

## Дослідження впливу згину на напружений стан обсадних труб

© Я.С. Коцкулич

д-р техн. наук

О.М. Лев

канд. фіз.-мат. наук

О.Б. Марцинків

канд. техн. наук

ІФНТУНГ

УДК 622.245

*У статті розглянуто вплив згину на напружений стан обсадних труб. Приведено результати експериментальних досліджень розподілу напружень у перерізах досліджуваних труб за умови сумісної дії згинального навантаження і внутрішнього тиску.*

**Ключові слова:** кріплення похило-скерованих свердловин, обсадна колона, напружений стан, згин, деформація.

*В статье рассмотрено влияние изгиба на напряженное состояние обсадных труб. Приведены результаты экспериментальных исследований распределения напряжений в сечениях исследуемых труб с одновременным действием изгибающей силы и внутреннего давления.*

**Ключевые слова:** крепление наклонно-направленных скважин, обсадная колонна, напряженное состояние, изгиб, деформация.

*The article deals with the impact of bending on the stress state of well casing.*

*The results of experimental study of the stress distribution in the cross section of the studied pipes provided the joint action of bending load and internal pressure are given.*

**Key words:** directional well casing, casing, stress state, bending, deformation.

Одним із основних шляхів нарощування обсягів видобування вуглеводнів в Україні є буріння похило-скерованих свердловин (ПСС) як на нових родовищах, так і на тих, що знаходяться в експлуатації. Протягом останніх років провідні зарубіжні компанії досягли значних успіхів у цій області. Високу ефективність розробки нафтових родовищ такими свердловинами підтверджено і в Україні.

Під час буріння та експлуатації ПСС підвищується імовірність ускладнень та аварій, найбільш затратними з яких є пошкодження обсадних колон. Спуск обсадних колон в такі свердловини супроводжується розвантаженням талевої системи, що свідчить про виникнення значних сил опору рухові колони і, як наслідок, осьових навантажень стиску в її нижній частині. Це призводить до поздовжнього згинання колони, порушення герметичності різьбових з'єднань обсадних труб, а в деяких випадках і до недопуску колон до проектних глибин.

Аналіз статистичних даних із кріплення свердловин буровими підприємствами БУ «Укрбургаз» показав, що під час кріплення свердловин мали місце ускладнення та аварії, на усунення яких витрачено близько 10–12 % від загального часу на ліквідацію ускладнень та аварій. Частка цих витрат зростає у зв'язку зі збільшенням обсягів буріння ПСС. Короткий опис причин ускладнень під час спорудження ПСС наведено в табл. 1.

Незважаючи на розроблення та вживання різноманітних заходів (застосування пакерів, розширюючих цементів, диференціювання технологічних властивостей тампонажних сумішей тощо), проблема забезпечення герметичності заколонного простору, особливо ПСС під час їх будівництва на родовищах ПАТ «Укрнафта», залишається актуальною. Так, у 2003–2005 рр. заколонні перетікання на етапі будівництва зафіксовано у св. 452-, 513-Бугруватівських, 54-Коржівській, 71-, 73-Східно-

Рогінцівській, 27-Гоголівській, 12-Артюхівській, 32-Волошківській, 80-Сахалінській.

Згин обсадних труб у ПСС є причиною виникнення додаткових навантажень, що діють на обсадну колону, з одного боку, і зниження міцнісних характеристик труб – з іншого. Це пояснюється тим, що згин труб призводить до збільшення овальності їх поперечного перерізу і, як наслідок, до суттєвого зменшення величини зовнішнього критичного тиску.

Під час проектування обсадних колон для кріплення ПСС, як і для вертикальних, величину зовнішнього критичного тис-



Рис. 1. Схема зміни форми поперечного перерізу під час згинання обсадної колони

ку для овальних різностінних труб прийнято визначати за формулою Г.М.Саркісова, якою не враховано впливу згину на зміну напруженого стану і форми поперечного перерізу труби. На стадії проектування розрахунков обсадних колон для ПСС проводять із урахуванням проектного профілю. Порівняно з розрахунком колон для вертикальних свердловин відмінність полягає тільки у визначенні коефіцієнтів запасу міцності на розтяг залежно від інтенсивності викривлення свердловини. Впливу згину труб на опірність зовнішньому тиску не враховують у зв'язку з відсутністю достатньо обґрунтованих рекомендацій, сформульованих за результатами аналітичних і експериментальних досліджень.

Для оцінювання напруженого стану труби з відхиленням поздовжньої осі від прямолінійної нами використано теорію тонких оболонок, яка ґрунтується на кінематичній і статичній гіпотезах Кірхгофа.

За вихідні прийнято спрощені рівняння типу Мейснера, одержані на основі напівбезмоментної теорії гнучких оболонок:

$$\begin{aligned} \dot{\psi} + \nu \cos \alpha &= -m \sin \alpha, \\ \dot{\upsilon} - \nu \psi \cos \alpha &= -p_0 f. \end{aligned} \quad (1)$$

Крапки над невідомими функціями  $\dot{\psi}$  і  $\dot{\upsilon}$  означають диференціювання по безрозмірній координаті  $\eta$ , пропорційній довжині меридіана серединної поверхні  $S$ , обчисленої від вибраного початку координат

$$\eta = \frac{S}{t}. \quad (2)$$

де  $t$  – периметр поперечного перерізу труби, поділений на  $2\pi$ ;  $\psi$  та  $\upsilon$  – невідомі функції  $\eta$ ;  $\alpha$  – кут між дотичною до серединної поверхні труби (у точці з координатою  $\eta$ ) і віссю  $z$  (рис. 1);  $\nu$  та  $m$  – безрозмірні параметри кривизни труби та її зміни

$$\begin{aligned} \nu &= \sqrt{12(1-\mu^2)} \frac{t^2}{\rho \delta}; \\ n &= \nu \left(1 - \frac{\rho}{\rho_0}\right), \end{aligned} \quad (3)$$



Рис. 2. Розрахункова схема для визначення радіуса кривизни

де  $\rho_0$  та  $\rho$  – відповідно радіуси кривизни осі труби до і після деформації;  $\mu$  – коефіцієнт Пуассона;  $\delta$  – товщина стінки труби;  $m$ ;  $f$  – функція, яка враховує в рівняннях (1) зовнішній тиск  $p_3$

$$\begin{aligned} f &= (\upsilon \sin \alpha - \cos \alpha) \int_0^{\eta} (\cos \alpha - \upsilon \sin \alpha) d\eta - \\ &- (\sin \alpha + \upsilon \cos \alpha) \int_{\pi/2}^{\eta} (\sin \alpha + \upsilon \cos \alpha) d\eta; \end{aligned} \quad (4)$$

$\rho_0$  – безрозмірний параметр зовнішнього тиску, що враховує кривизну і зміну форми поперечного перерізу труби

$$p_0 = 12(1-\mu^2) \frac{P_3}{E} \left(\frac{t}{\delta}\right)^3, \quad (5)$$

де  $E$  – модуль пружності матеріалу труби, Па.

У ході розв'язування задачі прийнято припущення, що трубу виготовлено з ізотропного матеріалу, а розміри її поперечного перерізу малі порівняно з радіусом кривизни осі труби.

У результаті одержано вирази для визначення поздовжніх  $\sigma_1$  і кільцевих  $\sigma_2$  напружень, що виникають у перерізі труби, яка має відхилення форми поздовжньої осі від прямолінійної:

$$\begin{aligned} \sigma_1 &= \frac{E\delta}{t\sqrt{12(1-\mu^2)}} \left( \dot{\psi} \pm \mu \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} \dot{\upsilon} \right); \\ \sigma_2 &= \frac{E\delta}{t\sqrt{12(1-\mu^2)}} \left( \pm \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} \dot{\upsilon} - \psi \frac{t}{\rho_0} \sin \alpha \right) - p \frac{t}{\delta}. \end{aligned} \quad (6)$$

Таблиця 1

Короткий опис робіт із відновлення кріплення свердловин

№ свердловини, родовище	Вибій, м	Вид і причина пошкодження	Витрата часу, год	Роботи з ліквідації пошкодження
88 – Кременівка	790	розгерметизація 245-мм проміжної колони під час опресування в інтервалі спаду кривизни 680–1600 м	312	спуск нових труб діаметром 299 мм із з'єднанням типу ОТТМ; обладнання гирла ПВО і опресування колони на розрахований тиск
80 – Чутово	1642	негерметичність проміжної 245-мм колони в інтервалі набору кривизни 200–1250 м	233	під час термометрії виявлено негерметичність в інтервалі 308–318 м; встановлено два цементні мости в інтервалах 330–290 і 290–230 м; проведено опресування колони під тиском 19 МПа
201 – Гадяч	863	перебування колони без руху, внаслідок чого відбулося прилипання обсадної колони до стінки в інтервалі набору кривизни	158	установлення нафтової та солянокислотної ванн результату не дало; прихоплену 324-мм колону зацементовано на глибині 863 м
300 – Веселівка	4060	розрив між секціями зі зміщенням їх осей внаслідок недоходження першої секції 245-мм проміжної колони до вибою і, відповідно, зміщення місця стикування в кавернозну частину стовбура	4817	роботи з ліквідації пошкодження позитивного результату не дали; прийнято рішення щодо буріння свердловини другим стовбуром

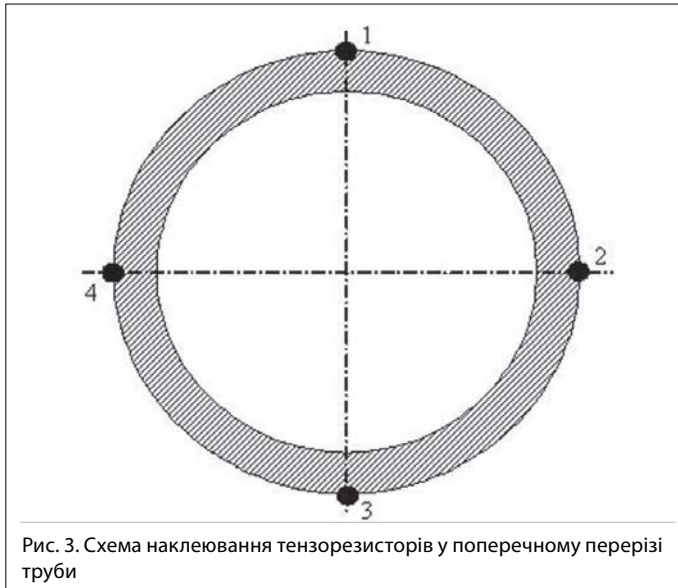


Рис. 3. Схема наклеювання тензорезисторів у поперечному перерізі труби

Автори статті [1] розв'язали задачу з визначення зовнішнього критичного тиску для обсадних труб залежно від безрозмірного параметра.

Величину критичного тиску  $p_{кр}$ , що відповідає даному  $p_0$ , визначають за формулою:

$$p = \frac{p_0 E}{12(1-\mu^2) \left(\frac{\delta}{t}\right)^3}, \quad (7)$$

Для перевірки достовірності результатів теоретичних розрахунків проведено експериментальні дослідження впливу згину обсадних труб на зміну овальності їх поперечного перерізу та величини зовнішнього критичного тиску [2]. Оскільки використання при цьому натурних обсадних труб пов'язане з необхідністю створення великих навантажень, що неможливо реалізувати практично, автори дослідили насосно-компресорні труби діаметром 60,3 мм із товщиною стінки 5,0 мм, виготовлені зі сталі групи міцності «Д», за умови сумісної дії згинального навантаження і внутрішнього тиску. Вони наближено моделюють геометричну подібність товстостінних обсадних труб діаметром 114÷168 мм, а тому результати досліджень використано для якісного оцінювання напруженого стану труб під час згинання.

У ході експериментальних досліджень із вивчення впливу згинаючих навантажень на обсадні труби моделі обсадних труб надавали прогин завбільшки 25, 50, 75 і 100 мм, що відповідає певній інтенсивності викривлення свердловини (табл. 2).

Для оцінки впливу внутрішнього тиску на форму поперечного перерізу труби проведено дослідження під час сумісної дії згину та внутрішнього тиску.

Для визначення радіуса кривизни посередині моделі прийнято розрахункову схему, що показано на рис. 2.

Для прийнятої схеми навантаження згідно з [3]

$$M_{\max} = \frac{Pl}{8}; \quad (8)$$

$$y_{\max}\left(x=\frac{l}{2}\right) = f = \frac{Pl^3}{192EI},$$

Таблиця 2

Результати розрахунку радіуса кривизни та інтенсивності викривлення свердловини

Стріла прогину $f$ , мм	Радіус кривизни $\rho$ , м	$i$ , градус/10 м
25	81,67	7
50	40,83	14
75	27,22	21
100	20,42	28

де  $M_{\max}$  – максимальний згинаючий момент, Н·м;  $P$  – згинаюче навантаження, Н;  $l$  – відстань між опорами, м ( $l = 6,793$  м);  $f$  – величина прогину посередині труби, м;  $E$  – модуль пружності матеріалу, Па;  $I$  – момент інерції поперечного перерізу труби, м<sup>4</sup>.

За законом Гука

$$\frac{1}{\rho} = \frac{M}{EI}. \quad (9)$$

З формул (8) і (9) знаходимо радіус кривизни

$$\rho = \frac{l^2}{24f}. \quad (10)$$

У ході експериментів із прийнятими значеннями прогину радіус кривизни  $\rho$  із відстанню між опорами  $l \approx 7$  м дорівнює:

$$\rho = \frac{7^2}{24 \cdot 25 \cdot 10^{-3}} = 81,67 \text{ м.}$$

Цьому значенню радіуса кривизни відповідає інтенсивність викривлення

$$i = \frac{573}{\rho}, \quad (11)$$

де  $i$  – інтенсивність викривлення осі свердловини, град/10 м.

$$i = \frac{573}{81,67} \approx 7^\circ \text{ на } 10 \text{ м.}$$

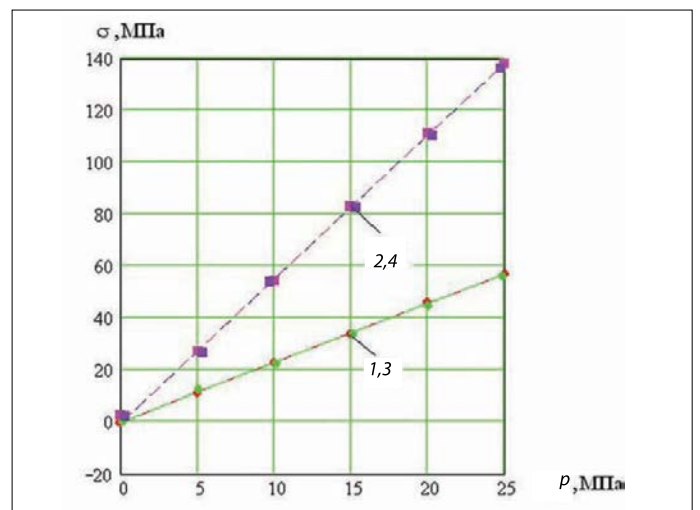


Рис. 4. Залежність напружень у тілі прямолинійної труби ( $f=0$ ) від внутрішнього тиску: 1 – поздовжні напруження на випуклій поверхні труби; 2 – кільцеві напруження на випуклій поверхні труби; 3 – поздовжні напруження на увігнутій поверхні труби; 4 – кільцеві напруження на увігнутій поверхні труби

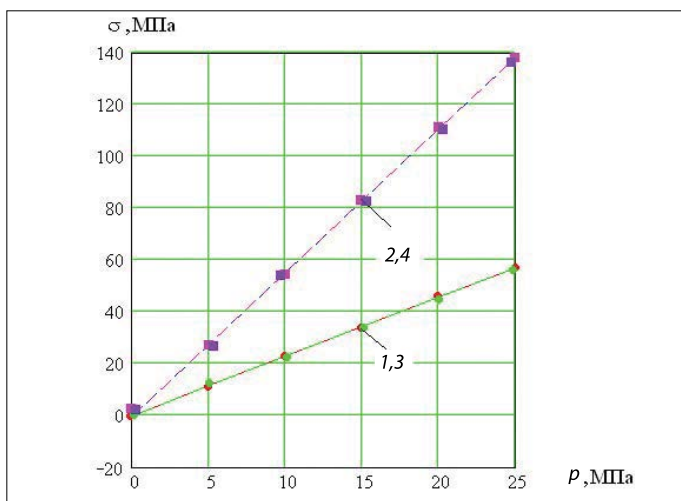


Рис. 5. Залежність напружень від внутрішнього тиску при прогині труби  $f=50$  мм: 1 – поздовжні напруження на випуклій поверхні труби; 2 – кільцеві напруження на випуклій поверхні труби; 3 – поздовжні напруження на увігнутій поверхні труби; 4 – кільцеві напруження на увігнутій поверхні труби

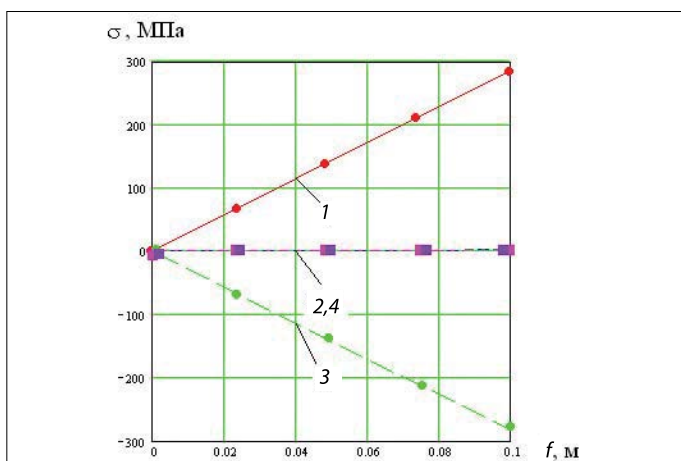


Рис. 6. Залежність напружень від стріли прогину труби при  $p_b=0$ : 1 – поздовжні напруження на випуклій поверхні труби; 2 – кільцеві напруження на випуклій поверхні труби; 3 – поздовжні напруження на увігнутій поверхні труби; 4 – кільцеві напруження на увігнутій поверхні труби

Результати розрахунків параметрів згину, виконані за формулами (10) та (11), подано в табл. 2.

Експериментальними дослідженнями, що проводили за методикою, розробленою [2] з використанням тензометричної станції «СИИТ-3» [4], встановлено закономірності розподілу напружень у перерізах досліджуваних труб у разі дії поперечної згинаючої сили.

За результатами вимірів напружень у тілі труб побудовано графічні залежності в координатах «напруження–тиск» та «напруження–прогин» у діаметрально протилежних точках (т. 1 і 3 та т. 2 і 4) (рис. 3). Точка 1 розміщена на випуклій твірній труби, а точка 3 – на увігнутій. Результати експериментальних досліджень оброблено з використанням відомих методів математичної статистики.

На рис. 4 і 5 наведено залежності поздовжніх і кільцевих напружень від внутрішнього тиску в тілі прямолинійної ( $f=0$ ) та вигнутої труб ( $f=50$  мм).

З одержаних залежностей видно, що з підвищенням тиску пропорційно збільшуються як поздовжні, так і кільцеві напруження, причому для прямолинійних труб на діаметрально протилежних твірних поверхні труби ( $\sigma_1=\sigma_3$ ;  $\sigma_2=\sigma_4$ ), що показано на рис. 4.

Під час прогину труби ( $f=50$  мм, див. рис. 5) із одночасною дією внутрішнього тиску поздовжні напруження на випуклій поверхні труби збільшуються, а на увігнутій – зменшуються. Це означає, що згинання спричиняє виникнення розтягуючих напружень по випуклій і стискаючих – по увігнутій твірній поверхні труби. Кільцеві напруження внаслідок згину за стріли прогину  $f=50$  мм практично не змінюються по випуклій та увігнутій твірних поверхні труби і зростають з підвищенням тиску.

На рис. 6 наведено результати експериментальних досліджень поздовжніх і кільцевих напружень залежно від стріли прогину труби при внутрішньому тиску  $p_b=0$ , з якого видно, що зі збільшенням прогину від нуля до 100 мм осеві напруження за абсолютною величиною зросли майже на 290 МПа (рис. 6, лінії 1 та 3). Величини кільцевих напружень по випуклій і увігнутій твірних поверхні труби майже рівні між собою, однак зі збільшенням внутрішнього тиску спостерігається відмінність між величинами цих напружень. З цього можна зробити висновок, що має місце зміна форми поперечного перерізу труби.

### Висновки

1. Шляхом аналізу чинних нормативних документів, які регламентують розрахунок обсадних колон на міцність, встановлено, що вплив згинаючих навантажень на опірність труб зм'ягттю не враховується, а коефіцієнт запасу міцності рекомендовано збільшувати тільки під час розрахунку на розтяг різьбових з'єднань залежно від інтенсивності викривлення свердловини без обґрунтування.

2. Теоретично одержано формули для визначення величини зовнішнього критичного тиску труб із урахуванням інтенсивності викривлення осі свердловини та овальності і різностінності труб. Розрахунками встановлено, що величина зовнішнього критичного тиску труб зменшується зі збільшенням інтенсивності викривлення свердловини. Для 146-міліметрових обсадних труб із початковою овальністю 1 % за інтенсивності викривлення 2–3 град. на 10 м величина зовнішнього критичного тиску зменшується на 5–10 % порівняно з величиною критичного тиску прямолинійних труб, а за інтенсивності викривлення 6–7 градусів на 10 м – на 20–25 %.

3. Експериментальними дослідженнями напруженого стану моделей обсадних труб за умови сумісної дії згинального моменту і внутрішнього тиску встановлено, що при радіусах кривизни менше за 100 м (інтенсивність викривлення  $5,7^\circ/10$  м), осеві розтягуювальні напруження унаслідок згину досягають 15 % і більше від межі текучості матеріалу труб. Результатами теоретичних досліджень підтверджено, що зі збільшенням інтенсивності викривлення осі свердловини овальність труб зростає.

### Список літератури

1. Коцкулич Я.С. Визначення величини зовнішнього критичного тиску для обсадних труб із врахуванням згину /Я.С. Коцкулич, О.М. Лев,



О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 2 (7). – С. 84–88.

2. **Коцкулич Я.С.** Дослідження зміни напруженого стану обсадних труб при згині / Я.С. Коцкулич, О.М. Лев, О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 4(33). – С. 45–49.

3. **Справочник** по сопротивлению материалов / [Г.С. Писаренко, А.П. Яковлев, В.В. Матвеев]. – К.: Наук. думка, 1988. – 736 с.

4. **Система** измерительная тензометрическая СИИТ-3. Рук. по эксплуатации 4Т2.739.004 РЭ. – Краснодар, 1987. – 102 с.

#### Автори статті



#### **Коцкулич Ярослав Степанович**

Доктор технічних наук, член правління Спілки буровиків України, професор кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ. Закінчив Івано-Франківський інститут нафти і газу. Наукові інтереси пов'язані з дослідженням проблем надійності кріплення нафтових і газових свердловин.



#### **Марцинків Олег Богданович**

Кандидат технічних наук, доцент кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ. Закінчив Івано-Франківський інститут нафти і газу. Напрямок наукових досліджень – підвищення надійності кріплення похило-скерованих свердловин.



#### **Лев Олег Михайлович**

Кандидат фізико-математичних наук, доцент кафедри будівельної механіки ІФНТУНГ. Закінчив Горьківський державний університет ім. М.І. Лобачевського (Росія). Напрямок наукових досліджень – розрахунок на міцність і стійкість елементів бурильної та обсадної колон.

## НОВИНИ

### Литва імпортуватиме ЗПГ із Норвегії

Щоб позбавитися залежності від російського газу, Литва підписала свою першу угоду з компанією Statoil на закупівлю зрідженого природного газу (ЗПГ). Із 2015 р. Statoil буде поставляти щорічно 540 млн м<sup>3</sup> природного газу до терміналу в Клайпеді для компанії Litgas. Відповідно до контракту вартістю 1,0–1,1 млн дол. США перший вантаж ЗПГ на терміналі Клайпеди очікується в кінці грудня 2014 р., комерційні поставки розпочнуться з 1 травня 2015 р. Щорічно Statoil поставлятиме 6–7 метановозів ЗПГ. Контракт передбачає також можливість для кооперації, що є новим у регіоні Балтійського моря. Газ у рідкому стані будуть перекачувати у малотоннажні кораблі в Клайпедському терміналі. Успішний розвиток операції із перевантаження ЗПГ підвищить ефективність використання терміналу та знизить вартість його експлуатації.

За матеріалами Daily update LNG/ World News/2014-08-22

### Пущено в експлуатацію нове газове родовище на шельфі Єгипту

Першу продукцію отримано з газоконденсатного родовища Denise-Karawan (DEKA), що на єгипетському шельфі в районі дельти Нілу. За повідомленням компанії ENI, експлуатаційна свердловина Denise South 6 дає 1,8 млн м<sup>3</sup> газу і понад 100 т газоконденсату на добу. Свердловина знаходиться на ліцензійній ділянці Temsah на відстані 65 км північніше від Порт Саїда, глибина моря –100 м. Згідно з проектом для розробки родовища планується пробурити п'ять морських свердловин, задіяти підводну систему збору і морський газопровід від родовища до газопереробного заводу на березі моря. Очікується, що найвищого рівня видобутку газу (6,5 млн м<sup>3</sup> на добу) буде досягнуто уже в першому кварталі 2015 р.

За матеріалами <http://www.ogj.com/articles/2014/08/deka-natural-gas-flow>

### Індія інвестує в розробку родовища Daman в Аравійському морі

Індійська нафтогазова корпорація ONGC планує витратити 864,5 млн дол. США для організації видобування газу і газоконденсату з родовища, що знаходиться на блоці Tarti Daman в Аравійському морі. Компанія планує до 2019 року встановити сім платформ і пробурити 28 свердловин.

За матеріалами <http://www.ogj.com/articles/2014/08/india-s-ongc-to-invest>