

© О.М. Чорний

ГПУ «Львівгазвидобування»

Г.М. Левицька

І.М. Кузів

Львівський комплексний

науково-дослідний центр УкрНДІгазу

Е.О. Чорний

ІФНТУНГ

Технологія розкриття пластів на рівновазі пластового та вибійного тисків під час буріння свердловин Передкарпаття

УДК 553.98

У статті розглянуто технологію розкриття пластів на рівновазі пластового та вибійного тисків під час буріння свердловин Передкарпаття. Завдяки постійній оцінці та прогнозуванню порових і пластових тисків у процесі проходки свердловини спостерігаємо підвищення ефективності буріння і розкриття продуктивних пластів.

Ключові слова: вибійний тиск, поровий тиск, рівновага тисків, гідророзрив пласта, коефіцієнт Пуассона, пружність скелету породи.

В статье рассматривается технология вскрытия пластов на равновесии пластового и забойного давлений при бурении скважин Предкарпаття. В результате постоянной оценки и прогнозирования поровых и пластовых давлений в процессе проходки скважины наблюдается повышение эффективности бурения и вскрытия продуктивных пластов.

Ключевые слова: забойное давление, поровое давление, равновесие давлений, коэффициент Пуассона, напряжение скелета породы.

The article deals with the technology of opening formations on the equilibrium of formation and bottomhole pressure during drilling Pre-Carpathian wells. As a result of constant evaluation and forecast of pore and formation pressures during well drilling, it is observed the increase of drilling efficiency and opening productive formations.

Key words: bottomhole pressure, pore pressure, equilibrium pressure, formation fracturing, Poisson's coefficients, resiliency of rock matrix.

Під час буріння глибоких свердловин (до 5000 м і нижче) продуктивні горизонти здебільшого розкриваються з репресіями на пласти. Нам уже відомі наслідки неякісного розкриття нафтогазоносних горизонтів із перевищенням гідростатичного тиску над пластовим, особливо на родовищах із АВПТ, де використовуються обважені промивальні рідини.

Вищезазначене відбувається під час буріння на розвідувальних площах Передкарпатського прогину – Рожнятів, Космач-Покутський, Ольховка та ін., де у ході розкриття нафтоносних пластів використовували обважнені буровий розчин густиною $1,7\text{--}2,1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Репресія на пласти при цьому сягала 15–20 МПа. Унаслідок цього у разі хорошої геофізичної характеристики пластів-колекторів одержано дуже малі припливи нафти. У ході буріння свердловин у таких умовах у результаті повної або часткової втрати гідродинамічного зв'язку пластів зі свердловиною мають місце невиявлення нафтогазоносних пластів під час випробування їх на приплив, втрати на тривалий час потенційних робочих дебітів.

Останнім часом розпочалося широке використання технології буріння свердловин, при якому підтримується рів-

новага між пластовим та вибійним тисками, тобто величина диференційного тиску приблизно дорівнює нулю. Якщо використовувати таку технологію, то породи-колектори практично не забруднюються, унаслідок чого дебіт свердловини дорівнює максимально можливому. Крім цього, значно підвищуються швидкості проходки, збільшується термін роботи доліт, скорочуються витрати на промивальні рідини через відсутність потреби обважнювати їх, можна зменшити кількість обсадних колон.

У роботі [1] показано, що якість розкриття пластів можна покращити, знаючи закономірності розподілу пластових тисків у покладах та вміло маневруючи нашими можливостями. Так, завдяки регулюванню глибини установки башмаків проміжних колон у продуктивному розрізі можна регулювати величину репресії на пласти.

Обмеження величини репресії густини промивальної рідини на пласти дасть змогу підвищити ефективність геофізичних робіт і газового каротажу. Під час розкриття розрізу з великими репресіями на продуктивні пласти проходить витіснення газу від стінок свердловини. У промивальну рідину потрапляє тільки незначна частина газу, і на кривій газопоказання фіксуються тільки значення, які не перевищують фонових

значень. У цьому випадку пласти з кращими колекторськими властивостями будуть задавлені і заглизовані, а малопористі, з низькими фільтраційними властивостями, не будуть задавлені, що призведе до підвищеного розгазування розчину і появи піків на газокаротажних діаграмах. Унаслідок дифузії газу на промивальну рідину низькопроникні пласти будуть відбиватися на діаграмах у вигляді зон із підвищеною газоносністю. На думку Я.С. Коцкулича, гідродинамічні процеси, що викликають викиди, поглинання промивальної рідини, прилипання інструменту до стінок свердловин, обвали глин та інші ускладнення, проходять тим активніше, чим більша дисгармонія між градієнтами тисків [2].

Найраціональнішим є буріння «на балансовій рівновазі» між тиском флюїдів у порах і гідростатичним тиском промивальної рідини в свердловині.

М.А. Мислюк, роблячи посилання на досвід буріння свердловин США, рекомендує цю величину підтримувати у межах 0–2,5 МПа. У такому випадку, якщо своєчасно виявити момент входження в зону з АВПТ і правильно оцінити величину тиску, з'являється можливість безаварійного буріння свердловини. Є можливість здійснювати контроль за пластовим тиском у процесі буріння свердловини і проводити її на мінімально необхідній густині промивальної рідини [3].

Умова рівноваги тисків має вигляд:

$$P_{пл} = P_{ст} + P_{гд} + P_{укп}, \quad (1)$$

де $P_{ст}$ – гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини; $P_{гд}$ – втрати тиску на подолання опорів під час руху промивальної рідини в кільцевому просторі свердловини; $P_{укп}$ – надлишковий тиск на усті кільцевого простору свердловини.

Забезпечивши безперервну якісну дегазацію промивальної рідини і не допустивши насичення її нафтою, можна досягнути того, що $P_{укп} \approx 0$. Для цього під час буріння потрібно використовувати таку промивальну рідину, реологічні параметри та режим промивання якої розраховані так, що виконується умова [2]:

$$P_{пл} = P_{ст} + P_{гд}. \quad (2)$$

Перед закінченням буріння певного інтервалу (перед вимкненням насосів) проводять заміну рідини в свердловині на рідину більшої густини, яка зберігається в резервних ємностях. При цьому повинна виконуватися така умова:

$$P_{пл} \approx P_{ст}. \quad (3)$$

Таку заміну роблять для операцій, що не потребують промивання свердловини. Перед відновленням буріння роблять зворотну заміну рідин [2].

Запровадження такої технології буріння можливе після вирішення двох основних проблем:

- створення спеціального вибійного та устьового обладнання, яке контролює процеси, що відбуваються у свердловині, та унеможливує викиди флюїду з неї під час буріння. До складу глибинного обладнання входять датчики, які безперервно передають інформацію на денну поверхню. До устьового – обертальні превентори високого тиску та штуцери, які автоматично змінюють розміри прохідного отвору, внаслідок чого підтримується постійний протитиск на виході промивальної рідини зі свердловини;

- створення методів та засобів оперативного виявлення зон із аномально-високими тисками. Існує багато

Пластові тиски флюїдів у нафтогазоносних родовищах Передкарпатського прогину

Таблиця 1

Назва родовища	Середня глибина покладу, м	Пластовий тиск, МПа	Перевищення $P_{пл}$ над умовно-гідростатичним, МПа	Градiєнт пластового тиску, МПа/м·10 ⁻²	Пластовий флюїд
I структурний ярус					
Старо-Самбірське	3450	47,8	+13,3	1,38	нафта
Орiвське	3220	37,5	+5,3	1,16	нафта
Уличнянське	3235	38,5	+6,2	1,19	нафта
Стинявське	3625	44,5	+8,3	1,23	нафта
Танявське	3770	41,9	+4,2	1,12	нафта
Пiвнiчно-Долинське	2800	34,9	+6,3	1,22	нафта+ газ
Долинське	2350	30,4	+6,9	1,3	нафта
Вигода-Витвицьке	3570	33,8	-1,9	0,96	нафта
Оболонське	2850	33,8	+5,3	1,18	нафта
Спаське	1750	15,4	-2,1	0,88	нафта
Струтинське	2160	25,5	+3,9	1,18	нафта
Битківське	1250	12,9	+0,4	1,03	нафта
II структурний ярус					
Бориславське	2400	32,4	+8,4	1,35	нафта
Урицьке (Заводське)	4740	67,2	+19,8	1,42	нафта
Орiвське (Іванківський блок)	3020	41,5	+11,3	1,37	газо-конденсат
Стинявське	4100	68,3	+27,3	1,66	нафта
Ольховське	3007	39,0	+9,0	1,29	нафта
Росiльнянське	2680	41,9	+15,1	1,56	газо-конденсат
Раковець	3000	45,5	+15,5	1,52	нафта
III структурний ярус					
Космацьке	3180	46,3	+14,5	1,45	газо-конденсат
Гвiздецьке	1810	31,0	+12,9	1,72	нафта
Битківське (Пасiчна)	4250	56,1	+13,6	1,32	газо-конденсат
Пiвнiвське	2300	34,8	+11,8	1,52	нафта

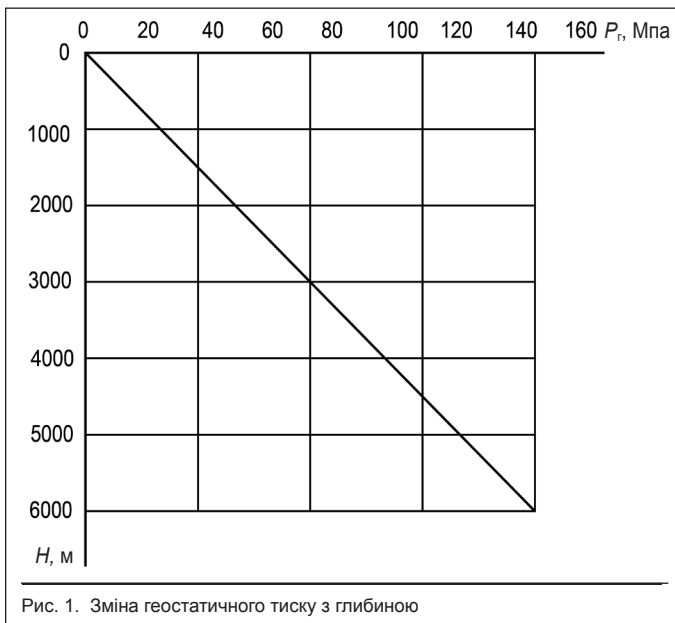


Рис. 1. Зміна геостатичного тиску з глибиною

способів виявлення зон із аномально-високими тисками за даними, які реєструються на поверхні: збільшення швидкості проходки, зменшення крутного моменту на роторі, підвищення навантаження на гаку вище розрахункового, збільшення рівня промивальної рідини в приймальних ємностях, зміна густини вибуруваної породи, наявність газу в промивальній рідині тощо. Першими ознаками можливого зіткнення пластів із АВПТ можуть бути зменшення питомого опору породи (за даними електричного каротажу) та збільшення часу проходження звукової хвилі (за даними акустичного каротажу).

Але зазначені методи не вважають оперативними, оскільки більшість із згаданих чинників проявляється лише після початку розкриття зон із АВПТ. У зарубіжній практиці буріння дослідження спрямовані на створення пристроїв, які записують на вибої свердловини дані про роботу долота, параметри промивальної рідини та властивості гірських порід. Крім цього, розроблено спеціальні види каротажів, які дають змогу прогнозувати зони з АВПТ безпосередньо під час буріння. До них належать: каротаж, який ґрунтується на залежності між густиною порід та пластовим тиском; моментальний каротаж, під час якого використовують дані про вібрацію бурового інструменту; фіксування наявності газу на вибої у промивальній рідині за допомогою спеціального зонда.

Використання будь-якого з цих методів окремо не дає повної гарантії своєчасного виявлення зон із АВПТ, тому отримання достовірних результатів повинно ґрунтуватися на їх сукупному застосуванні.

Для проектування раціональної конструкції свердловини, яка забезпечить її проведення без ускладнень до проектної глибини, необхідно мати достовірні дані про значення порового тиску (пластового) і тиску гідророзриву пласта. Визначити градієнт тиску гідророзриву пласта можна на основі даних геофізичних досліджень. Ці дані необхідно також враховувати під час вибору густини промивальної

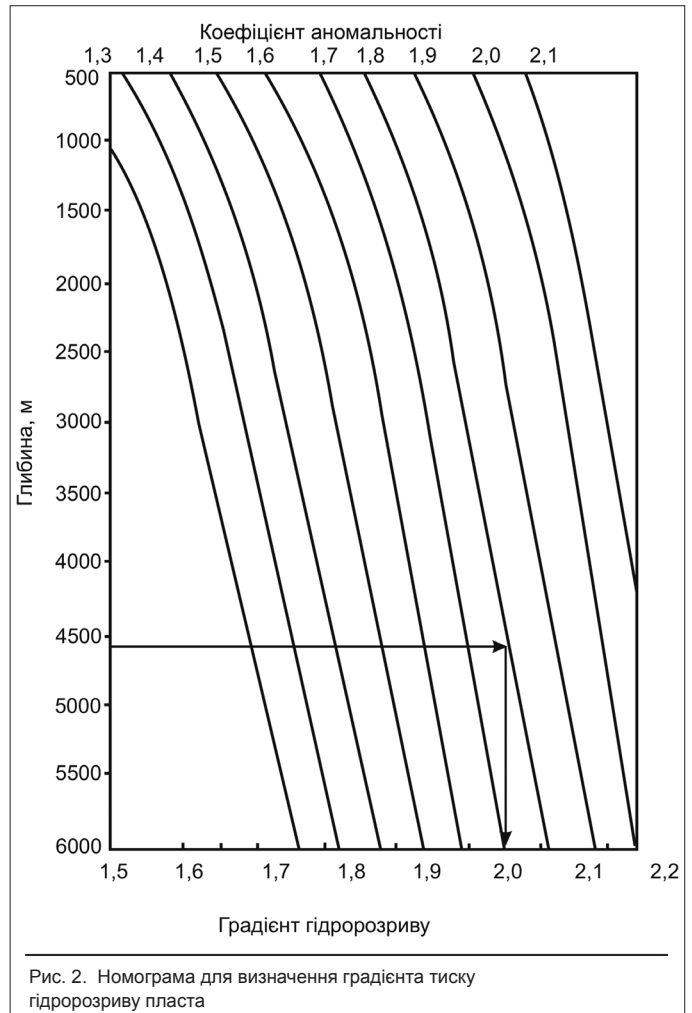


Рис. 2. Номограма для визначення градієнта тиску гідророзриву пласта

рідини для розкриття продуктивного пласта на рівновазі пластового та вибійного тисків.

Відомо, що градієнти тиску розриву пласта пов'язані з поровим (пластовим) тиском, літологією, віком порід і глибиною залягання пласта, а також напруженим станом гірських порід.

Практика буріння свердловин у Передкарпатському прогині показує, що визначення нижньої границі густини бурового розчину, виходячи з умов попередження проявів, є необхідним, але не достатнім для попередження ускладнень. Так, під час буріння сильно розущільнених глин, поровий тиск у яких близький до тиску гідророзриву пласта, навіть незначне збільшення густини бурового розчину з метою попередження викидів призводить до гідравлічного розриву пласта. Це спричиняє інтенсивне поглинання бурового розчину з подальшим викидом. Верхню границю густини бурового розчину можна визначити за формулою:

$$\rho_b = \frac{1}{gh} \left(P_{\text{пор}} + \frac{1}{1-\mu} \cdot G_{\text{сп}} \right), \quad (4)$$

де ρ_b – верхня межа густини бурового розчину, кг/м³; g – прискорення вільного падіння, м/с²; h – глибина залягання підошви пласта, м; $P_{\text{пор}}$ – поровий (пластовий)

тиск, H/m^2 ; μ – коефіцієнт Пуассона; $G_{\text{сп}}$ – напруга скелету породи, $\text{H}\cdot\text{m}^2$.

$$G_{\text{сп}} = P_{\text{гip}} - P_{\text{пор}}, \quad (5)$$

де $P_{\text{гip}}$ – гірський тиск порід, H/m^2 .

Для визначення гірського тиску на основі проведених замірів побудовано графік його зміни з глибиною для умов Передкарпатського прогину (рис. 1). Для побудови графіка використано залежність (5).

$$P_{\text{гip}} = g \int_0^H (H) dH, \quad (6)$$

де $\rho_{\text{п}}(H)$ – об'ємна маса породи як функція її залягання.

Поровий тиск може бути визначено за даними зміни густини породи з глибиною або за даними геофізичних досліджень свердловин.

Для експресного визначення градієнта тиску розриву пласта можна використати побудовану нами на основі рівняння (4) номограму (рис. 2). На номограмі знаходять необхідну глибину і проводять горизонталь до перетину з лінією коефіцієнта аномальності порового тиску. Далі опускають перпендикуляр до абсциси, на якій знаходять значення градієнта тиску розриву пласта, що еквівалентно верхній межі густини бурового розчину під час буріння в цьому інтервалі.

Достовірність результатів досліджень було підтверджено шляхом аналізу ускладнень, що пов'язані з поглинанням бурового розчину, які виникають найчастіше у ході розбурювання піщано-глинистих порід на родовищах Прикарпаття.

Величину градієнта тиску розриву пласта можна визначити із залежності його від градієнта порового тиску. На основі статистичної обробки даних геофізичних та інших

досліджень для умов Передкарпатського прогину одержано залежність:

$$K_{\text{розр.}} = 1,14 + 0,5K_{\text{пор.}} \quad (7)$$

Градієнт порового тиску може бути визначено за даними геофізичних досліджень.

Оперативно отримані дані про тиск гідророзриву пласта дають можливість регулювати густину бурового розчину у визначених межах. Використання бурових розчинів завищеної густини призводить до ускладнень у процесі буріння свердловини.

Причиною низької якості розкриття продуктивних відкладів на площах Передкарпаття є відсутність даних із прогнозування зон АВІТ під час буріння свердловин.

На площах Передкарпаття під час розкриття порід-покришок у св. 8-Стинява, 17-Росільна, 19-Гвізд, 23-Пнів, 1, 2-Рожнятів (див. табл. 1) градієнти порового тиску значно вищі за градієнти тиску стовпа бурового розчину.

Для запобігання ускладнень, які виникають під час розбурювання таких порід, буровий розчин обважнювали, а продуктивні відклади, які залягають нижче, розкривали без зміни його показників, що зумовило проникнення розчину у пласт на велику глибину, особливо в інтервалах залягання тріщинуватих колекторів [2].

У ході розбурювання цих відкладів часто виникали ускладнення (осипання, обвали порід, які складають стінки свердловини, прихвати бурової колони, газування бурового розчину) [4]. Як правило, ці ускладнення виникали у зонах перевищення гідростатичного тиску над поровим. Зони АВІТ проміжною колоною повністю не пе-

Таблиця 2

Результати розкриття та випробування свердловин Рожнятівської площі

№ свердловини	Інтервал випробування	Вік	Метод розкриття	Результати випробування	Одержаний флюїд	Рекомендації за геофізичними дослідженнями	Репресія на пласти, МПа	Глибина проникнення промивальної рідини в пласт, м	Пластовий тиск, МПа
1	4290-4370	P_3 ml	ПКО-89	промисловий приплив нафти	нафта	нафта	20,0	2,0	$H=2832$ м свердловина переливала, $P_{\text{пл}}=43,0$
	4385-4463	P_3 ml	ПКО-89	сухий	–	нафта	18,0	1,8	свердловина переливала, $H=4182$ м $P_{\text{пл}}=73,0$
2	4670-4760	P_3 ml	ПКС-80	слабкий приплив нафти	нафта	нафта	13,5	2,0	–
	4860-4875	P_3 ml	ПКОТ-80	$Q_{\text{н}}=0,34$ м ³ /добу	нафта	нафта	14,5	0,9	–
	5145-5180	P_2 bs	гідроперфорация	сухий	–	можлива нафтоносність	8,0	0,8	–
	5230-5280	P_2 vg	гідроперфорация	слабкий приплив нафти	нафта	не рекомендовано	0	0,67	–
	5340-5450	P_2 mv	гідроперфорация	сухий	–	нафта	0	0,70	–
3	4553-4620	P_3 ml	гідроперфорация	$Q_{\text{н}}=0,5$ м ³ /добу	вода	вода	9,0	1,2	ОПТ
	4650-4695	P_3 ml	гідроперфорация	$Q_{\text{н}}=0,2$ м ³ /добу	нафта	нафта	9,0	1,1	$H=4663$ м
	5060-5280	P_3 ml	–	не випробовувався	–	нафта	20,0	1,3	$P_{\text{пл}}=63,6$
	5450-5530	P_2 bs+vg	пластовипробувач	непромисловий приплив нафти	нафта	не рекомендовано	4,0	0,85	свердловина переливала, $P_{\text{пл}}=69,5$

рекривалися. Повсякчасне газування бурового розчину примушувало обважнювати його, через що продуктивні відклади розкривали з репресією на пласт, яка досягала 18–20 МПа (табл. 2)[5].

Із табл. 1 та 2 видно, що буріння у Передкарпатському прогині часто велося на важчих промивальних рідинах, ніж планувалося. Тому створювалися значні репресії на пласти, а це погіршувало їх колекторські властивості та спотворювало геофізичні дослідження, що могло призвести до неправильних висновків із результатів інтерпретації унаслідок сильного спотворення привибійної зони пласта.

Для якісного розкриття продуктивних пластів необхідно бурити свердловини в оптимальних умовах, тобто на «рівновазі». Це досягається завдяки постійній оцінці та прогнозуванню порових і пластових тисків у процесі провідки свердловини [5].

Висновок

Отже, для підвищення ефективності пошуково-розвідувального буріння в умовах Передкарпаття необхідно проводити геофізичні та лабораторні дослідження з метою прогнозування та виявлення зон НГПТ, враховуючи результати цих досліджень при спуску проміжної колони.

Список використаних джерел

1. **Геологічні основи розкриття і випробування продуктивних пластів:** навчальний посібник / М.І. Чорний, О.М. Чорний, І.М. Метошоп, І.М. Кузів. – Івано-Франківськ: ІФН-ТУНГ, 2013. – 306 с. – ISBN 978-966-694-187-2.
2. **Закінчування свердловин:** підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с. – ISBN 978-966-501-063-0.
3. **Мислюк М.А.** Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття / М.А. Мислюк, А.О. Васильченко // Нафт. і газова пром-сть. – 2009. – № 1. – С. 23–25.
4. **Чорний О.М.** Вплив геологічних чинників на розкриття і розробку газоносних пластів Передкарпатського прогину / О.М. Чорний, Г.М. Левицька, І.М. Кузів, Е.О. Чорний // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 2. – С. 10–14.
5. **Чорний О.М.** Підвищення якості розкриття продуктивних відкладів при бурінні свердловин Передкарпаття / О.М. Чорний, М.І. Чорний, Я.М. Коваль, І.О. Федак, І.Р. Михайлюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 2. – С. 117–124.

ПРОФЕСІОНАЛИ ГАЛУЗІ

Мочернюк Дмитро Юрійович

14 червня 2015 р. відійшов у вічність відомий фахівець у сфері кріплення свердловин і гірничої механіки, доктор технічних наук, професор, академік УНГА Дмитро Миколайович Мочернюк.

Народився Дмитро Миколайович 14 березня 1924 р. у с. Товмачик Коломийського району Івано-Франківської області. У 1944 р. розпочав трудову діяльність техніком-конструктором Бориславської контори буріння.

Після закінчення у 1951 р. нафтового факультету Львівського політехнічного інституту залишився на кафедрі буріння нафтових і газових свердловин, де працював асистентом, згодом – доцентом. Він брав безпосередню участь у створенні унікального стенду для випробування обсадних труб, проведенні досліджень на їх тримкість. На цьому стенді було виконано експериментальну частину докторської дисертації Т.Ю. Єременка, кандидатської і докторської дисертації Д.Ю. Мочернюка, ряду кандидатських дисертацій інших науковців.

Із 1964 р. обіймав посаду доцента, пізніше – професора ЛПІ. Упродовж 1971–1993 рр. завідував кафедрою опору матеріалів. Тривалий час був деканом теплотехнічного факультету, очолював первинний осередок товариства «Знання» інституту. З 1999 р. перебував на заслуженому відпочинку.

За період своєї педагогічної діяльності Д.Ю. Мочернюк підготував кілька тисяч інженерів для нафтогазової та інших галузей промисловості, дев'ять кандидатів технічних наук.



Основна наукова діяльність вченого пов'язана з нафтопромисловою механікою, механікою пружно-деформованого тіла та термодинамікою. У цій сфері він опублікував у фахових журналах понад 140 наукових статей, видав шість монографій, отримав 15 авторських свідоцтв на винаходи.

Завдяки монографіям вченого «Дослідження і розрахунок різьбових з'єднань труб, які використовуються в нафтовидобувній промисловості» та «Деякі проблеми розрахунку обсадних труб на міцність» саме за українською наукою закріпився пріоритет у дослідженнях обсадних труб. У монографії «Вплив геомеханічних чинників на технологію буріння глибоких нафтогазових свердловин» науковець зумів перебудувати теоретичні погляди у геомеханіці та нафтопромисловій механіці. Він обґрунтував нові концепції щодо геомеханіки, механіки колон бурильного інструменту та колон обсадних труб. Дослідив взаємозв'язок між напружено-деформованим станом та з'ясував вплив жорсткості колон бурильних труб на механічну швидкість буріння свердловин.

Дмитро Юрійович був нагороджений орденом Трудового Червоного Прапора, йому присвоєно почесне звання «Заслужений працівник газової промисловості».

Світла пам'ять про талановитого вченого і прекрасного педагога, людину високої культури назавжди залишиться в наших серцях.

Друзі, колеги по роботі, редакція журналу

Друзі, колеги по роботі, редакція журналу