

Казанский Федеральный Университет

Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов

Kazan Federal University,

Department of oil & gas technology and carbon materials

Проектирование сооружений трубопроводного транспорта высоковязких и синтетических нефтей

Designing structures for pipeline transport of high-viscosity and synthetic oils

Акперзаде Газанфар Акпер, Akbarzade Gazanfar Akbara¹

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich²

Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich³

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов¹

кандидат технических наук,

доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов²,

доктор технических наук, профессор, академик РАЕН³

заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов

Казань, Россия

УДК 665.5-405. Шифр научной специальности ВАК: 1.4.12. «Нефтехимия»

E-mail: gazanfar.akbarzade@mail.ru¹, kemalov@mail.ru², alim.kemalov@mail.ru³

Аннотация: В статье показаны конструкции трубопроводного транспорта высоковязких и синтетических нефтей, физико-химические свойства нефти, температурная зависимость плотности и вязкости нефти, характеристика участка «Анжеро-Судженск–Омск», характеристика НПС, участка и насосно-силового оборудования.

Abstract: The article shows the designs of pipeline transport of high-viscosity and synthetic oils, the physico-chemical properties of oil, the temperature dependence of the density and viscosity of oil, the characteristics of the Angero–Sudzhensk-Omsk site, the characteristics of the NPS, the site and pumping and power equipment.

Ключевые слова: Транспорт, углеводород, магистральные трубопроводы, Транссибнефть, плотность, вязкость, температура застывания, насос.

Key words: transportation, hydrocarbon, main pipelines, Transsibneft, density, viscosity, pour point, pump.

1 ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

Магистральный трубопроводный транспорт – форма доставки, предназначен для транспортировки продуктов на площадке приема, разработано соответствии с требованиями государственных стандартов и технических условий. подача продукции в пункт отгрузки, в другие трубопроводы, на другой вид транспорта или на хранение.

Магистральный трубопровод - это производственно-технологический комплекс, состоящий из подземных, подводных, надземных и надземных трубопроводов и других сооружений, обеспечивающих безопасную транспортировку продукции.

Важнейшее условие обеспечения жизни каждого сферы национальной экономики – надежная гарантия страны энергетические ресурсы. Единственный стратегически важный для Беларуси возможность получения жидких и газообразных углеводородов энергоресурсы – использование магистральных трубопроводов.

Это определяет основную роль магистральных трубопроводов. Обеспечение энергетической и экономической безопасности страны.

В задании указаны основные данные: цель использования трубопровода; годовая производительность, разбитая на этапы строительства; список нефтей и нефтепродуктов, которые требуется последовательно перекачивать, с указанием количества каждого типа нефтепроводов и нефтепродуктопроводов; характеристики всех масел и нефтепродуктов; направление трубопровода (начальные, конечные и при необходимости промежуточные точки); объем продукции по типам, с указанием списка пунктов отвода или перекачки на окраину; последовательность дат начала и окончания строительства; сроки представления технической документации на этапах проектирования; наименование проектировщика и генерального подрядчика. Кроме того, в задании на проектирование иногда указывается диаметр трубы, материал изготовления и оборудование, на которое следует опираться конструкторам. Задание на проект является основным исходным документом при разработке трубопровода, и все его положения должны быть отражены в проекте. Проектная

организация должна тщательно изучить всю исходную информацию, принимая задание как обязательный основной документ для нее. Отклонения от задания должны быть обоснованы технико-экономическими расчетами и согласованы с организацией, выдавшей задание. Проектирование трубопровода обычно выполняется в два этапа: техническое проектирование и рабочие чертежи. На стадии разработки технического проекта выполняются все требуемые анализы, принимаются ключевые инженерные решения относительно объектов проектирования, устанавливается общая цена строительных работ и определяются главные технико-экономические характеристики.

2 МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ (MATERIALS AND METHODS)

Для проектирования трубопроводной системы важно учитывать параметры перекачиваемого масла, которые были получены в результате лабораторного химического анализа в Омском региональном научном учреждении (РНУ) ОАО "Транссибнефть". Эти данные, полученные в среднем за весь сезон, включают в себя физико-химические свойства масла, такие как плотность, вязкость, температуру застывания, содержание примесей и другие характеристики, которые влияют на гидравлические и тепловые расчеты, а также на выбор оборудования и параметров трубопровода.

Использование этих данных позволяет более точно рассчитать требуемую мощность насосных станций, определить оптимальный диаметр труб, а также спроектировать систему обогрева или теплоизоляции трубопровода, если это необходимо для обеспечения стабильной перекачки масла в различных климатических условиях. - плотность нефти $\rho = 0,853 \text{ т/м}^3 = 853 \text{ кг/м}^3$;

- вязкость масла $\eta = 8,5 \text{ сСт} = 8,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;

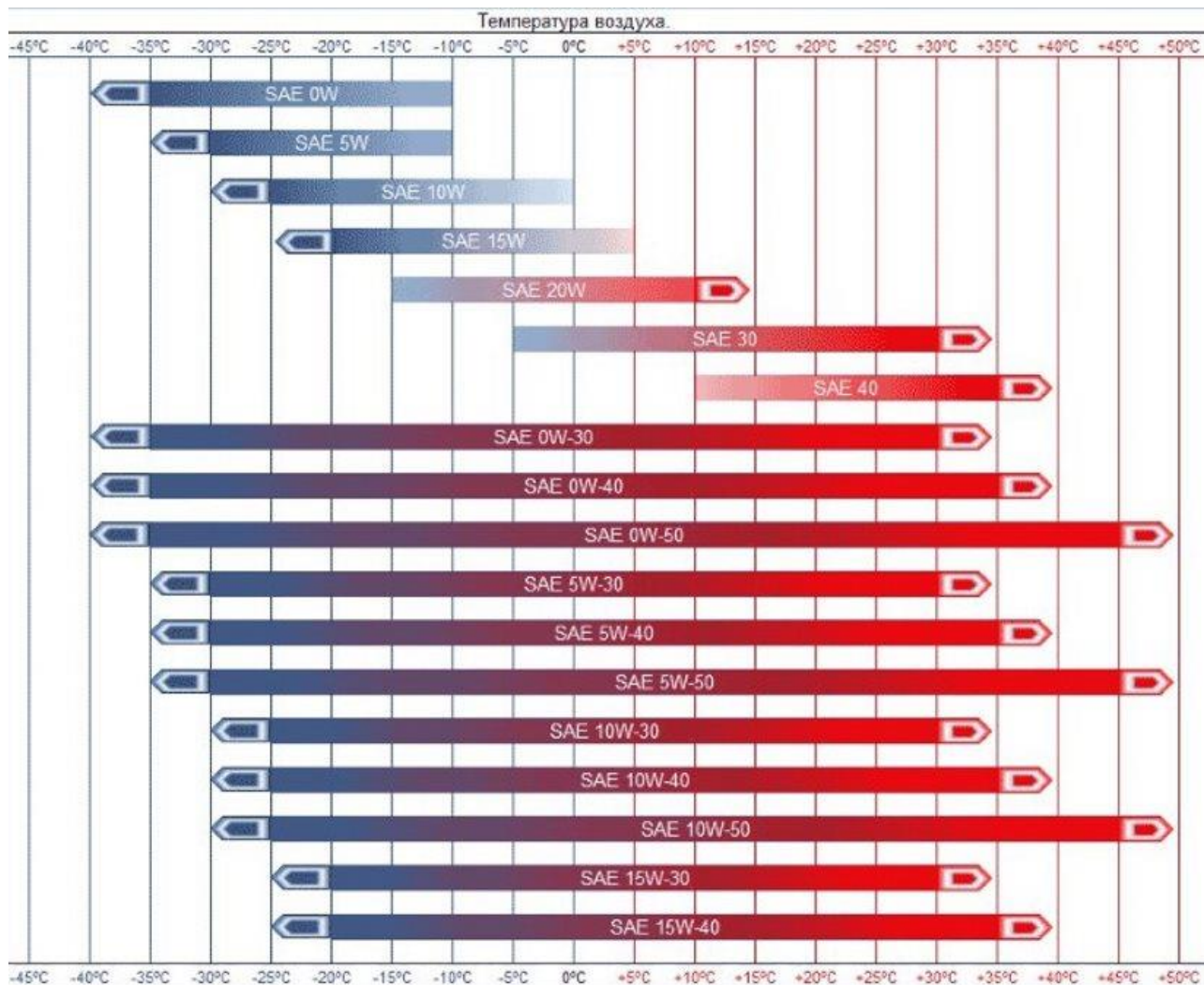
- давление насыщенного пара $P_S = 480 \text{ мм рт.}$

Спецификация SAE (Society of Automotive Engineers - американская Ассоциация Автомобильных Инженеров) основная классификация моторных масел, регламентирующая вязкость масла. Она описывает свойства вязкости и текучести – а, именно, способности масла течь и, одновременно, "прилипать" к

поверхности двигателя.

По данной классификации все моторные масла делятся на 11 больших подкатегорий (6 зимних -0W, 5W, 10W, 15W, 20W, 25W; и 5 летних - 20, 30, 40, 50, 60). Буква W обозначает зимнее (Winter), а сдвоенный номер указывает на всесезонность масла (например, 5W30, 10W40). В таком соотношении первые цифры указывают на температуру безопасного пуска в зимнее время (общепринято используется от -40 0С, т.е. масла 0W можно использовать при -40, 5W при -35 и т.д.), последующие характеризуют сохранение работоспособности масла в высокотемпературных зонах двигателя. Чем меньше последние цифры – тем консистенция масла более жидкая. Жидкое масло работает лучше в зимнее время. Более густое масло надежнее при перегревах двигателя, в жарком климате и для старых изношенных движков.

Графически соотношение температур для классификации SAE представляется следующим образом:



Важно помнить, что данная спецификация довольно общая. Не стоит опираться исключительно на точный подбор масла под общие температурные показатели региона проживания, лучше всегда брать с запасом. Каждый двигатель, каждой марки автомобиля отличается уникальным сочетанием степени форсированности, теплонапряженности, особенностей конструкции, применяемых материалов и так далее, вплоть до качества обработки поверхностей. Поэтому, для получения максимальной производительности и эффективности стоит опираться на все спецификации моторного масла, для конкретной модели двигателя.

Параметры масла в стандартных условиях приведены в таблице 1.

Таблица 1– Свойства перекачиваемой нефти

Показатель	Величина
Плотность при 20°С, кг/м ³	826,5
Вязкость при 20°С, сСт	9,8
Вязкость при 50°С, сСт	2,6
Содержание хлористых солей, %	0,0013
Содержание воды, %	0,148
Суммарное содержание балласта, %	0,1428
Содержание серы, %	0,62
Давление насыщенных паров при температуре 37,8°С, кПа	62,1

Плотность масла при температуре t °С можно рассчитать с использованием корректирующего коэффициента, учитывающего изменение плотности в зависимости от температуры. Обычно используется формула, которая учитывает температурную поправку к плотности, измеренной при стандартных условиях [1.1].

$$\rho = \rho_{20} [1 + \xi(20 - t)] \quad (1.1)$$

где ρ_{20} – плотность нефти при $t = 20$ °С,

ξ – коэффициент объемного расширения.

Вязкость масел, используемых в различных секторах промышленности, значительно варьируется, и в технической литературе обычно указываются значения кинематической вязкости масла конкретного состава при температурах 20 и 50 градусов Цельсия, обозначаемые как ν_{20} и ν_{50} .

Известно, что характеристики перекачиваемой жидкости могут оказывать влияние на характеристики насосов, поэтому важно определить, изменят ли насосы свои характеристики в исследуемом диапазоне вязкости от 15 до 25 сСт (Сантостоксов).

Рассмотрим пример основного насоса НМ2500–230 с рабочим колесом диаметром $D_2 = 440$ мм. Для этого насоса необходимо обозначить границы самоподобного режима работы.

Для обеспечения требуемой производительности нефтепровода, согласно расчетам, выбираем насос основного типа НМ 5000-210 с параметрами, соответствующими использованию меньшего ротора. Эти параметры включают:

- производительность: 5000 м³/ч (или 5000 кубических метров в час)
- напор: 210 м (или 210 метров)
- рабочее давление: соответствует диапазону, указанному в ВНТП-2-86, то есть от 5,3 до 5,9 МПа.

Этот насос предназначен для перекачки больших объемов нефти и обеспечивает необходимый напор для транспортировки нефти на значительные расстояния.

$$D_2 = 405 \text{ мм} \quad H_{осн}^2 = 205 \text{ м}$$

Для обеспечения начального подпора в нефтепроводе, выбираем насос подпорного типа НПВ 5000-120 с характеристиками, соответствующими использованию более крупного ротора.

$$D_2 = 640 \text{ мм} \quad H_n^2 = 115 \text{ м}$$

Рабочее давление определяется:

$$P_{раб} = (H_n^1 + k \cdot H_{осн}^1) \cdot \rho_t \cdot g$$

где k - число основных насосов, k = 3.

Определим уровень давления в рабочем режиме для насоса НМ 7000-210 с диаметром рабочего колеса D₂, равным 428 мм, и для насоса НПВ 5000-120 с диаметром рабочего колеса D₂, составляющим 640 мм:

$$P_{раб} = (84 + 3 \cdot 205) \cdot 848,730 \cdot 9,81 = 5,82 \text{ МПа}$$

Этот результат соответствует допустимому рабочему интервалу.

В заключение, мы производим выбор между:

Насосом НМ 5000-210 с заданными характеристиками

И насосом НПВ 5000-120 с определенными параметрами.

Характеристика участка «Анжеро-Судженск–Омск».

Магистральный нефтепровод, состоящий из сегментов Омск-Иркутск с номинальным диаметром 7000 мм, Анжеро-Судженск-Красноярск-Иркутск и

Красноярск-Иркутск с номинальным диаметром 1000 мм, разделен на четыре независимых сегмента:

1. "Омск-Анжерская" (или "Анжерская-Омская"). Главная насосная станция находится на ЛПДС "Омская", а промежуточные станции включают "Сокур", "Чулымская", "Барабинская" и "Татарская".

2. "Анжерская-Рыбное". Главная насосная станция расположена на Анжеро-Судженской ЛПДС, а промежуточные станции находятся в Мариинске, Каштановой, Ачинске, Кемчуге и Вознесенске.

3. "Рыбинское-Нижеудинск". Главная насосная станция находится в Рыбинской, а промежуточные станции в Поиме, Тайшете и Замзоре.

4. "Нижеудинск-Ангарск". Главная насосная станция расположена на ЛПДС "Нижеудинск", а промежуточные станции в Тулуне и Кимильтее. Конечная точка — Ангарский нефтяной район.

Протяженность сегмента Анжеро-Судженск-Омск составляет 925,5 км, с перепадом высот в 107 м. Основная труба имеет диаметр 720 мм, а петли общей длиной 603,2 км также имеют диаметр 720 мм. Проектная мощность месторождения была 12 млн т/год, фактическая — 10 млн т/год.

В настоящее время проводятся работы по обслуживанию насосов на магистральном нефтепроводе, часть которого находится на консервации. От 0 до 132,3 км и от 132,3 до 590,0 км магистраль находится на консервации, а перекачка осуществляется через петлю. На участке 132,3-590,0 км магистраль полностью изолирована от петли и нафталинизирована.

Текущие перевозки осуществляются из Омска в Анжеро-Судженск, где основным потребителем нефти является Омский нефтеперерабатывающий завод. Очистка и диагностика трубопровода проводятся от Омска до Анжеро-Судженска, где расположены камеры приема и пуска снарядов для закачки нефти в Эспо.

Водные переходы нефтепровода включают реки Ом, Каргат, Чулым, Oesh, Грязнуха и Oxbow, каждый из которых оборудован одножильными выключателями, за исключением Oxbow, который имеет двухпроводный переключатель.

Расположение станций и их высоты относительно ЛПДС "Омская" (от нулевого километра) указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Расстановка НПС по трассе нефтепровода.

Название	Расположение НПС, км	Высотная отметка z_i , м	Перепад высот Δz_i , м
1. ЛПДС «Анжеро-Судженск»	925,5	228,4	-12,39
2. НПС «Сокур»	703,9	216,01	-79,78
3. НПС «Чулым»	525,65	136,23	-17,63
4. ЛПДС «Барабинск»	347,5	118,6	-9,7
5. НПС «Татарская»	180	108,9	12,6
6. ЛПДС «Омск»	0	121,5	-

Характеристика НПС, участка и насосно-силового оборудования.

ЛПДС "Омская" является частью Омского регионального нефтепроводного управления (Орну) акционерного общества "Транссибнефть". Основная ЛПДС "Омск" включает в себя два насосных цеха. Главная насосная станция ПС-1 оборудована тремя бустерными насосами 20ндсн и четырьмя основными агрегатами НМ2500-230 с диаметрами рабочих колес 345 мм для первых двух и 440 мм для последних двух. На ПС-2 установлены два бустерных насоса НМП 3600 и четыре основных агрегата Нм 7000-210.

Насосная станция "Татарская" оснащена четырьмя основными агрегатами Нм 2500-230 с диаметрами рабочих колес 392 мм для первых двух и 440 мм для последних двух, а также электродвигателями типа 4азмв1-1600/6000.

Барабинская насосная станция имеет три основных агрегата Нм 2500-230 с диаметрами рабочих колес 360 мм для первого и 390 мм для второго и третьего, а также электродвигателями типа 4азмв 2000/6000.

Насосная станция "Чулым" оборудована четырьмя основными агрегатами Нм 2500-230 с диаметром рабочих колес 440 мм и электродвигателями типа 4азмв 2000/6000.

Насосная станция "Сокур" имеет три основных агрегата Нм 2500-230 с диаметром рабочего колеса 440 мм и один основной агрегат с диаметром

рабочего колеса 424 мм, все с электродвигателями типа 4азмв 2000/6000.

ЛПДС "Анжеро-Судженск" также включает два насосных цеха. Главная насосная станция ПС-1 оснащена четырьмя насосами Нм 2500-230 с диаметром рабочего колеса 440 мм и электродвигателями типа 2азмв1-2000/6000 мощностью 2000 кВт и скоростью вращения вала 2979 об/мин. Усиление для насосов НПС-1 обеспечивается усилительной насосной станцией, на которой установлены три усилительных насоса НМП 3600-78 с электродвигателями типа ВАО 2-560л номинальной мощностью 5000 кВт.

Главная насосная станция ПС-2 имеет четыре насоса Нм 10000-210 с электродвигателями типа СТД 6300, мощностью 6300 кВт и скоростью вращения вала 3000 об/мин. Откачку воды обеспечивает один из четырех насосов-усилителей NPV 5000-120 с электродвигателями типа ВАОВ-800L-4.

Основные насосно-силовые агрегаты и их характеристики.

Характеристики насосных агрегатов представлены в таблицах 3–8.

Таблица 3 – Характеристика подпорного насоса 20НДСН

Q, м ³ /ч	0	584	1168	1460	1753	2045	2337	2629	2921
Н, м	51,2	51	47,4	45,5	44,6	43,6	42,7	39,8	36

Таблица 4 – Характеристика насоса НМ – 2500–230 (345)

Q, м ³ /ч	0	375	750	1125	1312,5	1500	1687,5	2250	2700	3700
Н, м	166	165,3	159,9	150,4	146	138	130	104	80	0

Таблица 5 – Характеристика насоса НМ – 2500–230 (440)

Q, м ³ /ч	0	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500
Н, м	280	276	270	255	240	227	210	178	110	0

Таблица 6 – Характеристика насоса НМ – 2500–230 (424)

Q, м ³ /ч	0	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500
H, м	259	258	249	239	220	194	164	125	70	0

Таблица 7 – Характеристика насоса НМ – 2500–230 (390)

Q, м ³ /ч	0	443	886	1330	1551	1773	1994	2600	3500	4500
H, м	210	207	202	196	192	186	179	159	97	0

Таблица 8 – Характеристика насоса НМ – 2500–230 (360)

Q, м ³ /ч	0	409	818	1227	1432	1636	1841	2045	2250	2455
H, м	187	185	181	175	172	167	161	154	147	137

3. РЕЗУЛЬТАТЫ (RESULTS)

Для выполнения расчета используются следующие исходные параметры:

- протяженность трубопровода – 925,5 км;
- высота начала трубопровода в Омске – 120 м;
- высота окончания трубопровода в Анжеро-Судженске – 227 м;
- разница в высотах – 107 м;
- оборудование для насосов:

2 поддерживающих насоса – один в эксплуатации, другой в качестве запасного,

4 основных насоса на каждой насосной станции – один запасной, остальные функционируют согласно схеме перекачки.

Распределение партий нефти по длине участка трубопровода приведена на рисунке 4.

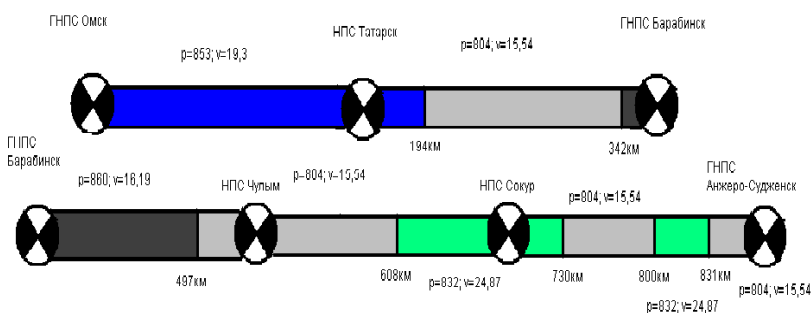
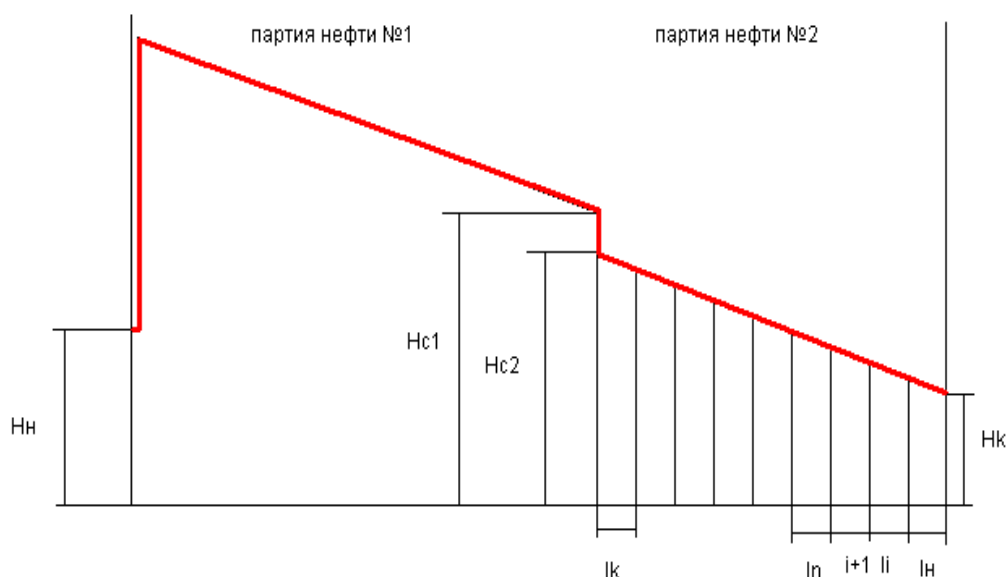


Рисунок 4. – Распределение партий нефти

Расчет давления в трубопроводе по уравнению Бернулли будет проводиться от конечной точки технологического участка, где давление известно и соответствует уровню заполнения резервуара. Расчетный интервал принимается равным 1 километру. Это позволяет точно определить изменение давления на каждом километре трубопровода и обеспечить эффективное управление потоком жидкости. Вот упрощенная форма уравнения Бернулли для расчета:



Запишем уравнение баланса давления для всего раздела:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \varphi_{ij} (a_{ij} - b_{ij}) Q^2 = \frac{\beta v_1^m Q^{2-m}}{D^{5-m}} L_1 + \frac{\beta v_i^m Q^{2-m}}{D^{5-m}} L_i + \dots + \frac{\beta v_n^m Q^{2-m}}{D^{5-m}} L_n + \Delta Z + h_{ocm}$$

где $\frac{\beta v_i^m Q^{2-m}}{D^{5-m}} L_i = i$ - гидроклон отдельно взятой партии нефти со своими свойствами.

Ввиду того, что прямое численное решение данного уравнения невозможно, предлагается разделить его на две составляющие и рассмотреть каждую из них отдельно. Таким образом, мы будем решать левую и правую части независимо, стремясь к тому, чтобы их значения совпадали или их разность стремилась к нулю. Для этого представим уравнение в развернутом виде, заменив значения давлений соответствующими переменными.

Для анализа правой части уравнения, вместо левой, учитываем начальные значения давления и вводим скорость потока, определенную на основе средних рассчитанных значений, для первичной оценки. Вот как будет выглядеть уравнение после переформулировки:

$$P_i + \rho_i \cdot g \cdot z_i = P_{i+1} + (z_{i+1} + \frac{\beta v_i^m Q^{2-m}}{D^{5-m}} \sum_{i=1}^n L_i) \cdot \rho_i g$$

Применяя установленную зависимость, мы выполним расчет профиля давления вдоль трубопровода. Затем, используя это уравнение, мы преобразуем полученный профиль в конкретное распределение давления по длине трубы.

Определим величину давления на границе залежи, начиная с конца отрезка на маркере 925,5 км и заканчивая на отметке 831 км:

$$P_i + \rho_i \cdot g \cdot z_i = (2028878,338 + \frac{0,0246 \cdot 0,00001554^{0,25} \cdot 0,316^{2-0,25}}{0,682^{5-m}} \cdot 94500) \cdot 804 \cdot 9,81 = 2971652,3 \text{ Ìà}$$

Для определения давления на участке нефтепровода от 830 км до границы 800 км, мы можем воспользоваться следующим подходом:

$$P_i + \rho_i \cdot g \cdot z_i = (2983447,831 + \frac{0,0246 \cdot 0,00002487^{0,25} \cdot 0,316^{2-0,25}}{0,682^{5-m}} \cdot 30000) \cdot 832 \cdot 9,81 = 3334653,75 \text{ Ìà}$$

Для определения давления на участке нефтепровода от 799 км до границы 730 км, следует использовать аналогичный подход, который был применён для предыдущих расчётов:

$$P_i + \rho_i \cdot g \cdot z_i = (3359239,567 + \frac{0,0246 \cdot 0,00001554^{0,25} \cdot 0,316^{2-0,25}}{0,682^{5-m}} \cdot 70000) \cdot 804 \cdot 9,81 = 4055539,96 \text{ Ìà}$$

Для определения давления на участке нефтепровода от 729 км до границы 608 км, мы можем использовать метод, аналогичный тому, который был применён для расчёта давления на других участках. :

$$P_i + \rho_i \cdot g \cdot z_i = (4067344,016 + \frac{0,0246 \cdot 0,00002487^{0,25} \cdot 0,316^{2-0,25}}{0,682^{5-m}} \cdot 121000) \cdot 832 \cdot 9,81 = 5492730,108 \text{ Ìà}$$

Определим давление на границе нефтяных перевозок от 607 км до границы 497 км:

$$P_i + \rho_i \cdot g \cdot z_i = (5502816,47 + \frac{0,0246 \cdot 0,00001554^{0,25} \cdot 0,316^{2-0,25}}{0,682^{5-m}} \cdot 110000) \cdot 804 \cdot 9,81 = 6612377,07 \text{ Па}$$

Определим давление на границе нефтяных перевозок от 496 км до границы 342 км:

$$P_i + \rho_i \cdot g \cdot z_i = (6623337,14 + \frac{0,0246 \cdot 0,00001619^{0,25} \cdot 0,316^{2-0,25}}{0,682^{5-m}} \cdot 154000) \cdot 860 \cdot 9,81 = 8312036,93 \text{ Па}$$

Определим давление на границе нефтяных перевозок от 341 км до границы 194 км:

$$P_i + \rho_i \cdot g \cdot z_i = (8322116,10 + \frac{0,0246 \cdot 0,00001554^{0,25} \cdot 0,316^{2-0,25}}{0,682^{5-m}} \cdot 147000) \cdot 804 \cdot 9,81 = 9804532,23 \text{ Па}$$

Определим давление на границе нефтяных перевозок от 193 км до границы 0 км:

$$P_i + \rho_i \cdot g \cdot z_i = (9815880,49 + \frac{0,0246 \cdot 0,0000193^{0,25} \cdot 0,316^{2-0,25}}{0,682^{5-m}} \cdot 193000) \cdot 853 \cdot 9,81 = 12003811,9 \text{ Па}$$

Используя уравнение $H = \frac{P}{\rho g}$, преобразуем распределение из единиц

давления в единицы давления.

Определим давление на 831 км:

$$H_{831} = \frac{2971652,3}{804 \cdot 9,81} = 376,76 \text{ м}$$

Определим давление на 830 км:

$$H_{830} = \frac{2983447,83}{832 \cdot 9,81} = 365,53 \text{ м}$$

Определим давление на 800 км:

$$H_{800} = \frac{3334653,75}{832 \cdot 9,81} = 408,56 \text{ м}$$

Определим давление на 799 км:

$$H_{799} = \frac{3359239,56}{804 \cdot 9,81} = 425,9 м$$

Определим давление на 730 км:

$$H_{730} = \frac{4055539,96}{804 \cdot 9,81} = 514,19 м$$

Определим давление на 729 км:

$$H_{729} = \frac{4067344,016}{832 \cdot 9,81} = 498,33 м$$

Определим давление на 608 км:

$$H_{608} = \frac{5492730,108}{832 \cdot 9,81} = 672,97 м$$

Определим давление на 607 км:

$$H_{607} = \frac{5502816,474}{804 \cdot 9,81} = 697,68 м$$

Определим давление на 497 км:

$$H_{497} = \frac{6612377,075}{804 \cdot 9,81} = 838,36 м$$

Определим давление на 496 км:

$$H_{496} = \frac{6623337,143}{860 \cdot 9,81} = 785,07 м$$

Определим давление на 342 км:

$$H_{342} = \frac{8312036,931}{860 \cdot 9,81} = 985,23 м$$

Определим давление на 341 км:

$$H_{341} = \frac{8322116,10 \text{ 5}}{804 \cdot 9,81} = 1055,13 \text{ м}$$

Определим давление на 194 км:

$$H_{194} = \frac{9804532,23 \text{ 8}}{804 \cdot 9,81} = 1243,08 \text{ м}$$

Определим давление на 193 км:

$$H_{193} = \frac{9815880,49 \text{ 3}}{853 \cdot 9,81} = 1173,03 \text{ м}$$

Определим давление на 0 км:

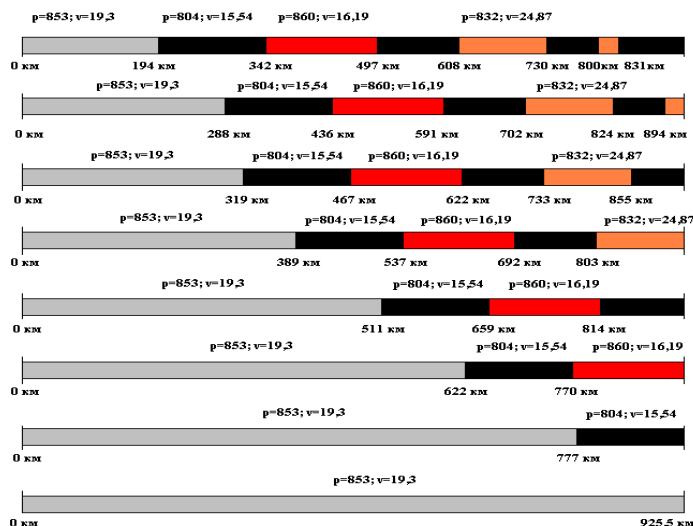
$$H_0 = \frac{12003811,9 \text{ 9}}{853 \cdot 9,81} = 1434,5 \text{ м}$$

Определим давление в баке:

$$H_p = H_0 - \sum_{i=1}^n H_{CTi} = 1434,5 - 1143,806 = 290,694 \text{ м}$$

Далее построим графики распределения давлений и распределения напоров и проведем анализ линий гидроуклонов.

Определим эффективность транспортировки для разнообразных мест расположения жидких компонентов внутри трубопровода.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ (CONCLUSION)

В процессе исследования был создан проект основного нефтепровода длиной 925,5 км и диаметром 1020 мм для транспортировки нефти с заданными характеристиками к местам её использования.

Для поддержания процесса транспортировки вдоль всего трубопровода предусмотрено установление четырех масляных насосных станций, с округлением их количества. В рамках дополнительной задачи, связанной с округлением числа станций, был выполнен расчет трубопровода. Нефтеперекачивающие станции были модернизированы с использованием насосов модели НМ2500–230. На начальной станции установлен бустерный насос модели НПВ 5000 – 120. Исследования, проведенные в рамках данной работы, позволили проанализировать влияние начальных параметров на процесс транспортировки нефти и выявить значительное воздействие этих параметров как по отдельности, так и в совокупности. Для оценки, быстрого расчета и корректировки режима работы насоса с учетом новых начальных параметров в диссертационном проекте была разработана методика, описываемая математическими методами, которая позволяет не только провести расчеты, но и оперативно адаптировать режим работы насоса. В ходе подготовки работы были решены некоторые вопросы, входящие в список актуальных научно-технических проблем компании ОАО "Транссибнефть", предложенные отделом главного технолога. Так, анализ демонстрирует, что учет движения нефтяных партий при расчете режимов транспортировки повышает точность определения пропускной способности и распределения давления в системе.

Расчеты дают возможность:

- 1) Планировать объем транспортируемой нефти, обеспечивая безопасные условия транспортировки;
- 2) Отслеживать реальное распределение давлений и перепадов давлений по длине трубопровода;
- 3) Проводить визуальный анализ режимов транспортировки на основе сравнительно небольшого объема данных, что значительно ускоряет процесс принятия решений.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ (CONFLICT OF INTEREST)

Авторы подтверждают, что представленные данные не содержат конфликта интересов.

БИБЛИОГРАФИЯ (BIBLIOGRAPHY)

1. Центробежные насосы в системах сбора, подготовки и магистрального транспорта нефти: учебное пособие/ А.Г. Гумеров [и др.]; под ред. А.Г. Гумерова. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 295 с.:ил. – ISBN 5–8365–0016–9. с 10–21.

2. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев Г.Е. Коробоков, А.А. Коршак и др.; Под редакцией СМ. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 407 с.

3. Коршак А.А., Нечваль А.М. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие для системы дополнительного профессионального образования / Коршак А.А., Нечваль А.М. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2205. – 516 с.

4. Трубопроводный транспорт нефти/С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. СМ. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – Т. 2. – 621 с: ил,

5. Нечваль Н.В. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам / М.В. Нечваль, В.Ф. Новоселов, П.И. Тугунов. – М.: «Недра», 1976. – 221 с.

6. Охрана труда. Справочник. Сост. Арустамов Э.А. (2008, 588 с.)

7. Безопасность жизнедеятельности. Конспект лекций. Алексеев В.С., Жидкова О.И., Ткаченко Н.В. (2008, 160 с.)

8. Насейкин А.И. Оздоровление воздушной среды: методические указания к самостоятельной работе студентов. – Омск, 2000. с 2–12.

9. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах: Учебное пособие под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – СПб.: НЕДРА, 2004. – 544 С.