

doi:10.25689/NP.2019.4.321-338

УДК 622.276.1/4.003

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЗАТРАТ НА ДОБЫЧУ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

¹Таипова В.А., ²Рахмаев Л.Г., ³Гарифуллина Д.В.

¹ТатНИПИнефть, ПАО «Татнефть»

²НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть»

³НГДУ «Лениногорскнефть» ПАО «Татнефть»

ANALYSIS OF UNCONVENTIONAL RESERVES PRODUCTION COSTS FOR DEVONIAN TERRIGENOUS RESERVOIRS

¹Taipova V.A., ²Rakhmaev L.G., ³Garifullina D.V.

¹TatNIPIneft Institute

²NGDU Aznakaevskneft PJSC TATNEFT

³NGDU Leninogorskneft, PJSC TATNEFT

E-mail: azn09sg@tatneft.ru

Аннотация. В работе приводятся результаты расчета окупаемости фактических затрат на эксплуатацию терригенного девона Ромашкинского месторождения, анализируются возможные пути их окупаемости за счет более рациональной организации эксплуатации скважин, вскрывших девонские отложения с разной глинистостью терригенного коллектора. Показано расчетами, что значительная доля скважин нагнетательного фонда расходует электроэнергию непродуктивно, поскольку при их эксплуатации не учитывается реакция добывающих скважин.

Расчетами показано, что себестоимость добычи нефти из терригенного девона Ромашкинского месторождения в существенной степени зависит от величины ФЕС этих отложений. Это обстоятельство обусловлено тем, что скважины «целевого» фонда (глинистостью более 4%) менее привлекательны для проведения на них ГТМ, чем скважины «нецелевого» фонда (глинистостью менее 4%).

Ключевые слова. Условно-переменные затраты, целевой фонд, нецелевой фонд, виды заводнения, себестоимость добычи, ФЕС.

Abstract. The paper presents the results of ROI (return on investment) analysis for the development of terrigenous Devonian reservoirs of the Romashkinskoye oil field. Possible ways of payback are discussed involving more efficient operation of wells drilled into Devonian deposits with varying clay content in a terrigenous reservoir. Calculations show that many injection wells consume electricity inefficiently, since the producing well response is not considered when operating the injectors.

Calculations show that cost of oil production from the terrigenous Devonian reservoirs of the Romashkinskoye field mostly depends on porosity and permeability properties of these reservoirs. This is due to the fact that "target" wells (clay content > 4%) are less attractive in terms of well interventions than "non-target" wells (clay content < 4%).

Key words: *semi-variable costs, special-purpose fund, general fund, waterflood types, production cost, porosity and permeability*

Для экономического анализа рентабельности эксплуатации скважин, пробуренных на терригенный девон Ромашкинского месторождения, в виду большого объема информации, было обусловлено разделение изучаемого фонда на «целевой» (скважины с такими ФЕС, при котором средневзвешенный коэффициент глинистости перфорированного участка продуктивного пласта более 4%) и «нецелевой» (скважины с такими ФЕС, при котором средневзвешенный коэффициент глинистости перфорированного участка продуктивного пласта менее 4%) фонды. Предварительно «целевым» этот фонд назван по той причине, что себестоимость добычи 1 тонны нефти из подобных коллекторов намного выше противоположных («нецелевых») [1].

Анализ экономических показателей, а именно условно-переменных затрат, был проведен по фонду добывающих скважин, включающие в себя следующие статьи (Табл. 1).

По представленному перечню элементов затрат (см. табл. 1) были сформированы таблицы (Табл. 2, 3) условно-переменных затрат по целевому и нецелевому фондам добывающих скважин, которые можно рассмотреть подробно на примере НГДУ «Азнакаевскнефть».

Таблица 1

Структура условно-переменных затрат

№ п/п	Перечень элементов статей затрат
1	НДПИ, коммерческие расходы
2	Затраты на электроэнергию (без постоянной части)
3	Услуги сервисных компаний
4	Топливо и вода для целей ППД
5	Вспомогательные материалы
6	ПРС на поддержание скважин в работоспособном состоянии

Таблица 2

Условно-переменные затраты по целевому фонду НГДУ «Азнакаевскнефть»

Статья затрат Площадь	НДПИ, руб.	Эл/энергия, руб.	Топливо, руб.	Материалы, руб.	Прочие услуги, руб.	Услуги на сторону, руб.
Азнакаевская	477859	27346	1013	1207	29040	9
Вост.-Лениногорская	978601	50700	2068	1910	32127	5
Зеленогорская	1316643	34765	1270	1425	27315	5
Карамалинская	429050	33873	1018	2040	25636	12
Павловская	643688	27329	1266	803	27854	2
Холмовская	762589	38768	1521	1056	29592	10

Таблица 3

Условно-переменные затраты по нецелевому фонду НГДУ «Азнакаевскнефть»

Статья затрат Площадь	НДПИ, руб.	Эл/энергия, руб.	Топливо, руб.	Материалы, руб.	Прочие услуги, руб.	Услуги на сторону, руб.
Азнакаевская	1160083	10051	5273	4061	32952	18
Вост.-Лениногорская	1223830	58816	2338	2439	30030	14
Зеленогорская	940900	52010	2306	2051	29279	13
Карамалинская	1381862	96079	5625	3664	31552	19
Павловская	770527	51365	2370	1778	31682	13
Холмовская	496405	28655	885	810	30166	6

По примеру НГДУ «Азнакаевскнефть» отметим, что наибольшие значения принимают следующие статьи затрат: НДПИ, электроэнергия и прочие услуги (Рис. 1).

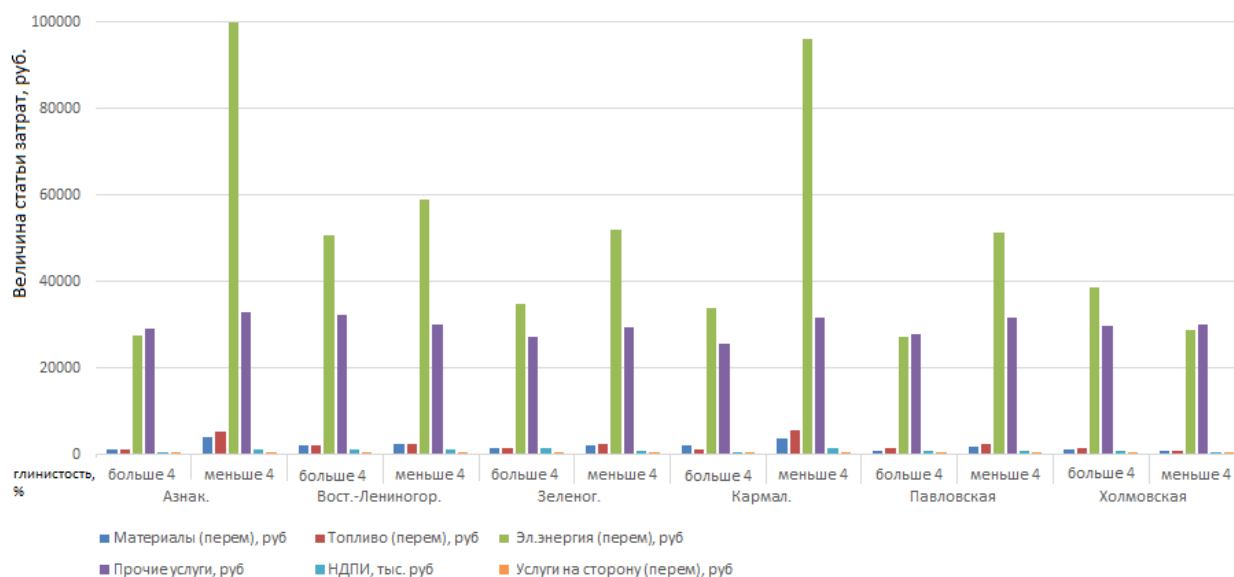


Рис. 1. Условно-переменные затраты по целевому и нецелевому фонду добывающих скважин НГДУ «Азнакаевскнефть» (ниже прилагается в увеличенном масштабе).

Известно, что на величину НДС можно воздействовать лишь на законодательном уровне, например, обоснованием и переводом запасов в категорию трудноизвлекаемых, получив соответствующие льготы по данной статье.

Затраты же на электроэнергию складываются из следующих статей [2,3]:

- механизированная добыча нефти;
- транспортировка нефти;
- подготовка нефти;
- хранение и внешняя перекачка;
- подготовка и утилизация пластовых вод.

Нами была предпринята попытка связать затраты на электроэнергию с объемами закачиваемых вод, предполагая, что наибольший объем закачки приходится на скважины с хорошими коллекторскими свойствами, однако они находятся удалённо от реагирующих добывающих скважин и коэффициент вытеснения данных скважин относительно ниже очаговых нагнетательных скважин (скважины разрезающего ряда, внутриконтурные и т.п.).

С целью снижения затрат на электроэнергию, затрачиваемую на подготовку и утилизацию пластовых вод, был проведен анализ с распределением их по площадям.

По данным, представленным на рис. 2, можно проследить закономерность, которая выражается в том, что затраты на электроэнергию на скважинах нецелевого фонда больше, чем на скважинах целевого фонда.

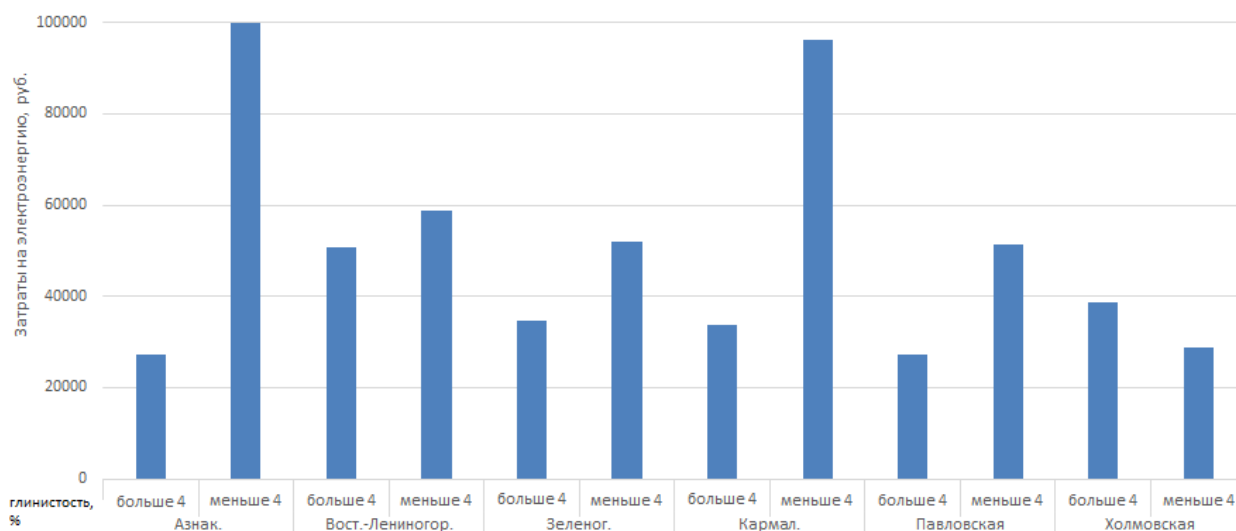


Рис. 2. Условно-переменные затраты, приходящиеся на электроэнергию, по целевому и нецелевому фонду добывающих скважин НГДУ «Азнакаевскнефть»

В связи с тем, что наибольшие затраты на электроэнергию по НГДУ «Азнакаевскнефть» приходятся на Азнакаевскую и Карамалинскую площади, был проведен дополнительный анализ по виду их заводнения (Рис. 3 и 4).

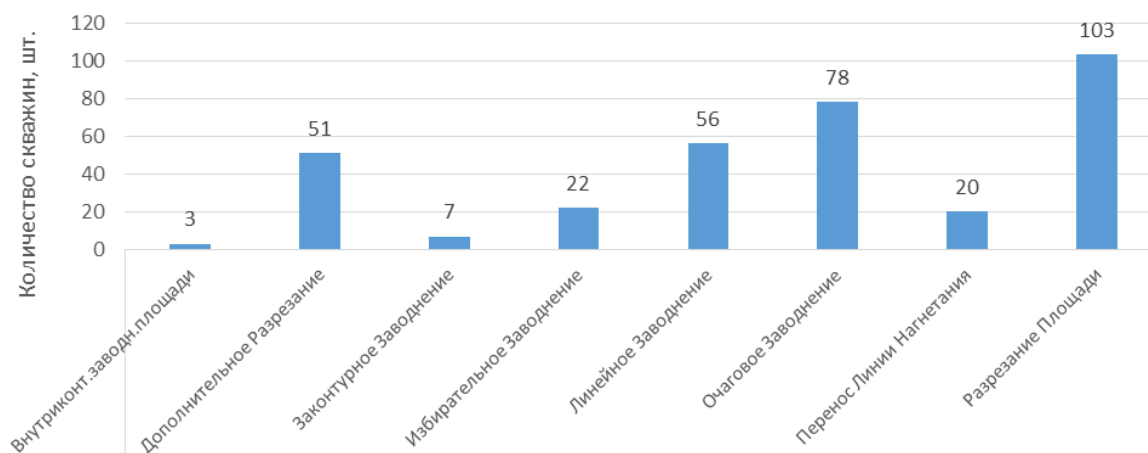


Рис. 3. Распределение скважин по видам заводнения по Азнакаевской площади НГДУ «Азнакаевскнефть»

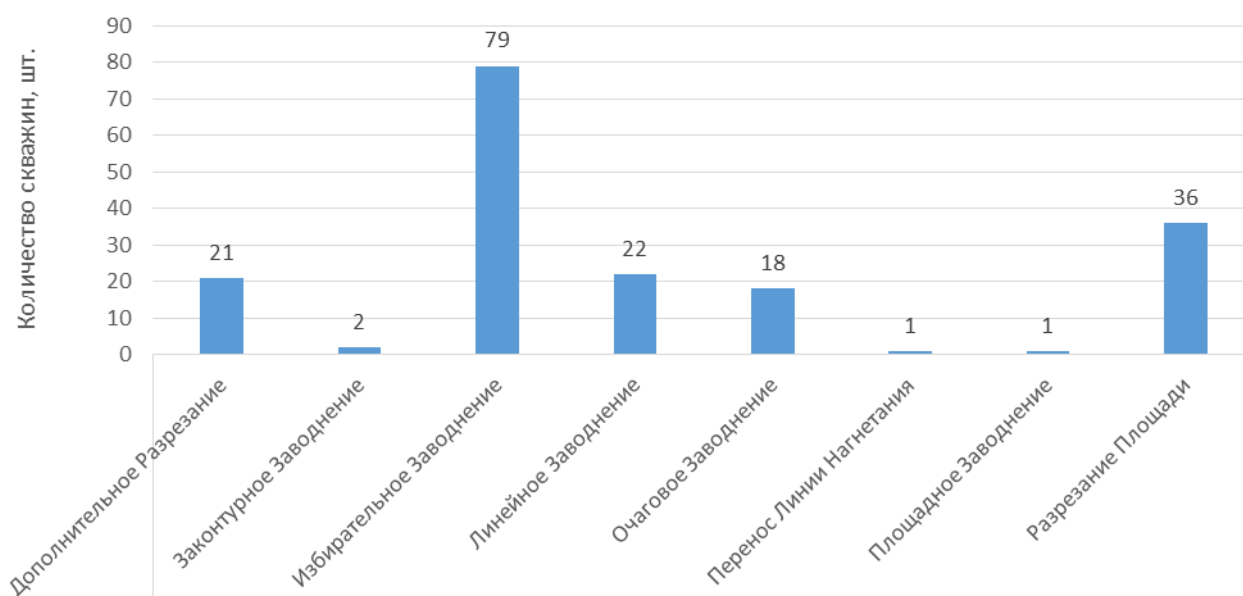


Рис. 4. Распределение скважин по видам заводнения по Карамалинской площади НГДУ «Азнакаевскнефть»

Согласно данным, приведенным в табл. 4, ряды разрезающего и линейного заводнений имеются на Азнакаевской и Карамалинской площадях НГДУ «Азнакаевскнефть». Если учесть, что нагнетательные скважины вышеперечисленных видов заводнения имеют высокопроницаемые коллектора, и, ввиду их удаленности от добывающих скважин, они не имеют реагирующих скважин, то это позволяет охарактеризовать их закачку как непродуктивную, что не может не отразиться на эксплуатационных затратах по добыче и закачке жидкости (в части затрат на электроэнергию).

Таблица 4

Распределение количества скважин по видам заводнения площадей НГДУ «Азнакаевскнефть»

Вид заводнения \ Площадь						
	Азнакаевская	Восточно-Ленинградская	Зеленогорская	Карамалинская	Павловская	Холмовская
Разрезающие	103			36		
Линейное	56					
Дополнительное разрезание	51	141	235		188	64
Избирательное заводнение		95		79		69

По аналогии были проанализированы все остальные площади Ромашкинского месторождения (Рис. 5). Для примера представлен результат анализа Березовской площади, из которого следует, что наибольший фонд приходится на фонд нагнетательных скважин разрезающего ряда.

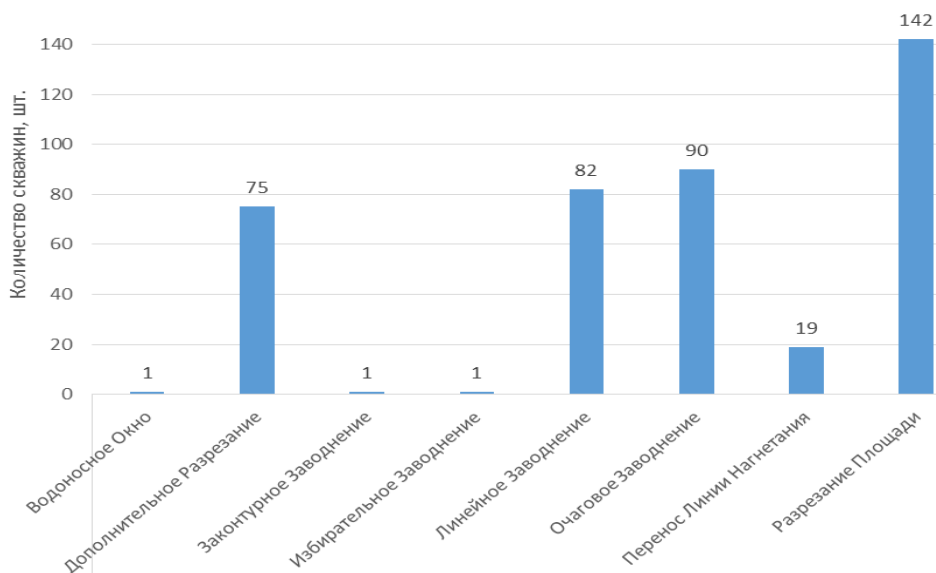


Рис. 5. Распределение скважин по видам заводнения по Березовской площади НГДУ «Альметьевнефть»

В табл. 5 представлено распределение затрат на электроэнергию по «целевому» и «нецелевому» фондам добывающих скважин по площадям, разрабатываемых различными НГДУ.

По данным, представленным в табл. 5, можно сделать вывод о том, что наибольшие затраты электроэнергии наблюдаются на нецелевом фонде, то есть на скважинах, которые эксплуатируют коллектора с глинистостью менее 4%.

Сравнительно высокие затраты на электроэнергию на нецелевом фонде, объясняются высокими продуктивными и фильтрационно-емкостными свойствами на «нецелевом» фонде по отношению к «целевому» фонду.

Аналогичная оценка была проведена по ряду НГДУ, представленных на рис. 6 - 10.

Таблица 5

Распределение затрат электроэнергии по целевому и нецелевому фондам

НГДУ	Площадь	Приоритет затрат электроэнергии	
		Целевой фонд (Кгг>4)	Нецелевой фонд (Кгг<4)
Азнакаевскнефть	Азнакаевская		+
	Вост.-Лениногорская		+
	Зеленогорская		+
	Карамалинская		+
	Павловская		+
	Холмовская	+	
Альметьевнефть	Альметьевская		+
	Березовская		+
	Миннибаевская		+
	Сев.-Альметьевская		+
Джалильнефть	Алькеевская		+
	Вост.-Сулеевская		+
	Сармановская		+
	Ташлиярская		+
	Чишминская		+
Лениногорскнефть	Абдрахмановская		+
	Зай-Каратайская	+	
	Зап.-Лениногорская		+
	Юж.-Ромашкинская		+
Прикамнефть	Азево-Салаушское		+
	Бондюжское		+
	Елабужское		+
	Зычевашское	+	
	Комаровское		+
	Первомайское		+

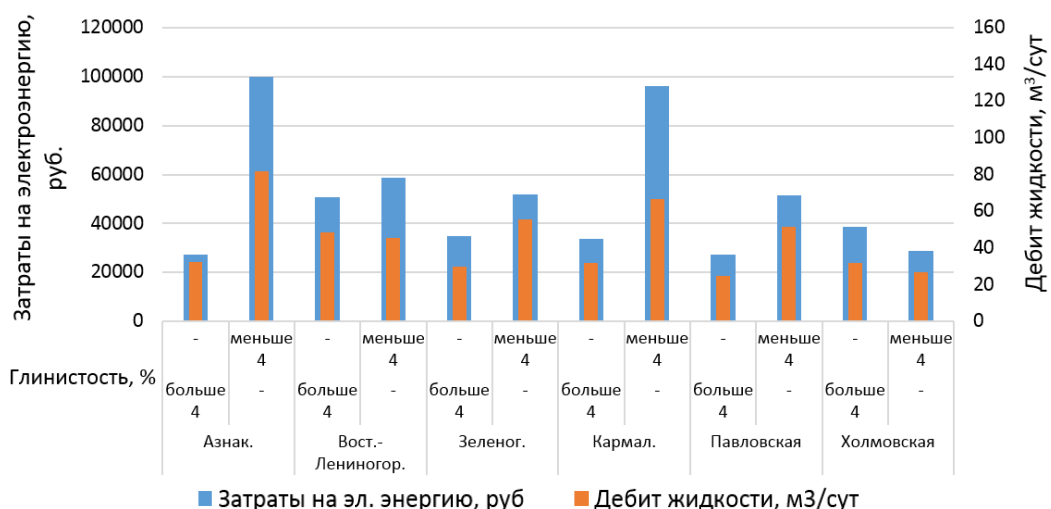


Рис. 6. Зависимость затрат на электроэнергию от дебита жидкости по НГДУ «Азнакаевскнефть»

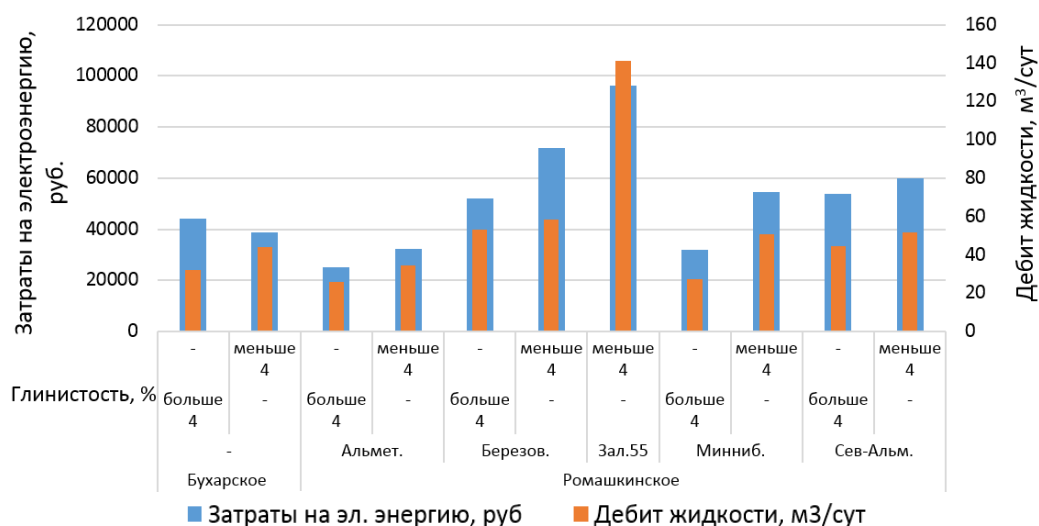


Рис. 7. Зависимость затрат на электроэнергию от дебита жидкости по НГДУ «Альметьевнефть»

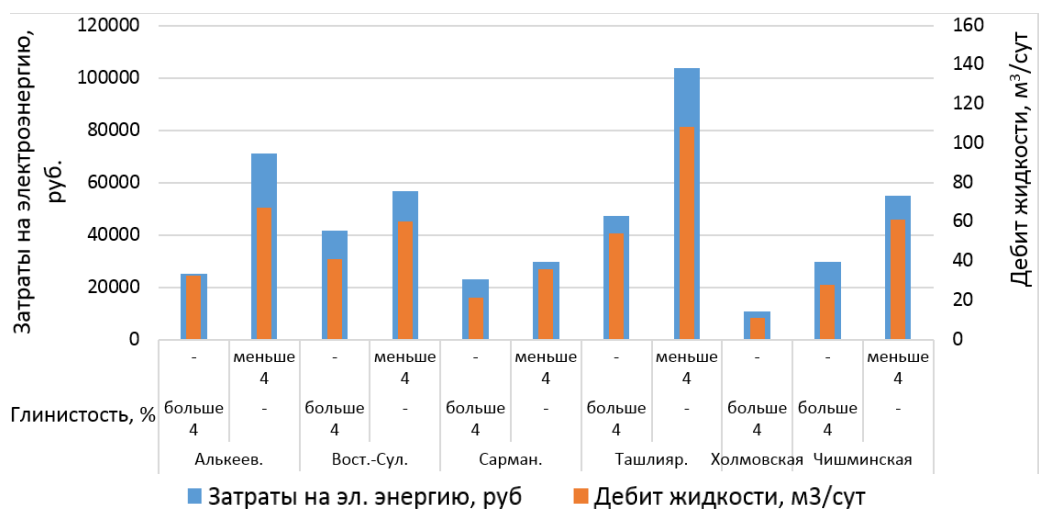


Рис. 8. Зависимость затрат на электроэнергию от дебита жидкости по НГДУ «Джалильнефть»

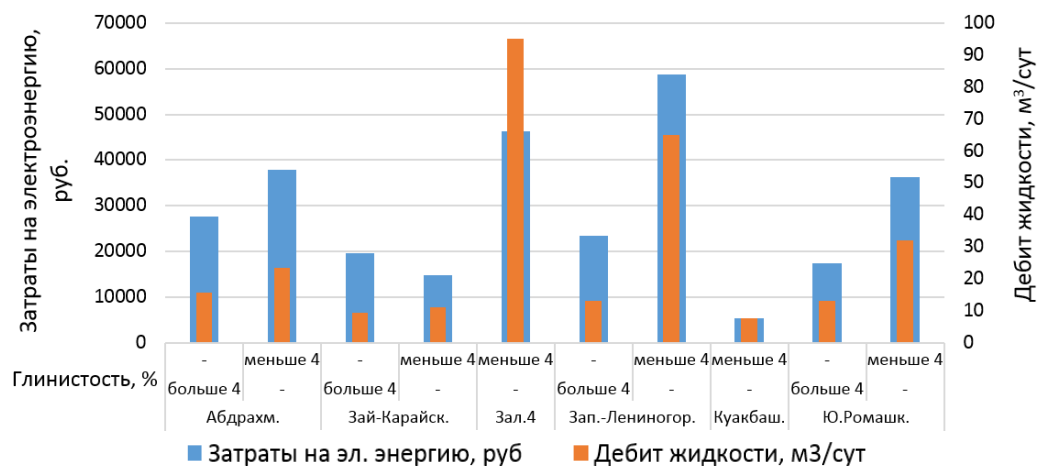


Рис. 9. Зависимость затрат на электроэнергию от дебита жидкости по НГДУ «Лениногорскнефть»

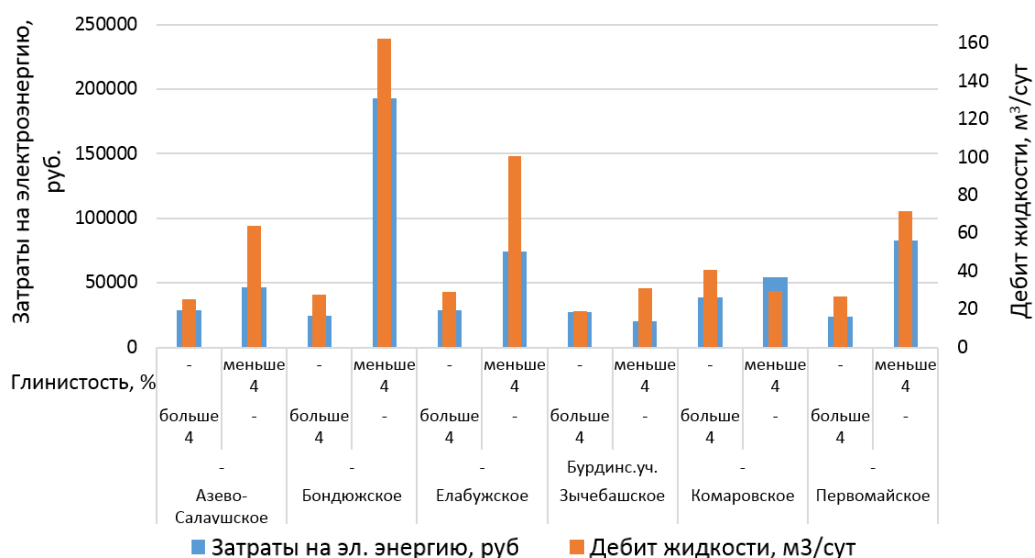


Рис. 10. Зависимость затрат на электроэнергию от дебита жидкости по НГДУ «Прикамнефть»

По данным, представленным на рис. 6 - 10, можно сделать вывод, что дебиты жидкости на скважинах нецелевого фонда выше, чем на скважинах целевого фонда. При этом видно, что дебиты жидкости и затраты электроэнергии выше на скважинах, которые эксплуатируют пласты с глинистостью менее 4%. Таким образом, для процесса вытеснения нефти из коллекторов с лучшими коллекторскими свойствами требуется бóльший объем закачиваемого агента и, соответственно, требуется больше затрат.

На рис. 11 - 15 представлены результаты анализа распределения себестоимости добычи одной тонны нефти по различным НГДУ.

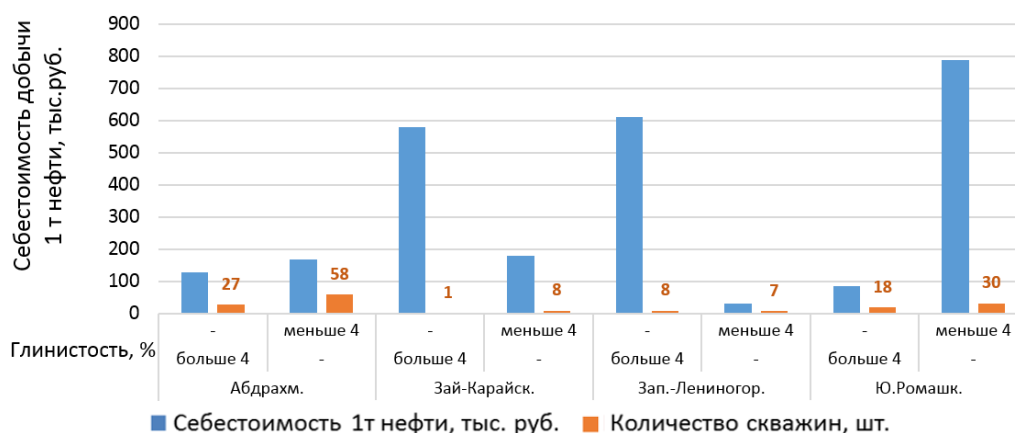


Рис. 11. Сопоставление себестоимости добычи 1 т нефти по площадям НГДУ «Лениногорскнефть»

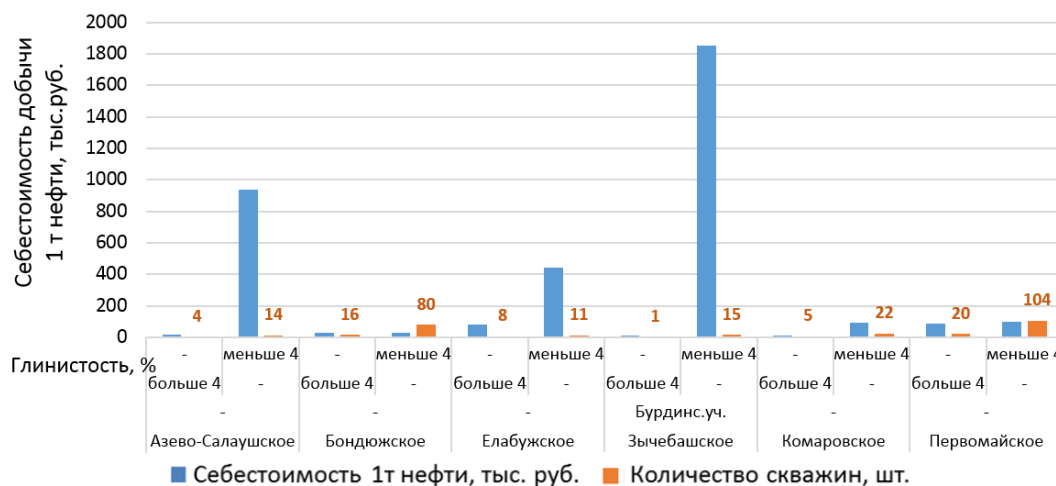


Рис. 12. Сопоставление себестоимости добычи 1 т нефти по площадям НГДУ «Прикамнефть»

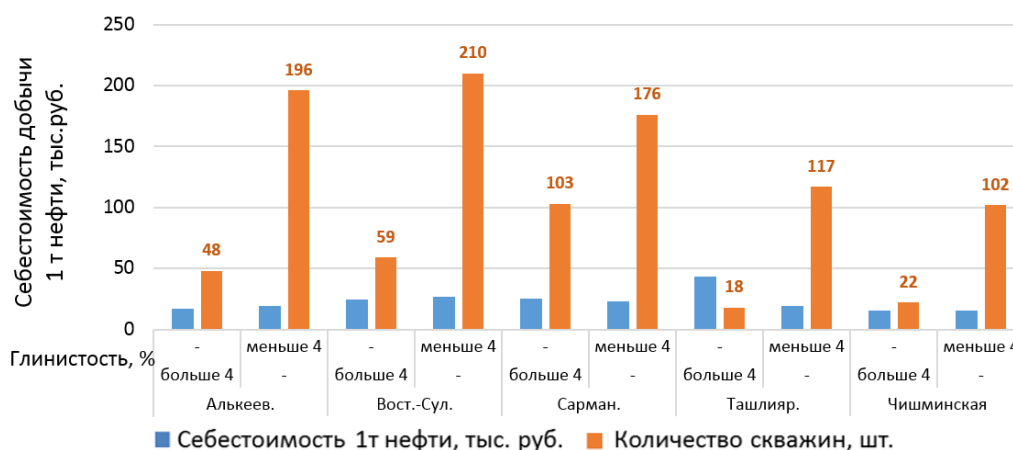


Рис. 13. Сопоставление себестоимости добычи 1 т нефти по площадям НГДУ «Джалильнефть»

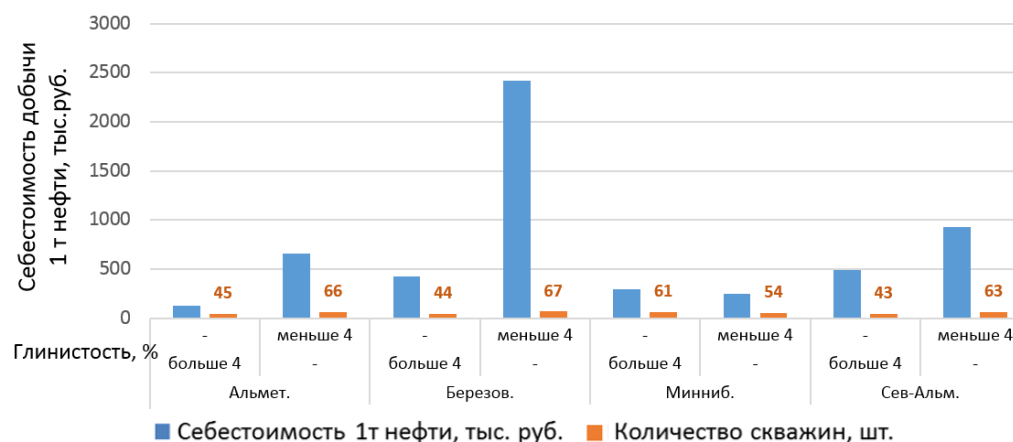


Рис. 14. Сопоставление себестоимости добычи 1 т нефти по площадям НГДУ «Алметьевнефть»

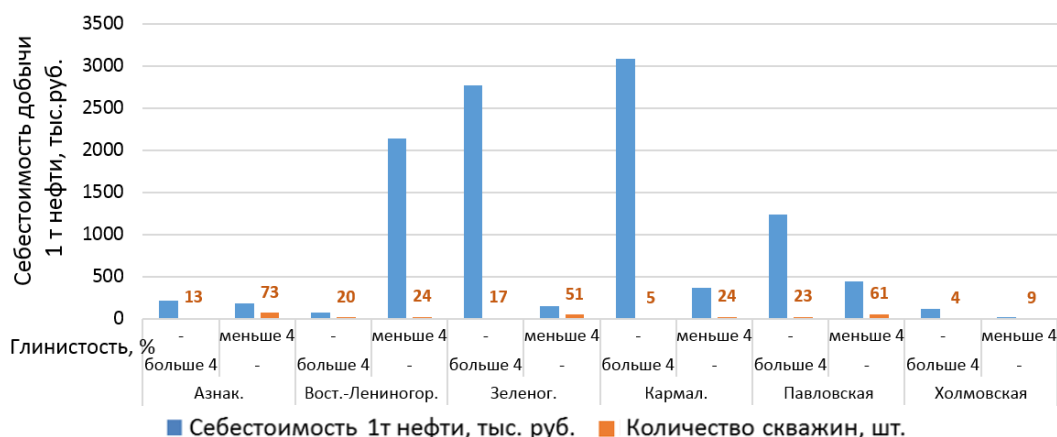


Рис. 15. Сопоставление себестоимости добычи 1 т нефти по площадям

НГДУ «Азнакаевскнефть»

Результаты показывают отсутствие зависимости распределения уровня издержек на добычу нефти от ФЕС пласта (в частности, высокая себестоимость характерна для скважин с глинистостью как больше, так и меньше 4 %).

Для удобства анализа все выше полученные результаты сведены в табл. 6.

Таблица 6

Сводная информация стоимости добычи одной тонны нефти анализируемых площадей ПАО «Татнефть» для скважин с глинистостью больше и меньше 4 %

НГДУ	Площадь	Нецелевой фонд (глинистость < 4 %)		Целевой фонд (глинистость > 4 %)	
		себестоимость добычи 1 т, руб.	кол-во скв.	себестоимость добычи 1 т, руб.	кол-во скв.
1	2	3	4	5	6
Азнакаевскнефть	Азнакаевская	184291	72	218016	13
	Вост.-Лен-ская	2146223	24	83938	19
	Зеленогорская	172231	47	2777950	17
	Карамалинская	366368	24	3092697	5
	Павловская	451578	60	1239614	23
	Холмовская	20588	8	119750	4
Альметьевнефть	Альметьевская	686431	63	133183	44
	Березовская	2660639	61	459473	41
	Миннибаевская	249272	54	303171	59
	Сев.-Альм-ская	940676	62	525501	40
Джалильнефть	Алькеевская	20810	183	18327	44
	Вост.-Сулеевская	29855	191	28698	51
	Сармановская	25308	162	26165	101
	Ташлиярская	21463	107	53436	15
	Чишминская	17199	92	16671	20

Продолжение табл. 6

1	2	3	4	5	6
Лениногорскнефть	Абдрахмановская	169641	57	127438	27
	Зай-Каратайская	179017	8	579347	1
	Зап.-Лен-ская	29772	7	611328	8
	Юж.-Ром-ская	788114	30	83770	18
Прикамнефть	Азев-Салаушск.	1008815	13	16641	4
	Бондюжское	28513	80	25806	16
	Елабужское	441394	11	79316	8
	Зычешашское	1987442	14	9510	1
	Комаровское	98777	21	11569	5
	Первомайское	101175	103	93200	19

Известно, что себестоимость добычи нефти напрямую зависит от инвестиционных вложений на проведение ГТМ, т.е. от количества и вида ГТМ, проведенных на скважине.

На рис. 16–18 представлены зависимости издержек на добычу нефти по скважинам от средних значений ФЕС по изучаемой площади.

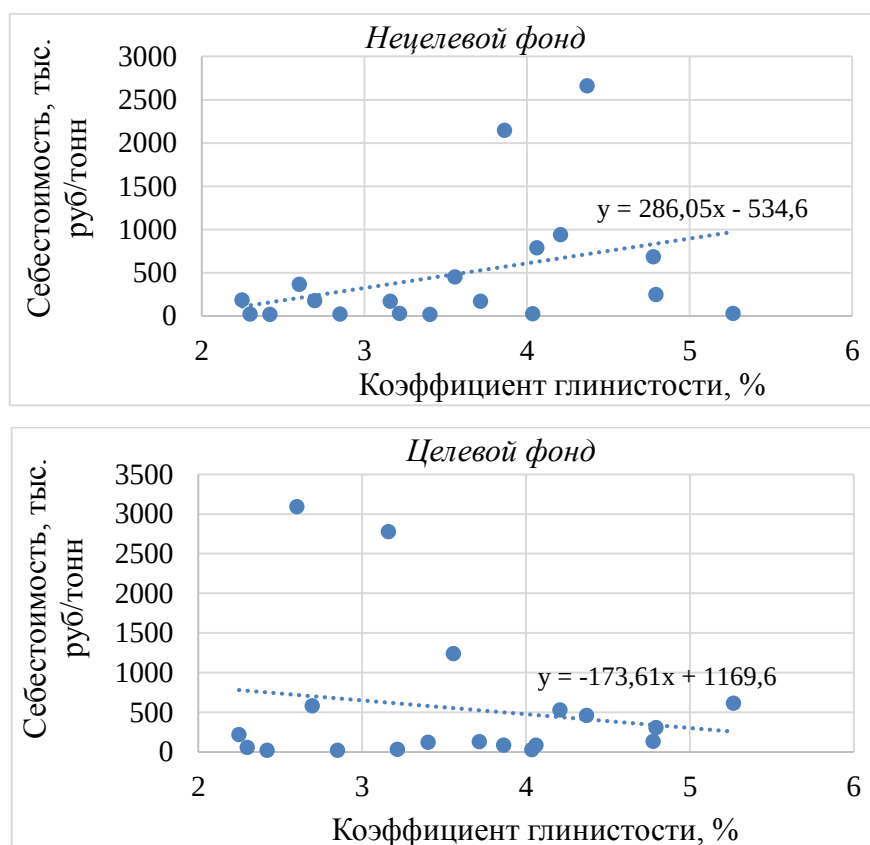


Рис. 16. Корреляционно-статистическая зависимость себестоимости добычи одной тонны нефти от среднего значения коэффициента глинистости по площади для нецелевого и целевого фондов

Из графика на рис. 16 следует, что **для нецелевого** фонда рост глинистости способствует росту привлекательности этих скважин к проведению ГТМ. **Для целевого** фонда же, наоборот, с ростом глинистости коллектора, снижается и привлекательность этого фонда к проведению ГТМ. Кроме того, скважины с незаглинизированными коллекторами в меньшей степени нуждаются в проведении ГТМ, так как не относятся к проблемному фонду.

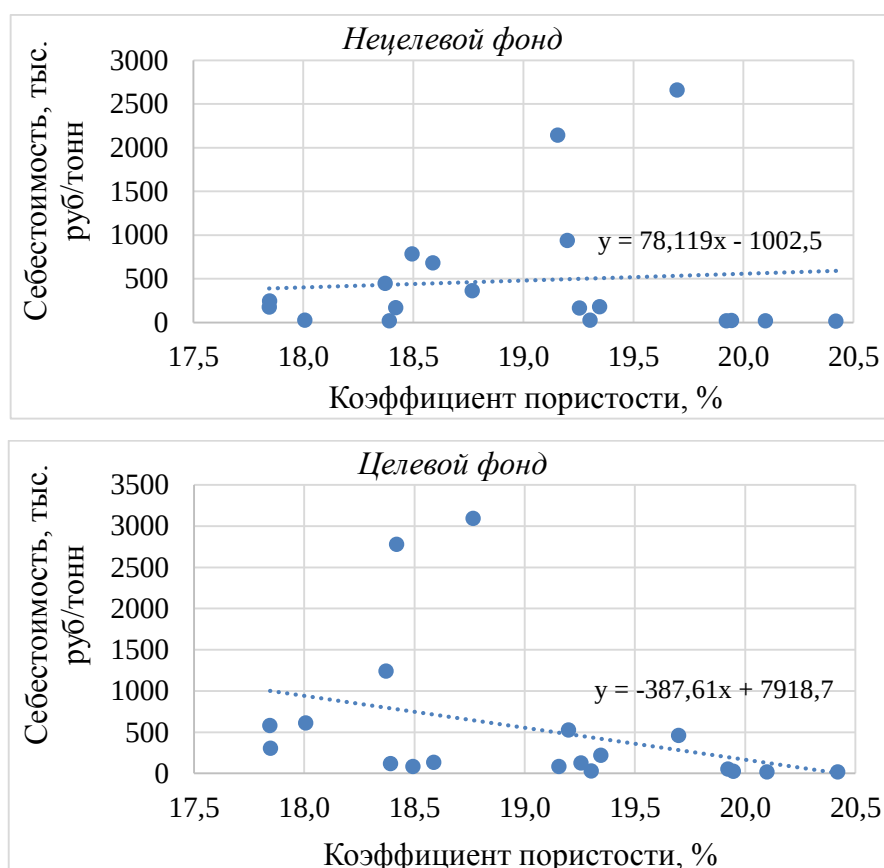


Рис. 17. Корреляционно-статистическая зависимость себестоимости добычи одной тонны нефти от среднего значения коэффициента пористости по площади для нецелевого и целевого фондов

Из рис. 17 следует, что **для нецелевого** фонда рост пористости способствует росту привлекательности этих скважин к проведению ГТМ. **Для целевого** фонда же, наоборот, с ростом пористости коллектора снижается и привлекательность этого фонда к проведению ГТМ. Диапазон привлекательности скважин по пористости варьирует в пределах **19-19,5 % для нецелевого** и **18-18,5% - для целевого** фонда скважин.

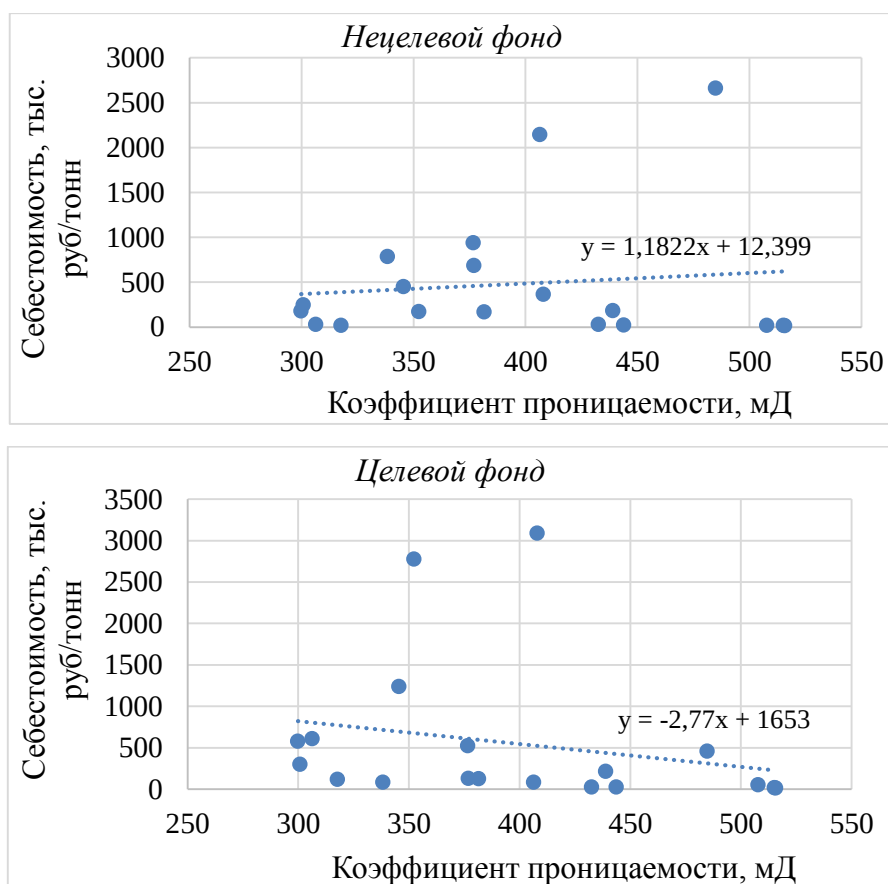


Рис. 18. Корреляционно-статистическая зависимость себестоимости добычи одной тонны нефти от среднего значения коэффициента абсолютной проницаемости по площади для нецелевого и целевого фондов

Из рис. 18 следует, что **для нецелевого** фонда рост абсолютной проницаемости способствует росту привлекательности этих скважин к проведению ГТМ. **Для целевого** фонда же, наоборот, с ростом абсолютной проницаемости коллектора снижается и привлекательность этого фонда к проведению ГТМ. Диапазон привлекательности скважин по абсолютной проницаемости варьирует в пределах **350-450 мД для нецелевого** и **350-400 мД - для целевого** фонда скважин.

Таким образом, на основе построенных зависимостей (Рис. 16 – 18) можно определить наиболее привлекательный фонд скважин (согласно вложенных в них инвестиций) в диапазоне ФЕС, определённых как средние значения по площади. Представленные зависимости показывают закономерность **концентрации наиболее инвестируемых скважин и их**

соответствующие коллекторские *свойства*.

В табл. 7 представлен диапазон ФЕС инвестируемых скважин **для целевого и нецелевого фонда** скважин. Таким образом, чаще всего инвестируются скважины терригенного девона, коллекторские свойства которых соответствуют представленным условиям.

Таблица 7

Диапазон привлекательности целевого и нецелевого фондов скважин к проведению ГТМ по ФЕС (среднее по площади)

Фонд	Глинистость, %	Пористость, %	Проницаемость, мД	Нефтенасыщенность, %
Нецелевой	3,5-45	19-19,5	350-450	70-75
Целевой	2,5-3,5	18-18,5	350-400	65-70

По результатам исследований можно сделать следующие выводы:

1. Высокие затраты на электроэнергию на нецелевом фонде объясняются высокими продуктивными и фильтрационно-емкостными свойствами по отношению к целевому фонду.
2. Дебиты жидкости и затраты на электроэнергию выше на скважинах, которые эксплуатируют пласты с глинистостью менее 4%, чем на скважинах с глинистостью коллекторов выше 4%.
3. Для нецелевого фонда повышенные ФЕС способствует росту привлекательности этих скважин к проведению ГТМ. Для целевого же фонда, наоборот, с ростом параметров коллектора, снижается и привлекательность этого фонда к проведению ГТМ.
4. Скважины с незаглинизированными коллекторами в меньшей степени нуждаются в проведении ГТМ, так как не относятся к проблемному фонду.
5. Определен по ФЕС диапазон привлекательности целевого и нецелевого фондов скважин к проведению ГТМ.

Список литературы

1. Рахмаев, Л.Г. Исследование факторов, влияющих на эффективность технологии ГРП, применяемой на терригенных коллекторах Ромашкинского месторождения, разрабатываемых НГДУ «Азнакаевскнефть» [Электронный ресурс] / В.А. Таипова, Ю.А. Гуторов, Л.Г. Рахмаев // Нефтяная провинция: сетевое науч. изд. – 2019. – № 2. – С. 125-137. – Режим доступа: http://docs.wixstatic.com/ugd/2e67f9_ae454d5cea474adf89cb4db956929564.pdf. – Загл. с экрана.
2. СТО ТН 065-2016 «Методика определения рентабельности эксплуатации нефтяных скважин и объектов разработки» [Электронный ресурс] // Бугульма – 2016. . – Режим доступа: https://kss.tatneft.ru/erb/view.php?ELEMENT_ID=237802&spphrase_id=266465
3. СТО ТН 438-2019 «Стандарт НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть» об оценке экономической эффективности и мониторинге внутренних ГТМ на добывающем фонде скважин» [Электронный ресурс] // Азнакаево – 2019. . – Режим доступа: https://kss.tatneft.ru/erb/view.php?ELEMENT_ID=27830954&spphrase_id=266425

References

1. L.G. Rakhmaev *Issledovanie faktorov, vliyayushchih na effektivnost' tekhnologii GRP, primenyaemoj na terrigennyh kollektorah Romashkinskogo mestorozhdeniya, razrabatyvaemyh NGDU «Aznakaevskneft'»* [Analysis of factors affecting hydraulic fracturing efficiency in terrigenous reservoirs of Romashkinskoye field developed by NGDU "Aznakaevskneft"]. Electronic source: V.A. Taipova, U.A. Gutorov, L.G. Rakhmaev, Neftyanaya Provinciya, 2019, No.2, pp. 125-137. Available at: http://docs.wixstatic.com/ugd/2e67f9_ae454d5cea474adf89cb4db956929564.pdf. (in Russian)
2. *Metodika opredeleniya rentabel'nosti ekspluatatsii neftyanyh skvazhin i ob"ektov razrabotki.* [Procedure for determination of oil well operation economic viability]. Bugulma, 2016. Available at: https://kss.tatneft.ru/erb/view.php?ELEMENT_ID=237802&spphrase_id=266465 (in Russian)
3. *Standart NGDU «Aznakaevskneft'» PAO «Tatneft'» ob ocenke ekonomicheskoy effektivnosti i monitoringe vnutrennih GTM na dobyvayushchem fonde skvazhin»* [Regulations on economic efficiency analysis and well interventions monitoring for producing wells, NGDU Aznakaevskneft]. Aznakaevo, 2019. Available at: https://kss.tatneft.ru/erb/view.php?ELEMENT_ID=27830954&spphrase_id=266425 (in Russian)

Сведения об авторах

Таипова Венера Асгатовна, кандидат технических наук, зам директора по научной работе в области РНМ и развития ИТ института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: taipova.v.a@tatneft.ru

Рахмаев Ленар Гамбарович, ведущий специалист группы геологического сопровождения процессов строительства скважин отдела геолого-технологических мероприятий геолого-технологического центра (ГТЦ) НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Азнакаево, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: azn09sg@tatneft.ru

Гарифуллина Дарья Владимировна, ведущий специалист отдела разработки нефтяных и газовых месторождений Геолого-технологического центра НГДУ «Лениногорскнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Лениногорск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: garifullinadv@ln.tatneft.ru

Authors

Taipova V.A., PhD, Deputy Director for Research in Reservoir Engineering and IT Development, TatNIPIneft Institute-PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: taipova.v.a@tatneft.ru

Rakhmaev L.G., Lead Specialist, Group for Geological Support of Well Construction Operations, Well Intervention Department, Geology and Technology Center NGDU Aznakaevskneft of PJSC TATNEFT, Aznakaevo, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: azn09sg@tatneft.ru

D.V. Garifullina, Chief expert, Oil and gas field development department, NGDU Leninogorskneft, Leninogorsk, Tatarstan, Russian Federation
E-mail: garifullinadv@ln.tatneft.ru

Рахмаев Ленар Гамбарович
423331, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г.Азнакаево, ул. Нефтяников, 24
тел. 8 (855-92) 53223
E-mail: azn09sg@tatneft.ru