



**ООО "ИННОЙЛ"**

**ИННОВАЦИОННЫЕ  
ТЕХНОЛОГИИ**

**Технология интенсификации  
притока**

423330, Республика Татарстан, г. Азнакаево, ул. Гагарина, д.6  
тел./факс +7-85592-511-44, +7-85592-939-55; [www.innoil.com](http://www.innoil.com); e-mail: [innoil@mail.ru](mailto:innoil@mail.ru)



# МЕХАНИЗМЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ

**Растворение глинистых частиц.** Для этого используют различные варианты кислотных и глинокислотных обработок, направленных на растворение глинистых частиц, однако данные составы воздействуют не только на саму глинистую частицу, а и на силикатные цементы.

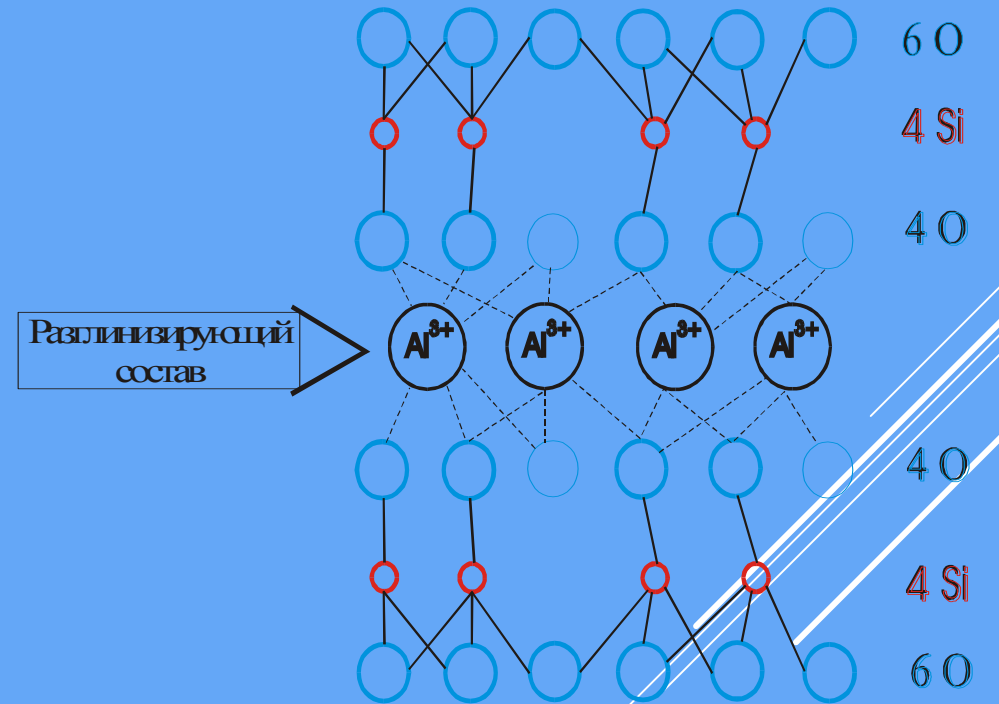
**Изменение обменного комплекса.** Данные технологии предназначены для предотвращения пептизации глинистых частиц, находящихся в пласте. Для этого используют водные растворы электролитов содержащих ионы  $K^+$ ,  $NH_4^+$  которые предотвращают набухание глин. Концентрация электролитов в таком растворе должна превышать концентрацию электролитов, содержащихся в пластовой воде. Наиболее оптимально использовать подобные составы для промывки скважин.

**Разрушение глинистых частиц (разглинизация).** Технология **разглинизации** направлена на разрушение глинистых частиц. В этой технологии используется водный раствор разглинизирующего реагента РР. Механизм реакции заключался в воздействии на кристаллическую решётку глинистой частицы, при этом в ней происходит ослабление структурных связей, что приводит к разрушению глинистых частиц, после чего последние неспособны к пептизации и уплотнению и легко выносятся из порового пространства.



# ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ДОБЫВАЮЩИХ И ПРИЁМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

В центре октаэдра  $Al(O,OH)_6$  располагается катион  $Al^{3+}$ . Вершины октаэдра заняты кислородом или гидроксид ионами. Иными словами кристаллическая решётка глинистых минералов образуется сочетанием кремнекислотных и кислород-гидроксид-алюминиевых слоёв. Соответственно, удалив или связав атом  $Al^{3+}$ , равновесие в кристаллической решётке глинистой частицы нарушается и она распадается на составные части.

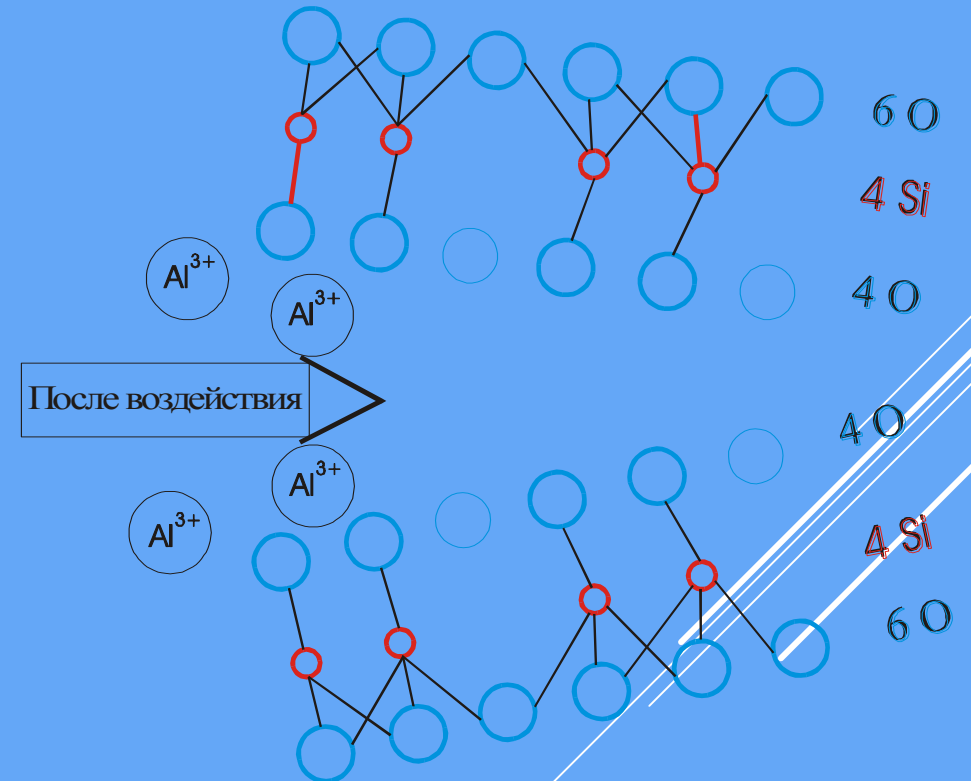




# ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ДОБЫВАЮЩИХ И ПРИЁМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Технология разглинизации направлена на разрушение глинистых частиц

Механизм реакции заключается в воздействии на кристаллическую решётку глинистой частицы, при этом в ней происходит ослабление структурных связей, что приводит к разрушению глинистых частиц, после чего последние неспособны к пептизации, уплотнению и легко выносятся из порового пространства.

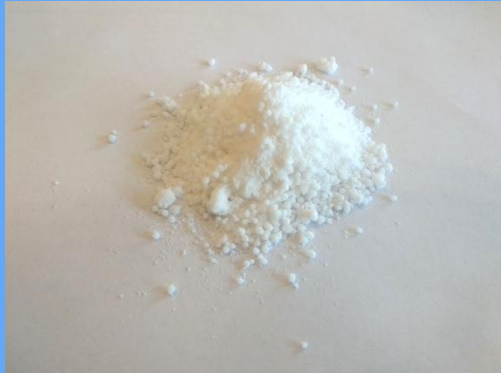


**Данная технология может применяться при проведении работ КРС, ПРС и по безподходной технологии, когда не требуется подъёма скважинного оборудования**



# ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА ДОБЫВАЮЩИХ И ПРИЁМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Реагент РР



Емкость, реагент РР  
глина и ракушки



Засыпаем реагент РР



Заливая воду, готовим  
10%-й раствор РР



В раствор опускаем  
карбонат (ракушка)



Идёт бурная реакция



В раствор опускаем  
образец глины



Идёт бурная реакция с  
полным разрушением  
образца



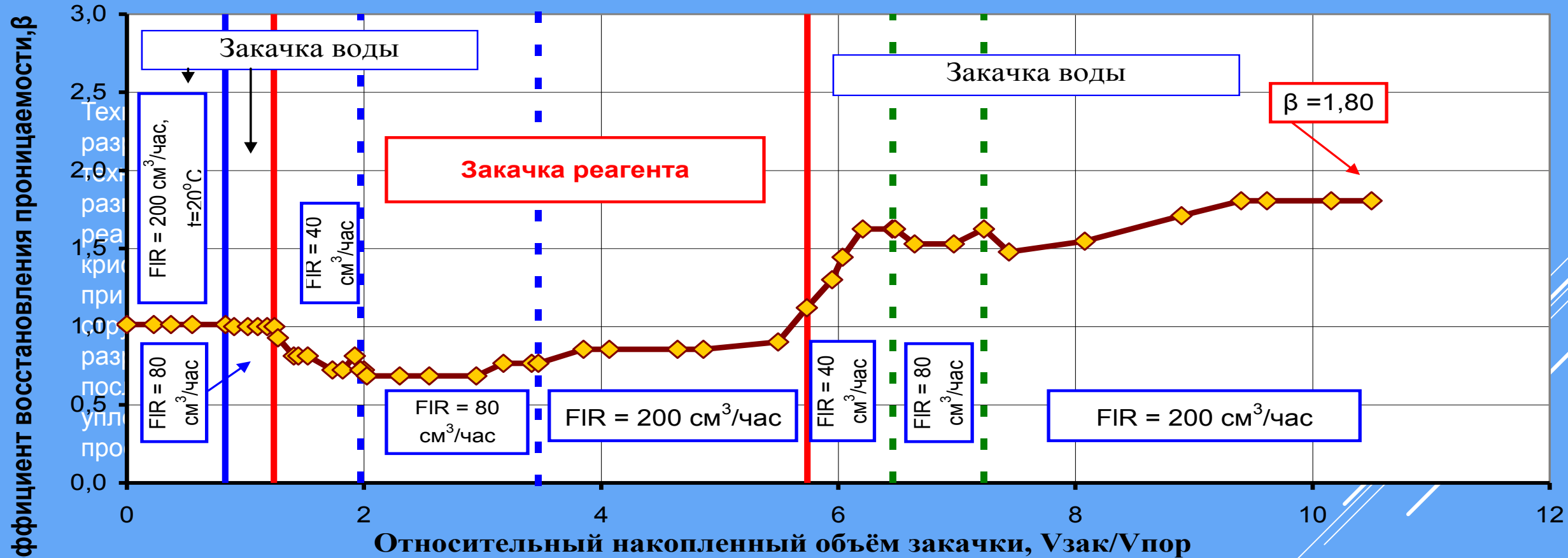


Рис. 1 Изменение коэффициента восстановления проницаемости после воздействия

раствора разглинующего реагента РР 5%-ой концентрации  
 Данная технология может применяться при проведении работ КРС, ПРС и т.п. без применения технологии, когда не требуется подъема скважинного оборудования



## Эксперимент №2

Температура эксперимента 110°C. Начальная проницаемость по воде - 0,218 мкм<sup>2</sup>

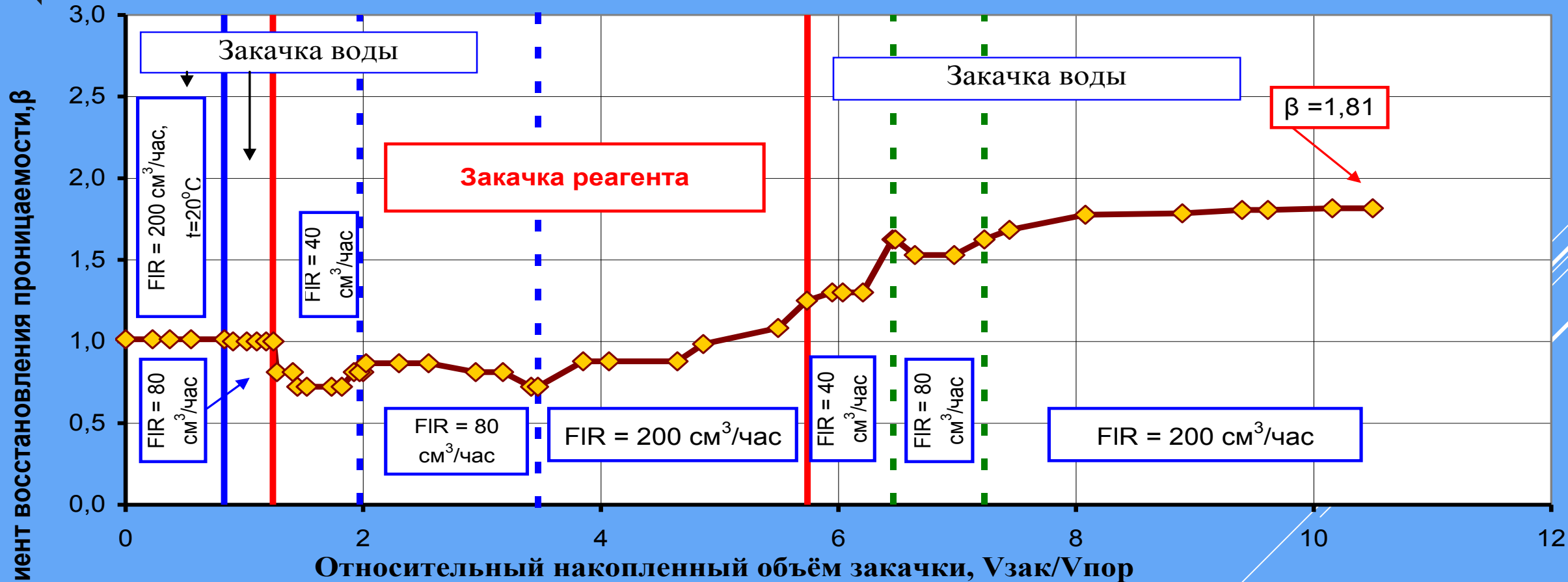


Рис. 2 Изменение коэффициента восстановления проницаемости после воздействия раствора разглинизирующего реагента РР 7%-ой концентрации.

Коэффициент восстановления проницаемости,  $\beta$



Эксперимент №3

Температура эксперимента 110°C. Начальная проницаемость по воде - 0,193 мкм<sup>2</sup>

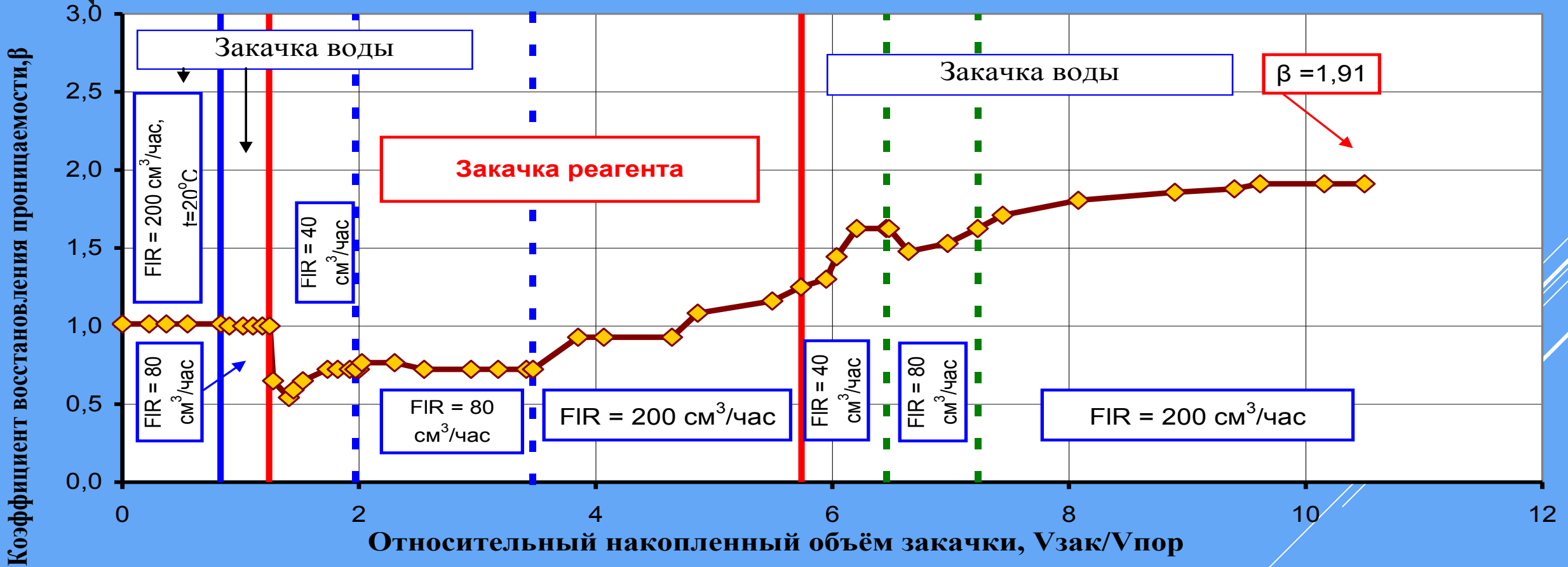


Рис. 3 Изменение коэффициента восстановления проницаемости после воздействия раствора разглинизирующего реагента РР 10%-ой концентрации





### Эксперимент №4

Температура эксперимента 110°C. Начальная проницаемость по воде - 0,360 мкм<sup>2</sup>



Рис. 4 Изменение коэффициента восстановления проницаемости после воздействия раствора реагента: разглинизирующий реагент РР 10%-ой концентрации, соляная кислота 5%-ой концентрации



Эксперимент №5

Температура эксперимента 110°C. Начальная проницаемость по воде - 0,0004 мкм<sup>2</sup>

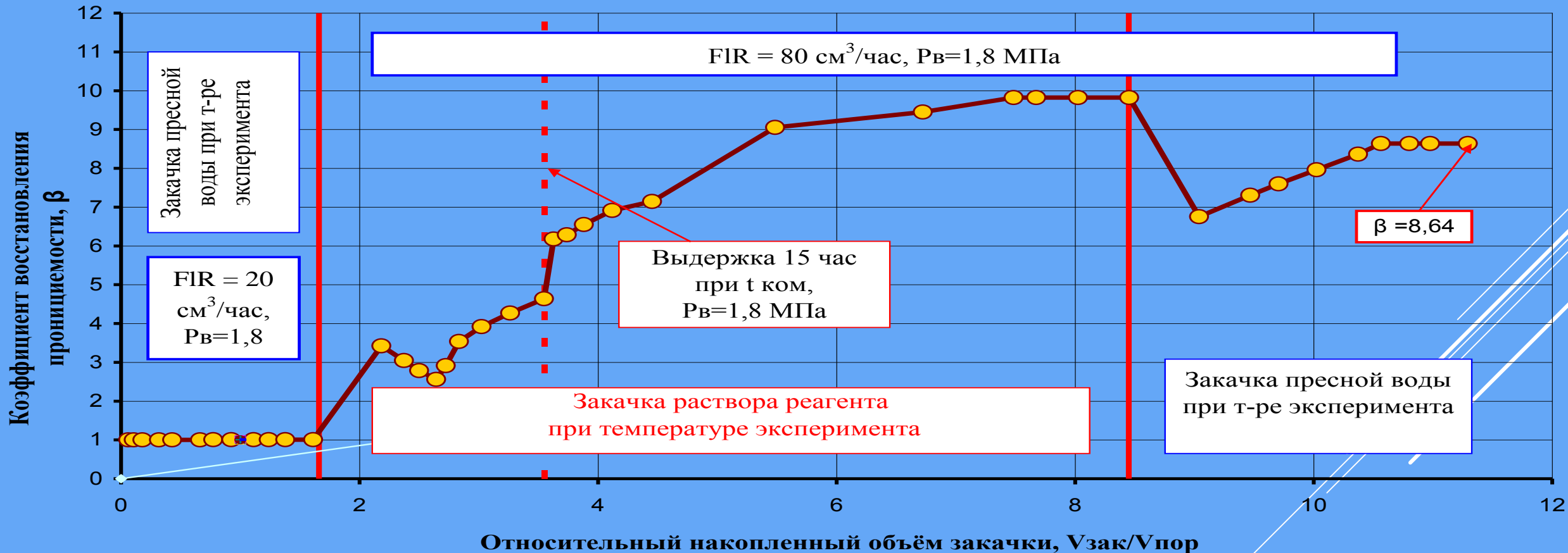


Рис. 5 Изменение коэффицента восстановления проницаемости от воздействия разглинизирующего реагента РР 10%-ой концентрации



## Эксперимент №6

Температура эксперимента 110°C. Начальная проницаемость по воде - 1,834 мкм<sup>2</sup>

Проницаемость по воде после закачки глинистого раствора - 0,006 мкм<sup>2</sup>, Pв= 1,7 МПа, FIR=200 см<sup>3</sup>/час

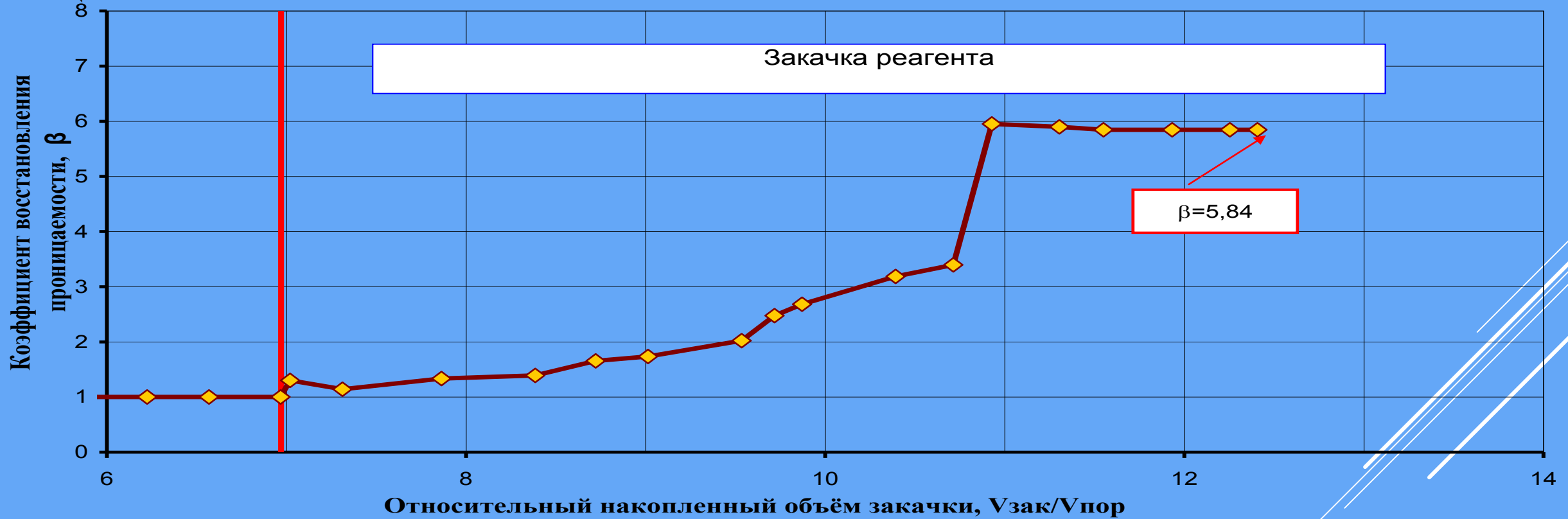
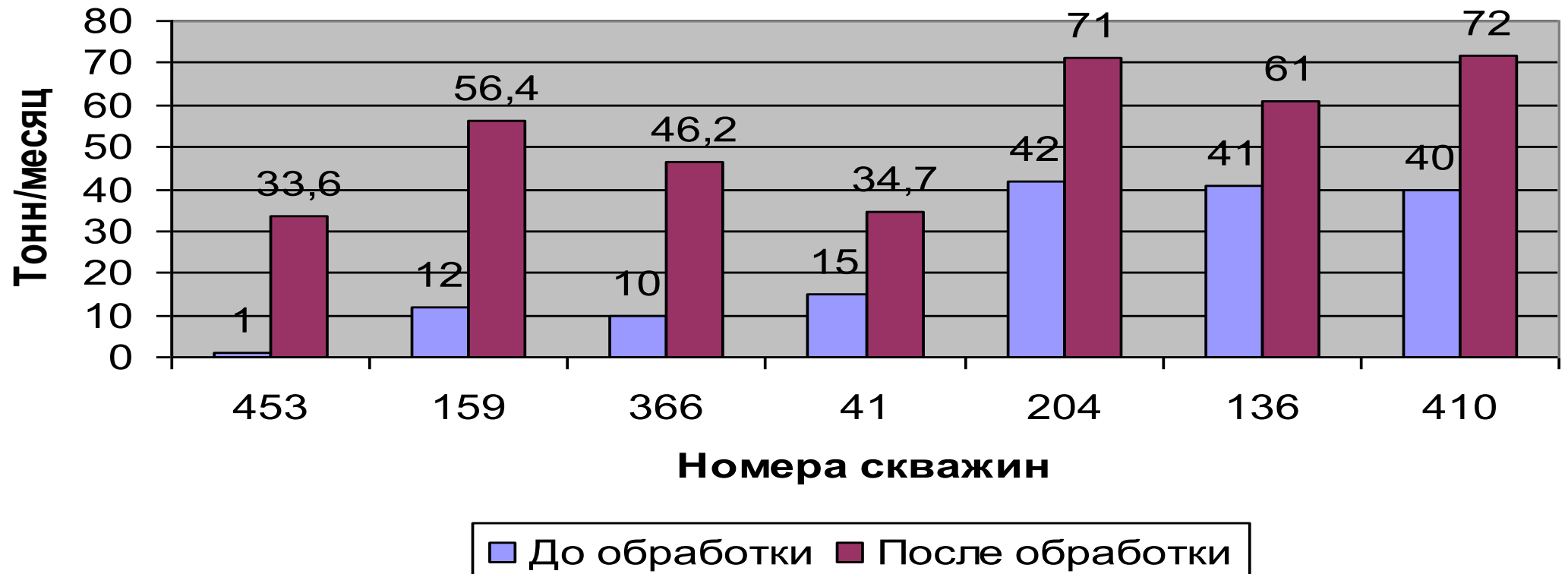


Рис. 6 Изменение коэффициента восстановления проницаемости после воздействия водным раствором разглинизирующего реагента РР 10% концентрации на модель насыщенную глинистым раствором



## Средние показатели работы скважин на месторождении Дыш





Дополнительная добыча нефти в ОАО «Роснефть-Краснодарнефтегаз» полученная по скважинам после воздействия на период до 31.12.2006г

№ п/п	№ скв.	Местор.	Дата обраб.	Вид обраб.	Qн до возд т/мес.	Дополнительная добыча нефти т
1	453	Дыш	25.06.2002	РПЗ	1	1736
2	159	Ключ	16.08.2002	РПЗ	12	2298
3	366	Дыш	04.09.2002	ГПД	10	2482
4	432	Дыш	26.11.2002	РПЗ	34	942
5	41	Дыш	19.01.2003	РПЗ	15	460
6	126	Дыш	04.01.2003	РПЗ	15	21
7	204	Дыш	28.07.2003	РПЗ	42	1151
8	360	Дыш	30.07.2003	РПЗ	12	204
9	136	Дыш	20.10.2003	РПЗ	41	155
10	410	Ю-К	27.10.2003	РПЗ	40	563
11	421	Дыш	31.03.2004	РПЗ	6	837
12	433	Дыш	01.03.2004	РПЗ	30	386
13	436	Дыш	27.05.2004	РПЗ	9	411
Итого:						11646



# ООО «КУБАНЬГАЗПРОМ»

Месторождение	Объём водного раствора РР на 1 скважину, м <sup>3</sup>	Концентрация РР, %	Увеличение дебита газа, раз
Кошехабельское 1 скважина	<b>15,0</b>	<b>10</b>	<b>3</b>
Марковское 3 скважины	<b>7,0</b>	<b>7</b>	<b>от 2 до 7</b>
Кружиловское 4 скважины	<b>4,0</b>	<b>5</b>	<b>От 1,5 до 2,5</b>

Дополнительная добыча за 9 месяцев работы скважин составила **4,19 млн.м<sup>3</sup>** газа на сумму **5,95 млн.** рублей. в ценах 2007года



# ОПЫТ РАБОТЫ В ОАО «ТАТНЕФТЬ»

## Геологическая характеристика объектов

- ▶ Пашийский горизонт  $\Delta_1$  является многопластовым объектом, представленным переслаиванием песчаных, алевролитовых и аргиллитовых разностей терригенных пород. Характерной особенностью Пашийского горизонта является частая смена песчаноалевритовых пород глинистыми разностями как по разрезу, так и по площади. Нижняя граница горизонта проводится по кровле аргиллитовой пачки. Верхняя граница проводится по подошве карбонатной пачки. В настоящее время на месторождении принята схема с выделением в пределах горизонта  $\Delta_1$  восьми пластов верхнепашийской (пласты а, б<sub>1</sub>, б<sub>2</sub>, б<sub>3</sub>) и нижнепашийской (пласты в, г<sub>1</sub>, г<sub>2+3</sub> и д) пачек, которые отличаются по характеру площадного строения.
- ▶ Литологическая характеристика пластов-коллекторов пашийского горизонта для всех песчано-алевритовых пачек близка. Верхнепашийский подгоризонт, в сравнении с нижнепашийским имеет несколько большую глинистость и карбонатность.
- ▶ Разделы между пластами горизонта  $\Delta_1$  слагаются в основном глинисто-алевролитовыми, алеврито-глинистыми и аргиллито-алевролитовыми породами темносерой, серой и зеленовато-серой окраски, иногда с прослоями буровато-серого, глинистого, мелкозернистого доломита.
- ▶ Отложения пласта  $\Delta_0$  кыновского горизонта сложены песчано-алевролитами породами, во многих случаях он монолитен, имеет толщину 2-4м. В целом, всего выделяется 5 основных групп пород, взаимосвязанных между собой: I — разномерные и среднемерные песчаники с размером зёрен 0,13-0,25мм, II — песчаники мелкозернистые и их алевролитовые разности с размером зёрен 0,08-0,02мм, III — алевролиты крупнозернистые и их песчаные разности с размером зёрен 0,06-0,11мм, IV — алевролиты разномерные, песчаные, V — алевролиты мелкозернистые и глинистые разности алевролитов и песчаников.



# НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

## Альметьевская площадь

№ скв.	Приёмистость, м <sup>3</sup> /сут		Давление, атм.		Пласт	Кол-во РР, кг
	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки		
14852	12,6	35,5	131,6	119,6	$\Delta_0$	500
10055	23,9	20,5	113	98	$\Delta_0+\Delta 1_a$	760
20895	11,7	15	133	98	$\Delta_0+\Delta 1_a$	460
11259	4,5	25	122	124	$\Delta_0+\Delta 1_{62}$	740

## Минибаевская площадь

№ скв.	Приёмистость, м <sup>3</sup> /сут		Давление, атм.		Пласт	Кол-во РР, кг
	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки		
20136	133	162	116	108	$\Delta_0$	300
9533	3,5	33	137	143	$\Delta_0+\Delta 1_{63}$	300
11Д	2,8	25	126	130	$\Delta_0+\Delta 1_{63}$	620





# ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ

Залеж №31

№ скв.	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут		Дебит нефти, т/сут		Процент воды. %		Кол-во РР, кг
	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки	
26136	3	2,35	0,6	1,72	77	15	600
6651	1	2,29	0,27	1,76	73	13	400

Абдрахмановская площадь

№ скв.	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут		Дебит нефти, т/сут на 25.12.12.		Процент воды. %		Кол-во РР, кг
	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки	
14168	0,3	4	0,2	3,2	6	6	500
23826	2,8	3	2,3	2,5	4	4	700
24249	1,1	3,5	0,8	2,5	13	16	500
23528	1,1	7	0,9	5,6	7	7	500
361	0,3	3,5	0,3	2,3	23	25	1000
14226	12	13	2,1	2,2	80	80	700
23658	3	3	2,07	2,1	20	20	500
18977	9,5	12	7,2	9,1	12	12	700



## ЛИКВИДАЦИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ПРИХВАТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗГЛИНИЗУЮЩЕГО РЕАГЕНТА РР

Месторождение	Количество реагента РР, кг	Время ликвидации осложнения, час
Скв. № 701 Ромашкинское	720	5
Скв. № 526Д Ромашкинское	300	3
Скв. № 4848 Биклянское	400	3 <sup>10</sup>

Результаты проведенных промысловых работ показывают:

1. С применением разглинизирующего реагента РР происходит резкое сокращение времени ликвидации такого осложнения, как дифференциальный прихват.
2. Данная технология позволяет исключить использование нефти для установки нефтяных ванн.
3. Разглинизирующий реагент РР представляет собой сухой порошок с длительным сроком хранения, что позволяет создавать на буровых аварийный запас и использовать его по мере необходимости, как для ликвидации прихватов, так и для освоения скважин.



## Области применения разглинивающего реагента РР

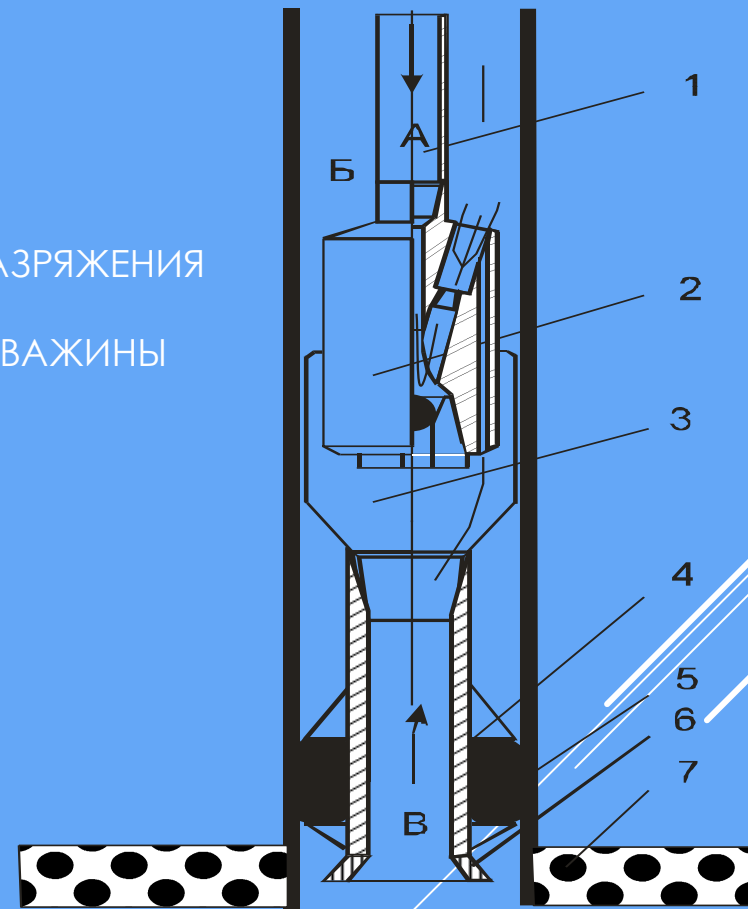
1. Для интенсификации притока (увеличение приёмистости) в добывающих и нагнетательных скважинах.
2. В качестве перфорационной жидкости.
3. При ликвидации дифференциальных прихватов.
4. Для растворения отложений солей в скважине и на оборудовании.
5. Для очистки деталей насосов от отложения солей и ржавчины.



## СХЕМА РАБОТЫ ГПД В СКВАЖИНЕ

Для освоения скважин нами было разработано специальное устройство - гидродинамический пульсатор давления (ГПД), который содержит корпус с выполненным в нём вертикальным каналом для подачи к соплам струйных насосов рабочего агента, от одного и более активных сопел, расположенных в корпусе и сообщающихся с вертикальным каналом при помощи подводящих каналов и соосные с соплами камеры смешения, выполненные под углом  $\alpha$  относительно оси вертикального канала. Корпус ГПД соединён с камерой разряжения, внутренняя полость которой сообщается с камерами смешения посредством подводящих каналов. В процессе работы ГПД в подпакерной зоне создаётся автоколебательный процесс знакопеременных давлений, в результате чего возникает усталостное разрушение пласта в околоствольной зоне с образованием микротрещин.

1. НКТ
2. ГПД
3. КАМЕРА РАЗРЯЖЕНИЯ
4. ПАКЕР
5. СТЕНКА СКВАЖИНЫ
6. ВОРОНКА
7. ПЛАСТ





## РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ГПД НА ТЕВЛИНО-РУССКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

№ п/п	№ скв.	Дебит нефти до обработки т/сут	Дата обработки	Средний дебит нефти после обработки т/сут	Отработано дней	Дополнительно добыто нефти т
1	2934	4,0	21.02.97	8,4	220	965
2	8435	8,2	18.06.97	10,1	133	253
3	7656	41,2	30.07.97	50,4	153	1412
4	7674	18,1	21.05.97	18,6	188	102
5	8431	1,9	27.06.97	4,5	79	205
6	2924	3,0	02.08.97	4,0	22	24
7	3609	11,8	12.03.97	15,7	266	1050,6
8	2159	4,3	29.03.97	5,0	275	193,5
9	3620	6,5	08.04.97	9,1	255	671,6
10	963	2,2	29.08.97	Эффекта нет		
Итого дополнительно добыто нефти по виду обработки						4876,7

Данные по скважинам приведены по состоянию на 01.01.1998г.



## Области применения

1. Для интенсификации притока (увеличения приёмистости) в добывающих и нагнетательных скважинах.
2. Для увеличения механической скорости бурения и проходки на долото с одновременной кольматацией стенок скважины.
3. Добыча нефти.



Генеральному Директору  
ООО «ИННОЙЛ»  
Евгению С.В.

Уважаемый Сергей Владимирович!

ООО «ИННОЙЛ» с 2011 г. оказывает комплексную услугу по сервисному сопровождению при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин на объектах ABSHERON OPERATING COMPANY и KARASU Operating Company, с применением собственного оборудования по бурению «окош». Вырезка «окош» осуществляется как с гидравлического клина-отклонителя (без удара на скважину), так и с механического, с ударом на скважину.

Оборудование ООО «ИННОЙЛ» и персоналом – технический персонал проводит квалифицированную и оперативную работу по зарезке боковых стволов. Прерывание «окош» производится за одну спуско-подъемную операцию. Среднее время на вырезание одного окош составляет 6 часов. Особо хочется отметить, успешно проведенные, уникальные работы по вырезанию «окош» в «окош» не имеющем ОДЗУ, принадлежащей компании ABSHERON OPERATING COMPANY на глубине 4200м.

ООО «ИННОЙЛ» выполняет работы в срок и с высоким качеством, оперативно реагирует на требования Заказчика, использует последние передовые технологии собственного разработок в области эксплуатации скважины, методов зарезки бокового ствола и дальнейшего бурения боковых наклонно-направленных и горизонтальных стволов, проводит системную модернизацию оборудования, которое способствует обеспечению безопасного и безаварийного спуска клин-отклонителя и вырезания «окош» в скважине за один рейс.

Компания обладает всеми необходимыми, высокопрофессиональным персоналом, благодаря которой достигаются высокие технико-экономические показатели.

С уважением,

Сенат Язубов  
Директор  
Филиала в Азербайджанской Республике  
«BIT Caspian Services»



YANIKS Street Plaza E, Bldg 13, Baku, Azerbaijan  
Филиал «BIT Caspian Services»  
+994 11 486 74 84



№ СК-01-2014 Дата 11.09.2014  
на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

ЛУКОЙЛ-КОМИ  
Общество с ограниченной ответственностью

ООО «ИННОЙЛ»

Б.И. Ахметову

Ул. Гагарина, д. 6, г. Азнакаево, 423330

Отзыв о проведенных работах

Уважаемый Булат Ильдусович!

В рамках Договоров №13Y0559 от 13.04.2012 г. и №13Y0560 от 17.09.2012 г. ООО «ИННОЙЛ» предоставляла услуги по вырезанию технологических «окош» в обсадных колоннах Ø178 и 245 мм на Южно-Хмельчуском месторождении ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». В 2013-2014 гг. проведены работы на скважинах №4В, №204, №2В куста №1В, скважине №214 куста №3 Южно-Хмельчуского месторождения.

Все операции проведены качественно, в установленные Заказчиком сроки. Предоставленное оборудование и персонал полностью отвечали требованиям текущих Договоров и пожеланиям технологического отдела Управления по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Отмечаем готовность выполнять пожелания Заказчика для своевременного исполнения производственной программы. Качество предоставляемых услуг и уровень квалификации персонала соответствуют отраслевым требованиям в области вырезания технологических «окош» в обсадных колоннах для реконструкции скважины.

Основным недостатком является отсутствие производственной базы в г.Усинск, что не позволяет оперативно предоставить оборудование для производства работ объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». В случае появления значительного объема работ по реконструкции скважины и желании ООО «ИННОЙЛ» принять участие в тендере ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» необходимо рассмотреть возможность создания производственной базы и запаса оборудования для качественного и своевременного предоставления услуг.

Зам. начальника Управления по бурению

А.Ю. Нефедов

А.О. Максимов  
(82144)57762

# ОТЗЫВЫ

«ТАТБУРНЕФТЬ» ИСК «ЖУК»



ООО «ЖУК «ТАТБУРНЕФТЬ»

ЖАВАПЫЛГЫ  
ЧЫКЛОШУ  
«БУРЕНИЕ»  
ЖОМГЫЯТЕ



ОБЩЕСТВО  
С ОГРАНИЧЕННОЙ  
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«БУРЕНИЕ»

М.Жанат ур. 51, Окмет шаһаре,  
Татарстан Республикасы, 423450

ул. М.Джалил, д.51, г. Алатырьск,  
Республика Татарстан, 423450

Телефон: (8173) 47-72-47; факс: (8173) 47-72-70; e-mail: burenie@rambler.ru  
Р/с: 4070281020009001333; Филиал «Альметьевский центр «ТАТАРСТАН» Банка ЗЕНИТ  
(открытое акционерное общество), к/сч 3010181020000000702;  
БИК: 049203702; ИНН: 1636002647; КПП: 164401901

« 7 » 10 2014 г. № \_\_\_\_\_

О наличии отклонения результатов

Генеральному директору  
ООО «ИННОЙЛ»  
Ахметову Б.И.

Уважаемый Булат Ильдусович!

ООО «Бурение» выражает благодарность ООО «ИННОЙЛ» за эффективную совместную работу по вырезке «окош» в период с 2012г по настоящее время.

За этот период были выполнены совместные работы по реконструкции скважины методом зарезки бокового ствола, а именно ориентированной установке клина и фрезерование «окош» для дальнейшего бурения бокового ствола.

Оборудование предоставляемое компанией ООО «ИННОЙЛ» обеспечивает приемлемое качество, услуги выполнялись в указанные Заказчиком сроки, в соответствии со «стандартами компании ООО «Бурение». Вопросы возникаемые в процессе работы решаются оперативно. Претензий к оказываемым услугам не имеется. За время сотрудничества компания ООО «ИННОЙЛ» заслужила репутацию надежного делового партнера. Надеемся на дальнейшее плодотворное сотрудничество.

Первый заместитель директора по  
производству – главный инженер



А.М.Луконин

Иск. Шаткин М.М.  
Тел. 8 (8555) 47 11 32

«МЕЛЛЯНЕФТЬ»  
АЧЫК АКЦИОНЕРЛИК  
ЖОМГЫЯТЕ



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ  
ОБЩЕСТВО  
«МЕЛЛЯНЕФТЬ»  
423480, Проектир Строителей, дом 51,  
город Алатырьск,  
Республика Татарстан

Тел: (8551) 37 22 40; факс: (8551) 37 22 40; e-mail: mellyanef@yandex.ru  
р/сч 4070281020009001333; Филиал «Альметьевский центр «ТАТАРСТАН» Банка ЗЕНИТ  
(открытое акционерное общество), к/сч 3010181020000000702;  
БИК: 049203702; ИНН: 1636002647; КПП: 164401901

« 30 » 11 2014 г.

О применении водонепроницаемого  
полимера ПБС в ОАО «Меллянефть»

В 2014г при проведении КРС на скважинах ОАО «Меллянефть» был использован водонепроницающий полимер ПБС производства ООО «ИННОЙЛ» г.Азнакаево. После применения для водоизоляционных работ на скважинах с обводненностью 97-99%, был получен положительный результат с первой попытки на всех 3-х скважинах.

Скважины на 30.11.2014 после проведенных работ в июле-августе 2014г продолжают работать со стабильной обводненностью продукции:

№ 515 – 5-8% обводненность, дебит по нефти – 3,5 т/сут;

№ 224 – 63-66 % обводненность, дебит по нефти – 1,5 т/сут;

№ 100 – 77-78% обводненность, дебит по нефти – 1,0 т/сут.

ОАО «Меллянефть» после полученных положительных результатов РИР планирует дальнейшее применение ПБС для ограничения водопритока на скважинах.

Также ПБС успешно использовался для ликвидации поглощения в сернуховских отложениях при зарезке БС на скважине № 1233 в сентябре 2014г.

Главный геолог ОАО «Меллянефть» Галеев Р.Р.

Иск. Язубов Р.Р.  
Тел: (8551) 37 11 32

0 0 2 1 4 0 5

С уважением,  
Заместитель генерального директора  
по бурению



В.А. Яшков

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»  
(АО «Самаранефтегаз»)

Юридический адрес: г. Самара, Самарский район, Российская Федерация, 446271  
ИНН: 6303038888, ОГРН: 10263038888, ОГРНИП: 10263038888

от СК-11.8025 № 001/2014-09-2504

на № \_\_\_\_\_

Рекомендательное письмо.

Компания ООО «ИННОЙЛ» является нашим партнёром в области реконструкции скважин методом бурения боковых стволов с 2011года. Данная компания осуществляет технологическое сопровождение вырезки «окош» в эксплуатационных колоннах с применением оборудования для зарезки боковых стволов INKO собственного производства.

За это время компания ООО «ИННОЙЛ» показала свою способность с полной ответственностью подходить к поставленным задачам, выполнять работы качественно и в срок. Отличительной чертой работы ООО «ИННОЙЛ» является высокий профессионализм, организованность сотрудников компании.

АО «Самаранефтегаз» рекомендует компанию ООО «ИННОЙЛ» как надёжного и стабильного делового партнёра.

# Спасибо за внимание

Мы открыты для сотрудничества в области совершенствования выпускаемой продукции, разработки новых рецептур и изделий.