

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.86-92>

УДК 622.276

Моделирование и прогнозирование отложений асфальтеносмолопарафиновых веществ в нефтяных скважинах

*Д.А. Мартюшев**Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия
E-mail: martyushev@inbox.ru*

В нефтяной отрасли остается актуальным вопрос борьбы с отложениями асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПО). В настоящее время самый распространенный способ на территории Пермского края для удаления АСПО в скважинах эксплуатируемых электроцентробежными насосами, – механизированный (установки механической депарафинизации). Данный способ является основным в борьбе с отложениями парафина, но не обеспечивает абсолютной защиты. Наименее затратный способ борьбы с АСПО – это использование промывок горячей нефтью или водой, но при этом также не всегда обеспечивается достаточная эффективность. Эффективность технологий будет зависеть от глубины отложения, интенсивности и толщины образовавшегося слоя парафиновых отложений. Соответственно, для подбора эффективной технологии для каждой конкретной скважины необходимо знание данных параметров. Для решения поставленной задачи созданы расчетные гидравлические модели, проведено гидродинамическое моделирование и моделирование парафиноотложений при подъеме жидкости в скважине на примере пяти скважин одного из нефтяных месторождений Пермского края. На основании проведенных расчетов даны рекомендации по выбору метода удаления и предупреждения АСПО по анализируемым скважинам. Предложенные мероприятия реализованы на скважинах и на сегодняшний момент привели к сокращению затрат на их проведение, и значительно сократили недоборы нефти. На трех скважинах изменение затрубного давления привело к снижению пенообразования и стабилизации динамического уровня, при этом решена главная проблема – АСПО в затрубном пространстве не образуются.

Ключевые слова: программный продукт «OLGA», толщина слоя парафина, динамический уровень, забойное давление, глубина начала парафиноотложения, межочистный период, механический способ очистки

Для цитирования: Мартюшев Д.А. (2020). Моделирование и прогнозирование отложений асфальтеносмолопарафиновых веществ в нефтяных скважинах. *Георесурсы*, 22(4), с. 86–92. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.86-92>

Введение

Борьба с отложениями асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПО) в нефтяной отрасли остается актуальным вопросом (Магиев и др., 2016). На месторождениях Пермского края более 3200 скважин являются осложненными в связи с интенсивным парафиноотложением, и в большинстве случаев ремонты скважин проводят по данной причине. В настоящее время для удаления АСПО в скважинах, эксплуатируемых электроцентробежными насосами (ЭЦН), на территории Пермского края используют самый распространенный способ – механизированный (установки механической депарафинизации (ПАДУ)). Периодичность спуско-подъемных операций обычно подбирается исходя из производственного опыта. Данный способ является основным в борьбе с отложениями парафина, но не обеспечивает абсолютной защиты (Сюзев и др., 2018). Механизированный способ очистки от АСПО должен сочетаться с другими мероприятиями (например, промывки), как сказано в работах (Griselda Garcia-Olvera et al., 2016; Сюзев и др., 2018; Илюшин и др., 2018; Daiwei Lui et al., 2019; Jaber Azizi et al., 2019; Sousaa et al., 2020). Наименее затратный способ борьбы с АСПО – это использование промывок горячей нефтью или водой, но при этом не всегда обеспечивается

эффективность, поскольку закачка ведется в затрубное пространство, и температуры флюида хватает для прогрева насосно-компрессорных труб (НКТ) до глубины 400 м выше температуры плавления парафина, которая составляет в среднем 60°C (для нефтяных месторождений Пермского края), остальная часть НКТ нагревается недостаточно, чтобы инициировать плавление парафина на стенке (Sara M. Hashmi et al., 2013; Вяткин и др., 2015; Вирстюк и др., 2020; Fahad I Syed et al., 2019, 2020). При промывках углеводородными растворителями (УВР) необходимо продавливать реагент в колонну НКТ выше начала осаждения парафина и выдерживать время для прохождения реакции, или проводить промывку по циркуляции, в противном случае эффективность применения УВР значительно снижается (Вяткин и др., 2015; Сюзев и др., 2018; Акберова, 2019).

Соответственно, для подбора эффективной технологии для каждой конкретной скважины необходимо знание глубины отложения парафина, интенсивности и толщины образовавшегося слоя (Чешкова и др., 2018; Zeeshan Rashid et al., 2019; Mohamed Mehana et al., 2019; Han Zhao et al., 2021; Ali Piroozian et al., 2021). Стоит отметить, что даже на одном месторождении (объекте) данные параметры могут существенно отличаться.

Для решения рассматриваемой задачи необходимо использование современных средств, которые могут

оценить и спрогнозировать глубину, интенсивность и толщину отложившегося парафина (Фатыхов и др., 2018; Антипенко и др., 2018; Злобин, 2018; Amin Tirjoo et al., 2019; Ce Zheng et al., 2019; Denisson Santos et al., 2019).

В настоящей работе на примере пяти скважин одного из нефтяных месторождений (терригенный объект) Пермского края оценена интенсивность парафиноотложения с помощью программного комплекса «OLGA». Для решения обозначенной задачи собраны и систематизированы данные о внутрискважинном оборудовании и режимах работы скважин; выполнено моделирование PVT (давление, объем и температура) свойств на основе композиционного состава скважинных флюидов в PVTsim; созданы расчетные гидравлические модели, и проведено гидродинамическое моделирование в программном комплексе «OLGA» парафиноотложений при подъеме жидкости в скважине; сформированы рекомендации по борьбе с отложениями парафина и мероприятия, предупреждающие его интенсивное отложение.

Моделирование PVT свойств флюида на базе композиционного состава

Фракционный состав образцов нефти проводился по стандарту ASTM 7213 с помощью газовой хроматографии методом SimDis. Лабораторные исследования проводились в следующем порядке:

1. Подготовка проб к анализу. Образец нефти полностью обезвоживался. Обезвоживание проводилось в две стадии: отстаивание при нагревании и удаление остаточной воды с помощью хлорида кальция.

2. Перегонка пробы. Перегонка образцов нефти осуществлялась для удаления высококипящих компонентов (выше 600°C) с целью дальнейшего исследования хроматографическим методом (рассчитанным на нефтепродукты с температурой конца кипения не более 600°C).

3. Определение фракционного состава. Использовалась проба каждого образца нефти, разделенная с помощью перегонки на две фракции: дистиллят, отогнанный под атмосферным давлением и остаток, кипящий выше 300°C. Результаты перегонки представлены в таблице 1.

4. Определение компонентного состава. С помощью калибровочной таблицы по значениям температуры кипения рассчитывался компонентный состав исследуемых проб. В программном продукте PVTsim сформированы таблицы PVT свойств. В таблице 2 представлены компонентные составы исследуемых образцов нефти. Состав попутного нефтяного газа (ПНГ) при однократном разгазировании был взят из проектно-технической документации на разработку месторождения.

Скважина	Масса отгона, г	Температура конца кипения, °C	Масса остатка, г
1	53	583,2	45
2	50	578,4	48
3	49	595,0	49
4	43	595,6	56
5	49	611,4	49

Табл. 1. Результаты перегонки образцов нефти анализируемых скважин

Лабораторные исследования эмульсий

Реологические исследования водонефтяных эмульсий со скважин выполнялись при текущей обводненности продукции. Измерения динамической вязкости проводились на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1. В таблице 3 приведены результаты реологических исследований водонефтяных эмульсий с анализируемых скважин.

Создание расчетных гидравлических моделей скважин

Для создания расчетных моделей по каждой скважине использовалась следующая информация: инклинометрия, конструкция скважины, интервал перфорации, параметры колонны НКТ и насосного оборудования, свойства пластов: давление, температура, продуктивность (табл. 4, 5). Состав и технические параметры подземного оборудования задавались в соответствии с паспортом скважин; параметры и гидравлические характеристики насосного оборудования взяты из эксплуатационных паспортов на установку ЭЦН; свойства пластов были заданы по результатам интерпретации данных гидродинамических исследований скважин. Гидравлические расчеты проводились с использованием полученных данных о составе флюида, созданного на основе композиционного состава проб нефти со скважин и попутного нефтяного газа при однократном разгазировании.

Для моделирования процессов, просиходящих в скважинах, использовался симулятор многофазного потока PIPESIM, реализованный в программном комплексе «OLGA». Возможность точного моделирования различных сценариев и условий сделала PIPESIM лидирующим в отрасли инструментов моделирования установившегося многофазного течения. Для моделирования процессов отложения парафина в скважине использовались модели выпадения парафинов и асфальтенов, которые реализованы в пакете Multiflash PVT.

Компонент	Скв.1	Скв.2	Скв.3	Скв.4	Скв.5
C5	1,11* 1,13**	1,00 1,02	0,88 0,90	0,73 0,74	- -
C6	1,61 1,64	1,29 1,32	1,48 1,51	0,85 0,85	1,22 1,24
C7	6,88 7,02	4,61 4,71	5,75 5,86	4,30 4,35	3,84 3,92
C8	11,31 11,54	9,71 9,91	10,02 10,22	9,31 9,40	7,69 7,84
C9	10,49 10,71	9,42 9,61	8,49 8,66	7,70 7,78	8,72 8,90
C10	8,27 8,44	8,08 8,24	7,46 7,61	6,53 6,60	7,63 7,79
C11	6,54 6,68	6,35 6,48	6,13 6,25	5,49 5,54	6,48 6,61
C12	2,76 2,82	3,31 3,38	3,18 3,24	2,83 2,86	6,23 6,36
C13	1,66 1,69	2,09 2,13	2,13 2,18	1,83 1,85	2,73 2,78
C14	2,08 2,12	2,15 2,19	2,32 2,36	2,57 2,59	2,75 2,81
C15	2,19 2,24	2,31 2,36	2,47 2,52	2,71 2,74	2,68 2,74
C16	2,16 2,20	2,52 2,57	2,63 2,68	2,78 2,81	2,78 2,83
C17	2,22 2,26	2,49 2,54	2,61 2,66	2,76 2,79	2,81 2,87
C18	2,48 2,53	2,43 2,48	2,54 2,59	2,70 2,72	2,58 2,63
C20	5,02 5,13	5,38 5,49	5,46 5,57	5,76 5,81	5,28 5,38
C24	7,93 8,09	8,69 8,87	8,70 8,88	9,88 9,98	8,58 8,75
C28	6,43 6,56	7,16 7,30	7,03 7,17	7,91 7,99	6,65 6,79
C32	5,04 5,14	5,67 5,78	5,44 5,55	6,28 6,34	5,16 5,27
C36	3,76 3,84	4,26 4,35	4,00 4,08	4,74 4,78	3,84 3,91
C40	2,82 2,87	3,22 3,29	2,95 3,01	3,57 3,61	2,87 2,93
C50	4,50 4,60	5,44 5,55	4,74 4,84	5,79 5,85	4,70 4,79
C52	0,73 0,74	0,42 0,43	0,68 0,70	0,80 0,81	0,67 0,69
C60	- -	- -	0,95 0,97	1,19 1,21	2,11 2,16

Табл. 2. Компонентный состав нефти. *Масса компонента, г. **Содержание, масс. %

Скв. №	Обводненность, %	Динамическая вязкость, мПа·с
1	13,0	11,9
2	46,0	29,8
3	31,0	14,9
4	2,8	10,2
5	3,7	6,5

Табл. 3. Значения динамической вязкости продукции скважин

На рисунке 1 представлены результаты гидродинамических расчетов в виде графиков распределения расхода жидкости, давления и температуры по длинам НКТ скважин 3 и 4. При расчетах определялось забойное давление, давление на приеме насоса и динамический уровень в скважине (табл. 6).

Калибровка моделей проводилась по забойному давлению, так как на данных скважинах установлены системы телеметрии. Превышение фактического динамического уровня от расчетного в скважинах, вероятно, обусловлено неточностью пересчета давления на приеме ЭЦН в уровень жидкости в затрубном пространстве (некорректный расчет плотности жидкости в затрубном пространстве). С целью повышения точности и надежности определения забойного давления и динамического уровня рекомендуется использовать современные методики расчета распределения давления в скважине с учетом изменения параметров газожидкостной смеси в затрубном пространстве и профиля ствола скважины (Черных и др., 2017; Menad Nait Amar et al., 2018).

Моделирование парафиноотложений в скважинах

Моделирование парафиноотложений в рамках гидродинамических расчетов выполнено с использованием моделей, описанных ранее и представленных на рис. 1. Моделирование проводилось на срок в пять дней; при этом вероятное наличие в трубе отложений на момент начала расчета не учтено. При гидравлическом расчете определялись место отложения, максимальная толщина слоя парафина и масса осевшего на стенку и взвешенного парафина в НКТ и в эксплуатационной колонне. Результаты моделирования (по скважинам 3 и 4) представлены на рис. 2 (на каждом из рисунков изображено распределение слоя парафина по длине НКТ) и в табл. 7.

При анализе данных (табл. 7) установлена высокая интенсивность образования отложений парафина в НКТ скважин. Значение глубины начала парафиноотложения

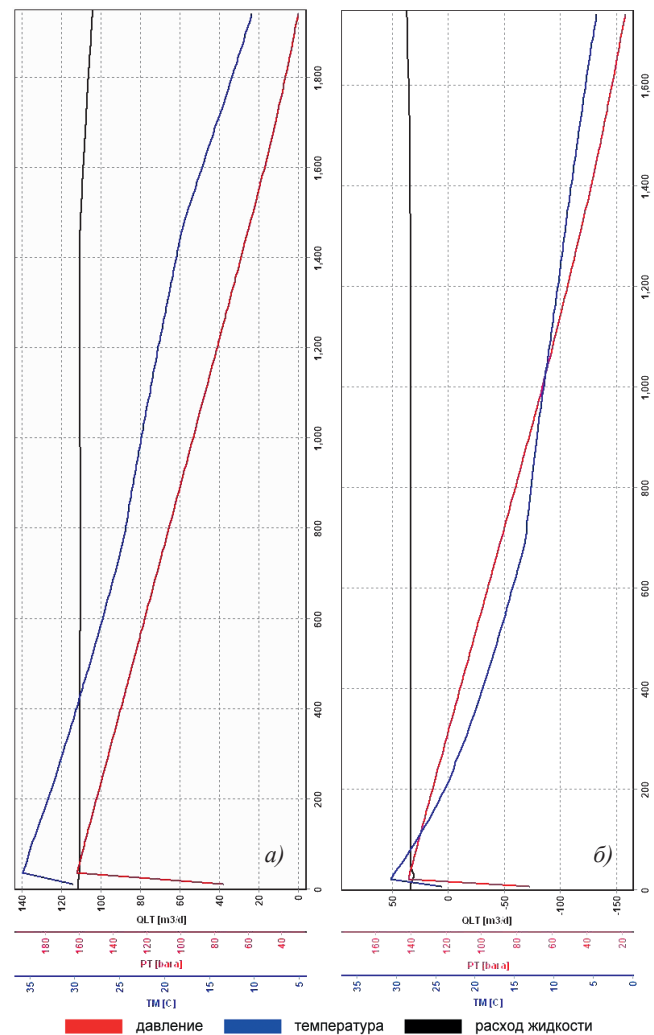


Рис. 1. Распределение расхода жидкости, давления и температуры по длине насосно-компрессорной трубы (устье скважины сверху рисунка): а) скв.3; б) скв.4

варьируется в интервале от 378 до 1112 м. В скважине 2 зафиксировано образование АСПО на поверхности эксплуатационной колонны (ЭК).

Базовый межочистной период (МОП), который соответствует времени накопления слоя парафина со средней расчетной скоростью, начиная с момента, когда поверхность трубы «чистая», до момента запарафинивания 20% сечения НКТ, составляет в среднем 35 дней.

Скв. №	Пластовая температура, °С	Пластовое давление, МПа	Коэффициент продуктивности, м ³ /(сут·МПа)	Газовый фактор, м ³ /т
1	30,8	14,82	10,304	101,6
2	30,8	14,71	11,865	101,6
3	31,8	16,89	21,393	154,2
4	30,8	15,26	9,538	101,6
5	31,8	16,65	12,363	154,2

Табл. 4. Характеристики скважин и пластов

Скв. №	Тип насосного оборудования	Глубина спуска, м	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %	Буферное давление, МПа	Затрубное давление, МПа
1	ЭЦН-60-2000	1812	57,4	13,0	1,90	1,98
2	ЭЦН-60-1750	2029	59,9	46,0	2,80	0,52
3	ЭЦН-125-2000	1949	103,3	31,0	3,00	2,02
4	ЭЦН-35-2000	1750	29,6	3,5	1,80	1,95
5	ЭЦН-35-2000	1894	51,2	3,7	2,00	1,83

Табл. 5. Исходные данные для проведения гидравлического расчета

Скв. №	Забойное давление расчетное, МПа	Забойное давление фактическое, МПа	Динамический уровень расчетный, м	Динамический уровень фактический, м	Отклонение, %
1	8,53	7,66	1252	1146	9,25
2	8,79	8,22	1065	1182	-9,90
3	10,75	9,48	1175	1018	15,42
4	11,02	8,81	1046	998	4,81
5	13,68	12,63	477	434	9,91

Табл. 6. Сводные данные по результатам гидравлического расчета скважин

Скв. №	НКТ					Базовый МОП (запарафинивание 20% сечения НКТ), сут (расчетный параметр)	
	Максимальная толщина слоя парафина, мкм	Глубина максимальной толщины слоя, м	Масса осевшего парафина, кг	Масса взвешенного в нефти парафина, кг	Объем осевшего парафина, м ³		Глубина начала парафиноотложения, м
1	1142,5	10,0	13,17	1,03	0,079	560	27
2	1269,7	На устье	7,16	0,02	0,042	690	24
3	645,3	6,0	3,88	0,30	0,023	378	48
4	666,2	755,5	15,36	10,01	0,088	1112	47
5	763,1	На устье	9,12	1,15	0,055	526	41

Табл. 7. Сводные данные по результатам моделирования парафиноотложений в скважинах, МОП – базовый межочистной период

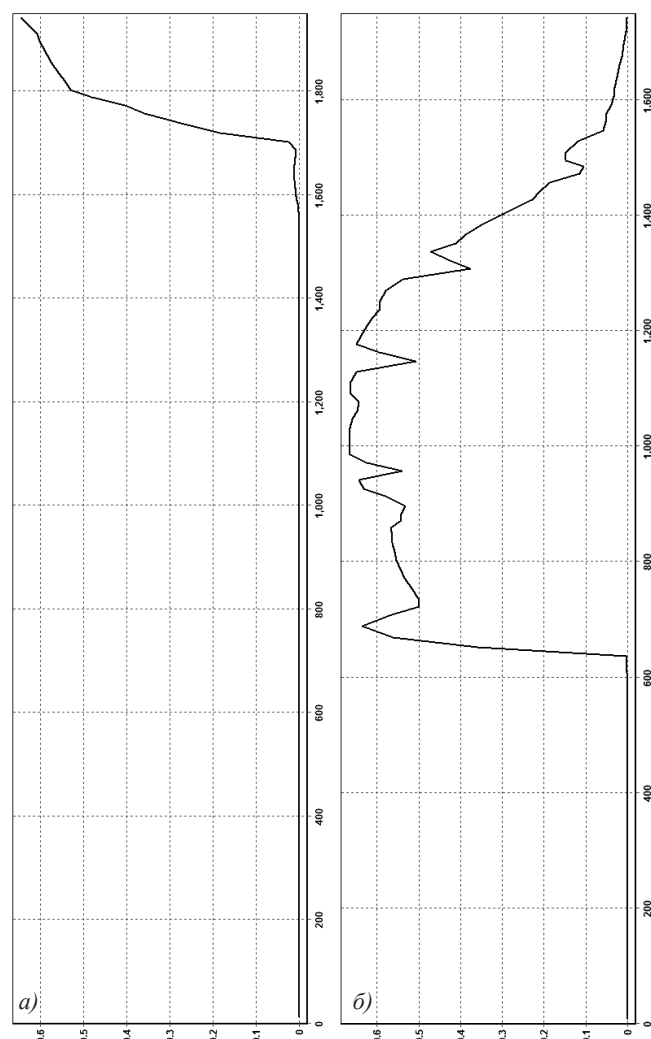


Рис. 2. Моделирование парафиноотложений (устье скважины сверху рисунка): а) скв.3; б) скв.4

Подбор технологий для предупреждения образования АСПО в анализируемых скважинах

При анализе мероприятий по борьбе с АСПО рассмотрены следующие методы, которые на данный момент применяются на рассматриваемом месторождении:

1. Механические – депарафинизационные установки;

2. Тепловые – промывки горячей нефтью (ПГН) и водой с поверхностно-активными веществами (ПГВ);

3. Химические – промывки углеводородным растворителем (УВР), ингибиторная защита с помощью установок блока подачи реагента (УБПР).

Эффективность методов ПАДУ, ПГН, ПГВ и УВР определяется соотношением массы удаленного парафина со стенок НКТ к первоначальной массе парафина. На основании опыта эксплуатации скважин, оборудованных ПАДУ, и результатов лабораторных испытаний углеводородных растворителей при расчетах принята следующая эффективность методов: ПАДУ – 90%, ПГН, ПГВ – 75%, УВР – 90%. Эффективность метода закачки ингибитора, определяемая в лабораторных условиях, выражается в снижении скорости отложения парафина на поверхности труб, которая для расчетов принималась в соответствии с эффективностью выбранного ингибитора. Ингибиторы, для скважин на которых не производились исследования, взяты со скважин аналогов.

Расчетный МОП для методов ПАДУ, ПГН, ПГВ и УВР определялся с учетом эффективности удаления и скорости накопления парафина от величины оставшегося слоя (после удаления) до момента перекрытия сечения НКТ на 20%.

Диаметр очищаемой поверхности с помощью использования ПАДУ составляет 56 мм для НКТ диаметром 73 мм, то есть эффект от применения скребка происходит при достижении толщины отложений на стенке свыше 3 мм. До этого момента АСПО накапливаются беспрепятственно. Под МОП для ПАДУ подразумевается время, после которого необходимо проводить промывки для удаления отложений, при текущем количестве спусков скребка, определенных практически. Расчетный МОП для метода УБПР определялся с учетом снижения скорости отложения парафина на величину эквивалентную эффективности метода до момента запарафинивания 20% сечения НКТ (табл. 8).

В скважинах 2, 3 и 5 установлено образование парафина в затрубном пространстве. На текущий момент основными методами борьбы являются горячие промывки, промывки УВР и внедрение нагнетательных кабельных линий. Данные методы приводят к значительным затратам и недоборам нефти. Для рассматриваемых скважин

Скв. №	Скорость отложения парафина на стенку НКТ, мм/мес	Скорость отложения на стенку ЭК, мм/мес	Скорость отложения парафина на стенку НКТ, кг/сут	Расчетный МОП (20% запарафинивания НКТ), сут			
				Базовый	ПАДУ (Э=90%)	ПГН, ПГВ (Э=75%)	ПУВР (Э=90%)
1	6,86	-	2,63	27	152	20	24
2	7,62	0,78	1,43	24	135	18	22
3	3,87	1,59	0,78	48	271	36	43
4	4,0	-	3,07	47	265	35	42
5	4,58	1,59	1,82	41	231	31	37

Табл. 8. Сводные данные по результатам определения межочистного периода скважин

рекомендуется увеличение затрубного давления для отжима динамического уровня ниже глубины начала парафиноотложения. Для каждой скважины проведено гидродинамическое моделирование по подбору оптимального затрубного давления для предотвращения формирования АСПО (табл. 9).

В результате изменения затрубного давления установлено снижение пенообразования и стабилизация динамического уровня на постоянной величине, при этом АСПО в затрубном пространстве не образуется.

Таким образом, по результатам представленных расчетов сформированы рекомендации по эффективному подбору технологий и технических средств для предупреждения образования АСПО в добывающих скважинах.

Скв. 1: осуществлять спуск скребка 4 раза в сутки; проводить профилактические промывки горячей нефтью с МОП 152 суток.

Скв. 2: увеличить затрубное давление до 2 МПа; осуществлять спуск скребка 2 раза в сутки; проводить профилактические промывки горячей нефтью с МОП 135 суток.

Скв. 3: увеличить затрубное давление до 3 МПа; осуществлять спуск скребка 4 раза в сутки; проводить профилактические промывки горячей нефтью с МОП 271 суток.

Скв. 4: осуществлять спуск скребка 1 раз в сутки на глубине не менее 1200 м; проводить профилактические промывки растворителями по циркуляции или с продавкой 1200 м с МОП 265 сут, поскольку отложения АСПО в НКТ зафиксированы на глубине более 1100 м.

Скв. 5: увелить затрубное давление до 5,5 МПа; осуществлять спуск скребка 4 раза в сутки; проводить профилактические промывки горячей нефтью с МОП 231 суток.

Для удаления АСПО и достижения расчетных МОП считается наиболее эффективным методом промывки с

помощью УВР, но их стоимость значительно выше, чем промывки горячей нефтью или водой (табл. 10). Поэтому необходимо детально подходить к выбору скважин, на которых необходимо использовать УВР, а на каких ПГН/ПГВ. Из представленных рекомендаций видно, что только в скважине 4 промывки необходимо проводить при помощи УВР, что связано с глубиной начала парафиноотложения (более 1100 м).

Заключение

В работе рассмотрена актуальная проблема подбора эффективных и экономически целесообразных методов борьбы с парафинотложениями на глубинно-насосном оборудовании. Для решения поставленной задачи созданы расчетные гидравлические модели, проведено гидродинамическое моделирование и моделирование парафиноотложений при подъеме жидкости в скважине на примере пяти скважин одного из нефтяных месторождений Пермского края. Даны рекомендации по выбору метода удаления и предупреждения АСПО по анализируемым скважинам. Предложенные мероприятия реализованы на скважинах и на сегодняшний момент привели к сокращению затрат на проведение мероприятий и значительно сократили недоборы нефти. На трех скважинах изменение затрубного давления привело к снижению пенообразования и стабилизации динамического уровня, при этом была решена главная проблема – АСПО в затрубном пространстве не образуются.

Предложенный подход к подбору мероприятий по предупреждению и удалению АСПО представляется целесообразным тиражировать и на другие добывающие скважины нефтяных месторождений Пермского края и России.

Литература

- Акберова А.Ф. (2019). Выбор скважин для применения ингибитора АСПО. *SOCAR Proceedings*, 3, с. 34–41. <https://doi.org/10.5510/OGP20190300396>
- Антипенко В.Р., Гринько А.А., Головки А.К., Меленевский В.Н. (2018). Сравнительная характеристика нерастворимых продуктов автотермолиза смол и асфальтенов Усинской нефти. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(6), с. 106–117.
- Вирстюк А.Ю., Мишина В.С. (2020). Применение регрессионного анализа для оценки эффективности работы нефтяных скважин с парафинистой нефтью. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331(1), с. 117–124.
- Вяткин К.А., Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В. (2015). Технология очистки насосно-компрессорных труб от асфальтосмолопарафиновых отложений с последующей их утилизацией. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 36–38.
- Злобин А.А. (2018). Влияние фрактальной размерности асфальтеновых агрегатов на макросвойства нативной нефти. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 17(2), с. 136–151. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2018.2.4>

Скв.№	Давление затрубное текущее, МПа	Давление затрубное рекомендуемое, МПа	Динамический уровень расчетный, м
2	0,52	2,0	1269,0
3	2,02	3,0	950,0
5	1,83	5,5	700,0

Табл. 9. Результаты расчетов по определению оптимального затрубного давления

Скв.№	Количество промывок	Расчетный МОП, сут	Сумма затрат, тыс.руб.
1	6	152	91800/201519,5*
2	7	135	107100/140619,6
3	4	271	61200/115738
4	4	265	301257,2
5	4	231	61200/332693,9

Табл. 10. Затраты на проведение мероприятий по промывке скважин. *Стоимость промывок горячей нефтью/стоимость промывок УВР

Илюшин П.Ю., Лекомцев А.В., Ладейщикова Т.С., Рахимзянов Р.М. (2018). Оценка эффективности метода «холодный поток» в борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 18(1), с. 53–62. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2018.3.5>

Матиев К.И., Агазаде А.Д., Келдибаева С.С. (2016). Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений различных месторождений. *SOCAR Proceedings*, 4, с. 64–68. <https://doi.org/10.5510/OGP20160400299>

Сюзев А.В., Лекомцев А.В., Мартюшев Д.А. (2018). Комплексная методика подбора реагентов для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в механизированных нефтедобывающих скважинах. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(1), с. 15–24.

Фатыхов И.М., Галкин С.В., Фатыхов М.А. (2018). Применение численного моделирования для оценки эффективности электромагнитной очистки скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 56–59. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-8-56-59>

Черных И.А., Галкин В.И., Пономарева И.Н. (2017). Сравнительный анализ методик определения забойного давления при эксплуатации добывающих скважин Шершеневского месторождения. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 328(8), с. 41–47.

Чешкова Т.В., Сергун В.П., Коваленко Е.Ю., Сагаченко Т.А., Мин Р.С. (2018). Структура асфальтенов нефтей различной химической природы. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(9), с. 61–71.

Ali Piroozian, Mahmoud Hemmati, Mehdi Safari, Ali Rahimi, Omeid Rahmani, Shahram M. Aminpour, Amin Beiranvand Pour (2021). A mechanistic understanding of the water-in-heavy oil emulsion viscosity variation: effect of asphaltene and wax migration. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 608, 125604. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125604>

Amin Tirjoo, Behrouz Bayati, Hossein Rezaei, Mahmoud Rahmati (2019). Molecular dynamics simulations of asphaltene aggregation under different conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, pp. 392–402. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.02.041>

Ce Zheng, Manuel Brunner, Hua Li, Dongke Zhang, Rob Atkin (2019). Dissolution and suspension of asphaltenes with ionic liquids. *Fuel*, 238, pp. 129–138. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.10.070>

Daiwei Lui, Fei Yang, Guangyu Sun, Jia You, Kaixiang Cui (2019). Synergetic effect of resins and asphaltenes on water/oil interfacial properties and emulsion stability. *Fuel*, 252, pp. 581–588. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.04.159>

Denisson Santos, Monique Amaral, Elvio B.M. Filho, Raul S. Dourado (2019). Revisiting the methodology for asphaltene precipitation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178, pp. 778–786. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.074>

Fahad I. Syed, Mohamed Boukhatem, Ahmed A. Al Kiyouni (2019). Lean HC gas injection pilots analysis and IPR back calculation to examine the impact of asphaltene deposition on flow performance. *Petroleum Research*, 4(1), pp. 84–95. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2018.11.006>

Fahad I. Syed, Shahin Neghabhan, Arsalan Zolfaghari, Amirmasoud K. Dahaghi (2020). Numerical Validation of Asphaltene Precipitation and Deposition during CO₂ miscible flooding. *Petroleum Research*, 5(3), pp. 235–243. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.04.002>

Griselda Garcia-Olvera, Teresa M. Reilly, Teresa E. Lehmann, Vladimir Alvarado (2016). Effects of asphaltenes and organic acids on crude oil-brine interfacial visco-elasticity and oil recovery in low-salinity waterflooding. *Fuel*, 185, pp. 151–163. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.104>

Han Zhao, Wanli Kang, Hongbin Yang, Zitong Huang, Bobo Zhou, Bauyrzhan Sarsenbekuly (2021). Emulsification and stabilization mechanism of crude oil emulsion by surfactant synergistic amphiphilic polymer system. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 609, 125726. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125726>

Jaber Azizi, Seyed Reza Shadzadeh, Abbas Khaksar Manshad, Amir H. Mohammadi (2019). A dynamic method for experimental assessment of scale inhibitor efficiency in oil recovery process by water flooding. *Petroleum*, 5(3), pp. 303–314. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.07.004>

Menad Nait Amar, Nourddine Zeraibi, Kheireddine Redouane (2018). Bottom hole pressure estimation using hybridization neural networks and grey wolves optimization. *Petroleum*, 4(4), pp. 419–429. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.03.013>

Mohamed Mehana, Jocin Abraham, Mashhad Fahes (2019). The impact of asphaltene deposition on fluid flow in sandstone. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174, pp. 676–681. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.056>

Sara M. Hashmi, Abbas Firoozabadi (2013). Self-assembly of resins and asphaltenes facilitates asphaltene dissolution by an organic acid. *Journal of Colloid and Interface Science*, 394, pp. 115–123. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2012.11.069>

Sousaa A.M., Matos H.A., Guerreiro L. (2020). Wax deposition mechanisms and the effect of emulsions and carbon dioxide injection on wax deposition. Critical review. *Petroleum*, 6(3), pp. 215–225. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.09.004>

Zeeshan Rashid, Cecilia Devi Wilfred, Nirmala Gnanasundaram, Appusamy Arunagiri, Thanabalan Murugesan (2019). A comprehensive review on the recent advances on the petroleum asphaltene aggregation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, pp. 249–268. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.004>

Сведения об авторе

Дмитрий Александрович Мартюшев – канд. тех. наук, доцент кафедры Нефтегазовые технологии

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр-т Комсомольский, д. 29

E-mail: martyushev@inbox.ru

Статья поступила в редакцию 21.11.2019;

Принята к публикации 17.09.2020; Опубликована 11.12.2020

IN ENGLISH

Modeling and prediction of asphaltene-resin-paraffinic substances deposits in oil production wells

D.A. Martyushev

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation
E-mail: martyushev@inbox.ru

Abstract. In the oil industry today, the issue of combating deposits of asphaltene-resin-paraffinic substances (ARPD) remains relevant. At the moment, the most common method in the Perm Territory for removing ARPD in wells operated by electric centrifugal pumps is mechanized (mechanical dewaxing units). This method is the main one in the fight against wax deposits, but does not provide absolute protection. The least costly way to deal with ARPD is the use of flushing with hot oil or water, but this also does not always provide sufficient efficiency. The effectiveness of technologies will

depend on the depth of deposition, the intensity and thickness of the formed layer of paraffin deposits, respectively, to select an effective technology for each specific well, knowledge of these parameters is required. To solve this problem, computational hydraulic models were created, hydrodynamic modeling and simulation of paraffin deposits when lifting fluid in a well was carried out using the example of five wells of one of the oil fields of the Perm Territory. Based on the calculations, recommendations were given on the choice of the method for removing and preventing ARPD for the analyzed

wells. The proposed measures have been implemented at the wells and to date have led to a reduction in the costs of their implementation and significantly reduced oil shortages. In three wells, the change in annular pressure led to a decrease in foaming and stabilization of the dynamic level, while the main problem was solved – ARPDs are not formed in the annulus.

Keywords: software product “OLGA”, paraffin layer thickness, dynamic level, bottomhole pressure, depth of paraffin deposition, interclean period, mechanical cleaning method

Recommended citation: Martyushev D.A. (2020). Modeling and prediction of asphaltene-resin-paraffinic substances deposits in oil production wells. *Georesursy = Georesources*, 22(4), pp. 86–92. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.86-92>

References

- Akberova A.F. (2019). Selection of wells for the application of ARPD (asphaltene-resin-paraffin deposits) inhibitor. *SOCAR Proceedings*, 3, pp. 34–41. (In Russ.) <https://doi.org/10.5510/OGP20190300396>
- Ali Piroozian, Mahmoud Hemmati, Mehdi Safari, Ali Rahimi, Omeid Rahmani, Shahram M. Aminpour, Amin Beiranvand Pour (2021). A mechanistic understanding of the water-in-heavy oil emulsion viscosity variation: effect of asphaltene and wax migration. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 608, 125604. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125604>
- Amin Tirjoo, Behrouz Bayati, Hossein Rezaei, Mahmoud Rahmati (2019). Molecular dynamics simulations of asphaltene aggregation under different conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, pp. 392–402. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.02.041>
- Antipenko V.R., Grinko A.A., Golovko A.K., Melenevsky V.N. (2018). Comparative characteristics of insoluble products obtained by autoclave thermolysis of resins and asphaltenes from the Usinskaya oil. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources*, 329(6), pp. 106–117. (In Russ.)
- Ce Zheng, Manuel Brunner, Hua Li, Dongke Zhang, Rob Atkin (2019). Dissolution and suspension of asphaltenes with ionic liquids. *Fuel*, 238, pp. 129–138. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.10.070>
- Chernykh I.A., Galkin V.I., Ponomareva I.N. (2017). Comparative analysis of the methods for defining bottom hole pressure at well operation of Shershnevsky field. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources*, 328(8), pp. 41–47. (In Russ.)
- Cheshkova T.V., Sergun V.P., Kovalenko E.Yu., Sagachenko T.A., Min R.S. (2018). Structure of asphaltenes occurring in oils of different chemical nature. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources*, 329(9), pp. 61–71. (In Russ.)
- Daiwei Lui, Fei Yang, Guangyu Sun, Jia You, Kaixiang Cui (2019). Synergetic effect of resins and asphaltenes on water/oil interfacial properties and emulsion stability. *Fuel*, 252, pp. 581–588. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.04.159>
- Denisson Santos, Monique Amaral, Elvio B.M. Filho, Raul S. Dourado (2019). Revisiting the methodology for asphaltene precipitation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178, pp. 778–786. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.074>
- Fahad I. Syed, Mohamed Boukhatem, Ahmed A. Al Kiyoumi (2019). Lean HC gas injection pilots analysis and IPR back calculation to examine the impact of asphaltene deposition on flow performance. *Petroleum Research*, 4(1), pp. 84–95. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2018.11.006>
- Fahad I. Syed, Shahin Neghabhan, Arsalan Zolfaghari, Amir Masoud K. Dahaghi (2020). Numerical Validation of Asphaltene Precipitation and Deposition during CO₂ miscible flooding. *Petroleum Research*, 5(3), pp. 235–243. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.04.002>
- Fatykhov L.M., Galkin S.V., Fatykhov M.A. (2018). Implementation of numerical modelling to assess efficiency electromagnetic technology of cleaning of wells from wax deposition. *Neftyanoe hozhaystvo = Oil industry*, 8, pp. 56–59. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-8-56-59>
- Griselda Garcia-Olvera, Teresa M. Reilly, Teresa E. Lehmann, Vladimir Alvarado (2016). Effects of asphaltenes and organic acids on crude oil-brine interfacial visco-elasticity and oil recovery in low-salinity waterflooding. *Fuel*, 185, pp. 151–163. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.104>
- Han Zhao, Wanli Kang, Hongbin Yang, Zitong Huang, Bobo Zhou, Bauyrzhan Sarsenbekuly (2021). Emulsification and stabilization mechanism of crude oil emulsion by surfactant synergistic amphiphilic polymer system. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 609, 125726. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125726>
- Ilyushin P.Yu., Lekomtsev A.V., Ladeishchikova T.S., Rakhimzyanov R.M. (2018). The efficiency assessment of the «cold flow» method against the deposition of asphaltenes, resins and paraffins. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo = Bulletin of PNIPU. Geology. Oil and gas and mining*, 18(1), pp. 53–62. (In Russ.) <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2018.3.5>
- Jaber Azizi, Seyed Reza Shadizadeh, Abbas Khaksar Manshad, Amir H. Mohammadi (2019). A dynamic method for experimental assessment of scale inhibitor efficiency in oil recovery process by water flooding. *Petroleum*, 5(3), pp. 303–314. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.07.004>
- Matiev K.I., Agazade A.D., Keldibaeva S.S. (2016). Removal of asphalt-resin-paraffin deposits of various deposits. *SOCAR Proceedings*, 4, pp. 64–68. (In Russ.) <https://doi.org/10.5510/OGP20160400299>
- Menad Nait Amar, Nourddine Zeraibi, Kheirredine Redouane (2018). Bottom hole pressure estimation using hybridization neural networks and grey wolves optimization. *Petroleum*, 4(4), pp. 419–429. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.03.013>
- Mohamed Mehana, Jocin Abraham, Mashhad Fahes (2019). The impact of asphaltene deposition on fluid flow in sandstone. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174, pp. 676–681. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.056>
- Sara M. Hashmi, Abbas Firoozabadi (2013). Self-assembly of resins and asphaltenes facilitates asphaltene dissolution by an organic acid. *Journal of Colloid and Interface Science*, 394, pp. 115–123. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2012.11.069>
- Sousaa A.M., Matos H.A., Guerreiro L. (2020). Wax deposition mechanisms and the effect of emulsions and carbon dioxide injection on wax deposition. Critical review. *Petroleum*, 6(3), pp. 215–225. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.09.004>
- Suzev A.V., Lekomtsev A.V., Martyushev D.A. (2018). Complex method of selecting reagents to delete asphaltenosmolaparinine deposits in mechanized oil-producing wells. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources*, 329(1), pp. 15–24. (In Russ.)
- Virstyuk A.Yu., Mishina V.S. (2020). Application of regression analysis to evaluate the efficiency of oil well operating with the paraffin oil. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources*, 331(1), pp. 117–124. (In Russ.)
- Vyatkin K.A., Martyushev D.A., Lekomtsev A.V. (2015). Technology of cleaning pump-compressor pipes from asphaltene-resin-paraffin deposits with the subsequent disposal. *Neftyanoe hozhaystvo = Oil industry*, 3, pp. 36–38. (In Russ.)
- Zeeshan Rashid, Cecilia Devi Wilfred, Nirmala Gnanasundaram, Appusamy Arunagiri, Thanabalan Murugesan (2019). A comprehensive review on the recent advances on the petroleum asphaltene aggregation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, pp. 249–268. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.004>
- Zlobin A.A. (2018). Effect of fractal dimension of asphaltene aggregates on macro properties of native oil. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo = Bulletin of PNIPU. Geology. Oil and gas and mining*, 17(2), pp. 136–151. (In Russ.) <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2018.2.4>

About the Author

Dmitriy A. Martyushev – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University
29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation
E-mail: martyushevdi@inbox.ru

Manuscript received 21 November 2019;

Accepted 17 September 2020;

Published 11 December 2020