже не могут функционировать. Данную особенность уместно использовать при добыче природного газа из угля, где часто над угленосными пластами залегают породы с большой проницаемостью. В эти породы газ может спокойно уйти и в дальнейшем безвозвратно пропасть. Но, применяя технологию схлопывания на вышележащие пласты, мы экранируем нижележащий, газосодержащий пласт. Таким образом, обеспечивается сохранность природного газа в нужных нам пластах, откуда в дальнейшем спокойно добывается.

К еще одному интересному свойству данного метода можно отнести его особенность при проведении работ в области больших глубин и высоких давлений. Чем порода более нагружена, тем она сильнее стремится сбросить свое напряжение. Этот факт дает методу основное преимущество по сравнению с другими методами в области аномальных давлений. Здесь высокие давления будут на руку исследователям – системы трещин развиваются гораздо сильнее, чем при малых, первоначальных давлениях в породе. К тому же это свойство открывает методу направленной разгрузки пласта новое применение – бурение сверхглубоких скважин. Отличие будет заключаться в том, что перфорация будет проходить не поперек скважины, а продольно.

В итоге мы видим, что метод направленной разгрузки пласта имеет ряд преимуществ. Для обеспечения его работы, на месторождениях уже присутствует практически все необходимые технологии. В связи с этим внедрение и использование этого метода будет более экономически эффективно. К тому же, метод направленной разгрузки является одним из самых бережных и щадящих способов добычи углеводородов.

Литература

1. Карев В.И. Фильтрация газоконденсатной смеси при применении метода георыхления / В. И. Карев, К. Б. Устинов // Прикладная математика и механика. – Москва, 2009. – Т. 73, вып. 5. – С. 787 – 798.
2. Климов Д. М., Коваленко Ю.Ф., Карев В.И. Реализация метода георыхления для увеличения приемистости нагнетательной скважины // Технологии ТЭК. – 2003. – № 4. – С. 59 – 64.
3. Климов Д.М. Новый подход к проблеме повышения дебитов скважин. Метод георыхления // Деловая слава России. – 2008. – Вып.4, – С. 90 – 92
4. Коваленко Ю.Ф., Карев В.И. Метод георыхления – Новый подход к проблеме повышения продуктивности скважин // Технологии ТЭК. – 2003. – № 1. – С. 31 – 35.
5. Христианович С.А. Избранные работы. Кн.1. – М.: Наука; Изд-во МФТИ, 1998. – 335 с.
6. Христианович С.А., Коваленко Ю.Ф., Кулинич Ю.В., Карев В.И. Увеличение продуктивности нефтяных скважин с помощью метода георыхления // Нефть и газ Евразия, – 2000. – № 2, – С. 90 – 94.
7. Христианович С.А., Коваленко Ю.Ф. Об увеличении нефтеотдачи нефтяных пластов // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 6.

ИК-СПЕКТРОСКОПИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ ХИМИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ АСФАЛЬТЕНОВ ИЗ НЕФТЕЙ РАЗНЫХ ТИПОВ

Д.К. Кайшибаева

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Асфальтены – высокомолекулярные компоненты нефтяных дисперсных систем, обладающие сложным строением и свойствами, которые обуславливают трудности при добыче, транспортировке и переработке тяжелого нефтяного сырья. Для оптимизации добычи нефти требуется информация об их составе и свойствах, чтобы предотвратить начало агрегирования асфальтенов, которое может привести к образованию отложений. Среди разнообразных методов изучения строения нефти и нефтепродуктов важное место занимает метод ИК-спектроскопии, основанный на поглощении, отражении и рассеивании энергии инфракрасного излучения при прохождении через вещество, и позволяющий определять функциональные группы при их качественном и количественном анализе [1].

Целью работы являлось изучение качественного состава асфальтенов методом ИК-Фурье спектроскопии. Объектами исследования служили образцы асфальтенов, выделенные из нефтей Таймурзинского, Арчинского и Усинского месторождений, различающихся по составу и физико-химическим свойствам. Образцы асфальтенов были предоставлены Институтом химии нефти СО РАН г.Томска. Метод инфракрасной спектроскопии (ИКС), позволяет судить о химическом составе веществ и получать экспресс-информацию о структурных группах и связях, их относительном содержании в химической структуре вещества.

Задача качественного анализа углеводородов с помощью ИК-спектров состоит в обнаружении характеристических частот соединений. Анализ с помощью ИК-спектроскопии требует малого количества вещества любой молекулярной массы в любом агрегатном состоянии. После анализа вещество сохраняется неизменным [4].

Характеристика нефтей, из которых были выделены асфальтены, представлена в табл. 1. Арчинская нефть - высокопарафинистая и смолистая, с низким содержанием асфальтенов, Усинская нефть - малопарафинистая, высокосмолистая, высоковязкая, с высоким содержанием асфальтенов, Таймурзинская нефть также высокосмолистая [2]. Характеристика Таймурзинской нефти приведена по данным [3].

ИК-спектры снимались на инфракрасном Фурье-спектрометре Nicolet iS10 корпорации Thermo Fisher Scientific (США), оснащенным приставкой нарушенного полного внутреннего отражения (НПВО) с алмазным кристаллом. Параметры эксперимента: разрешение 4см-1, число сканов пробы и спектра сравнения 64, диапазон сканирования 4000-650 см-1.

Регистрация спектра сравнения проводилась непосредственно перед снятием спектра пробы. Образец асфальтенов помещался на кристалл и при тех же условиях проводилась регистрация спектра пробы. Для устранения эффектов сдвига полос поглощения и влияния длины волны на глубину проникновения в образец, которые могут возникать при использовании методики НПВО, проводилась придвинутая НПВО коррекция спектров. Для устранения наклона базовой линии проводилась ее автоматическая коррекция. После этого оценивались величины оптических плотностей функциональных групп.

Таблица 1

Элементный состав и молекулярные массы асфальтенов

Источник асфальтенов	Содержание, %					Н/С	ММ, а.е.м.
	С	Н	N	S	O		
Таймурзинская нефть	81,5	8,2	1,9	6,15	2,2	1,2	н/д
Усинская нефть	85,3	7,8	1,1	4,1	1,7	1,10	1410
Арчинская нефть	82,8	8,7	0,5	4,1	3,9	1,26	625

Отнесение полос проведено в соответствии с [1,4-6]. Во всех трех исследуемых ИК-спектрах в высокочастотной области 3200-2600 см-1 наблюдаются наиболее сильные полосы поглощения при 2920 см-1 и 2850 см-1, характеризующие валентные колебания СН метильных и метиленовых групп.

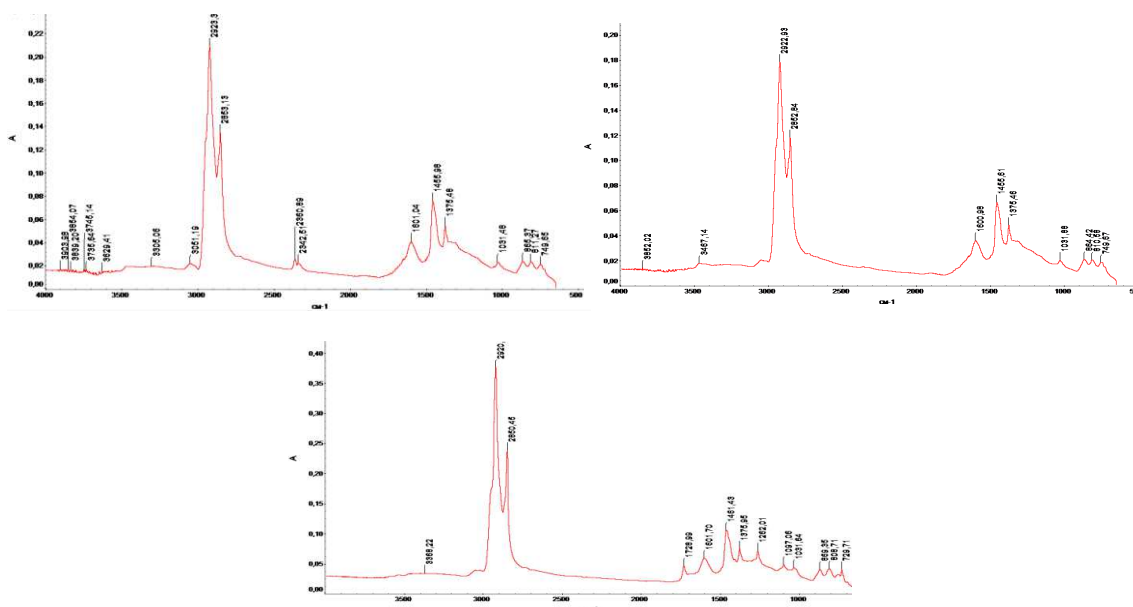


Рис. 1 ИК-спектры асфальтенов из нефтей Таймурзинского (а), Усинского (б) и Арчинского (в) месторождений

Полоса поглощения при 1600 см-1 соответствует С-С связям ароматических колец, т.е. оценивает содержание ароматической фракции, а при 1030 см-1 - сульфоксидных (SO) групп. На приведенных ИК-спектрах асфальтенов (рис.1) имеются интенсивные полосы поглощения при 1465 и 1375 см-1, характерные для валентных

колебаний С–С связей метильных групп CH_3 , CH_2CH_3 , указывающих на наличие в составе асфальтенов алкильных заместителей при небольшой их длине [1], в то время как полосы 865, 810, 750 cm^{-1} связаны с деформационными колебаниями СН ароматических колец.

По виду ИК-спектров асфальтены характеризуются индивидуальными признаками. В отличие от других образцов, в ИК-спектре асфальтенов нефти Таймурзинского месторождения (рис.1а) наблюдается полоса поглощения 2360 cm^{-1} , оптическая плотность которой равна 0,0246, относящаяся к тиольной функциональной группе SH [8]. Это подтверждает повышенное, по сравнению с другими образцами, содержание серы (табл. 1).

ИК-спектр асфальтенов нефти Арчинского месторождения (рис.1в) содержит ярко выраженные полосы поглощения 1730, 1262, 1097 cm^{-1} , свидетельствующие о присутствии в их составе кислородсодержащих фрагментов. В частности, полоса 1730 cm^{-1} характеризует карбонильные, карбоксильные группы, а полоса 1262 cm^{-1} представляет связь С–О [5]. О повышенном содержании атомов кислорода в асфальтенах Арчинской нефти свидетельствует их элементный состав (табл.1). Интенсивность полос поглощения при 720-730 cm^{-1} характеризует число метиленовых (CH_2) групп в парафинах [1].

Таблица 2

Соотношение оптических полос поглощения

Асфальтены	D1375/D1455	D2920/D1620-1600	D1730/D1600	D1620-1600/D750	D810/D1620-1600
таймурзинские	0,7158	5,2210	0,3161	1,9547	0,5663
усинские	0,7240	5,0037	0,3601	1,9574	0,5633
арчинские	0,7034	6,4833	0,7674	1,8555	0,6920

Таблица 3

Нормированные значения оптических плотностей

Асфальтены	D1030/D14 55-1460	D1600/D1 455-1460	D1730/D1 455-1460	D865/D145 5-1460	D810/D14 55-1460	D750/D14 55-1460	D730/D14 55-1460
таймурзинские	0,3010	0,5338	0,1687	0,3076	0,3023	0,2731	0,2196
усинские	0,2998	0,5393	0,1942	0,3067	0,3037	0,2755	0,2185
арчинские	0,4060	0,5577	0,4279	0,3723	0,3859	0,3005	0,3722

Анализ соотношений оптических плотностей полос поглощения (табл. 2) показывает, что коэффициент разветвленности структур D1375/D1455 меньше для образца асфальтенов Арчинской нефти в сравнении с другими образцами. Также он содержит больше парафиновых структур, что подтверждает коэффициент D730/D1455-1460, равный 0,3722, и характеризующий их условное содержание. Соотношение D810/D1620-1600, равное 0,6920, свидетельствует о том, что ароматические структуры образца асфальтенов Арчинской нефти обладают меньшей степенью конденсированности, что подтверждает меньшее значение молекулярной массы асфальтенов (табл.1).

Нормированные значения оптической плотности (табл.3) свидетельствуют о том, что арчинский образец содержит больше сернистых соединений SO (значение коэффициента равно 0,4).

В отличие от остальных образцов, его можно охарактеризовать коэффициентом окисленности D1730/D1455-1460, равным 0,4279. Таким образом, согласно результатам ИК-спектроскопии, химическая структура асфальтенов представлена ароматическими, алифатическими структурами, кислород- и серосодержащими функциональными группами. Полученные результаты коррелируют с данными по агрегированию асфальтенов в модельной системе асфальтены - толуол, имитирующей нефть [7].

Пороговая концентрация н-гептана, как осадителя, при которой начинается агрегация асфальтенов из Арчинской нефти, составляет 65% масс. против 42% масс. для асфальтенов из Усинской нефти. Более высокая устойчивость модельной системы с асфальтенами высокопарафинистой нефти связана с их структурными особенностями, установленными по ИК-спектрам, обуславливающими более слабые межмолекулярные взаимодействия: меньшей степенью конденсированности ароматических колец, более длинными парафиновыми заместителями, меньшей молекулярной массой по сравнению с асфальтенами высоковязкой Усинской нефти. Процесс агрегации асфальтенов, выделенных из разных нефтей, протекает с различной скоростью.

Результаты исследований [7] показали, что асфальтены высокопарафинистой Арчинской нефти агрегируют с большей скоростью, что может быть обусловлено ролью кислородсодержащих групп, которые участвуют в образовании водородных связей между макромолекулами асфальтенов.

Можно предположить, что на скорость процесса агрегации асфальтенов влияет степень ароматичности и содержание гетероэлементов.

Увеличение степени конденсированности ароматических фрагментов в структуре асфальтенов повышает склонность к межмолекулярному взаимодействию. Следствием этого можно считать тот факт, установленный [7], что при высоких концентрациях осадителя размер частиц асфальтенов Усинской нефти при времени агрегации 60 мин больше на 100нм, чем размер частиц асфальтенов Арчинской нефти.

Литература

1. Абдрафикова И.М. Исследование состава асфальтенов и продуктов их фракционирования методом ИК-Фурье спектроскопии /Абдрафикова И.М., Каюкова Г.П., Вандюкова И.И.// Вестник Казанского технологического университета. – Казань, 2011. – №9. – С.179 – 183.
2. Бешагина Е.В., Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В. Кристаллизация нефтяных парафинов в присутствии поверхностно-активных веществ //режим доступа: <http://www.ogbus.ru/authors/Beshagina/Beshaginal.pdf>.
3. Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефти//Известия Томского политехнического университета: – Томск, 2006. – № 4. – С. 104 – 109.
4. Рябов В.Д. Химия нефти и газа. – М.: ИД «ФОРУМ», 2009. – 336 с.
5. Савельева А.В., Иванов А.А., Юдина Н.В., Ломовский О.И. Лигнонефтяные композиции на основе механоактивированного лигнина// Материалы 6-ой Всероссийской научно-практической конференции "Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа", 2013.
6. Современные методы исследования нефтей (справочно-методическое пособие) /под ред. Богомолова А.И., Темянюк М.Б., Хотынцевой Л.И. – Л.: Недра, 1984. – 431с.
7. Чеканцева Л.В., Горшков А.М., Шишмина Л.В., Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В., Мальцева Е.В. Влияние агрегации асфальтенов на реологические свойства нефти// Журнал прикладной химии. – М., 2013. – Т. 86, – №9. – С.1401 – 1407.
8. Abdulwahab S.Almusallam, Mohamed Shaaban, Krishna Nettem, Mohamed A.Fahim. Delayed aggregation of asphaltenes in presence of alcohols by dynamic light scattering// Journal of dispersion and Technology, 2013. – № 34. – С.809 – 817.

**ПРИМЕНЕНИЕ КРАТКОВРЕМЕННОГО ПЕРИОДИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ
УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА СКВАЖИНАХ ГОРШКОВСКОЙ
ПЛОЩАДИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

О.С. Калафат

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

23 июля 2013 года президент России В.В. Путин подписал Федеральный закон № 213-ФЗ "О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации "О таможенном тарифе". Данные изменения касаются введения поправочных коэффициентов, характеризующих степень сложности добычи нефти, и направлены на стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и создание возможности экономически рентабельной эксплуатации месторождений. Например, при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более 2^{10-3} мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров, значение НДПИ должно быть умножено на 0,4 [1]. Однако при показателе проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм², рассчитывать на высокие или даже средние значения дебитов скважин не приходится. Примером может служить Горшковская площадь северной части Приобского месторождения. При значениях проницаемости менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² и расчлененности пласта дебиты скважин после выхода на установившийся режим составляют от 12 до 25 м³/сут. Поскольку месторождение расположено в пойме реки, это накладывает ряд ограничений на строительство объектов на кустовых площадках месторождения, поэтому единственным экологически и экономически обоснованным методом для эксплуатации данных скважин является механизированный способ добычи нефти с применением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Вместе с низкими дебитами скважины Горшковской площади Приобского месторождения имеют ряд факторов, которые мешают нормальной работе УЭЦН: механические примеси, соли, асфальто-смолисто-парафиновые отложения (АСПО). При эксплуатации УЭЦН производительностью 15, 20 и 25 м³/сут данные факторы имеют решающее влияние наработку оборудования, ввиду малого проходного сечения насоса. Примером может служить скважина № 9854 куста 219 Приобского месторождения, которая при потенциальном дебите 16 м³/сут, и эксплуатацией в постоянном режиме с помощью ВНН-15, ВНН-20, ВНН-24, имела 4 ремонта за скользящий год. При эксплуатации скважин, оборудованных установкой электроцентробежного насоса, выделяют два основных режима эксплуатации – постоянный и периодический режим. Периодический режим работы УЭЦН (АПВ) устанавливается в скважинах, эксплуатация которых по некоторым причинам в постоянном режиме невозможна. Основными причинами работы в периодическом режиме являются:

- 1) Несоответствие характеристики скважины характеристике насоса (ошибка в выборе типоразмера УЭЦН);
- 2) Осложняющие факторы, которые не позволяют эксплуатировать УЭЦН в постоянном режиме;
- 3) Снижение влияния системы поддержания пластового давления окружающих скважин (снижение пластового давления в скважине);
- 4) Засорение призабойной зоны пласта в процессе эксплуатации или после текущего и капитального ремонта (снижение коэффициента продуктивности) – снижение забойного давления в скважине в процессе эксплуатации;
- 5) Выход на псевдоустановившийся режим работы скважины после геолого-технических мероприятий.

Метод кратковременного периодического режима (КПР) является одним из видов эксплуатации УЭЦН в периодическом режиме. Применяется на скважинах с технологическим потенциалом объема жидкости 25 и менее м³ в сутки, не позволяющим эксплуатировать УЭЦН малой производительности (50 и менее м³ в сутки) в постоянном режиме с целью извлечения максимально возможного объема жидкости при снижении влияния