

Застосування безглинистих промивальних рідин в умовах високих пластових тисків і температур

Ю.В. Лубан

канд. техн. наук
ПрАТ «НДІКБ Бі»

С.В. Лубан

ТОВ «Геосинтез інженірінг»

В.В. Дудзич

Регал Петролеум Корпорейшн Лімітед

А.Г. Бойко

В.Г. Семенюк

ПрАТ «Укргазвидобуток»

УДК 622.24.06.32

У статті розглянуто питання застосування безглинистих промивальних рідин в умовах великих глибин, високих пластових тисків і температур. Установлено, що збільшення густини безглинистих промивальних рідин традиційними обважнювачами супроводжується зростанням показника вибієної фільтрації. Показано, що вирішення цієї проблеми можливе шляхом використання водорозчинних солей. Представлено результати лабораторних та промислових випробувань безглинистих промивальних рідин, обважнених водорозчинними солями.

В статье рассматриваются вопросы применения безглинистых промывочных жидкостей в условиях больших глубин, высоких пластовых давлений и температур. Установлено, что увеличение плотности безглинистых промывочных жидкостей традиционными утяжелителями сопровождается возрастанием показателя забойной фильтрации. Показано, что решение данной проблемы возможно при использовании водорастворимых солей. Представлены результаты лабораторных и промышленных испытаний безглинистых промывочных жидкостей, утяжеленных водорастворимыми солями.

The paper considers the application clayless drilling fluids under conditions of great depths, high reservoir pressures and temperatures. It was determined that increasing the density of clayless drilling fluids by conventional weighting agents is accompanied by increasing rate of bottomhole filtering. It is shown that the solution of this problem is possible through the use of water-soluble salts. The results of laboratory and field tests for clayless drilling fluids weighted with water-soluble salts are presented.

Останнім часом для розкриття продуктивних горизонтів усе частіше використовують безглинисті промивальні рідини, які забезпечують найвищий рівень збереження їх колекторських властивостей [1, 2]. Це значною мірою відбувається завдяки низькому вмісту колоїдних часток, проникнення яких у поровий простір колекторів є одним з основних факторів погіршення їх продуктивних характеристик. При цьому якщо ще нещодавно використання безглинистих систем обмежувалося зонами аномально низьких або гідростатичних тисків, то зараз усе частіше виникає потреба їх впровадження на глибоких свердловинах, із високими пластовими тисками і температурами. Проте застосування обважнених безглинистих промивальних рідин в умовах високих температур стикається із специфічною проблемою неконтрольованого зростання їх вибієної фільтрації – показника, який визначають на спеціальному приладі (tester НРНТ або прилад ГрозНДІ) в умовах, які моделюють фільтрацію на вибої свердловини за пластової температури та тиску 5 МПа (рис. 1).

Нашими дослідженнями виявлено сталу залежність між вмістом обважнювача у складі безглинистої промивальної рідини та показником її вибієної фільтрації (табл. 1).

Таблиця 1

Залежність вибієної фільтрації безглинистого розчину від вмісту обважнювача

Склад розчину	Густина розчину, кг/м ³	Фільтрація розчину, см ³ /30 хв		
		за нормальних умов		за T = 140 °C і P = 5 МПа
		після приготування	після термостатування за T = 140 °C	
Біокар	1030	2	2	14
Біокар +35 % бариту	1270	2	2,5	19,5
Біокар +70 % бариту	1480	2,5	3	40
Біокар +105 % бариту	1660	2,5	3	85
Біокар +140 % бариту	1820	2,5	3,5	∞

Установлено, що вже в результаті уведення порівняно невеликої кількості бариту (35 % до об'єму), що відповідає густині 1270 кг/м^3 , вибійна фільтрація збільшується до граничної межі технічно прийнятних значень, а з подальшим збільшенням густини промивальної рідини її вибійна фільтрація продовжує зростати і стрімко досягає невимірних величин, за яких відфільтровується майже увесь об'єм рідкої фази. Безумовно, такий рівень вибівної фільтрації унеможливує використання цього типу промивальної рідини в подібних термічних умовах, оскільки, зокрема, призводить до інтенсивного збільшення об'єму фільтраційної кірки, яка в інтервалах залягання проникних пластів може досягати розмірів, спроможних створювати суттєві перешкоди руху бурильного інструменту (рис. 2).

Показовим є те, що надвисокі показники вибівної фільтрації обважнених безглинистих рідин майже не зменшуються ані зі збільшенням концентрації полісахаридних реагентів, ані з уведенням додаткових термостійких стабілізаторів. У той же час після охолодження попередньо термостатованих промивальних рідин до кімнатної температури їх низька поверхнева фільтрація повністю відновлюється. Отже, збільшення вибівної фільтрації обважнених безглинистих рідин не пов'язане з необоротною термічною деструкцією реагентів, а має іншу природу, вивчення якої потребує проведення окремих досліджень.

На наш погляд, для розуміння виявленого процесу важливим є аналіз механізму фільтрації промивальних рідин.

Відомо, що кількість рідини, яка відфільтровується під тиском через пористе середовище за певний проміжок часу (показник фільтрації) значною мірою визначається «щільністю упаковки матеріалу» фільтраційної кірки, яка утворюється на поверхні цього середовища. При фільтрації глинистого розчину в формуванні фільтраційної кірки беруть участь частки твердої фази різного розміру з великим вмістом колоїдної складової. Під тиском така кірка ущільнюється, унаслідок чого її проникність досить швидко зменшується. Відповідно фільтрація глинистого розчину має тенденцію до зменшення у часі і після досягнення певного значення практично припиняється [3].

У системах обважнених безглинистих розчинів, де вміст колоїдної фази нехтовно малий порівняно з концентрацією обважнювача, фільтраційна кірка формується переважно частками бариту приблизно однакових роз-



Рис. 1. Прилад для визначення показника вибівної фільтрації (tester НРНТ)

мірів. Така кірка в часі майже не ущільнюється і нагадує каркас або сітку, вільний простір якої заповнений в'язкими молекулами полімерів. За нормальних умов досліду, які відповідають фільтрації на поверхні, такий полімерний шар створює міцний і непроникний бар'єр, що забезпечує низький рівень показника фільтрації у $2\text{--}3 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$. Але за високих температур, коли в'язкість полімерів різко зменшується, вони втрачають свої блокувальні властивості. Каркас із часток бариту стає проникним, і фільтрація може сягати $90\text{--}100 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ і вище. З охолодженням розчину, зі зростанням в'язкості полімерів, відновлюється і низька проникність фільтраційної кірки.

Отже, причиною збільшення вибівної фільтрації обважнених безглинистих рідин є порушення рівноваги між кількістю колоїдної та більш грубої дисперсної фази. Подібна залежність раніше була встановлена для систем глинистих розчинів [4]. Зі зменшенням величини співвідношення між колоїдною і загальною твердою фазами (у тому числі і зі збільшенням густини розчину, внаслідок зростання концентрації обважнювача) вибійна фільтрація глинистих розчинів

різко збільшується (рис. 3). Відповідно, в обважнених безглинистих системах, де вміст колоїдної складової є значно меншим, цей ефект повинен проявлятися ще більше. Без вирішення цієї проблеми можливість отримання безглинистих рідин із густиною понад $1270\text{--}1300 \text{ кг/м}^3$ для буріння при температурах від $100 \text{ }^\circ\text{C}$ і вище практично виключається.

У наших дослідженнях рівень вибівної фільтрації обважнених безглинистих рідин вдавалося дещо зменшити шляхом введення до їх складу колоїдального бариту, бентоніту або крейди. Але в такий спосіб повністю вирішити проблему та досягти технологічно прийнятного рівня вибівної фільтрації нам не вдалося. Крім цього, введення додаткової кількості колоїдних часток у безглинисті системи позбавляє їх чи не найважливішої переваги над глинистими розчинами. Тому такий напрям досліджень було визнано хибним.

Підвищити густину безглинистих промивальних рідин можливо шляхом їх обробки водорозчинними солями. За такого способу обважнення вдається уникнути порушення співвідношення між колоїдною та грубодисперсною твердою фазами і тим самим усунути основну



Рис. 2. Фільтраційна кірка безглинистого розчину, не обваженого (1) і обваженого баритом до густини 1820 кг/м³ (2), після вимірювань при $T = 140\text{ }^{\circ}\text{C}$ та $P = 5\text{ МПа}$

причину зростання вибіної фільтрації. Крім цього, завдяки збільшенню загальної мінералізації середовища підвищуються інгібуючі властивості безглинистої системи та термостійкість біополімерних реагентів [5]. Безглинисті промивальні рідини, обважені водорозчинними солями, зберігають усі позитивні характеристики, властиві традиційним біополімерним системам: низьку поверхневу фільтрацію, високий рівень псевдопластичності, миттєву тиксотропію тощо (табл. 2).

Таблиця 2

Параметри безглинистих розчинів, обважених різними водорозчинними солями

Склад розчину	Густина кг/м ³	Умовна в'язкість (100/200 мл), с	Фільтрація, см ³ /30 хв		СНЗ, дПа			Пластична в'язкість, мПа*с	ДНЗ дПа
			за нормальних умов	за $T = 140\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $P = 5\text{ МПа}$	10 с	1 хв	10 хв		
Біокар	1030	26	2	16–18	18	19	24	33	165
Біокар +27 % NaCl	1220	23	2,5	17–19	16	18	22	25	153
Біокар +25 % NaCl + 38 % CaCl ₂	1340	25	2	18–20	50	55	68	47	177
Біокар + 25 % NaCl + 69 % Ca(NO ₃) ₂	1480	30	3	16–20	38	44	65	57	195

Параметри промивальної рідини «Біокар-МТ» під час буріння св. 53 Свиридівської

Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Фільтрація, см ³ /30 хв.		СНЗ, дПа		Вміст, %		Вміст KCl, %	Загальна солоність, %	Пластична в'язкість, мПа*с	ДНЗ, дПа	рН
		за нормальних умов	за $T = 140\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $P = 5\text{ МПа}$	1 хв	10 хв	твердої фази	колоїдної фази					
1220–1240	40–45	3,5–4	16–17	29–32	34–38	10–12	0,5–0,7	3,5–4	22–24	16–19	148–163	7,5–8

Таблиця 3

Параметри промивальної рідини «Біокар-МТ» під час буріння св. 62 Острове́рхівської

Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Фільтрація, см ³ /30 хв		СНЗ, дПа		Вміст колоїдної фази, %	Загальна солоність, %	Вміст KCl, %	Вміст Ca ²⁺ , %	Пластична в'язкість, мПа*с	ДНЗ, дПа	рН
		за нормальних умов	за $T = 120\text{ }^{\circ}\text{C}$ і $P = 5\text{ МПа}$	1 хв	10 хв							
1340–1360	134–195	4–4,5	17–18	48–55	61–63	0,5–0,66	25–27	7–8	4,8–5	54–57	267–285	6,9–7,1

Таблиця 4

Залежно від типу мінералізатора можна отримати безглинисті промивальні рідини з різними діапазонами густини. Так, у разі використання хлориду натрію густина промивальної рідини може досягати 1250 кг/м³, хлориду кальцію – 1380 кг/м³, нітрату кальцію – майже 1500 кг/м³. Отже, застосування порівняно недорогих солей дає змогу одержати промивальні рідини, густина яких відповідає пластивим тискам більшості родовищ України. Для одержання безглинистих рідин із більшою густиною можна використовувати більш дорогі солі – бромід кальцію, хлорид цинку тощо.

Промислові випробування розробленої промивальної рідини «Біокар-МТ», обваженої хлоридом натрію, проведено на Свиридівському родовищі за пластової температури 136 °С. Вибір місця випробування був обумовлений невдалим досвідом застосування обваженого баритом безглинистого розчину Baradrill (розробник – компанія Baroid), унаслідок чого продуктивність більшості пробурених свердловин була нижчою від запланованої.

На наш погляд, основною причиною виникнення проблеми була недооцінка важливості фактора високої вибіної фільтрації, яка властива безглинистим рідинам під час їх обваження баритом. Іншою причиною стало збільшення густини бурового розчину, що обумовлювалося низькою стійкістю гірських порід та їх осипаннями у процесі буріння. Обваження розчину призводило до створення надвисоких репресій в інтервалах проникних горизонтів, які сягали 15–20 МПа.

Розкриття пластів за високих репресій та вибіної фільтрації закономірно призводить до забруднення пластів та низьких дебітів через утворення великої зони проникнення. Непрямим підтвердженням такого висновку є те, що дебіти свердловин, пробурених на родовищі ще в радянські часи із застосуванням застарілих глинистих розчинів, є суттєво більшими. Такий парадокс може бути пояснений тим, що обмежена фільтрація навіть «поганого» глинистого розчину призводить до меншого забруднення пластів, аніж надвисока вибійна фільтрація «сучасних» обважених безглинистих рідин.

Промивальну рідину «Біокар-МТ», обважену хлоридом натрієм до густини 1220–1240 кг/м³, було впроваджено під час буріння інтервалу під експлуатаційну колону (4800–5450 м) на св. 53. Буріння інтервалу було проведено із рекордною для родовища швидкістю. Проходка наближалася до 50 м за добу, а весь інтервал було пробурено менше ніж за місяць.

Таблиця 3

Збільшення мінералізації бурового розчину забезпечило високий рівень інгібування глинистих порід, що дало змогу утримати його густину на значно нижчому рівні, ніж під час буріння попередніх свердловин на родовищі (1320–1360 кг/м³ і більше). Стійкість порід була високою, ознак осипань не спостерігали. Параметри промивальної рідини були стабільними та майже не змінювалися протягом усього періоду буріння (табл. 3).

Відсутність грубодисперсних часток обважнювача у складі розчину дала можливість ефективно використовувати такі засоби його очищення, як гідроциклонні установки та центрифуги. Унаслідок цього, незважаючи на розкриття потужної глинистої покрівлі продуктивних пластів, концентрація колоїдних часток у розчині була мінімальною. Відсутність забруднюючих компонентів дала змогу ефективно використати реагенти-кольматанти, які були введені в розчин безпосередньо перед розкриттям першого продуктивного об'єкта. Це дозволило забезпечити високу якість розкриття пластів та уникнути можливих диференційних прихоплень. Під час проведення спускопідіймальних операцій в інтервалах залягання проникних пластів інструмент рухався вільно, що вказує на відсутність збільшення об'єму фільтраційної кірки та утворення зон звуження.

Про відсутність забруднення продуктивного колектора в процесі буріння навіть в умовах зниженого пластового тиску свідчать і дані промислово-геофізичних досліджень. Зокрема, за результатами електрометричних методів ГДС встановлено відсутність зони проникнення фільтрату в продуктивний пласт із коефіцієнтом пористості 11 % в інтервалі 5194–5200 м. Під час випробування свердловини одержано промислові припливи газу та конденсату, які перевищують дебіти сусідніх по родовищу свердловин.

Іншим прикладом вдалого застосування безглинистих біополімерних рідин, обважнених водорозчинними солями, є св. 62 Острозького родовища, де у процесі розкриття продуктивної товщі на глибині 4368 м виникло газопроявлення. Густина безглинистої рідини «Біокар-МТ» унаслідок потрапляння газу зменшилася з 1220 до 910 кг/м³. Одночасно з'явилися ознаки інтенсивних осипань аргіліту, які супроводжувалися різкими коливаннями тиску під час промивань та затягуваннями інструмента. Для подолання ускладнення потрібно було збільшити густину бурового розчину до 1360 кг/м³. Але температура на вибої свердловини становила близько 120 °С, що унеможливило застосування традиційних обважнювачів у системі безглинистого бурового розчину. В ситуації, що склалася, для обважнення використали хлорид кальцію (табл. 4).

Хлорид кальцію є традиційним інгібітором розуцільнення глинистих порід, який у 1970–80-х рр. широко застосовували в рецептурах бурових розчинів. Але інгібуючі властивості таких розчинів обмежувалися порівняно невисокою концентрацією йону Ca²⁺, що було обумовлено проблемами з їх стабілізацією лігносульфонатними реагентами. Полісахаридна основа системи «Біокар» забезпечує стабілізацію навіть насиченого розсолу хлориду кальцію, і це дозволяє суттєво збільшити інгібуючі властивості промивальних рідин на його основі. Це стосується й інших

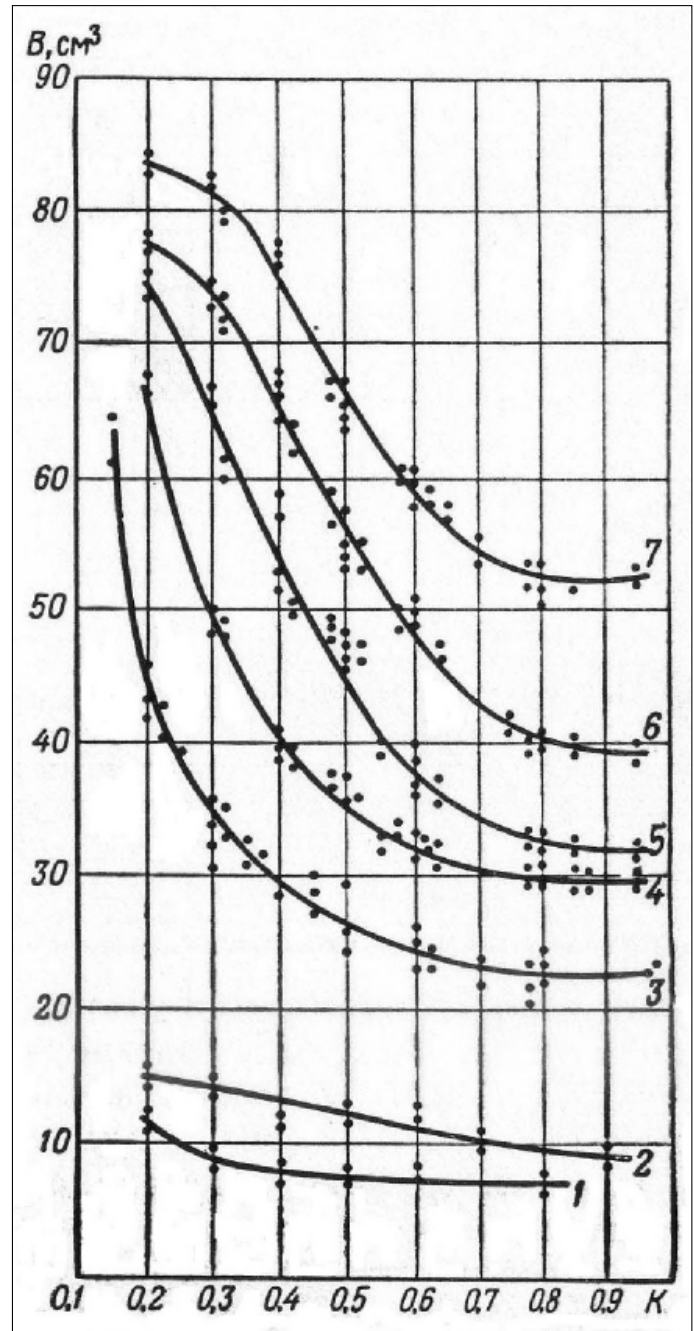


Рис. 3. Залежність фільтрації бурового розчину, стабілізованого ВЛР, від коефіцієнта колоїдальності глини (К) [4]: 1; 2 – фільтрація за нормальних умов розчинів із густиною 1,4 і 2,0 г/см³; 3 – фільтрація при T = 140 °С та P = 5 МПа необважненого розчину; 4–7 – фільтрація розчинів із густиною 1,4; 1,6; 1,8; 2,0 г/см³ відповідно за аналогічних умов

полівалентних солей, зокрема хлориду магнію і нітрату кальцію, висококонцентровані розсоли яких за інгібуючим впливом на глинисті породи випереджають хлорид кальцію при його застосуванні у традиційних концентраціях (3–5 %) (рис. 4).

Збільшення інгібуючих властивостей розчину «Біокар-МТ» унаслідок уведення хлориду кальцію одночасно з під-

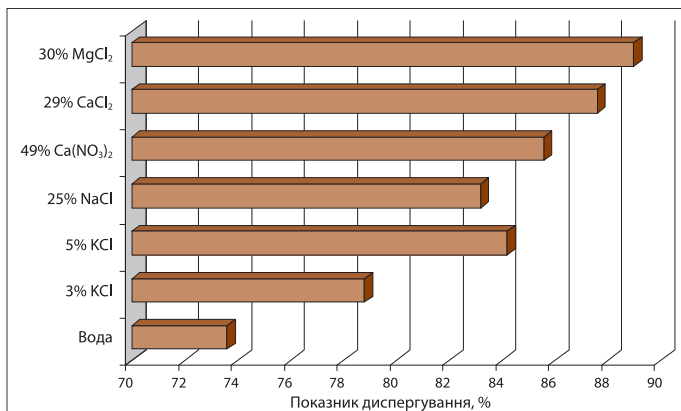


Рис. 4. Показник диспергування аргіліту (Rolling Test) у воді та розчинах солей. Густина розчинів солей Ca²⁺ і Mg²⁺ у досліді становила 1270 кг/м³. Показник диспергування визначають як відношення маси залишку аргіліту після досліду до його вихідної маси в процентах

вищенням його густини допомогло в короткий строк ліквідувати ускладнення на св. 62 і спустити обсадну колонку.

Таким чином, застосування водорозчинних солей дає змогу виключити із рецептури безглинистих промивальних рідин традиційні обважнювачі, застосування яких призводить до збільшення вибівної фільтрації та робить їх непридатними для використання в умовах високих вибівних тисків і температур. Побічним ефектом від обважнення водорозчинними солями є збільшення термостійкості біополімерних систем та зростання їх інгібуючих властивостей.

Успішне проведення промислових випробувань безглинистих біополімерних рідин, обважнених водороз-

чинними солями, є практичним підтвердженням теоретичних уявлень, покладених в основу нової концепції застосування безглинистих розчинів на великих глибинах, де розташована переважна більшість продуктивних об'єктів України.

Список літератури

1. **Лубан Ю.В.** «БЮКАР» – безглиниста промивальна рідина для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин та розкриття продуктивних горизонтів / Ю.В. Лубан, Я.В. Кунцяк, С.В. Лубан, О.А. Білека [та ін.] // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – № 4. – С. 18–21.
2. **Кунцяк Я.В.** Влияние безглинистой промывочной жидкости «БИОКАР» на качество вскрытия продуктивных горизонтов / Я.В. Кунцяк, Ю.В. Лубан, Я.И. Кулик // Эфиры целлюлозы и крахмала, другие химические реагенты и материалы в эффективных технологических жидкостях для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин: Мат. XIV Междунар. научн.-практ. конф., 8–11 июня 2010 г. – Суздаль – Владимир: Изд. ВлГУ, 2010 – С. 115–119.
3. **Баранов В.С.** Глинистые растворы для бурения скважин в осложнённых условиях / В.С. Баранов. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 210 с.
4. **Резниченко И.Н.** Утяжеление буровых и тампонажных растворов / И.Н. Резниченко, А.И. Булатов, С.А. Рябоконе, С.Н. Шадрин. – М.: Недра, 1978. – 286 с.
5. **KELTROL®/KELZAN®** Xanthan Gum Book. 8 Edition. CPKelco [Електронний ресурс]. – Режим доступу до журн.: [http://www.bisi.cz/cmsres.axd/get/cms\\$7CVwRhC3USVqgzkkKF96gl\\$2BChNrXcTq\\$2B0UdiEtz5TFyA\\$2B1dJubBlfluXdoDfiqojVRVU\\$2FkQ343xA\\$3D](http://www.bisi.cz/cmsres.axd/get/cms$7CVwRhC3USVqgzkkKF96gl$2BChNrXcTq$2B0UdiEtz5TFyA$2B1dJubBlfluXdoDfiqojVRVU$2FkQ343xA$3D)

НОВИНИ

Введено в експлуатацію морське газове родовище в Ізраїлі

Перші кубометри природного газу надійшли до споживачів Ізраїлю з недавно відкритого великого морського газового родовища Татар. Родовище, розташоване в Середземному морі, відкрито у 2009 р. Після спорудження газопроводу газ по ньому почав поступати до терміналу в порту Ашдод.

Як планують у Міністерстві енергетики країни, родовище буде задовольняти 50–80 % потреб Ізраїлю в природному газі протягом не менше як 10 років. Половина ізраїльської електроенергії генерується з використанням газу. Відкриття другого великого газового родовища в морі в районі північного Ізраїлю, відомого як Leviathan, може зробити Ізраїль експортером газу.

Pipeline & Gas Journal/ May/ www.pgjonline.com, p.18

Новий рекорд глибини буріння в індійських водах

Компанія Transocean Ltd and Oil&Natural Gas Corp. заявила про встановлення нового рекорду глибини моря, досягнутого свердловиною, пробуреною з морської бурової установки в східній частині акваторії Індії.

З бурової установки Dhirubhai Deerwater KG1 23 січня 2013 р. завершено буріння розвідувальної свердловини ONGC NA7-1 на глибині моря 3407 м. Проектна глибина свердловини становить 5367 м.

Цій же компанії належить і попередній рекорд – 9727 м, досягнутий свердловиною в східній частині акваторії Індії у 2011 р.

<http://www.ogj.com/content/ogj/en/articles/2013/02/>