

УДК 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ  
ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДОРАЗРАБОТКИ НЕКРАСОВСКОГО  
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL BASIS FOR DESIGN  
OF ADDITIONAL DEVELOPMENT  
OF THE NEKRASOVSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD**

**Березовский Денис Александрович**

заместитель начальника цеха,  
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»  
Каневское газопромислое управление  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Очередько Татьяна Борисовна**

кандидат химических наук,  
доцент кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
ocheredko\_2020@mail.ru

**Липулени Орланда Дина Эузебиу**

студентка кафедры Нефтегазового дела,  
институт Нефти, газа и энергетики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
orlandalene28@gmail.com

**Аннотация.** В статье приведено геологическое строение месторождения и залежей (литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений и газоносность месторождения), а также гидрогеологические и инженерно-геологические условия и характеристика режима водонапорного бассейна (размеры и параметры водонапорного бассейна). Дана физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов (геофизические исследования скважин, параметры продуктивных пластов по керну и ГИС, анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов). Рассмотрены свойства и состав и пластовых флюидов, а также толщины продуктивных горизонтов.

**Ключевые слова:** геолого-физическая характеристика месторождения; геологическое строение месторождения и залежей; гидрогеологические и инженерно-геологические условия; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов; свойства и состав и пластовых флюидов; толщины продуктивных горизонтов.

**Berezovskiy Denis Aleksandrovich**

Deputy Chief,  
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»  
Kanevskoe gas field management

**Ocheredko Tatyana Borisovna**

Candidate of chemical sciences,  
Associate Professor of oil  
and gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university

**Lipuleni Orlanda Dina Eusebio**

Student  
of oil and gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Institute of Oil, Gas and Energy,  
Kuban state technological university

**Annotation.** The article presents the geological structure of the field and deposits (lithological and stratigraphic characteristics of the discovered deposits and gas content of the field), as well as hydrogeological and engineering-geological conditions and characteristics of the regime of the water basin (dimensions and parameters of the water basin). The physical and hydrodynamic characteristics of the productive formations are given (geophysical studies of wells, parameters of the productive formations by core and well logs, analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells and formations). The properties and composition of reservoir fluids, as well as the thickness of productive horizons, are considered.

**Keywords:** geological and physical characteristics of the field; geological structure of deposits and deposits; hydrogeological and engineering-geological conditions; physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs; analysis of the results of gas-hydrodynamic studies of wells and reservoirs; properties and composition of reservoir fluids; thickness of productive horizons.

**Газоносность месторождения**

Некрасовское газоконденсатное месторождение открыто в 1962 году. С 1965 по 1969 год месторождение находилось в опытно-промышленной эксплуатации, а с 1969 года введено в промышленную разработку. Промышленная газоносность Некрасовского

месторождения приурочена к готерив-барремским (свита губс – пачки II, III, IV) и аптским (самурская свита – пачка I) отложениям нижнего мела.

Продуктивные пласты сложены песчаниками, алевролитами и гравелитами с прослоями аргиллитов.

Определение положения газоводяных контактов проведено по результатам опробования скважин, до ввода залежей в эксплуатацию и данным интерпретации материалов ГИС.

#### *I продуктивная пачка нижнемеловых отложений*

Залегают в кровле продуктивного разреза нижнего мела, по площади коллекторы развиты не повсеместно. Выделено три самостоятельных газоконденсатных залежи: Южная, Северная и Центральная.

*Для газоконденсатной залежи Южной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений* газоводяной контакт принят на абсолютной отметке минус 3293 м.

Газоконденсатная залежь Южной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений – пластовая, сводовая с литологическим экранированием с севера. Размеры залежи: длина – 4,13 км, ширина – 2,88 км, высота – 41 м. Площадь газоносности – 12,85 км<sup>2</sup>.

*Газоконденсатная залежь Центральной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений* связана с небольшой линзой коллекторов в районе скважины № 57, при испытании в которой получен газ.

ГВК отсутствует.

Газоконденсатная залежь Центральной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений – пластовая, со всех сторон контролируется линией выклинивания. Размеры залежи: длина – 0,75 км, ширина – 0,75 км, высота залежи около 2 м. Площадь газоносности – 0,46 км<sup>2</sup>.

*Для газоконденсатной залежи Северной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений* ГВК принят на абсолютной отметке минус 3293 м (по аналогии с газоконденсатной залежью Южной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений).

Газоконденсатная залежь Северной части I продуктивной пачки нижнемеловых отложений – пластовая, сводовая с литологическим экранированием с севера, запада и юга. Размеры залежи: длина – 2,38 км, ширина – 2,88 км, высота – 44 м. Площадь газоносности – 7,31 км<sup>2</sup>.

Структурная карта по кровле I продуктивной пачки нижнемеловых отложений представлена на рисунке 1.

#### *II продуктивная пачка нижнемеловых отложений*

Коллекторы II продуктивной пачки нижнемеловых отложений прослеживаются во всех скважинах.

*Для газоконденсатной залежи II продуктивной пачки нижнемеловых отложений* ГВК принят на абсолютной отметке минус 3318 м (по ГИС).

Газоконденсатная залежь II продуктивной пачки нижнемеловых отложений – пластовая, сводовая. Размеры залежи: длина – 10,13 км, ширина – 6,0 км, высота залежи – 64 м. Площадь газоносности – 45,23 км<sup>2</sup>.

Структурная карта по кровле II продуктивной пачки нижнемеловых отложений представлена на рисунке 2.

#### *III продуктивная пачка нижнемеловых отложений*

Коллекторы III продуктивной пачки нижнемеловых отложений развиты в пределах площади не повсеместно, на восточном крыле выделяется участок отсутствия коллекторов (скважина № 3), количество проницаемых пластов изменяется от восьми (скважина № 51) до одного (скважины №№ 28, 46, 22 и 6).

*Для газоконденсатной залежи III продуктивной пачки нижнемеловых отложений* ГВК принят на абсолютной отметке минус 3325 м.

Газоконденсатная залежь III продуктивной пачки нижнемеловых отложений характеризуется как пластовая, сводовая, с частичным литологическим ограничением на северо-востоке. Размеры залежи: длина – 5,75 км, ширина – 2,63 км, высота залежи – 25 м. Площадь газоносности – 15,42 км<sup>2</sup>.

Структурная карта по кровле III продуктивной пачки нижнемеловых отложений представлена на рисунке 3.

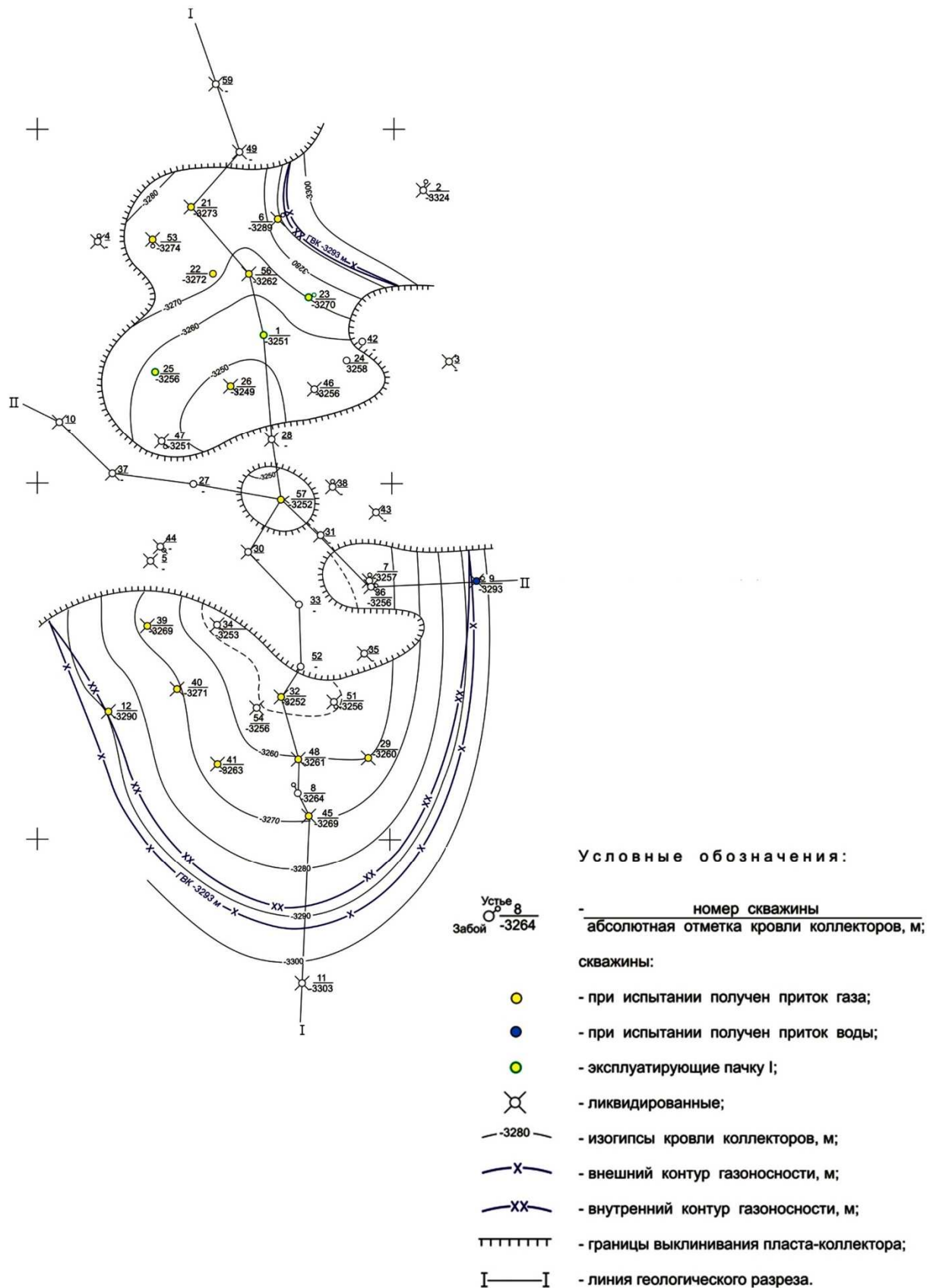
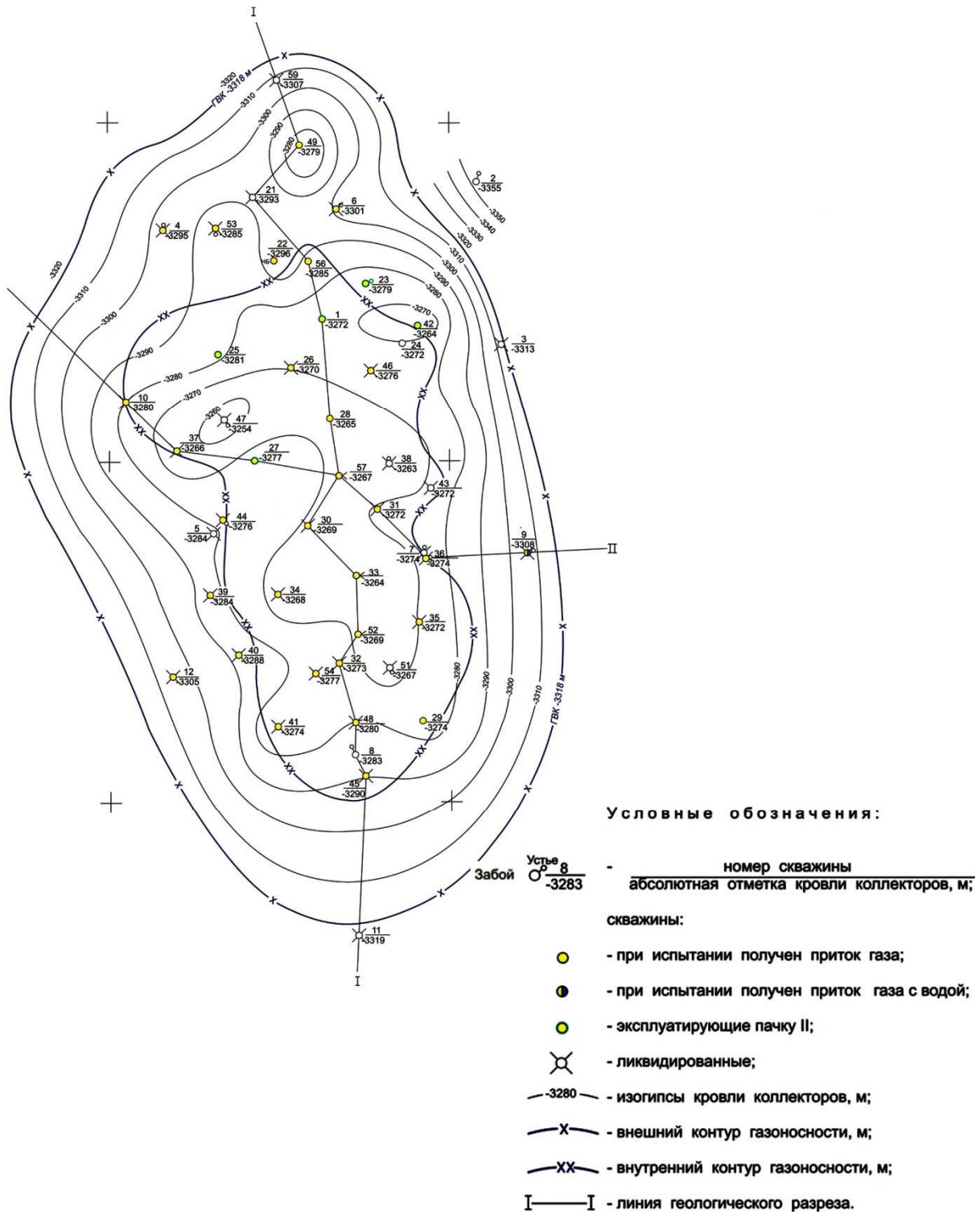


Рисунок 1 – Структурная карта по кровле коллекторов I пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения



**Рисунок 2** – Структурная карта по кровле коллекторов II пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

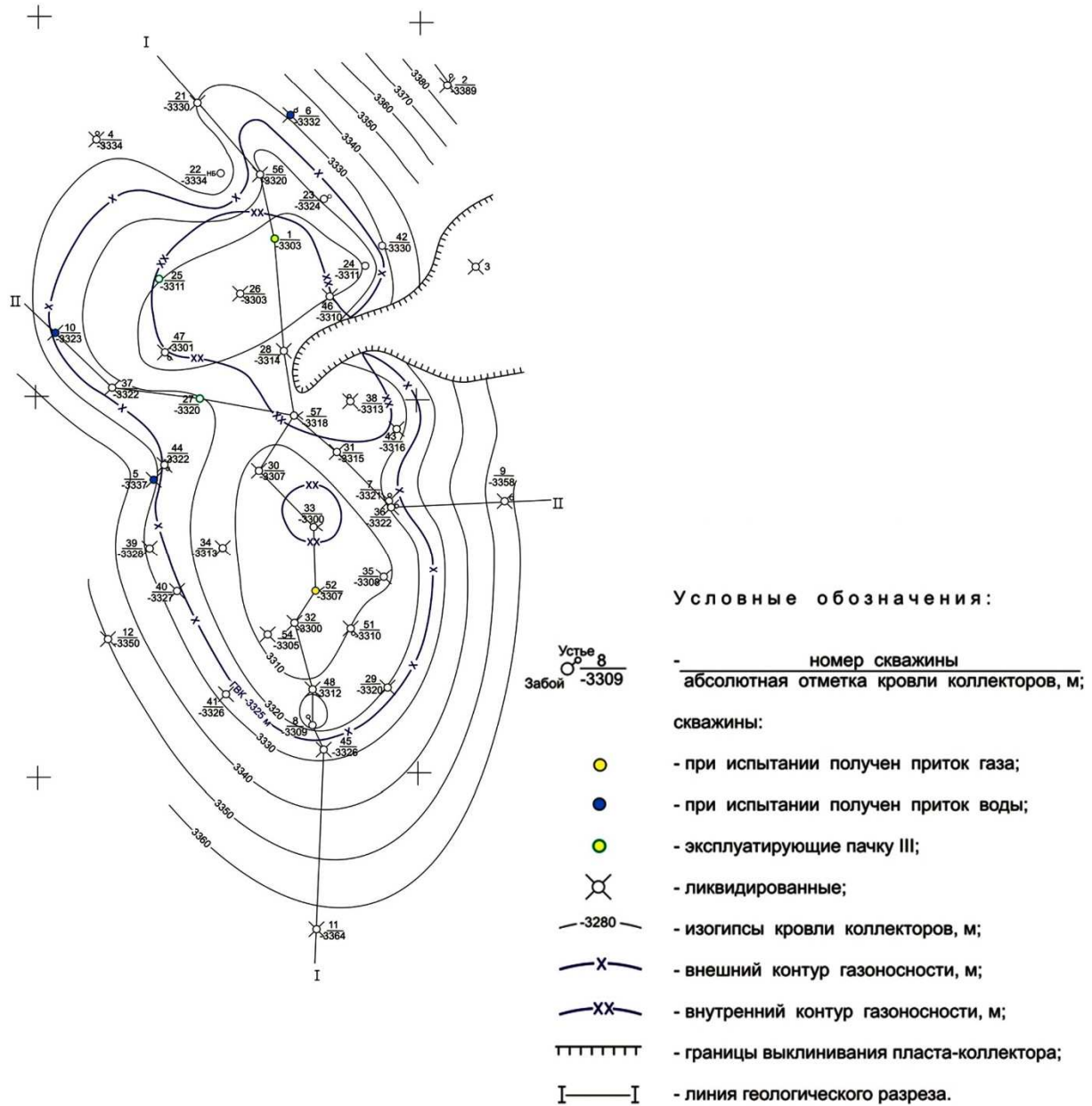
#### *IV продуктивная пачка нижнемеловых отложений*

Залежь IV продуктивной пачки вскрыта в скважинах №№ 1, 24, 25, 26, 28, 30, 31, 32, 33, 34, 38, 42, 43, 46, 47, 52 и 57.

ГВК принят на абсолютной отметке минус 3340 м (по данным ГИС).

Залежь IV продуктивной пачки характеризуется как пластовая, сводовая, подстилаемая по всей площади водой. Размеры залежи: длина – 5,25 км, ширина – 3,0 км. Площадь газоносности – 11,57 км<sup>2</sup>, высота залежи – 21,6 м.

Структурная карта по кровле IV продуктивной пачки нижнемеловых отложений представлена на рисунке 4.



**Рисунок 3** – Структурная карта по кровле коллекторов III пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

Данные для обоснования ГVK по скважинам (сведения об абсолютных отметках ГVK по пластам) и принятые абсолютные отметки приведены в таблице 1.

**Таблица 1** – Абсолютные отметки ГVK по скважинам Некрасовского газоконденсатного месторождения

Пачка	Абсолютная отметка ГVK, (-) м		
	по геофизическим данным	по опробованию скважин	принятая для построения
I	3292,7 (скважина № 12)	3293,4 (скважина № 6)	3293
II	3318,0 (скважины №№ 3, 12, 22, 23, 42, 49 и 53)	3315,8 (скважина № 3 середина интервала перфорации, получение газа с водой)	3318
III	3325,0 (скважины №№ 10, 35 и 36)	3324,9 (скважина № 10)	3325
IV	3340 (скважины №№ 1, 22, 24, 25, 26, 28, 31, 41, 42, 43, 46 и 47)	3339,6 (скважина № 52)	3340

Результаты испытаний скважин и особенности строения залежи Некрасовского газоконденсатного месторождения представлены на геологических разрезах (рис. 5 и 6).

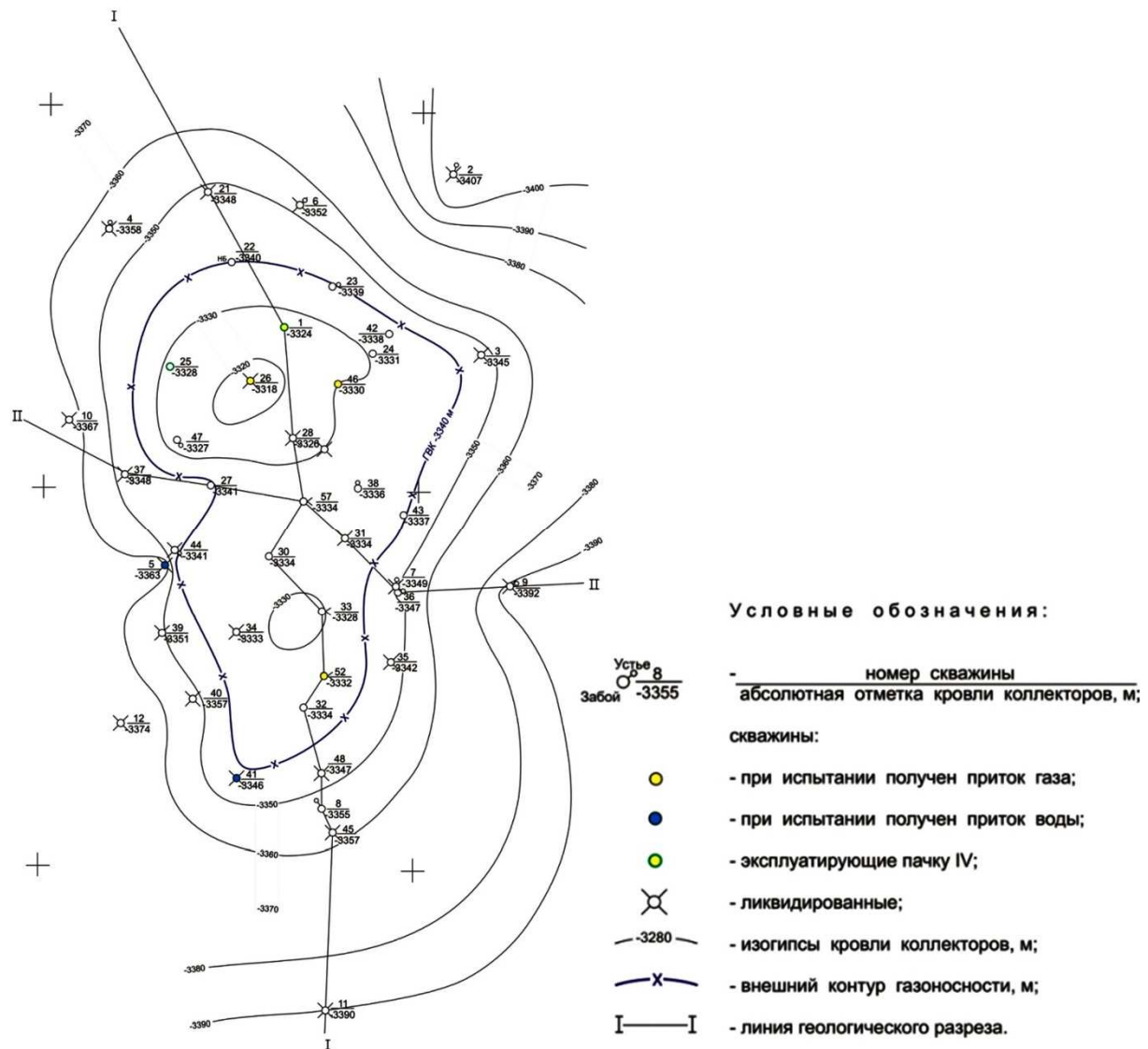


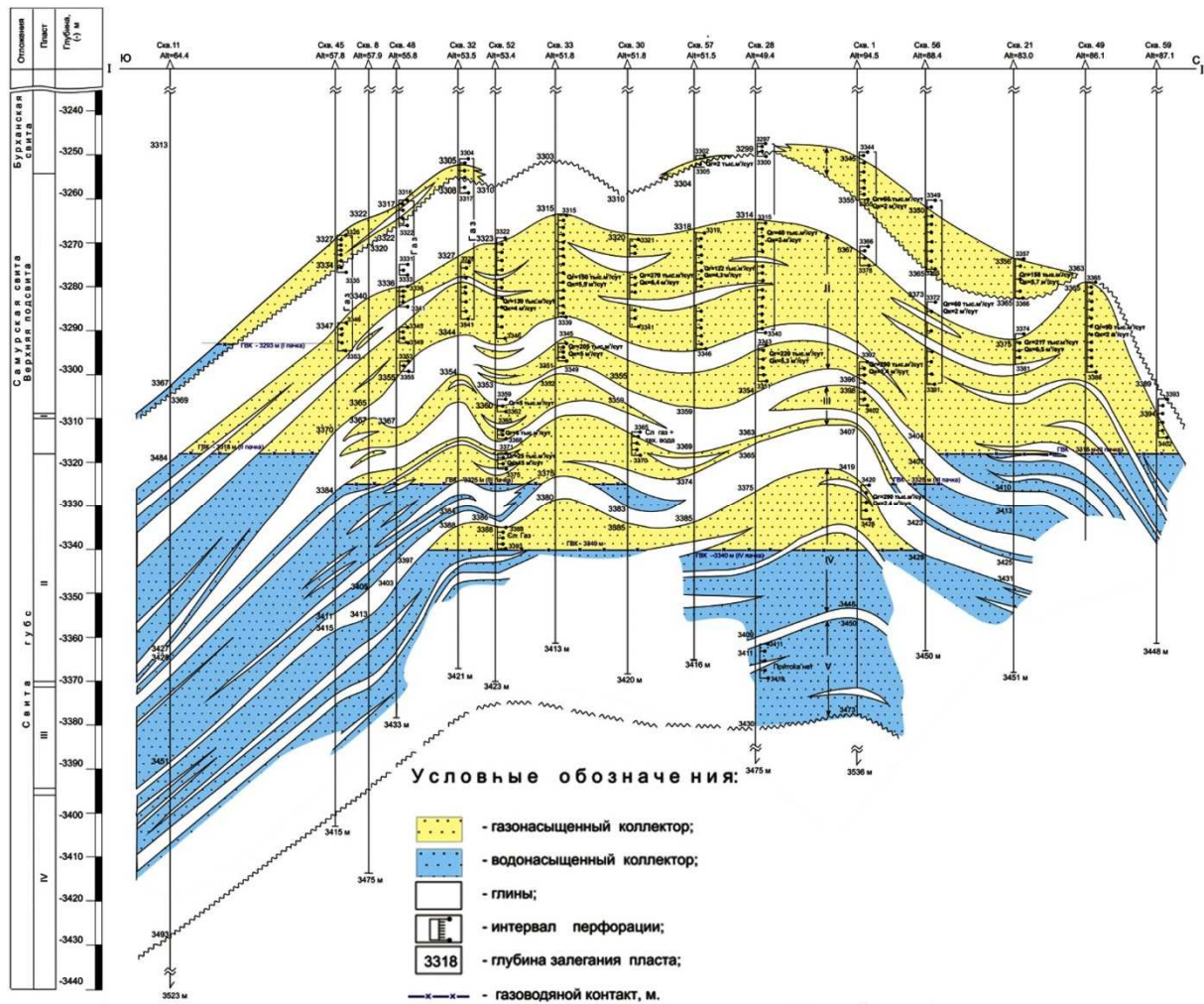
Рисунок 4 – Структурная карта по кровле коллекторов IV пакки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

### Размеры и параметры водонапорного бассейна

При опробовании проницаемых горизонтов Некрасовского месторождения, вскрытых глубокими разведочными скважинами, были получены притоки минерализованной воды из нижнемеловых и эоценовых отложений.

В результате региональных исследований выявлено, что водоносные горизонты нижнего отдела меловой системы (баррем-готеривский, аптский, альбский ярусы) гидродинамически связаны между собой и образуют единую гидродинамическую систему. По условиям залегания водоносных горизонтов – это типичный артезианский бассейн, представляющий собой обширную асимметричную синклираль, у которой южный борт значительно круче северного и поднят более чем на 1000 м, что создает условия высокого гидростатического напора.

Бассейн простирается от предгорий Кавказа до Таганрогского залива, площадь его составляет 60000 км<sup>2</sup>. Основная область питания располагается на северных склонах Кавказа, в полосе выходов нижнемеловых отложений в междуречье рек Лабы и Белой. Основная область разгрузки нижнемелового водоносного комплекса приурочена к району Азовского моря. Общее направление движения вод – северное и северо-западное.



**Рисунок 5** – Геологический разрез продуктивных пластов нижнемеловых отложений по линии I-I Некрасовского газоконденсатного месторождения

Сведения о водонапорном бассейне, приуроченном к вышеуказанным пластам, приведены в таблице 2.

**Таблица 2** – Сведения о водонапорном бассейне

Параметр		Среднее значение	Диапазон изменения параметра	
			минимальное значение	максимальное значение
1	Площадь, км	60000	–	–
2	Толщина, м	40	5	80
3	Открытая пористость, %	13,7	11,3	16,6
4	Проницаемость, 10–15 м <sup>2</sup>	130	32	229
5	Начальное пластовое давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	34,9 (356)	–	–
6	Температура, °С	144	–	–
7	Вязкость пластовых вод, мПа·с	0,942	0,847	1,048
8	Общая минерализация, мг-экв./л	1109	978	1240
9	Плотность пластовых вод, кгс/м <sup>3</sup>	1016	1014	1026

Напор вод вдоль полосы выходов нижнемеловых отложений понижается в западном направлении от 712 до 320 м. Северный склон Адыгейского выступа и Восточно-Кубанская впадина являются областью высоких гидростатических напоров – 700-300 м. С выходом на Скифскую платформу гидростатический напор на Некрасовской площади понижается до 178 м.

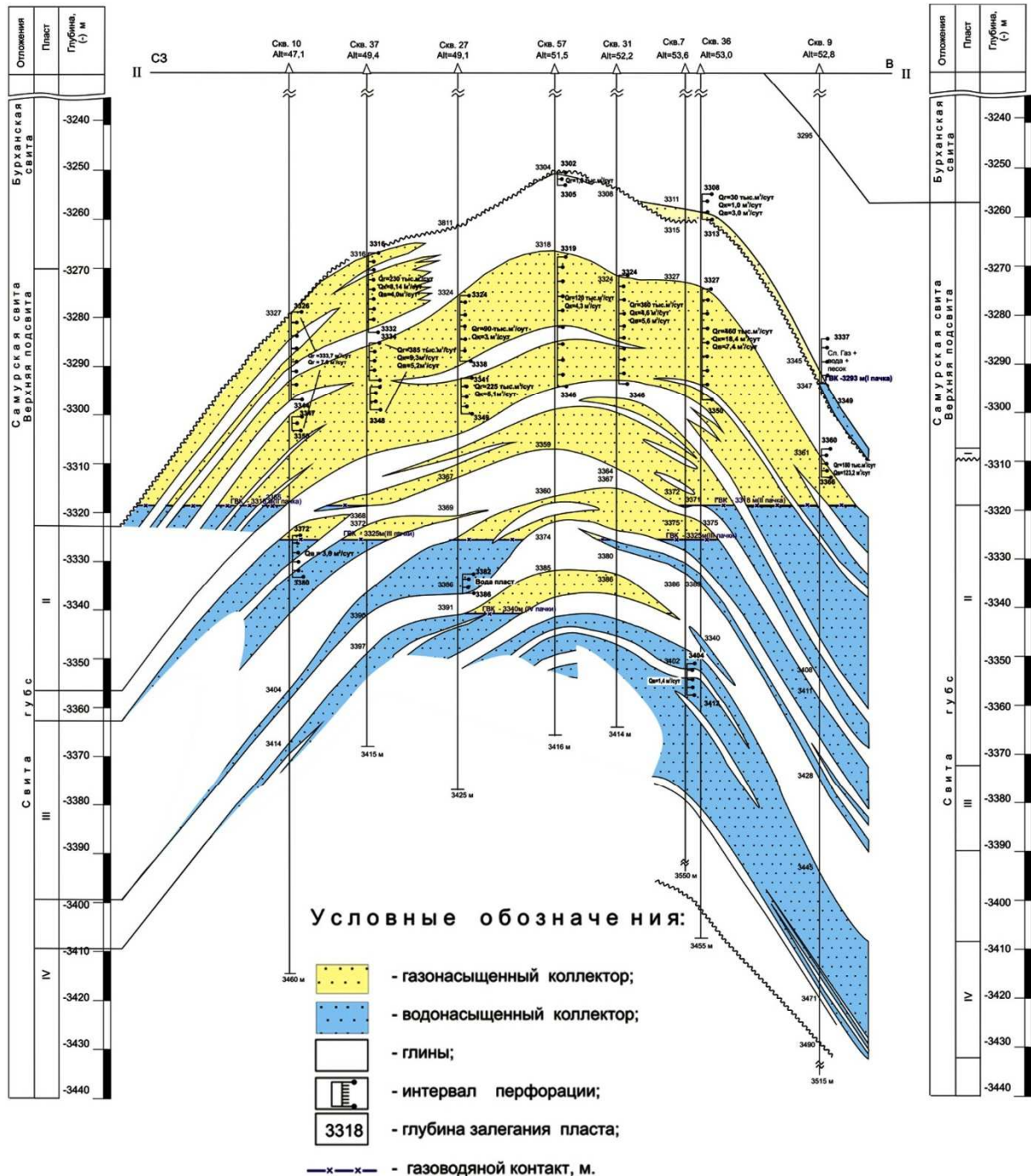


Рисунок 6 – Геологический разрез продуктивных пластов нижнемеловых отложений по линии II-II Некрасовского газоконденсатного месторождения

### Геофизические исследования скважин (ГИС-бурение)

Проведённый на скважинах Некрасовского месторождения типовой комплекс ГИС включает: стандартный каротаж, БКЗ, МКЗ (кроме скважин №№ 2, 3, 9, 49, 51 и 56), ГК, НГК, двухзондовый НГК, кавернометрию, термометрию, инклинометрию, АКЦ, ГГК, в ряде скважин выполнена профилометрия.

Выполненный комплекс ГИС позволил провести корреляцию и литолого-стратиграфическое расчленение разреза, определить эффективные толщины, оценить ФЕС коллекторов.

Частое чередование тонких прослоев разного УЭС и ограниченность выполненного комплекса ГИС (отсутствие ИК, АК, ННК) вызывали определённые трудности при оценке подсчётных параметров.



*Методика и результаты интерпретации данных ГИС, выделение коллекторов*

Установленная модель коллекторов – песчаник порового типа с небольшим содержанием глинистого цемента.

Разрез характеризуется значительной литологической изменчивостью. Для выделения коллекторов использовались следующие качественные признаки: наличие отрицательной аномалии ПС, сужение фактического диаметра скважины по сравнению с номинальным, положительные приращения на кривых МКЗ.

С целью повышения достоверности выделения коллекторов по результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных установлены следующие количественные критерии коллекторов: коэффициент проницаемости  $K_{пр} > 1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ; коэффициент пористости  $K_p > 0,10$  доли ед.; относительная амплитуда аномалии ПС  $\alpha_{ПС} > 0,48$ ; коэффициент объёмной глинистости  $K_{ел} < 0,10$  доли ед.; коэффициент относительной глинистости  $\eta < 0,5$  доли ед.; двойной разностный параметр ГК  $\Delta I_y < 0,32$ .

Для выделенных на основании кондиционных значений пластов-коллекторов определены коэффициенты пористости и газонасыщенности.

Оценка коэффициентов пористости нижнемеловых отложений проводилась по корреляционной зависимости между относительной амплитудой аномалии ПС  $\alpha_{ПС}$  и коэффициентом пористости  $K_p$  (коэффициент корреляции  $R = 0,92$ ):

$$\alpha_{ПС} = 4,665 \cdot K_p - 0,0159. \quad (1)$$

Средневзвешенные значения  $K_p$ , определённого по ГИС, составили:

- $K_{p \text{ срс}} = 0,143$  доли ед. для пачки I;
- $K_{p \text{ срс}} = 0,159$  доли ед. для пачки II;
- $K_{p \text{ срс}} = 0,160$  доли ед. для пачки III;
- $K_{p \text{ срс}} = 0,159$  доли ед. для пачки IV.

Отмечается завышение пористости, определённой по данным ГИС, по сравнению с результатами анализов керна.

Разделение пластов по характеру насыщения выполнялось в соответствии с установленными граничными значениями УЭС и двойного разностного параметра  $\Delta I_{ny}$ , соответственно равными 6,0 и 0,75 Ом·м.

Удельное электрическое сопротивление  $\rho_n$  определялось по данным БКЗ.

Определение коэффициента газонасыщенности  $K_g$  выполнялось по формуле:

$$K_g = 1 - K_e, \quad (2)$$

где  $K_e$  – коэффициент водонасыщенности, участвующий в модели удельного электрического сопротивления пород.

$$\frac{\rho_n}{\rho_g} = \frac{a_n \cdot a_m}{K_n^m \cdot K_g^n} \cdot \left[ \frac{\rho_{сл}}{\rho_g} \right]^{\frac{K_{эл} \cdot K_{n2л}}{K_n \cdot K_g}}, \quad (3)$$

где  $\rho_n$ ,  $\rho_g$  и  $\rho_{сл}$  – УЭС породы, пластовой воды и двойного электрического слоя, Ом·м;  $a_n$ ,  $a_m$ ,  $m$ ,  $n$  – константы, равные соответственно 1; 1,2; 1,7; 2;  $K_p$ ,  $K_{п \text{ эл}}$ ,  $K_e$ ,  $K_{ел}$  – коэффициенты пористости породы и глин, водонасыщенности и глинистости.

Данная модель характеризуется смешанным соединением проводников электричества – пластовой воды и двойного электрического слоя.

В соответствии с УЭС пластовой воды  $\rho_v$  при температуре пласта принят равным 0,045 Ом·м, двойного электрического слоя  $\rho_{сл}$  – 0,22 Ом·м, коэффициент пористости нижнемеловых глин – 0,09 доли ед.

Коэффициент пористости определялся по уравнению (1), коэффициент объёмной глинистости  $K_{ел}$  – исходя из установленной между  $\alpha_{ПС}$  и  $K_{гл}$  зависимости

$$\alpha_{ПС} = 0,0499 \cdot K_{эл}^{-0,8631}. \quad (4)$$

Для изучаемых отложений установлена следующая зависимость параметра пористости  $P_n$  от  $K_n$ , используемая при расчёте  $K_e$ :

$$P_n = \frac{\rho_{вп}}{\rho_e} = \frac{1,12}{K_n^2}, \quad (5)$$

где  $\rho_{вп}$  – УЭС пласта, полностью насыщенного водой, Ом·м.

В соответствии с интегральными кривыми распределения  $K_e$  в газо- и водонасыщенных коллекторах (по данным испытания) граничное значение  $K_e$  кр равно 0,51 доли ед. с зоной неоднозначности 0,5–0,6 доли ед.

Средневзвешенные значения коэффициента газонасыщенности, определённого по данным ГИС, составили:

- $K_{e\text{ срв}} = 0,686$  доли ед. для пачки I;
- $K_{e\text{ срв}} = 0,712$  доли ед. для пачки II;
- $K_{e\text{ срв}} = 0,593$  доли ед. для пачки III;
- $K_{e\text{ срв}} = 0,618$  доли ед. для пачки IV.

### **Параметры продуктивных пластов (пористость, газонасыщенность, проницаемость) по керну и ГИС**

Отбор керна на Некрасовском месторождении производился в 13 скважинах (№№ 1–12 и 33). Наибольшей освещённостью отличается I продуктивная пачка – 77,5 %. По II продуктивной пачке суммарная проходка с отбором керна составила 319 м, суммарный вынос керна – 77,51 м. Освещённость – 59,3 %. По III + IV продуктивной пачке освещённость составила 19,2 %.

По результатам анализов керна, согласно петрофизическим и гранулометрическим определениям:

- продуктивная пачка I представлена песчаниками, алевролитами, гравелитами и аргиллитами;
- продуктивная пачка II представлена песчаниками, гравелитами с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов;
- продуктивные пачки III и IV представлены песчаниками с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов.

#### *Определение пористости*

Коэффициент открытой пористости коллекторов нижнемеловых продуктивных отложений определялся на основе данных лабораторных исследований керна и по результатам интерпретации материалов ГИС.

Средние значения коэффициента открытой пористости, определённые по данным исследований керна, составляют:

- продуктивная пачка I – 0,113;
- продуктивные пачки II–IV – 0,130.

Значения коэффициента открытой пористости по данным интерпретации материалов ГИС составляют:

- продуктивная пачка I – 0,143;
- продуктивная пачка II – 0,159;
- продуктивная пачка III – 0,160;
- продуктивная пачка IV – 0,159.

Для проектирования принята величина коэффициента открытой пористости, определённая по керну:

- продуктивная пачка I – 0,113;
- продуктивные пачки II–IV – 0,130.

#### *Определение газонасыщенности*

Определение коэффициента газонасыщенности по керну проводилось только для коллекторов II пачки. Среднее значение коэффициента газонасыщенности составило 0,45.

Газонасыщенность коллекторов в скважинах Некрасовского месторождения определялась также по данным интерпретации промыслово-геофизических исследований. Средневзвешенные по толщине коэффициенты газонасыщенности составили:

- продуктивная пачка I – 0,686;
- продуктивная пачка II – 0,712;
- продуктивная пачка III – 0,593;
- продуктивная пачка IV – 0,618.

Для проектирования принята величина коэффициента газонасыщенности, определенная по ГИС:

- продуктивная пачка I – 0,69;
- продуктивная пачка II – 0,71;
- продуктивная пачка III – 0,59;
- продуктивная пачка IV – 0,62.

#### *Определение проницаемости*

Проницаемость продуктивных коллекторов нижнемеловых отложений, определенная на основе лабораторных исследований керна, колеблется в широких пределах: от  $0,1 \cdot 10^{-15}$  до  $1030,2 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Большинство исследованных образцов дали довольно высокое значение проницаемости, лишь 15 % от всех исследованных образцов имеют проницаемость ниже  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>.

Поскольку вынос кернового материала из коллекторской части пласта имеет очень низкий процент, для расчётов используются определения проницаемости по промысловым исследованиям скважин.

Значения проницаемости, определённой по промысловым исследованиям для I пачки, отсутствуют.

Среднее значение проницаемости составило:

- по продуктивной пачке I + II –  $37,93 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>;
- по продуктивной пачке II –  $53,1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>;
- по продуктивной пачке III –  $7,48 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>;
- по продуктивной пачке IV –  $18,2 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>.

При проектировании было принято значение проницаемости:

- по I и II продуктивным пачкам –  $45,5 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>;
- по III продуктивной пачке –  $7,5 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>;
- по IV продуктивной пачке –  $18,0 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>.

#### **Анализ результатов газогидродинамических исследований скважин и пластов**

Некрасовское газоконденсатное месторождение разрабатывается с 1965 года. К 1975 году произошло обводнение большей части эксплуатационного фонда скважин. С этого периода исследований скважин по методу стационарных режимов фильтрации не проводилось.

Все действующие скважины эксплуатируются без штуцеров по максимальному диаметру буферной головки фонтанной арматуры. Уменьшение диаметра с целью определения диапазона изменения дебита скважины невозможно, поскольку может привести к её остановке. Небольшая разница между устьевым давлением и давлением в газопроводе не позволяет обеспечить диапазон изменения устьевого давления.

В связи с вышеизложенным проведение газодинамических исследований методом установившихся отборов в условиях Некрасовского месторождения на текущей стадии разработки месторождения невозможно.

#### **Свойства и состав и пластовых флюидов**

##### *Физико-химическая характеристика газа и конденсата*

До ввода месторождения в разработку для получения данных о начальной газоконденсатной характеристике залежи было исследовано две скважины: № 4 в 1964 году и № 22 в 1967 году.

Исследования 1964 года проведены по скважине № 4 с помощью промышленного сепаратора на рабочее давление 6,3 МПа. Изотермы конденсации не снимались, при условиях максимальной конденсации были одновременно отобраны пробы сырого конденсата и газа сепарации. В лабораторных условиях проведены исследования рекомбинированных проб по методике ВНИИгаза и выполнены анализы по определению состава газа сепарации, газа дегазации и стабильного конденсата, что позволило рассчитать состав пластового газа.

В 1967 году проведены исследования с помощью малогабаритной установки конструкции КФ ВНИИнефть. В результате исследований по скважине № 22 были получены изотермы конденсации устьевого газа. Отобраны пробы газа сепарации и стабильного конденсата. Результаты исследований скважины № 22 подтвердили данные расчёта состава пластового газа по скважине № 4. Состав его оказался близким к результатам 1964 года:  $\text{CH}_4$  – 85,77;  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 5,58;  $\text{C}_3\text{H}_8$  – 1,27;  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 0,39;  $\text{C}_5\text{H}_{12+\text{в}}$  – 0,88;  $\text{CO}_2$  – 5,32;  $\text{N}_2$  – 0,79 %/моль. При подсчёте запасов газа принят средний состав пластового газа по результатам замеров 1964 и 1967 годов.

Теплотворная способность газа колеблется в пределах 8570–9503 ккал/м<sup>3</sup>.

Конденсат Некрасовского месторождения представляет собой жидкость соломенного цвета удельного веса 0,770–0,828. По физико-химическим свойствам и составу анализы конденсата всех пачек близки между собой.

Кинематическая вязкость конденсата при 20 °С составляет 1,2666 сСт (скважина № 4) и 1,671 сСт (скважина № 1). Температура застывания конденсата – от минус 13 °С до минус 28 °С. Содержание парафина по весу – от 0,67 % до 0,93 %.

По данным группового химического состава конденсаты относятся к ароматическим (от 39 до 44 %). Содержание нафтеновых – от 15 до 20 %, метановых – от 31 до 37 %.

В результате исследований на газоконденсатность получены основные газоконденсатные характеристики: фазовое состояние пластового флюида при пластовых давлениях и температуре; суммарные потери стабильного конденсата за весь срок разработки месторождения на истощение, состав пластового газа, качественная характеристика газа и конденсата.

Результаты исследования показали, что максимальная величина стабильного конденсата, равная 36,4 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, соответствует давлению сепарации, равному 5,29 МПа (54 кгс/см<sup>2</sup>), и температуре сепарации плюс 17 °С.

При этих условиях были отобраны пробы газа и конденсата для их рекомбинации и изучения PVT-соотношений.

Как показали PVT-исследования, давление начала конденсации при пластовой температуре, равной плюс 137 °С, составляет 15,68 МПа, а суммарные потери стабильного конденсата – 10 % от начальных запасов.

При подсчёте запасов принято потенциальное содержание  $\text{C}_{5+\text{в}}$  для всех пластов – 35,5 г/м<sup>3</sup>. Коэффициент конденсатоотдачи принят равным 0,72.

#### *Физико-химическая характеристика пластовых вод*

В процессе разведки месторождения по нижнемеловому комплексу было сделано 29 анализов пластовых вод по 10 скважинам.

Нижний отдел меловой системы (свита губс) опробован в условиях водонасыщения в двух скважинах №№ 5 и 7, притоки воды вместе с газом были получены в скважинах №№ 1, 3, 4, 6, 9, 10 и 12. Химические анализы вод по всем скважинам месторождения были проведены лабораторией гидрогеологии и геохимии КФ ВНИИнефть.

Величины минерализации вод резко изменялись. Для того чтобы дать характеристику пластовых вод, необходимо было разграничить чисто пластовые воды и воды, смешанные с технической водой. Из 29 анализов только шесть анализов с высокой минерализацией, указывающей на то, что данные воды относятся к пластовым (скважина № 3 – 1240 мг-экв./л, скважина № 7 – 1121,48 мг-экв./л, скважина № 9 – 1198,56–1184,8 мг-экв./л, скважина № 10 – 977,88 мг-экв./л, скважина № 12 – 1116,96 мг-экв./л). Остальные воды, имеющие минерализацию более низкую, можно считать смешанными с технической водой.

Химический состав пластовых вод продуктивного разреза показывает, что они относятся к хлоркальциевому типу хлоридной группы натриевой подгруппы. Минерализация воды изменяется в пределах от 977,88 до 1240 мг-экв./л.

Солевой состав вод формируется за счёт хлоридов щелочных металлов (от 92,9 до 94,04 %), хлоридов щелочных земель (от 4,56 до 5,36 %), гидрокарбонатов щелочных земель.

Микроэлементы в водах имеют следующие концентрации: J – 10,57–16,3 мг-экв./л, Br – 62,4–71,0 мг-экв./л, B – 4,3–21,6 мг-экв./л, NH<sub>4</sub> – 18–36 мг-экв./л, содержание радия – от  $5,5 \cdot 10^{-12}$  до  $5 \cdot 10^{-11}$  г/л и урана –  $4 \cdot 10^{-8}$  г/л.

#### *Оценка режима и характера вероятного продвижения пластовых вод*

Согласно проекту разработки, эксплуатация пластов I–IV велась совместно-раздельной сеткой эксплуатационных скважин. В связи с этим судить о режиме работы залежей каждого из пластов не представляется возможным.

Общегеологические предпосылки – большая площадь «сухого» поля при незначительной площади водогазовой части пласта (исключая IV пласт), многочисленные прослои (литологическая неоднородность пласта), а также анализ результатов эксплуатации скважин предполагают работу залежи как близкую к газовому режиму.

#### *Рекомендации по гидрогеологическим наблюдениям и исследованиям в процессе разработки*

Бурение дополнительных контрольных и пьезометрических скважин на месторождении не предусматривалось.

Контроль за режимом доразработки залежи рекомендуется осуществлять эксплуатационным фондом скважин (необходим контроль за составом и количеством воды в продукции скважины).

### **Толщины продуктивных горизонтов**

Выделение эффективных и эффективных газонасыщенных толщин Некрасовского газоконденсатного месторождения до начала разработки проведено на основе качественных и количественных критериев по материалам ГИС с учётом анализов кернa и результатов опробования скважин.

#### *I продуктивная пачка нижнемеловых отложений (Северная часть залежи)*

*Общая толщина* в Северной части залежи I продуктивной пачки в целом изменяется от 0,8 м (скважина № 57) до 15 м (скважина № 57).

*Эффективная и эффективная газонасыщенная толщины* в Северной части залежи I продуктивной пачки изменяются в интервале от 1,8 м (скважина № 47) до 12,8 м (скважина № 56).

#### *I продуктивная пачка нижнемеловых отложений (Центральная часть залежи)*

*Общая, эффективная и эффективная газонасыщенная толщины* в Центральной части залежи I продуктивной пачки равны 0,8 м (скважина № 57).

#### *I продуктивная пачка нижнемеловых отложений (Южная часть залежи)*

*Общая толщина* в Южной части залежи I продуктивной пачки изменяется от 1,4 м (скважина № 39) до 7,2 м (скважина № 45).

*Эффективная и эффективная газонасыщенная толщины* в Южной части залежи I продуктивной пачки изменяются в интервале от 0,6 м (скважина № 34) до 7,2 м (скважина № 45).

Распределение эффективных газонасыщенных толщин I продуктивной пачки (Северная, Центральная и Южная части) по площади показано на карте эффективных газонасыщенных толщин (рис. 7).

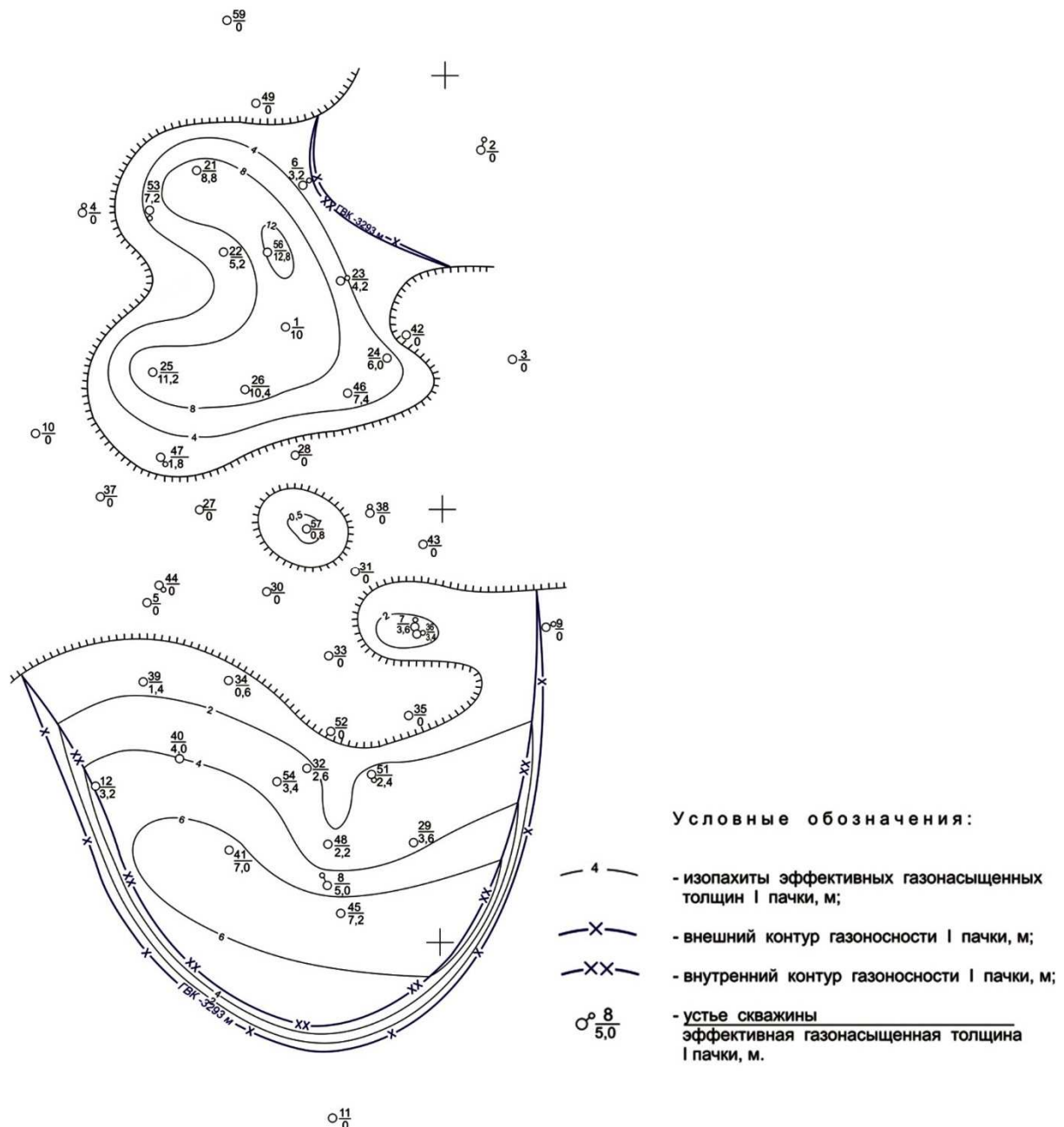


Рисунок 7 – Карта эффективных газонасыщенных толщин I пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

### II продуктивная пачка нижнемеловых отложений

Общая толщина II продуктивной пачки изменяется от 5,2 м (скважина № 54) до 58,8 м (скважина № 42).

Эффективная толщина II продуктивной пачки изменяется в интервале от 5,2 м (скважина № 54) до 50 м (скважина № 42).

Эффективная газонасыщенная толщина II продуктивной пачки изменяется в интервале от 4,1 м (скважина № 23) до 46 м (скважина № 42).

Распределение эффективных газонасыщенных толщин II продуктивной пачки по площади показано на карте эффективных газонасыщенных толщин (рис. 8).

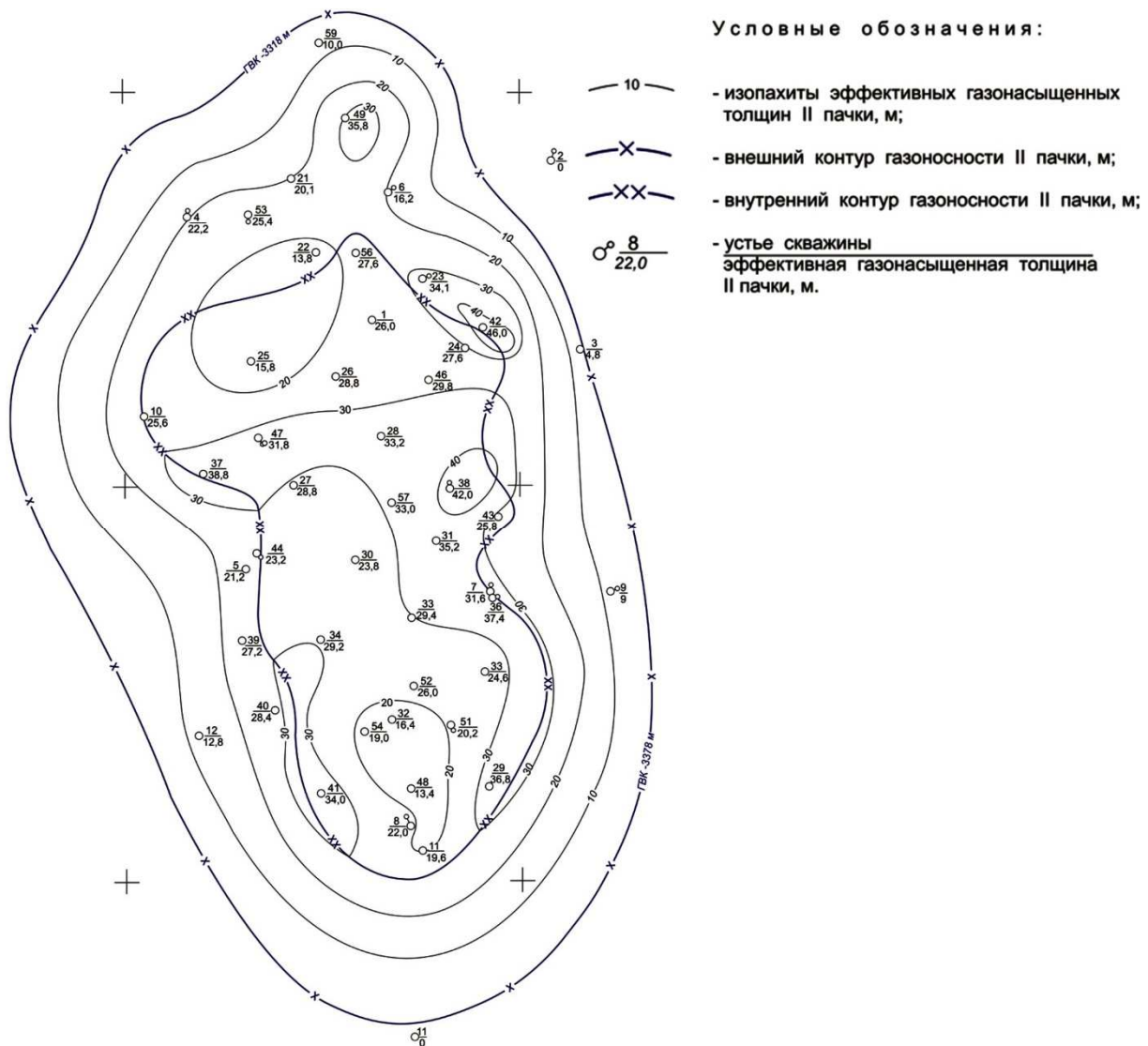
### III продуктивная пачка нижнемеловых отложений

Общая толщина III продуктивной пачки изменяется от 1,6 м (скважина № 28) до 38 м (скважина № 8).

Эффективная толщина III продуктивной пачки изменяется в интервале от 1,4 м (скважина № 57) до 27,1 м (скважина № 8).

*Эффективная газонасыщенная толщина* III продуктивной пачки изменяется в интервале от 0,8 м (скважина № 27) до 19,8 м (скважина № 33).

Распределение эффективных газонасыщенных толщин III продуктивной пачки по площади показано на карте эффективных газонасыщенных толщин (рис. 9).



**Рисунок 8** – Карта эффективных газонасыщенных толщин II пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

#### *IV продуктивная пачка нижнемеловых отложений*

*Общая толщина* IV продуктивной пачки изменяется от 4,2 м (скважина № 42) до 47 м (скважина № 43).

*Эффективная толщина* IV продуктивной пачки изменяется в интервале от 4,2 м (скважина № 42) до 38 м (скважина № 34).

*Эффективная газонасыщенная толщина* IV продуктивной пачки изменяется в интервале от 2 м (скважинах № 42) до 20,4 м (скважина № 26).

Распределение эффективных газонасыщенных толщин IV продуктивной пачки по площади показано на карте эффективных газонасыщенных толщин (рис. 10).

Для проектирования использовались величины средневзвешенных газонасыщенных толщин, рассчитанные по картам изопахит, их значения составили: для залежи

- I продуктивной пачки – 5,7 м (Северная часть);
- I продуктивной пачки – 3,6 м (Южная часть);
- II продуктивной пачки – 18,95 м;
- III продуктивной пачки – 6,2 м;
- IV продуктивной пачки – 6,29 м.

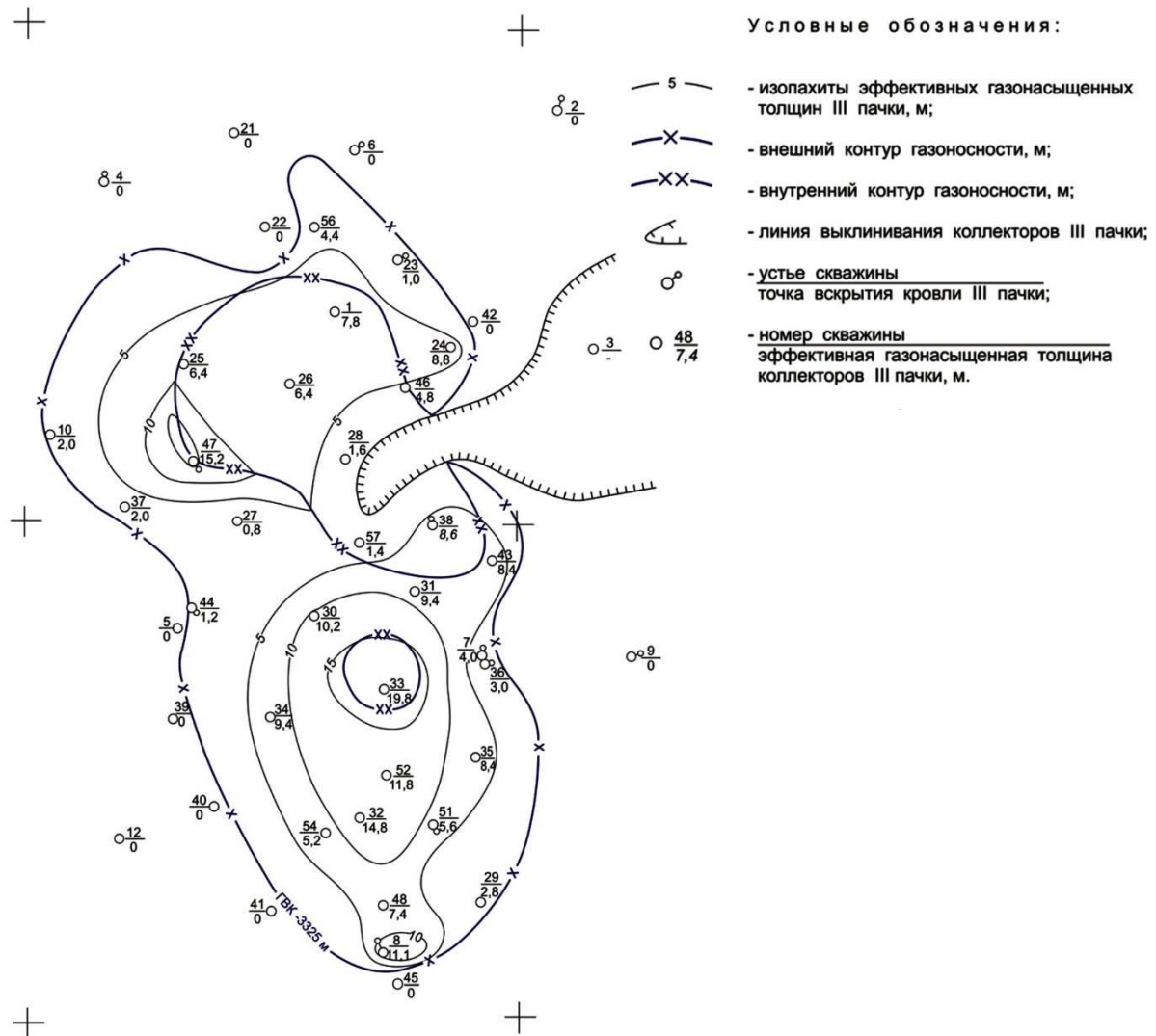


Рисунок 9 – Карта эффективных газонасыщенных толщин III пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

### Запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов

Начальные запасы углеводородов Некрасовского газоконденсатного месторождения впервые были подсчитаны в 1969 году (СевКавНИИГаз) и утверждены ГКЗ СССР (протокол № 5792 от 17.10.1969 г.) в количестве:

- газ: категории В + С<sub>1</sub> – 17 835 млн м<sup>3</sup>;  
категории С<sub>2</sub> – 1 425 млн м<sup>3</sup>;
- конденсат: категории В + С<sub>1</sub> – 676/487 тыс. тонн;  
категории С<sub>2</sub> – 54/39 тыс. тонн.

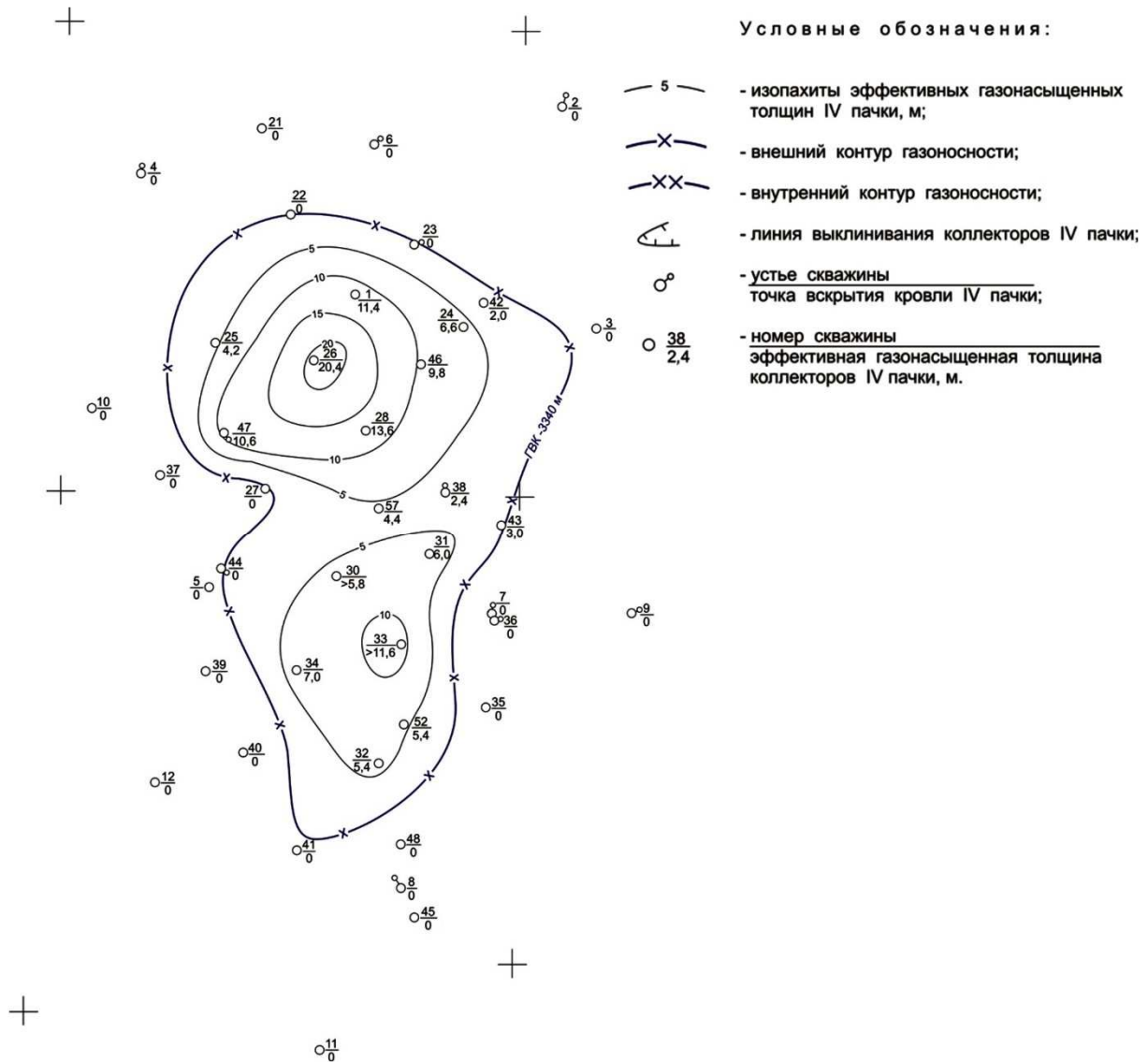
В 2000 году в связи с несоответствием отборов газа и конденсата запасам, числящимся на 01.01.2000 г. на балансе ООО «Кубаньгазпром», и необходимостью проекта доразработки месторождения запасы углеводородов были пересчитаны ОАО «СевКавНИПИГаз» совместно с НТЦ ООО «Кубаньгазпром».

В настоящее время на Государственном балансе ООО «Газпром добыча Краснодар» числятся запасы, утверждённые ЦКЗ Министерства природных ресурсов РФ (протокол № 111 от 27.01.2000), категории «В» в количестве:

- газа – 21592 млн м<sup>3</sup>;
- конденсата (балансовые/извлекаемые) – 818/589 тыс. тонн.

Запасы углеводородов Некрасовского газоконденсатного месторождения, принятые для проектирования, приведены в таблице 14.





**Рисунок 10** – Карта эффективных газонасыщенных толщин IV пачки нижнемеловых отложений Некрасовского газоконденсатного месторождения

**Таблица 14** – Запасы газа и стабильного конденсата Некрасовского газоконденсатного месторождения

Наименование	Величина
Начальные балансовые запасы «сухого» газа, млн м <sup>3</sup>	21592
Накопленная добыча газа на дату проектирования 01.01.2019 г., млн м <sup>3</sup>	18127
Остаточные балансовые запасы газа на дату проектирования 01.01.2019 г., млн м <sup>3</sup>	3465
Начальные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	818
Начальные извлекаемые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	589
Накопленное извлечение конденсата, тыс. тонн	589
Остаточные балансовые запасы стабильного конденсата, тыс. тонн	131
Организация, утвердившая запасы (дата утверждения, № протокола)	ЦКЗ Министерства природных ресурсов РФ, протокол № 111 от 27.01.2000 г.

Подсчётные параметры начальных, балансовых и извлекаемых запасов конденсата Некрасовского газоконденсатного месторождения, утверждённые и принятые для проектирования, приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Подсчёт начальных балансовых и извлекаемых запасов конденсата

Пачка	Залежь	Категория запасов	Начальные балансовые запасы газа, млн м <sup>3</sup>	Конденсатосодержание, г/м <sup>3</sup>	Балансовые запасы конденсата, тыс. тонн	Коэффициент извлечения, доли ед.	Балансовые запасы «сухого» газа, млн м <sup>3</sup>
I	Северная	B	754	35,5	27	0,72	19
	Южная	B	838	35,5	30	0,72	22
	Итого	B					41
II		B	18397	35,5	653	0,72	470
III		B	1702	35,5	60	0,72	43
IV		B	1361	35,5	48	0,72	35
Всего		B			818		589

### Литература

1. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
2. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
3. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка технологических решений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Сборник тезисов 68-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2014» (14–16 апреля 2014 года, г. Москва); Секция 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С. 20.
4. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии на основе методов междисциплинарного моделирования // Сборник научных трудов I Всероссийской молодежной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть»; Секция: «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» (17–19 мая 2014 года, г. Красноярск). – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
5. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ осложнений при эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии и разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов на основе методов междисциплинарного моделирования // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 26–34.
6. Березовский Д.А., Кашкина К.В., Савенок О.В. Разработка эффективной технологии эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии на примере месторождений Краснодарского края // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых учёных «Проблемы недропользования» (23–25 апреля 2014 года, г. Санкт-Петербург). – Санкт-Петербург : Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. – С. 179.
7. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий, принимаемых на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 2 (22) лето 2014. – С. 86–89.
8. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
9. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
10. Березовский Д.А., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Экологическое обоснование проектных документов по разработке газовых месторождений Краснодарского края // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : изд-во «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 34–35.

11. Березовский Д.А., Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // *Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых»* (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 211–214.
12. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» : Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев) // *Мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус»*. – Киев, 2016. – Часть 1. – С. 5–10.
13. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату»: Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут) в 4 частях. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Ч. 4. – С. 34–42.
14. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // *Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века»* (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.
15. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // *Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник)*. – 2017. – № 1. – С. 33–50.
16. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ процессов фазовых переходов при разработке газоконденсатных месторождений и рекомендации по учёту их влияния на запасы углеводородного сырья // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018»: сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент); Секция 4: Геология, горное дело и металлургия. – С. 153–154.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // *Булатовские чтения*. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
18. Березовский Д.А., Очерedyкo Т.Б., Липулени Орланда Дина Эзузебиу. Перспективы доработки Некрасовского газоконденсатного месторождения // *Булатовские чтения*. – 2020. – Т. 2.
19. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*; отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 09. – 28 с.
20. Мехдиев К.К. оглы. Методика расчёта параметров каверны в зафильтрованном пространстве фонтанных и компрессорных пескопроявляющих скважин // *Булатовские чтения*. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 27–29.
21. Панцарников Д.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Методы предупреждения осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края : Новые технологии – нефтегазовому региону / материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 70–72.
22. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.

## References

1. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas birth places. – М. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
2. Savenok O.V., Ladenko, A.A. Development of the oil and gas deposits. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
3. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of technological solutions at the final stage of development of gas fields in Krasnodar region // *Collection of abstracts of 68th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2014»*. (14–16 April 2014, Moscow); Section 2: Development of oil and gas fields. Well Drilling. – М. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. – P. 20.
4. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of methods for predicting the composition of rocks-collectors of gas fields at the final stage based on the methods of interdisciplinary modeling // *Collection of scientific papers of the I All-Russia Mo-Soil and Research Conference of Oil and Gas Industry «Young Oil»*; Section: «Geology, Geophysics and Development of Oil and

- Gas Deposits» (May 17–19, 2014, Krasnoyarsk). – Krasnoyarsk : Siberian Federal University, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
5. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Complications analysis at the gas fields exploitation at the final stage and development of a method for a collector rock state prediction on the basis of the interdisciplinary modeling methods // Science. Technique. Tekhnologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 1. – P. 26–34.
  6. Berezovsky D.A., Kashkina K.V., Savenok O.V. Development of an effective technology for the exploitation of gas fields at the final stage by the example of fields in the Krasnodar region // Collection of scientific papers of the International Forum-Contest of Young Scientists «Problems of Subsoil Use» (23–25 April 2014, St. Petersburg). – Saint-Petersburg : National Mineral University «Gorny», 2014. – P. 179.
  7. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies accepted at the final stage of gas fields exploitation // GeoEngineering. – 2014. – № 2 (22) summer 2014. – P. 86–89.
  8. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of the rocks modeling from the point of view of determination of conditions of the production complication factors occurrence // Science. Technique. Tekhnologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
  9. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction (in Russian) // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
  10. Berezovsky D.A., Pantsarov D.S., Savenok O.V. Ecological substantiation of project documents on development of gas fields of Krasnodar region // Collection of documentations of IV International scientific-practical conference with elements of scientific school for youth «Ecological problems of oil production – 2014». (21–23 October 2014, Ufa). – Ufa : «RIC USTU», 2014. – P. 34–35.
  11. Berezovsky D.A., Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region // Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 211–214.
  12. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sand plugs from wells by the example of OOO Gazprom dobytcha Krasnodar : Collection of publications of multidisciplinary scientific journal «Archivarius» on the materials of the XIV International Scientific Conference «Science in the modern world» (November 20, 2016, Kiev) // Multidisciplinary scientific journal «Archivarius». – Kiev, 2016. – Part 1. – P. 5–10.
  13. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning the cased wellbore from sand plugs with the help of casingless hydraulic drills // «New science: from idea to result»: International periodical on the results of the International Scientific Conference (November 22, 2016, Surgut) in 4 parts. – Sterlitamak : AMI, 2016. – Part 4. – P. 34–42.
  14. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies in cleaning from sand of the bottomhole bottom // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of XVI International Scientific Conference «Actual problems of science of the XXI century» (November 30, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – Part 1. – P. 74–80.
  15. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-copies of the multiplate fields development // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
  16. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The analysis of phase transition processes in the development of gas condensate fields and recommendations for taking into account their impact on hydrocarbon reserves // XXIII International Scientific Conference «Innovation-2018»: collection of scientific papers (October 26–27, 2018, Tashkent); Section 4: Geology, Mining and Metallurgy. – P. 153–154.
  17. Berezovskiy D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of the oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
  18. Berezovskiy D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni Orlanda Dina Eusebiu. Prospects of additional working of Nekrasovskiy gas-condensate field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2.
  19. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental research of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // Mountain information-analytical bulletin; separate article (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
  20. Mekhdiiev K.K. oglu. Methods of calculation of cavity parameters in filter space of fountain and compressor sand-producing wells // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 p. – Part 2. – P. 27–29.
  21. Panzarnikov D.S., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Methods of prevention of complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region: New technologies – oil and gas region / Proceedings of the All-Russian Conference of students, postgraduates and young scientists with international participation (20–23 May 2014, Tyumen). Section «Development and operation of oil, gas and gas condensate fields». – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2014. – Vol. 2. – P. 70–72.
  22. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.