

$$\mu_{пл} = 1.0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

Растворы	ПАВ			ПАА			АСК		
	1	3	5	1	3	5	1	3	5
$M$ кг/с									
$p_{заб}$	30.7	32.25	33.75	33.75	41.25	48.75	40	60	80
$p_{икт}$	30.75	32.25	33.75	33.75	42.25	48.70	40	60	80
$p_{уст}$	10.36	12	13.7	13.37	21.03	28.8	7.45	27.6	47.8
$p_{наг}$	10.16	11.8	13.6	13.17	20.87	26.7	7.13	27.3	47.5

$$\mu_{пл} = 2.0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$$

Растворы	ПАВ			ПАА			АСК		
	1	3	5	1	3	5	1	3	5
$M$ кг/с									
$p_{заб}$	30.3	31.1	31.8	31.8	35.4	39.4	35	45	55
$p_{икт}$	30.3	31.1	31.8	31.8	35.4	39.4	35	45	55
$p_{уст}$	10	10.86	11.8	11.5	15.41	19.4	24.5	12.5	23
$p_{наг}$	9.76	10.7	11.7	11.3	15.25	19.38	21.3	12.3	22.5

Из анализа табличных данных следует, что для рассматриваемых темпов подачи наименьшее давление закачки имеют растворы поверхностно-активных веществ. С ростом темпа подачи увеличение величины необходимого давления для ПАВ и ПАА незначительное, заметный рост наблюдается для АСК. Имеет место аномалия: при некоторых значениях скорости подачи, вязкости пластовой жидкости и нагнетание АСК может быть реализовано при низких давлениях закачки как это видно из таблицы:  $p_{наг} = 7.13$  МПа при  $M=1$  кг/с,  $\mu_{пл} = 1.0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  и  $p_{наг} = 12.3$  при,  $M=3$  кг/с,  $\mu_{пл} = 2.0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$

УДК 622.278

### ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОКИСЛОТНОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА (ГКРП) ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ

*Тулегенова Г. М.*

*-Атырауский университет нефти и газа*

*Досказиева Г.Ш*

*.-к.т.н., профессор Атырауский университет нефти и газа*

*Tulegenova G.M*

*.-Atyrau University of Oil and Gas*

*Doskazyeva G.Sh*

*.-candidate of technical sciences, professor in Atyrau University of Oil and Gas*

[DOI: 10.31618/ESU.2413-9335.2019.1.58.40-44](https://doi.org/10.31618/ESU.2413-9335.2019.1.58.40-44)

#### АННОТАЦИЯ.

В работе с целью оценки эффективности метода гидрокислотного разрыва пласта, производится теоретический расчет дебита скважины после проведения ГКРП и сравниваются расчетные данные с результатами, полученными при кислотной обработке призабойной зоны пласта и гидроразрыва пласта по отдельности.

#### ANNOTATION

In order to evaluate the effectiveness of the Hydroacid Reservoir method, a theoretical calculation of well production is performed after the Hydroacid Reservoir and the calculated data is compared with the results obtained during acid treatment of the bottomhole formation zone and the Hydro Reservoir Rupture.

**Ключевые слова:** гидроразрыв пласта, гидрокислотный разрыв пласта, призабойная зона пласта, коэффициент извлечения нефти

**Key words:** hydraulic fracturing, hydraulic acid fracturing, bottomhole formation zone, oil recovery factor

Применение ГРП как элементы разработки, т.е. создание гидродинамической системы скважин с трещинами гидроразрыва, дает увеличение темпа

отбора извлекаемых запасов, повышения нефтеотдачи за счет вовлечения в активную разработку слабодренлируемых зон и пропластков и увеличения

охвата заводнением. Увеличение производительности скважин после проведения ГРП определяется соотношением проводимостей пласта и размерами трещины, причем коэффициент продуктивности скважины возрастает неограниченно с ростом длины трещины. ГРП сочетается с мероприятием обработки призабойной зоны скважины (ПЗС) путем создания высоких давлений на забоях скважин закачкой в пласт специальных жидкостей при больших расходах. Для предотвращения смыкания образующихся трещин их заполняют наполнителем (песком, пропантом), который вводят вместе с жидкостью – песконосителем. В работах [1,2] предложена модель определения характеристик пластов и скважин, с помощью, которой может быть решена задача интенсификации притока жидкости с применением гидрокислотного разрыва пласта (ГКРП). Эта модель позволяет рассчитать длину проникновения раствора (кислоты) и проводимость трещины и предусматривает две стадии ГКРП: на первой стадии – введение расклинивающего агента, на второй – закачка в пласт кислоты. Массированные кислотные обработки пласта с параметрами закачки близкими к ГРП, как показывает практика [3], улучшают фильтрационные характеристики призабойной зоны низкодебитных скважин. Такие операции позволяют снизить рабочие депрессии на 25-30 % от начальных, замедлить темп роста депрессионных воронок и темп снижения устьевых и забойных давлений.

Успешность ГКРП в значительной степени зависит от правильного выбора объекта для проведения операций, используемой технологии гидроразрыва, грамотного подбора скважин для обработки [4]. При анализе геолого-физических свойств следует учитывать неоднородность пласта по простиранию и расчлененность по толщине, обеспечивающие высокую эффективность гидроразрыва за счет приобщения к разработке зон и пропластков, не дренированных ранее. Проницаемость пласта не должна превышать  $0.03 \text{ мкм}^2$  при вязкости нефти до  $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  и  $0.03\text{-}0.05 \text{ мкм}^2$  при вязкости нефти до  $50 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . В пластах более высокой проницаемости эффективен локальный ГРП, который дает значительный эффект в основном как средство обработки призабойной зоны. Глубина залегания пласта, которая, как правило, не должна превышать  $3500 \text{ м}$  и определяет требования к технологии ГРП, характеризующейся созданием в пласте системы каналов с низким фильтрационным сопротивлением, позволяющих существенно интенсифицировать отбор нефти из низкопроницаемых коллекторов.

Для улучшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) низкопроницаемых пластов проводят [5] ГРП и ГКРП путем создания высоких давлений на забоях скважин закачкой в пласт специальных жидкостей при больших расходах. Практика показывает, что ГКРП в настоящее время является

одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин как при обработке ПЗС, так и при глубоко проникающем воздействии на продуктивный пласт для интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов.

Наибольшего повышения уровня добычи нефти, можно достичь при использовании комбинированного вида воздействий. При этом гидродинамические методы воздействия разделяются на две группы.

При реализации методов первой группы в нагнетательных скважинах производится: циклическое заводнение, обеспечивается переменность фильтрационных потоков, осуществляется обработка призабойной зоны пласта, улучшаются режимы работы скважин. В добывающих скважинах методы включают оптимизацию изменения отбора воды, изоляционные работы, физико-химические обработки призабойной зоны скважины, забуривание вторых и горизонтальных стволов.

Вторая группа методов воздействия основана на изменениях первоначально принятых систем размещения скважин и воздействия. Роль этих методов на технико-экономические показатели разработки весьма велика, и поэтому они индивидуально обосновываются в проектных документах. При этом под воздействием на призабойную зону пласта понимается комплекс осуществляемых в скважинах работ, по изменению фильтрационных характеристик вскрытых пластов или физико-химических свойств насыщающих жидкостей в непосредственной близости от скважины с целью повышения или восстановления продуктивности (приемистости) скважин и улучшения охвата пласта воздействием. Эти методы носят в основном типовой характер, обеспечивают выполнение проектных показателей, направленный главным образом на достижение проектных коэффициента извлечения нефти (КИН), поскольку реальные геолого-физические условия месторождений всегда сложнее, чем принимаемые в первоначальных проектно-технологических документах. Их применение с одной стороны приводит к увеличению текущей нефтеотдачи пластов, с другой - в отдельных случаях повышения конечного коэффициента извлечения нефти (КИН).

С целью оценки эффективности метода ГКРП, произведем теоретический расчет дебита скважины после проведения ГКРП и сравним расчетные данные с результатами, полученными при кислотной обработке ПЗП и ГРП по отдельности. Рассмотрим пласт толщиной  $h$  и радиусами контура питания  $R_k$  и скважины  $R_c$ . Предполагаем, что пласт до проведения ГРП и кислотной обработки имеет зону пониженной проницаемости  $k_2 = const$  в виде кольцевой области  $R_c < r < R_1$ . Дебит вычисляется по формуле:

$$Q_0 = \frac{2\pi\varepsilon_1\Delta p}{\ln(R_k/R_c) + S_0}, S_0 = (\varepsilon_1/\varepsilon_2 - 1)\ln(R_1/R_c). \quad (1)$$

Сначала вычислим дебит скважины после обработки специальными растворами, радиус фронта проникания  $R_\phi$  за время  $T$ , который определяется из закона сохранения массы:

$$\pi h m (R_\phi^2 - R_c^2) = \int_0^T Q(t) dt$$

где  $h$  и  $m$  - соответственно толщина, и пористость пласта. В том случае, когда  $Q(t)$  известная функция времени, независимо от типа пласта и характера фильтрации имеем:

$$R_\phi = R_c \left[ 1 + \frac{W(T)}{\pi h m R_c^2} \right]^{1/2},$$

где  $W(T) = \int_0^T Q(t) dt$  - объем жидкости, поступившей в пласт за время  $T$ , в частности при  $Q = Q_0 = const$ ,  $W(t) = Q_0 T$ . Для обработки кольцевой области ПЗП  $R_c < r < R_1$ , требуется выдавливать в пласт жидкость с объемом:

$$W(T) = W_0 = \pi h m (R_1^2 - R_c^2).$$

При  $W < W_0$  будет обрабатываться кольцевая область  $R_c < r < R_3$  (где  $R_3$  - внешний радиус области  $R_3 \leq R_1$ ). Обозначим через  $k_a$  и  $\mu_a$  проницаемость кольцевой области ПЗП и вязкость выдавливаемой жидкости. Моделируем ПЗП двумя кольцевыми областями  $R_c < r < R_3$  и  $R_3 < r < R_1$  с соответствующими параметрами  $(k_a, \mu_a)$  и  $(k_2, \mu)$ , а удаленная часть -  $(k_1, \mu)$ . При отсутствии гидроразрыва полагаем  $k_1 \geq k_2$ .

Скин-фактор будет определяться зависимостью:

$$S_k = \left( \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} - 1 \right) \ln(R_1 / R_c) - \frac{\varepsilon_1(\varepsilon_a - \varepsilon_2)}{2\varepsilon_2\varepsilon_a} \ln \left( 1 + \frac{W(T)}{\pi m h R_c^2} \right), \quad (2)$$

где  $\varepsilon_1 = k_1 h / \mu$ ,  $\varepsilon_2 = k_2 h / \mu$ ,  $\varepsilon_a = k_a h / \mu_a$ .

С помощью формулы (2) можно вычислить дебит скважины после обработки призабойной зоны кислотными композициями. Коэффициент продуктивности выражается формулой:

$$\chi_k = \frac{\ln(R_k / R_c) + S_0}{\ln(R_k / R_c) + S_k}, \quad S_0 = \left( \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} - 1 \right) \ln(R_1 / R_c). \quad (3)$$

Если в формуле (2)  $\varepsilon_2$  заменить на гидропроводность  $\varepsilon_2 = k_2 h / \mu$ , то получаем выражения для скин-эффекта  $S_{kp}$  и коэффициента продуктивности и  $\chi_{kp}$  после проведения ГКРП:

$$S_{kp} = \left( \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} - 1 \right) \ln(R_1 / R_c) - \frac{\varepsilon_1(\varepsilon_a - \varepsilon_2)}{2\varepsilon_2\varepsilon_2} \ln \left( 1 + \frac{W(T)}{\pi m h R_c^2} \right),$$

$$\chi_{kp} = \frac{\ln(R_k / R_c) + S_0}{\ln(R_k / R_c) + S_{kp}}. \quad (4)$$

При отсутствии кислотной обработки, получаем параметры скин-фактора и коэффициента продуктивности из выражения:

$$S_p = \left( \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} - 1 \right) \ln(R_1 / R_c), \quad \chi_p = \frac{\ln(R_k / R_c) + S_0}{\ln(R_k / R_c) + S_{kp}}. \quad (5)$$

На рисунке 1 представлены графики зависимости коэффициента увеличения продуктивности  $\chi = Q/Q_0$   $\beta = R_1/R_c$  при  $\varepsilon_0 = 2$  (а),  $\varepsilon_0 = 4$  (б),  $\varepsilon_0 = 2$ ,  $\nu_1 = 0.2$  и различных значениях отношения  $\varepsilon_2/\varepsilon_a$

$$1 - \varepsilon_2/\varepsilon_a = 0; \quad 2 - \varepsilon_2/\varepsilon_a = 0.2 \quad 3 - \varepsilon_2/\varepsilon_a = 0.4 \quad 4 - \varepsilon_2/\varepsilon_a = 0.6; \quad 5 - \varepsilon_2/\varepsilon_a = 0.8$$

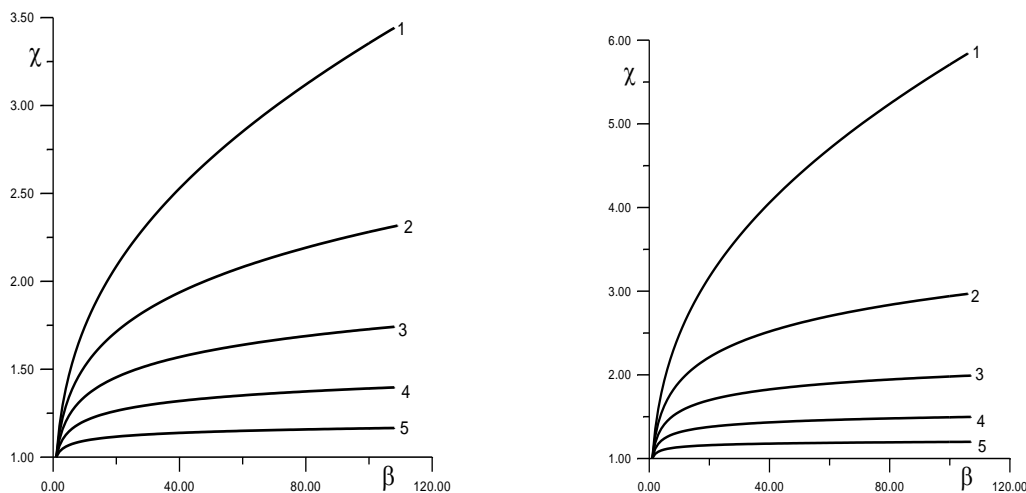


Рисунок 1- Графики зависимости коэффициента увеличения продуктивности

$\chi = Q/Q_0$   $\beta = R_1/R_c$  при  $\varepsilon_0 = 2$  (а),  $\varepsilon_0 = 4$  (б),  $\varepsilon_0 = 2$ ,  $\nu_1 = 0.2$  и различных значениях отношения  $\varepsilon_2/\varepsilon_a$

Эффект кислотной обработки сильно проявляется при значениях отношения  $0 \leq \varepsilon_2/\varepsilon_a < 0,3$ . При  $\varepsilon_2/\varepsilon_a > 0,3$ , коэффициент продуктивности мало зависит от параметра скважины  $\beta = R_1/R_c$ . Для оценки эффективности ГКРП были проведены расчеты коэффициента  $\chi$  при проведении отдельно кислотной обработки (формула 2), ГРП (формула 4) и совместном выполнении ГКРП (формула 3) в последовательности ГРП и кислотная обработка ПЗП. Результаты расчетов для двух значений  $\varepsilon_2/\varepsilon_a$  и различных отношений  $E_1/E_2 = \eta$  представлены на рисунке 2. Анализ полученных кривых показывает, что совместное действие кислотной обработки ПЗС и гидроразрыва пласта в зависимости от отношений  $\varepsilon_2/\varepsilon_a$  и  $E_1/E_2 = \eta$  может увеличить дебит скважины до 5- 6 раз. При дифференциальном применении увеличение дебита может достичь 2- 3 раз.

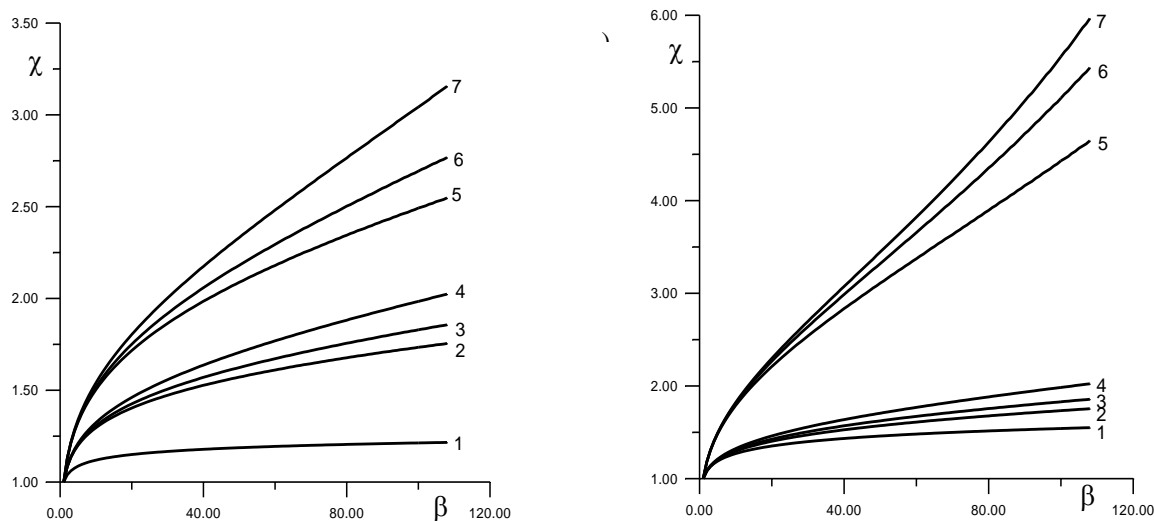


Рисунок 2 - Графики зависимости коэффициента продуктивности

$$2,5 - \eta = 1; 3,6 - \eta = 0.5; 4,7 - \eta = 0.3$$

$\chi = Q/Q_0$  от отношения  $\beta = R_1/R_c$  в случае кислотной обработки ПЗП (кривая 1), ГРП (кривые 2,3,4) и ГКРП (кривые 5,6,7) при  $\varepsilon_2/\varepsilon_a = 0.75$  (а),  $\varepsilon_2/\varepsilon_a = 0.5$  (б),  $\varepsilon_0 = 2$ ,  $\nu_1 = 0.2$  и различных значениях отношения  $E_1/E_2 = \eta$

#### Список использованных источников

1. Гусев С.В., Бриллиант Л.С., Янин А.Н. Результаты широкомасштабного применения ГРП на месторождениях Западной Сибири. Материалы совещания «Разработка нефтяных и газовых месторождений», (г. Альметьевск, 1995). - М.: ВНИИОЭНГ. 1996. - 340 с.

2. Жданов С.А., Константинов С.В. Проектирование и применение гидроразрыва пласта в системе скважин // Нефтяное хозяйство. - 1995. №9. - с.24-25.

3. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. - М.: Недра. - 1986. - 198 с.

4. Константинов С.В., Гусев В.И. Техника и технология проведения гидравлического разрыва за рубежом. - М. - 1985. - 60 с. (Обзор информ. / ВНИИОЭНГ, сер. Нефтепромысловое дело). 5. Хаиров Г., Мурзабеков Т., Курбанов Н., Котов В., Хаиров М.

Интенсификация добычи нефти // Промышленность Казахстана. - 2004. - №12. - с.28-29.

### МОДЕРНИЗАЦИЯ СГУСТИТЕЛЯ «АО РУСАЛ АЧИНСК»

*Дудковский, Д. А.  
Дашкевич Р. Я.*

*Сибирский федеральный университет, институт цветных металлов и материаловедения,  
г. Красноярск.*

#### АННОТАЦИЯ

В работе представлена технологическая схема выщелачивания спека, выполнен анализ работы сгустителей, выявлены «узкие места» в конструкции, предложены мероприятия по их устранению.

#### ANNOTATION

The paper presents a technological scheme of leaching of SPECA, the analysis of the thickeners, identified "bottlenecks" in the design, proposed measures to eliminate them.

**Ключевые слова:** сгуститель, выщелачивание, гидродинамическая модель.

**Key words:** thickener, leaching, hydrodynamic model

В технологической схеме производства глинозема важное место занимает передел сгущения шлама, этот передел является одним из "узких мест" глиноземного производства и влияет на общую эффективность производства и характеристики конечного продукта. Научным исследованиям взаимодействия между частицами и жидкостью, исследованиям процессов сгущения посвящено множество работ [1-6] Поэтому совершенствование системы управления процессом сгущения и промывки шлама является актуальной научной задачей.

При получении глинозема из нефелинов способом спекания важным переделом является сгущение и промывка нефелинового шлама. Эффективность работы этого передела в значительной степени определяет уровень извлечения глинозема. Для промывки и сгущения нефелинового шлама по проекту на АО «РУСАЛ Ачинск» были установлены фильтры-сгустители, которые впоследствии были реконструированы в сгустители (рис. 1).