

Министерство образования и науки Российской Федерации  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра общей геологии и полезных ископаемых

АВТОРЕФЕРАТ  
бакалаврской работы

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТЕРРИТОРИИ И ПОИСК  
ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА СТРУКТУРЕ  
РАЗДОЛЬНИНСКАЯ -1 (САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

студентки 4-го курса 401 группы  
Направление 05.03.01 «Геология»  
геологического факультета  
Кутукаевой Лилии Юрьевны

Научный руководитель, к.г.-м.н.  
Заведующий кафедрой, к.г.-м.н.

В.Н.Еремин  
В.Н.Еремин

Саратов  
2016

**ВЕДЕНИЕ** Актуальность настоящей бакалаврской работы обусловлена проведением недропользователем ООО «НК ГеоПромНефть» геологоразведочных исследований на территории Пугачевского-1 лицензионного участка в Краснопартизанском районе Саратовской области с целью уточнения геологического строения, поиска и оценки залежей углеводородного сырья

Для достижения целевой установки настоящей работы решались следующие задачи:

- ознакомление с геолого-геофизической изученностью площади;
- ознакомление с геологическим строением площади;
- обоснование поисково-оценочных работ;
- обоснование системы расположения поисково-оценочных скважин;
- подсчет ожидаемых запасов углеводородного сырья.

Работа выполнена на 45 страницах машинописного текста, состоит из введения, 7 глав, заключения, содержит 14 рисунков, 9 таблиц. 1 приложение, список литературных источников содержит 11 наименований.

**ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ.** В первой главе «Геолого-геофизическая изученность» отмечено, что наиболее детальное, целенаправленное и комплексное изучение района работ, как и всей территории дальнего Саратовского Заволжья началось с конца 60-х годов. В 50-х – 60-х годах и в период с 1981 по 1986 гг. на Клинцовской вершине в результате геофизической съемки был закартирован ряд структур: Клинцовская, Лагунихинская, Любицкая, Восточно-Любицкая, Ново-Порубежская, Рахмановская, Южно-Рахмановская, Чалыклинская. Почти все структуры находятся в зоне глубокого среза различных горизонтов эйфельско-живетских образований, перекрытого данково-лебедянскими карбонатными породами.

Раздольнинская-1 структура подготовлена к поисково-оценочному бурению в 2008 г. по данным сейсморазведки МОГТ 2D. Площадь структуры по терригенно-карбонатным отложениям девонского возраста изменяется в

пределах 2,941- 3,648 кв.км, с амплитудами 63 – 69 м, по отложениям нижнекаменноугольного возраста - 2,646-4,108 кв.км, с амплитудами 26-33м и 6,46 кв.км по терригенным отложениям верейского горизонта среднекаменноугольного возраста, с амплитудой 53м.

Перспективные на залежи углеводородного сырья объекты выделены по отражающим горизонтам  $nD_2vb$  (подошва воробьевских отложений),  $C_{1t}$  (кровля турнейского яруса),  $nC_{1al}$  (подошва алексинского горизонта),  $nC_2ks$  (подошва каширского горизонта).

Ближайшие площади, изученные бурением, располагаются в 0,5 - 10 км от площади проектируемых работ. Глубокое бурение проводилось на Клинцовской, Камеликской и Рахмановской площадях.

Во второй главе «Геологическое строение площади» приведено описание литолого-стратиграфического разреза, составленного на основании данных паспорта на Раздольнинскую-1 структуру, результатов глубокого бурения на поисковых скважинах № 1; 2; 3 территориально соседней Клинцовской площади и данных сейсморазведки МОГТ - 2D.

В разрезе предполагается участие терригенных и карбонатных отложений рифейского возраста, девонской, каменноугольной, неогеновой и четвертичной систем. Рифейские отложения представлены песчаниками серыми, плотными, крепкими с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов серых и буровато-коричневых, вскрываемой толщиной 35м. Девонские отложения в составе эйфельского, живетского и фаменского ярусов сложены толщами терригенного и карбонатного состава. В результате предфаменского размыва в разрезе полностью отсутствуют отложения франского и частично живетского ярусов. Толщина девонских отложений варьирует от 425 до 540 метров. Каменноугольные отложения в составе турнейского, визейского, серпуховского, башкирского, московского, гжельского и касимовского ярусов представлены в основном карбонатными породами, за исключением бобриковского и тульского горизонтов визейского яруса и мелекесского горизонта башкирского яруса, которые

образованы в основном терригенными породами. Толщины карбонатной части каменноугольного разреза изменяются от 915 до 970 метров, а терригенной – от 50 до 75 метров. Пермские отложения представлены карбонатно-сульфатными породами ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов толщиной от 285 до 310 метров. А завершается разрез терригенной толщей татарского яруса толщиной до 40 метров.

В третьей главе «Тектоника» приведены данные о структурном плане исследуемой площади, который формировался под влиянием тектонических движений, проявившихся в предбайосское время, сопровождавшееся интенсивными размывами. Окончательное формирование современного структурного плана происходило в предакчагыльскую фазу тектогенеза. В результате этого перерыва выпадают из разреза отложения нижнего плиоцена, миоцена, полностью палеогеновые, меловые, и верхне-среднеюрские отложения.

Неогеновые отложения в составе плиоценовой толщи представлены песчано-глинистыми породами толщиной от 360 до 370 метров. Завершается разрез толщей покровных суглинков четвертичного возраста толщиной до 20 метров.

Раздольнинская -1 структура приурочена к северо-западному склону Клинецовской вершины Пугачевского свода Волго-Уральской антеклизы

Наиболее значительные континентальные перерывы приурочены к преддевонской и предфаменской тектоническим фазам, с которыми связаны наиболее мощные перестройки структурных планов и размывы на различную глубину древних отложений. Так в результате преддевонского перерыва полностью уничтожены отложения кембрия, ордовика, силура и частично нижнего девона.

Вниз по склону Пугачевского свода, одновременно с обогащением карбонатных разрезов терригенным материалом нарастает и полнота разреза. Это создает предпосылки для формирования как структурных так и литологически и стратиграфически экранированных ловушек. Поиски такого

рода ловушек являются одним из направлений работ в целом по склонам Клинцовского выступа и на рассматриваемом участке в частности.

Раздольнинская-1 структура, в палеоплане скорее всего представлена двумя останцами: северо-западным (в районе проектной скважины №1) и юго-восточным (в районе скв. №2). На временных разрезах в интервале терригенного комплекса девона, хорошо заметны зоны примыкания к останцам. В предфаменскую тектоническую фазу происходит сброс южного блока (район скважины №2). Амплитуда сброса составляет порядка 50м.

Фаменское и каменноугольное время характеризуется относительно спокойным этапом развития. Уже сформировавшиеся в девонском комплексе структуры примыкания, антиклинальные и антиклинально-блоковые структуры унаследованно развиваются и постепенно выполаживаются. В это время формируется структурный план палеозоя. К началу фаменского времени оба останца представляют собой единую Раздольнинскую -1 структуру, оконтуренную изогипсой - 1820м с амплитудой 63м. По отложениям карбона Раздольнинская-1 структура представляет собой единую брахиантиклиналь унаследованного развития, субширотного простирания.

Древний возраст формирования структуры (в позднем девоне, как структур примыкания – стратиграфически экранированных ловушек) и ее длительное унаследованное развитие в течение всего карбона, позволяет надеяться на её перспективность в нефтегазоносном отношении по отложениям как девонского, так и каменноугольного возрастов.

В четвертой главе «Гидрогеологическая характеристика разреза» изложены краткие данные о гидрогеологических особенностях разреза территории.

В пятой главе «Нефтегазоносность и ресурсная база площади» приведены данные о нефтегазоносности и ресурсной базе исследуемой площади.

В общепринятой системе нефтегазогеологического районирования Пугачевский1 лицензионный участок недр расположен в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Средневолжской нефтегазоносной области, Жигулевско-Пугачевского нефтегазоносного района.

Раздольнинский-1 сложно-построенный поисковый объект (по отложениям терригенного комплекса девона) – это неантиклинальные, стратиграфически и литологически-экранированные ловушки, которые унаследованно развиваются на протяжении верхнедевонского и каменноугольного времени и по ниже-среднекаменноугольным отложениям представляют собой уже единый антиклинальный объект.

Наличие пластов-коллекторов с признаками нефтегазоносности были установлены в скважинах №2 Клиновская (по отложениям койвенского (эмский ярус), клиновского, чернорако-мосоловского, воробьевского, малевского, упинского, кизеловско-черепетского, бобриковского и верейского горизонтов) и №2 Давыдовская по отложениям упинского и малевского горизонтов. По аналогии перспективы нефтегазоносности Раздольнинской-1 структуры связаны с верейскими, бобриковскими, кизеловско-черепетскими, упинскими и малевскими отложениями каменноугольной системы и воробьевскими, чернораковыми, мосоловскими, клиновскими и койвенскими (эмский ярус) отложениями девонской системы (таблица 1).

Таблица № 1. Проектные перспективные интервалы по проектным скважинам № 1 и 2 Раздольнинской-1 площади

Возраст	Интервал		Флюид
	Скважина №1	Скважина №2	
C2vr	1160-1170	1200-1210	Св. Газ
C1bb	1600-1605	1630-1640	Нефть+р.газ
C1cz-ср	1610-1620	1660-1670	Нефть+р.газ
C1up	1650-1660	1700-1710	Нефть+р.газ
C1ml	1680-1690	1725-1735	Нефть+р.газ
D2vb	1890-1900	1955-1965	Нефть+р.газ
D2cja	1925-1930	2000-2005	Нефть+р.газ
D2ms	1940-1950	2030-2040	Нефть+р.газ
D2kl	2020-2030	2110-2120	Нефть+р.газ
D1e	2120-2135	2210-2225	Нефть+р.газ

При обосновании перспективных ресурсов категории  $C_3$  подсчетные параметры были скорректированы по данным промыслово-геофизических исследований, проведенных в скважинах № 1 и 2 Клинецовские, как наиболее близко расположенных к Раздольнинской-1 структуре.

Подсчет перспективных ресурсов УВ по категории  $C_3$  выполнен объемным методом. Перспективные ресурсы категории  $C_3$  по Раздольнинской – 1 структуре составляют в извлекаемой части:

- Нефти - 3064 тыс.т.;
- Газа, растворенного в нефти – 102 млн. м<sup>3</sup>;
- Свободного газа – 769 млн.м<sup>3</sup>.

Шестая глава «Методика и объем поисково-оценочных работ» посвящена методике выбора мест постановки поисково-оценочных скважин и обоснованию объема проектируемых геологоразведочных работ. Цели и задачи поисково-оценочных работ определены в соответствии с «Временным положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Целью поисково-оценочных работ является обнаружение новых месторождений нефти и газа и оценка их запасов по категориям  $C_1$  и  $C_2$ . Объектами проведения работ являются подготовленные к поисково-оценочному бурению ловушки.

Основными задачами поисково-оценочного этапа являются:

1. Выявление в разрезе нефтегазоносных и перспективных горизонтов коллекторов и покрышек и определение их геолого-геофизических свойств (параметров);
2. Выделение, опробование и испытание нефтегазоперспективных пластов и горизонтов, получение промышленных притоков нефти и газа и установление свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик;
3. Выбор объектов разведки.

Местоположение, количество и глубина оценочных скважин определяются геологической необходимостью решения вышеперечисленных задач.

Для решения поставленных задач предусматривается бурение двух независимых поисково-оценочных скважины, в наиболее перспективных частях Раздольнинской-1 структуры. Проектные глубины поисково-оценочных скважин № 1 и 2 Раздольнинской-1 площади составляют 2200м и 2260м соответственно, со вскрытием рифейских отложений. Бурение независимых поисково-оценочных скважин проводить с целью выявления в разрезе нефтегазоносных и перспективных горизонтов, опробования и испытания нефтегазоперспективных пластов, получения промышленных притоков нефти и газа, установления свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик, открытия месторождения и постановки запасов на государственный баланс.

В случае открытия залежей УВ независимыми поисково-оценочными скважинами, предусматривается бурение одной зависимой поисково-оценочной скважины № 3. Глубина и местоположение зависимой скважины №3 могут быть уточнены по результатам бурения двух независимых скважин. Бурение зависимой поисково-оценочной скважины планируется проводить с целью подтверждения залежей в ловушках неантиклинального типа (по отложениям терригенно-карбонатного комплекса девона), прослеживания контура нефтегазоносности (по отложениям каменноугольной системы), оценки промышленной значимости и приращения запасов категории  $C_1$ .

Местоположение скважины №1 проектируется на пересечении сейсмопрофилей 1 и 2, скважина №2 на 3, скважина №3 зависимого бурения на пересечении сейсмопрофилей 1 и Pg050814.

В седьмой главе «Подсчет ожидаемых запасов нефти, растворенного и свободного газа» выполнен подсчет ожидаемых запасов нефти, газа, растворенного в нефти, и свободного газа для проектной скважины №1



Раздольнинской-1 площади, который произведен объемным методом в соответствии с «Инструкцией по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов».

Площадь ожидаемых запасов категории  $C_1$  подсчитана по радиусу дренирования скважины, принятого величиной 0.5 км для нефти и 1.0 км – для газа, определенных по структурным картам:

–  $D_2kl$  (для перспективных горизонтов в койвенских (эмский ярус), клинцовских и мосоловских отложениях), площадь запасов составляет – 3648 тыс.м<sup>2</sup>;

-  $nD_2vb$  (для перспективных горизонтов в черныярских и воробьевских отложениях), площадь запасов составляет 2941 тыс.м<sup>2</sup>;

-  $D_3zv$  (для перспективных малевских отложений), площадь запасов составляет 2640 тыс.м<sup>2</sup>;

-  $C1t$  (для перспективных упинских и кизеловско-черепетских отложений), площадь запасов составляет 4108 тыс.м<sup>2</sup>;

-  $nC_{1al}$  (для перспективных бобриковских отложений), площадь запасов составляет 2702 тыс.м<sup>2</sup>;

-  $nC_2ks$  (для перспективных верейских отложений), площадь запасов составляет 6460 тыс.м<sup>2</sup>.

Площадь запасов категории  $C_2$  подсчитан как разница общей площади нефтеносности в пределах прогнозных контуров и площади запасов  $C_1$ .

Результаты подсчетов прогнозных запасов в извлекаемой части для нефти, растворенного газа демонстрируются таблицами 2 и 3.

· В результате прогнозные запасы в извлекаемой части составляют по категориям: для нефти  $C_1$ - 660 тыс.т.,  $C_2$ - 2404 тыс.т., для растворенного газа  $C_1$ - 20 млн.м<sup>3</sup>,  $C_2$  – 82 млн.м<sup>3</sup>. для свободного газа  $C_1$  – 374 млн. м<sup>3</sup>,  $C_2$  – 395 млн.м<sup>3</sup>.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании данных результатов глубокого бурения на поисковых скважинах № 1; 2; 3 территориально соседней Клинцовской площади и данных сейсморазведки МОГТ - 2D составлен литолого-стратиграфический разрез Раздольнинской-1 структуры, в строении которого предполагается участие отложений рифейского возраста, девонской, каменноугольной, неогеновой и четвертичной систем.

Таблица № 2. Подсчетные параметры и ожидаемые запасы нефти и растворенного и свободного газа по Раздольнинской-1 структуре

Стратиграфический возраст	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина м	Нефтенасыщенный объем пород, тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициенты, доли ед.			Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Ожидаемые запасы нефти, тыс. т		Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Ожидаемые запасы растворенного газа, млн. м <sup>3</sup>	
					пористости	Нефтенасыщенности	пересчетный			геологические	Извлекаемые		геологические	Извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
C <sub>1</sub> bb	C <sub>1</sub>	1100	2,6	2860	0,15 2	0,70	0,87	0,93	0,30	246	74	10	2	1
	C <sub>2</sub>	1602		4165						359	108		4	1
C <sub>1</sub> kz- čr	C <sub>1</sub>	600	7,0	4200	0,07	0,80	0,87	0,93	0,30	190	57	15	3	1
	C <sub>2</sub>	3508		24556						1113	334		17	5
C <sub>1</sub> up	C <sub>1</sub>	600	6,6	3960	0,06 4	0,80	0,85 5	0,92	0,30	159	48	20	3	1
	C <sub>2</sub>	3508		23153						933	280		19	6
C <sub>1</sub> ml	C <sub>1</sub>	800	4,7	3760	0,06 24	0,80	0,85 5	0,92	0,30	148	44	25	4	1
	C <sub>2</sub>	1840		8648						339	102		8	3
D <sub>2</sub> vb	C <sub>1</sub>	1150	4,6	5290	0,14 2	0,70	0,83 3	0,85	0,30	372	112	30	11	3
	C <sub>2</sub>	1791		8239						580	174		18	6
D <sub>2</sub> čja	C <sub>1</sub>	1150	3,4	3910	0,10 5	0,80	0,83 3	0,85	0,30	233	70	30	7	2
	C <sub>2</sub>	1791		6089						362	109		11	3
D <sub>2</sub> ms	C <sub>1</sub>	600	7,7	4620	0,13 3	0,80	0,83 3	0,85	0,30	348	104	40	14	4
	C <sub>2</sub>	3048		23470						1768	531		71	21
D <sub>2</sub> kl	C <sub>1</sub>	600	6,9	4140	0,12 2	0,70	0,83 3	0,85	0,30	250	75	45	11	3
	C <sub>2</sub>	3048		21031						1272	382		57	18
D <sub>1</sub> e <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	600	10,6	6360	0,08	0,70	0,83 3	0,85	0,30	252	76	50	13	4
	C <sub>2</sub>	3048		32309						1281	384		64	19
<b>Итого ожидаемых запасов нефти и растворенного газа: C<sub>1</sub></b>										<b>2198</b>	<b>660</b>		<b>68</b>	<b>20</b>
<b>ВСЕГО C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub></b>										<b>8007</b>	<b>2404</b>		<b>269</b>	<b>82</b>
<b>ВСЕГО C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub></b>										<b>10205</b>	<b>3064</b>		<b>337</b>	<b>102</b>

Таблица № 3. Подсчетные параметры и ожидаемые запасы свободного газа по Раздольнинской-1 структуре.

Стратиграфический возраст и тип коллектора	Категория запасов	Площадь газоносности, тыс. м <sup>2</sup>	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	Газонасыщенный объем пород, тыс. м <sup>3</sup>	Коэффициенты, доли ед.			Начальное пластовое давление, мПа	Стандертное давление, мПа	Пластовая температура, °С	Температурная поправка, доли ед.	Коэффициент извлечения газа, доли ед.	Ожидаемые запасы свободного газа, млн. м <sup>3</sup>	
					пористости	газонасыщенности	сжимаемости газа						геологические	Извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
C <sub>2</sub> vr	C1	3140	8,6	27004	0,211	0,70	1,23	15,2	0,1	55	0,893	0,85	440	374
	C2	3320		28552									465	395
<b>Всего C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub></b>													<b>905</b>	<b>769</b>

Раздольнинская-1 структура, в палеоплане скорее всего представлена двумя останцами: северо-западным (в районе проектной скважины №1) и юго-восточным (в районе скв. №2). При этом по девонским отложениям юго-восточный купол стратиграфически скорее всего выше, чем северо-западный, т.к. в большей степени подвергался размыву. В предфаменскую тектоническую фазу происходит сброс южного блока (район скважины №2). Амплитуда сброса составляет порядка 50м. К началу фаменского времени оба останца представляют собой единую Раздольнинскую -1 структуру, оконтуренную изогипсой - 1820м с амплитудой 63м. По отложениям карбона Раздольнинская-1 структура представляет собой единую брахиантиклиналь унаследованного развития, субширотного простирания.

Древний возраст формирования структуры (в позднем девоне, как структур примыкания – стратиграфически экранированных ловушек) и ее длительное унаследованное развитие в течение всего карбона, позволяет прогнозировать её перспективность в нефтегазоносном отношении по отложениям как девонского, так и каменноугольного возрастов.

По аналогии с близко расположенной разведанной Клинцовской площадью перспективы нефтегазоносности Раздольнинской-1 структуры связаны с верейскими, бобриковскими, кизеловско-черепетскими, упинскими и малевскими отложениями каменноугольной системы и воробьевскими, черныярскими, мосоловскими, клинцовскими и койвенскими (эмский ярус) отложениями девонской системы

При обосновании перспективных ресурсов категории  $C_3$  подсчетные параметры скорректированы по данным промыслово-геофизических исследований, проведенных в скважинах № 1 и 2 Клинцовские. Подсчет перспективных ресурсов УВ по категории  $C_3$  для Раздольнинской-1 структуры выполнен объемным методом. Перспективные ресурсы категории  $C_3$  по Раздольнинской – 1 структуре составляют в извлекаемой части:

Нефти - 3064 тыс.т.;

Газа, растворенного в нефти – 102 млн. м<sup>3</sup>;

Свободного газа – 769 млн.м<sup>3</sup>.

Целью планируемых поисково-оценочных работ на Раздольнинской-1 площади является обнаружение новых месторождений нефти и газа и оценка их запасов по категориям  $C_1$  и  $C_2$ . Для решения поставленных задач предусматривается бурение двух независимых поисково-оценочных скважины, в наиболее перспективных частях Раздольнинской-1 структуры. Проектные глубины поисково-оценочных скважин № 1 и 2 Раздольнинской-1 площади составляют 2200м и 2260м соответственно, со вскрытием рифейских отложений.

В случае открытия залежей УВ независимыми поисково-оценочными скважинами, предусматривается бурение одной зависимой поисково-оценочной скважины № 3. Глубина и местоположение зависимой скважины №3 будут уточнены по результатам бурения двух независимых скважин. Бурение зависимой поисково-оценочной скважины планируется проводить с целью подтверждения залежей в ловушках неантиклинального типа (по отложениям терригенно-карбонатного комплекса девона), прослеживания

контура нефтегазоносности (по отложениям каменноугольной системы), оценки промышленной значимости и приращения запасов категории  $C_1$ .

Подсчет ожидаемых запасов нефти, газа, растворенного в нефти, и свободного газа для проектной скважины №1 Раздольнинской-1 площади произведен объемным методом в соответствии с «Инструкцией по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов».

Площадь ожидаемых запасов категории  $C_1$  подсчитана по радиусу дренирования скважины, принятого величиной 0.5 км для нефти и 1.0 км – для газа, определенных по структурным картам:

Площадь запасов категории  $C_2$  подсчитан как разница общей площади нефтегазоносности в пределах прогнозных контуров и площади запасов  $C_1$ .

В результате прогнозные запасы в извлекаемой части составляют: для нефти по категории  $C_1$ - 660 тыс.т., по категории  $C_2$ - 2404 тыс.т., для растворенного газа по категории  $C_1$ - 20 млн. м<sup>3</sup>, по категории  $C_2$  – 82 млн.м<sup>3</sup> для свободного газа по категории  $C_1$  – 374 млн. м<sup>3</sup>, по категории  $C_2$  – 395 млн.м<sup>3</sup>.