

18. Virajh Dias, A. A. Evaluation of Sensitivity of the WAA and SINMAP Models (Static) for Landslide Susceptibility Risk Mapping in Sri Lanka / A. A. Virajh Dias, J. K. Gunathilake // *Landslide Science for a Safer Geoenvironment*. – 2014. – V. 2. – P. 167–173.
19. Guzzetti, F. Landslide hazard evaluation: a review of current techniques and their application in a multi-scale study, Central Italy / F. Guzzetti, A. Carrara, M. Cardinali, P. Reichenbach // *Geomorphology*. 1999. – V. 31 – P. 181–216.
20. Park, D. W. Landslide and debris flow susceptibility zonation using TRIGRS for the 2011 Seoul landslide event / D. W. Park, N. V. Nikhil, S. R. Lee // *Natural Hazards and Earth Systems Science*. – 2013. – V. 13 – P. 2833–2849.

УДК 622.279.23/4

***О.Ю. Давиденко**, ст. наук. співроб.,

***І.О. Давиденко**, інженер-технолог,

****О.І. Рудик**, ст. викладач,

*Український науково-дослідний інститут природних газів,

**Полтавський нафтовий геолого-розвідувальний технікум
полтавського НТУ ім. Кондратюка

ПЕРСПЕКТИВИ ЗБІЛЬШЕННЯ РІВНІВ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ ШЛЯХОМ БУРІННЯ БОКОВИХ СТВОЛІВ

Розглядається застосування сучасного ефективного методу збільшення вилучення вуглеводнів на завершальній стадії промислового освоєння покладів - буріння бокових стволів в бездіяльних або низькодебітних свердловинах на родовищах ПАТ «Укргазвидобування».

Розробка і освоєння нової технології дозволяє знизити вартість будівництва додаткового ствола до 50 - 60% від вартості нової свердловини. Аналізуючи ресурсну базу і технічний стан експлуатаційного фонду, автори зробили висновок, що найбільш доцільним буде буріння бокових стволів на великих родовищах, які знаходяться на завершальній стадії розробки - Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Меліхівське, Медведівське. На прикладі свердловин Західно-Хрестищенського родовища показано, що ця технологія виявляється ефективним засобом інтенсифікації видобутку вуглеводнів в Україні. Підтверджується економічна і технологічна ефективність впровадження заходів з буріння бокових стволів для розкриття продуктивних покладів вуглеводнів з метою суттєвого збільшення кінцевого коефіцієнта газовіддачі пластів.

Ключові слова: нафтогазові родовища, розробка покладів, технічний стан свердловин, об'єкт буріння.

Е.Ю. Давыденко, И.А. Давыденко, О.И. Рудик. ПЕРСПЕКТИВЫ УВЕЛИЧЕНИЯ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПУТЁМ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВЛОВ. Рассматривается применение современного эффективного метода увеличения извлечения углеводородов на завершающей стадии промышленного освоения залежей – бурения боковых стволов в бездействующих или низкодебитных скважинах на месторождениях ПАТ «Укргаздобыча».

Разработка и освоения новой технологии позволяет снизить стоимость строительства дополнительного ствола до 50 – 60 % от стоимости новой скважины. Анализируя ресурсную базу и техническое состояние эксплуатационного фонда, авторы сделали вывод, что наиболее целесообразным будет бурение вторых стволов на крупных месторождениях, которые находятся на завершающей стадии разработки – Шебелинское, Западно-Хрестищенское, Ефремовское, Меліховское, Медведовское. На примере скважин Западно-Хрестищенского месторождения показано, что эта технология оказывается эффективным средством интенсификации добычи углеводородов в Украине. Подтверждается экономическая и технологическая эффективность внедрения мероприятий по бурению боковых стволов для раскрытия продуктивных залежей углеводородов с целью существенного увеличения конечного коэффициента газоотдачи пластов.

Ключевые слова: нефтегазовые месторождения, разработка залежей, техническое состояние скважин, объект бурения.

Постановка проблеми. В умовах постійного зниження видобутку нафти і газу в Україні особливе значення має проблема нарощення ресурсної бази, яка сьогодні гальмується суттєвою нестачею коштів на геологорозвідувальні роботи. На жаль, сучасна економічна ситуація в державі не дає підстав сподіватися на кардинальне поліпшення ситуації в нафтогазовій галузі, а разом з тим на різке збільшення розвіданих запасів вуглеводнів за рахунок відкриття нових родовищ. Тому перед нафтогазовидобувними підприємствами України як ніколи гостро постало питання вишукування резервів на родовищах, що тривалий час перебувають в розробці [2,3,4,5,8].

Відомо, що розробка газоконденсатного або нафтового родовища пов'язана з погіршенням

техніко-економічних показників процесу видобутку по мірі виснаження запасів. Тому останні декілька десятиріччя йде активний пошук ефективних методів збільшення газо-, конденсато- і нафтовіддачі пласта на завершальному етапі освоєння родовища. Одним із таких методів, який знайшов поширення у всіх нафтогазоносних регіонах світу, є буріння бокових стволів [6].

Аналіз останніх досліджень та визначення невирішених проблем. Початок буріння бокових стволів, у тому числі з горизонтальним закінченням, відноситься до 30-х років ХХ ст. У 50-х роках об'єми буріння на деякий час збільшилися, але відсутність у багатьох випадках позитивних результатів об'єктивно призвела до

зниження об'ємів буріння бокових стволів [2, 6, 9, 10, 20].

Інтерес до зазначених робіт поновився лише у 80-х роках минулого століття. Сучасний стан будівництва горизонтальних свердловин та бокових стволів характеризується бурхливо зростаючим інтересом до цього технологічного процесу у всьому світі. Суттєво зростає кількість фірм, які займаються бурінням бокових стволів, у тому числі з горизонтальним закінченням (наприклад, Horwell, VecField Horizontal, Drilling Service та ін.) [7, 19].

Розробка та освоєння нової техніки і технології дозволили знизити вартість будівництва додаткового ствола до 50-60 % від вартості буріння нової свердловини [17]. Таким чином, існує висока ймовірність того, що доходи від реалізації продукції із високодебітних других стволів перекриють затрати підприємства з буріння всіх стволів, у тому числі тих, які виявляться малодебітними або сухими.

Метою даної статті є виявити та показати перспективність збільшення рівнів видобутку вуглеводнів шляхом буріння бокових стволів.

Враховуючи те, що на завершальному етапі промислової розробки будь-якого родовища відбувається, головним чином, згущення сітки свердловин, відновлення бездіючого фонду при цьому буде значно ефективнішим з економічної точки зору, ніж буріння нових свердловин. В умовах обмежених інвестицій ця технологія виявляється ефективним засобом інтенсифікації видобутку вуглеводнів на Україні.

Основним газовидобувним підприємством України є ПАТ «Укргазвидобування», на балансі якого нараховується біля 150 родовищ, більшість з яких є двофазні, тобто вміщують газоконденсатні та нафтові поклади [1, 13, 15, 16].

Головним завданням для ПАТ «Укргазвидобування» є стабілізація та збільшення видобутку нафти та газу, що може бути досягнуто за рахунок введення в розробку нових родовищ, переведення діючих свердловин на нові об'єкти, повернення ряду свердловин у фонд діючих тощо. В той же час, основною причиною суттєвого зменшення видобутку газу з базових родовищ є те, що вони знаходяться на завершальній стадії розробки, яка характеризується природним зниженням пластового тиску, обводненням ряду покладів, ускладненням умов експлуатації свердловин, зумовлених накопиченням рідини на вибоях та в шлейфах свердловин, деформацією експлуатаційних колон, корозією насосно-компресорних труб (НКТ) і зношеністю обладнання, тощо. Це – одна з причин, яка на даному етапі не дозволяє стабілізувати або збільшити видобуток газу з базових родовищ, наприклад

пониження робочих тисків на свердловинах. Друга причина в тому, що в останні роки скоротилась кількість нових родовищ і об'єми приросту запасів газу, які передаються для освоєння.

Основний матеріал дослідження. Для вибору об'єктів для зарізки бокових стволів визначальними умовами є їх поточний стан, тобто:

- густота сітки експлуатаційних свердловин, які беруть участь в розробці відповідного покладу газу або нафти (наявність незадренованих запасів газу або нафти);
- наявність на ділянці ліквідованих, малодебітних свердловин, а також тих, де капітальний ремонт (КР) не дав очікуваних результатів;
- достатня товщина продуктивного пласта і задовільні фільтраційні властивості колектора.

Свердловини, що відбираються під зарізку бокових стволів, передусім, мають відповідати завданням, які перед ними поставлені, а саме збільшення видобутку газу (нафти) внаслідок поширення площі дренування запасів за рахунок розкриття додаткових ділянок продуктивної частини пласта. Необхідними умовами для таких свердловин є:

- розташування свердловин в межах газо- або нафтоносності;
- достатня віддаленість проектного бокового ствола від межі газоводяного (водогазового) контакту;
- технічний стан свердловини, який дозволяє проводити роботи із зарізки бокового ствола;
- для нафтових свердловин дотримування умов того, щоб зона дренування продуктивної частини бокового ствола не збігалася із зоною дренування другої експлуатаційної свердловини;
- для нафтових свердловин дотримування умов того, щоб довжина вертикальної частини була не менше 2500 м (необхідна для виконання глибинно-насосного обладнання)[17].

Аналізуючи ресурсну базу та технічний стан експлуатаційного фонду по родовищах ПАТ «Укргазвидобування», автори приходять до висновку, що доцільним буде буріння других стволів на крупних родовищах, які знаходяться на завершальній стадії розробки [12, 13, 15].

Основний об'єм видобутку пов'язаний з найбільшими родовищами – Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфреміївське, Меліхівське, Медведівське, виснаженість яких коливається від 60% (Медведівське) до 90% (Шебелинське) [3, 9, 10].

Результати дослідження та їх обговорення. Розглянемо результати науково-обґрунтованого вибору об'єктів для зазначеного буріння на прикладі Західно-Хрестищенського родовища – одного з крупних газоконденсатних родовищ Східного регіону.

За аналізом експлуатаційного фонду свердловин Західно-Хрестищенського ГКР обрано дві свердловини – 139 і 260, які доцільно розглядати як об'єкти для буріння бокових стволів з метою

відновлення їх продуктивності. На рисунках 1 і 2 наведено технічний стан свердловин. Конструкції свердловин виконані згідно СОУ 11.2 – 30019775-111:2007[19].

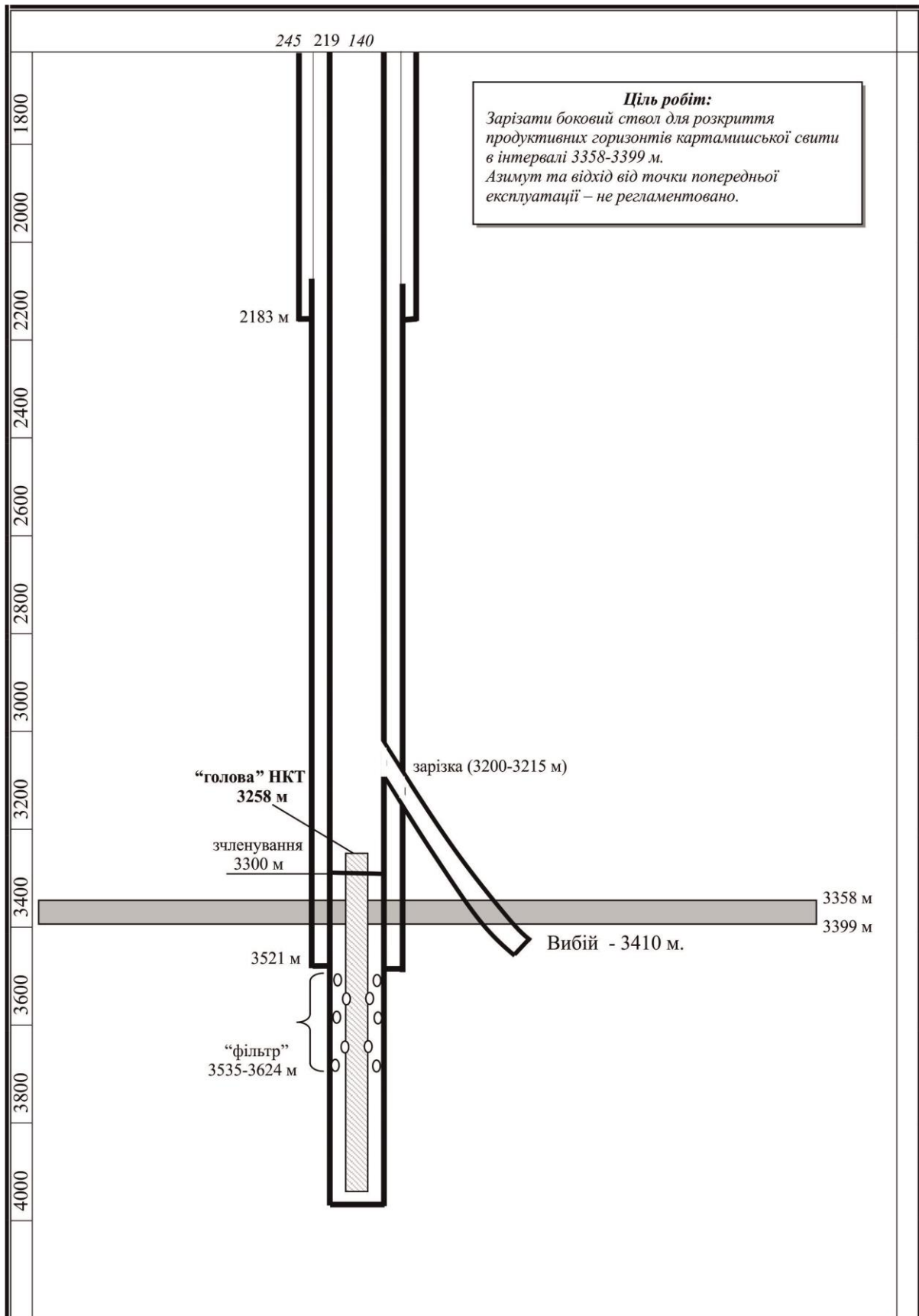


Рис. 1. Схема технічного стану свердловини 260 Хрестищенського ГКР

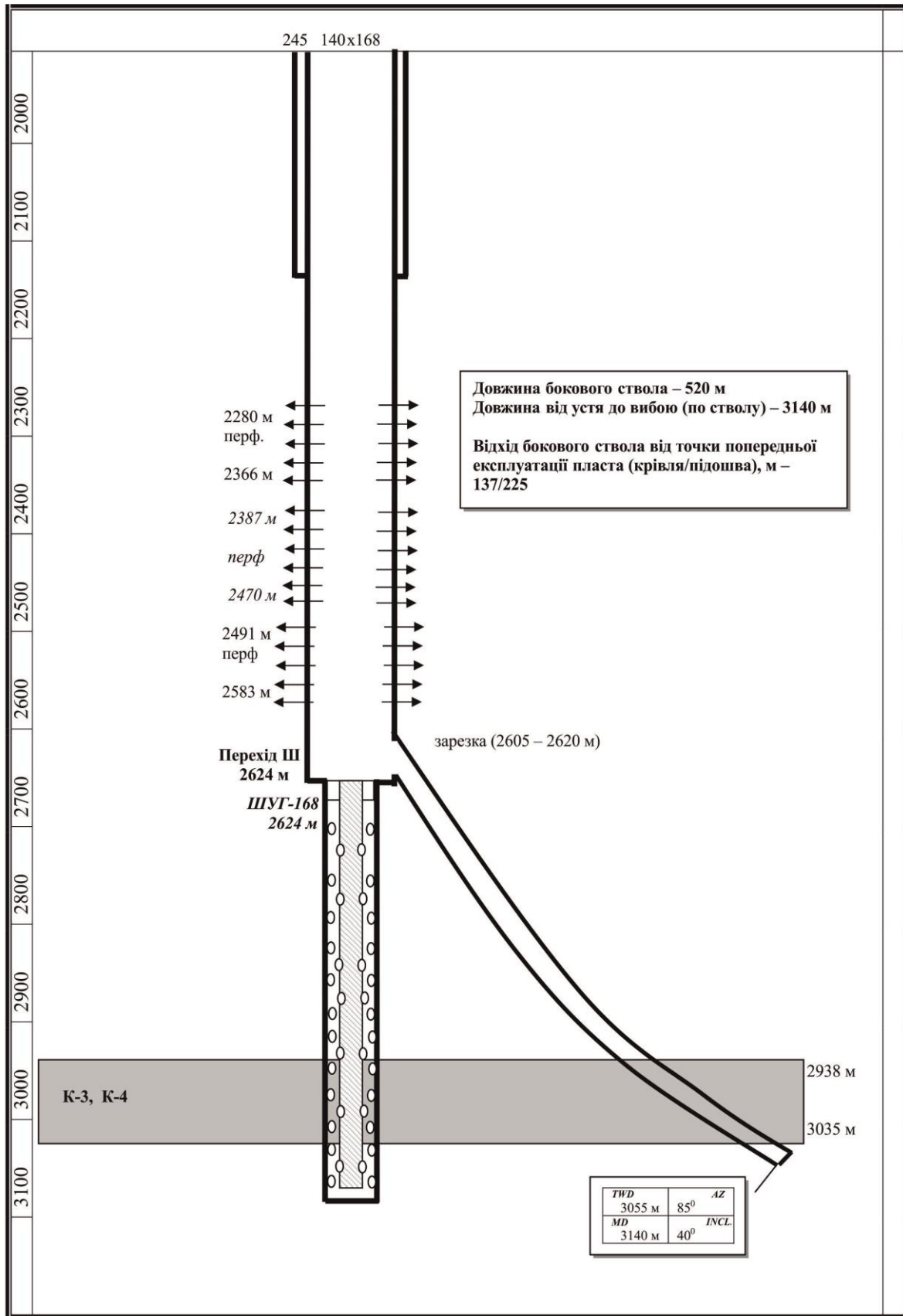


Рис. 2. Схема технічного стану свердловини 238 Хрестищенського ГКР

Свердловина 139 введена в експлуатацію на поклад P_1^{kt} в грудні 2006 р. Перфорацією розкрита верхня частина картамишської світи (таблиця, рис. 3). Свердловина працює нестабільно:

поточний дебіт газу складає 0,1 тис. м³/добу. Аналіз продуктивності сусідніх свердловин (св. 22, 224), які найближче розташовані по відношенню до свердловини 139 і в яких розкритий

продуктивний поклад P_1^{kt} , свідчить про те, що проектний дебіт газу св. 139 станом на 1.01.2015 р. міг би складати біля 20 тис. $m^3/доби$ при умові спуску в свердловину насосно-

компресорних труб (НКТ) діаметром 73 мм і біля 15-17 тис. $m^3/доби$ за умови спуску в свердловину комбінованої колони НКТ діаметром 73×48 мм (в районі хвостовика).

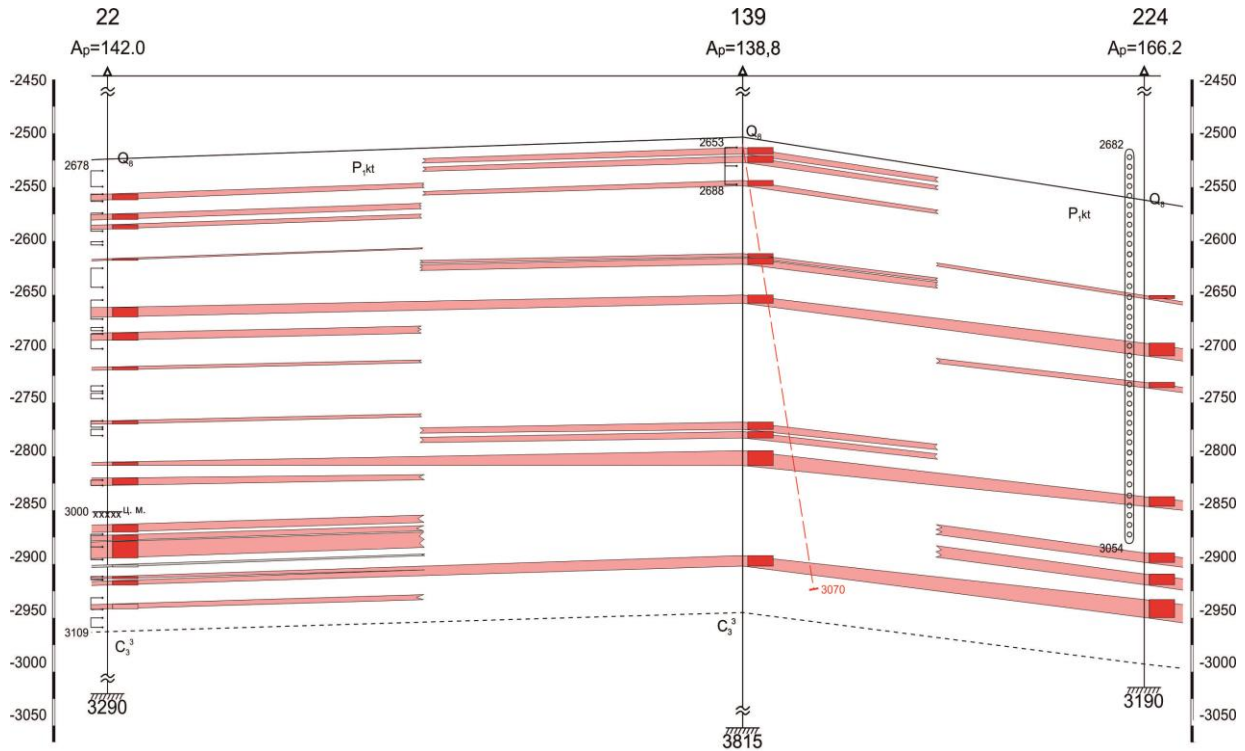


Рис. 3. Схематичний розріз продуктивної товщі через свердловини 22-139-224 Західно-Хрестищенського ГКР (масштаб: вертикальний – 1:5000, горизонтальний – 1:5000)

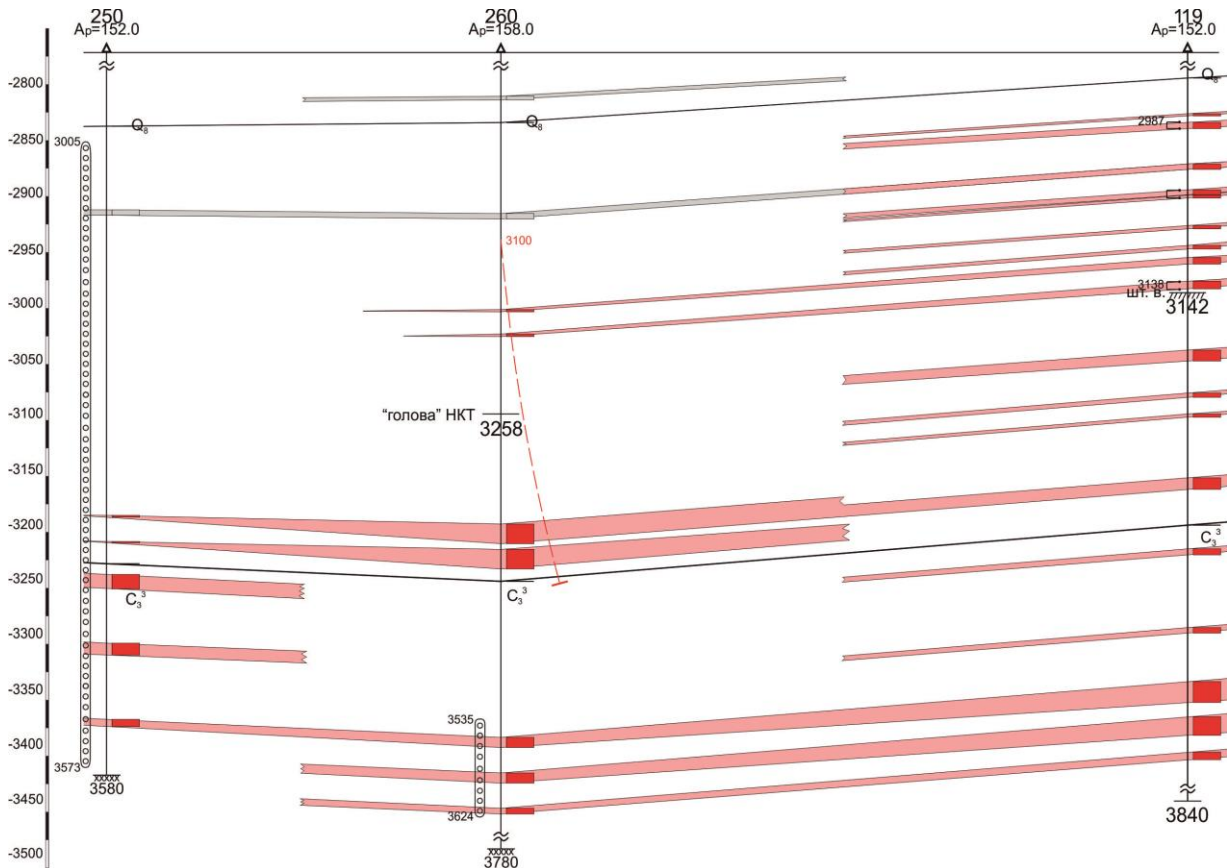


Рис. 4. Схематичний розріз продуктивної товщі через свердловини 220-260-119 Західно-Хрестищенського ГКР (масштаб: вертикальний – 1:5000, горизонтальний – 1:6000)

Відомості для оцінки можливої продуктивності свердловин Західно-Хрестищенського ГКР за умовами буріння другого ствола

Свердловини, в яких планується буріння другого ствола								Найближчі свердловини до обраних об'єктів для буріння другого ствола							
№ №	Дата початку експлу- атації	Стан на 1.01. 2015 р.	Горизонти, які дрену- вались раніше чи дренуються зараз		Дебіт газу, тис. м ³ /добу	Горизонти, які пла- нується розкрити боковим стволом		№ №	Відстань, м	Горизонти, які розкриті перфо- рацією чи фільтр- ром		Дата почат- ку експлу- атації	Стан на 1.01. 2015 р.	Дебіт газу, тис. м ³ /добу	
			вік	інтервал перфорації чи фільтр, м		поточ- ний	вік			інтер- вал заля- гання, м	вік			інтервал розкрит- тя, м	Поч.
139	1.12.2006	діюча	P ₁ ^{kt} , верхня час- тина	2653-2688 (глибина покрівлі горизонту P ₁ ^{kt} 2645)	0,1	P ₁ ^{kt} , сере- д-ня та нижня частина	2753- 3046	224	380 м на північний захід	P ₁ ^{kt}	2682- 3203(глиби на покрівлі P ₁ ^{kt} 2732)	30.10.1 979	кап. ре- монт	300	0
260	29.06.1983	без- діюча	К-7-10	3535-3624 (глибина покрівлі горизонту P ₁ ^{kt} 3000)	0	P ₁ ^{kt} , ни- жня час- тина	3358- 3399	22	620 м на півден- ний захід	P ₁ ^{kt}	2678- 3247(глиби на покрівлі P ₁ ^{kt} 2667)	30.04.1 975	діюча	300	0,1
								250	420 м на північ	P ₁ ^{kt}	3005- 3573(глиби на покрівлі P ₁ ^{kt} 2998)	26.11.1 978	діюча	50	5,0
								501	650 м на півден- ний схід	P ₁ ^{kt}	3030- 3439(глиби на покрівлі P ₁ ^{kt} 2979)	30.06.2 004	діюча	30	37,0
								119	750 м на схід	P ₁ ^{kt}	2987- 3138(глиби на покрівлі P ₁ ^{kt} 2951)	1.12.19 95	діюча	5	0,5
								505	950 м на північний схід	P ₁ ^{kt}	3015- 3370(глиби на покрівлі P ₁ ^{kt} 2949)	31.10.2 003	кап. ре- монт	85	35,0

Свердловина 260 введена в експлуатацію на поклад C_3^3 в червні 1983 р. Перфорацією розкриті пласти К-7-10 (таблиця, рис. 4). На даний час свердловина не працює - «голова» обірваних НКТ знаходиться на глибині 3258 м та перекриває фільтрову частину колони.

Аналіз продуктивності сусідніх свердловин (св. 119, 250, 501, 505), які найближче розташовані по відношенню до свердловини 260 (таблиця) свідчить про те, що проектний дебіт газу свердловини 260 може скласти біля 23 тис. m^3 /добу при умові її роботи на НКТ діаметром 73 мм і біля 17-20 тис. m^3 /добу при умові спуску в свердловину в районі бокового ствола НКТ діаметром 48 мм і вище – НКТ діаметром 73 мм.

Виконане газодинамічне моделювання по зазначених покладах свідчить про те, що за умови отримання позитивних результатів з буріння додатковий видобуток газу із Західно-Хрещищенського родовища протягом 15 років може скласти 48 млн. m^3 .

На даний час отримані позитивні результати з буріння бокових стволів на родовищах вугле-

воднів в Україні: на свердловині 101 Ланнівського ГКР із нового стола отримано дебіт газу 40 тис. m^3 /добу, а робочий дебіт свердловини 93 Чутівського нафтогазоконденсатного родовища наприкінці 2013 року склав біля 70 тис. m^3 /добу [14]. Зважаючи на те, що проектна продуктивність бокових стволів у даних свердловинах очікувалася майже у два рази нижчою, ніж отримана, можна констатувати певний прогрес у розвитку даного передового технологічного рішення на Україні.

Висновки. Буріння бокових стволів у бездіючих та низькодебітних свердловинах дозволить суттєво збільшити кінцевий коефіцієнт газовіддачі пластів, відновити свердловину у випадках, коли інші методи не дали позитивного результату або технічна реалізація відновлення не представляється можливою та скоротити кількість проектних свердловин для ущільнення сітки на завершальній стадії експлуатації родовища.

Література

1. Авторський нагляд та аналіз поточного стану розробки ДК «Укргазвидобування» і рекомендації щодо обсягів видобутку газу і конденсату на 2014 р. [Текст] / С. В. Кривуля, Є. С. Бікман, Т. М. Галко. – 51.341/2013-2014. – Х., УкрНДІгаз, 2014. – 294 с.
2. Розробка технологій технічних заходів для забезпечення надійності постачання вуглеводнів в Україні [Текст] / О. Є. Божко, О. В. Кравченко, Я. В. Кацкулич та інші. – Харків: Новое слово. – 2010. – 548 с.
3. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VI. Перспективи освоєння ресурсів газу ущільнених порід у Східному нафтогазоносному регіоні України [Текст] / С. Г. Вакарчук, Т. Є. Довжок, К. К. Філюшкін та інші. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ». – 2013. – 207 с.
4. Височанський І. В. Нафтогазогеологічне районування північного борту ДДЗ – основа для реалізації подальших напрямків ГРП [Текст] / І. В. Височанський, Є. Є. Волосник // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Х.: УкрНДІгаз, 2011. – Вип. XXXIX. – С. 17–26.
5. Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин [Текст] / В. Б. Воловецький, О. М. Щирба, О. Ю. Витязь, Я. В. Дорошенко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2013. – Вип. 2 (35). – С. 111-120.
6. Гилязов Р. М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами [Текст] / Р. М. Гилязов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255 с.
7. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів в українському секторі Прикерченського шельфу Чорного моря [Текст] / П. Ф. Гожик, М. І. Євдощук, В. В. Гладун та інші. – К.: НАН України, ДГС України, НАК «Нафтогаз України», 2011. – 576 с.
8. Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины [Текст] / Д. С. Гурский, В. А. Михайлов, П. М. Чепиль та інші // Мінеральні ресурси України, 2010. – № 3. – С. 3–8.
9. Євдощук М. І. Науково-тематичні дослідження генераційного потенціалу – основа для пошуку альтернативних джерел вуглеводнів [Текст] / М. І. Євдощук, Е. А. Ставицький, Я. С. Шморз // Мінеральні ресурси України. – 2012. – №2. – С. 11–12.
10. Кабышев Б. П. История и достоверность прогнозов нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Б. П. Кабышев. – К.: УкрГГРИ. – 2001. – 420 с.
11. Кабышев Ю. Современное состояние исследований газа центральнобассейнового типа в ДДВ [Текст] / Ю. Кабышев, С. Вакарчук и др. // Геолог Украины. – 2011. – С. 120–125.
12. Корективи проекту розробки Єфремівського ГКР: звіт (заключ.) 51.329, 2011-2012, УкрНДІгаз / О. Палагейченко, С. Кривуля, О. Давиденко та інші. – Х., 2012. – 304 с.
13. Кривуля С. В. Напрямки геологорозвідувальних робіт по нарощуванню ресурсів, запасів та видобутку газу на родовищах ДК «Укргазвидобування» у центральній та південно-східній частині ДДЗ [Текст] / С. В. Кривуля // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Х.: УкрНДІгаз, 2011. – Вип. XXXIX. – С. 3–11.

14. Кривуля С. В. К вопросу изучения особенностей освоения нетрадиционных ресурсов газа в свете современных технологий [Текст] / С. В. Кривуля, И. М. Фык, Н. И. Камалов // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Х. : УкрНДІгаз, 2011. – Вип. XXXIX. – С. 235 – 243.
15. Кривуля С. В. Особливості геологічної будови і нароцування запасів в процесі розробки великих родовищ у відкладах P_1-C_3 в ДДЗ на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища [Текст] / В. О. Терещенко, С. В. Кривуля // Вісник Харківського національного університету. Серія: «Геологія – географія – екологія». – 2012. – № 1033. – С. 15 – 31.
16. Ковалко М. П. Сучасний стан та пріоритетні напрямки підвищення енергоефективності в газовій промисловості [Текст] / М. П. Ковалко // Нафт. і газова промисловість. – 1998. – №5. – С. 3-5.
17. Науково-обгрунтований підбір свердловин для проведення зарізки бокових стволів, у тому числі з горизонтальними закінченнями: звіт (заключ.) 51.129/2008-2008 / Т. М. Галко, О. Ю. Давиденко, В. В. Аксьонов. – Х.: УкрНДІгаз, 2008. – 196 с.
18. Світлицький В. М. Машини та обладнання для видобування нафти і газу [Текст] / В. М. Світлицький, С. В. Кривуля, А. М. Матвієнко, В. І. Коцаба. – Довідковий посібник. – 2014. – С. 81-94.
19. Стандарт організації України. Буріння бокового ствола COY 11.2-30019775-111:2007, УкрНДІгаз / Б. Буняк, О. Нежильський, В. Артимович, Ю. Верьовкіна. – Х., 2007. – 69 с.
20. Чорний О. М. Підвищення якості розкриття продуктивних відкладів при бурінні свердловин [Текст] / О. М. Чорний, М. І. Чорний, Я. М. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 2. – С. 117-124.

UDC 564.1:551.76(477.54)

K.V. Dykan, PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher,
Institute of Geological Sciences, NAS of Ukraine

STRATIGRAPHIC POSITION OF OXFORDIAN DEPOSITS BIVALVE MOLLUSCS IN THE NORTH-WESTERN OUTSKIRTS OF DONBAS

К.В. Дикань. СТРАТИГРАФІЧНЕ ПОЛОЖЕННЯ ДВОСТУЛКОВИХ МОЛЮСКІВ В ОКСФОРДСЬКИХ ВІДКЛАДАХ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНИХ ОКОЛИЦЬ ДОНБАСУ. На території північно-західних околиць Донбасу верхньоярські відклади відслонюються в ярах і вапнякових кар'єрах. Найпівнішими є відслонення келовей–оксфордських відкладів сіл Кам'янка (Ізюмський район) і Протопопівка (Балаклійський район) Харківщини, де простежується вся їх товща, включно з нижньою та верхньою межами. Ці відслонення характеризуються кількісним багатством і таксономічним різноманіттям фосилій. У відслоненні с. Кам'янка знайдено рештки амонітів, які дозволяють встановити вік відкладів і чітко прив'язати межі стратонів до літологічних різниць у розрізі. Стратиграфічне розчленування юрських відкладів околиць Донбасу базується на класичному підході – виділенні зон за знахідками керівних форм (амонітів). Зміна рангу і меж стратонів можлива лише на підставі нових знахідок амонітів. Из оксфордських відкладів околиць Донбасу описано 103 види пелеципод і для кожного визначено стратиграфічне положення. Час існування видів бівальвій тривалий, тому вони не мають великого стратиграфічного значення. Значна кількість решток пелеципод, фаціальна приуроченість робить їх зручним об'єктом для різних видів аналізів і реконструкцій фізико-географічних параметрів морських басейнів (палеогеографічних побудов).

Ключові слова: пелециподи, оксфорд, північно-західні околиці Донбасу, палеонтологія стратиграфія, палеогеографія.

К.В. Дикань. СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ ДВУСТВОРЧАТЫХ МОЛЛЮСКОВ В ОКСФОРДСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРО-ЗАПАДНЫХ ОКРАИН ДОНБАССА. На территории северо-западных окраин Донбасса верхнеюрские отложения обнажаются в оврагах и известняковых карьерах. Наиболее полными являются обнажения келовей–оксфордских отложений сел Каменка (Изюмский район) и Протопоповка (Балаклейский район) Харьковской области, в которых прослеживается вся их толща, включая нижнюю и верхнюю границы. Эти обнажения характеризуются количественным богатством и таксономическим разнообразием фосиллий. В обнажении с. Каменка найдены остатки аммонитов, позволяющие установить возраст отложений и четко привязать границы стратонів к литологическим разностям в разрезе. Стратиграфическое расчленение юрских отложений окрестностей Донбасса базируется на классическом подходе – выделении зон по находкам руководящих форм (аммонитов). Изменение ранга и границ стратонів возможно только на основании новых находок аммонитов. Из оксфордских отложений окрестностей Донбасса описано 103 вида пелеципод и для каждого определено стратиграфическое положение. Время существования видов бивальвий длительно, поэтому их значение для стратиграфии незначительно. Большое количество остатков пелеципод, фаціальная приуроченность делает их удобным объектом для различных видов анализов и реконструкции физико-географических параметров морских бассейнов (палеогеографических построений).

Ключевые слова: пелециподы, оксфорд, северо-западные окраины Донбасса, палеонтология, стратиграфия, палеогеография.

Introduction. In the north-western outskirts of Donbas, Upper Jurassic deposits consist mainly of various limestones of Oxfordian age. They have cropped out in the limestone quarries and gullies of the right bank of the river S. Donets. They have been studied for more than 150 years. The main goal included stratigraphic dismemberment of deposits

based on the classic approach – allocation of zones on the basis of findings of the leading forms (ammonites). The main problems of Upper Jurassic stratigraphic dismemberment are associated with sporadic finds of ammonites (especially governing species), inaccuracy of their stratigraphic referencing, etc.