

УДК 620.168

## ПРОЧНОСТЬ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА

Шайдаков В.В., Чернова К.В., Шайдаков Е.В.

*ООО «Инжиниринговая компания «Инкомп-Нефть», г. Уфа  
e-mail: incompneft@yandex.ru*

Робин А.В., Стефамиров А.В.

*Псковгеокабель, г. Псков*

Паливода Р.Б.

*«Славнефть», г. Мегион*

Пензин А.В.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

**Аннотация.** В статье представлено опытное определение механических характеристик полимерных трубопроводов малого диаметра (капилляров) для подачи химических реагентов в нефтяные и газовые скважины. Рассмотрен вопрос разрушения трубопроводов под действием различных нагрузок. Проанализирована прочность материалов и конструкции трубопроводов при осевом растяжении, сжатии, перегибе, пульсации давления.

**Ключевые слова:** капилляр, капиллярный трубопровод, осевое растяжение, сжатие, перегиб, пульсация давления

Наиболее распространенная фраза, которой сейчас начинаются статьи об осложнениях при добыче нефти: «Количество скважин, осложненных в эксплуатации отложением неорганических солей, парафинов, коррозионным поражением оборудования, образованием стойких эмульсий, значительной вязкостью добываемой продукции неуклонно растет». К сожалению, несмотря на всю свою избитость, фраза абсолютно справедлива для всех нефтедобывающих регионов России. Способы же борьбы с осложнениями на каждом предприятии выбираются по-разному. Наиболее распространенным является химический метод, связанный с подачей реагентов в скважину. Действенность его зависит от двух принципиальных факторов – эффективности химического реагента и способа его доставки в скважину.

Выбор же и самих реагентов, технических средств и технологии подачи реагентов производится путем проведения тендеров, в которых на основании объективных и субъективных подходов, по стоимости услуг и оборудования, не всегда учитывая технологическую целесообразность в полной мере, выбирается оборудование, технология, поставщик или сервисная компания. При этом все менее за-

метен голос технических служб нефтегазодобывающих предприятий, а преваляет мнение экономистов. В результате зачастую возникает ситуация, когда, решая одну проблему, получают ряд новых, более дорогостоящих. Например, выбирая более дешевую технологию подачи в скважину ингибитора солеотложения – закачку в затруб – спустя короткий промежуток времени получаем значительные затраты в связи с коррозионным разрушением металла глубинно-насосного оборудования, эксплуатационной колонны, НКТ.

Активное развитие в последние годы получила технология подача реагентов в требуемый интервал скважины с использованием капиллярных систем, в которых используются трубопроводы малого диаметра. Распространение получили полимерные, полимерные бронированные лентой и проволокой, полимерные армированные, металлические, а также совмещенные с кабелем глубинно-насосной установки трубопроводы [1, 2]. Опыт эксплуатации выявил общий для них существенный недостаток, связанный с разгерметизацией и повреждением трубопроводов и их соединительных элементов при эксплуатации и спуско-подъемных операциях.

В процессе эксплуатации было установлено, что причиной разгерметизации может служить пульсирующая подача реагента дозировочными насосами объемного принципа действия. Причем, как показали аналитические и лабораторные исследования, наибольшую опасность неравномерная подача представляет для металлических трубопроводов малого диаметра [3]. Пульсация давления распространяется по стальному трубопроводу на длину более 2 км, сварные стыки при этом подвергаются усталостному разрушению.

Полимерные трубопроводы обеспечивают существенное гашение колебаний от пульсации давления по длине около 20 м – это примерное расстояние от устья скважины до дозировочной установки [4]. Таким образом, наиболее нагруженная часть трубопровода находится на поверхности и легко заменяется.

В скважине наиболее вероятной причиной разрушения трубопроводов может стать их радиальная деформация (пережатие) в процессе спуско-подъемных операций. Проведенные испытания показали, что только полимерный армированный трубопровод производства «Псковгеокабель» стоек к 50 % радиальной деформации и восстанавливается после снятия нагрузки. Все остальные трубопроводы разрушались, теряли герметичность (рис. 1).

Трубопровод малого диаметра производства ОАО «Псковгеокабель» изготавливается из полимера, армированного двумя противоположно навитыми слоями оплетки из оцинкованной стальной проволоки (рис. 2б) [5]. Используются специально подобранные полимеры, обеспечивающие надежную эксплуатацию трубопроводов при температуре до 210 °С в контакте как с пластовыми средами, так и практически со всеми применяемыми при добыче нефти реагентами. Армирование обеспечивает трубопроводу грузонесущую способность. Трубопровод также

изготавливается с греющей жилой, обеспечивающей подогрев перекачиваемой среды (рис. 2а) [6].

Для оценки прочности полимерного армированного трубопровода малого диаметра производства ОАО «Псковгеокабель» и выявления слабых участков в системе «трубопровод - соединительный элемент» были проведены испытания по определению максимального внутреннего давления разгерметизации при различных условиях нагружения.






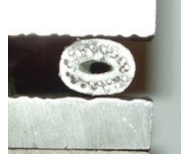



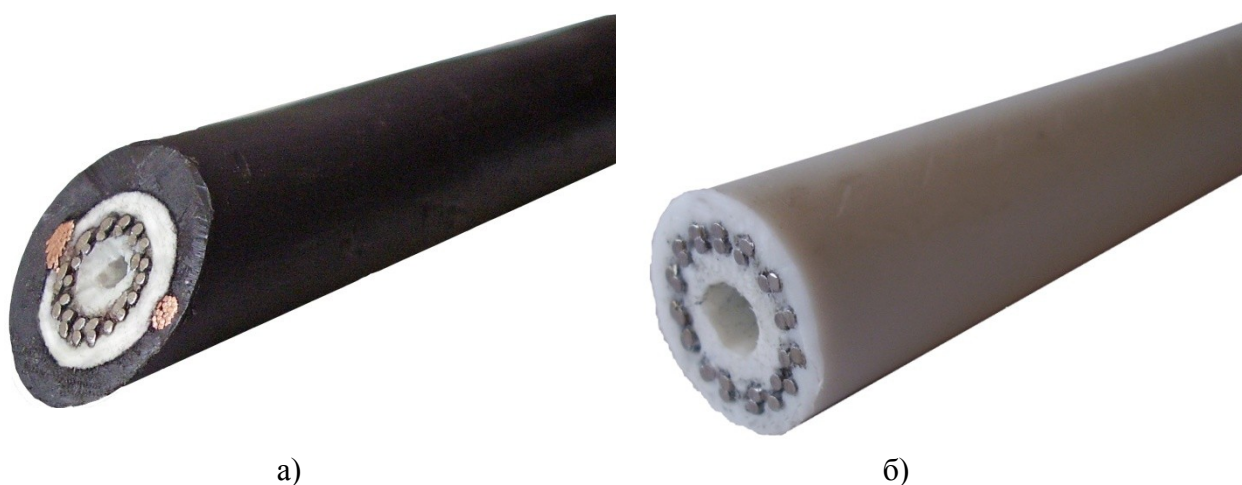
Металлический трубопровод с проволочной оплеткой		 Разрушается	
Полимерный грузонесущий армированный трубопровод		 Не разрушается	
Полимерный неармированный трубопровод		 Разрушается	

Рис. 1. Разрушение трубопроводов при радиальной деформации



а) б)  
Рис. 2. Полимерный армированный трубопровод

Испытывались образцы трубопровода с соединительными элементами. Конструкция соединительного элемента включала ниппель, наружную втулку, обжимающую ниппель посредством резьбового соединения, либо пластической деформацией. Один конец трубопровода соединялся с насосом высокого давления, а второй заглушался, предварительно стравив воздух и заполнив трубопровод рабочей жидкостью (тосол А-40М). Давление в трубопроводе поднимали до 15 МПа в течение 10 мин, производя замеры длины и диаметра трубопровода. Выдерживали образец под давлением 30 мин. и далее повышали давление, каждые 5 МПа фиксируя изменение размеров трубопровода, пока не произойдет разгерметизация.

При испытании было установлено, что при давлении 22-25 МПа происходит разгерметизация трубопровода на расстоянии 10-15 мм от втулки соединительного элемента (рис. 3).



Рис. 3. Область разгерметизации трубопровода

Проведены были также циклические испытания, каждый цикл которых состоял из нагнетания давления до 20 МПа и стравливания до атмосферного. После 20 циклов нагружения, давление поднимали вплоть до разгерметизации трубопровода. Испытания не выявили влияния циклического нагружения, разгерметизация также происходила при давлении 22-25 МПа.

Слабым звеном в конструкции является заделка трубопровода. По результатам исследования механизма разрушения трубопровода была усовершенствована заделка [7, 8], которая позволила повысить рекомендованное рабочее давление трубопроводов до 40 МПа.

Перед испытаниями трубопровод подвергался искусственному повреждению. При повреждении внешнего полимерного слоя в области соединительного элемента, давление разгерметизации снижалось до 18 МПа (рис. 4). Повреждение внешнего полимерного слоя наиболее вероятно за пределами области заделки (на расстоянии более 15 мм от заделки). Такой вид повреждения не оказывает влияние на давление разгерметизации, как не оказывает значительного влияния и повреждение одного слоя проволочной оплетки.



Рис. 4. Разгерметизация трубопровода при повреждении внешнего полимерного слоя в области соединительного элемента

При повреждении же внешнего полимерного слоя и двух проволочных оплеток за пределами области заделок (наиболее неблагоприятный вид повреждения) внутреннее давление разгерметизации снижается до 13 МПа, порыв наблюдается в области повреждения (рис. 5).



Рис. 5. Разгерметизация трубопровода в области повреждение внешнего полимерного слоя и двух проволочных оплеток

Радиальная деформация (сжатие) армированного полимерного трубопровода на 50 % и нагружение внутренним давлением не изменяет картину разрушения трубопровода, разгерметизация также наблюдалась при внутреннем давлении 22-25 МПа, на расстоянии 10-15 мм от втулки соединительного элемента.

Перегиб трубопровода оказывает более значительное влияние. Перегиб трубопровода радиусом 20-25 мм на 180° разгерметизация наблюдалась при внутреннем давлении 22 МПа в области перегиба. Искусственно поврежденный трубопровод (нарушен полимерный слой) выдерживал давление только до 16 МПа и разрушался также в области перегиба.

При увеличении избыточного давления в трубопроводе происходит его деформация (увеличивается диаметр и уменьшается длина), что необходимо учитывать при подаче реагентов в различные интервалы скважины, чтобы исключить разгерметизацию трубопровода по заделке. Для армированного полимерного трубопровода в рабочем интервале до 12 МПа относительное увеличение диаметра не превышает 10 %, снижение длины не превышает 1 % (рис. 5, 6). Данное изменение учитывается при проектировании и спуске капиллярной системы.

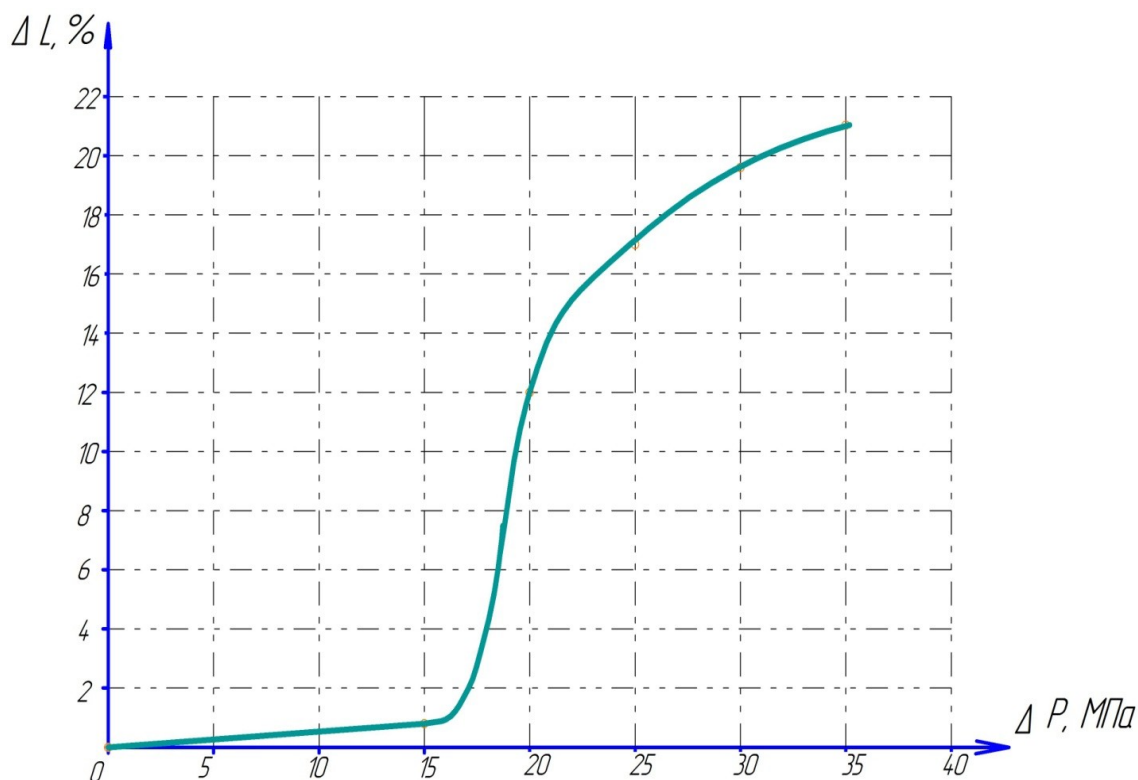


Рис. 6. Относительное изменение длины трубопровода от внутреннего давления

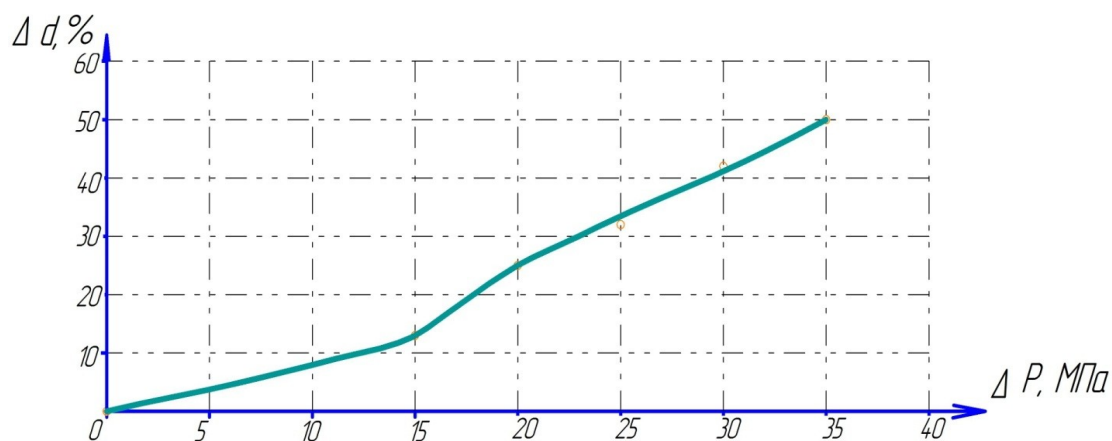


Рис. 7. Относительное изменение диаметра трубопровода от внутреннего давления

Температура в скважине при эксплуатации с УЭЦН, может достигать 200 °С, поэтому было оценено давление разгерметизации трубопровода при рабочих температурах. Так для сополимера 02015-302 КМ повышение температуры до окружающей среды до 90 °С, снижало давление разгерметизации до 7 МПа, это ограничило применение трубопроводов из данного полимера. Изготовление тру-

бопроводов из более термостойкого фторполимера, позволило их использовать при температуре до 220 °С. Учитывая неравномерное распределение температуры по длине скважины и более высокую стоимость, целесообразно термостойкий трубопровод использовать только в интервале повышенной температуры, в нижних интервалах скважины, при прохождении по насосу, погружному электродвигателю.

Испытания грузонесущей способности трубопровода проводились на универсальной разрывной машине УММ-20. В захватах машины фиксировались втулки заделок, которые обеспечивали крепление трубопровода за внешний полимерный слой. Конечно, целесообразнее было бы обеспечить крепление трубопровода за армирующую проволоку, но в этом случае значительно усложняется конструкция заделки, ее диаметральные габаритные размеры.

Максимальная осевая несущая нагрузка трубопровода составила 1250 кг. Это позволяет опускать трубопровод на глубину более 1000 м ниже глубинного насоса, учитывая, что к колонне насосно-компрессорных труб трубопровод крепится жестко клямсами. Специалисты компании «Инкомп-нефть» имеют опыт спуска капиллярного трубопровода на глубину 1500 м ниже насоса. Разрушение трубопровода под действием осевой нагрузки происходило путем «сползания» внешнего полимерного слоя с проволочной оплетки (рис. 8).



Рис. 8. Повреждение полимерного слоя при осевой нагрузке

Разработана конструкция усиленной заделки, которая соединяется с трубопроводом при помощи проволочной оплетки, т.е. основная растягивающая нагрузка перенесена на проволочную оплетку. Это позволило увеличить максимальное растягивающее усилие до 20 кН при внутреннем давлении 38 МПа.

### Литература

1. Шайдаков В.В., Шайдаков Е.В., Аптыкаев Г.А., Акшенцев В.В. Капиллярная система подачи ингибиторов солеотложений в скважину. Уфа: ООО «Монография», 2008. 56 с.

2. Шайдаков В.В., Гарифуллин И.Ш., Уметбаев В.В., Масланов А.А., Емельянов А.В., Бухарцев А.В. Унификация капиллярных трубопроводов для подачи химических реагентов в скважину // Нефтяное хозяйство. №3. 2007. С. 80-81.

3. Паливода Р.Б., Людвиницкая А.Р., Шайдаков В.В., Драган Ф.В. Неуставившееся движение жидкости в трубопроводе малого диаметра при подаче реагента в скважину // Нефтяное хозяйство. №1. 2010. С. 100-102.

4. Шайдаков В.В., Людвиницкая А.Р., Шайдаков Е.В., Стефамиров А.В. Капиллярная насосная подача химических реагентов в скважину // Интервал. 2009. №1. С. 46-48.

5. Патент 74161 РФ. Капиллярный трубопровод / Шайдаков В.В., Полетаева О.Ю., Шайдаков Е.В. и др. // Б.И. 2008. № 17. С. 214.

6. Патент 77636 РФ. Капиллярный трубопровод / Шайдаков В.В., Робин А.В., Шайдаков Е.В. и др. // Б.И. 2008. № 30. С. 79.

7. Патент 93491 РФ. Устройство соединения ниппеля с полимерным армированным трубопроводом. / Шайдаков В.В., Пензин А.В., Мухутдинов Д.Х. и др. // Б.И. 2010. № 12. С. 99.

## STRENGTH OF POLYMER REINFORCED PIPELINES WITH SMALL DIAMETERS

V.V. Chaidakov, K.V. Chernova, E.V. Chaidakov  
*Engineering company "Incomp-neft" LLC, Ufa, Russia*

A.V. Robin, A.V. Stefamirov  
*"Pskovgeocabel" LLC, Pskov, Russia*

R.B. Palivoda  
*"Slavneft" JSC, Megion, Russia*

A.V. Penzin  
*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

**Abstract.** *In this article is described experimental research strengthening characteristics of the small diameter (capillary) polymer pipelines for chemical reagents feeding in oil and gas wells. Examined a question about destruction of capillary pipes by different types of the loads. Authors was analyzed strength of materials and constructions those pipes by tensile rupture, compressive failure, bend, pressure pulsations.*

**Keywords:** *capillary, capillary pipes, tensile rupture, compressive failure, bend, pressure pulsations*

### References

1. Shaidakov V.V., Shaidakov E.V., Aptykaev G.A., Akshentsev V.V. Kapillyarnaya sistema podachi ingibitorov soleotlozhenii v skvazhinu (Capillary supply system scale inhibitor into the well). Ufa: Monografiya, 2008. 56 p.
2. Shaidakov V.V., Garifullin I.Sh., Umetbaev V.V., Maslanov A.A., Emel'yanov A.V., Bukhartsev A.V. Unifikatsiya kapillyarnykh truboprovodov dlya podachi khimicheskikh reagentov v skvazhinu (Unification of the capillary pipe for feeding chemicals into the well). *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, Issue 3, 2007, pp. 80-81.
3. Palivoda R.B., Lyudvinskaya A.R., Shaidakov V.V., Dragan F.V. Neustanovivsheesya dvizhenie zhidkosti v truboprovode malogo diametra pri podache reagenta v skvazhinu (Unsteady fluid flow in small diameter pipeline at the chemical reagent delivery into the well). *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, Issue 1, 2010, pp. 100-102.
4. Shaidakov V.V., Lyudvinskaya A.R., Shaidakov E.V., Stefamirov A.V. Kapillyarnaya nasosnaya podacha khimicheskikh reagentov v skvazhinu (Capillary flow pump chemicals into the well). *Interval*, 2009, Issue 1, pp. 46-48.
5. Patent 74161 of Russian Federation. Capillary pipeline / Shaidakov V.V., Poltaeva O.Yu., Shaidakov E.V. et al.

6. Patent 77636 of Russian Federation. Capillary pipeline / Shaidakov V.V., Robin A.V., Shaidakov E.V. et al.

7. Patent 93491 of Russian Federation. Nipple connection to plastic reinforced pipe / Shaidakov V.V., Penzin A.V., Mukhutdinov D.Kh.