



УДК 622

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ  
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ С ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧЕЙ  
(НА ПРИМЕРЕ ГРАНИЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ)**

**IMPROVING THE EFFICIENCY OF HYDROCARBON PRODUCTION  
ON THE FIELD WITH DECLINING PRODUCTION  
(ON THE EXAMPLE OF THE BOUNDARY FIELD OF KRASNODAR TERRITORY)**

**Буркова Анастасия Алексеевна**

аспирант,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
burcova92@mail.ru

Научный руководитель

**Климов Вячеслав Васильевич**

профессор,  
Кубанский государственный  
технологический университет

**Аннотация.** В статье проанализированы основные проблемы нефтегазовых месторождений находящихся на поздних стадиях разработки, которые характеризуется ухудшением качества запасов, свойств и основных геолого-физические параметров продуктивных пластов, увеличивается обводненность добываемой продукции скважин. Рассмотрен новый способ определения путей распространения ремонтных тампонажных составов за обсадной колонной при проведении ремонтно – изоляционных работ согласно Патента РФ на изобретение № 2199007.

**Ключевые слова:** месторождение, скважина, ремонтно-изоляционные работы, обводнение добываемой продукции, интенсификация добычи углеводородов.

**Burkova Anastasia Alexeevna**

Graduate student,  
Kuban State technology university  
burcova92@mail.ru

Scientific Director

**Klimov Vyacheslav Vasilyevich**

Professor,  
Kuban State technology university

**Annotation.** The article analyzes the main problems of oil and gas fields in the late stages of development which are characterized by deterioration of the quality of reserves, properties and basic geological and physical parameters of productive formations, increases the water content of the produced wells. A new method of determining the ways of distribution of repair grouting compositions behind the casing during the repair and insulation works according to the Patent of the Russian Federation for the invention № 2199007 is considered.

**Keywords:** oilfield, drilling, repair and insulation work, water cut crude production, intensification of extraction of hydrocarbons.

**В** настоящее время большинство нефтегазовых месторождений характеризуется ухудшением качества запасов. Возрастает доля запасов в низкопроницаемых коллекторах, ухудшаются свойства и основные геолого-физические параметры продуктивных пластов, увеличивается обводненность добываемой продукции [ 1–3] . Кроме того, большая часть нефтяных скважин на месторождениях с большим газовым фактором переводится на добычу газа. Поэтому проблемы выноса песка, ликвидации межколонных давлений и перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин приобретают все большую актуальность. Помимо этого, снижение пластового давления приводит к накоплению жидкости в призабойной зоне.

Опыт эксплуатации Граничного месторождения (Краснодарский край) показывает, что максимальная скорость газожидкостного потока у башмака насосно-компрессорных труб (далее НКТ) составляет 2,1 м/с, а минимально необходимая скорость для удаления жидкости из скважин должна быть не менее 4 м/с. Поэтому она накапливается на забое скважин и в НКТ, что приводит к созданию противодействия на пласт, снижению производительности скважин (вплоть до их глушения) и обуславливает необходимость ее периодического удаления.

С целью интенсификации и стабилизации добычи углеводородов на Граничном месторождении применяются поверхностно-активные вещества (далее ПАВ), соляно-кислотные обработки. После проведения данных мероприятий положительный эффект работы скважины не наблюдался, вода накапливается на забое и НКТ (рис. 1).

Проблема ликвидации межколонных давлений и перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин особенно актуальна на газовых и газоконденсатных месторождениях, а также на нефтяных месторождениях с большим газовым фактором. Сложность данной проблемы заключается в том, что определить пути распространения ремонтных тампонажных составов в заколонном простран-



стве скважин весьма непросто, т.к. акустические и радиометрические методы обладают достаточной информативностью лишь при первичном цементировании. Следовательно, на нефтегазовых промыслах очень часто могут быть случаи, когда практически вслепую производятся многочисленные и неудачные зачки ремонтных составов, которые не приводят к герметизации заколонного пространства скважин.

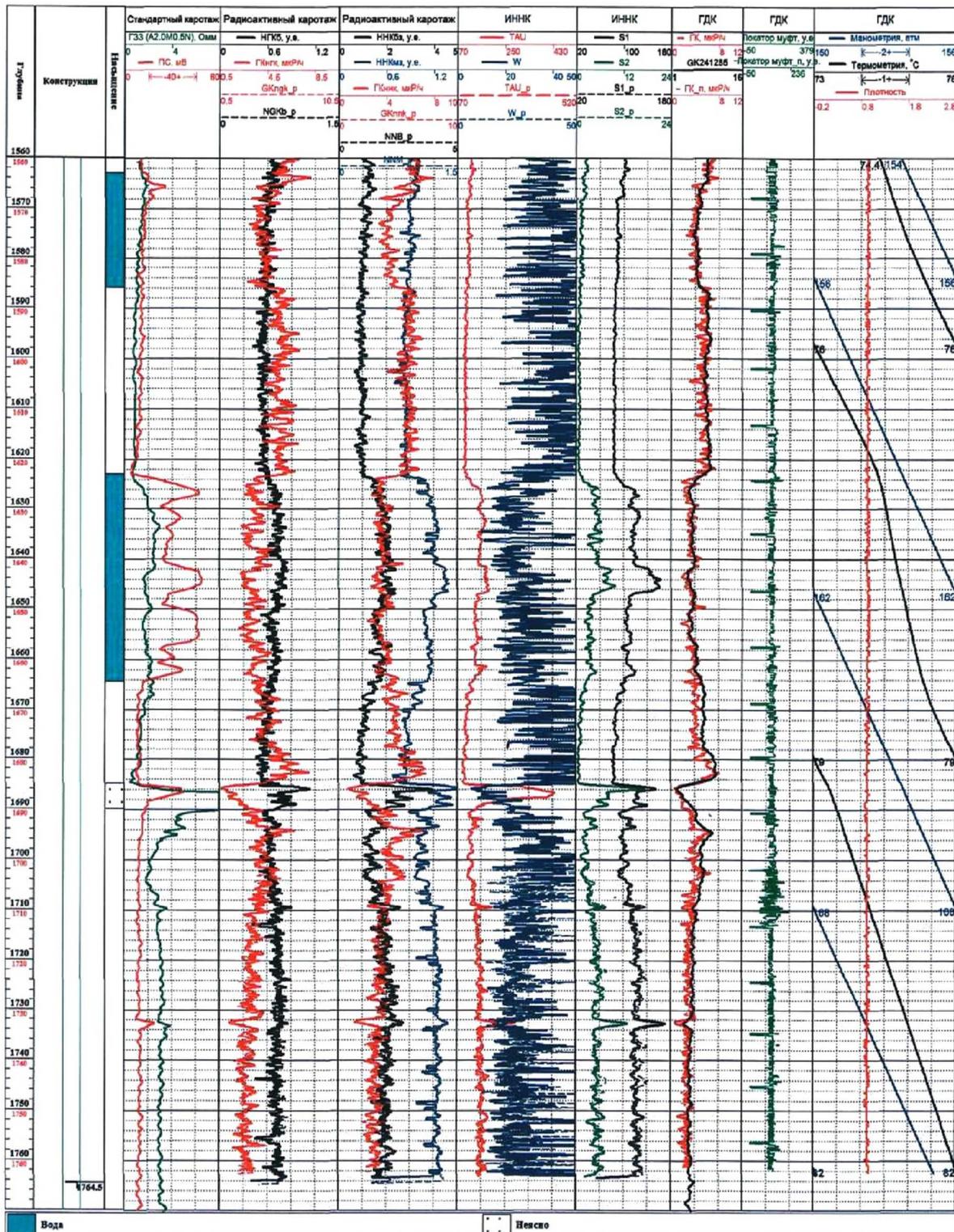


Рисунок 1 – Результаты интерпретации данных ГИС по скважине № 4 Граничного месторождения

Поэтому мной проработаны статьи в отраслевых журналах и патентных источниках и найден новый способ (патент № 2199007) определения (геофизическими методами) путей распространения ремонтных тампонажных составов за обсадной колонной при проведении ремонтно-изоляционных работ [ 4 ] .



Указанный способ реализуется по следующей технологии:

- снятие фоновых кривых гамма-каротажа (ГК) перед началом закачки ремонтных тампонажных смесей за обсадную колонну;
- дополнительное введение в них необходимых контрастных добавок (например,  $\text{NaHCO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  и т.п.);
- закачку данной смеси за обсадную колонну;
- ожидание затвердевания (полимеризации) тампонажных составов;
- подготавливают скважину к проведению геофизических исследований (промывку, шаблонирование и т.п.);
- активацию контрастных добавок потоком нейтронов с помощью приборов ИННК;
- повторное проведение гамма-каротажа, выделение аномальных зон и оценку технического состояния скважин путем сравнения фоновых и повторных кривых ГК.

Испытания указанного способа определения высоты подъема и путей распространения ремонтных составов за обсадной колонной производились ранее в скважинах Краснодарского ПХГ и показали его высокую экономическую и техническую эффективность. Закачка ремонтного тампонажного состава (конденсато-бentonитовой смеси с добавками  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) происходит через специальные технологические отверстия в обсадной колонне, выполненные в интервале 1000–1001 м.

На рисунке 2 показаны кривые распределения гамма-активности до и после активации ремонтного состава следовательно, из которых следует, что его закачка привела к формированию за эксплуатационной колонной тампона в интервале 969–1016 метров, что создает предпосылки надежной герметизации заколонного пространства скважины.

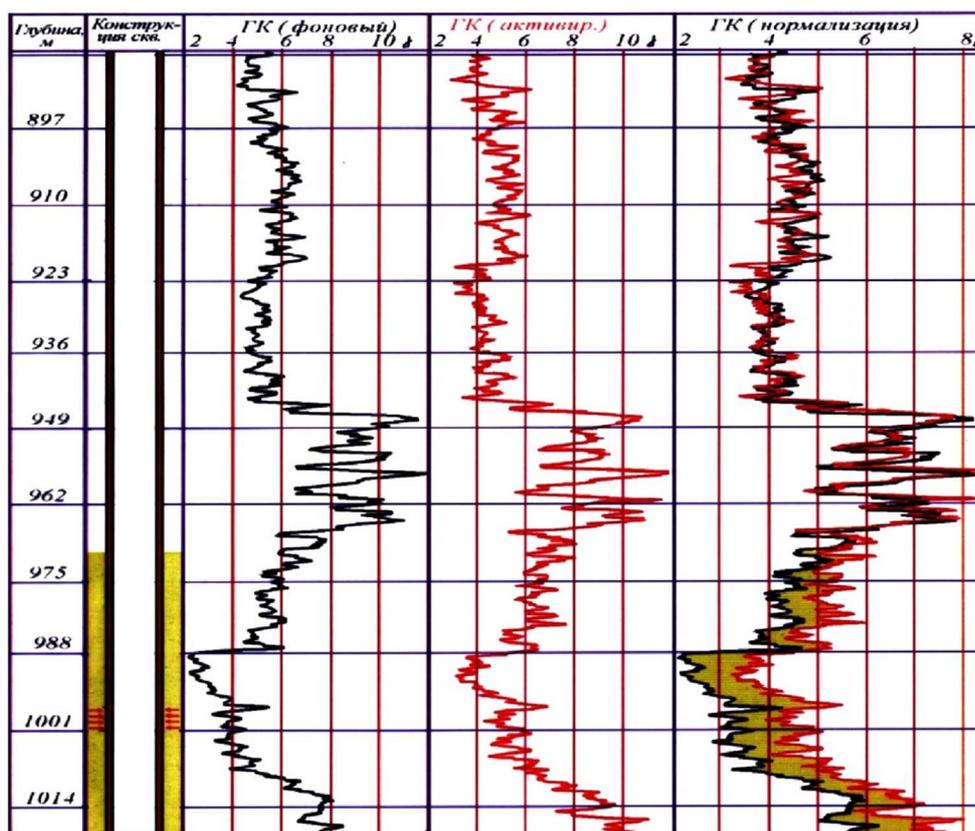


Рисунок 2 – Определение путей распространения герметизирующих составов в заколонном пространстве скважин

Таким образом, оказывается возможным определение путей распространения ремонтных составов за эксплуатационными обсадными колоннами и оценка эффективности проведения ремонтных работ (по характеру их распространения).

Кроме того, введение  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  в конденсато-бentonитовую смесь (КБС) выгодно по ряду других причин:

- увеличивается степень диспергирования бentonитовых глин, что способствует лучшей герметизации заколонного пространства скважин;
- ионы кальция, которые находятся в составе бentonитовых глин, взаимодействуя с  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  выпадают в твердый осадок  $\text{CaCO}_3$ , что может привести к образованию внутри КБС элементов «скелета», препятствующего прорыву газа через сформировавшийся за эксплуатационной колонной тампон.



Из производственного нефтегазового опыта видно, что данный осадок  $\text{CaCO}_3$  обладает очень высокой адгезией к металлу труб, который образуется на их наружной поверхности плотное карбонатное покрытие – корку с антикоррозионными свойствами, что также может повлиять лучшей герметизации заколонного пространства.

Вышеуказанные соображения позволяют рекомендовать данный способ определения путей распространения ремонтных тампонажных составов для ликвидации перетоков флюидов за эксплуатационными обсадными колоннами на Граничном и других нефтегазовых месторождениях.

Все известные способы укрепления призабойной зоны цементно-песчаным и смоло-песчаными смесями имеют важный недостаток, который заключается в том, что не всегда получается получить при выполнении одной операции два очень важных результата – очень прочный механический камень, который предотвращает разрушение геологической породы, и его удовлетворительную проницаемость, которая обеспечивает поступление пластового флюида в скважину.

В значительной степени увеличить техническую и экономическую эффективность работ можно, если использовать в качестве крепящего материала цементно-соляро-керамзитовую смесь (ЦСКС), данная применялась ранее в аналогичных горно-геологических условиях с экономическими и техническими положительными результатами [ 5] .

Для приготовления 1 м<sup>3</sup> смеси потребуется: цемента тампонажного 200 кг, жидкости для растворения цемента 0,16 м<sup>3</sup>, дизтоплива 0,5 м<sup>3</sup>, керамзита фракции 0,3–0,5 мм 0,6 м<sup>3</sup>.

В зависимости от состава и пластовой температуры смесь затвердевает в механически твердый камень через 1–2 сут., образуя камень с прочностью на сжатие до 5,2 МПа и проницаемостью до 0,9 мкм<sup>2</sup>.

До проведения основной операции по укреплению призабойной зоны пласта проводят подготовительные работы:

- определяют для конкретного объекта необходимый объем крепящей смеси, подготавливают необходимые материалы, емкости объемом 1,5–2 м<sup>2</sup> в количестве 3 шт;
- в зависимости от поглощающей способности пласта заполняют (глушат) скважину пластовой водой, соленым раствором или гидрофной эмульсией;
- далее промывают скважину 3–5 м ниже фильтра эксплуатационной колонны;
- проверяют техническое состояние НКТ и спускают их на 5 ÷ 7 м выше интервала, подлежащего укреплению;
- обвязывают агрегаты со скважиной – один с межтрубным пространством, другой – с трубным. В их мерники набирают по 3–4 м<sup>3</sup> воды для продавки смеси и необходимым промывок скважины;
- опрессовывают все нагнетательные линии давлением на 15–20 МПа.

Приготовление крепящей смеси производят непосредственно перед закачкой в скважину в следующей необходимой последовательности.

Согласно указанной рецептуре готовят жидкость для затворения цемента в объеме 160 л из расчета получения 1 м<sup>3</sup> крепящей смеси. При непрерывном перемешивании агрегатом в нее вводят 200 кг цемента. В полученный цементный раствор закачивают 0,5 м<sup>3</sup> дизтоплива и тщательно в течение 5–7 мин перемешивают до образования равномерной консистенции цементно-эмульсионного раствора. В него при непрерывном перемешивании вводят 0,6 м<sup>3</sup> керамзита фракции 0,4–2,5 мм. Весь процесс приготовления смеси должен продолжаться 20–30 минут.

Полученную цементно-соляро-керамзитовую смесь сразу же закачивают по НКТ в призабойную зону. После 1–3 – суточного отверждения разбуривают стакан до нижних дыр перфорации и осваивают скважину плавным запуском.

Необходимое количество ремонтных составов для каждой скважины определяется индивидуально по геофизическим данным:

- по данным кавернометрии открытого ствола;
- по промысловым данным об объемах песка и обломков горных пород, выносимых потоком газа при эксплуатации скважины.

### Технико-экономические расчеты

Проведен расчет для 1 м<sup>3</sup> укрепления призабойной зоны пласта цементно соляро-керамзитовой смеси.

### Расчет условно – постоянных затрат

Таблица 1 – Смета условно-постоянных затрат

Статьи расхода	Стоимость, руб.
Заработная плата	109888,65
Отчисления на ед. соц. налог	30768,8
Затраты на прокат спец. техники	309790
Цеховой расход	28800
<b>ИТОГО:</b>	<b>479247,45</b>



## Расчет условно-переменных затрат

Таблица 2 – Смета условно переменных затрат

Затраты	Стоимость, руб.
Используемые материалы	535226
Геофизические услуги	154560
ИТОГО:	689786

Таким образом, общие затраты на проведение РИР одной из скважин Граничного месторождения составили 1169033,45 руб.

Общие затраты на интенсификацию и стабилизацию добычи углеводородного сырья рассчитываем по формуле:

$$Z_{\text{ОБЩ.}} = Z_{\text{(пав)}} + Z_{\text{(СКО)}} + Z_{\text{(кап.рем.)}}, \quad (1)$$

где  $Z_{\text{(пав)}}$  – затраты на приобретение ПАВ;  $Z_{\text{(СКО)}}$  – затраты на соляно-кислотную обработку;  $Z_{\text{(кап.рем.)}}$  – затраты на проведение кап. ремонта.

Итак,  $Z_{\text{ОБЩ.}} = 132000 + 242657,62 + 1169033,45 = 1543691,07$  руб. Производственная себестоимость газа ( $S$ ) 3541,90 руб./т.м<sup>3</sup>. Среднегодовая цена газа ( $P$ ) 6049,49 руб./т.м<sup>3</sup>. Дебит ( $Q$ ) 37 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Среднегодовая стоимость газа за год находим по формуле:

$$Z_{\text{ср}} = P \cdot Q \cdot 365, \quad (2)$$

$$P_{\text{ср.}} = 6049,49 \cdot 37 \cdot 365 = 81698362,4 \text{ руб.}$$

Производственную себестоимость газа за год находим по формуле:

$$S = S \cdot Q \cdot 365, \quad (3)$$

$$S = 3541,90 \cdot 37 \cdot 365 = 47833359,5 \text{ руб.}$$

Прибыль за год находим:

$$P_{\text{за год}} = P_{\text{ср.}} - S, \quad (4)$$

$$P_{\text{за год}} = 81698362,4 - 47833359,5 = 33865002,9 \text{ руб. за год.}$$

$$\Theta = P_{\text{за год}} - Z_{\text{ОБЩ.}}, \quad (5)$$

где  $P_{\text{за год}}$  – прибыль за год;  $Z_{\text{общ}}$  – Заработная плата общая;  $\Theta = 33865002,9 - 1543691,07 = 323213311,8$  руб.

Экономическими расчетами показано, что затраты на повышение извлечения и интенсификации добычи углеводородов составляют 1523682,17 руб. Экономический эффект 32341320,7 руб.

Таким образом, экономические расчеты показали, что проведение РИР в данном случае является экономически выгодным и приносит прибыль.

### Выводы

Подводя итоги выше изложенному, можно сделать следующие выводы:

1. В результате анализа указанных технических и технологических решений рекомендуется для повышения успешности ремонтно-изоляционных работ, производить контроль путей распространения ремонтных составов за обсадной колонной, согласно патента № 2199007.

2. Проведение ремонтно-изоляционных работ методом укреплению призабойной зоны пласта цементно-соляро-керамзитовой смесью является экономически выгодным и перспективным, и не требующим значительных материальных затрат, а также увеличивается межремонтный период работы скважины. По промысловым данным, после проведения капитального ремонта скважин способом цементно-соляро-керамзитовой смесью скважины работают стабильно.

### Литература:

1. Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособ. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. университета, 2013. – С. 135.
2. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела : учебник. – М. – Ижевск : Ин-т. Компьютер. исслед, 2011. – С. 597.
3. Тетельмин В.В., Язев В.А. Нефтегазовое дело. Полный курс : учеб. пособ. – Долгопрудный : Издат. дом «Интеллект», 2009. – С. 452.



4. Патент № 2199007. Способ определения технического состояния скважин.
5. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. Ремонт газовых скважин. – М. : ОАО издательство «Недра», 1998. – С. 109.

**References:**

1. Yushkov I.R., Khizhnyak G.P., Ilushin P.Yu. Development and exploitation of oil and gas fields: educational-method. – Perm : Perm National Research Polytechnic University, 2013. – P. 135.
2. Kudinov V.I. Fundamentals of oil and gas business: textbook. – М. – Izhevsk : In-t. Computer. research, 2011. – P. 597.
3. Tetelmin V.V., Yazev V.A. Oil and gas business. Full course : textbook. – Dolgoprudnyi : Publishing house «Intellect», 2009. – P. 452.
4. Patent № 2199007. A method of determining the technical condition of wells.
5. Basarygin Y.M., Makarenko P.P., Mavromati V.D. Gas wells repair. – М. : Nedra Publishing House, 1998. – P. 109.