

УДК 622.276 / . 278(1-922):519.816(075)

Проектные решения для морских нефтегазовых технологий освоения углеводородных месторождений в Арктике

А.Н. Папуша

Естественно-технический факультет МГТУ, кафедра механики сплошных сред и морского нефтегазового дела

Аннотация. В настоящей работе представлены основные положения развития расчетных методов проектирования, применяемых в морских нефтегазовых технологиях и в оценке надежности морской техники для освоения углеводородных месторождений в Арктике.

Abstract. In the paper basic theses of development of numeric and symbolic methods used in design offshore technology and estimation approach of reliability for offshore facilities have been presented.

Ключевые слова: морская буровая колонна, райзер, разработка морских нефтяных и газовых месторождений, подводный трубопровод, транспорт газа в Арктике

Key words: drill stem, riser, development of marine oil and gas fields, submarine pipeline, transportation of gas in Arctic

1. Введение

Для освоения углеводородных месторождений на суше и на море должно использоваться такое оборудование, которое обеспечивало бы безопасное и рентабельное проведение работ в целом (Сароян, 1980; 1990; Шенкс, 1998). Однако освоение названных месторождений в море отличается значительно большей сложностью, так как для моря используются специфические технические устройства и системы, которые никогда не используются на суше, некоторые из них перечислены ниже:

- системы позиционирования (закорения) морских плавучих средств (МПС);
- морские буровые колонны и райзеры, включая эксплуатационные;
- подводное устьевое и противовыбросовое оборудование;
- подводные добычные комплексы (ПДК), включая подводные сепараторы и компрессоры;
- системы компенсации качки безопорных плавучих буровых установок (ПБУ) и др.

Следует отметить, что проектирование сложных технических устройств, к которым следует причислить все плавучие морские буровые установки, в общем смысле и все шельфовые нефтегазовые технические средства, невозможно без предварительных прочностных и динамических расчетов их ответственных элементов.

К таким элементам в первую очередь относим морские буровые колонны и райзеры, подводная часть которых испытывает такие воздействия и возмущения, которые никогда не испытывают сухопутные буровые колонны. В этом состоит специфика, или, если можно так сказать, особенность эксплуатации оффшорных технических средств. И здесь суть вопроса состоит в том, что невозможно автоматически перенести приемы проектирования сухопутных буровых колонн и райзеров на морские, т.к. в "сухопутных" проектных решениях и расчетах, а затем, соответственно, в технических решениях отсутствует учет ряда специфических факторов, наличие которых является решающим при выборе того или иного проектного решения для моря.

Необходимо также признать, что морские течения, боковые движения и угловая качка плавучих морских устройств на точке бурения, ветровые и волновые нагрузки на плавучие средства, аварийные отсоединения морской буровой колонны и райзера от подводного устьевого оборудования, аварийные столкновения подвижных морских объектов искусственного или природного происхождения, например, плавающих ледовых полей, айсбергов, с подводной частью буровой колонны решающим образом повлияют на динамику и надежность работы подводной части морской буровой колонны (райзера) и соответственно на безопасность всего комплекса работ в море.

Проблемы проектирования и сооружения морских нефтегазовых скважин усугубляются еще больше, если речь идет о работе на шельфе северных морей России, когда к перечисленным сложностям необходимо добавить температурные и ледовые условия их работы, а также взаимодействия плавающих льдов и айсбергов с ответственными элементами шельфовых нефтегазовых технических устройств.

Все названное выше только усугубляет задачи проектирования шельфовых нефтегазовых устройств при неблагоприятном сочетании перечисленных внешних морских факторов. Кроме того,

необходимо учесть, что динамика и поведение подводной части морской буровой колонны также непосредственно влияют на прочность и динамику ее подземной части.

Повторим еще раз, что подобные проблемы не стоят перед проектом буровой колонны для бурения нефтегазовой скважины на суше. Все сказанное подтверждает невозможность автоматического переноса проектных решений с суши на море. Становится очевидно, что необходимо разрабатывать новую методологию проектирования для морских шельфовых нефтегазовых устройств, особенно когда речь идет о современных способах подводной разработки месторождений в Арктике, что несомненно должно сопровождаться постановкой новых вопросов об устойчивости, прочности и надежности протяженных оффшорных технических устройств, постановкой новых динамических и статических задач для протяженных упругих конструкций, применяемых при разведке и добыче нефти и газа на шельфе Арктики.

Для того, чтобы учесть и решить некоторые вопросы проектирования морских шельфовых средств, к которым относятся морская буровая колонна и райзер, в настоящей работе приведены некоторые узловыe расчетные задачи проектирования при освоении морских нефтегазовых месторождений.

2. Морское бурение в Арктике

2.1. Актуальность задач проектирования морских буровых колонн и райзеров для глубоководных операций

Следует отметить что, несмотря на значительные достижения в проектировании и строительстве морских разведочных и эксплуатационных скважин (*Балицкий, 1996; Барский и др., 2000; Валов и др., 1997; Григулецкий, 1988; Гудмestad и др., 2009; Джамалова и др., 2008; Золотухин и др., 2000*), часть вопросов, касающихся фундаментальных проблем пространственного изгиба морской буровой колонны (подводной и подземных частей), изгиба райзера, их прочности и устойчивости в условиях эксплуатации и при их взаимодействии с морскими плавучими средствами (МПС), системой управления буровым судном или ППБУ, системой компенсации вертикальных колебаний морской плавучей буровой установкой (МПБУ), морскими течениями и подводными плавучими морскими объектами (например, при аварийном столкновении объекта с буровой колонной или райзером) остаются не выясненными до сих пор.

К таким вопросам в первую очередь относятся вопросы изгибной прочности и устойчивости морской буровой колонны и райзера в условиях эксплуатации в глубоководных (более 150 метров глубины (*Валов и др., 1997*)) акваториях северных морей России. Это, пожалуй, наиболее ответственные и сложные элементы во всей конструкции МПС и ППБУ, которые непосредственно направлены на бурение и сооружение морской нефтяной или газовой скважины. Поэтому от того, как спроектированы эти элементы МПС и ППБУ, от их устойчивой и надежной работы зависит в целом успех всей операции в море.

Следующим не менее важным вопросом является поведение упругой протяженной конструкции, к которым относится буровая колонна и райзер, в аварийной ситуации. К сожалению, этот вопрос ранее в отечественной литературе даже не ставился. Однако ответ на подобный вопрос является важным, если не решающим, при проведении, например, экологической экспертизы проектов (*Золотухин и др., 2000*).

Другая часть вопросов о динамической и статической прочности морских буровых колонн и райзера при морских землетрясениях к настоящему моменту в отечественной литературе вообще не рассматривалась. Тем не менее, несмотря на всю важность подобных проблем, в данной работе вопросы динамики и динамической прочности буровой колонны и райзера при моретрясении не ставятся и решаться не будут.

2.2. Отечественные методики проектирования морских нефтяных и газовых скважин

Как известно, задачи по определению конструктивной прочности морской буровой колонны были впервые поставлены в известной монографии *А.Е. Сарояна (1990)*. В этой монографии даны и частично обоснованы рациональный выбор и конструкция морской буровой колонны. Эти конструктивные решения основаны на классической, впервые поставленной еще Л. Эйлером, задаче об устойчивости сжатого под действием собственного веса упругого стержня (см. *Тимошенко, 1946*).

Разработанные в работе (*Сароян, 1980*) подходы к решению задачи на изгибную прочность морской буровой колонны как упругого стержня дали только приближенные оценки прочности колонны и не затрагивали вовсе проектный расчет прочности райзера. Кроме того, учет специфики в проектировании морской скважины ограничивался рассмотрением только малой глубины моря (методика охватывает морские скважины, для которых справедливо отношение $\Delta/L < 0.05$, где Δ – уход бурового судна с точки бурения, L – глубина моря, причем процесс забуривания вовсе не рассматривался).

Следует отметить, что хотя в работе (Сароян, 1990) исходная постановка задачи и была сделана в общем виде, но решение практически важных задач о прочности и устойчивости морской бурильной колонны было проведено все же в упрощенной постановке. При этом задача о конструктивной прочности райзера в названной работе вообще не решалась. Такой подход существенно ограничивает практическую значимость полученных ранее теоретических результатов.

Тем не менее, руководящий документ в нефтегазовом производстве – "Инструкция по расчету бурильных колонн для бурения нефтяных и газовых скважин" (Валов и др., 1997) – достаточно жестко предписывает проверку на статическую и усталостную (при роторном способе бурения) прочность сечений бурильных колонн на плавучих буровых установках и на уровне дна моря именно с использованием упомянутых приближенных формул, возможность применения которых самой инструкцией ограничена глубинами акватории до 150 метров. Для глубин моря более 150 м решение проблемы учета нагрузок на бурильные трубы в подводной части скважины от смещения МПС в горизонтальном направлении, от крена ПБУ, от воздействия течений и т.д. – просто не существует.

Из всего сказанного следует, что проблема проектирования важнейших элементов морских плавучих буровых установок, к которым относятся морская бурильная колонна и райзер, по-прежнему остается актуальной.

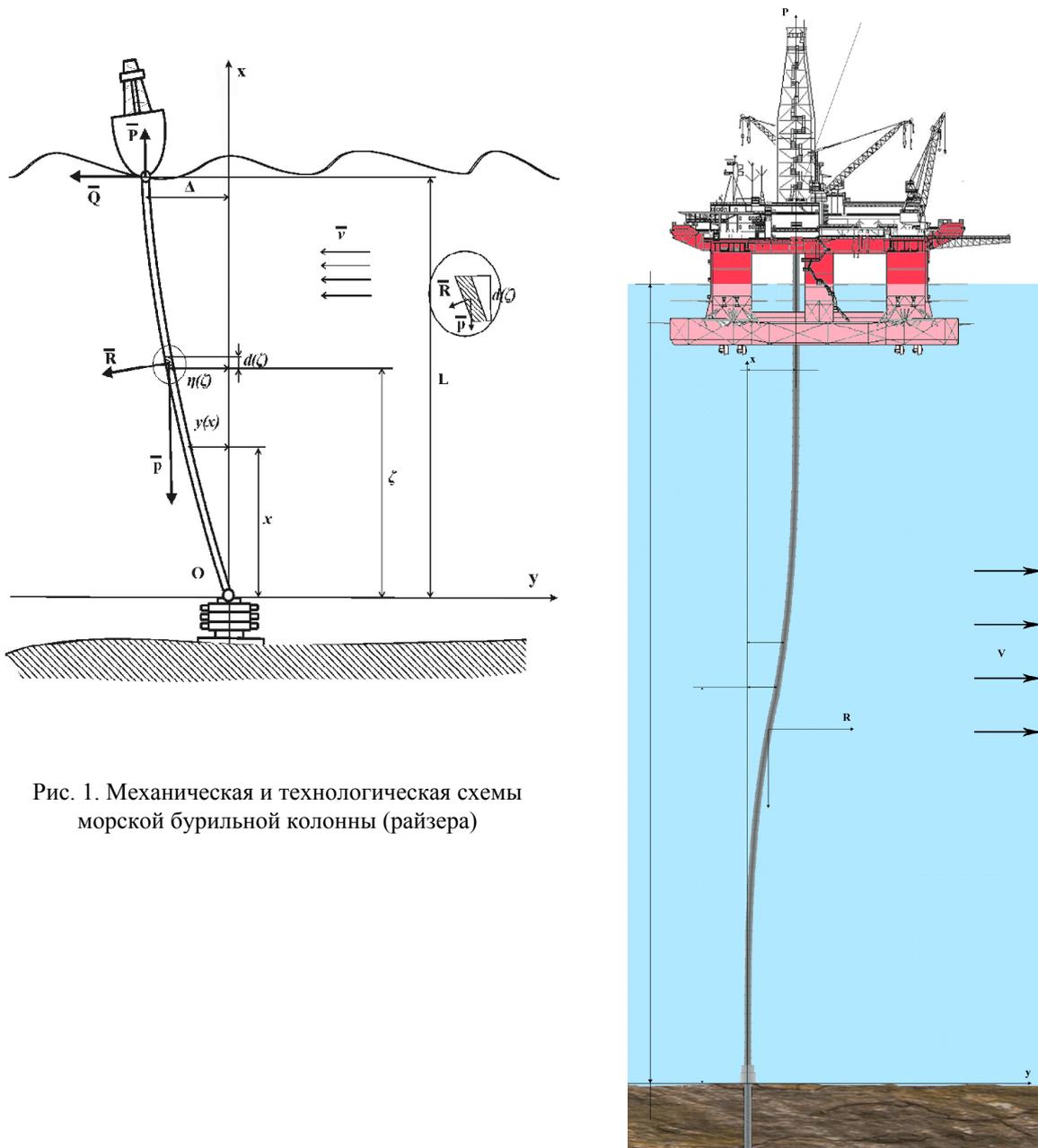


Рис. 1. Механическая и технологическая схемы морской бурильной колонны (райзера)

2.3. Усовершенствованные методики проектирования морских бурильных колонн и райзера

С внедрением в практику проектирования морских сооружений и (МПБУ) современных компьютерных технологий расчета и конструирования, задача о конструкционной прочности морской бурильной колонны и райзера может быть перенесена в новую расчетную среду *Mathematica*. При этом важную роль играют компьютерные методы нахождения символьных решений сформулированных задач проектирования.

Как известно, аналитические или символьные решения в компьютерном исполнении имеют двоякую ценность:

- во-первых, они всегда служат эталонными решениями при различных численных реализациях;
- во-вторых, символьные решения позволяют исследователю наглядно проследить влияние основных параметров, заложенных в проект, на конечный результат, что не удается при численных решениях;
- и наконец, они всегда могут быть использованы для сравнения с уже известными и эталонными решениями при различных аналитико-численных реализациях.

Таким образом, компьютерные методы решения задач проектирования основных объектов МПС и МПБУ позволяют приблизить расчетные задачи к задачам конструирования единичными электронными средствами. При этом расчетная часть проектирования становится полностью "открытой", т.е. для конструктора доступны исходные компьютерные коды, что практически исключает всякую ненадежность получаемых результатов и расчетных данных для принятия решения.

Будущий успех проектирования становится независимым от субъективности принимаемых решений, а зависит только от исходных данных проектирования и искусства проектировщика в выборе компьютерных решений.

В линейном приближении задача обеспечения конструкционной надежности гибких и весомых протяженных конструкций, к которым относятся бурильные колонны и райзеры (см. механическую и технологические схемы ниже), и которые используются для сооружения глубоководных скважин на морских месторождениях, сводится, в конечном счете, к решению следующей краевой задачи:

- интегро-дифференциального уравнения равновесия морской БК (райзера) – уравнение из (*Papusha et al.*, 2008a,b)

$$\begin{aligned}
 & Y J_0 \frac{d^2 u}{dx^2} - \int_x^l p (\eta(\zeta) - u) d\zeta - 2 \int_x^l \int_0^\pi \{ p_{r,0}(\zeta/l) + (p_r + \gamma_d,1) l (1 - \zeta/l) \} r_e^2 \sin^2(\phi) \left(\frac{d\eta}{d\zeta} \right) d\phi d\zeta + \\
 & 2 \int_x^l \int_0^\pi \{ p_{i,0}(\zeta/l) + (p_r + \gamma_d) l (1 - \zeta/l) \} r_i^2 \sin^2(\phi) \left(\frac{d\eta}{d\zeta} \right) d\phi d\zeta - \int_x^l (\rho_{m,e} v_{m,e}^2 A_e + \rho_m v_m^2 A_i) \left(\frac{d^2 \eta}{d\zeta^2} \right) (\zeta - x) d\zeta - \\
 & \int_x^l c_0 \rho v^2 A_0 (\zeta - x) d\zeta + \int_x^l P_0 \delta(x_0 - \zeta) d\zeta + P(\Delta - u) = Q(l - x); \\
 & u = y(x).
 \end{aligned}$$

- граничных условий (*Пануша и др.*, 2005), (здесь они записаны только для БК)

$$y(0) = 0, y'(0) = 0, y'(l) = \text{Tan}(\theta).$$

Пример символьного решения (в сокращенной форме вывода символьного процессора *Mathematica*) для M_b – изгибающего момента в стенке трубы райзера, после столкновения райзера со стамухой вблизи поверхности моря, представлен ниже. Отметим, что подобные символьные решения в дальнейшем используются для создания пользовательских пакетов проектирования протяженных и ответственных элементов морских нефтегазовых сооружений (*Papusha et al.*, 2008a,b).

$M_b = Y J_0$

$$\left(\frac{1}{3^{3/6} p^2 \Gamma(\frac{2}{3}) \Gamma(\frac{4}{3}) \Gamma(\frac{5}{3})} 2\pi A_i \left(\frac{-L p + p + P}{p} \sqrt{\frac{p}{Y J_0}} \right)^{\delta(kL-1)} \left(\frac{3^{2/3} \Gamma(\frac{1}{3}) \Gamma(\frac{5}{3})}{\sqrt[3]{\frac{2(\llcorner\llcorner)^{3/2}}{3 p \sqrt{Y} \sqrt{J_0}}}} \Gamma(\frac{4}{3}) \sqrt{\frac{\llcorner\llcorner}{\llcorner\llcorner}} - {}_{1F_2} \left(\frac{2}{3}, \frac{4}{3}, \frac{5}{3}; \frac{(\llcorner\llcorner)^2}{9 p^2 Y J_0} \right) \right) p^2 - \frac{\Gamma(\frac{2}{3}) {}_{1F_2} \left(\frac{2}{3}; \llcorner\llcorner, \llcorner\llcorner; \frac{\llcorner\llcorner^3}{\llcorner\llcorner} \right)}{-L p + x p + P} + \frac{\sqrt[3]{\llcorner\llcorner} p + 2 \Gamma(\frac{2}{3}) \left(\frac{\sqrt[3]{3} I_1 \left(\frac{2(\llcorner\llcorner)^{3/2}}{3 p \sqrt{Y} \sqrt{J_0}} \right) \Gamma(\frac{4}{3})}{\sqrt[3]{\frac{\llcorner\llcorner}{p \sqrt{Y} \sqrt{J_0}}}} - {}_{1F_2} \left(\frac{2}{3}, \frac{4}{3}, \frac{5}{3}; \frac{(-L p + \llcorner\llcorner + P)^3}{9 p^2 Y J_0} \right) \right) \sqrt{\frac{p}{Y J_0}} p}{\left(\frac{p}{Y J_0} \right)^{2/3} P_0 + \frac{2\pi \llcorner\llcorner \left(\frac{p}{Y J_0} \right)^{2/3} P_0}{9^{3/2} p^2 \Gamma(\frac{2}{3}) \Gamma(\frac{4}{3}) \Gamma(\frac{5}{3})} + \frac{\pi \llcorner\llcorner P_0}{\llcorner\llcorner}} + \frac{\pi (-L p + x p + P) \text{B}\left(\frac{\llcorner\llcorner}{p} \right) \llcorner\llcorner \llcorner\llcorner \left(\frac{p}{\llcorner\llcorner} \right)^{2/3} P_0}{9^{3/2} p^3 \Gamma(\frac{2}{3}) \Gamma(\frac{4}{3}) \Gamma(\frac{5}{3})} + \frac{1}{27} \left(- \frac{3 \sqrt[3]{3} \pi A_i \left(\frac{((k-1)L p + P) \sqrt{\frac{p}{Y \llcorner\llcorner}}}{p} \right) (\llcorner\llcorner) P_0}{p^2 Y \Gamma(\frac{2}{3}) \Gamma(\frac{4}{3}) \Gamma(\frac{5}{3}) J_0} + \frac{\sqrt[3]{3} \pi \text{B}\left(\frac{(\llcorner\llcorner) \llcorner\llcorner}{p} \right) (\llcorner\llcorner) P_0}{p^2 Y \Gamma(\frac{2}{3}) \Gamma(\frac{4}{3}) \Gamma(\frac{5}{3}) J_0} + \llcorner\llcorner 27 \right) \right)$$

Таблица 1. Компоновка морской бурильной колонны (по данным Росшельфа)

Диаметр БТ и УБТ (мм)	Толщина стенки (мм)	Группа прочности (API)	Интервал установки (м)	Длина секции (м)
127	9.19	G-105	0-167	167
165	46.85	AJSJ 440	176-167	8
203	49.0	XH2MA	182-176	6
243.3	82.55	AJSJ440	182-332	150

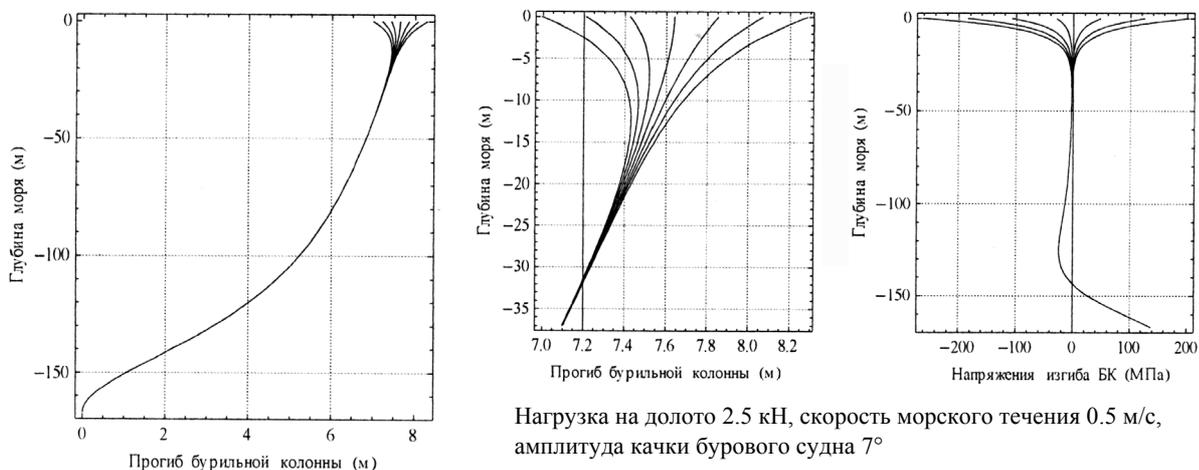


Рис. 2. Прогиб морской бурильной колонны (слева), прогиб колонны в шахте бурового судна (посередине), эпюра напряжений изгиба (справа)

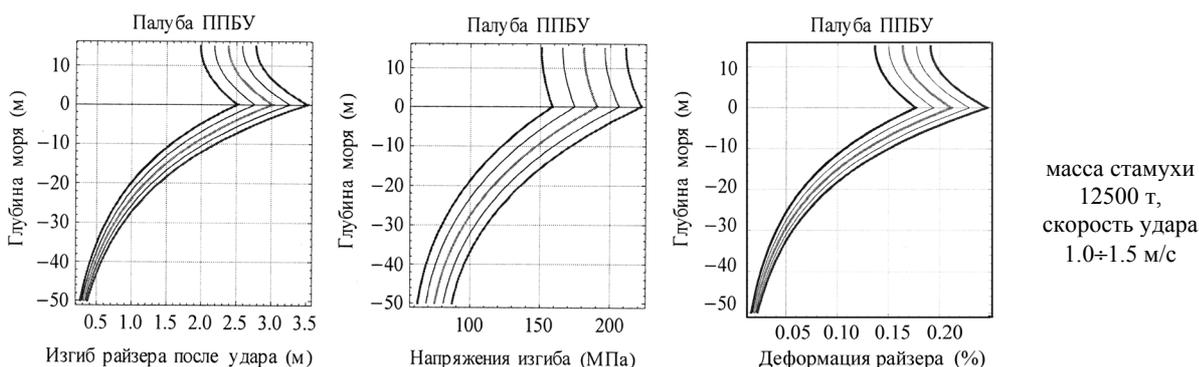


Рис. 3. Прогиб морской бурильной колонны после удара стамухи (слева), эпюра напряжений изгиба после удара (посередине) и деформация бурильной колонны (справа) после удара

Пример одного из проектных решений, полученного из краевой задачи, для компоновки бурильной колонны для Штокмановского ГКМ (параметры компоновки морской бурильной колонны представлены в табл. 1), в котором показано влияние средней скорости морского течения на прогиб и напряжения изгиба (удовлетворяющие условиям прочности для группы прочности БТ: G-105 по API) в секции бурильных труб БК представлены на рис. 2. Средняя диаграмма на рис. 2 показывает прогибы БК у поверхности моря в шахте бурового судна (БС), вследствие качки БС. Ограниченное пространство шахты является естественным ограничением на прогибы бурильной колонны, которые, в свою очередь, устанавливаются ограничения на морские условия бурения для буровых судов.

Другой пример проектного решения (также полученного из символьного оператора краевой задачи для БК) эксплуатационной надежности райзера, используемого в той же компоновке (табл. 1) при его столкновении с ледовым образованием (стамухой) имеет вид, показанный на рис. 3. Здесь имеется в виду отечественный эксплуатационный райзер (610×12 мм), предназначенный для строительства морской газовой скважины на границе ледовых полей в Арктике. Из модельных решений видно, что даже при столкновении с достаточно массивной стамухой прочность райзера будет обеспечена, но деформации трубы райзера будут неприемлемыми для его дальнейшей эксплуатации, что наглядно видно из графических решений, представленных на правом графике рис. 4.

Как следует из нормативов (*Offshore standard...*, 2003), предельная деформация труб на смятие не превышает 0.15 %, а после соударения с ледовым образованием весом 12500 тонн, изгибная деформация райзера существенно выше.

Представленные решения имеют не только познавательный и академический интерес (имеется в виду их использование в учебном процессе и в дипломном проектировании на выпускающей кафедре механики сплошных сред и морского нефтегазового дела МГТУ), но и практическое применение при проектных и научно-исследовательских работах в норвежских компаниях Statoil и Hydro (2006, 2008 гг.), (*Гудместад и др.*, 2009).

3. Разработка и освоение морских углеводородных месторождений в Арктике

3.1. Расчет эффективности разработки морских нефтяных и газовых месторождений

Эффективность разработки морских нефтегазовых месторождений в значительной степени обеспечивается расстановкой скважин, а измеряется рядом численных параметров, главные из которых:

- плотность сетки скважин $S_p = A_c/n$ – отношение площади коллектора к общему числу эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- удельные извлекаемые запасы $S_k = N_r/n$ – извлекаемые запасы нефти N_r , приходящиеся на одну скважину;
- удельное число нагнетательных скважин $w = n_r/n_p$ – отношение числа нагнетательных к общему числу эксплуатационных скважин.

Базовой характеристикой разработки является коэффициент охвата пласта процессом вытеснения, или просто *коэффициент охвата* E_A , который определяется как часть объема залежи, вовлекаемая в систему активной разработки. В зарубежной литературе (*Willhate*, 1986), коэффициент охвата – это доля общей площади залежи, с которой нефть извлечена до остаточной насыщенности.

Согласно результатам стохастического моделирования процессов извлечения нефти (*Zolotukhin, Frick*, 1994), коэффициент охвата зависит от L – расстояния между скважинами (дистанцией между ПДК при подводных методах разработки на шельфе) следующим образом

$$E_A = CL^{d_f} f^{D_m},$$

где C – фактор архитектуры разработки месторождения; d_f – фрактальная размерность охвата месторождения при заводнении ($d_f = 1.11 \pm 0.05$ – заводнение в галерее, $d_f = 1.7 \pm 0.05$ – заводнение на площади, $d_f = 1.61 \pm 0.05$ – заводнение в пятиточечной сетке скважин); D_m – физическая размерность флюидопотока в коллекторе.

Например, из представленного соотношения следует, что при вытеснении из галереи нефти (верхние прямые на графике рис. 4) одномерным потоком воды коэффициент охвата растет при увеличении расстояния между скважинами, и наоборот – уменьшается при площадном вытеснении.

Учитывая, что *коэффициент нефтеотдачи* E_R может быть приближенно вычислен как произведение коэффициента охвата E_A на E_D – *коэффициент вытеснения* по формуле

$$E_R = E_A E_D = E_D(L) CL^{d_f} f^{D_m},$$

приходим к важному заключению, что коэффициент нефтеотдачи уменьшается с увеличением расстояния между скважинами. С другой стороны, большие значения L означают большие значения параметра S_k – *коэффициента извлекаемости* (удельные извлекаемые запасы).

Из этого следует, что при больших расстояниях между эксплуатационными скважинами (разреженная сетка добычи), объем извлекаемой нефти может оказаться сравнительно небольшим, в то время как по отдельным скважинам добыча будет высокой.

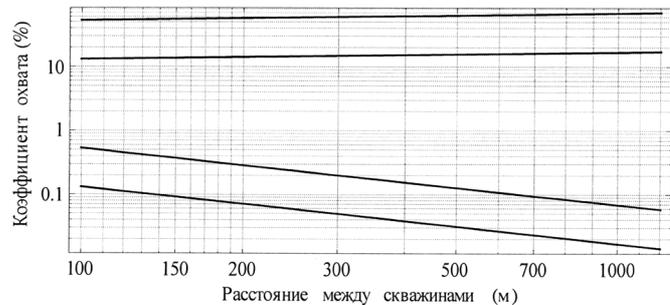


Рис. 4. Графики коэффициента охвата от расстояния между скважинами при различном заводнении пласта от 1.1 до 1.7

В другом крайнем случае, при густой сетке разработки, нефтеотдача может оказаться очень высокой, но добыча по отдельной скважине – более низкой, чем в первом случае. Эти оценки показывают, что существует оптимальное значение L расстановки скважин, обеспечивающие наилучшие показатели разработки месторождения при выбранном способе освоения.

Для первоначальной прогнозной оценки эффективности разработки может быть применим следующий метод. Согласно статистическому анализу (*Improved Oil Recovery*, 1993), зависимость коэффициента нефтеотдачи от расстояния L хорошо описывается следующей формулой

$$E_R = E_D(L)\exp(-bL^2),$$

где b – коэффициент площади разработки, зависящий от свойств коллектора и выбранной системы разработки. Если выразить S_k – удельные извлекаемые запасы, как функцию расстояния L и коэффициента нефтеотдачи E_R , то получим

$$S_k = aE_R L^2 = aL^2 E_D(L)\exp(-bL^2).$$

Параметр a в правой части имеет вид

$$a = hmS_{a,i},$$

где h – средние значения эффективной нефтенасыщенности пласта, m – пористости и $S_{a,i}$ – начальной нефтенасыщенности в части коллектора, для которой производится оценка.

Вычисляя E_R – коэффициент нефтеотдачи и S_k – удельные извлекаемые запасы нефти на скважину для одних и тех же L , строим следующие зависимости (рис. 5) в которых большие значения обоих параметров соответствуют лучшим показателям разработки. Данные графические решения соответствуют исходным данным из (*Золотухин и др.*, 2000).

Из представленных графических решений следует, что оптимальная расстановка скважин для континентального шельфа Норвегии (по данным до 2000 года освоения) соответствует $L \approx 600$ м. Важно отметить, что оба параметра S_k , E_R могут использоваться как критерии оптимизации: нефтеотдача, умноженная на цену нефти, дает полный доход, а S_k – удельные извлекаемые запасы, умноженные на цену нефти и деленные на капитальные вложения и эксплуатационные расходы, представляют собой отношение прибыли к инвестициям.

Приведем примерные прогнозные расчеты L – средних межскважинных расстояний и S_k – удельные извлекаемые запасы нефти на скважину для месторождений континентального шельфа Норвегии, базируясь на данных Норвежского Нефтяного Директората (*Improved Oil Recovery*, 1993; *Золотухин и др.*, 2000). Согласно этим данным, к 2000 году было добыто около 44 % всех извлекаемых запасов нефти норвежского континентального шельфа, при коэффициенте вытеснения нефти водой равным 65 %, получаем следующие графические зависимости (рис. 6).

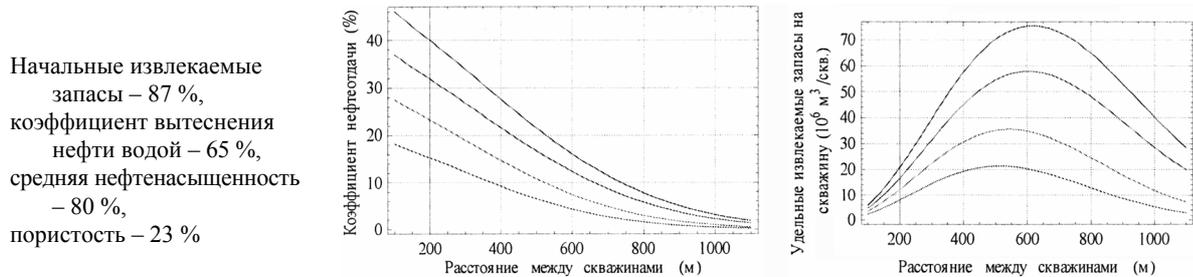


Рис. 5. Графики зависимости коэффициента нефтеотдачи и коэффициента извлечения от расстояния между скважинами для норвежского шельфа

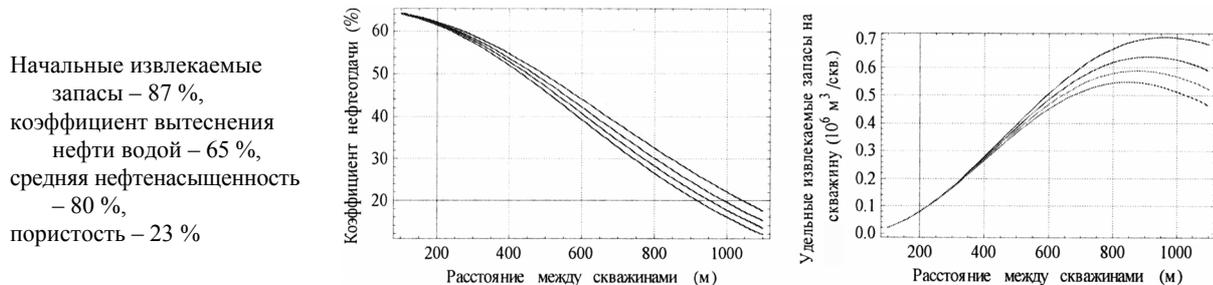


Рис. 6. Графики зависимости коэффициента нефтеотдачи и коэффициента извлечения от расстояния между скважинами для норвежского шельфа при различных параметрах разработки

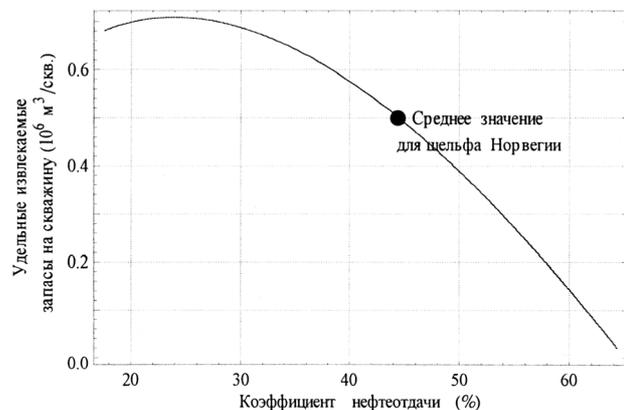
Здесь варьируемым параметром принят $b = \{1.08, 1.2, 1.3, 1.4\} \cdot 10^{-6} \text{ (м}^2\text{)}$ – параметр площади необходимо увеличить среднее межскважинное расстояние до $800 \times 900 \text{ м}$, что приводит почти к трехкратному уменьшению параметра площади разработки и, соответственно, к такому же увеличению коэффициента плотности расстановки скважин.

Наконец прогнозный график зависимости удельных извлекаемых запасов от коэффициента нефтеотдачи при освоении континентального шельфа Норвегии (по данным добычи до 2000 года), с указанием точки средних параметров названных параметров на графике, представлен на рис. 7.

Очевидно, что будущее расширение освоения континентального шельфа Норвегии будет дрейфовать в сторону уменьшения среднего коэффициента нефтеотдачи морских месторождений (что вполне объяснимо естественной ограниченностью географического пространства шельфа Норвегии). При этом будет наблюдаться одновременная интенсификация и увеличение удельных извлекаемых запасов, отнесенных к одной скважине (что возможно только при изменении существующих технологий разработки и эксплуатации морских месторождений). Точка максимума на графике будет достижима при движении именно в этом направлении.

Последнее заключение совершенно не очевидно без приведенного здесь аналитического решения и, казалось бы, имеет парадоксальный характер. Но только по данному решению можно сделать вывод об изменении принципиального характера и технологий разработки морских месторождений на континентальном шельфе Норвегии, которые наблюдаем в последние годы. Освоение газоконденсатных месторождений Snøhvit и Ormen Lange на глубоководном шельфе Норвегии подводными технологиями разработки (а это принципиально новые технологии освоения, начиная с 2003 по 2009 гг.) только подтверждают сказанное выше.

Рис. 7. График зависимости удельных извлекаемых запасов от коэффициента нефтеотдачи при освоении континентального шельфа Норвегии (по данным добычи до 2000 года)



4. Морские подводные трубопроводы и транспортные трубопроводные системы

4.1. Проектные решения сооружения подводного морского трубопровода. Столкновения со льдами

Как отмечено в предыдущем разделе, будущее освоение арктических месторождений углеводородов будет напрямую связано с качественным изменением технологий освоения. Здесь под качеством изменения технологий понимается принципиальная непохожесть морских технологий освоения на их исторические аналоги, которые остались на суше.

Поэтому в настоящем разделе рассмотрим новые проектные решения укладки подводного морского трубопровода в условиях встречи и соударения укладываемой трубы с ледовыми образованиями (полями, стамухами) и айсбергами, которые в традиционных проектных решениях по сооружению подводных трубопроводов до сих пор не рассматривались.

Основные решения будут связаны с сооружениями морских магистральных трубопроводов большого диаметра и на больших глубинах, характерных для Штокмановского проекта.

Решение задачи конструкционной надежности трубы большого диаметра при укладке S-методом, например, для Штокмановского проекта (труба $1420 \times 50 \text{ мм}$), при импульсной нагрузке вида $P_0 \delta(x - kL)$ – т.е. ударном взаимодействии провисающей плети со льдом, сводится к решению следующей краевой задачи (Пануша, 2006)

$$Y J_0 y^{(4)}(x) - T_0 y''(x) + p - P_0 \delta(x - kL) = 0;$$

$$y(0) = 0, \quad y'(0) = \text{Tan}(\alpha), \quad y'(L) = \text{Tan}(\beta), \quad y(L) = \Delta,$$

где $\delta(x - kL)$ – дельта-функция Дирака; $Y J_0$, T_0 , p , $y(x)$ – изгибная жесткость, сила натяжения, весовая характеристика и прогиб трубы; P_0 , kL , L – сила, место удара ледового образования по трубе и дистанция укладки провисающей части трубы; α , β , Δ – углы наклона дна моря, стингера и глубина моря в месте укладки трубы.

Символьное решение (сокращенный вид вывода символьного процессора) краевой задачи для подводного трубопровода со специальной функцией нагружения представлено ниже.

$$y(x) = \frac{e^{\frac{(k-1)L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}} x \left(-e^{\frac{L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}} \sqrt{Y} \delta(kL) \sqrt{J_0} \sqrt{T_0} P_0 + \ll 10 \gg + e^{\frac{(k-1)L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}} \left(\left(e^{\frac{2(k-1)L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}} + e^{\frac{(2k-3)L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}} \right) \sqrt{Y} \sqrt{J_0} \sqrt{T_0} (L^2 p - 2 \Delta T_0) - 2 \ll 3 \gg (L p - T_0 (\tan(\alpha) + \ll 1 \gg)) - \right. \right. \\ \left. \left. 2 \left(e^{\frac{(k-2)L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}} - e^{\frac{(k-1)L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}} \right) P_0 T_0 (0(k-L) - 0(L-kL)) \right) \right) / \left(4 \left(-1 + e^{\frac{L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}} \right) Y J_0 T_0 - 2 \left(1 + e^{\frac{L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}} \right) L \sqrt{Y} \sqrt{J_0} T_0^{3/2} \right) + \\ \frac{e^{\frac{(k-1)L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}}}{e^{\frac{L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}} (\ll 1 \gg)} + \frac{e^{\frac{kL\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}}}{2 Y J_0 T_0 (\ll 1 \gg)}; \\ 2 \left(-1 + e^{\frac{L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}} \right) \sqrt{Y} \sqrt{J_0} T_0^{3/2} \left(2 \left(-1 + e^{\frac{L\sqrt{T_0}}{\sqrt{Y}\sqrt{J_0}}} \right) \sqrt{Y} \sqrt{J_0} - (1 + e^{\ll 1 \gg}) L \sqrt{T_0} \right) T_0^{3/2}$$

Проектные решения для прогиба провисающей части трубы, построенные по символьным операторам, с явными признаками места удара стамухи весом 170 тыс. тонн при укладке трубы на мелкой воде (глубина моря от 50 метров) в районе п. Териберка, представлены на рис. 8. Здесь при дистанции укладки менее 1 км изгибная прочность отечественной трубы 1420×50 мм из стали класса прочности Х-85, изготовленной на Выкусинском машиностроительном заводе, будет обеспечена, однако устойчивость к смятию данного участка трубопровода потребует дополнительного исследования (*Offshore standard*..., 2003).

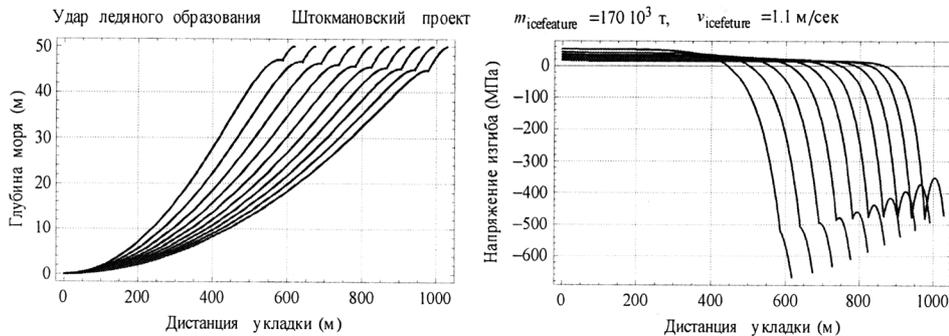


Рис. 8. Графики провисающей плети и напряжения изгиба в ней при ударе ледяного образования весом 170 тыс. тонн, при укладке трубопровода на мелкой воде в районе п. Териберки

Другие решения по укладке морского трубопровода в центральной части Баренцева моря (для отечественных технологий на глубокой воле), полученные также при ударе стамухи весом 170 тыс. тонн, представлены на рис. 9. Здесь прочность такой же трубы обеспечивается только при дистанции укладки от 3.5 км до 5.5 км, т.е. при надлежащей степени натяжения трубы (центральные кривые на графиках подтверждают сказанное). Тем самым устанавливаются на стадии проектирования технологические требования на силовые двигательные системы и системы натяжения трубы на судне-трубоукладчике, чего ранее нормами мореплавания не устанавливалось (*Правила классификации*..., 2003). Влияние других морских условий, например, влияние подводных, морских течений, в данных проектных решениях не приводятся, несмотря на то, что разработанная здесь методика символьных решений сохраняется и позволяет оценить влияние других технологических параметров на конструкционную прочность при укладке трубы.

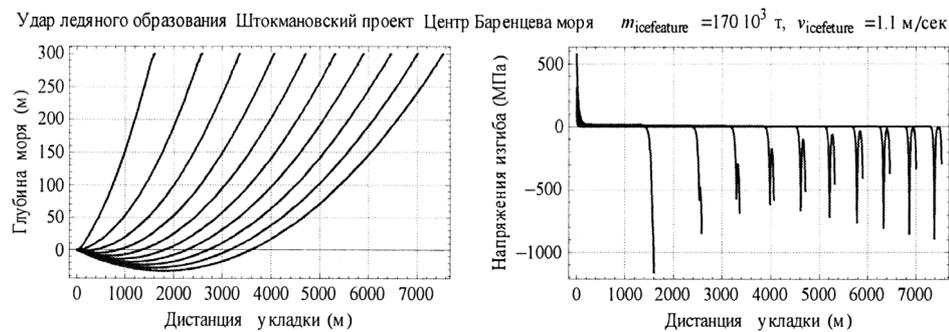


Рис. 9. Графики провисающей плети и напряжения изгиба в ней при ударе ледяного образования весом 170 тыс. тонн, при укладке трубопровода в центральном районе Баренцева моря

4.2. Транспорт многокомпонентного газа подводным морским трубопроводом

Проектные решения для транспорта газа *подводным трубопроводом* отличаются от проектных решений для наземных трубопроводов несколькими обстоятельствами. Эти обстоятельства обусловлены особенностями освоения морских нефтегазовых месторождений, а также условиями эксплуатации подводных трубопроводов.

Основные отличия подводного трубопровода от наземного состоят в следующем:

- для подводных трубопроводов, как правило, не проектируются промежуточные подводные компрессорные (насосные) станции, т.е. подводный трубопровод представляет собой простой линейный участок, без лупингов и участков с переменной площадью сечения трубы;
- для подводных трубопроводов характерна значительная (по сравнению с наземными) протяженность линейного участка, которая намного больше линейных участков для наземных трубопроводов;
- для подводного трубопровода, как правило, характерно постоянство на протяжении всего подводного участка температуры окружающей его воды, которая подвержена только сезонным колебаниям.

Проектные решения транспорта газа подводным трубопроводом находим по уточненным отечественным нормам проектирования ОНТП 51-1-85, которые затем реализуются численными методами с использованием процедур среды *Mathematica*.

Приведем сравнительные расчеты по традиционной (для наземных) отечественной (*Общесоюзные нормы...*, 1985) методике ОНТП 51-1-85 и по усовершенствованной здесь методике с использованием символьной и численной процедур системы *Mathematica*, для проектируемого газопровода "Штокмановское ГКМ – пос. Териберка".

В качестве исходных данных для получения проектных решений принимаются известные данные по производительности и физико-механические параметры подводного трубопровода: длина трубопровода 550 км (600 км по разным данным); максимальная глубина на месторождении 350 метров, а данные глубин вдоль трассы трубопровода приведены как массив данных; труба 1020×27 мм. Технологические параметры подводного газопровода следующие:

- производительность 3 ниток трубопровода $90 \cdot 10^9$ м³/год;
- производительность одной нитки трубопровода на первой стадии освоения составляет примерно $90 \cdot 10^6$ м³/сутки;
- давление газа на технологической платформе составляет до 22 МПа.

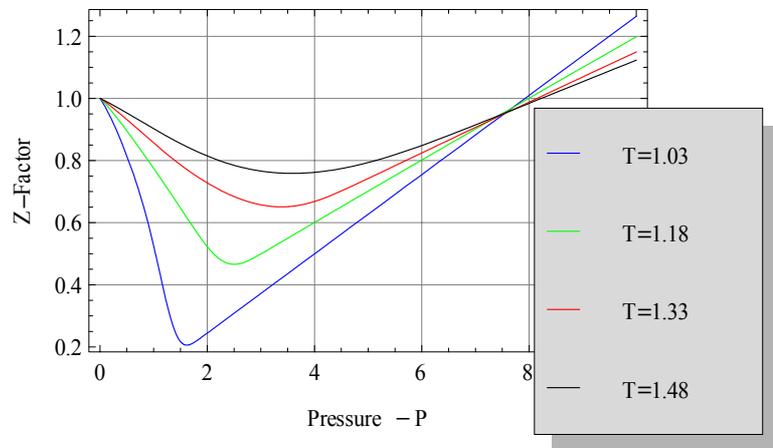
Примерный компонентный состав транспортируемого газа, близкий к компонентному содержанию из проб газа *7-й скважины*, пробуренной на Штокмановском ГКМ в 2007 году, приведен в табл. 2.

Как известно, физическое состояние транспортируемого газа обусловлено в первую очередь его сжимаемостью. Так, диаграмма Z-фактора сжимаемости газа, построенная ниже по методу (*Standing, Katz, 1942*), трансформированному в аналитическую процедуру в работе (*Brill, Beggs, 1974*), а затем реализованному численно, представлена на рис. 10. Здесь ранее разработанные методы (*Сухарев, Карасевич, 2000; Лурье, 2003*) по определению Z-фактора были реализованы в *Mathematica*.

Таблица 2. Процентное содержание составляющих транспортируемого газа (по данным Газпрома)

Азот	Углекислый газ	Метан	Этан	Пропан	<i>i</i> -бутан	<i>n</i> -бутан	<i>i</i> -пентан	<i>n</i> -пентан	<i>n</i> -гексан
3.47	1.07	88.01	3.27	1.94	0.46	0.76	0.25	0.22	0.55

Рис. 10. Графики зависимости коэффициента сжимаемости природного газа от давления при различной температуре транспортируемого газа по методу (*Brill, Beggs, 1974*)



Система термобарических уравнений движения газа (в размерных величинах), которая по своей сути соответствует классическим представлениям о стационарном течении газа, имеет вид (Сухарев, Карасевич, 2000, Ишмухамедов и др., 1999)

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{g p \Delta}{R_a z T} \left(\frac{dh}{dx} \right) - \frac{8 \rho_a^2 R_a \lambda \Delta Z T q_c \text{Abs}[q_c]}{p D_i^5};$$

$$\frac{\partial T}{\partial x} - Di \frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{g}{c_g} \left(\frac{dh}{dx} \right) - \frac{\pi K_c D_e (T - T_{gr})}{c_g \rho_a q_c \Delta};$$

а начальные условия представляют собой рабочее давление и температуру на технологической платформе

$$p(0) = p_0; \quad T(0) = \tau_0.$$

Представленная система термобарических уравнений движения газа является базовой системой замкнутых термобарических уравнений для *уточненных нормативных расчетов* при проектировании магистральных газопроводов, при условии что,

- $c_g=c_g(T,p)$ – коэффициенты теплоемкости газа;
- $Di=Di(T,p)$ – коэффициент Джоуля-Томпсона;
- $\lambda=\lambda(T,p)$ – коэффициент гидравлических сопротивлений;
- $Z=Z(T,p)$ – коэффициент сжимаемости газа,

зависят от *текущих давлений и температуры* транспортируемого газа вдоль трассы, определяемой отметками глубин $h=h(x)$. Глубина трассы подводного газопровода "Штокмановское ГКМ – Териберка" как функция от расстояния, аппроксимированная Bezier-сплайном, представлена на рис. 11.

Названные выше зависимости физико-механических параметров газа (c_g, Di, \dots) как функции давления и температуры напрямую не принимаются в отечественных нормах проектирования газопроводов ОНТП 51-1-85, что существенно снижает надежность проектных решений для моря. Полученную систему уравнений транспорта газа в дальнейшем преобразуем в компьютерные коды для выполнения проектных расчетов подводных магистральных трубопроводов.

Сравнение двух проектных решений по предложенной здесь методике для подводного газопровода со Штокмановского ГКМ, при незначительной различающейся производительности, для двух разных сезонов эксплуатации – летнего и зимнего, приведены на графиках рис. 12.

Рис. 11. График подводной трассы газопровода со Штокмановского ГКМ

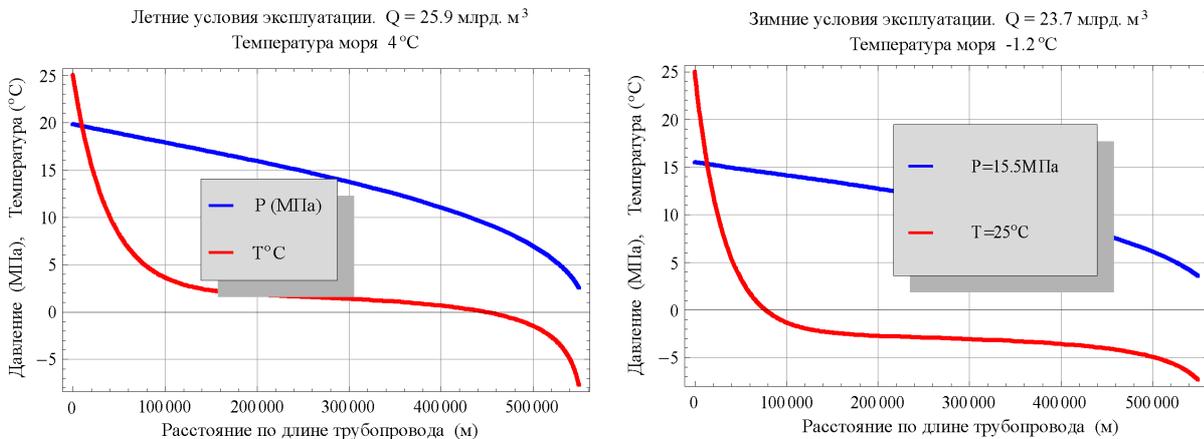


Рис. 12. Проектные решения транспорта многокомпонентного газа со Штокмановского ГКМ на первой фазе освоения, построенные по данным (Сегенко и др., 2008)

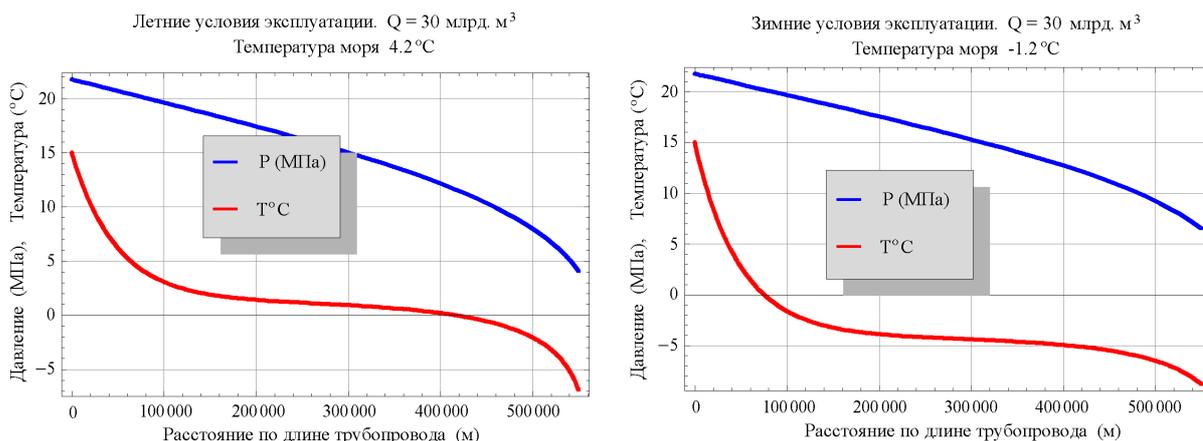


Рис. 13. Проектные решения транспорта многокомпонентного газа со Штокмановского ГКМ производительностью 30 млрд. м³ в год

Существенное различие в решениях наблюдаем в сезонном распределении температурных полей вдоль трассы морского газопровода, что, несомненно, будет приводить к дополнительным затратам по теплоизоляции трубы и к изменению технологических условий компримирования газа на морской платформе, начальные значения которых отличаются почти на 25 %.

Результаты моделирования распределения термобарических полей в подводном газопроводе с производительностью, отличающейся на примерно 30 % от максимальной и характерной для конечной фазы освоения Штокмановского ГКМ, представлены на графиках рис. 13.

Несмотря на то, что конечные отрицательные значения температуры (эффект Джоуля-Томпсона) многокомпонентного газа разнятся незначительно (разница составляет всего 2°С), места перехода температуры газа в отрицательные значения (ниже 0°С) разнесены на сотни километров по трассе подводного трубопровода для различных сезонов транспорта газа. При этом конечное давления газа зимой на 2 МПа выше, чем летом, что, несомненно, связано с повышенным влиянием температурных градиентов, обусловленных эффектом Джоуля-Томпсона.

Решения по транспорту многокомпонентного газа со Штокмановского ГКМ (производительность 30 млрд. м³) с учетом сезонных изменений температуры сведены в табл. 3.

Из приведенных проектных решений следует, что сезонные колебания температуры морской воды на дне Баренцева моря приводят к существенному изменению температурного режима эксплуатации газопровода со Штокмановского ГКМ. Так, в зимнее время эксплуатации температура поставляемого на берег газа снижается до -9 °С с рабочим давлением на много (~30 %) отличающимся от давления в летний сезон эксплуатации.

Таблица 3

Рабочее давление на технологической платформе в летнее время: 22 МПа	Температура газа на берегу в п. Териберка в летний сезон: -7 °С	Рабочее давление на берегу в п. Териберка в летний сезон: 4 МПа
Рабочее давление на технологической платформе в зимнее время: 22 МПа	Температура газа на берегу в п. Териберка в зимний сезон: -9 °С	Рабочее давление на берегу в п. Териберка в зимний сезон: 6 МПа

5. Волновые течения многокомпонентного газа: тепловые волны в газе

5.1. Термоакустические волны в подводном газопроводе

В заключительном разделе настоящей статьи рассматриваются *нестационарные режимы* транспорта газа в подводном газопроводе. Нестационарные потоки газа в трубопроводе возникают вследствие *эксплуатационных возмущений*, например, импульсного изменения рабочего давления на технологической морской платформе, или на наземной компрессорной станции, если речь идет о наземном газопроводе.

Нестационарные процессы при течении газа в трубопроводе называются еще *переходными режимами* течения газа. Здесь под переходным режимом будет пониматься режим возмущенного движения газа, когда физические переменные движения газа, такие как давление, температура и расход газа, будут изменяться не только вдоль трассы газопровода, но все газодинамические переменные течения газового потока будут переменными и зависимыми как от линейной координаты течения x , так и от времени t .

Нелинейная система нестационарных дифференциальных уравнений движения газа на линейном участке магистрального газопровода (без вывода) в обозначениях из (Сухарев, Карасевич, 2000), построенная на основании общих законов механики сплошных сред (Бреховских, Гончаров, 1982), приведена ниже.

$$\left(\frac{A}{\rho_{air} R_a}\right) \frac{\partial(\rho/ZT)}{\partial t} + \frac{\partial Q}{\partial x} = 0;$$

$$\frac{\partial Q}{\partial T} + \left(\frac{A}{\rho_{air} \Delta}\right) \frac{\partial p}{\partial x} + \left(\frac{\rho_{air} R_a}{A}\right) \frac{\partial(ZTQ^2/\rho)}{\partial x} = -\left(\frac{p}{ZT}\right) \left(\frac{gA}{\rho_{air} R_a}\right) \left(\frac{dh}{dx}\right) - \frac{\lambda Z \rho_{air} R_a T}{2 D_i p A} Q Abs[Q];$$

$$\frac{(c_g T - c_g Dip)}{Z(R_a/\Delta)} \frac{\partial(\rho/Z)}{\partial t} + \frac{p}{Z(R_a/\Delta) \Gamma} c_g \frac{\partial T}{\partial t} - \frac{p}{Z(R_a/\Delta) \Gamma} c_g Di \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{Z(R_a/\Delta)(\rho_{air} \Delta)^2}{A^2} \frac{\partial(TQ^2/2p)}{\partial t} +$$

$$+ \frac{\left\{ (c_g T - c_g Dip) A^2 + 0.5 \left[Z^2 (R_a/\Delta)^2 (\rho_{air} \Delta)^2 (TQ/\rho)^2 \right] \right\}}{A^3} (\rho_{air} \Delta) \frac{\partial Q}{\partial x} + (\rho_{air} \Delta) \left(\frac{Q}{A}\right) \left(c_g \frac{\partial T}{\partial x} - c_g Di \frac{\partial p}{\partial x} \right) +$$

$$+ \left[\frac{Z^2 (R_a/\Delta)^2}{2 A^2} \right] (\rho_{air} \Delta)^3 Q \frac{\partial \left[\frac{(TQ/\rho)^2}{\partial x} \right]}{\partial x} = -\left(\frac{Q}{A}\right) (\rho_{air} \Delta) g \left(\frac{dh}{dx}\right) - \pi (D_c/A) K_c (T - T_{gr}) + \frac{\partial}{\partial x} \left(k \frac{\partial T}{\partial x} \right)$$

Начальные и граничные условия для одномерных волновых течений газа на линейном участке имеют вид

$$Q(0,t) = 0, \quad Q(x,0) = 0, \quad T(0,t) = T_0(t), \quad T(x,0) = 0, \quad p(x,0) = 0, \quad p(0,t) = p_0(t).$$

В этом случае переменные, подлежащие расчету и определению, определяются следующим образом

- $Q = Q(x, t)$ – возмущение объемного расхода газа,
- $p = p(x, t)$ – возмущение давления газа,
- $T = T(x, t)$ – возмущение температуры газа.

Очевидно, что общее решение (в том числе и символьное, базирующееся на компьютерных решениях) системы нестационарных движений газа, найти пока не удастся, поэтому ее решение найдено из следующей численной процедуры (Wolfram, 2003), которая применяется для нахождения решений нелинейных начально-краевых задач в частных производных.

```
ln[11]:= sol = NDSolve [Join[{system /. parameters , Q(0,t)==0, Q(x,0)==0, T(0,t)==1.75 t Exp [-3 t], T(x,0)==0, p(x,0)==0, p(0,t)==.075 t Exp [-3 t]} /. parameters ] // Flatten, {Q, T, p}, {x, 0, 4500}, {t, 0, 30}] // Flatten
```

Графические реализации численных решений термобарических волн возмущенного движения газа в подводном газопроводе "Штокмановское ГКМ – пос. Териберка" (параметры те же, что и при изучении стационарных течений) представлены ниже.

Так, график волны давления, возбуждаемый коротким импульсом давления (аварийный вброс газа), практически совпадает с графиками изотермических затухающих волн давления, возбуждаемых ступенчатым импульсом давления, которые подробно рассматриваются в учебных курсах по транспорту газа.

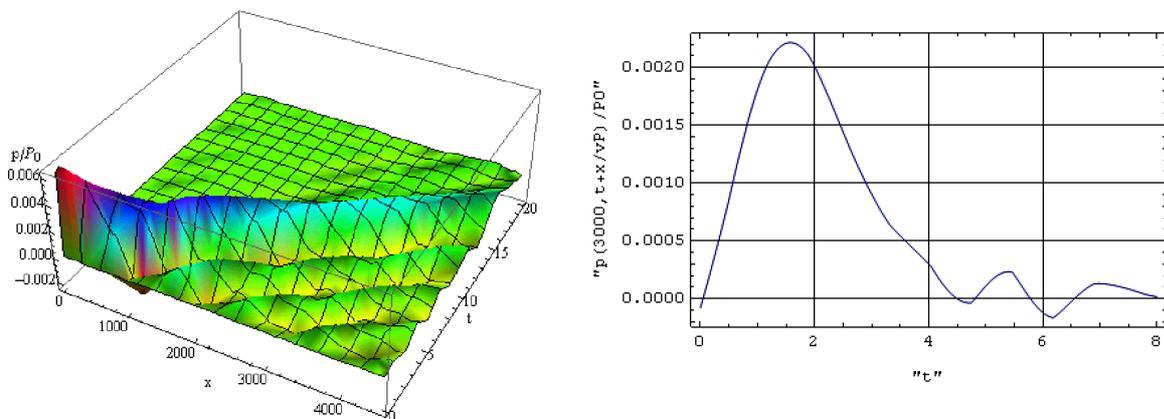


Рис. 14. Волны давления многокомпонентного газа в подводном газопроводе со Штокмановского ГКМ производительностью 30 млрд. м³ в год

Очевидно, что максимальная амплитуда давления на расстоянии 3 км от точки вброса газа составляет чуть более 0.2 % от среднего рабочего давления в газопроводе, что позволяет аппаратными средствами идентифицировать прохождение коротких импульсов давления, например, при диагностировании трубопроводов на предмет обнаружения *аварийных* ситуаций при транспортировке газа магистральными подводными газопроводами.

Из представленной картины распределения волны давления газа в газопроводе (рис. 14) следует, что скорость распространения дивергентной волны давления (волны, распространяющейся вдоль среднего потока транспорта газа) в газопроводе равна примерно 280 м/сек, что близко к расчетной скорости распространения свободной (без учета вязкости газа) волны давления. Скорость конвергентной волны – 260 м/сек. Предварительная информация о падении амплитуды волны давления и о скорости ее распространения является исходной информацией для проектирования технических средств сигнализации и защиты подводного газопровода от аварий.

При этом за фронтом волны, т.е. после прохождения волны давления через контрольное сечение трубопровода, наблюдаются почти периодические волновые возмущения с амплитудой, достигающей 0.05 % от среднего рабочего давления газа в газопроводе. Перед фронтом волны подобных возмущений не наблюдается, что вполне соответствует волновой природе распространения возмущений в газопроводе.

График распространения *температурной волны* в начальной фазе возмущения, на расстоянии около 400 метров в газопроводе, в формате 3D представлен на рис. 15. Справа на рис. 15 изображен график прохождения фронта волны тепловой волны в газопроводе через сечение $x=100$ м.

Как видно из представленного графика, максимальная амплитуда возмущенной температурной волны составляет около 15 % от средней температуры газа в газопроводе, что вполне приемлемо для их регистрации приборными средствами.

Как следует из 3D графика температурной волны, средняя *скорость распространения тепловой (термоакустической) волны* составляет примерно $v_T=16$ м/сек, что более чем на порядок меньше скорости распространения волны давления в газопроводе.

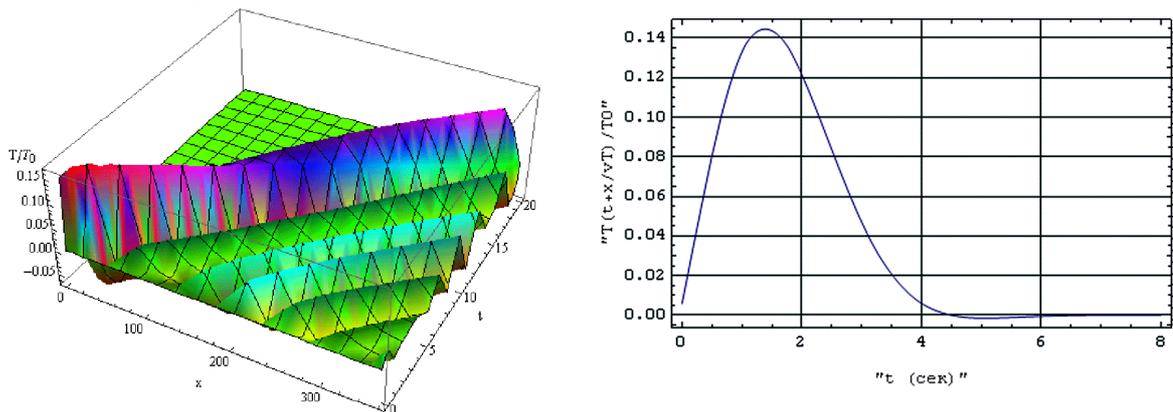


Рис. 15. Температурные волны многокомпонентного газа в подводном газопроводе со Штокмановского ГКМ производительностью 30 млрд. м³ в год

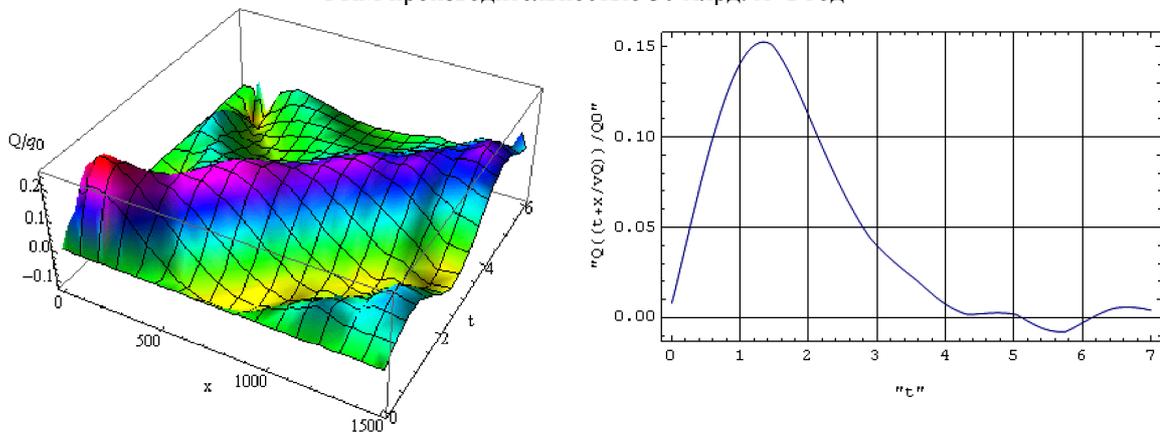


Рис. 16. Волны расхода многокомпонентного газа в подводном газопроводе со Штокмановского ГКМ производительностью 30 млрд. м³ в год, построенные по данным работы (Сегуенко и др., 2008)

Наконец, графики волны расхода газа в формате 3D и вид бегущей волны расхода газа на расстоянии 1 км от точки сброса газа представлены на рис. 16.

Представленные выше графические решения для волн давления и волн расхода газа показывают, что обе волны – давления и расхода – движутся примерно с одинаковыми скоростями распространения. Из последнего графика следует, что максимальная амплитуда волны расхода газа составляет около 20 % от среднего расхода газа в газопроводе. В то же время, средний расход газа в волне возмущения составляет примерно 15 % от среднего расхода газа в газопроводе, что, очевидно, существенно изменяет картину оценки аварийного выброса газа в море.

Таким образом, разработанная методика расчета нестационарных температурных волновых полей в газопроводе пригодна для инженерных расчетов распространения тепловых волн и волн давления как связанных термобарических полей в подводном газопроводе, например, при аварийных сбросах (выбросах) газа в море.

6. Заключение

В настоящей работе приведены новые постановки ряда задач и результаты их решения, возникающих при проектировании перспективных морских технических средств, предназначенных для освоения арктических углеводородных месторождений (ресурсов), находящихся в Северных морях России.

Все проектные решения, описанные в работе, пригодны как для их практического применения в отечественных и зарубежных нефтегазовых компаниях, так и при обучении, повышении квалификации и переподготовке специалистов отрасли, которые будут осваивать, и продвигать отечественные и зарубежные морские нефтегазовые технологии в Арктике.

Благодарность. Настоящая работа была выполнена при финансовой поддержке норвежских нефтегазовых компаний Statoil и Hydro (в настоящее время это единая компания – Statoil), за поддержку которых автор выражает глубокую признательность.

Литература

- Brill J.P., Beggs H.D.** Two-phase flow in pipes. *INTERCOMP Course, The Huges*, 1974.
Improved Oil Recovery. *Norwegian Continental Shelf. Petroleum Directorate, Stavanger*, 1993.
- Lee A.L., Gonzalez M.H.** The viscosity of natural gases. *J. Petr. Technol.*, N 8, p.997-1000, 1966.
- Offshore standard DNV-OS-F 101. Submarine Pipeline Systems. January 2000. *Det Norske Veritas. Norway*, 2003. URL: <http://webshop.dnv.com/global/category.asp?c0=2624>
- Papusha A.N., Fedorov I.V., Shtrasser V.V.** Symbolic evaluation of boundary problem for offshore design technology. *The Mathematica Journal*, v.11, N 3, p.107-128, 2008.
- Papusha A.N., Gudmestad Ove T., Jonassen Tore M.** Dynamic response of rig subject to drag force: Exact solution with discontinues properties loads. *IMS 2006, 8th International Mathematica Symposium, June 19-23, 2006, Palais des Papes, Avignon, France, Applied Mathematica: Proceedings of 8th International Mathematica Symposium, Published by INRIA, Rocquencourt, France, 2006.* URL: <http://www.internationalmathematicasymposium.org/IMS2006/>
- Papusha A.N., Gudmestad Ove T., Jonassen Tore M.** *Mathematica* in symbolic evaluations of a boundary problem for the bending of a riser for Arctic offshore operations: Impact of an ice feature on a drilling riser. *IMS 2008 June 20-24th, 2008, Maastricht, The Netherlands, Proceedings of IMS 2008. 9th International Mathematica Symposium - Maastricht, The Netherlands, 2008.* URL: <http://www.ims08.org/>
- Papusha A.N., Jonassen Tore M., Gudmestad Ove T.** Non-linear wave-oscillator models for transverse vibrations of offshore structures. *Proceedings of SIMS 2008, The 48th Scandinavian Conference on Simulation and Modeling, October 7-8, 2008, Oslo, Norway, CD, 2008.*
- Papusha A.N., Synyak R.A.** Symbolic and numerical solutions of submarine pipeline design boundary problems. *Mathematica in Education and Research*, v.11, N 3, p.319-338, 2006.
- Standing M.B., Katz D.L.** Density of natural gases. *Trans., AIME*, v.146, p.140, 1942.
- Willhate P.** Waterflooding. *Society of petroleum engineers. Richardson, TX*, 1986.
- Wolfram S.** *The Mathematica 5th, Fifth Edition. Mathematica Version 5. Cambridge, Cambridge University Press*, 1463 p., 2003.
- Zolotukhin A.B., Frick T.P.** A mobility driven fingering approach to field-scale simulation of oil recovery. *Proceeding of the Third Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, v.1, p.187-194, 1994.

- Балицкий П.Б.** Устойчивость бурильной колонны при бурении вертикальных нефтяных и газовых скважин забойными двигателями. М., Государственная академия нефти и газа им. И.М. Губкина, 52 с., 1996.
- Барский И.Л., Гусман А.М., Левина А.Б.** Метод управления динамикой бурильной колонны. *Нефтегазовые технологии*, № 1, с.14-19, 2000.
- Бреховских Л.М., Гончаров В.В.** Введение в механику сплошных сред. М., Наука, 335 с., 1982.
- Валов В.М., Джафаров К.И., Даниленко О.Д.** Инструкция по расчету колонн для бурения нефтяных и газовых скважин. М., Госгортехнадзор России, № 10, 13/298 от 11.06, 156 с., 1997.
- Григулецкий В.Г.** Оптимальное управление при бурении скважин. М., Недра, 227 с., 1988.
- Гудмestad У.Т., Золотухин А.Б., Папуша А.Н.** Морские нефтегазовые технологии в Арктике: От разработки до реализации. *Конференция по строительной механике корабля, посвященная памяти проф. П.Ф. Папковича, 26-27 ноября 2009 г. ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова, Санкт-Петербург*, с.45-46, 2009.
- Гудмestad У.Т., Золотухин А.Б., Папуша А.Н.** Разработка эксплуатационного райзера для морской полупогружной платформы на Штокмановском ГКМ. *Конференция по строительной механике корабля, посвященная памяти проф. П.Ф. Папковича, 26-27 ноября 2009 г. ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова, Санкт-Петербург*, с.47, 2009.
- Джамалова Э.Б., Папуша А.Н., Янгазитов М.Н.** Устойчивость обсадных колонн с начальными несовершенствами. *ВНИИЦЭНГ, Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, № 8, с.38-40, 2008.
- Золотухин А.Б., Гудмestad О.Т., Ермаков А.И., Якобсен Р.А., Мищенко И.Т., Вовк В.С., Лосет С., Шхинек К.Н.** Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике. М., ГУП Издательство "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 770 с., 2000.
- Ишмухамедов И.Т., Исаев С.Д., Лурье М.В., Макаров С.П.** Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. М., Нефть и газ, 300 с., 1999.
- Лурье М.В.** Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. Учеб. пособие для вузов. М., ООО "Недра-Бизнесцентр", 349 с., 2003.
- Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Ч.1. Газопроводы. *ОНТП 51-1-85. М., Мингазпром*, 220 с., 1985.
- Папуша А.Н.** Проектирование морского подводного трубопровода: Расчет на прочность, изгиб и устойчивость морского трубопровода в среде *Mathematica*. Москва-Ижевск, НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика". *Институт компьютерных исследований*, 328 с., 2006.
- Папуша А.Н., Штрассер В.В., Федоров И.В.** Решение граничных задач методами компьютерной алгебры: Применение к расчету морских нефтегазовых конструкций. *Смешанные задачи механики деформируемого тела: Материалы 5-й Рос. конф. с междунар. участием /Под ред. акад. Н.Ф. Морозова. Саратов, Изд-во Сарат. ун-та*, 332 с., 2005.
- Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов. *Российский морской регистр судоходства*, 2003.
- Сароян А.Е.** Бурильные колонны в глубоком бурении. М., Недра, 232 с., 1980.
- Сароян А.Е.** Теория и практика работы бурильной колонны. М., Недра, 263 с., 1990.
- Сегиеенко А.В., Пиотровский А.С., Чернов А.В.** Технологии освоения газовых месторождений арктического шельфа: Новаторство и надежность. *МурманшельфИнфо*, № 3, с.34-37, 2008.
- Сухарев М.Г., Карасевич А.М.** Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов. М., ГУП "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 271 с., 2000.
- Тимошенко С.П.** Устойчивость упругих систем. М., ОГИЗ, Гос. изд. технико-теоретической литературы, 531 с., 1946.
- Шенкс Ф.Э.** Оборудование для бурения в глубоководных районах с сильным течением. *Нефть, газ и нефтехимия за рубежом*, № 7, с.16-20, 1998.