

Многочисленные трассерные исследования процессов заводнения, выполненные на месторождениях Западной Сибири и Китая [5], показывают высокую эффективность сочетания тепловых методов разработки нефтяных месторождений и физико-химических технологий. Расширение масштабов применения физико-химических методов в будущем позволит обеспечить значительный прирост текущей добычи нефти не только на разрабатываемых, но и на вновь вводимых нефтяных месторождениях.

Литература

1. Полищук Ю. М. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств / Ю. М. Полищук, И. Г. Яценко // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 1.
2. Бурже Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – М.: Недра, 1988. – 424 с.
3. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев [и др.]. – М.: Недра, 1991. – 347 с.
4. Рузин Л. М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров. – Ухта: УГТУ, 2007. – 244 с.
5. Алтунина Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) / Л.К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.
6. Altunina L.K. Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov // Oil&Gas Science and Technology. – 2008. – V. 63. – №1. – P: 37–48.
7. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Технологии ТЭК. – 2007. – № 1 (32). – С.46–52.
8. Altunina L.K. Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, S.O. Ursegov, M.V. Chertenkov // 16th European Symposium on Improved Oil Recovery. – Cambridge, UK, April 12–14, 2011. CD-ROM. – Paper A13 – 11 pages.
9. Алтунина Л. Композиции для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Л. Алтунина [и др.] // Oil&GasJournal Russia. – 2012. – № 7. – С. 44–51.
10. Соколовский Э. В. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов / Э. В. Соколовский, Г. Б. Соловьев, Ю. И. Тренчиков. – М.: Недра, 1986. – 157 с.
11. Кучерявый В. И. Синтез и применение карбамида / В. И. Кучерявый, В. В. Лебедев. – Ленинград: Химия, 1970. – 448 с.
12. Миниович М. А. Соли азотной кислоты / М. А. Миниович. – М., 1964. – 192 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЕЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИБРАЦИОННОГО ВИСКОЗИМЕТРА «РЕОКИНЕТИКА»

А.Е. Шаронова¹, И.С. Кожевников²

Научный руководитель доцент Л.В.Шишмина¹, А.В.Богословский²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Вязкость нефти является важным физико-химическим параметром, который используется при расчете нефтяных запасов, учитывается в процессе проектирования разработки месторождений, а также при выборе схемы переработки и способа транспортировки нефти. Вязкость является наиболее распространенной характеристикой реологического поведения жидкостей. При этом в ряде практически важных случаев представляет интерес не только стационарная вязкость при заданной температуре, но и динамика вязкости.

Температура потери текучести (точка гелеобразования) является важнейшей эксплуатационной характеристикой нефтей и нефтепродуктов. Она характеризуется резким увеличением вязкости образца, появлением упругости и определяется с помощью реологических измерений.

Для измерения вязкости нефти используют вискозиметры. Сегодня в мире выпускается большое количество вискозиметров с различными способами измерения вязкости (капиллярные, ротационные, вибрационные и т.д.). Вибрационные вискозиметры обладают высокой чувствительностью и широким диапазоном измерений. Современные электронные вибрационные вискозиметры демонстрируют практически нулевую погрешность (0,5–1%) [4, 5]. Пробное тело вибрационного вискозиметра в меньшей (по сравнению с ротационными вискозиметрами) степени разрушает образующуюся структуру.

Вискозиметр «Реокинетика» (ИХН СО РАН), предназначенный для контроля кинетики структурообразования, позволяет непрерывно регистрировать изменяющуюся в широком диапазоне вязкость жидкости, при минимальном разрушении образующейся структуры.

В ходе кинетического эксперимента с помощью присоединенного компьютера непрерывно регистрируется величина текущего сигнала U_i . Далее для каждого значения U_i по формуле (1) вычисляется относительное механическое сопротивление $Z_{отн}$.

$$Z_{отн} = \frac{U - U_{возд}}{U_{эт} - U_{возд}} = \frac{\sqrt{\rho\eta}}{\rho_{эт}\eta_{эт}}, \quad (1)$$

где $\rho_{эт}$ и $\eta_{эт}$ – плотность и вязкость эталона соответственно; значения $U_{возд}$ и $U_{эт}$, которые соответствуют движению пробного тела на воздухе и в эталонной жидкости, записываются в начале каждого измерения. Величина вязкости рассчитывается по формуле (2):

$$\eta = \frac{(Z_{отн} \cdot \rho_{эт}\eta_{эт})^2}{\rho}. \quad (2)$$

В случае, если в процессе вибрационного измерения образуется пространственная структура, становится возможным перенос излучаемой волны до стенки сосуда, ее отражение и интерференция. Результат измерения становится зависимым от размера сосуда, что было предложено использовать для определения точки гелеобразования [1].

Цель работы – определение температуры потери текучести образцов нефти Томской области методом вибрационной вискозиметрии с использованием измерительных сосудов различного размера.

В качестве объектов исследования были использованы образцы нефти Герасимовского и Ломового месторождений (Томская область).

Образцы помещали в ячейку, туда же погружали пробное тело-зонд, соединенное с датчиком. Аналоговые сигналы вязкости и температуры измерения регистрировались с помощью компьютера. Каждая из ячеек помещалась в термостат-рубашку соответствующего размера. Перед каждым измерением фиксировались $U_{\text{возд}}$ и $U_{\text{эт}}$. Далее каждый из образцов охлаждался до заданной температуры, непрерывно производилась регистрация выходного сигнала вискозиметра (напряжение U_i). Используя формулу (1) рассчитывали значение $Z_{\text{отн}}$, по формуле (2) – значение η , далее строили зависимости η от температуры. Для некоторых значений температуры определяли кинематическую вязкость по ГОСТ 33-66 и рассчитывали динамическую вязкость.

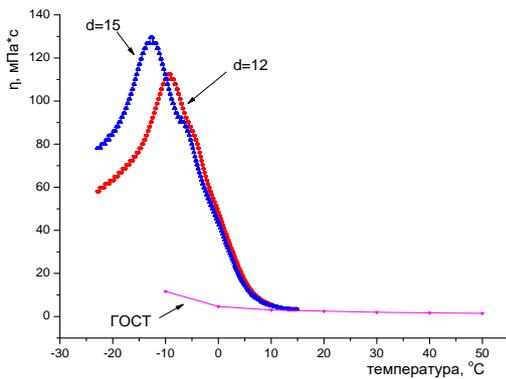


Рис. 1 Зависимости вязкости η от температуры для образца нефти Ломового месторождения

На рис. 1 представлены зависимости вязкости η от температуры образца нефти Ломового месторождения, полученные по ГОСТ 33-66 и вибрационным методом с использованием ячеек различного размера и диаметра ($d=12$ мм, $d=15$ мм). Начальные участки кривых совпадают. Далее, с понижением температуры, вязкость образца увеличивается. На реокинетических зависимостях появляются квазипериодические фрагменты. В ходе эксперимента зафиксированы первые максимумы этих фрагментов. Положение максимумов с увеличением размера ячейки смещается в сторону более прочной структуры, а их амплитуда увеличивается. Точка расхождения этих зависимостей (минус 5 °C) соответствует температуре потери текучести. На вязкостно-температурной зависимости (ГОСТ 33-66) лишь намечен дальнейший рост вязкости при минус 10 °C.

На рис.2 представлены зависимости вязкости η от температуры для образца нефти Герасимовского месторождения, полученные по ГОСТ 33-66 и вибрационным методом с использованием ячеек различного размера и диаметра ($d=12$ мм, $d=15$ мм). Начальные участки кривых совпадают. При 25 °C вязкость образца 25 мПа·с. Результат экстраполяции реокинетических зависимостей в сторону более высоких температур практически совпадает со значениями вязкости, определенными по ГОСТ 33-66. При понижении температуры, η образца увеличивается. На реокинетических зависимостях появляются квазипериодические фрагменты. В ходе эксперимента зафиксированы первые максимумы этих фрагментов и дальнейшее увеличение вязкости, до 250 мПа·с. Положение максимумов с увеличением размера ячейки смещается в сторону более прочной структуры, а их амплитуда увеличивается. Точка расхождения этих зависимостей (+10 °C) соответствует температуре потери текучести.

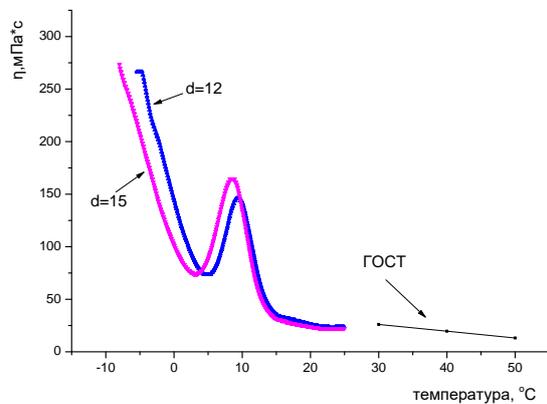


Рис. 2 Зависимости вязкости η от температуры для образца нефти Герасимовского месторождения

Отмеченная для рассмотренных зависимостей тенденция смещения максимумов наблюдается и в случае потери текучести в результате гелеобразования [2,3].

Существенное влияние на температурную зависимость вязкости нефти оказывает ее химический состав, и, прежде всего, количество высокомолекулярных парафинов. Содержание парафинов в нефти Ломового месторождения – 2,76 %, Герасимовского – 8,35 %. Установленные значения температур потери текучести исследованных нефтей закономерно коррелируют с содержанием парафинов в нефти: чем ниже содержание парафинов, тем ниже температура потери текучести. Для нефти Ломового месторождения этот параметр равен минус 5 °C, для высокопарафинистой нефти Герасимовского месторождения – +10 °C.

Выводы: зафиксирована кинетика потери текучести образцов Ломовой и Герасимовской нефти с использованием вибрационного вискозиметра «Реокинетика». Предложенным в работе [1] методом анализа реокинетических зависимостей, полученных с использованием сосудов различной величины, определены температуры потери текучести для Ломовой и Герасимовской нефти, равные минус 5 °C и +10 °C соответственно.

Литература

1. Богословский А.В., Галкин В.М., Кожевников И.С. Определение момента гелеобразования с использованием измерительных сосудов разной величины // Газовая промышленность, 2013. № 11, С. 98 - 100.
2. Богословский А.В., Кожевников И.С., Стасьева Л.А., Алтунина Л.К. Определение точки гелеобразования полимерсодержащих составов вибрационным методом // Вестник ТвГУ. Серия: Химия. – 2017. № 4. С. 91 – 98.
3. Кожевников И.С. Определение точки гелеобразования методом вибрационной вискозиметрии // материалы 2 международной научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия», Москва, 2015, с.106-107.
4. Крутин В.Н. Колебательные реометры. – М.: Машиностроение, 1985. – 160 с.
5. Соловьев А.Н., Каплун А.Б. Вибрационный метод измерения вязкости жидкостей. – Новосибирск: Наука, 1970. – 139 с.

**ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА СЛАНЦЕВЫХ ПОРОД В
ПРОЦЕССЕ ПИРОЛИЗА**

М.Н. Шатова, А.М. Горшков, И.С. Хомяков

Научный руководитель доцент И.С. Хомяков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Чтобы добывать углеводороды, содержащиеся в залежах баженовской свиты Западной Сибири, доманиковой свиты в Урало-Поволжье и других геологических образованиях, требуется разработка и применение нетрадиционных технологий. Одним из перспективных решений задачи является развитие метода, основанного на термическом воздействии, предполагающее улучшение коллекторских свойств за счет увеличения пустотного пространства и преобразования керогена в легкую нефть в результате инициирования процесса пиролиза.

С химической точки зрения превращение керогена в синтетическую нефть может быть достигнуто путем термического растворения, гидрирования или пиролиза [6]. Пиролиз наиболее приближен к естественному превращению керогена с использованием более высоких температур, чтобы компенсировать геологические временные рамки [2,8]. Во время пиролиза кероген нагревается в отсутствие кислорода для получения вещества, разлагающего кероген.

Высокие температуры обеспечивают более быстрое превращение керогена. Обнаружено, что обработка сланца при низких температурах в течение длительного времени повышает качество продукции. Высокое давление также улучшает качество нефти, поскольку испарение препятствует стимулированию вторичных реакций крекинга. Тем не менее, низкие температуры и высокие давления снижают общий выход [5].

Цель исследования. Целью настоящей работы является анализ влияния высоких температур на коллекторские свойства сланцевых пород.

Объект и методы исследования. Лабораторные эксперименты по определению открытой пористости, объемной и минералогической плотности, проницаемости по газу проводились на измельченных образцах, отобранных из керна разведочных скважин Южного и Южно-Киньяминского нефтяных месторождений (Тюменская область).

Определение матричной проницаемости измельченных образцов осуществлялось согласно методу Gas Research Institute (GRI) в соответствии с GRI-95/0496 «Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs» [3,4]. Нагрев образцов до определенной температуры осуществлялся в муфельной печи. Эксперименты по определению проницаемости по газу проводились на матричном пермеатре SMP-200.

Исследовалось воздействие термической обработки на образцы керна. Один образец Южного месторождения нагревался в одну стадию до температуры 350 °С, а другой подвергался ступенчатому нагреву до той же температуры с интервалом в 150 °С. На каждой стадии (ступени) произведено измерение проницаемости образца методом GRI. Аналогичная обработка проведена для образцов Южно-Киньяминского месторождения.

Результаты и их обсуждение. Результаты экспериментальных исследований представлены в виде графиков на изменения давления со временем, из которых рассчитан коэффициент проницаемости по газу (рис. 1,2).

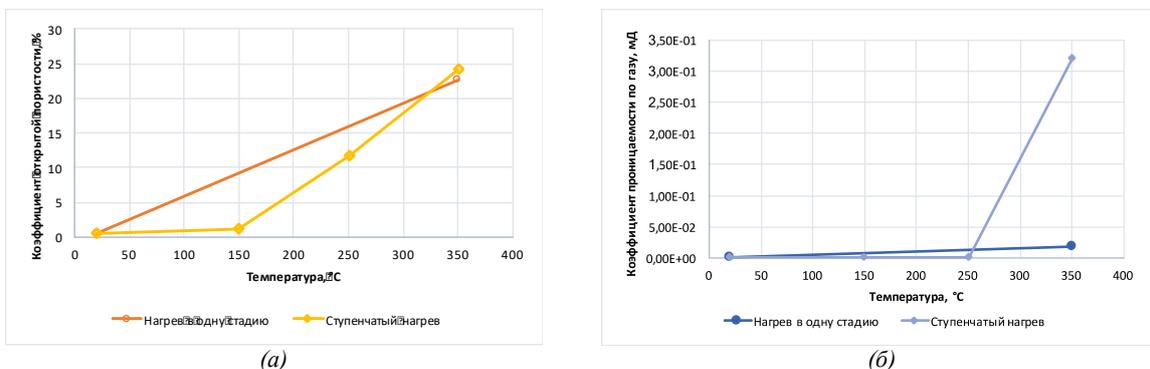


Рис. 1 Влияние температуры на коэффициент открытой пористости (а) и коэффициент проницаемости (б) образцов Южного месторождения