

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.1.125-145>

УДК 622.276

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ТЕХНИКО-  
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАРЕЗОК БОКОВЫХ  
СТВОЛОВ НГДУ «АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ»**

**<sup>1</sup>Гуторов Ю.А., <sup>2</sup>Низаев Р.Х., <sup>3</sup>Рахмаев Л.Г.**

<sup>1</sup>РКНЦ «Нефтяная долина»

<sup>2</sup>Институт «ТатНИПИнефть»

<sup>3</sup>НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть»

**STUDY OF THE WAYS TO IMPROVE TECHNICAL AND ECONOMIC  
PERFORMANCE OF SIDETRACKING OPERATIONS IN  
NGDU AZNAKAEVSKNEFT**

**<sup>1</sup>Yu.A. Gutorov, <sup>2</sup>R.Kh. Nizaev, <sup>3</sup>L.G. Rakhmaev**

<sup>1</sup>RKNTC Neftyanaya Dolina

<sup>2</sup>TatNIPIneft Institute

<sup>3</sup>NGDU Aznakaevskneft PJSC TATNEFT

**E-mail: [azn09sg@tatneft.ru](mailto:azn09sg@tatneft.ru)**

**Аннотация.** В работе приводятся результаты анализа технологической и экономической эффективности глубоких внедрений в пласт боковых и боковых горизонтальных ответвлений в условиях поздней стадии разработки продуктивных площадей Ромашкинского месторождения, эксплуатирующих терригенные коллектора пашийского и залежей бобриковско-радаевского горизонтов. Интерес к данной проблеме был вызван постепенным снижением технико-экономической эффективности этих ГТМ, и поиском путей возможного её повышения.

Изучены различные факторы, которые могли повлиять на эффективность рассматриваемых технологий включая как геолого-физические, так и геолого-промысловые условия конкретных продуктивных площадей и залежей Ромашкинского месторождения. Выполненные исследования позволили установить оптимальные критерии выбора объектов воздействия по их ФЕС, а также оптимизировать режимы ГТМ с учетом конкретных геолого-физических и геолого-промысловых условий.

**Ключевые слова.** ГТМ, ЗБС, БГС, успешный, неуспешный, порог рентабельности коэффициент корреляции, азимут, смещение.

**Abstract.** The paper presents the results of analysis of technical efficiency and economic performance of sidetrack drilling deep into the reservoir under conditions of late stages of development of productive areas of the Romashkinskoye field to target terrigenous Pashian and Bobrikovian-Radaevskian reservoirs. The interest to this problem is associated with gradual decrease in technical and economic efficiency of such operations and search for performance improvement opportunities.

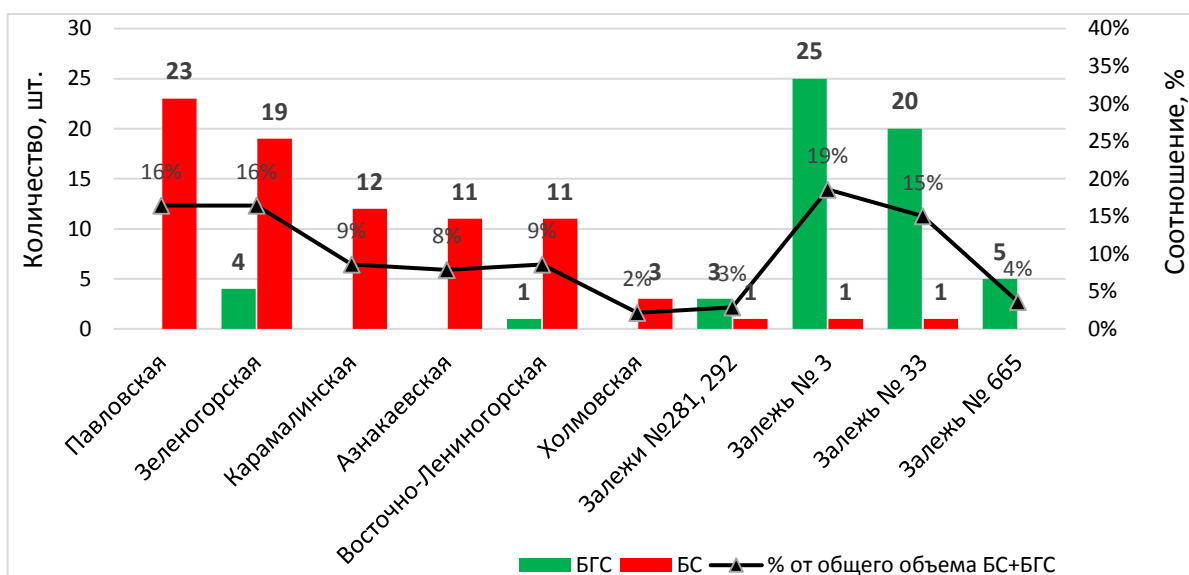
Various factors that would affect efficiency of the technologies under consideration were investigated. These included geological and physical as well as geological and field conditions of particular production zones and deposits of the Romashkinskoye field. These studies enabled determination of optimal criteria for drilling target selection based on reservoir properties as well as optimize sidetracking strategies with account of specific geological and physical, and geological and field conditions.

**Key words:** well intervention, sidetracking, horizontal lateral, successful, unsuccessful, breakeven point, correlation index, azimuth, deviation.

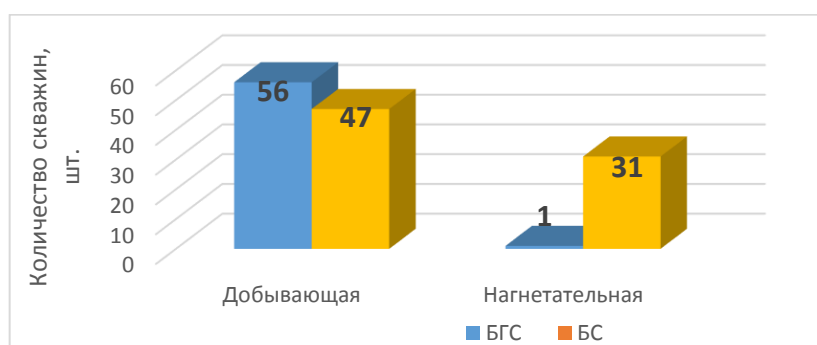
Глубокому внедрению в пласт боковых ответвлений (или ЗБС, БГС) подвергаются, как правило, скважины бездействующего или проблемного фонда. И, в отличие от основного бурения скважин, местоположение и траекторию которых можно выбирать с учетом всех аспектов геолого-физических и промысловых условий, околоскважинная зона скважин-кандидатов для ЗБС (БГС), как правило, характеризуется высокой степенью выработанности и плотной сеткой расположения скважин. К тому же, на технологическую эффективность этих ГТМ существенно влияет сам процесс строительства скважин, т.к. существуют определенные сложности при наборе угла интенсивности проходки с целью не допущения удорожания ГТМ, с одной стороны, и обеспечения геологической устойчивости ствола скважин, с другой.

В период за 2007-2019 годы в НГДУ «Азнакаевскнефть» проведены 140 ГТМ по зарезке БС и БГС. Основными объектами этих ГТМ являются девонские коллектора Ромашкинского месторождения, залежи №№ 3, 33 бобриковско-радаевского горизонта и залежь № 665 данково-лебединского

горизонта (см. рис. 1). Если основное количество скважин БГС – это добывающие скважины, то БС встречаются как в добывающем, так и в нагнетательном фондах (см. рис. 2).

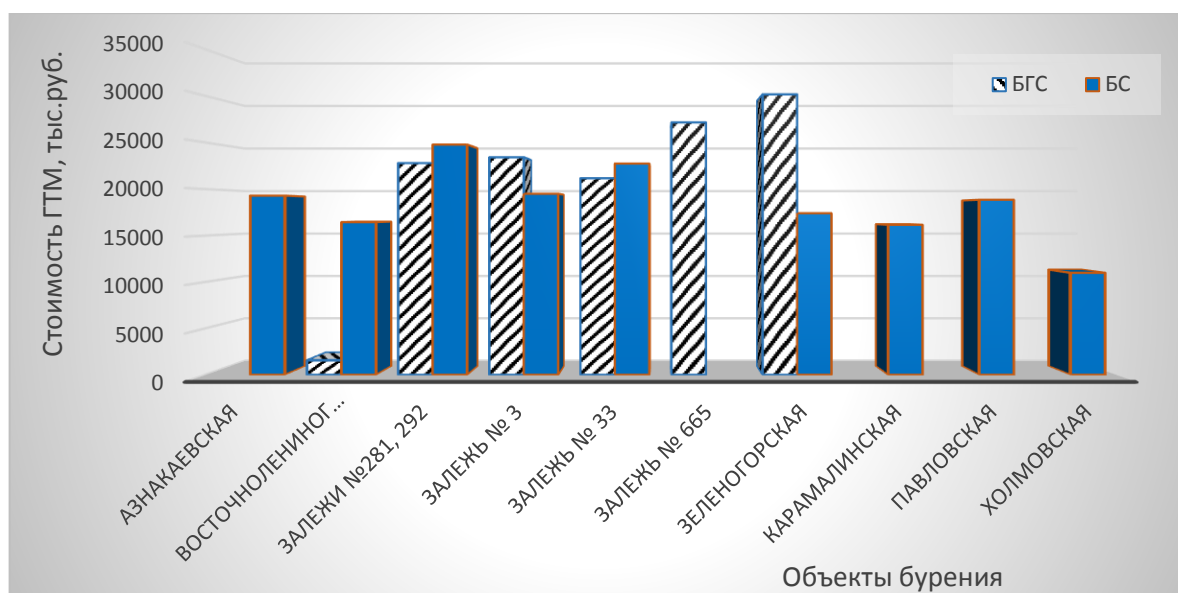


**Рис. 1. Сравнительные данные по количеству зарезок БС+БГС по НГДУ "Азнакаевскнефть" за 2007-2019 годы**



**Рис. 2. Сравнительные данные по количеству зарезок БС+БГС по их назначению в НГДУ "Азнакаевскнефть" за 2007-2019 годы**

Из рис. 1 видно, что основной объем БС проведен на коллекторах пашийского горизонта, а БГС – на коллекторах бобриковско-радаевского, что связано как с экономическими, так и с технологическими причинами. Так, обваливание кыновских глин при наборе зенитного угла не позволяет гарантировать успешность проходки боковых горизонтальных стволов. Ко всему прочему, ситуация усугубляется также неизбежным удорожанием стоимости строительства таких стволов (см. рис. 3).



**Рис. 3. Сравнительные стоимостные данные объектов бурения БС+БГС на разные залежи по НГДУ "Азнакаевскнефть" за 2007-2019 годы**

С целью определения границы, отделяющей количество рентабельных и нерентабельных по различным критериям скважин, отделом инвестиций НГДУ был рассчитан [4] дисконтированный индекс доходности, равный 1,1 (см. табл. 1), со сроком окупаемости 15 лет (180 мес.), в соответствии с которым порог рентабельности по продуктивности для БГС составил 5,07 т/сут, а для БС – 4,26 т/сут.

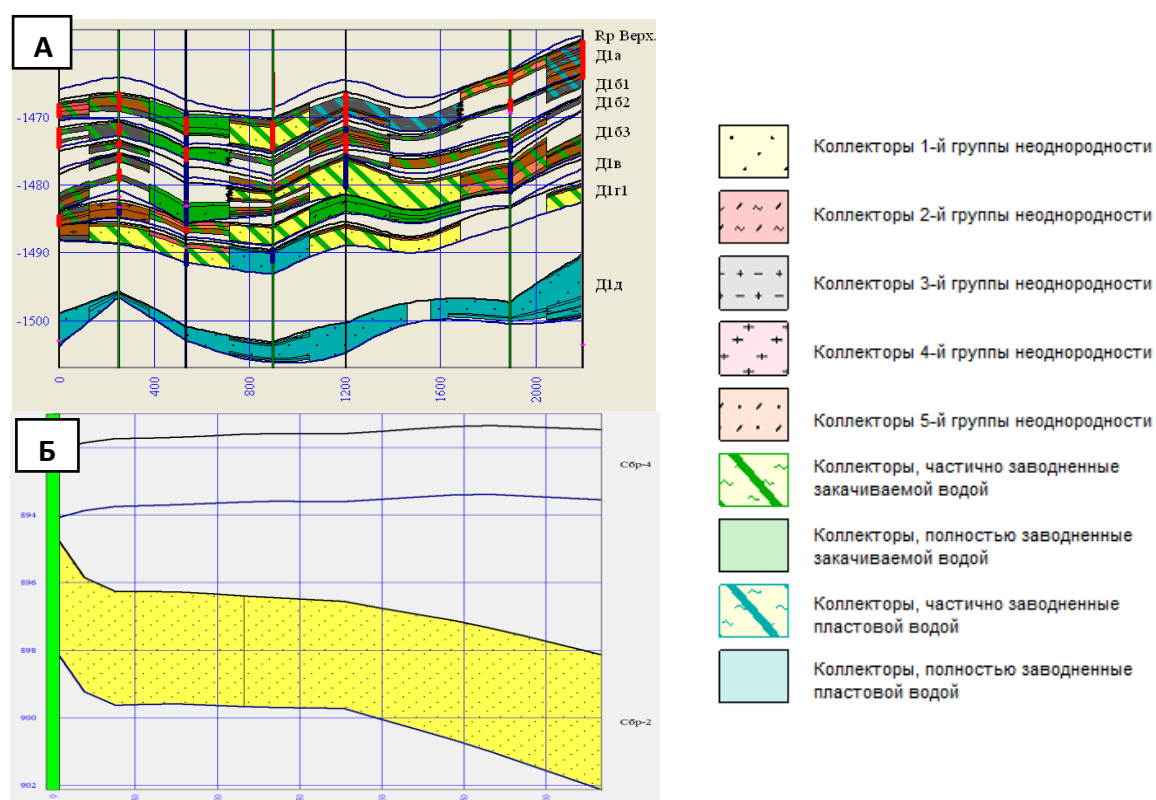
Таблица 1

**Результаты расчета порога рентабельности по дебиту нефти добывающих скважин после проведения на них зарезок БС и БГС.**

Направление ГТМ	Средняя стоимость ГТМ, тыс. руб.	Объем нефти, т.		ИДД	Дебит нефти, т/сут	Срок эффекта, мес.
		на год инвестир.	на срок эффекта			
Зарезка БГС	24 000,00	1 174,6	13 522,3	1,4	6,45	180
				<b>1,1</b>	<b>5,07</b>	
Зарезка БС	19 000,00	1 174,6	13 522,3	1,4	5,42	180
				<b>1,1</b>	<b>4,26</b>	

Данные из табл. 1 были использованы при определении экономических критериев применимости рассматриваемых технологий к скважинам с определенными ФЕС.

Разный уровень рентабельности зарезок БС и БГС обусловлен, в первую очередь, технологической трудоемкостью БГС из-за геолого-физических характеристик вскрываемых пластов. А также, необходимо учесть, что если в бобриковско-радаевском горизонте (СБР) зарезка БГС возможна ввиду однородности пласта по расчлененности, то в терригенных коллекторах Девона чаще требуется вскрытие нескольких пропластков, что невозможно осуществить горизонтальным стволом (Рис. 4).



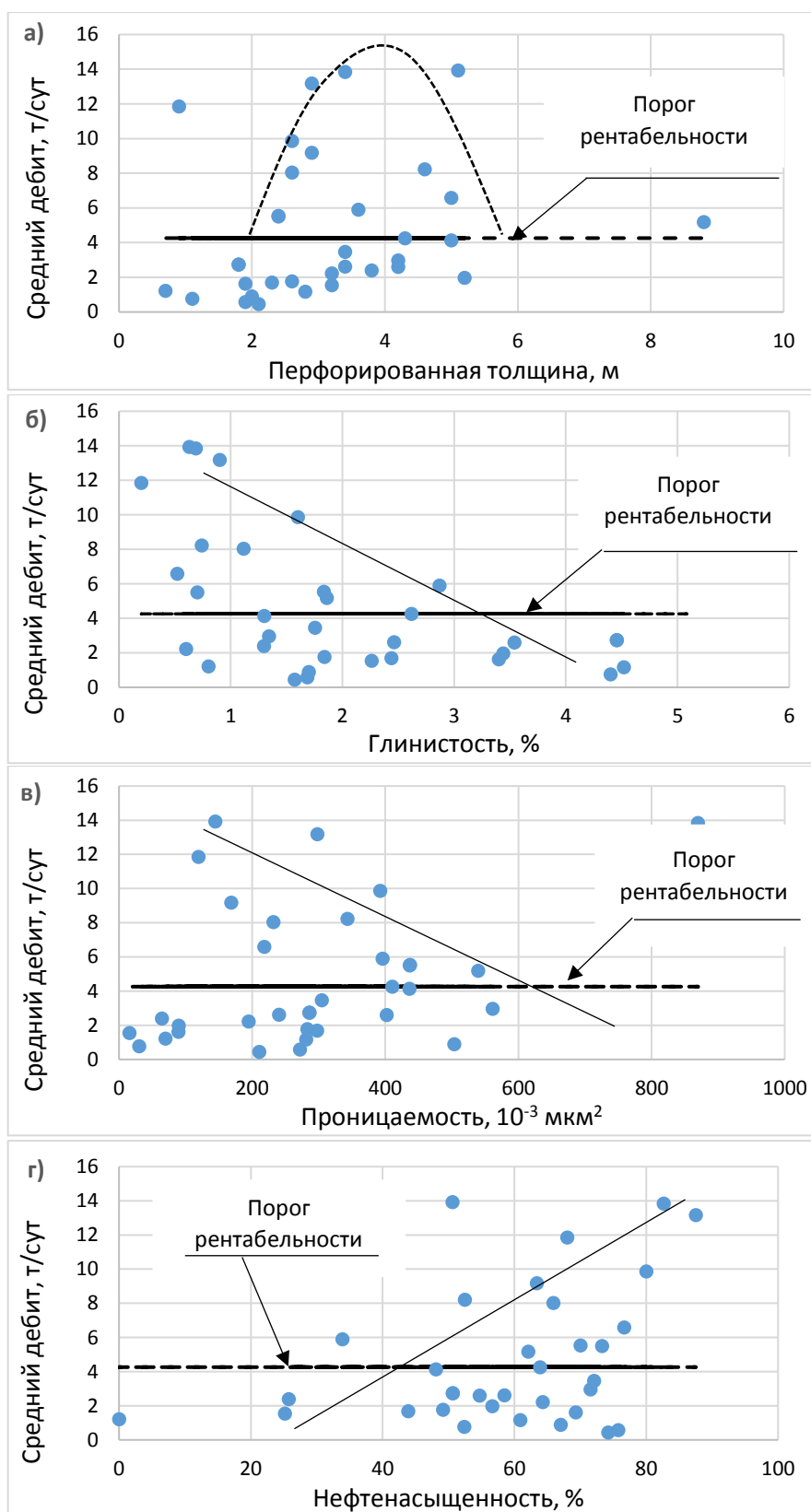
**Рис. 4. Геологический профиль участков нашийского (А) и бобриковско-радаевского (Б) горизонтов**

Согласно условий инвестирования, срок эффекта (соответственно и срок мониторинга) ЗБС и БГС составляет 180 месяцев (15 лет). Поскольку в анализе участвуют скважины разных периодов, и дополнительная добыча от ГТМ отличается на порядок, то в качестве сравнительной единицы был использован «среднесуточный дебит» нефти, который равен отношению накопленной добычи нефти после ГТМ к суммарному отработанному времени работы скважины.

С целью оценки влияния ФЕС на технологическую и экономическую эффективность проведенных ГТМ были построены корреляционно-статистические зависимости «среднесуточного дебита» по результатам зарезок боковых и боковых горизонтальных стволов от рассматриваемых коллекторских свойств.

На рис. 5 представлены корреляционно-статистические зависимости эффективности ЗБС добывающего фонда Павловской, Зеленогорской и Восточно-Ленинградской площадей от ФЕС терригенного девона. Линии тренда, указанные на графиках, были определены по характеру расположения основной массы данных в соответствии с методикой, изложенной в ранее проведенных исследованиях [1].

Из рис. 5 следует, что в терригенных коллекторах пашийского горизонта максимального прироста дебита нефти достигают скважины, перфорированные толщины продуктивных пластов которых находятся в диапазоне от 2 до 5,5 метров, поскольку их дальнейшее увеличение приводит к росту обводненности (см. рис. 5. а). Коэффициент глинистости является параметром, ухудшающим коллекторские свойства «ранее не эксплуатируемого участка пласта», поэтому влияет обратно пропорционально на зависимость от него прироста среднего дебита, который, для достижения эффективности мероприятия, не должен превышать 3 % (см. рис. 5, б). Обратно пропорциональная зависимость среднего дебита скважины от коэффициента проницаемости может свидетельствовать о преобладании монтмориллонитовых глин в скелете горной породы, в наибольшей степени подверженных набуханию в зависимости от минерализации пластовых вод с одной стороны, или экономическую неэффективность технологии в высокопроницаемых коллекторах, с другой (см. рис. 5, в). Таким образом, критерием успешности зарезок БС, БГС в терригенных коллекторах пашийского горизонта (по рассматриваемым площадям) является коэффициент проницаемости, не превышающей  $600 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

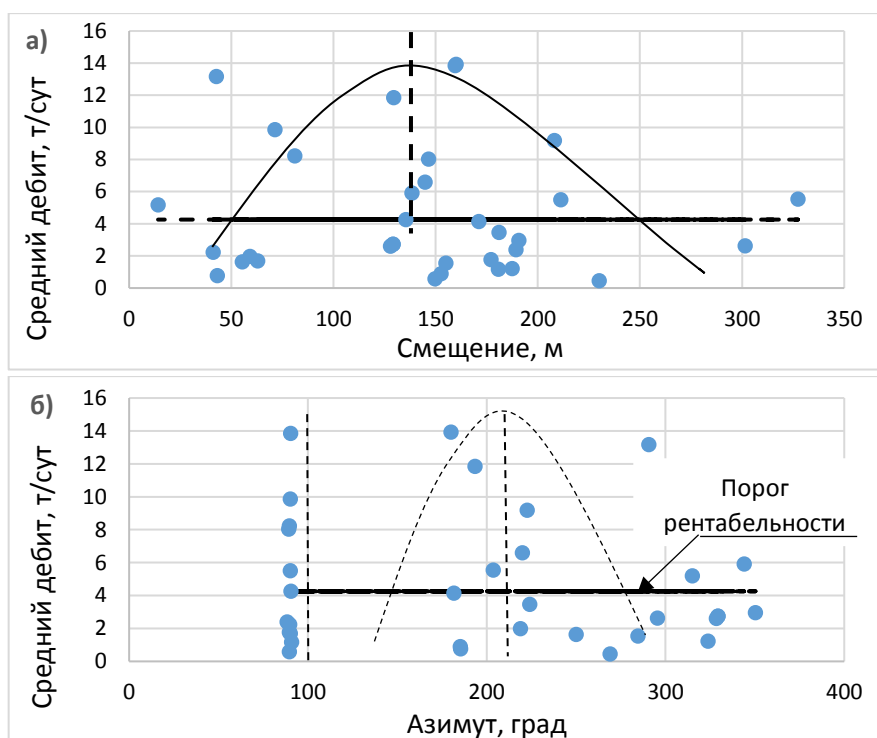


**Рис. 5. Корреляционно-статистические зависимости эффективности ЗБС добывающего фонда Павловской, Зеленогорской и Восточно-Лениногорской площадей от ФЕС терригенного девона: а - перфорированной толщины пласта; б - глинистости; в - проницаемости; г - нефтенасыщенности**

Немаловажную роль в обеспечении технологической и экономической эффективности зарезок боковых и боковых горизонтальных стволов скважин играют их профилометрические данные: смещение точки забоя от материнского ствола и азимут. Справедливо будет предположить, что бóльшее смещение от старого ствола позволит обеспечить наибольшую выработку пласта за счет эксплуатации ранее не затронутых участков. Однако в реальности (см. рис. 6, а), как было установлено, существует определенная точка инверсии, при которой до определённой величины смещения дополнительная добыча растёт, а затем идет на спад. Объяснением этому процессу может служить величина межскважинного расстояния, стандартно используемая при гидродинамических расчетах ( $\delta/2$ ). Тогда, справедливо будет предположить, что при эксплуатации какого-либо участка пласта двумя добывающими скважинами, фильтрационный поток углеводородов (при прочих равных условиях, не учитывающих анизотропию пласта) будет устремлен от "центра" разрабатываемого участка на две противоположные стороны к забоям добывающих скважин, и что бóльшая концентрация остаточных запасов при таком механизме будет сосредоточена в "середине" расстояния между двух добывающих скважин. Так, для изучаемых объектов терригенного девона - Павловской, Зеленогорской и Восточно-Лениногорской площадей Ромашкинского месторождения - оптимальное смещение будет составлять около 150 м (см. рис. 6, а).

Анализ эффективности азимутальной ориентации пробуренных стволов скважин позволяет нам дать косвенную оценку ориентации анизотропии проницаемости разрабатываемого объекта [2] (см. рис. 6, б), при котором будут обеспечены максимальные приросты дебитов нефти. Так, для изучаемых объектов терригенного девона - Павловской, Зеленогорской и Восточно-Лениногорской площадей Ромашкинского месторождения – оптимальным будет выбор направления ствола скважин с азимутами  $90^0$  и  $270^0$ .



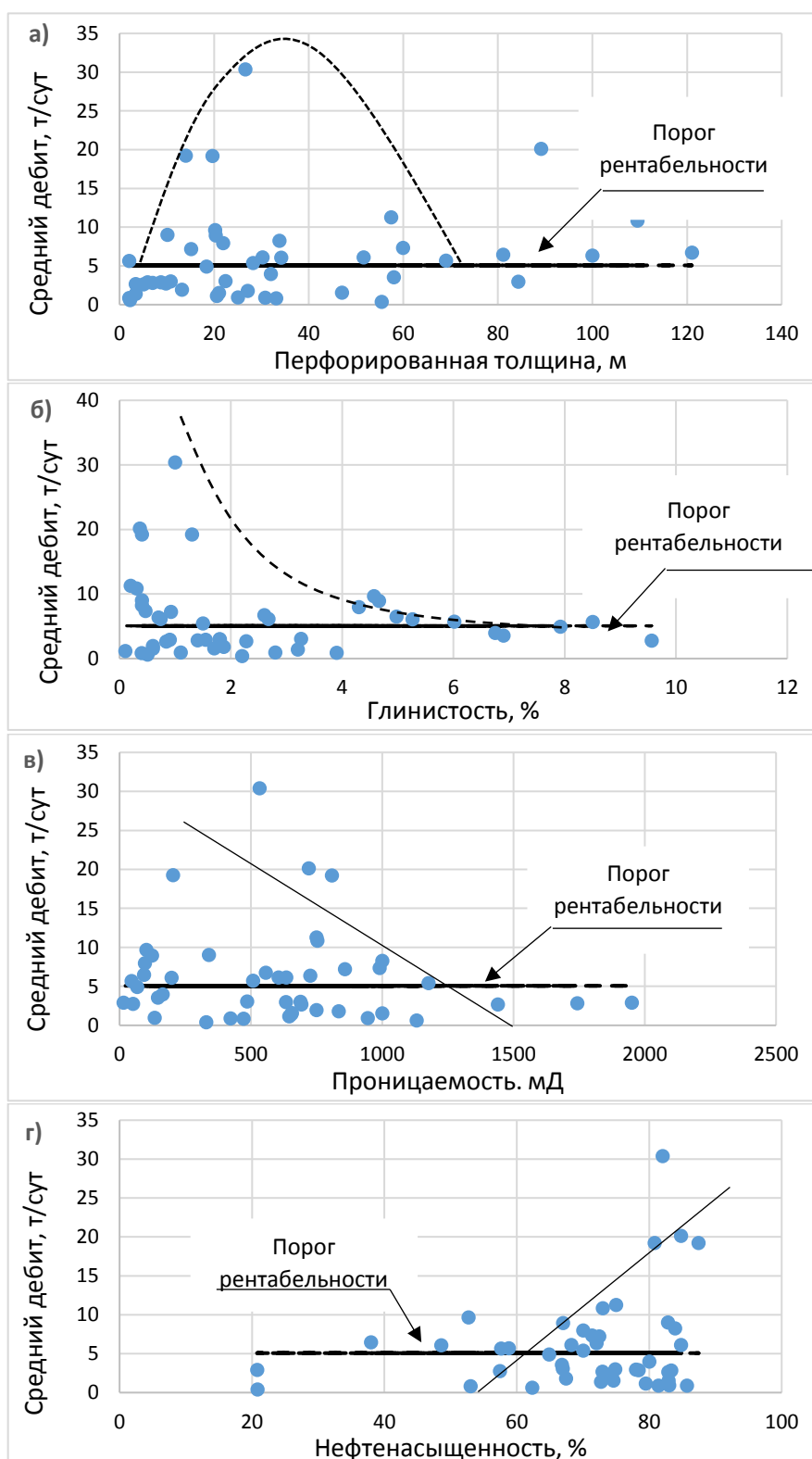


**Рис. 6. Корреляционно-статистические зависимости эффективности ЗБС добывающего фонда Павловской, Зеленогорской и Восточно-Лениногорской площадей от инклинометрических параметров профиля скважин: а - смещения; б - азимута**

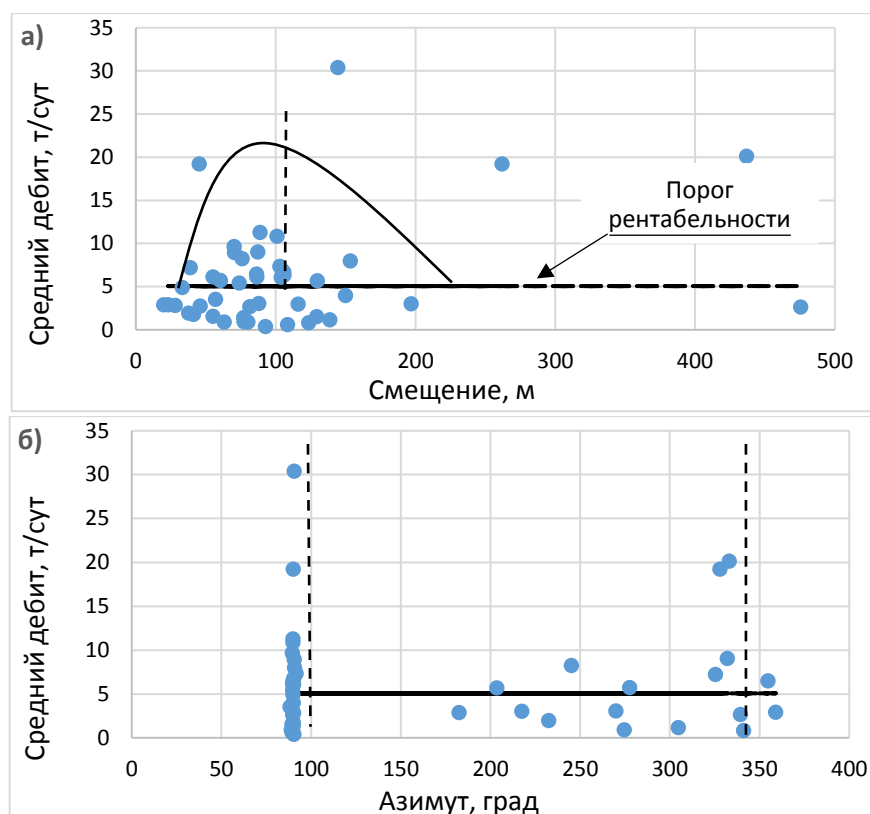
Аналогичный графоаналитический анализ данных по зарезке боковых горизонтальных скважин, выполненный нами на залежи бобриковско-радаевского горизонтов еще раз подтверждает правомерность вышеизложенных выводов (см. рис. 7, 8).

Из рис. 7 следует, что в терригенных коллекторах бобриковско-радаевского горизонта максимального прироста дебита нефти достигают скважины, перфорированные толщины горизонтальных стволов которых находятся в пределах до 30 метров (см. рис. 7, а). Коэффициент глинистости, так же как на рис. 5, является параметром, ухудшающим коллекторские свойства «ранее не эксплуатируемого участка пласта», поэтому влияет обратно пропорционально на зависимость прироста среднего дебита, который, для достижения эффективности мероприятия, не должен превышать 6% (см. рис. 7, б). Дополнительным критерием успешности зарезок БГС в терригенных коллекторах бобриковско-радаевского горизонта (по залежам №3 и №33) является коэффициент проницаемости,

не превышающей  $1300 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .



**Рис. 7. Корреляционно-статистические зависимости эффективности ЗБГС добывающего фонда залежей №3 и №33 бобриковско-радаевского горизонта от ФЕС: а - перфорированной толщины пласта; б - глинистости; в - проницаемости; г - нефтенасыщенности**



**Рис. 8. Корреляционно-статистические зависимости эффективности ЗБГС добывающего фонда залежей №3 и №33 бобриковско-радаевского горизонта от инклинометрических параметров профиля скважин: а – смещения; б – азимута**

Из рис. 8 можно сделать вывод, что в отличие от коллекторов пашийского горизонта (см. рис. 6), где преобладает анизотропия проницаемости, в коллекторах бобриковско-радаевского горизонта преимущественно преобладает влияние естественной трещиноватости (см. описание к табл. 2).

Для удобства анализа, полученные на рис. 5 и 7 значения граничных величин, обеспечивающих рентабельность зарезок БС и БГС по ФЕС, были сведены в табл. 2.

Таблица 2

**Граничные величины, обеспечивающие рентабельность зарезок БС и БГС по ФЕС.**

Направление ГТМ/ Объект разработки	Толщина пласта, м	Глинистость, %	Проницаемость, мД	Нефтенасыщенность, %
БС / Д1	5,5	< 3	< 600	> 40
БГС / СБР	20-30	<1,5; > 5	< 1200	> 60

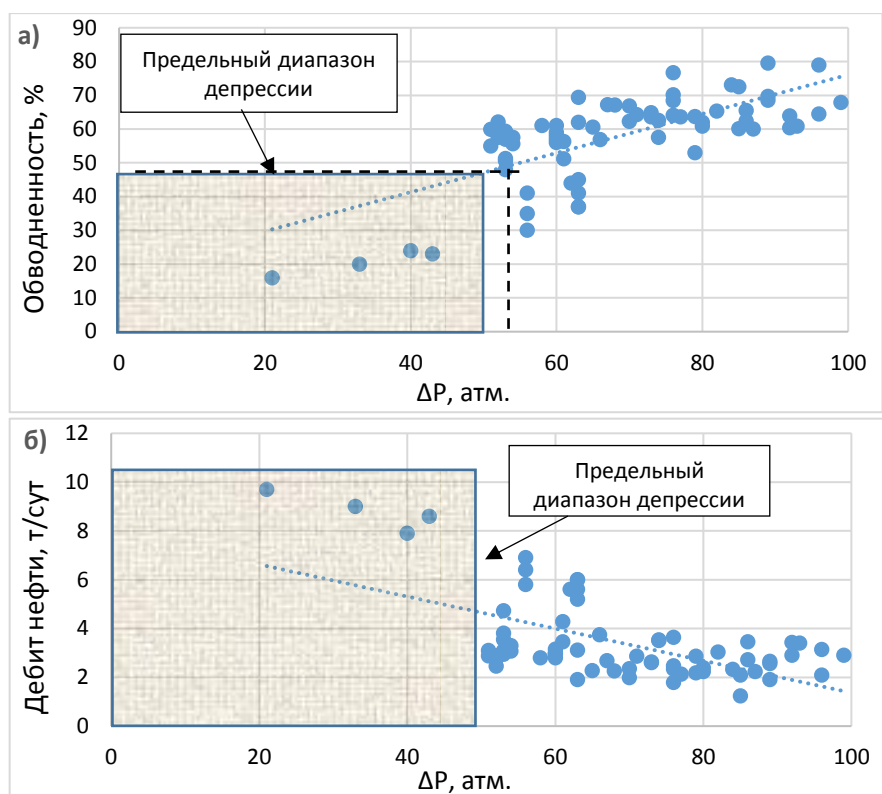
Из табл. 2 видно, что критерии экономической эффективности при зарезке БГС на бобриковско-радаевские отложения имеют больший диапазон по ФЕС, чем для Д1, что можно объяснить их большей неоднородностью, обусловленной влиянием естественной трещиноватости.

Из приведенных на рис. 5 - 8 статистических данных можно сделать следующие выводы:

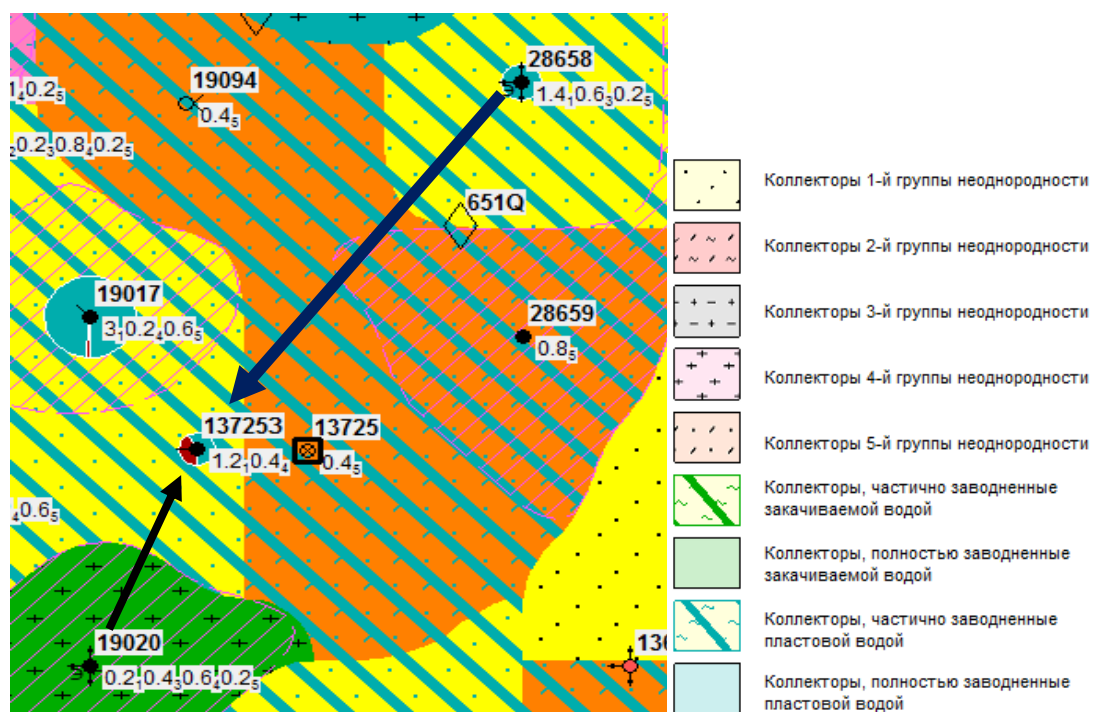
- 1) средний уровень рентабельности эксплуатации пашийского горизонта (Д1) выше его порога (4,26 т/сут) и составляет 44 %, а ниже порога, соответственно, - 56%;
- 2) средний уровень рентабельности эксплуатации бобриковско-радаевского горизонта (СБР) выше порога его рентабельности (5,07 т/сут) и составляет 52%, а ниже, соответственно, – 48%.

Выполненный анализ работы скважин девонских коллекторов, оказавшихся ниже порога рентабельности, показал, что основной причиной их не успешности является опережающее обводнение продукции (например, скважина 13725). Причем, период обводнения добываемой продукции для каждой скважины имеет индивидуальный диапазон и в основном зависит от депрессии, создаваемой при эксплуатации скважины, что подтверждается зависимостями, приведенными на рис. 9, а и 9, б.

Согласно карты разработки по участку рассматриваемой скважины 13725 (Рис. 10), основной фронт вытеснения происходит с Северо-Восточной (нагнетательная скважина № 28658) и Юго-Западной (нагнетательная скважина № 19020) стороны. При этом, необходимо отметить, что плотность закачиваемого агента очага № 28658 составляет 1,191 г/см<sup>3</sup>, а скважины № 19020 – 1,126 г/см<sup>3</sup>.

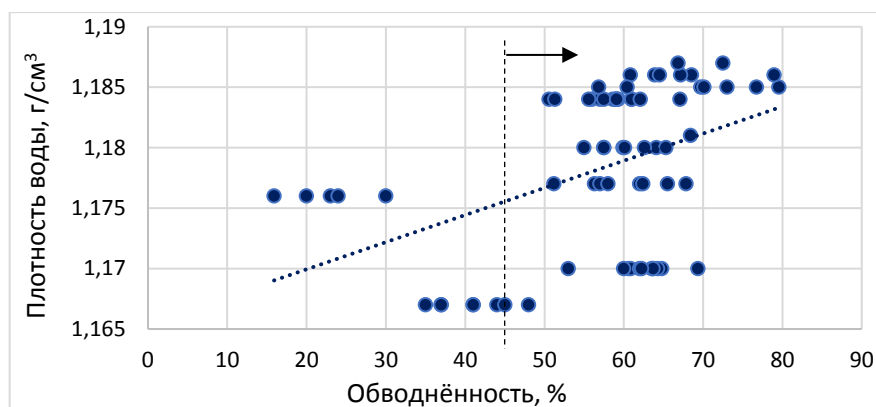


**Рис. 9. Корреляционно-статистическая зависимость обводненности (9, а) добываемой продукции и дебита нефти (9, б) скважины 13725 нашийского горизонта Ромашкинского месторождения от депрессии**



**Рис. 10. Выкопировка из карты разработки по участку скважины 13725 нашийского горизонта Ромашкинского месторождения. Условное обозначение: стрелкой показан вектор направления вытеснения**

Исследования изменения обводненности от плотности (минерализации) попутно добываемой воды (Рис. 11) показали прямо пропорциональную зависимость, что свидетельствует о преобладающем направлении фильтрации более минерализованной воды с более удаленного фронта вытеснения (с нагнетательной скважины № 28658) в отличие от другого очага заводнения № 19020.

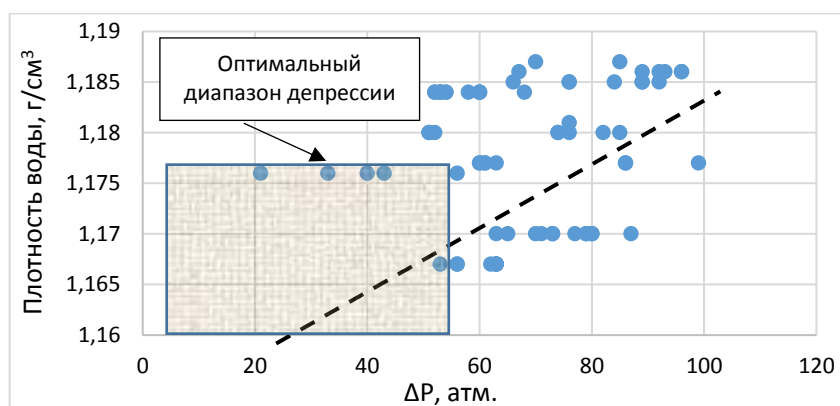


*Рис. 11. Корреляционно-статистическая зависимость обводненности добываемой продукции скважины 13725 пашийского горизонта Ромашкинского месторождения от плотности (минерализации) попутно добываемой воды*

Прямая зависимость плотности попутно добываемой воды от депрессии (Рис. 12) позволяет предположить о существовании анизотропии проницаемости по латерали и, соответственно, установить критерии по диапазону допустимой депрессии, обеспечивающие рентабельную, а значит и ресурсосберегающую эксплуатацию каждой скважины после проведения на них ГТМ по глубокому внедрению в пласт боковых или боковых горизонтальных ответвлений.

Преобладающее направление вытеснения со стороны более удаленной и с более минерализованной водой нагнетательной скважины 28658 (уд. вес. – 1,191 г/см<sup>3</sup>), по сравнению со скважиной 19020, минерализация которой ниже (уд. вес. – 1,126 г/см<sup>3</sup>) (Рис. 10, 11), объясняется, с одной стороны, тем, что повышенная минерализация агента нагнетания способствует увеличению коэффициента вытеснения, поскольку меньше влияет на разбухание глинистой фракции [3], и с другой

стороны, структурно-геологическое взаиморасположение абсолютных отметок, добывающих и влияющих на них нагнетательных скважин может способствовать эффективному вытеснению нефти из пласта (см. табл. 3).



**Рис. 12. Корреляционно-статистическая зависимость плотности (минерализации) попутно добываемой воды от депрессии на скважине 13725 Ромашкинского месторождения**

Таблица 3

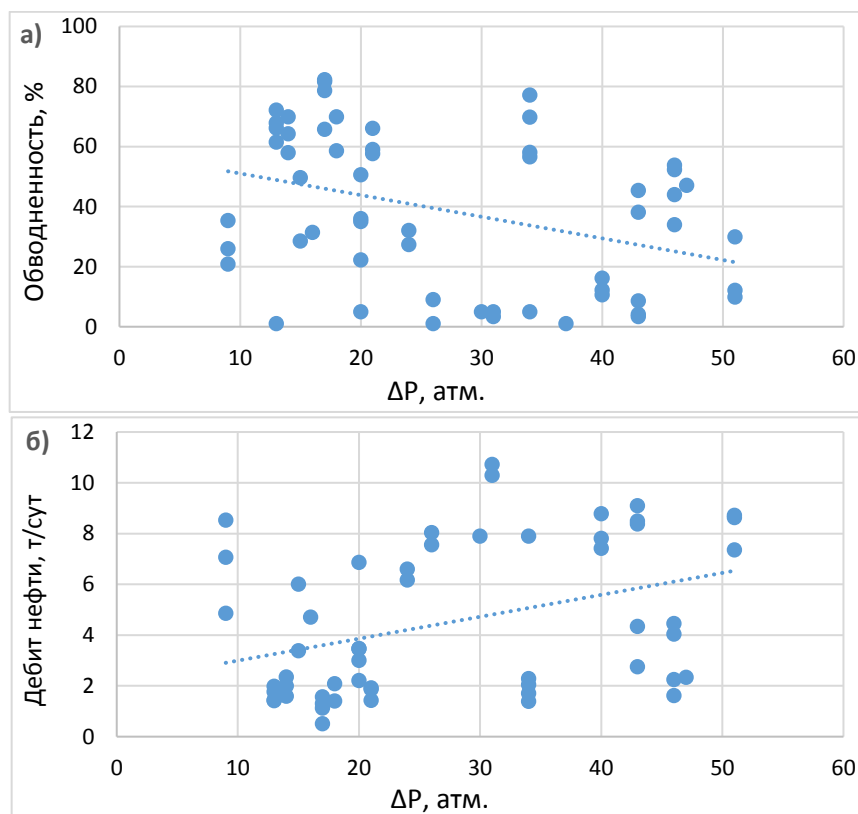
**Информация по влияющим нагнетательным скважинам добывающей скважины 13725**

Скв доб.	Абсол. отм., м	Скв нагн.	Абсол. отм., м	Квл, %	Агент закачки	Плотность воды, г/см <sup>3</sup>	Р <sub>уст</sub> нагн. скв., атм	Q <sub>пред</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Δ абсол. отм., м
13725	1472,2	19020	1470,7	0,5	Вода сточ.	1,126	65	75	-1,5
13725	1472,2	28658	1476,9	0,5	Вода плас.	1,191	118	10	4,7

Из табл. 3 видно, что в структурно-геологическом отношении нагнетательная скважина 19020 (абсолютная отметка кровли пласта 1470,7 м) расположена выше по отношению к реагирующей скважине 13725 (абсолютная отметка кровли пласта 1472,2 м), а скважина 28658, у которой абсолютная отметка кровли пласта 1476,9 м, наоборот, ниже, что, в свою очередь, влияет на эффективность вытеснения.

По результатам анализа графиков, представленных на рис. 9 и 12 можно утверждать о необходимости недопущения превышения депрессии по скважине 13725 более чем на 60 атм., что соответствует обеспечению пластового давления выше давления насыщения попутного нефтяного газа рассматриваемого объекта разработки, равного порядка 70 атм.

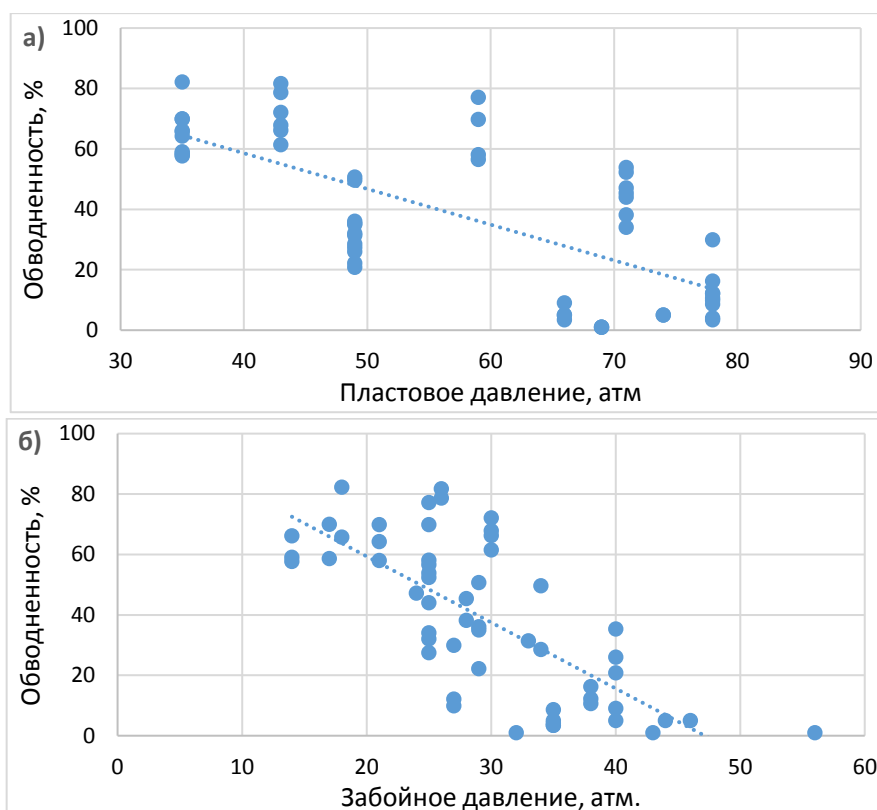
В отличие от коллекторов пашийского горизонта, зависимость обводнения добываемой продукции от депрессии на пласт в отложениях бобриковско-радаевского горизонта носит обратно пропорциональный характер (Рис. 13).



**Рис. 13. Корреляционно-статистическая зависимость обводненности (13, а) добываемой продукции и дебита нефти (13 б) скважины 13074 Залежи №3 (СБР) от депрессии**

Из графиков на рис. 13 и 14 следует, что по бобриковско-радаевскому горизонту продуктивный пласт работает под влиянием депрессии по-другому, чем продуктивный пласт пашийского горизонта: с увеличением депрессии обводненность добываемой продукции уменьшается (см. рис. 13, а) и, соответственно, повышается дебит нефти (см. рис. 13, б). Следует предположить, что этот процесс связан с эффектом «смыкания» трещин под воздействием приложенной депрессии (см. рис. 14, а и 14 б), что создает дополнительное сопротивление для фильтрации закачиваемого агента, уплотнению породы и снижению её трещинной проницаемости.





**Рис. 14. Корреляционно-статистическая зависимость обводненности добываемой продукции скважины 13074 Залежи №3 (СБР) от пластового (14, а) и забойного (14, б) давлений**

С целью уточнения вышеописанных предположений, были проанализированы результаты гидродинамических исследований изучаемых скважин, проведенных по методике Б.П. Минеева [5], по которой осуществляется оценка гидродинамических свойств как ближней (1-ый участок), так и удаленных (2-ой участок) зон межскважинного пространства (см. табл. 4).

Таблица 4

**Результаты ГДИС (КВУ) скважины 13074 Залежи №3 (СБР) после зарезки БГС**

Дата	Рпл, атм.	Рзаб, атм.	Проницаемость		Пьезопроводность	
			1 уч., мД	2 уч., мД	1 уч., м <sup>2</sup> /сек	2 уч., м <sup>2</sup> /сек
12.10.2015	78	57	125,7	20,3	254,4	40,9
07.10.2018	35	30	235,6	100,3	522,7	221,5

Из табл. 4 видно, что снижение пластового или забойного давлений способствует перераспределению давления в упругом пласте. Так, при

пластовом давлении 78 атм. и забойном – 57 атм., проницаемость ближнего участка ПЗП составляет 125,7 мД, дальнего участка – 20,3 мД; при этом пьезопроводность ближнего и дальнего участков составила 254,4 и 40,9 м<sup>2</sup>/сек соответственно. Далее, при истощении пластовой энергии (при пластовом и забойном давлении 35 и 30 атм. соответственно), наблюдается увеличение параметров ФЕС (проницаемости, гидропроводности) коллектора, сопровождающийся увеличением обводненности добываемой продукции из-за прорыва воды по техногенно образованным каналам.

### **Основные выводы и рекомендации**

1. Рассмотрены ГТМ по зарезке в пласт боковых и боковых горизонтальных ответвлений, применяемых на девонском и бобриковско-радаевском горизонтах НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть». Определены их доли и эффективность применения на разные объекты эксплуатации. Основной технологией, применяемой на пашийском горизонте, является ЗБС, а на бобриковско-радаевском – БГС.
2. Проведен анализ технологической и экономической эффективности проведения ГТМ от ФЕС пласта. В качестве её оценки был использован порог рентабельности и определены граничные значения применимости технологий, обеспечивающих экономическую и технологическую эффективность проводимых мероприятий. Для различных видов ГТМ в качестве технико-экономического критерия был установлен следующий порог рентабельности:
  - для ЗБС – 4,26 т/сут;
  - для ЗБГС – 5,07 т/сут;
3. Получены граничные значения применимости технологий ЗБС и БГС, которые могут быть использованы в дальнейшем в качестве дополнительных критериев (в дополнение к существующим РД) при подборе технологий применительно к скважинам-кандидатам.

4. Установлено, что немаловажную роль в обеспечении технологической и экономической эффективности зарезок боковых и боковых горизонтальных стволов скважин играют такие профилометрические данные, как смещение точки забоя от материнского ствола и азимут. Так, для изучаемых объектов терригенного девона - Павловской, Зеленогорской и Восточно-Лениногорской площадей Ромашкинского месторождения - оптимальное смещение забоя составляет около 150 м для пашийского горизонта, а для бобриковско-радаевского горизонтов - 100 м.
5. Анализ эффективности азимутального расположения пробуренных стволов скважин позволяет дать косвенную оценку ориентации анизотропии проницаемости вскрытого пласта, при которой будут обеспечены максимальные приросты дебитов нефти.
6. Установлено, что скважины, находящиеся по своим ФЕС ниже порога рентабельности, оказываются не эффективными вследствие высокой выработанности участка разработки и опережающей обводненности добываемой продукции, в том числе по причине необоснованного выбора уровня депрессии на пласт.
7. С целью обеспечения рентабельности и долгосрочной эффективности ГТМ по зарезке БС, БГС в условиях НГДУ «Азнакаевскнефть» необходимо разработать рекомендации по выбору оптимального режима работы каждой отдельной эксплуатационной скважины (БС, БГС), учитывающие не только ФЕС продуктивного пласта, но также не допускающие соответственного снижения их забойного давления ниже давления, установленного экспериментально для бобриковско-радаевского объекта разработки; и его повышения выше установленного предела для пашийского горизонта.

### Список литературы

1. Л.Г. Рахмаев Анализ эффективности ГТМ при обработке призабойной зоны пласта нагнетательных скважин на Восточно-Ленинградской площади НГДУ «Азнакаевскнефть» / Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 7. – С. 44-46.
2. Ю.А. Гуров Особенности технологии строительства, исследования и эксплуатации боковых и горизонтальных стволов в нефтегазовых скважинах // [http://oilvalley.ru/publikatsii/?PAGEN\\_1=2&SIZEN\\_1=30](http://oilvalley.ru/publikatsii/?PAGEN_1=2&SIZEN_1=30).
3. Хусаинов В.М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика) [Текст]: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17: 25.00.12 / В.М. Хусаинов; ОАО «Татнефть»; науч. консультант д-р техн. наук, проф. Р.Р. Ибатуллин. – М., 2011. – 50 с. : ил.
4. РД 153-39.0 - 674 – 2010 Методические указания, по технико-экономической оценке, планируемых геолого-технических мероприятий / ТатНИПИнефть, Бугульма, 2010 г.
5. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений [Текст] / Р.С. Хисамов [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 2000. – 226 с.

### References

1. Rakhmaev L.G. *Analiz effektivnosti GTM pri obrabotke prizaboynoy zony plasta nagnetatel'nykh skvazhin na Vostochno-Leninogorskoy ploshchadi NGDU Aznakaevskneft'* [Performance analysis of bottomhole zone treatments of injection wells in the Vostochno-Leninogorskaya area of Azknakaevskneft]. *Neftpromyslovoe delo*, 2011, No. 7, 44-46 pp.
2. Gutorov Yu.A. *Osobennosti tekhnologii stroitel'stva, issledovaniya i ekspluatatsii bokovykh i gorizontal'nykh stvolov v neftegazovykh skvazhinakh* [Peculiar aspects of construction, testing and operation of sidetracks and horizontal laterals from oil and gas wells] available at [http://oilvalley.ru/publikatsii/?PAGEN\\_1=2&SIZEN\\_1=30](http://oilvalley.ru/publikatsii/?PAGEN_1=2&SIZEN_1=30).
3. Khusainov V.M. *Uvelichenie izvlekaemykh zapasov nefiti na pozdnej stadii razrabotki krupnogo neftyanogo mestorozhdeniya (teoriya, geologicheskie osnovy, prakrika)* [Incrementing the recoverable oil reserves of a large oil field at the late stage of development (theory, geological principles, practice). Dr.Sc. thesis, Moscow, 2011, 50 p.
4. RD153-39.0 - 674 – 2010 *Metodicheskie ukazaniya po tekhniko-ekonomicheskoy otsenke planiruemykh geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy* [Recommended practices for technical and economic assessment of planned production enhancement operations], TatNIPIneft, Bugulma, 2010
5. Khisamov R.S., *Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin i metody obrabotki rezul'tatov izmereniy* [Well testing and data processing methods]. Moscow: VNIIOENG Publ., 2000, 226 p.

### **Сведения об авторах**

*Гуторов Юлий Андреевич*, доктор технических наук, руководитель департамента анализа и НИР в области ТЭК, региональный координационный научно-технический центр «Нефтяная долина», академик РАЕН, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация  
E-mail: foto-01@inbox.ru

*Низаев Рамиль Хабутдинович*, доктор технических наук, доцент, ведущий научный сотрудник института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация  
E-mail: nizaev@tatnipi.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

### **Authors**

*Yu.A. Gutorov*, Dr.Sc, Head of Research and Analysis in Fuel and Energy Complex, Regional R&D center Neftyanaya Dolina, member of RANS, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russian Federation  
E-mail: foto-01@inbox.ru

*R.Kh. Nizaev*, Dr.Sc., Assistant Professor, Leading Research Associate, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation  
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

*L.G. Rakhmaev*, 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

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