

УДК 622.276

ЭВОЛЮЦИЯ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ ПАРАФИНА НА ТУЙМАЗИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

**Фаттахов И.Г., Габзалилова А.Х., Зайлалова В.Р., Миннивалеев А.Н.,
Горынцева К.Ю., Маркова Р.Г.**

*Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»,
Октябрьский, e-mail: i-fattakhov@rambler.ru*

В данной статье рассмотрены проблемы, связанные с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) на начальных этапах разработки Туймазинского месторождения при фонтанной добыче и на последнем этапе его разработки. Найдены сходства и различия. Приведены таблицы, где показаны массовые доли содержания асфальтенов, парафинов и смол на изучаемом месторождении. В настоящее время широко применяются химические способы борьбы с АСПО, а именно использование ингибиторов для предотвращения и удаления отложенной АСПО. Проанализированы использованные марки ингибиторов и рекомендованы их дозировки. Рассмотрена наработка на отказ и построены графики распределения МРП скважин, подверженных отложениям парафина на Туймазинском месторождении. Выявлено, что наработка на отказ скважин, которые осложнены парафиноотложением, ниже ННО скважин, эксплуатация которых не осложнена отложениями парафина.

Ключевые слова: скважина, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), ингибиторы, наработка на отказ

EVOLUTION OF METHODS OF SCALING PREVENTION AT THE TUIMAZINSKOE OILFIELD

**Fattakhov I.G., Gabzalilova A.K., Zaylalova V.R., Minnivaleev A.N.,
Goryntseva K.Y., Markova R.G.**

*FSBEI of HPE «Ufa State Petroleum Technological University», branch,
Oktjabrsky, e-mail: i-fattakhov@rambler.ru*

The article deals with the problems of asphalt-resin and paraffin sediments both at the initial stage of field development by means of flush production and at the final stage. Similarities and differences are found. The paper provides the tables demonstrating concentration of asphaltenes, paraffin and resins at the studied oilfield. Nowadays chemical ways of ARPD prevention are widely applied, namely inhibitors aimed at prevention and removal of ARPD. The authors of the article present the analysis of the tested inhibitors and recommend their dosage. Failure interval is examined and graphs showing distribution of overhaul periods of wells subject to paraffin sedimentation are constructed. It is discovered that failure interval of wells, complicated with paraffin deposits is lower than failure interval of a well without paraffin depositions.

Keywords: well, paraffin, inhibitor, mean time between failures

Парафинообразования – это серьезная проблема нефтяной индустрии, поэтому предотвращение и удаление АСПО различными способами является актуальной проблемой на сегодня. Основная часть месторождений нашей страны пребывает на завершающей стадии разработки, которая в свою очередь обуславливается высокой степенью обводненности скважинной продукции. На способность парафина откладываться влияет вода, но ее влияние неоднозначно: на гидрофильной поверхности вода формирует сплошной слой, а нефть в виде капель свободно прилегает к трубам. С увеличением воды в нефти адгезия парафина становится медленнее. Наоборот происходит на поверхностях гидрофобных: увеличение интенсивности отложения парафина вызвано присутствием воды.

В девонской нефти содержание парафина составляет до 7%, и в процессе добычи из-за изменения температуры, давления

и других термодинамических условий происходит накопление парафиноотложений по всей поверхности оборудования. Одной из важных задач в 1944–1965 гг. было продление фонтанирования скважин при сохранении дебита, так как при плохом контроле процесса добычи появлялись проблемы, такие как преждевременная обводненность, парафинообразование, газотделение. Но и на завершающей стадии разработки перед технологами «Туймазанефть» возникают похожие проблемы. Различны ли пути их решения?

Первыми методами борьбы с парафинообразованием были тепловые методы – это например:

- 1) закачивание горячей нефти или воды в скважину и расплавление парафина, потом его вынос;
- 2) подъем и пропарка НКТ;
- 3) использование нагревателей электрических индукционных.

Одним из главных показателей при парафиноотложении является глубина, установлено, что кристаллизация парафина начинается с глубины разгазирования нефти и интенсивности, она зависит от дебита и давления на устье.

Для удаления уже образовавшихся АСПО используют механические методы. На Туймазинском месторождении первоначально спуск и подъем скребков осуществлялся американскими лебедками Халибуртон и аппаратом Яковлева с ручным приводом. В 1949 г. появились лебедки с электроприводом, в 1953 г. сделана попытка перевести скребковые электролебедки на полную автоматизацию.

Использовалась поршневая очистка труб, спуск в НКТ на лебедке поршня. В трубы подавалась горячая нефть, которая разогревает поршень, трубы и расплавляет парафин, который через зор стекает вниз. Поршень передвигают, когда трубы очищаются.

Сейчас Туймазинское месторождение находится на завершающей стадии разработки. Перед технологами стоят задачи: уменьшение обводненности скважин, борьба с АСПО, увеличение межремонтного периода скважин.

Мы рассматривали Туймазинское месторождение.

Помимо тепловых методов существуют химические методы борьбы с АСПО. Они не только удаляют асфальтосмолопарафиновые отложения, но и предупреждают их появление. По сути химические технологии – это применение разного вида реагентов, ПАВ, полимеров, ингибиторов и т.д.

На рассматриваемом месторождении проводится предупреждение и борьба с АСПО: постоянная дозировка ингибиторов, периодическая заливка ингибитора АСПО с последующей циркуляцией, дозировкой ингибиторов глубинными дозаторами. Применяются ингибиторы СОНПАР-5403 и ПАП-28а с дозировкой 200 г/т.

Данный метод, несмотря на высокую результативность, имеет приличные экономические затраты из-за этого он необходим в таких случаях, когда использование иных способов борьбы с АСПО недопустимо. Так же, как и раньше, происходит удаление АСПО штанговыми скребками.

Прочистка нагретой нефтью (водой) производится в тех случаях, когда нецелесообразно применение других технологий. Для улучшения отмывающей способности рекомендуется добавлять в горячую нефть (воду) химические реагенты.

Таблица 1

Содержание асфальтенов, парафинов, смол на Туймазинском месторождении

	Пласт	Массовая доля			Вязкость
		асфальтены	парафины	смолы	
Туймазинское	$D_{2ar} + D_{2vr}$	–	–	–	8,39
	D_{2ar}	2,55	5,5	14,1	9,25
	D_{2ml}	4,00	5,2	8,95	7,62
	$D_{2ml} + D_{3pa}$	3,1	4,8	9,7	7,37
	D_{3fm}	4,4	2,7	14,5	81,72
	C_{1t}	4,9	3,11	9,68	23,1
	C_{1bb}	3,7	4,13	13,3	49,4
	C_{1al}	4,6	3,8	12,8	19,00

Таблица 2

Содержание асфальтенов, парафинов, смол в АСПО Туймазинского месторождения

Месторождение	Эксплуатационный объект	Массовая доля, %		
		асфальтены	парафины	смолы
Туймазинское, 1291	D_1	0,28	64,32	9,87
Туймазинское, 3385	D_1	4,00	31,19	12,43

Осуществляется промывка глубинно-насосного оборудования скважин растворителем АСПО. Эта обработка проводится перед применением ингибиторов и только тогда, когда вышеуказанные технологии становятся малоэффективными, альтернативой является подземный ремонт скважин (ПРС). Используемые марки растворителей РНХ-7, МИАПРОМ, СОНПАР 5402

Межремонтный период (МРП) – продолжительность фактической эксплуатации скважин от предыдущего ремонта до последующего. Чем больше межремонтный период, тем меньше простоев и больше коэффициент эксплуатации.

Межремонтный период рассчитывается как отношение всего фонда скважин, помноженного на количество дней и деленного на количество ремонтов. В нашей статье мы будем рассматривать ННО (наработка на отказ), которая рассчитывается как количество скважин, в которых проведены ремонты, умноженное на количество рабочих дней и деленное на количество ремонтов, связанных с проблемами насосов. Признаком парафинообразования служит падение подачи насоса.

Нарботка на отказ скважин, которые осложнены парафиноотложением, ниже ННО скважин, эксплуатация которых не осложнена отложениями парафина. Количество ремонтов малодебитных скважин с АСПО превышает число самих скважин.

Чтобы не допустить поломки оборудования, осуществляется промывка глубинно-насосного оборудования скважин растворителем АСПО. Эта обработка проводится перед применением ингибиторов и только

тогда, когда вышеуказанные технологии становятся малоэффективными, альтернативой является подземный ремонт скважин (ПРС). Используемые марки растворителей РНХ-7, МИАПРОМ, СОНПАР 5402.

Был проведен анализ 176 скважин, у 23,6% процентов скважин ННО меньше 6 месяцев, а 40,1% менее года. Результаты анализа обобщенной статистической информации показывают, что наработка на отказ (ННО) работы малодебитных скважин, осложнённых парафиноотложениями, намного меньше ННО скважин, работающих в нормальных условиях.

Накопленный график распределения МРП скважин, подверженных отложениям парафина на Туймазинском месторождении, представлен на рис. 1.

Проблемы на месторождении остаются теми же, но мы видим, что изменились пути их решения. Однако современные методы борьбы с АСПО изменились, популярными стали химические методы предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений. Но даже при таких действенных методах парафиноотложения остаются нерешенной проблемой и неблагоприятно влияют на глубинно-насосное оборудование скважин, так что у 23,6% скважин-кандидатов наработка на отказ меньше шести месяцев, а у 40,1% менее года.

Как видно из рис. 1 и 2, наработка на отказ существенно увеличивается, начиная с 12–15 месяцев. Это указывает на то, что интенсивность парафинообразования наиболее активна в первый год эксплуатации скважин.

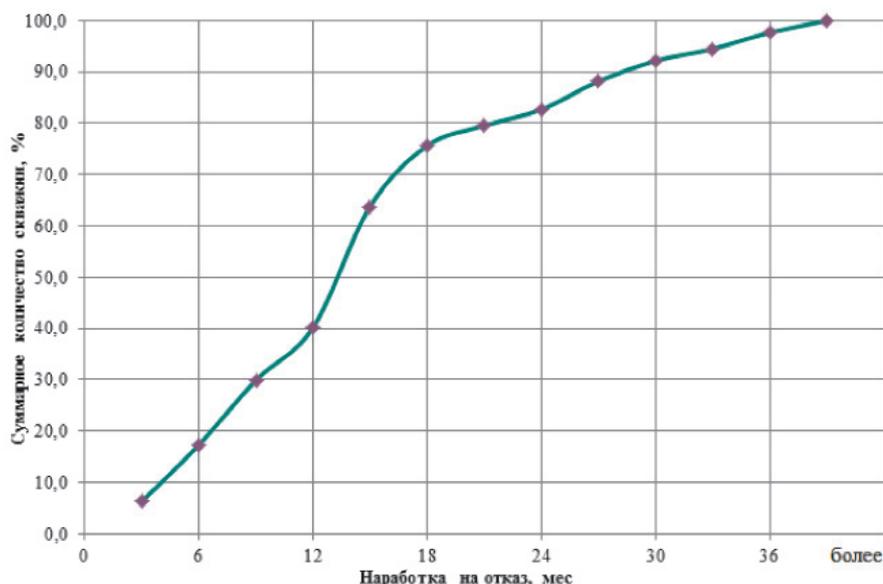


Рис. 1. Накопленный график распределения ННО скважин, подверженных отложениям парафина на Туймазинском месторождении

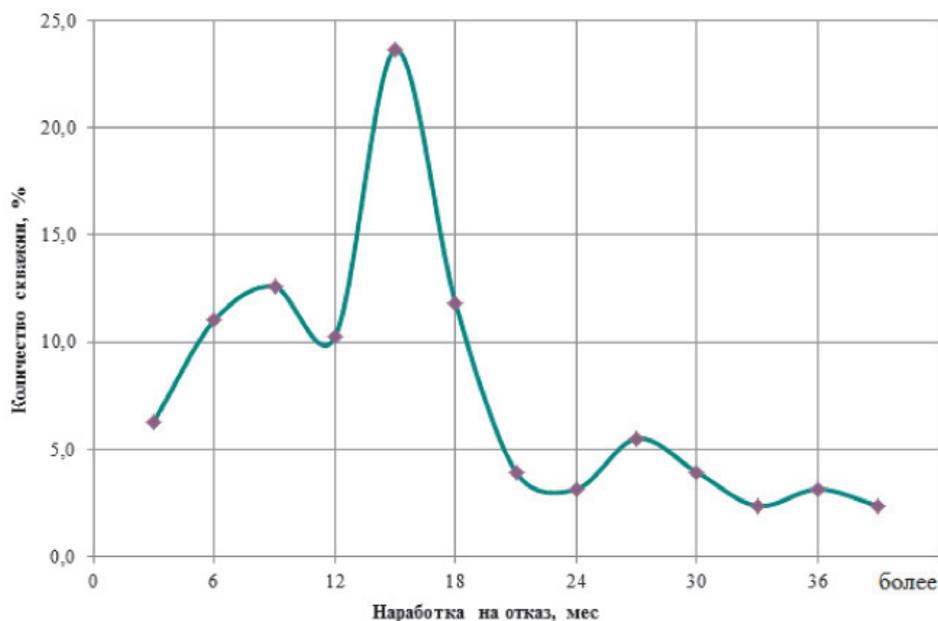


Рис. 2. График распределения ННО скважин, подверженных отложениям парафина на Туймазинском месторождении

В качестве рекомендации отметим, что необходимо внедрение новых эффективных мер предупреждения образования отложений парафина в скважинах. Также стоит тщательнее проводить подбор ингибиторов парафиноотложения и соответствующего его количества.

Список литературы

1. Акульшин А.И., Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В. – Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1989.
2. Н.Х. Габдрахманов Эксплуатация малодобитных скважин Туймазинского нефтяного месторождения. – М.: Недра, 2004.
3. Гиматулин Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. – М.: Недра, 1974.
4. Л.С. Каплан, А.В. Семенов, Н.Ф. Разгоняев Развитие техники и технологий на Туймазинском месторождении. – Уфа, 1998.
5. Миннивалеев А.Н., Фаттахов И.Г. Насосная добыча нефти на Туймазинском месторождении // Теоретические и прикладные вопросы науки и образования: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции: в 16 частях. – 2015. – С. 103–104.
6. Мухаметзянов А.К., Чернышов И.Н., Линерт А.И. – Добыча нефти штанговыми насосами. – М.: Недра, 1993.
7. Стандарт организации Технологический регламент по применению методов защиты добывающих скважин от неорганических отложений на месторождении ОАО «АНК «Башнефть». – Уфа, 2005.
8. Фаттахов И.Г. Методы оценки текущего энергетического состояния пласта, определения профиля притока, техсостояния колонны / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Степанова, О.А. Грезина, А.В. Герасимова // Научное обозрение. – 2014. – № 8. – С. 76–88.
9. Фаттахов И.Г. Модельные испытания водоизолирующей способности нефтесилорной эмульсии / Фаттахов И. Г., Кадиров Р. Р., Степанова Р. Р., Рамазанова Ю. А. // Научное обозрение. – 2014. – № 12–1. – С. 182–186.
10. Фаттахов И.Г. Поэтапный контроль проведения геолого-технических мероприятий на поздней стадии разработки месторождений / Т.Ю. Юсифов, И.Г. Фаттахов, Р.Г. Маркова // Научное обозрение. – 2014. – № 4. – С. 38–41.
11. Фаттахов И.Г. Совершенствование способа приготовления тампонажного состава на основе синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадиров, Р.Г. Маркова Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12–10. – С. 2131–2134.

References

1. Akulshin A.I., Bojko V.S., Zarubin Ju.A., Doroshenko V. Jekspluatacija nefťjanyh i gazovyh skvazhin, M.: Nedra, 1989.
2. N.H. Gabdrahmanov Jekspluatacija malodebitnyh skvazhin Tujmazinskogo nefťjanogo mestorozhdenija, Nedra 2004.
3. Gimatulinov Sh.K. Spravochnaja kniga po dobyche nefťi. M.: Nedra, 1974.
4. L.S. Kaplan, A.V. Semenov, N.F. Razgonjaev Razvitie tehniki i tehnologij na Tujmazinskom mestorozhdenii, Ufa 1998.
5. Minnivaliev A.N., Fattahov I.G. Nasosnaja dobycha nefťi na Tujmazinskom mestorozhdenii / V sbornike: Teoreticheskie i prikladnye voprosy nauki i obrazovanija sbornik nauchnyh trudov po materialam Mezhdunarodnoj nauchno-praktičeskoj konferencii: v 16 chastjah. 2015. pp. 103–104.
6. Muhametžjanov A.K. Černyšov I.N. Linert A.I. Dobyča nefťi shtangovymi nasosami. M.: Nedra 1993.
7. Standart organizacii Tehnologičeskij reglament po primeneniju metodov zashhity dobyvajushhijh skvazhin ot neorganičeskijh otlozhenij na mestorozhdenii ОАО «АНК «Bashneft». Ufa, 2005.
8. Fattahov I.G. Metody ocenki tekushhego jenergetičeskogo sostojanija plasta, opredelenija profila pritoka, tehsostojanija kolonny / I.G. Fattahov, R.R. Stepanova, O.A. Grezina, A.V. Gerasimova // Nauchnoe obozrenie. 2014. no. 8. pp. 76–88.
9. Fattahov I.G. Modelnye ispytanija vodoizolirujushhej sposobnosti nefťesilornoj jemulsii / Fattahov I.G., Kadyrov R.R., Stepanova R.R., Ramazanova Ju.A. // Nauchnoe obozrenie. 2014. no. 12–1. pp. 182–186.
10. Fattahov I.G. Pojetapnyj kontrol provedenija geologo-tehnicheskijh meroprijatij na pozdnej stadii razrabotki mestorozhdenij / T.Ju. Jusifov, I.G. Fattahov, R.G. Markova // Nauchnoe obozrenie. 2014. no. 4. pp. 38–41.
11. Fattahov I.G. Sovershenstvovanie sposoba prigotovlenija tamponazhnogo sostava na osnove sinteticheskijh smol dlja remontno-izoljacionnyh rabot v skvazhinah / I.G. Fattahov, R.R. Kadyrov, R.G. Markova Fundamentalnye issledovanija. 2014. no. 12–10. pp. 2131–2134.

Рецензенты:

Ягубов Э.З., д.т.н., профессор, проректор по учебной работе, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет», г. Ухта;

Кнеллер Л.Е., д.т.н., профессор, зам. генерального директора по научной работе, открытое акционерное общество научно-производственного предприятия ВНИИГИС, г. Октябрьский.