

## **ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ КАК ФАКТОР СОХРАННОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ (НА ПРИМЕРЕ ЕСТОРОЖДЕНИЙ УДМУРТИИ)**

Машков К.А.

*Удмуртский Государственный Университет*

К числу наиболее актуальных и трудно решаемых в нефтегазодобывающей промышленности проблем относятся хлоридное загрязнение подземных вод и нефтяное загрязнение почв. Основным источником углеводородов нефти и солей, попадающих в природную среду, является оборудование промыслов. Загрязнение почв может отмечаться в непосредственной близости от скважин, насосных станций, установок подготовки нефти, и особенно вдоль сборных промысловых нефтепроводов. Именно промысловые нефтепроводы (их протяженность на крупных месторождениях, особенно осваивавшихся в 70х годах, до перехода от одиночных скважин к кустовому бурению, доходит до многих сотен километров), как источник нефтяного загрязнения, наиболее опасны. Нефтяные пятна при аварийных разливах не локализируются внутри обваловок, которыми защищены все территории, где размещается технологическое оборудование; ареалы загрязнения при авариях нефтепроводов намного обширнее. Один из предпочтительных путей минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде при авариях нефтепроводов – их предупреждение на стадии проектирования линии НП. Необходимо учитывать как технические характеристики объекта, так и условия, существующие в среде, вмещающей НП.

Основные причины аварий можно разделить на две группы – антропогенные и природные. К антропогенным причинам можно отнести дефекты труб, ошибки при монтаже линии, нарушения профиля и плана траншеи НП, повреждения при земляных работах и т.п.[1]; исключение подобных причин достигается путем соблюдения технологической дисциплины и проведения соответствующих контрольных мероприятий.

К природным причинам относятся коррозия различных видов и механическое воздействие грунтов. Интенсивность данных процессов (почвенной и электрокоррозии, различных видов ЭГП) определяется многими факторами.

Важнейшие из них - температура и влажность грунта, гидравлический режим течения воды и водонефтяной эмульсии в трубах[1] – так или иначе зависят от морфометрических и морфологических характеристик рельефа: крутизны и экспозиции склонов, степени выраженности бровок и тыловых швов, глубины расчленения рельефа .

Определение показателей удельной аварийности сборных нефтепроводов(единица измерения 1 порыв на 1 км в год) производилось на основе полевых исследований и картографических данных - геоморфологических карт промыслов масштаба 1:25000 с нанесенными трубопроводными линиями (трубы стальные, диаметром, преимущественно, 114 мм) и точками порывов трубопроводов. Исследовались месторождения расположенные в центральной части Удмуртии – Киенгопском,[2] Чутырском, Чутырско-Киенгопском, Нязь – Сундурском. Информация об авариях обладает достаточной репрезентативностью, так как данные промыслы являются крупнейшими в республике, разрабатываются в течение длительного времени (десятки лет) и обладают сложившимися, развитыми сетями коммуникаций.

Проанализировано пространственное распределение точек порывов в зависимости от их положения на поверхностях, однородных с точки зрения их генезиса. Пониженной (в два раза ниже среднего) аварийностью отличаются линии, проложенные на территориях, где развиты элювиально – делювиальные отложения. Напротив, повышенной в 2 – 2,5 раза аварийностью отличаются линии, проходящие по делювиальным, делювиально – солифлюкционным склонам и овражно-балочным комплексам. Повышенная (в 1,4 – 1,5 раза) аварийность отмечается и в пределах современных пойм и I надпойменных террас (см. таблицы 1-4).

Максимальное число порывов приурочено к склонам и аллювиальным поверхностям, то есть к местам наиболее интенсивной деятельности ЭГП. На площадях водоразделов наблюдается подобная же закономерность (см. таблицу 4).

Таблица 1

Среднегодовые показатели аварийности по стратиграфо-генетическим и геоморфологическим комплексам (без участков аномально высокой аварийности) на Чутырском и Сундурско\_Нязинском месторождениях.

Показатели	Стратиграфо-генетические и геоморфологические комплексы							
	edQII-IV, в т.ч. в пределах:			dsQII- II	dQII I-IV	pa QIV	aQIII	aQIV
	поверхн. выравни- вания	остан- цовых холмов	эроз.- денуд. склонов					
Всего порывов	16	0	56	51	32	21	17	20
Протяженность закартированных трубопроводов, км	27,0	4,15	101,52 5	47,8	34,2	18,9	6,9	17,0
Удельная аварийность (на 1 км/год)	0,11	0	0,11	0,19	0,17	0,20	0,45	0,21

Таблица 2

Среднегодовые показатели аварийности по стратиграфо-генетическим и геоморфологическим комплексам на Чутырско-Киенгопском месторождении

Показатели	Стратиграфо-генетические и геоморфологические комплексы							
	edQII-IV, в т.ч. в пределах			dsQII- II	dQIII -IV	paQIV	aQIII	aQIV
	поверхн. выравнивания	остан- цовых холмов	эроз.- денуд. склонов					
Всего порывов	46	27	351	213	253	107	5	8
Протяженность закартированных трубопроводов, км	13,65	6,25	105,5	38,85	18,53	10,12	0,75	0,75
Удельная аварийность (на 1 км/год)	0,52	0,66	0,51	0,84	2,10	1,63	1,03	1,64

Таблица 3

Распределение числа случаев порывов нефтепроводов по геолого-стратиграфическим и геоморфологическим комплексам на Киенгопском месторождении[2]

Число случаев порывов	Геолого-стратиграфические комплексы и протяженность нефтепровода в пределах их контуров				
	edQII-IV; 6,17 км	dsQII-II; 0,62 км	dQIII-IV; 0,54 км	paQIV; 0,21 км	aQIV; 0,1
Всего	54	6	10	4	0
Удельная аварийность (на 1 км/год)	2,92	3,23	6,17	6,35	0

Таблица 4

Аварийность линий нефтепроводов, пересекающих водоразделы на Чутырском и Сундурско\_Нязинском месторождениях.

	Останцы («пуги»)	Фрагменты поверхности выравнивания	Эрозионно–денуд. склоны
Км	4,6	27	105,25
Шт	0	21	159
Порыв/км/год	0	0,14	0,27

На пологих эрозионно – денудационных склонах аварийность в 2 раза выше, чем на субгоризонтальных поверхностях выравнивания и останцовых холмах, т.е. тенденция сохраняется.

Для более объективной оценки степени влияния ЭГП на трубопроводные системы был проведен анализ распределения порывов в зависимости от крутизны склонов (с учетом и независимо от генезиса) и ориентировки трубопроводов относительно линии падения склона (ЛПС).

Таблица 5

Распределение показателей аварийности по склонам различной крутизны на Чутырском и Сундурско\_Нязинском месторождениях

		0 – 2°	2 – 4°	4 – 6°	6 – 11°	11 – 22°
ed	П/км /Г	0,40	0,04	0,33	-	-
D	П/км /Г	-	2,04	0,35	0,39	0,19
ds	П/км /Г	0,12	0,71	0,58	-	-
Общая	П/км /Г	0,38	0,41	0,37	0,34	0,19

Как видно из таблицы 5, показатели аварийности практически равнозначны при уклонах 0 – 11, а при крутизне 11 – 22 даже снижаются в 2,15 раза (хотя ожидалось значительное увеличение показателей аварийности).

Эти данные согласуются с результатами работы, выполненной ранее, на примере Чутырско – Киенгопского месторождения, где показатели аварийности в зависимости от крутизны склонов распределились следующим образом (см Таблицу 6)

Таблица 6

	0 – 2 <sup>0</sup>	2 – 4 <sup>0</sup>	4 – 6 <sup>0</sup>	6 – 11 <sup>0</sup>	11 – 22 <sup>0</sup>
П/км/г	0,53	1,06	0,94	0,92	0,47

Максимальное количество порывов приурочено к склонам крутизной 2 – 4<sup>0</sup>, на субгоризонтальных поверхностях аварийность ниже ( до 2-х раз ). С увеличением уклона до 11<sup>0</sup> этот показатель медленно снижается, на самых крутых склонах – снижается резко в 2 – 2,5 раза, причем эта тенденция сохраняется вне зависимости от генезиса склона. Такое распределение аварий может объясняться тем, что склоны крутизной 2 – 11<sup>0</sup> должны отличаться максимальной влажностью грунтов и наиболее интенсивным массовым движением грунта. При увеличении крутизны улучшается дренаж склона, уменьшается увлажненность грунтов, а значит и скорость почвенной коррозии.

Проанализировано распределение аварий по склонам различных экспозиций:

Таблица 7

Распределение порывов по склонам различной экспозиции

Экспозиции	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
	Чутырское и Сундурско-Нязинское месторождения							
%% аварий	13,2	29,2	21,6	9,4	5,0	2,5	5,7	13,4
	Чутырско-Киенгопское месторождение							
%% аварий	10,06	15,35	9,96	24,03	9,92	6,64	4,04	6,44

Резкое повышена аварийность на склонах северных и восточных румбов – более влажных и затененных. Основной причиной может быть интенсивная почвенная коррозия в более влажных грунтах.

При пересечении бровок склонов трубопроводов изменяется режим течения жидкости в трубе[1]; части трубопровода, расположенные на разных гранях рельефа, подвергаются различному нагреву. Все это может послужить

причинами электрокоррозии. Определены показатели аварийности в зонах бровок склонов. Измерена (только на Чутырском и Нязь-Сундурском месторождениях) протяженность трубопроводов в таких местах (50 м вверх и вниз по склону), аварийность составила 1,15 п/км/г, что превышает средний показатель в 2,8 раза. Это с одной стороны может пониматься как подтверждение роли воздействия грунтов различной влажности и температуры на трубопроводные системы, а с другой требует анализа дополнительной информации об аварийности на нефтяных месторождениях Удмуртии и проведения долговременных полевых экспериментов.

Величина напряжений, возникающих при механическом воздействии грунтов на трубы определяется и ориентировкой их на склоне. Выделено шесть градаций положения трубопровода на склоне относительно линии падения склона (угол, образуемый трубой и ЛПС). Результаты обработки информации приведены в таблице 8.

Таблица 8

Величины аварийности при различной ориентировке линии нефтепровода относительно линии падения склона на Чутырском и Нязь-Сундурском месторождениях

Тип склона		0 – 15 <sup>0</sup>	15 – 30 <sup>0</sup>	30 – 45 <sup>0</sup>	45 – 60 <sup>0</sup>	60 – 75 <sup>0</sup>	75 – 90 <sup>0</sup>
ed	м	18,5	14	13,75	12	3,25	15,75
	Ш	44	1	-	-	-	-
	т	0,43	0,01	-	-	-	-
d	К	10,75	6,25	5,75	8,25	3,13	13
	м	46	10	16	35	-	38
	т	0,78	0,29	0,51	0,77	-	0,53
ds	К	13,2	5,83	3,95	6,08	5,2	12,83
	м	84	5	6	45	3	16
	т	1,15	0,15	0,28	1,34	0,10	0,23

Усредненные данные приведены в таблице 9.

Таблица 9

Средние величины аварийности при различной ориентировке  
линии нефтепровода относительно линии падения склона

Угол	0 – 15 <sup>0</sup>	15 – 30 <sup>0</sup>	30 – 45 <sup>0</sup>	45 – 60 <sup>0</sup>	60 – 75 <sup>0</sup>	75 – 90 <sup>0</sup>
Шт	Чутырское и Нязь-Сундурское месторождения					
П/км/г	0,74	0,11	0,17	0,55	0,05	0,24
	Чутырско-Киенгопское месторождение					
П/км/г	1,00	0,56	1,11	0,52	0,62	2,05

Минимальное число аварий происходит при пересечении ЛПС трубопроводом под углом 15 – 45. Для Чутырского месторождения максимальная аварийность отмечается на участках линий, проложенных параллельно ЛПС (0 – 15<sup>0</sup>), превышение относительно меньших значений составляет 3 – 6,5 раза. Данные по Чутырско-Киенгопскому месторождению указывают на увеличение аварийности в 3 – 4 раза на линиях, проходящих перпендикулярно ЛПС. Эта информация (аналогично зависимости показателей аварийности от крутизны склонов) так же может служить подтверждением возникновения напряжений в материале труб [1] и их порывов при массовом смещении вниз по склону грунтов, вмещающих трубопровод.

Для обобщенной оценки территории и определения мест, наиболее неблагоприятных для прокладки трубопроводов (ущерб окружающей природной среде наносят и порывы на водоводах поддержки пластового давления, по которым часто транспортируются агрессивные рассолы из глубоких горизонтов), разработки системы мер защиты от аварий возможно составление карты потенциальных аварийно-опасных участков проектируемых трасс.

Источниками информации для создания могут послужить результаты геологических и геодезических изысканий, проводимых на стадии рабочего проекта трассы трубопроводной линии. Как правило, они отличаются высокой детальностью (планы местности и геологические разрезы в масштабе 1:500 – 1:2000), что позволяет довольно четко выделять территории однородные с точки зрения той или иной характеристики.

Данные информационной нагрузки карты можно сгруппировать по четырем группам.

1. Информация о геологическом строении поверхностных отложений различного генезиса (четвертичных и коренных), их инженерно-геологические особенности:, механические и коррозионные свойства, наличие подземных вод.
2. Геоморфологические особенности – морфологические и морфометрические характеристики рельефа, положение бровок склонов и их тыловых швов, линий падения склона.
3. Распространение проявлений различных типов ЭГП – оврагов в разной стадии развития, оползневых тел, заболоченных участков.
4. Наличие техногенных объектов – элементов оборудования промысла, прочих коммуникаций.

При совмещении вышеперечисленной информации станет возможным выделение участков трассы в разной степени потенциально подверженных авариям. В соответствии с этим – разработать планировочные и технические решения, направленные на снижение числа возможных порывов, затрат на их устранение, негативного влияния предприятий нефтедобычи на природные системы.

### Литература

1. Бородавкин П. П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. М.: Недра, 1986
2. Стурман В. И., Егоров И. Е., Сергеев А. В. Исследование условий и факторов аварийности промысловых нефтепроводов (на примере Киенгопского месторождения нефти) Вестник УдГУ, 2000 №3