



ООО Многопрофильная Компания
«ХИМСЕРВИСИНЖИНИРИНГ»

Опыт применения технологий ВПП

Адрес: 117420, Россия, город Москва, улица Наметкина, дом 14, корпус 2, офис 601
тел.: +7 (495) 718-58-12, тел./факс: +7 (495) 332-00-85
e-mail: info@cse-inc.ru • www.cse-inc.ru

Общая информация о компании



Основные показатели работы компании за 2014 г.:

наработано **5 408** т реагентов;

выполнено **359** скв.-обработок.

В технологиях используются
реагенты собственного производства.

Инновационные технологии ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»

Технологии ВПП:

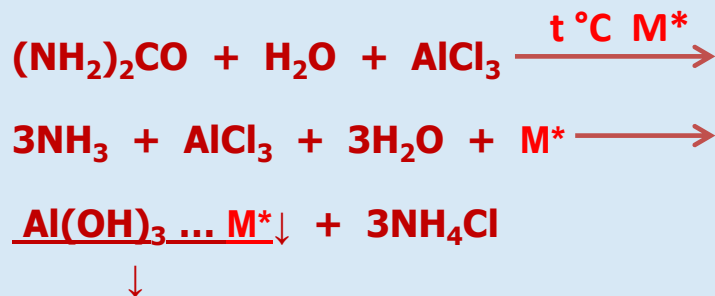
- ❖ *Термотропный состав РВ-ЗП-1*
- ❖ *Полимерная композиция РАG*
- ❖ *Гипан α^+ марок А и В*
- ❖ *ТВ-ЗП-КОР*

Методы регулирования заводнения

- ❖ *Полимерное заводнение*



Гелеобразующий термотропный состав РВ-ЗП-1



Технико-технологические преимущества при использовании реагента:

- для приготовления рабочего раствора используется закачиваемая вода;
- высокая технологичность, использование стандартного оборудования;
- возможность обработки скважин при низких атмосферных температурах (до -35°C);
- реакция гелеобразования обратима (неправильно установленный гелевый барьер устраняется);
- реагент нетоксичен, не нарушает экологию окружающей среды и товарные качества нефти.

Гелеобразующий термотропный состав РВ-ЗП-1

Преимущества по сравнению с аналогами:

- повышение эффективности состава за счет использования мелкодисперсной товарной формы алюминия хлористого и термостабилизирующей гидрофобной присадки на основе кремнийорганического олигомера, что приводит к улучшению реологических свойств и усилению стабильности получаемого геля при повышенных температурах (70 °С и выше);
- состав образует термостабильный гель в условиях пласта и позволяет селективно блокировать его высокопроницаемые промытые участки;
- за счет образования кислой среды в процессе закачивания состав легко фильтруется в низкопроницаемые зоны.
- использование **целевого** сырья при производстве термотропного состава.

Термотропный состав РВ-ЗП-1 (ТУ2458-001-14702906-08 с изм. №1)

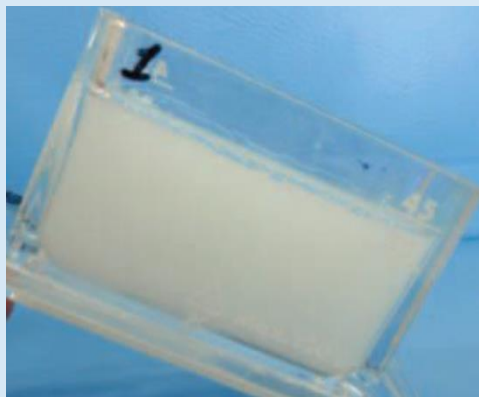
Сравнительная характеристика свойств твердой и жидкой формы РВ-ЗП-1
(лабораторное тестирование в КогалымНИПИнефти)



Параметр	РВ-ЗП-1 МС	РВ-ЗП-1
Внешний вид	Порошок	Жидкость
Массовая доля оксида алюминия, %	10,1	8,2
Рабочая концентрация, %	8–10	20
рН рабочего раствора	3,8	3,3
Плотность раствора, г/см ³	1,053	1,063
Время гелеобразования, час при Т = 90 °С	4–5	16–17
Т = 80 °С	11	41–42
Т = 70 °С	32–33	115

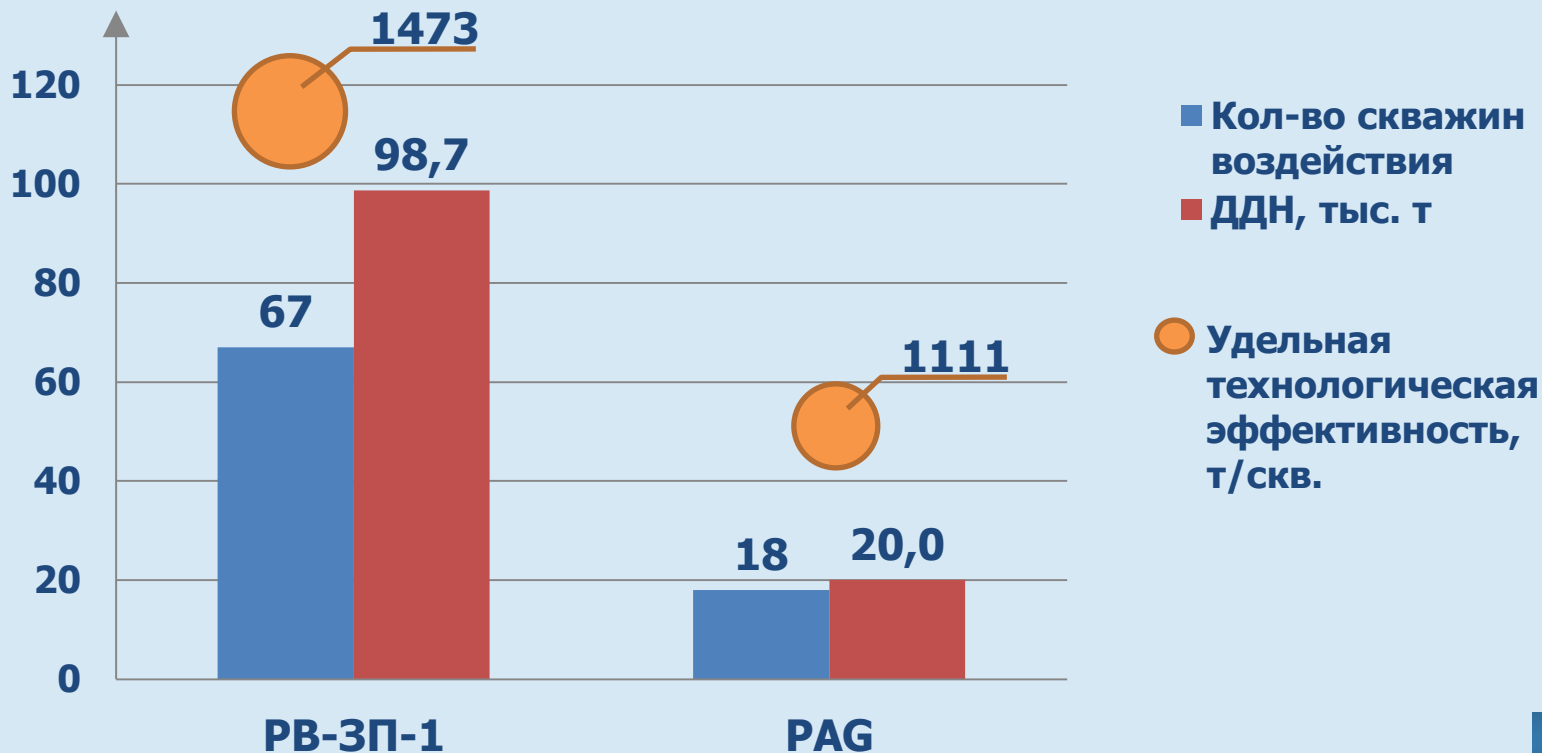
Термотропный состав РВ-ЗП-1 (ТУ2458-001-14702906-08 с изм. №1)

Лабораторное тестирование реагента (ООО РН-УфаНИПИнефть)

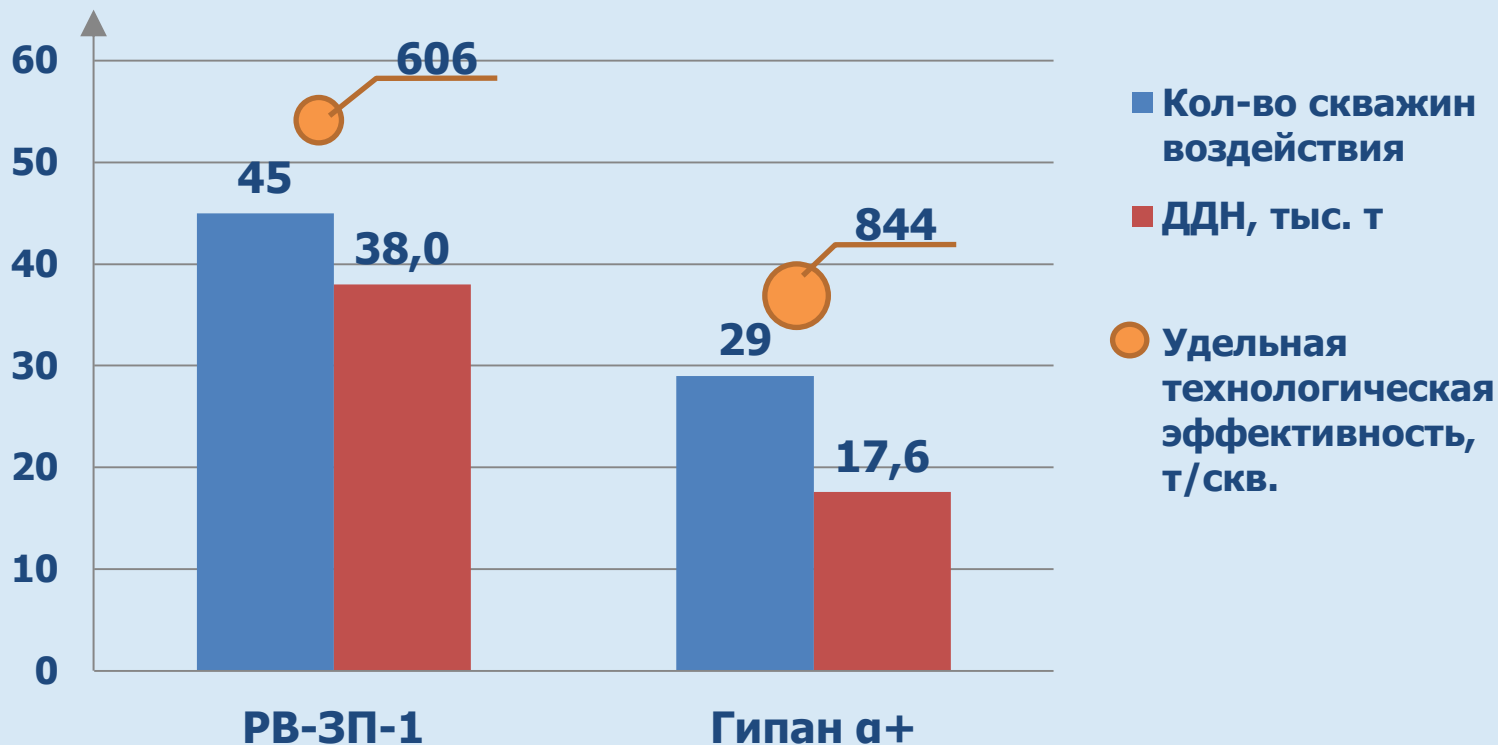


Композиция	Температура, °С	Начальное напряжение сдвига, Па
РВ-ЗП-1 : сеноманская вода = 1:7	75	3,99
	85	5,72
РВ-ЗП-1 МС : сеноманская вода = 1:10	75	5,07
	85	7,13
ГАЛКА, сухая товарная форма : сеноманская вода = 1:10	60	2,31
	70	1,74
	80	0,96

Применение технологий в условиях разработки юрских пластов месторождений ХМАО

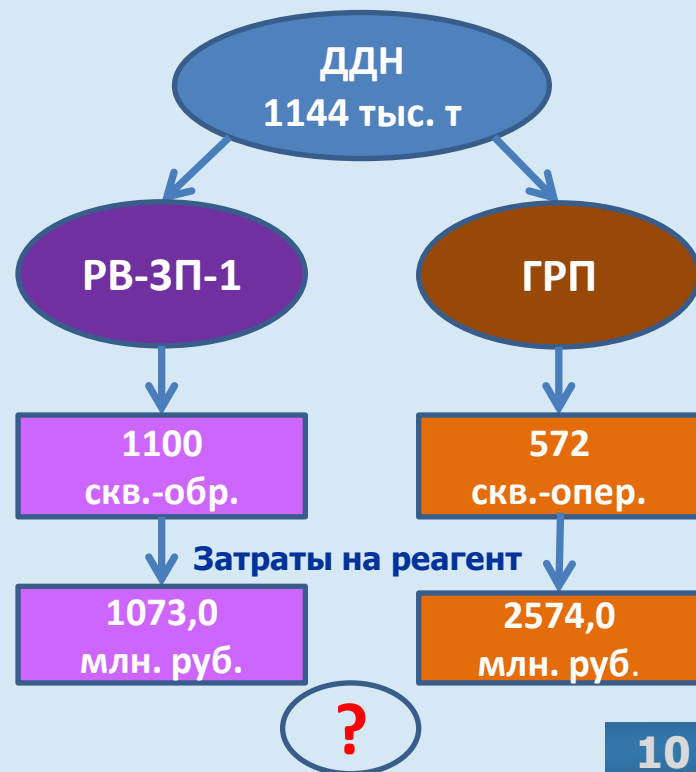


Применение технологий в условиях разработки месторождений ХМАО (пласты АВ1-2, БС10)



Перспективы и прогнозные экспертные расчеты промышленного внедрения РВ-ЗП-1 МС

ВИНК	Предложения в Производ- ственную программу, скв./год	Кол-во реагента, т / Стоимость реагента, млн. руб.	Прогнозная ДДН, тыс. т
ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь»	300	7 500 / 292,5	312,0
ОАО «Газпром- нефть»	400	10 000 / 390,0	416,0
ОАО «НК «Роснефть»	400	10 000 / 390,0	416,0
Итого	1 100	27500 / 1073,0	1144



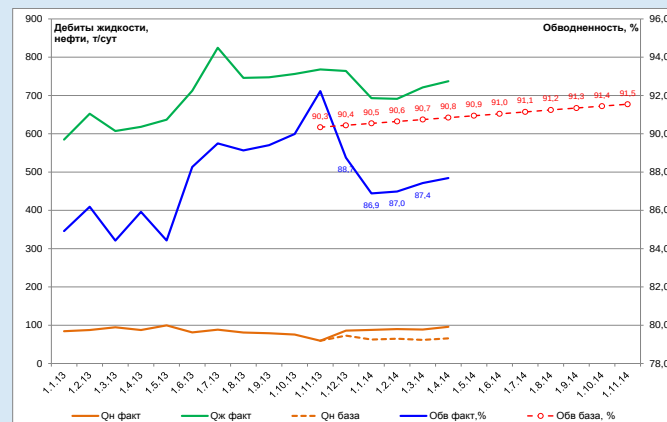
Опыт применения технологии РВ-ЗП-1 (пласт Ю1)

Технология: **РВ-ЗП-1**

Период проведения работ: **ноябрь 2013 г.**

Кол-во скважин: **2**

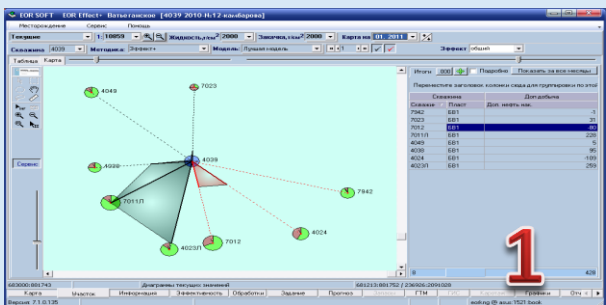
ДДН: **3225 т (за 6 месяцев)**



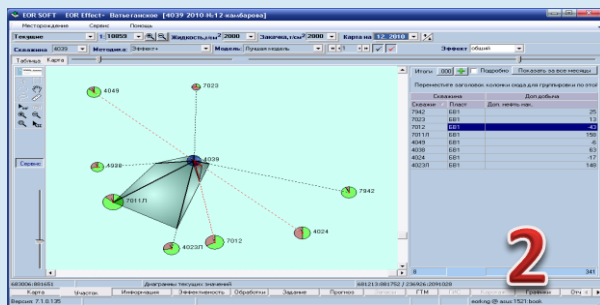
Реагирующие нефтяные скважины

Скв.	ноя. 13			дек. 13			январ. 14			фев. 14			мар. 14			апр. 14		
	Qжид, т/с	% В вес	QN, т/с	Qжид, т/с	% В вес	QN, т/с	Qжид, т/с	% В вес	QN, т/с	Qжид, т/с	% В вес	QN, т/с	Qжид, т/с	% В вес	QN, т/с	Qжид, т/с	% В вес	QN, т/с
314	69,5	90	6,6	68,2	87	8,8	60,6	86	8,6	56,2	85	8,2	60,2	87	8,0	63,3	88	7,7
316	216,1	98	3,4	209,1	97	6,4	196,8	97	6,0	204,8	96	7,6	208,6	96	7,8	211,6	93	14,2
67	75,8	89	8,4	75,2	82	13,5	66,1	78	14,3	63,2	76	15,2	63,5	74	16,4	64,1	72	17,7
228	47,3	89	5,1	47,1	86	6,6	40,8	87	5,4	40,1	86	5,5	39,2	81	7,3	40,2	79	8,5
235	83,6	86	11,9	87,9	81	16,5	83,5	80	16,9	83,5	80	16,7	82,7	81	15,5	80,3	81	15,2
243	87,5	93	5,9	88,7	89	9,5	78,5	87	10,3	78,6	87	10,3	80,9	88	9,7	81,1	88	9,5
69	20,8	64	7,4	22,5	58	9,5	20,2	55	9,0	19,6	55	8,8	20,3	57	8,7	20,5	57	8,9
410P	167,6	94	10,8	165,3	91	15,3	146,5	88	17,1	145,5	88	17,6	165,7	91	15,5	176,3	92	14,2
	768,1	92,2	59,6	763,9	88,7	86,0	693,1	87,3	87,7	691,4	87,0	90,0	721,0	87,7	88,9	737,4	87,0	95,8

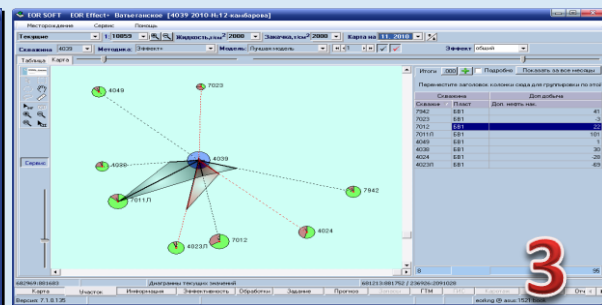
ПК «EOR Effect +»: динамика реагирования скважин окружения



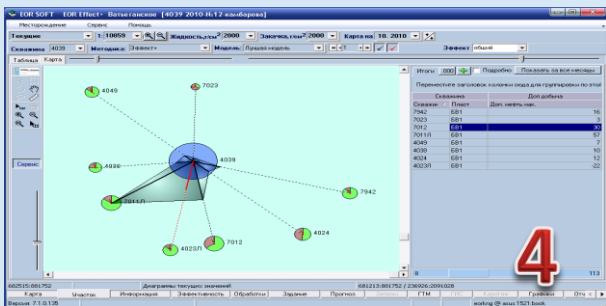
1



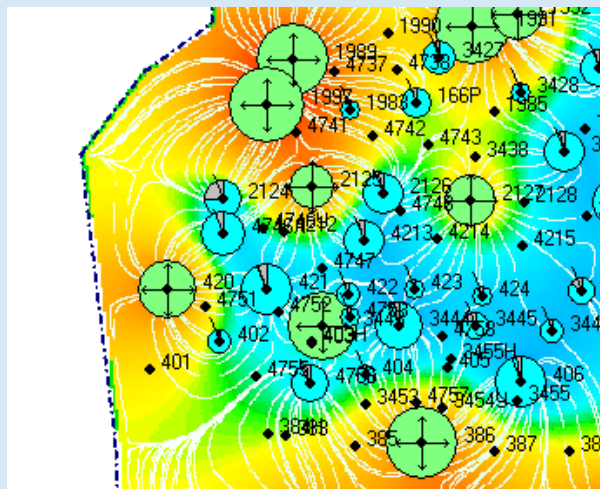
2



3



4



- ПК «EOR Effect +» позволяет выполнять мониторинг изменения дополнительной добычи по реагирующим скважинам в динамике по месяцам.
- Учет взаимного влияния мероприятий в автоматическом режиме.
- Планирование мероприятий.

Полимерная технология PAG (Polymer Adaptation Geology)

Концентрация: ПАА 0,3...0,75%, ацетата хрома 0,03...0,075% (по 100% веществу).

После закачки полимерного состава для увеличения коэффициента вытеснения нефти, а также отмыва призабойной зоны скважины производится закачка в скважину оторочки ПАВ.

Применяется полимер собственного производства: **полиакриламид CSE-1614** (ТУ 2458-016-66875473-2014).

Полимерная система устойчива к высоким температурам, высокой минерализации, напряжению сдвига.

Благодаря хорошей адсорбции на стенках пор происходит снижение проницаемости порового канала, как следствие — перераспределение фильтрационных потоков в пласте.

ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИМЕНЕНИЯ:

- селективность действия на обводненный пласт;
- регулируемое гелеобразование;
- стабильность и устойчивость состава во времени;
- не зависит от пластовой температуры и минерализации воды.



Результаты

лабораторного тестирования

ПАА CSE-1614 в ЦНИПР г. Когалым



Наименование показателей	Норма по ТУ	Установлено анализом
Внешний вид	Гранулированный порошок от белого до желтого цвета	Гранулированный порошок белого цвета
Массовая доля основного вещества, %, не менее	90 +/– 3	91,4
Массовая доля нерастворимого осадка	1,0	0,3
Характеристическая вязкость, дл/г	10–20	17,4
Время растворения, мин. не более:		
- в пресной воде	120	120
- в минерализованной воде	120	140

Проба технической воды	Вязкость условная, сек.		Время гелеобразования, ч.		Время растворения полимера, мин.
	Концентрация ПАА, %		концентрация, % Т = 70–80 °С		
	0,4	0,6	ПАА — 0,4 сш. — 0,004	ПАА — 0,6 сш. — 0,006	
минерализация: 19,9 г/л рН = 8,1; плотность: 1,014 г/см³	29	34	3,5	1,0	160

Результаты лабораторного тестирования

ПАА CSE-1614 в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИНефть»

скорости сдвига 150 с^{-1} в течение 30 суток коэффициент термостойкости в среднем по 4 измерениям составляет 1,17.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты лабораторного тестирования промышленной партии №2 полиакриламида «CSE-1614» (ТУ 2458-016-66875473-2014) показали, что реагент соответствует нормам технических условий, а также технологическим показателям (гелеобразующая способность, реологические свойства, термостабильность).

ПАА «CSE-1614» соответствует заявленным требованиям качества и может использоваться в технологиях ПНП в условиях разработки месторождений Западной Сибири.

Главный специалист отдела ТТДИнГ
филиала «ПермНИПИНефть»

Т.В.Чабина

Инженер отдела ТТДИнГ

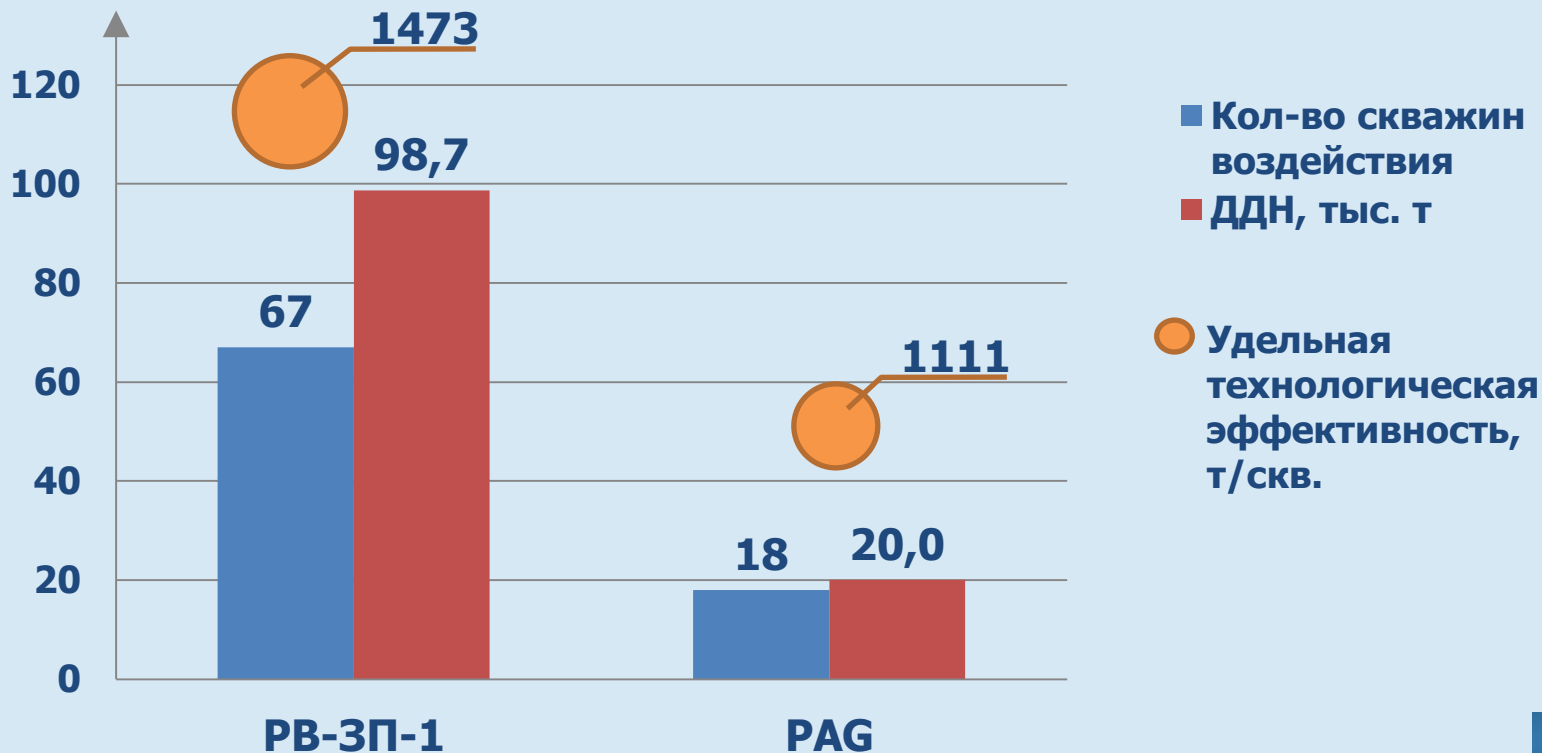
О.Ю.Патокина

Скорость сдвига, с^{-1}	Эффективная вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$			
	0,3%	0,4%	0,5%	0,7%
5	3476	6330	16790	27487
25	1194	1804	1994	4220
50	460	1257	1757	2549
75	402	890	1167	1711
100	341	666	845	1346
125	357	534	674	1062
150	265	448	551	900

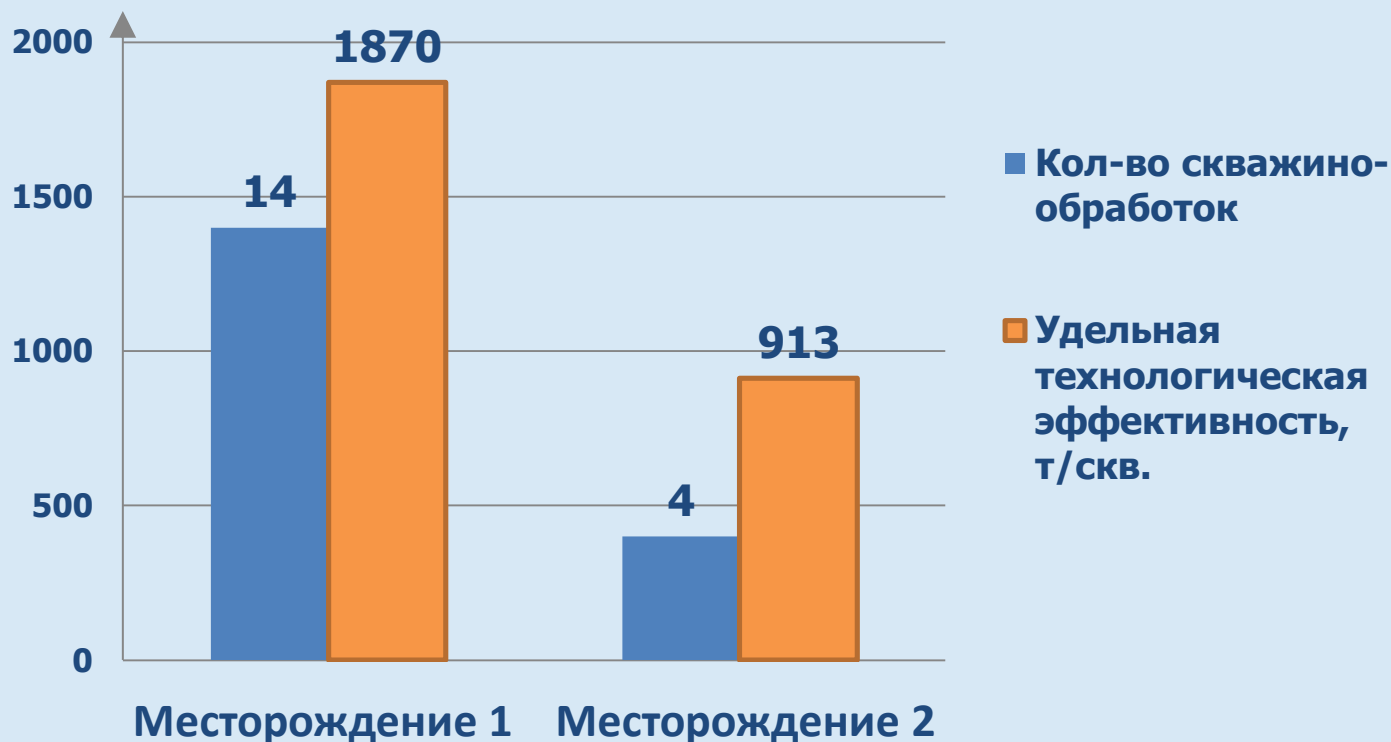
Концентрация		Вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	
ПАА	Ацетат хрома	5 с^{-1}	150 с^{-1}
0,3	0,03	8218	225
0,4	0,04	11381	427
0,5	0,05	11473	819
0,7	0,07	15532	1268



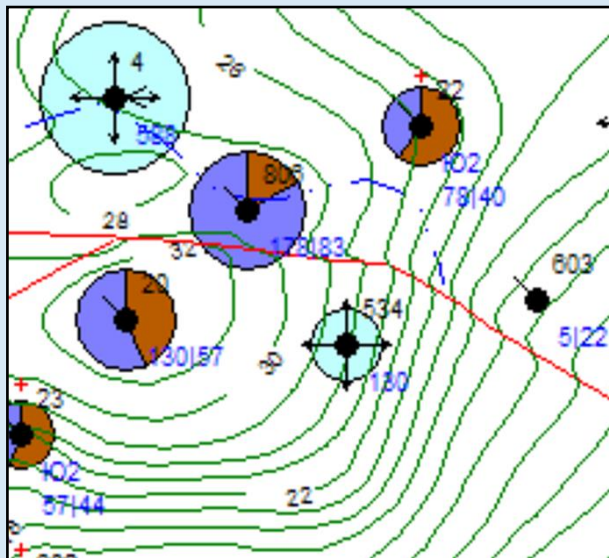
Применение технологий в условиях разработки юрских пластов



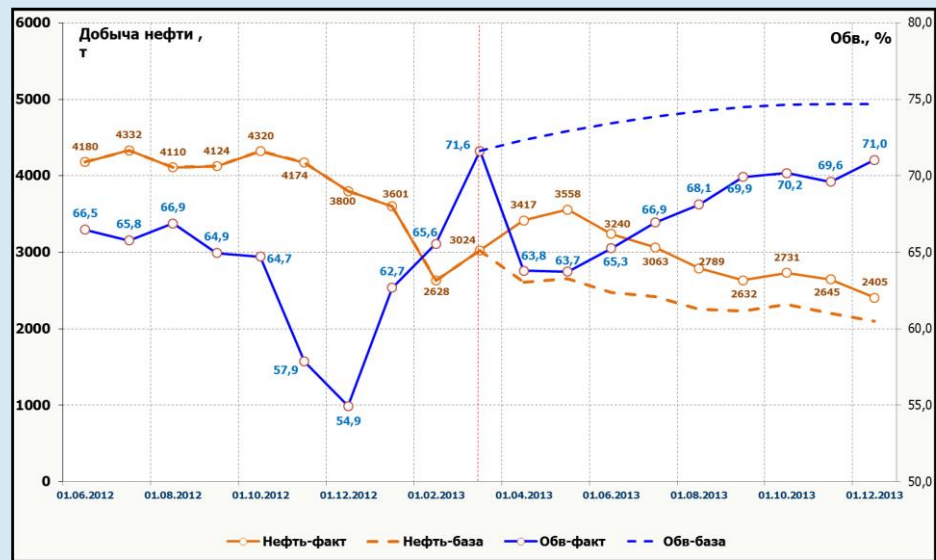
Применение технологии PAG в условиях разработки месторождений Западной Сибири



Применение технологии РАГ, пласт ЮЗ, очаг нагнетательной скважины № 534



Объем закачки: **238 м3**
Период проведения работ: **февраль 2013 г.**
Кол-во реагирующих скважин: **4**



Дополнительная добыча нефти
составила **1171 т**

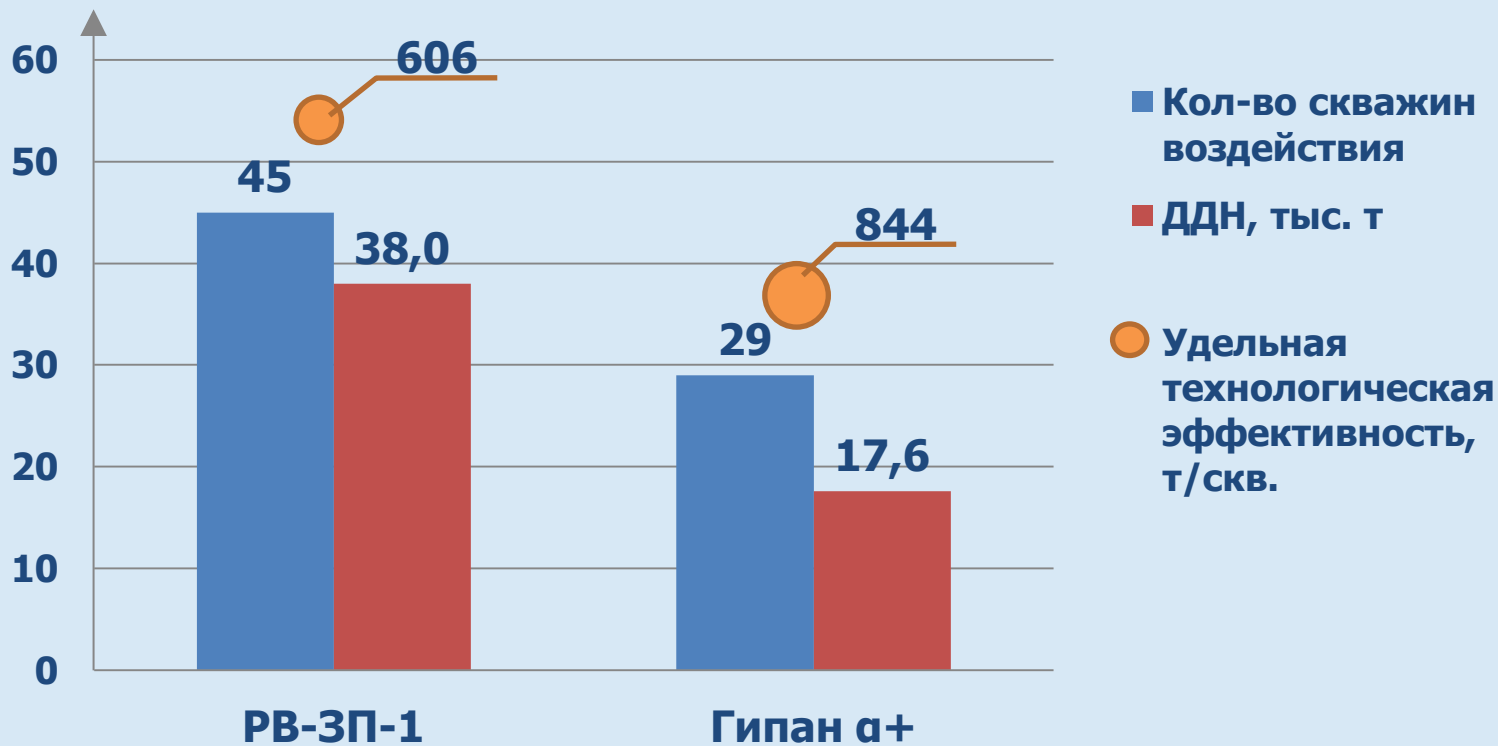
Технология «ГИПАН α^+ »

«ГИПАН α^+ » — двухкомпонентная технология на основе полиакрилонитрила, образующая в пластовых условиях осадок, хорошо адсорбирующийся на стенках породы. В зависимости от второго компонента (гелеобразователь) осадок может приобретать различные свойства — от хлопьевидного до гелеобразного. Технология не чувствительна к температуре пласта и минерализации пластовой воды. Приемистость нагнетательной скважины может составлять от 250 до 600 м³/сут., при приемистости более 600 м³/сут. рекомендуется применение 50–150 м³ меловой (или другой дисперсной) суспензии до и после закачки основного объема рабочего раствора.

Применяемые химические реагенты:

- ☐ реагент «ГИПАН α^+ » марок А, Б (ТУ 2458-003-66875473-2013);
- ☐ гелеобразователь (ГОСТ 450-77 с изм. №№ 1-3);
- ☐ техническая вода — остальное.

Применение технологий в условиях разработки месторождений (пласты АВ1-2, БС10)



Технология «ТВ-ЗП-КОР»

Применяются реагенты: «**АС-CSE-1313**» марки Б (ТУ 2458-013-66875473-2013); **кальций хлористый** (ГОСТ 450-77 с изм. №№1-3).

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

В пласте после смешения растворов и взаимодействия компонентов происходит выпадение объемного гелеобразного осадка, который в дальнейшем образует устойчивую гелеобразную структуру, блокирующую водопромытые интервалы пласта. В результате такого воздействия происходит внутрипластовое перераспределение фильтрационных потоков и вовлечение в разработку слабодренируемых участков нефтяного пласта.

Компонентный рабочий состав:

- ☐ «**АС-CSE-1313**» марки Б — 10...15%;
- ☐ **кальций хлористый** — 3...5%;
- ☐ вода.

Объем закачиваемого раствора определяется в соответствии с геолого-физическими характеристиками объекта разработки, технологических режимов работы нагнетательных скважин. Рекомендуется к применению на скважинах с приемистостью более 200 м³/сут.

Сертификаты ТЭК



Сертификаты ТЭК



Выводы

1. Разработаны новые высокоэффективные составы для промышленного применения в технологиях ВПП:
 - **термотропный состав РВ-ЗП-1** (ТУ 2458-001-14702906-08),
 - **полимерная система РАГ** (ТУ 2458-016-66875473-2014),
 - **гелеобразующий состав** на основе «Гипана α^+ » (марки А, В) (ТУ 2458-003-66875473-2013),
 - **«ТВ-ЗП-КОР»**.
2. Химические методы ВПП направлены на поддержание базовой добычи нефти.
3. Эффект от внедрения ВПП начинается на 2-3-ий месяц после проведения обработок. Продолжительность эффекта составляет 9-14 месяцев.
4. Наибольший эффект достигается при обработке блоков, а не отдельных скважин.
5. Удельная эффективность одной обработки зависит от ГФХ объектов воздействия и варьируется от 700 до 1500 тонн нефти.



ООО Многопрофильная Компания
«ХИМСЕРВИСИНЖИНИРИНГ»

Спасибо за внимание!

По всем интересующим Вас вопросам обращайтесь:

Адрес: **117420, г. Москва, ул. Наметкина, д. 14 корп. 2, офис 601**

тел.: **+7 (495) 718-58-12**, тел./факс: **+7 (495) 332-00-85**

e-mail: **info@cse-inc.ru**

www.cse-inc.ru