

И. Р. Островский,
канд. техн. наук В. Ф. Сирик
(ООО «Днепропетровский завод
бурового оборудования»),
д-р техн. наук В. Ф. Чихоткин
(Российская академия естественных наук)

РЕЗЕРВ ЭФФЕКТИВНОСТИ РОТОРНОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ

Для досягнення високих показників буріння глибоких свердловин необхідно використовувати заглибні мультиплікатори, що збільшують частоту обертання бурового долота в 2,7-9,3 рази. Оптимальна частота обертання алмазних і композиційних доліт становить 700-1000 хв⁻¹. Обертальний момент бурильних труб в 2-5 раз зменшується за рахунок низької частоти обертання бурильних труб з малою товщиною стінки. Механічна швидкість буріння зростає в 2-4 рази, ресурс долота зростає на 50-70 %.

THE REZERVE OF ROTOR METHODE DRILLING EFFECTIVITY

The using multiplikator for rising frequency drill bit rotation to 2,7-9,3 time is creating to increasing 2-4 time of drilling velocity and about 50-70 % productivity drill bit. The optimal frequency drill bit revolution is 700–1000 min⁻¹. The drill pipe rotation moment is 2–5 time less on reason small size drill pipe – diameter and thickness.

1. ВВЕДЕНИЕ

Роторные буровые установки при имеющихся у них недостатках все еще являются основными при бурении глубоких скважин на нефть и газ. Глубина скважин достигает 5 и более километров, диаметр скважин составляет сотни миллиметров, масса бурильных труб достигает сотни тонн. При значительной глубине скважин более 2000 метров с увеличением глубины значительно возрастают затраты энергии на вращение бурильной колонны, состоящей из комплекта утяжеленных бурильных труб (УБТ), колонны бурильных труб и их соединений.

Эффективность разрушения горных пород забоя зависит от нагрузки, приложенной к породоразрушающему инструменту – буровому долоту - и частоте его вращения. Эти параметры технологии бурения скважины определяют величину мощности, передаваемой от вращателя буровой установки (ротора) и ограничиваются возможностями привода и прочностными характеристиками вращателя. Современные буровые установки класса 7-10 по ГОСТ 16293-89 [1, 2] (БУ-4000, БУ-5000, БУ-6500, БУ-8000 по ОСТ 26-02-807-76) оснащены приводом ротора с мощностью 370-440 кВт. Допускаемая при частоте вращения ротора 100 об./мин. рабочий момент на столе ротора типа У7-560-6 и У7-760 составляет 30-35 кН [3].

В качестве породоразрушающего инструмента при бурении глубоких скважин используют буровые долота диаметром 112-490 мм различных типов: – трехшарошечные ГОСТ 20692-75 зубчатые с наплавкой износостойким материалом и армированные твердосплавными штырями;

– лопастные пикообразные, двух-, трех и шестилопастные истирающе-режущего типа;

– алмазные, армированные природными и искусственными алмазами;
– долота Института сверхтвердых материалов (ИСМ им. В. Н. Бакуля), армированные композиционными вставками типа славутич;

– долота фрезерного действия, армированные алмазно-твердосплавными пластинками типа «стратапакс».

В зависимости от типа долота, диаметра и износостойкого материала оптимальные параметры режима бурения значительно отличаются и составляют:

по осевой нагрузке:

– для лопастных долот 0,05-0,15 кН/мм;

– для шарошечных долот 0,4-1,0 кН/мм;

– для алмазных и алмазно-твердосплавных долот 0,25-0,50 кН/мм;

по окружной скорости (частота вращения для диаметра долота 244,5 и 190,5 мм):

– для лопастных долот (100-280 и 150-350 об./мин.);

– для шарошечных долот 0,5-1,4 м/с (40-120 и 50-200 об./мин.);

– для алмазных и композиционных буровых долот 700-1000 об./мин.

по крутящему моменту:

– величина удельного крутящего момента для шарошечных долот по данным производственных организаций составляет 10-14 Нм/кН;

– для долот фрезерного типа удельный момент в 1,5-2 раза выше, чем для шарошечных долот;

– для алмазных и композиционных долот удельный момент равен 7-12 Нм/кН при диаметре 190,5-215,9 мм.

Крутящий момент для вращения бурильной колонны в десятки раз превышает величину крутящего момента, необходимого для разрушения горных пород забоя.

2. РАСЧЕТ ЗАТРАТ МОЩНОСТИ НА ВРАЩЕНИЕ ТРУБ

Крутящий момент на роторе буровой установки при бурении состоит из следующих составляющих

$$M = M_1 + M_2 + M_3 + M_4; \text{ Нм}, \quad (1)$$

где M – суммарный крутящий момент на роторе, необходимый для вращения бурового снаряда и разрушения горной породы забоя долотом, Нм; M_1 – крутящий момент, требующийся для вращения бурильных труб в обсадной колонне, Нм; M_2 – крутящий момент, требующийся для вращения бурильных труб в необсаженной части скважины, Нм; M_3 – крутящий момент, необходимый для вращения УБТ, Нм; M_4 – крутящий момент, необходимый для вращения бурового долота (разрушения породы забоя), Нм.

Для анализа влияния частоты вращения бурильной колонны на величину крутящего момента (мощности на бурение) примем следующие допущения:

– скважина не имеет обсадной колонны на всей длине;

– УБТ в бурильной колонне отсутствуют;

– затраты мощности на разрушение пород забоя одинаковы при различных режимах бурения.

При таких допущениях возможно определять относительное влияние частоты вращения и длины бурильной колонны по мощности на холостое вращение труб в скважине. Формула В. И. Мацейчик [1] для скважин с углом наклона 75-90° к горизонту для затрат мощности на холостое вращение бурильных труб имеет вид

$$N = 0,5L_p \gamma \mu k D \omega q f \left[\frac{\omega^2 \left(\frac{k - \beta}{1 - \beta} \right)^2 \left(0,43 - \frac{0,6}{1 + \sqrt{1 + H} + \sqrt{1 + \sqrt{1 + H} \sqrt[4]{H}}} \right) + \frac{\sin \alpha}{f}} \right], \quad (1)$$

где $\gamma = 1,0$ – коэффициент, учитывающий радиус искривления трубы в скважине; $\mu = 0,30$ – коэффициент сопротивления при вращении колонны труб; $k = 1,2$ – коэффициент разработки ствола скважины; $D = 0,250$ м – диаметр скважины; ω – угловая скорость вращения трубы вокруг собственной оси, рад/с; $q = 25,7$ кг – вес 1 метра трубы; $f = 0,5(D - d) = 0,5(0,250 - 0,114) = 0,055$ м – максимальный прогиб трубы в скважине; $g = 9,81$ м/с² – ускорение силы тяжести; $\beta = d : D = 114 : 250 = 0,45$ – коэффициент, учитывающий отношение диаметров труб и скважины; L_p – длина растянутой части труб, м; нами принят, что растянута вся колонна бурильных труб; $\alpha = 90^0$ – угол наклона скважины к горизонту;

$$H = \frac{10,72 \cdot E \cdot I \cdot \omega^2 \left(\frac{k - \beta}{1 - \beta} \right)^2}{L_p^2 \cdot g \cdot q} = \frac{10,72 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 449 \cdot 10^{-4} \omega^2 \left(\frac{1,2 - 0,45}{1 - 0,45} \right)^2}{L_p^2 \cdot 9,81 \cdot 25,7} \frac{\omega^2}{L_p^2} = 7110 \frac{\omega^2}{L_p^2}. \quad (2)$$

Формула И. С. Калинина получена эмпирическим путем по результатам исследований при бурении скважин диаметром 76...93 мм глубиной до 2000 метров имеет вид

$$N = 4,6 \cdot 10^{-8} \cdot L \cdot n^2 \cdot \sqrt[3]{n}, \quad (3)$$

где n – частота вращения труб, об./мин.

Аналитическая формула Г. М. Гевиняна учитывает влияние диаметров скважины и бурильных труб имеет вид

$$N = \beta \cdot 10^{-7} \cdot L \cdot n^2 \cdot \tau \cdot \frac{D^2 \cdot d^2}{D^2 - d^2}, \quad (4)$$

где $\beta = 2,0-3,5$ – коэффициент, учитывающий влияние реальных условий скважины; τ – напряжение сдвига глинистого раствора, г/см²; D и d – диаметр скважины и бурильных труб, см.

Принимаем следующие дополнительные данные для расчета затрат мощности:

- глубина скважины $L = 1000, 2000, 3000, 4000, 5000$ и 6000 м;
- частота вращения $n = 3,14; 6,28; 12,56; 25,12;$ и $37,68$ рад/с ;

- угол наклона скважины к горизонту $\theta = 90^\circ$;
- осевая нагрузка на долото $P = 200$ кН;
- толщина стенки бурильных труб $\delta = 10$ мм;
- диаметр бурильных труб $d = 114$ мм;
- вес 1 метра труб $q = 290$ Н;
- диаметр скважины $D = 245$ мм;
- зазор между бурильными трубами и стенками скважины $\delta = 60$ мм.

Данные расчетов мощности по формуле В. И. Мацейчик, необходимой для холостого вращения бурильных труб, сведены в табл. 1.

Таблица 1 – Сравнительные данные затрат мощности на холостое вращение бурильных труб в скважине по формуле В. И. Мацейчик

Глубина скважины, м	Затраты мощности кВт при частоте вращения, рад/с (об./мин.)				
	3,14 (30)	6,28 (60)	12,56 (120)	25,12 (240)	37,68 (360)
1000	0,34	2,47	29,2	272	989
2000	0,68	2,80	50,0	466	1728
3000	1,02	4,95	69,4	611	2359
4000	1,36	9,56	87,9	798	2944
5000	1,69	11,95	106,2	956	3499
6000	2,03	14,15	124,0	1023	4044

Расчетные значения мощности и крутящего момента при холостом вращении бурильных труб в скважине по формуле Г. С. Гевиняна приведены в табл. 2.

Таблица 2 – Расчетные значения мощности и крутящего момента на холостое вращение труб в скважине по формуле Г. С. Гевиняна

Глубина скважины, м	Значения величин при частоте вращения, об./мин.									
	30		60		120		240		360	
	N, кВт	M, Нм	N, кВт	M, Нм	N, кВт	M, Нм	N, кВт	M, Нм	N, кВт	M, Нм
1000	0,54	180	2,16	360	8,64	720	26,50	1100	77,80	2160
2000	1,08	360	4,32	720	17,28	1440	53,00	2200	155,6	4320
3000	1,62	540	6,48	1080	25,92	2160	79,50	3300	233,4	6480
4000	2,16	720	8,64	1440	34,56	2880	106,00	4400	311,2	8640
5000	2,70	900	10,80	1800	43,20	3600	132,50	5500	389,0	10800
6000	3,14	1080	12,96	2160	51,84	4320	159,00	6600	466,8	12960

Из приведенных данных следует, что до глубины 2000 метров возможно бурение скважины при частоте вращения бурового снаряда 240-300 об./мин. без применения мультипликатора. С глубины 2000 метров применение мультипликатора создает положительный эффект в виде снижения мощности на вращение бурового снаряда в 3-5 раз, снижения крутящего момента в 10-20 раз, уменьшение расхода электроэнергии (дизельного топлива) в 3-5 раз, увеличение механической скорости бурения и проходки на долото в 2-3 раза.

3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Для эффективного разрушения горных пород забоя скважины частота вращения шарошечного долота должна быть 250-350 об./мин. Из табл. 1 видно, что требующаяся мощность привода для вращения колонны бурильных труб в

скважине за счет трения о стенки скважины при частоте вращения 240-360 об./мин. и глубине скважины 6000 м составляет 1023-4044 кВт. Для обеспечения прочности бурильной колонны при суммарных напряжениях в трубах, зависящих от действия веса труб и от крутящего момента, применяют бурильные трубы большого диаметра с увеличенной толщиной стенки.

Весовые характеристики бурильных труб можно уменьшить за счет снижения веса 1 метра труб (толщины стенки) и за счет уменьшения частоты вращения бурильной колонны. Так при частоте вращения бурового снаряда 30 об./мин. (вместо 240 об./мин.) величина крутящего момента снизится на 4000-5000 Нм, то есть в 4-5 раз. На эту величину можно снизить вес 1 метра бурильных труб, что дополнительно даст снижение растягивающих нагрузок на 30-50 %.

Одновременно со снижением частоты вращения колонны бурильных труб до частоты 20-40 об./мин. необходимо повысить частоту вращения шарошечного бурового долота до 200-350 об./мин., для алмазных и композиционных долот оптимальная частота вращения составляет 700-1000 об./мин. Для этой цели необходимо применить погружной скважинный мультипликатор, повышающий частоту вращения в 5-20 раз.

4. ОПИСАНИЕ СКВАЖИННЫХ МУЛЬТИПЛИКАТОРОВ

По настоящему проекту разработаны три варианта мультипликаторов для реализации различных условий бурения глубоких скважин:

- одноступенчатый с передаточным отношением 2,7;
- двухступенчатый с передаточным отношением 4,4;
- трехступенчатый с передаточным отношением 9,3.

Мультипликатор одноступенчатый МЗ-245/2,7 предназначен для передачи вращения от бурильных труб (утяжеленных бурильных труб) к буровому долоту с повышением частоты вращения в 2,7 раза. В качестве породоразрушающего инструмента используются трехшарошечные долота диаметром 244,5-290,5 мм. Мультипликатор МЗ-245/2,7 выполнен в виде цилиндрического корпуса с якорными полозьями, удерживающие корпус от вращения, и одноступенчатого планетарного мультипликатора. Обе сборочные единицы соединены между собой резьбовыми шпильками с гайками.

Двухступенчатый мультипликатор МЗ-219/4,4 отличается от одноступенчатого наличием дополнительного планетарного механизма, за счет чего передаточное отношение составляет 4,4. Использование двухступенчатого мультипликатора рационально при бурении алмазными и композиционными буровыми долотами с частотой вращения 700...1000 об./мин. при большой глубине скважины, когда мощность привода ротора обеспечивает применения оптимальных режимов бурения.

Трехступенчатый мультипликатор МЗ-168/9,3 имеет передаточное отношение 9,3, чем обеспечивается возможность создания оптимальной частоты вращения бурового долота при бурении скважины алмазными и композиционными долотами при незначительной (20-40 об./мин.) частоте вращения ротора и при таком режиме бурения требуемая мощность привода ротора значительно ниже, чем при бурении без использования мультипликатора.

В табл. 3 приведены проектные технические характеристики забойных мультипликаторов.

Таблица 3 – Технические характеристики забойных мультипликаторов

Наименование показателя	Ед. изм.	Величина показателя		
		МЗ-245/2,7	МЗ-219/4,4	МЗ-168/9,3
Тип мультипликатора	-			
Диаметр корпуса	мм	244,5	219	168
Число ступеней планетарного механизма	-	1	2	3
Передаточное отношение	раз	2,7	4,4	9,3
Допустимая осевая нагрузка	кН	200	150	100
Допустимый крутящий момент	кНм	3,0	2,5	2,0
Частота вращения бурильных труб	об./мин.	77-154	32-101	32-77
Длина	мм	800	1000	1200
Масса	кг	180	160	150

5. РАБОТА МУЛЬТИПЛИКАТОРА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ

На рис. 1 приведена диаграмма бурения скважины до глубины 6000 метров с применением скважинных мультипликаторов. Буровое долото – алмазное или армированное композиционными сверхтвердыми материалами. Оптимальная частота вращения долота составляет 700-1000 об./мин. Забуривание ствола под направление (кондуктор) производят при максимальной частоте вращения ротора буровой установки 245 об./мин. [5]. От глубины 1100 метров до 2700 метров ведут бурение с применением одноступенчатого мультипликатора с частотой вращения бурильной колонны 101 об./мин. до достижения мощности вращения ротора около 300 кВт. Продолжают бурение скважины до проектной глубины с применением двухступенчатого мультипликатора. Частота вращения бурильных труб 77 об./мин., частота вращения долота 920 об./мин. Мощность вращения ротора до 270 кВт.

На рис. 2 приведена диаграмма роторного бурения скважины шарошечными долотами с применением мультипликатора. Частота вращения шарошечного долота на всей глубине скважины 245-272 об./мин., что близко к оптимальной. Технико-экономические показатели бурения будут значительно выше, чем при традиционном роторном бурении глубоких скважин.

6. ПРЕИМУЩЕСТВА НОВОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ СКВАЖИН

6.1. Возможность применения бурильных труб с уменьшенной толщиной стенки и бурильных труб с меньшим диаметром.

6.2. Возможность уменьшения мощности привода ротора и энергоемкости разрушения горных пород забоя.

6.3. Снижение интенсивности искривления оси скважины за счет центрирования бурового снаряда в призабойной части.

6.4. Возможность применения ступенчатого породоразрушающего инструмента, обеспечивающего использования различных параметров режима бурения.

6.5. Возможность создания новых эффективных конструкций буровых долот.

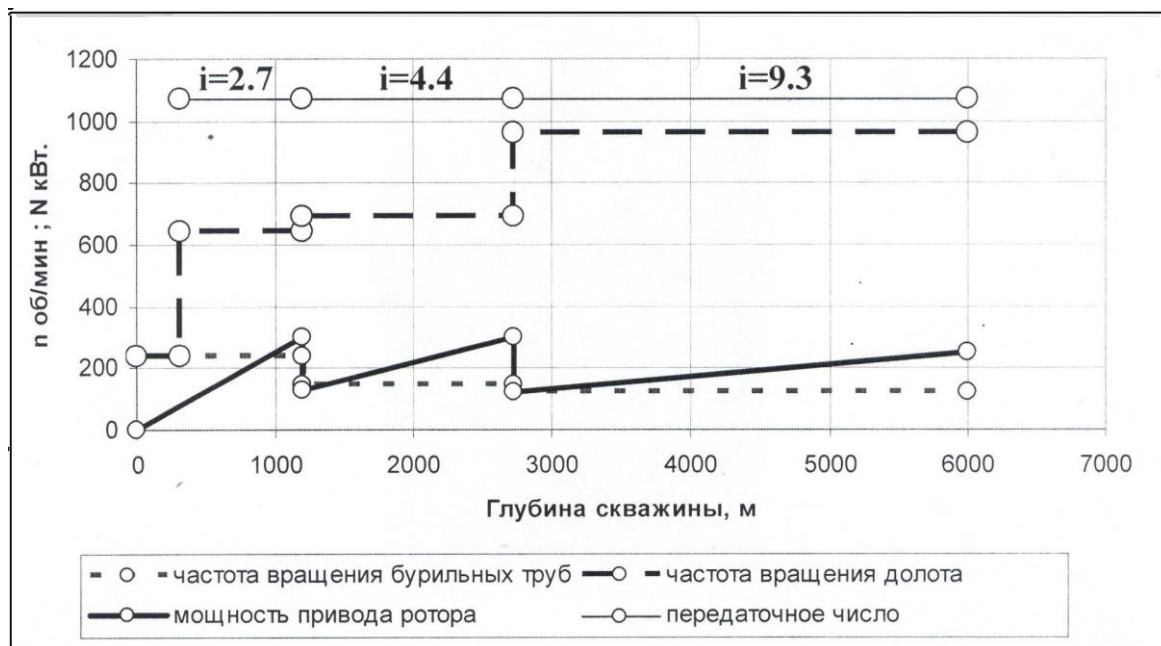


Рис. 1 – Диаграмма бурения скважины алмазным буровым долотом с применением мультипликатора

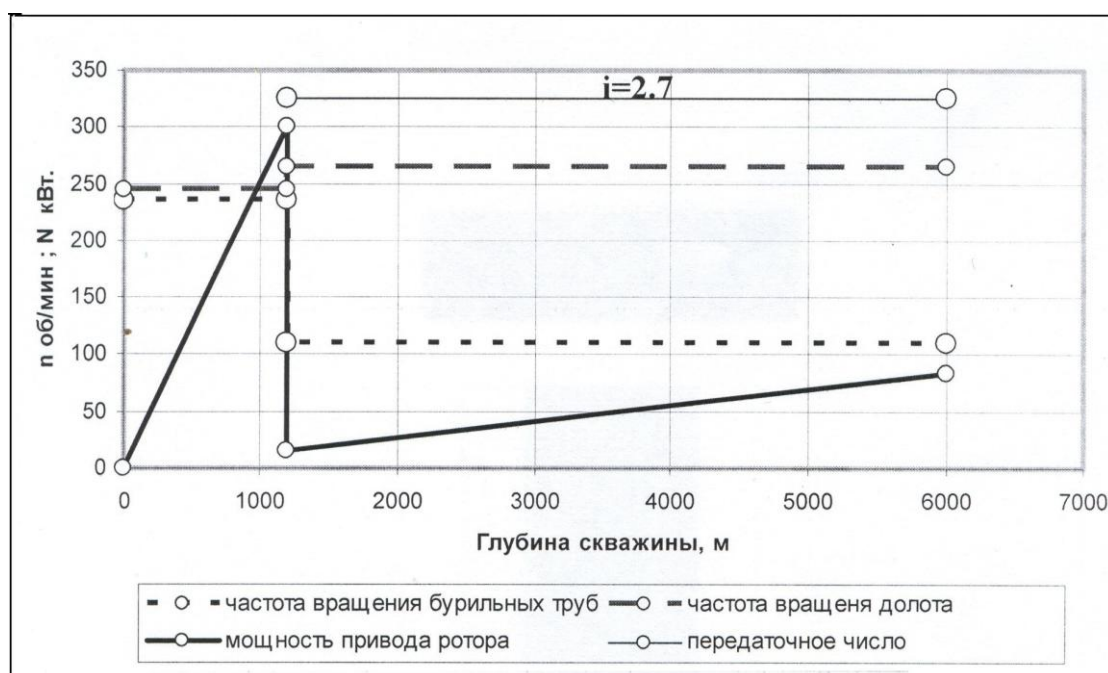


Рис. 2 – Диаграмма бурения скважины шарошечным буровым долотом с применением мультипликатора

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- ГОСТ 16293-89. Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры.
- Мислюк М. А. Буріння свердловин / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук. Том перший. Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. – К. : Інтерпрес ЛТД, 2002. – 332 с.
- Расчет буровых труб в геологоразведочном бурении / Е. Ф. Эпштейн, В. И. Мацейчик, И. И. Ивахин, Ш. Асатурин. – М. : Недра, 1979. – 160 с.
- Масленников И. К. Инструмент для бурения скважин. Справочное пособие / И. К. Масленников, Г. И. Матвеев. – М. : Недра, 1981. – 335 с.
- Иогансен К. В. Спутник буровика. Справочник / К. В. Иогансен. – М. : Недра, 1986. – 294 с.

6. Алексеевский Г. В. Буровые установки Уралмашзавода / Г. В. Алексеевский. – 3-е изд. перераб и дополн. – М. : Недра, 1981. – 528 с.
7. Палашкин Е. А. Справочник механика по глубокому бурению / Е. А. Палашкин. – М. : Недра, 1974. – 544 с.
8. Пешалов Ю. А. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю. А. Пешалов. – М. : Недра, 1980. – 334 с.

УДК 622.41.411.33

Генеральный директор А. А. Крамаренко,
главный геолог Е. С. Герасимов
(«Восток ГРГП»)

К ВОПРОСУ ФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ОКРАИНЕ ДОНБАССА

Північно-східна окраїна Донбасу в структурному відношенні – монокліналь, складена палеозойськими та мезо-кайнозойськими відкладами, ускладнена пликативними (брахіантиклиналі) й диз'юнктивними порушеннями. Утворення брахіантиклиналей обумовлене тангенціальними напруженнями в опущеному крилі Краснорецького скиду. Надлишок довжини шарів, що виникає при цьому, викликав короблення їх та утворення локальних брахіантиклинальних структур, перспективних на нафту і газ.

TO A QUESTION OF FORMATION OF GAS DEPOSITS IN NORTHEAST SUBURB OF DONBASS

Northeast suburb of Donbass in the structural attitude – trap, combined Paleozoic and Mesozoic - Cenozoic the adjournment, complicated plicative (brachyanticlinal) and disjunctive infringements. Education brachyanticlinal is caused by tangential pressure in lowered wing Krasnoreck of reset. Surplus of length of layers arising at it has called them warp and education local brachyanticlinal structures, perspective on oil and gas.

В результате проведения значительного объема геологоразведочных работ здесь выявлено 15 антиклинальных складок.

В структурном отношении район представляет собой моноклиналь, сложенную палеозойскими и мезо-кайнозойскими отложениями, постепенно погружающимися к югу, деформированную многими нарушениями.

В структуре мезо-кайнозойского покрова отражаются деформации докембрийского и палеозойского структурных этажей. В мезо-кайнозойских отложениях наблюдаются пликативные и дизъюнктивные нарушения. К пликативным нарушениям относятся брахиантиклинальные складки, отвечающие купольным структурам палеозойских пород, и флексуорообразные уступы, генетически связанные с региональными разломами в кристаллическом фундаменте.

Осадочный чехол между Краснорецьким сбросом и Северодонецким надвигом достигает мощности 3500-4200 м и залегает моноклинально, погружаясь в юго-западном направлении под углом 1-2°. Породы характеризуются слабым метаморфизмом (угли марки «Д») и представляют зону нормального эпигенеза [5].

Здесь структурно-картировочным бурением выделены структуры третьего и четвертого порядков, перспективных в отношении нефтегазоносности.