

УДК 665

ОСНОВЫ МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПАРАФИНИЗАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Нелюбов Д.В.¹, Семихина Л.П., Овчинникова Я.А.
Тюменский государственный университет, г. Тюмень
e-mail: ¹Nelyubov_DV@mail.ru

***Аннотация.** Исследованы физико-химические свойства и определен фракционный состав шести образцов асфальтосмолопарафиновых отложений различного происхождения, показано влияние физико-химических свойств и фракционного состава асфальтосмолопарафиновых отложений на парафинизацию ими холодных металлических поверхностей, разработана регрессионная модель, позволяющая определять адгезионную способность асфальтосмолопарафиновых отложений разнообразного состава в зависимости от его физико-химических свойств.*

***Ключевые слова:** асфальтосмолопарафиновые отложения, прогнозирование парафинизации, регрессионная модель, адгезионные свойства*

Введение

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), осаждающиеся на металлических поверхностях промышленного оборудования, препятствуют добыче нефти и осложняют эксплуатацию скважин. Степень и скорость парафинизации скважин зависит от распределения температур по стволу скважины, вязкости и скорости течения скважинной жидкости, однако, в первую очередь, парафинизация зависит от способности индивидуальных углеводородов (УВ) и смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) к адгезии к металлической поверхности при определенных условиях эксплуатации скважин.

Как показано в [1], химический состав АСПО можно охарактеризовать при помощи таких физико-химических свойств как: плотность, средняя температура плавления, средняя молекулярная масса. Так как задача точной идентификации химического состава АСПО на сегодняшний день остается нерешенной, то для выявления влияния химического состава АСПО на парафинизацию ими холодных металлических поверхностей целесообразно использовать именно такое сочетание физико-химических свойств.

Авторы [2] пришли к выводу, что смолы и асфальтены в чистом виде не осаждаются на металлических поверхностях, а являются связывающими компонентами для высокоплавких содержащихся в нефти парафино-нафтеновых углеводородов, что определяет необходимость учитывать содержание и влияние смолисто-асфальтеновых веществ при изучении адгезионных свойств АСПО.

Исследования влияния температуры на реологические свойства протекающей жидкости на определенном участке трубопровода [3] показали, что химический состав выпадающих АСПО меняется с изменением температуры. Следова-

тельно, температура плавления АСПО выпадающих в скважине или нефтесборном коллекторе определяет адгезионные свойства АСПО. Однако проведенные в [4] исследования, основанные на изучении методом «холодного стержня» адгезионных свойств четырех образцов АСПО и церезина, показали, что парафинизация холодных металлических поверхностей асфальтосмолопарафиновыми отложениями зависит не только от температуры плавления АСПО, но и от их относительной плотности. При этом на примере четырех исследованных образцов АСПО и церезина было выведено корреляционное уравнение удельной парафинизации холодного стержня от произведения плотности и температуры плавления. Полученное уравнение не является адекватным, так как оно описывает массив лишь из четырех точек, в то время как, в соответствии с работой [5], функциональное уравнение можно вывести из графика функции построенного не менее, чем на шести точках. Выведенное уравнение не является и представительным, так как получено на примере экспериментальных данных для церезина, не соответствующего ни одному из реально существующих образцов АСПО, а также АСПО с близким химическим составом по содержанию смолисто-асфальтеновых веществ и парафино-нафтеновых УВ.

Поскольку полученное в [4] уравнение описывает лишь гипотетически возможное влияние плотности и температуры плавления АСПО на интенсивность парафинизации скважин, целью данной работы стали: проверка гипотезы о влиянии химического состава АСПО на интенсивность парафинизации ими нефтесборных скважин, получение нового корреляционного уравнения зависимости удельной парафинизации холодного стержня от физико-химических свойств 6 образцов АСПО с различным содержанием смол, асфальтенов и парафино-нафтеновых углеводородов.

Объекты и методы исследования

В работе изучены физико-химические свойства и фракционный состав 6 исходных образцов АСПО: Аганского месторождения (образец 1, 2), Урненского, Узумского, Комарьинского, Лянторского. Подготовку образцов АСПО для исследования проводили путем отделения механических примесей экстракцией бензолом. Фракционный состав определяли методом колоночной жидкостной хроматографии на силикагеле и высаживанием асфальтенов гексаном [6]. Десорбцией гексаном с силикагеля элюировали парафино-нафтеновые и легкие ароматические УВ, при этом момент окончания элюирования гексаном определяли по показателю преломления чистого гексана. Затем, высаживанием гексаном, определяли содержание асфальтенов в образце АСПО. Содержание смол и средней ароматики определяли расчетным путем по следующей формуле:

$$C_{\text{смол}} = 100 \% - C_{\text{асфальтенов}} - C_{\text{парафинов}} \quad (1)$$

Полученные данные для исследуемых образцов приведены в табл. 1.

Согласно табл. 1, исследуемые образцы АСПО имеют разнообразный фракционный состав, который охватывает до 40 % диапазона концентраций этих компонентов в АСПО любого другого состава [7]. Следовательно, разрабатываемая функциональная зависимость должна иметь представительный характер.

Таблица 1. Фракционный состав образцов АСПО

№ п/п	Наименования образца АСПО	Содержания парафино-нафтеновых УВ (% масс.)	Содержание смол и средней ароматики (% масс.)	Содержание асфальтенов (% масс.)
1	Аганского месторождения нефти (образец 1)	74,91	1,63	23,46
2	Аганского месторождения нефти (образец 2)	82,36	1,5	6,57
3	Урненского месторождения нефти	65,87	15,65	18,48
4	Узумского месторождения нефти	91,85	0,53	7,62
5	Комарьинского месторождения нефти	69,44	9,76	20,08
6	Лянторского месторождения нефти	73,47	1,19	25,34

Помимо химического состава у образцов АСПО исследовались и физико-химические свойства: плотность при 90 °С (определялась пикнометрически), средняя температура плавления (по методу Жукова), средняя молекулярная масса (по методу Раста). Процесс парафинизации изучали на установке холодного стержня, по методике, описанной в работе [8]. Полученные данные представлены в табл. 2.

Обработка экспериментальных данных

Для предварительной оценки влияния различных факторов на величину удельной парафинизации холодного стержня $G_{y,d}$ была сделана попытка представить ее в виде зависимости от произведения средней температуры плавления, относительной плотности и средней молекулярной массы АСПО – рис. 1. Как видим, экспериментальные точки на данном рисунке невозможно аппроксимировать каким-либо полиномом степени 1 - 3.

Таблица 2. Физико-химические свойства образцов АСПО

№ п/п	Наименование образца	$G_{y\partial}$, $г/м^2 \times час$	$T_{пл}$, °С	ρ_{cp}^{90} , $г/см^3$	M_{cp} , а. е. м.
1	Аганского месторождения нефти (образец 1)	45,00	78,0	843	307
2	Аганского месторождения нефти (образец 2)	59,67	76,4	803	381
3	Урненского месторождения нефти	21,65	68,5	854	439
4	Узумского месторождения нефти	57,95	75,2	812	413
5	Комарьинского месторождения нефти	34,54	68,6	846	669
6	Лянторского месторождения нефти	94,14	63,3	829	495

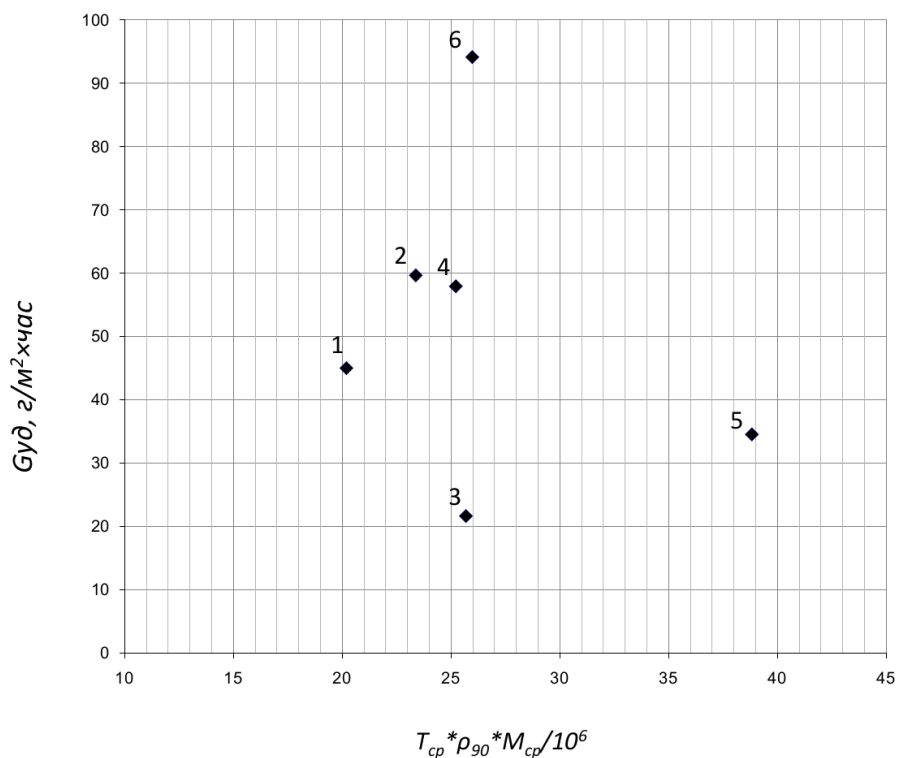


Рис. 1. Зависимость произведения физико-химических свойств АСПО различной природы от удельной парафинизации ими холодного стержня:

1 – АСПО Аганского месторождения (образец 1); 2 – АСПО Аганского месторождения (образец 2); 3 – АСПО Урненского месторождения; 4 – АСПО Узумского месторождения; 5 – АСПО Комарьинского месторождения; 6 – АСПО Лянторского месторождения

Затем, в соответствии с работой [4], была сделана попытка представить те же данные в виде зависимости $G_{y\partial} = f(T_{пл}^{n_1} \cdot \rho_{90}^{n_2} \cdot M_{cp})$. Значения степеней n_1 и n_2 подбирались так, чтобы достигалась максимальная достоверность аппроксимации

экспериментальных данных полиномом второго порядка. Было найдено, что максимальная достоверность такой аппроксимации, равная $R^2=0,999$ достигается при $n_1=6,35\pm 0,01$, $n_2=0,81\pm 0,01$. Т.е. удельная парафинизация холодного стержня G_{yd} представляется в виде функции $G_{yd}=f(T_{nl}^{6,35}\cdot\rho_{90}^{0,81}\cdot M_{cp})$ – рис. 2.

Аппроксимированным уравнением зависимости представленной на рис. 2 является:

$$G_{yd}=12,68x^2-145,7x-427,1, \quad (2)$$

где $x=(T_{nl}^{6,35}\cdot\rho_{90}^{0,81}\cdot M_{cp})/10^{16}$ (размерности всех используемых в уравнении величин указаны в табл. 2).

Найденный вид аргумента данной функции указывает на то, что связь парафинизации холодных металлических поверхностей со средней температурой плавления АСПО гораздо выше, чем с их относительной плотностью и средней молекулярной массой. Благодаря высокой достоверности аппроксимации зависимости, представленной на рис. 2, полученное уравнение (2) будет удовлетворительно описывать реальные процессы парафинизации холодных металлических поверхностей.

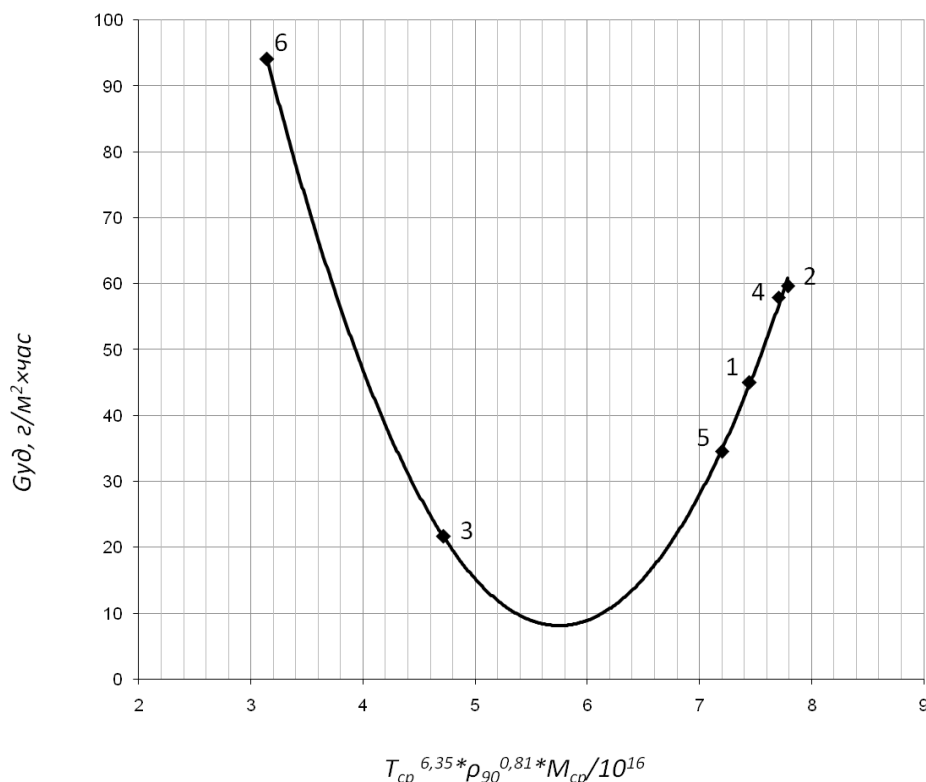


Рис. 2. Аппроксимированная степенная зависимость произведения физико-химических свойств АСПО различной природы от удельной парафинизации ими холодного стержня:

1 – АСПО Аганского месторождения (образец 1); 2 – АСПО Аганского месторождения (образец 2); 3 – АСПО Урненского месторождения; 4 – АСПО Узумского месторождения; 5 – АСПО Комарьинского месторождения; 6 – АСПО Лянторского месторождения

Выводы

Проведенные исследования и полученные результаты подтверждают возможность оценки уровня парафинизации определенного участка нефтедобывающей скважины в зависимости от физико-химических свойств АСПО.

Показано, что различные образцы АСПО с близкой температурой плавления могут существенно отличаться по своим адгезионным свойствам, что определяется, в первую очередь, их фракционным и химическим составом, который можно охарактеризовать по сочетанию физико-химических свойств [1].

Предложена адекватная математическую модель, способная описать индивидуальную адгезионную способность АСПО разнообразного состава. Полученная модель является основой для создания методики прогнозирования парафинизации скважин и трубопроводов.

Литература

1. Нелюбов Д.В., Важенин Д.А., Петелин А.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения Аганского месторождения // Нефтехимия. 2011. № 6. С. 410 - 413.
2. Агаев С.Г., Мозырев А.Г., Халин А.Н. Влияние асфальтосмолистых веществ на процесс парафинизации при добыче нефти // Известия вузов. Нефть и газ. 1997. № 6. С. 161.
3. Галикеев Р.М., Леонтьев С.А. Лабораторное исследование реологических свойств нефти и графическое определение температуры точки перехода // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2010. №8. С. 14 - 17.
4. Агаев С.Г., Гребнев А.Н. Влияние физико-химических свойств асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на парафинизацию скважин // Материалы всероссийской научно-технической конференции «Нефть и Газ Западной Сибири». 2009. С. 392 - 396.
5. Губин В.И., Осташков В.Н. Статистические методы обработки экспериментальных данных. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. 199 с.
6. Поконова Ю.В. Химия высокомолекулярных соединений нефти. Л.: Химия, 1980. 172 с.
7. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2011. № 1. С. 268 - 284.
URL: http://www.ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf
8. Агаев С.Г., Березина З.Н., Халин А.Н. Ингибирование процесса парафинизации скважин и нефтепроводов // Нефтепромысловое дело. 1996. №5. С.16 - 17.

WAX-DEPOSITION FORECAST METHOD FOR THE OIL WELLS

D.V. Nelyubov, L.P. Semikhina, Ya.A. Ovchinnikova

Tyumen State University, Tyumen, Russia

e-mail: Nelyubov_DV@mail.ru

Abstract. *In the paper have been studied physic-chemical properties of six asphalt-resin-paraffin (ARP) sediments samples with different nature, shown the dependence of waxing the cold metal surfaces from their physic-chemical properties and fractional composition, exploited the regression model, allowing identify adhesion ability of ARP sediments with the different consistence in dependence of their physic-chemical properties.*

Keywords: *asphalt-resin-paraffin sediments, forecasting of waxing, regression model, adhesion properties*

References

1. Nelyubov D.V., Vazhenin D.A., Petelin A.N. Asphalt-resin-paraffin sediments of the aganskoe oilfield, *Petroleum Chemistry*, 2011, Vol. 51, Issue 6., pp. 401 - 404. (Transl. from Nelyubov D.V., Vazhenin D.A., Petelin A.N. Asfal'tosmoloparafinovye otlozheniya Aganskogo mestorozhdeniya, *Neftekhimiya*, 2011, Issue 6, pp. 410 - 413).
2. Agaev S.G., Mozyrev A.G., Khalin A.N. Vliyanie asfal'tosmolistykh veshchestv na protsess parafinizatsii pri dobyche nefti (Influence of asphaltic-resinous substances on the waxing process during oil production), *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz*, 1997, Issue 6, p. 161.
3. Galikeev R.M., Leont'ev S.A. Laboratornoe issledovanie reologicheskikh svoystv nefti i graficheskoe opredelenie temperatury tochki perekhoda (Laboratory investigation of the rheological properties of oil and graphical determination of the temperature of the transition point), *Territoriya Neftegaz*, 2010, Issue 8, pp. 14 - 17.
4. Agaev S.G., Grebnev A.N. Vliyanie fiziko-khimicheskikh svoystv asfal'tosmoloparafinovyx otlozhenii (ASPO) na parafinizatsiyu skvazhin (Influence of physical and chemical properties of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD) on paraffin wax deposition in wells) in *Materialy vserossiiskoi nauchno-tekhn. konf. "Neft' i Gaz Zapadnoi Sibiri"* (Proceedings of sci-tech. conf. "Oil and gas in Western Siberia"). 2009. pp. 392 - 396.
5. Gubin V.I., Ostashkov V.N. Statisticheskie metody obrabotki eksperimental'nykh dannykh. Uchebnoe posobie (Statistical methods for experimental data processing. Textbook). Tyumen', TyumGNGU, 2007. 199 p.
6. Pokonova Yu.V. Khimiya vysokomolekulyarnykh soedinenii nefti (Chemistry of macromolecular petroleum compounds). Leningrad, Khimiya, 1980. 172 p.

7. Ivanova L.V., Burov E. A., Koshelev V.N. Asfal'tosmoloparafinovye otlozheniya v protsessakh dobychi, transporta i khraneniya (Asphaltene-resin-paraffin deposits in the processes of oil production, transportation and storage), Electronic scientific journal " Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business", 2011, Issue 1, pp. 268 - 284. http://www.ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf

8. Agaev S.G., Berezina Z.N., Khalin A.N. Ingibirovanie protsessa parafinizatsii skvazhin i nefteprovodov (Inhibition of paraffin wax deposition in wells and pipelines), *Neftepromyslovoe delo*, 1996, Issue 5, pp. 16 - 17.