

УДК 622.323

## МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГЛУБИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ

Мисник В.В.

*ОАО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск*

Галикеев Р.М.

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень  
e-mail: fov@tsogu.ru*

**Аннотация.** Как известно, образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) при добыче нефти вызывает целый ряд нежелательных последствий. Для прогнозирования интервалов образования АСПО, а, следовательно, и метода их удаления, существуют различные методики. В статье предлагается методика прогнозирования образования АСПО на основе изучения соотношения асфальтосмолистых веществ и парафинов в добываемой нефти.

**Ключевые слова:** асфальтосмолопарафиновые отложения. АСПО, образование, глубина, методика прогнозирования, химический состав

Образование отложений асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) на стенках НКТ при добыче нефти является одним из осложняющих факторов. Известно, что существуют различные технологии, как предотвращения образования АСПО, так и удаления сформировавшихся отложений. Однако для повышения эффективности технологий по очистке НКТ от отложений необходимо достоверно определить интервал воздействия. Для этого существуют различные методики, основанные преимущественно на определении температуры начала кристаллизации АСПВ и определении распределения температуры по стволу скважины.

Как известно, АСПО, образовавшиеся в разных скважинах, отличаются друг от друга по химическому составу, который зависит от группового углеводородного состава нефтей, добываемых этими скважинами. Установлено, что содержание в них асфальтосмолистой и парафиновой компонент будет взаимнообратным: чем больше в АСПО доля асфальтосмолистых веществ, тем меньше будет содержаться парафинов, что в свою очередь определится их соотношением в нефти. Такая особенность обуславливается характером взаимного влияния парафинов, смол и асфальтенов, находящихся в нефти до момента их выделения в отложения [1].

Как показали экспериментальные и практические исследования, прежде чем отложения парафина образуются на поверхности скважинного оборудования, его кристаллы производят преобразование, соединяясь между собой, организуют сплошную решётку подобно широкой ленте. В такой форме адгезионные свойства

парафина усиливаются во много раз, и его способность «прилипнуть» к твёрдым поверхностям значительно увеличивается.

Результаты исследований АСПО, отобранных из скважин месторождений Ноябрьского региона представлены в табл. 1.

Однако если нефть содержит достаточно большое количество асфальтенов (4 - 5 % и выше), сказывается их депрессорное действие. Асфальтены могут сами выступать зародышевыми центрами. Парафиновые молекулы участвуют в сокристаллизации с алкильными цепочками асфальтенов, образуя точечную структуру. Таким образом, образование сплошной решётки не происходит. В результате такого процесса парафин перераспределяется между множеством мелких центров и выделение парафинов на поверхности существенно ослабляется.

Смолы, в силу своего строения, напротив, способствуют созданию условий для формирования ленточных агрегатов парафиновых кристаллов и их прилипанию к поверхности и своим присутствием препятствуют воздействию асфальтенов на парафин, нейтрализуя их. Как и асфальтены, смолы влияют на величину температуры насыщения парафином нефти, однако характер этого влияния противоположный: с ростом их массового содержания в нефти температура насыщения возрастает (если, например, присутствие смол увеличить с 12 до 32 %, то температура насыщения повысится от 22 °С до 43 °С) [2].

Температура насыщения нефти парафином находится в прямой зависимости от массовой концентрации смол и в обратной от концентрации асфальтенов.

Следовательно, процесс парафинообразования зависит от соотношения асфальтовых (А) и смолистых (С) соединений в составе нефти. С увеличением параметра А/С температура насыщения будет снижаться – ассоциаты асфальтенов в нефти менее стабилизированы из-за недостатка стабилизирующих компонентов (смол), что и приводит к уменьшению температуры насыщения, процесс кристаллизации парафинов таких нефтей подавляется ассоциатами, и отложение парафина не происходит; при небольших значениях А/С наоборот, температура насыщения возрастает – асфальтены не оказывают воздействия на парафинообразование, парафин свободно выделяется из нефти [3].

Как видно из графика, приведенного на рис. 1, с ростом плотности растёт отношение (А/С) тугоплавких компонентов, а именно: смол и асфальтенов. Следовательно при увеличении отношений А/С снижается вероятность отложений АСПО.

В связи с этим рассмотрены и проанализированы результаты очистки НКТ на различных месторождениях ноябрьского региона.

Результаты представлены в виде графика на рис. 2. Из данных на графике можно сделать вывод, что основная часть очисток приходится на глубину 400 - 600 метров.

Таблица 1. Химический состав отобранных АСПО со стенок НКТ

Месторождение	Глубина очистки НКТ	Плотность нефти при темп. 20 гр кг/м <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при темп, °С		Асфальтены/ Смолы	массовое содержание, %			
			20	50		асфальтенов	смог	парафина	
Вынгапуровское	600	830	6,4	3	0,17	0,75	4,3	4,70	
	800	822	8,3	2,4	0,12	0,58	4,7	5,50	
	600	831	4,8	2,6	0,19	0,74	3,9	5,70	
	600	815	4,3	2,3	0,22	0,86	4	6,20	
	600	841	8,4	3,7	0,17	0,76	4,6	3,90	
	600	844	5,5	2,4	0,11	0,38	3,4	2,80	
	800	827	4,9	2,5	0,08	0,36	4,3	3,80	
	600	828	5,6	2,8	0,26	1,15	4,4	5,10	
	800	818	3,8	2,2	0,05	0,16	3,3	4,60	
Зап-ноябрьское	200	847	7,9	3,6	0,93	1,76	1,9	3,80	
Карамовское	400	867	17	6,6	0,55	3,4	6,2	3,40	
	400	871	18,5	6,9	0,52	3,56	6,8	3,70	
	400	863	12,3	5,3	0,60	3,37	5,6	3,50	
	400	868	16,9	6,6	0,47	3,05	6,5	3,20	
	200	873	22	8,5	0,84	4,71	5,6	4,20	
	200	882	43,5	14,5	0,92	6,47	7	2,60	
	200	852	9,5	4,3	0,71	2,92	4,1	3,60	
	Муравленковское	400	857	12,3	5,1	0,47	2,62	5,6	4,00
	400	860	13	5,3	0,45	2,63	5,8	4,30	
	400	856	12	5	0,49	2,62	5,4	4,00	
	600	861	13,5	5,6	0,23	2,15	9,5	2,80	
	400	859	12,7	5,2	0,54	2,89	5,4	5,20	
	Новогоднее	800	827	4,9	2,5	0,07	0,21	2,9	3,00
		800	828	5	2,7	0,08	0,25	3,3	2,90
		600	831	5,2	2,7	0,08	0,19	2,4	2,00
		600	844	9,3	4,3	0,09	0,31	3,6	4,60
		600	837	6,5	3,3	0,02	0,04	1,9	2,70
		600	836	5,6	2,8	0,04	0,15	4	2,70
800		816	4,4	2	0,07	0,21	3,1	2,50	
800		811	2,9	1,7	0,03	0,05	1,6	7,90	
600	841	0,8	0,3	0,15	0,37	2,5	5,80		
Пограничное	400	862	16,6	5,8	0,48	2,52	5,3	2,90	
	400	864	17,2	6,5	0,40	2,73	6,9	3,70	
	400	865	13,9	5,5	0,61	3,15	5,2	3,00	
	200	873	15	6,4	0,85	5,68	6,7	2,60	
	600	856	12,3	5,4	0,26	0,97	3,8	2,60	
	600	835	4,5	2,4	0,12	0,51	4,1	2,30	
	600	871	37,1	11,1	0,09	0,69	7,7	2,30	
	400	861	20,2	5,1	0,59	2,72	4,6	3,10	
	Ярайнерское	800	808	3,4	2,1	0,04	0,12	2,9	5,10
		600	835	6,6	3,6	0,04	0,21	5,8	4,40
800		798	1,9	1,7	0,05	0,08	1,6	4,60	
800		826	5,6	2,7	0,04	0,14	3,9	6,50	

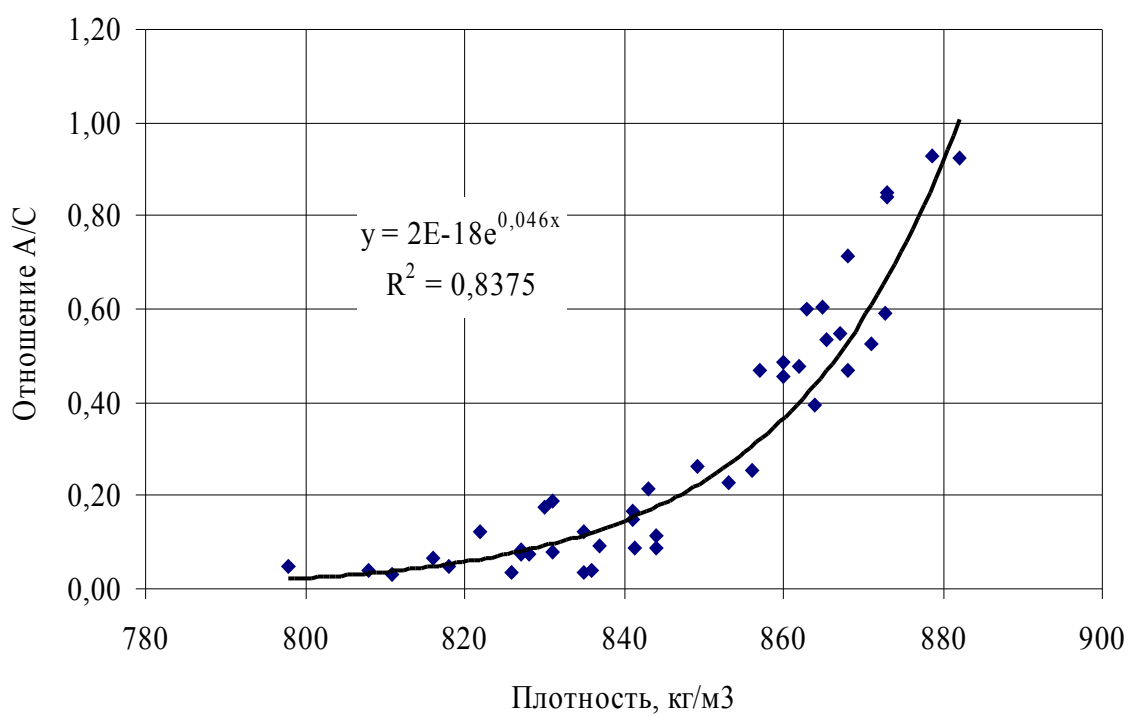


Рис. 1. Взаимосвязь ингибирующего действия асфальтенов и плотности нефти

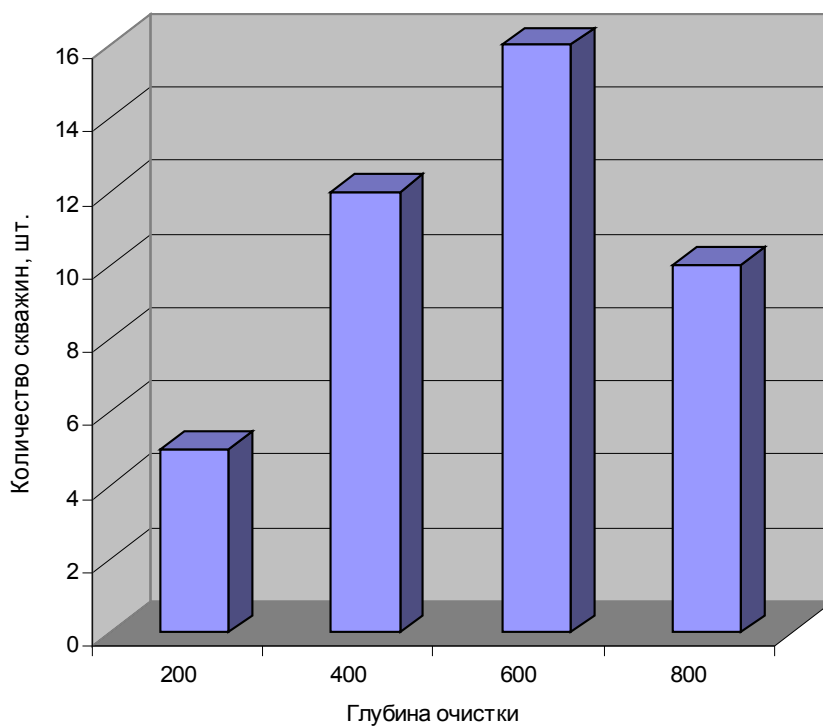


Рис. 2. Результаты замеров глубин очистки скважин.

В связи с этим рассмотрим как распределено соотношение А/С по отношению к промышленным данным по глубинам очистки НКТ. Результаты анализа представлены на рис. 3.

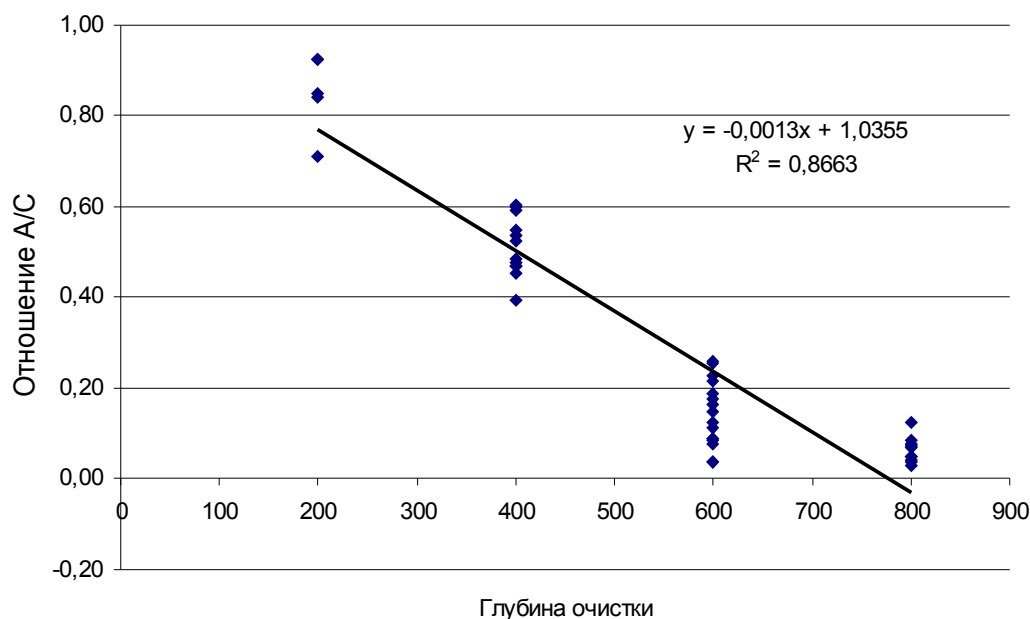


Рис. 3. Влияние отношения А/С на глубину отложения АСПО

Как видно из представленного рисунка, влияние соотношения асфальтенов и смол на глубину отложений АСПО имеет линейный характер. Таким образом, для прогнозирования интервала образования отложений, а следовательно, и выбора наиболее эффективной технологии очистки, в условиях месторождений Ноябрьского региона необходимо определить отношение асфальтенов и смол в АСПВ для каждой скважины, далее сравнив эти данные с результатами, представленными на рис. 3 определить вероятный интервал образования отложений. Применение этой методики позволит в короткие сроки определять объем очистных работ и, следовательно, сократить затраты на очистку путем выбора оптимальной технологии.

### Литература

1. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т., Хамидуллин Р.Ф., Шарифуллин В.Н. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. № 6. С. 19 - 24.
2. Баймухаметов М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана. Автореферат диссертации на соискание учёной степени к.т.н. Уфа, 2005.
3. Горошко С.А. Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения "Прибрежное". Автореферат диссертации на соискание учёной степени к.т.н. Краснодар, 2003.

## THE METHOD OF PREDICTING THE DEPTH OF ASPHALT, RESIN AND PARAFFIN DEPOSITS FORMATION IN WELLS

V.V. Misnik

*OAO "Gazpromneft' - Noyabr'skneftegaz", Russia, Noyabr'sk*

R.M. Galikeev

*Tyumen state oil and gas university, Russia, Tyumen*  
*e-mail: fov@tsogu.ru*

**Abstract.** *It is known that the formation of asphalt, resin and paraffin deposits (ARPD) on the tubing causes a number of undesirable consequences. There are various techniques for the prediction ARPD formation intervals, and, consequently, the methods of their removal. The article offers a method for forecasting ARPD formation based on the study the relation between asphaltic-resinous substances and paraffins in the produced oil*

**Keywords:** *asphalt, resin and paraffin deposits, ARPD, formation, depth, forecasting method, chemical composition*

### References

1. Sharifullin A.V., Baibekova L.R., Suleimanov A.T., Khamidullin R.F., Sharifullin V.N. Osobennosti sostava i stroeniya neftyanykh otlozhenii (Features of the structure and composition of oil deposits). *Tekhnologii nefi i gaza*, 2006, Issue 6. pp. 19 - 24.
2. Baimukhametov M.K. Sovershenstvovanie tekhnologii bor'by s ASPO v neftepromyslovykh sistemakh na mestorozhdeniyakh Bashkortostana (Improved technologies to combat the asphalt, resin, and paraffin deposits in oilfield systems in the fields of Bashkortostan). Ph.D. Thesis. Russia, Ufa, 2005.
3. Goroshko S.A. Vliyanie ingibitorov parafinootlozhenii na effektivnost' transporta gazovogo kondensata mestorozhdeniya "Pribrezhnoe" (Effect of inhibitors of wax on the efficiency gas transport at "Pribrezhnoe" field). Ph.D. Thesis. Russia, Krasnodar, 2003.