

## АДАПТАЦИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (СКВ) НА ЗАЛЕЖАХ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

### Adaptation of sulphuric acid treatment on carbonate reservoir layers

Based on experience generalization of sulphuric acid treatment the results and models are presented making it possible to select technological parameters of the treatment depending on geological characteristics of the layer structure and technological features of well production and layers with the aim of achieving maximum profit.

В.В. Мухаметшин,  
Уфимский  
государственный  
нефтяной технический  
университет

При проведении соляно-кислотного воздействия на призабойную зону скважин важно, исходя из особенностей строения пласта и технологических особенностей работы скважин и залежей подобрать те значения технологических параметров обработок, которые позволят получить максимальную прибыль.

Для решения этой задачи по залежам высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах турнейского яруса Северо-западной части Башкортостана был проведен геолого-промысловый анализ влияния на успешность и эффективность проведения соляно-кислотных обработок (СКО) различных геолого-технологических параметров.

В качестве независимых переменных рассматривались: эффективная нефтенасыщенная толщина ( $H_3$ ), средняя толщина нефтенасыщенных пропластков ( $H_{\Pi}$ ) и их количество ( $n$ ), коэффициент пористости пласта в скважине ( $M_{\Gamma}$ ), доля пород-коллекторов в общей толщине пласта ( $K_{\Pi}$ ), время с начала эксплуатации скважины до момента проведения СКВ ( $t$ ), максимальный дебит скважины до проведения СКВ ( $Q_{Hmax}$ ), дебит ( $Q_{H1}$ ), обводненность ( $f_1$ ), накопленная добыча нефти ( $Q_{нак}$ ) скважины на момент проведения СКВ, объем ( $V_K$ ) и максимальное давление ( $P_{зак}$ ) закачки кислоты в пласт. В качестве функций отклика использовались следующие параметры эффективности: абсолютный ( $\mathcal{E}_1$ ) и относительный ( $\mathcal{E}_2$ ) прирост дебита нефти; абсолютное ( $\mathcal{E}_3$ ) и относительное ( $\mathcal{E}_4$ ) снижение обводненности продукции; общий прирост добычи нефти за время эффекта ( $\mathcal{E}_5$ ); относительное увеличение коэффициента продуктивности скважин ( $\mathcal{E}_6$ ).

Выделение геолого-технологических параметров, оказывающих наибольшее влияние на успешность проведения СКО, велось с использованием последовательной процедуры Вальда. Информативность определялась по критерию Кульбака [1].

Наличие столь значительного количества критериев эффективности и использование различных объемов информации обусловлено необходимостью решения поставленной задачи на различных стадиях разработки и в условиях ограниченного объема информации о залежах (в связи с недостаточными объемами промысловых исследований, вследствие причин организационного и финансового характера), а также при изменении тактики и стратегии предприятия в рыночных условиях. Это позволит гибко реагировать на изменения внутренних и внешних условий функционирования.

Анализ распределений скважин в зависимости от изменения значений информативных геолого-технологических параметров, где критерием эффективности являлся прирост дебита нефти, показал, что успешность существенно возрастает по скважинам, имеющим худшие коллекторские свойства и большую геологическую неоднородность. При  $H_{\Pi} < 4,2$  м,  $n > 3$ ,  $M_{\Gamma} < 13,3\%$ ,  $K_{\Pi} < 0,66$  доли ед. успешность составляет более 50%. Низкие коллекторские свойства и повышенная геологическая неоднородность является причиной слабой выработки пласта в зоне дренажа скважины и обуславливает наличие резерва добычи нефти с одной стороны и наличие значительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта с другой стороны.

На необходимость наличия резерва добычи нефти указывает тот факт, что воздействие желателно проводить на скважинах со сроком эксплуатации менее 160 месяцев и с накопленной добычей нефти менее 24,6 тыс. т. В то же время вероятность возрастает по скважинам, имеющим большее значение  $O_{\text{HMAX}}$ . Этот факт объясняется засорением призабойной зоны из-за выпадения смол, асфальтенов и парафинов в результате интенсивной добычи нефти и значительного снижения пластового давления в зоне дренажа.

Важным моментом при проведении СКО является определение объемов закачиваемой в пласт кислоты. Эти объемы зависят от геологических особенностей пласта в месте вскрытия его скважиной и технологических особенностей работы скважин и залежей. Использование значимых зависимостей позволили получить неравенства для определения объемов закачиваемой кислоты и давлений закачки:

$$\begin{aligned} V_K > 0,71 H_3; & & V_K > 0,175 f_1; \\ V_K > 1,49 H_{\text{П}}; & & V_K > 4,4 \cdot 10^{-4} Q_{\text{HAK}}; \\ V_K > 0,059 Q_{\text{H1}}; & & P_{\text{MAX}} < 0,98 V_K. \end{aligned}$$

Неравенства позволяют проводить диагностирование необходимого объема кислоты по максимальному значению параметра.

Однако полученные результаты носят вероятностный характер. Для получения возможности однозначного ответа на вопрос об успешности были рассчитаны значения суммарных диагностических коэффициентов (СДК) и установлены интервалы, в которых эффект однозначно положителен. Этот интервал изменяется от 8,9 до 66,8.

Использование распределений СДК позволяют путем изменения технологических параметров воздействия переводить скважины из зон с отрицательным эффектом и зон неопределенности в зону с положительным эффектом.

Распределение скважин в зависимости от изменения значений информативных геолого-технологических параметров, где критерием эффективности являлось снижение обводненности добываемой продукции показало, что при  $H_3 > 11,5$  м,  $H_{\text{П}} > 4,3$  м,  $n < 3$ ,  $K_{\text{П}} < 0,73$  доли ед.,  $M_{\text{Г}} < 13\%$  успешность проведения воздействия составляет более 50%. Желательно, чтобы значения технологических параметров были следующие:  $t < 118$  мес,  $Q_{\text{HAK}} < 17,8$  тыс. т,  $Q_{\text{HMAX}} < 349$  т/мес.,  $Q_{\text{H1}} > 77$  т/мес.,  $V_K < 7,5$  м<sup>3</sup>,  $P_{\text{ЗАК}} < 7,6$  МПа.

Полученные неравенства также позволяют на качественном уровне проводить диагностирование успешности проведения обработок, как в пределах анализируемых месторождений, так и близких им по геолого-промысловой характеристике путем перебора скважин по соответствующим информативным признакам, а также приближенно оценивать параметры воздействия. Однако эти результаты, также как и в случае, когда критерием эффективности являлся прирост дебита нефти, позволяют оценивать только вероятность эффективного воздействия и не могут дать однозначный ответ. С целью получения такого ответа были рассчитаны значения СДК. Установлено что при изменении СДК от 14,4 до 40,9 успешность СКО однозначно положительная.

Сопоставление результатов исследования по обоим вариантам показало, что значительное количество скважин в первом варианте входило в группу, по которым был получен положительный эффект, а во втором варианте — в группу, по которым не был получен эффект, и наоборот, то есть часто с увеличением дебита нефти имеет место и увеличение обводненности продукции.

Сравнение интервалов изменения значений значимых параметров, в которых успешность применения воздействия более 50%, по обоим вариантам указало на наличие общих интервалов. Значения этих интервалов представлены в таблице 1.

Именно общие интервалы объясняют тот факт, что в некоторых скважинах после проведения воздействия наряду с увеличением дебита нефти произошло снижение обводненности добываемой продукции.

Таблица 1. Интервалы изменения значений значимых геолого-технологических параметров, в которых успешность СКО более 50%

Интервал по вариантам		Общий интервал по вариантам 1 и 2
1	2	
$H_3 > 7,7$	$H_3 > 11,5$	$H_3 > 11,5$
$M_{\text{Г}} < 13,3$	$M_{\text{Г}} < 13,0$	$M_{\text{Г}} < 13,0$
$K_{\text{П}} < 0,66$	$K_{\text{П}} < 0,79$	$K_{\text{П}} < 0,66$
$t < 160$	$t < 118$	$t < 118$
$Q_{\text{HMAX}} > 180$	$Q_{\text{HMAX}} < 349$	$280 < Q_{\text{HMAX}} < 349$
$Q_{\text{H1}} < 125$	$Q_{\text{H1}} > 77$	$77 < Q_{\text{H1}} < 125$
$Q_{\text{HAK}} < 24,6$	$Q_{\text{HAK}} < 17,8$	$Q_{\text{HAK}} < 17,8$
$7,5 < P_{\text{MAX}} < 9,0$	$P_{\text{MAX}} > 7,6$	$7,6 < P_{\text{MAX}} < 9,0$

**Таблица 2.** Интервалы изменения значений геолого-технологических параметров, в которых успешность СКО более 50%

Интервалы по варианту	
$H_{II} < 4,6$	$H_{II} > 4,2$
$n > 3$	$n < 3$
$V_K > 7,8$	$V_K < 7,5$
$V_K/H_3 > 0,71$	$V_K/H_3 < 0,65$
$V_K > 0,71H_3$	$V_K < 0,65H_3$

Также одновременное увеличение дебита нефти и обводненности скважин объясняется отсутствием общих интервалов по отдельным параметрам (табл. 2).

Следует особо отметить отсутствие общего интервала изменения объемов и удельных объемов закачиваемой кислоты. Результаты показывают, что в погоне за дополнительной добычей нефти можно получить существенный рост обводненности добываемой продукции.

Полученные результаты позволяют использовать их для геолого-технологического обоснования повышения успешности проведения соляно-кислотных обработок скважин.

На втором этапе проводилось построение моделей для полученного прогноза эффективности СКО, отражаемой с помощью различных параметров.

Построение моделей осуществлялось с помощью шагового регрессионного анализа [2].

При использовании полного объема информации (вариант 1) получены следующие модели:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_1 &= 468 - 0,38t + 0,21Q_{H\max} - 0,76Q_{H1} - 40,0f_1 + 8,18 \cdot 10^{-5}Q_{\text{нак}} + \\ &+ 15,6H_3 - 71,4H_{II} - 6,64M_r - 81,1n + 7,03V_K; \\ \mathcal{E}_2 &= 2254,1 + 0,76t - 1,62Q_{H1} + 38,8f_1 + 0,001Q_{\text{нак}} + 104,5H_3 - \\ &- 407,4H_{II} - 73,0M_r - 430,0n + 19,3V_K/H_3 + 8,50P_{\text{зак}}; \\ \mathcal{E}_3 &= -108,2 - 0,24t + 0,23Q_{H\max} - 0,35Q_{H1} - 41,2f_1 - 3,54 \cdot 10^{-5}Q_{\text{нак}} - \\ &- 11,1H_3 + 20,1H_{II} + 6,98M_r + 36,6n - 4,06V_K; \\ \mathcal{E}_4 &= -5677,3 - 2,78t + 0,024Q_{H\max} + 2,57Q_{H1} - 603,0f_1 - 0,013Q_{\text{нак}} - 212,9H_3 + \\ &+ 658,2H_{II} + 206,9M_r + 886,7n - 15,9V_K - 10,8P_{\text{зак}} + 1405,1K_{II}; \\ \mathcal{E}_5 &= 2184,2 - 2,09t + 0,79Q_{H\max} - 4,18Q_{H1} - 225,5f_1 + 0,001Q_{\text{нак}} + \\ &+ 67,8H_3 - 393,7H_{II} + 6,01M_r - 430,7n + 56,3V_K; \\ \mathcal{E}_6 &= 24,1 + 0,0001t + 0,23Q_{H\max} - 0,046Q_{H1} + 5,31f_1 - 1,78 \cdot 10^{-5}Q_{\text{нак}} + \\ &+ 1,79H_3 - 1,94H_{II} - 2,12M_r - 3,92n + 0,043V_K. \end{aligned}$$

При использовании параметров, отражающих геолого-физические свойства пласта в точке вскрытия его скважиной и технологию воз-

действия (вариант 2), получены следующие модели:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_1 &= -80,7 + 9,91H_3 - 33,9H_{II} + 3,74M_r - 13,9n + \\ &+ 212,6V_K/H_3; \\ \mathcal{E}_2 &= 1036,3 + 4,00H_3 - 63,3H_{II} - 82,0M_r + 16,7n + \\ &+ 412,1V_K/H_3; \\ \mathcal{E}_3 &= -151,0 - 6,04H_3 + 21,3H_{II} + 1,56M_r + \\ &+ 37,7n - 1,47V_K; \\ \mathcal{E}_4 &= -3837,5 - 79,7H_3 + 294,5H_{II} + 200,3M_r + \\ &+ 358,8n - 37,3V_K; \\ \mathcal{E}_5 &= 492,5 + 9,61H_3 - 246,3H_{II} + 27,0M_r - \\ &- 152,8n + 101,85V_K; \\ \mathcal{E}'_5 &= 0,035H_3 - 0,466H_{II} + 0,058M_r - 0,264n + \\ &+ 0,616V_K; \end{aligned}$$

При использовании параметров, отражающих технологические особенности работы скважин и залежей, а также технологию воздействия (вариант 3), получены следующие модели:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_1 &= 1,59 - 0,41t + 0,26Q_{H\max} - 0,84Q_{H1} - 67,7f_1 + \\ &+ 0,00001Q_{\text{нак}} + 9,63V_K; \\ \mathcal{E}_2 &= 255,4 - 0,65t - 2,38Q_{H1} - 405,1f_1 + 34,7V_K; \\ \mathcal{E}_3 &= 39,9 - 0,21t - 0,08Q_{H1} - 15,0f_1 - 5,28V_K + \\ &+ 0,46Q_{H\max}; \\ \mathcal{E}_4 &= -42,7 - 104,3V_K - 1,70t + 1,30Q_{H\max} + 1,62Q_{H1} + \\ &+ 414,6f_1; \\ \mathcal{E}_5 &= -132,7 + 69,0V_K - 1,81t + 1,28Q_{H\max} - 4,24Q_{H1} - \\ &- 249,7f_1; \\ \mathcal{E}_6 &= 2,95 + 0,189V_K - 0,017t + 0,015Q_{H\max} - \\ &- 0,044Q_{H1} - 2,91f_1. \end{aligned}$$

Значения относительных погрешностей по варианту 1 изменяются от 19,4 до 48,9%, составляя в среднем 31,7%. С использованием ограниченного объема информации погрешности, естественно, несколько увеличиваются и составляют в среднем по варианту 2—40,4%, по варианту 3—37,2%, т.е. полученные зависимости имеют скорее количественно-качественный характер. Иначе говоря, они могут быть использованы при выборе скважин для проведения соляно-кислотных обработок путем сравнения их по значениям какого-либо показателя эффективности. Планирование приростов дебитов ( $\mathcal{E}_1$ ,  $\mathcal{E}_2$ ) и добычи ( $\mathcal{E}_3$ ) нефти, снижения обводненности ( $\mathcal{E}_3$ ,  $\mathcal{E}_4$ ) и изменение коэффициента продуктивности ( $\mathcal{E}_6$ ) по отдельным скважинам приводят к значительным погрешностям, однако планирование этих показателей по группам

скважин (не менее 7—10) дает вполне удовлетворительные результаты.

Анализ полученных моделей показывает, что в подавляющем большинстве (93%) направление влияния геолого-технологических параметров на эффективность воздействия не изменилось при использовании ограниченного объема информации.

С увеличением значений эффективной нефтенасыщенной толщины и уменьшением значений средней толщины нефтенасыщенных пропластков, их количества и пористости, приросты дебитов и добычи нефти, а также коэффициентов продуктивности возрастают. При этом наблюдается увеличение прироста обводненности продукции скважин.

Практически по всем параметрам эффективность воздействия снижается (за исключением  $\mathcal{E}_6$ ) с увеличением времени с момента пуска скважины в эксплуатацию до момента проведения СКВ. Этот факт объясняется истощением запасов пластовой энергии и снижением резерва добычи по мере выработки запасов нефти.

С увеличением обводненности (за исключением параметра  $\mathcal{E}_6$ ) также происходит снижение эффективности воздействия, что подтверждает результаты других исследователей. С ростом максимального дебита скважины до проведения СКВ и снижением дебита нефти на момент воздействия эффективность обработок увеличивается.

Особо необходимо отметить то, что с течением времени, по мере увеличения обводненности продукции, соляно-кислотная обработка приводит к большему увеличению продуктивности. Однако это не говорит об эффективности с точки зрения увеличения дебитов и дополнительной добычи нефти и уменьшения обводненности продукции. С увеличением времени эксплуатации скважины и с увеличением обводненности прирост дебитов и добычи нефти и уменьшение обводненности на единицу изменения коэффициента продуктивности снижается.

С увеличением накопленной добычи нефти на момент проведения воздействия увеличивается прирост дебитов и добычи нефти, но при этом увеличивается и обводненность.

Увеличение объемов закачиваемой кислоты также ведет к росту дебитов, дополнительной добычи нефти и коэффициента продуктивности, но также растет и обводненность добываемой продукции.

Снижение максимального давления закачки кислоты уменьшает относительный прирост дебита нефти, но при этом имеет место и снижение относительного прироста обводненности. Исходя из вышеизложенного, выбор технологических показателей воздействия должен производиться с учетом того, что излишняя закачка кислоты и высокое давление закачки может привести к прогрессирующему обводнению и получению отрицательного эффекта с точки зрения экономики.

Анализ полученных результатов показывает, что необходим комплексный технологический критерий эффективности, который не только в комплексе отражал бы вышеприведенные критерии эффективности и различные стороны процесса соляно-кислотного воздействия, но и отражал бы компромисс между приростом коэффициента продуктивности, приростом дебитов и добычи нефти с приростом обводненности добываемой продукции. Этот критерий значительно упрощает процедуру диагностирования, выбора скважин и оптимальных технологических параметров СКВ.

В качестве такого комплексного критерия эффективности предложено использовать параметр  $\mathcal{E}_7$ , который записывается в виде

$$\mathcal{E}_7 = \frac{Q_{H2}}{Q_{H1}} \cdot \frac{f_1}{f_2} \cdot \tau,$$

где  $Q_{H1}$ ,  $Q_{H2}$  — дебит скважины до и после проведения СКВ, т/мес;

$f_1$ ,  $f_2$  — обводненность продукции скважины до и после проведения СКВ, %;

$\tau$  — продолжительность эффекта, мес.

Продолжительность эффекта определялась временем, в течение которого дебит нефти после воздействия снижается до величины дебита нефти до воздействия.

С физической точки зрения, критерий эффективности  $\mathcal{E}_7$  характеризует ресурс добывных возможностей скважин по нефти.

При использовании этого комплексного критерия эффективности получены следующие модели:

— вариант 1:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_7 = & -3,85 - 0,06t - 0,02Q_{H\max} - 0,04Q_{H1} + 15,21f_1 + \\ & + 0,0001Q_{\text{нак}} - 6,89H_{\text{э}} + 11,2H_{\text{п}} - \\ & - 1,33M_{\text{г}} + 21,83n + 0,64V_{\text{к}}, \end{aligned}$$

— вариант 2:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_7 = & -55,2 - 6,11H_{\mathcal{E}} + 15,4H_{\Pi} - 1,39M_{\Gamma} + \\ & + 28,0n + 4,29V_{\mathcal{K}}, \end{aligned}$$

— вариант 3:

$$\mathcal{E}_7 = 16,8 - 0,02V_{\mathcal{K}} - 0,05t - 0,008Q_{\text{нак}} - 0,05Q_{\text{н1}} + 8,61f_1.$$

Множественные коэффициенты корреляции составляют соответственно 0,895; 0,743; 0,820, а относительные погрешности — 20,6; 30,4; 26,0 %.

## Выводы

Проведенное обобщение и геолого-статистическое моделирование позволили предложить комплекс методик, позволяющих определять технологические параметры воздействия в конкретных геолого-физических условиях залежей, а также прогноз, выбор скважин, контроль и регулирование процесса воздействия с целью сокращения количества неэффективных операций и повышение технико-экономических показателей предприятий топливно-энергетического комплекса.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Вальд А. Последовательный анализ. — М.: Физматгиз, 1980. — 328 с.

2. Гусейнзаде М.А., Калинина Э.В., Добкина М.Б. Методы математической статистики в нефтяной и газовой промышленности. — М.: Недра, 1979. — 340 с.



*Мухаметшин Вячеслав Вячеславович, студент 5 курса горно-нефтяного факультета УГНТУ, автор 12 научных публикаций, в том числе 1 монографии.*

Моб. тел 8-917-4028420

[www.ogbus.ru](http://www.ogbus.ru)

Шевчик В.С.

**ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ НЕФТЕДОБЫЧИ НА СЕВЕРЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ**

[http://www.ogbus.ru/authors/Shevchik/Shevchik\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Shevchik/Shevchik_1.pdf)

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 25.00.17 — «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и 05.02.13 — «Машины, агрегаты и процессы (нефтегазовая отрасль)».

Цель работы — снижение себестоимости добываемой нефти за счет наиболее эффективного развития предприятий технологического транспорта и их адаптации к динамике развития нефтяных месторождений.

Аглиуллин М., Абдуллин В., Абдуллин М., Курмаев С.

**ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОБАРОХИМИЧЕСКОГО**

**ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИН**

[http://www.ogbus.ru/authors/Agliullin/Agliullin\\_3.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Agliullin/Agliullin_3.pdf)

В данной статье описаны особенности применения комплексного метода термобарохимической обработки (ТБХО) призабойных зон скважин (ПЗС), основанного на использовании твердых ракетных топлив, с точки зрения геолого-технической безопасности работ и геологической эффективности — двух факторов, находящихся в определенном противоречии друг с другом.

[http://www.ogbus.ru/eng/authors/Agliullin/Agliullin\\_3e.pdf](http://www.ogbus.ru/eng/authors/Agliullin/Agliullin_3e.pdf) (на английском языке)

The paper describes features of complex thermobarochemical treatment (TBCT) method applied to bottom-hole zones (BHZ). The method is based on the use of solid rocket fuels, and the authors consider its application regarding for geological and technical safety of works and the geological effectiveness - the two factors contradicting each other to some extent.

Ишмурзин А.А., Хоанг Т.Н.

**СПОСОБ СНИЖЕНИЯ НАГРУЗКИ НА ШТАНГОВУЮ КОЛОННУ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ В НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ**

[http://www.ogbus.ru/authors/Ishmurzin/Ishmurzin\\_4.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Ishmurzin/Ishmurzin_4.pdf)

Приведены теоретические расчеты нагрузок и вытекающих отсюда напряжений вдоль колонны штанг при различных значениях диаметра скважинного насоса и динамического уровня на участке набора кривизны скважины. Имеет место сравнение расчетных нагрузок с фактическими промысловыми данными.

Приведена зависимость обрывности штанг от типоразмеров насосов и относительная обрывность от количества насосов определенного диаметра.

Таким образом, установлено, что нормальная работа штанговой насосной установки в основном зависит от диаметра скважинного насоса. Предложена на уровне изобретения схема штанговой насосной установки, обуславливающей снижение нагрузки на штанги без снижения подачи насоса, и приведено ее описание.

Орекешев С.С.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ВИНТОВЫМИ НАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ ПРИ ПРОЯВЛЕНИЯХ ПЕСКА И ГАЗА**

[http://www.ogbus.ru/authors/Orekeshov/Orekeshov\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Orekeshov/Orekeshov_1.pdf)

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.02.13 — «Машины, агрегаты и процессы (нефтегазовая отрасль)».

Цель диссертационной работы — создание новых технических средств и технологий экологически безопасной эксплуатации нефтяных скважин, продуцирующих жидкости с большим содержанием песка и с возможным проявлением газа.

Меркурьев Е.А., Токарев М.А.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ АДАПТАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ПРОГНОЗЕ (ПРОЕКТИРОВАНИИ) ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩЕЙ МОДЕЛЕЙ (ПДМ)**

[http://www.ogbus.ru/authors/Merkuriev/Merkuriev\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Merkuriev/Merkuriev_1.pdf)

В работе сделана проведена адаптация ПДМ с использованием модели вертикального равновесия, модели капиллярного давления, функции Левенгорта. Во всех анализируемых моделях использовался контроль по жидкости.

[www.ogbus.ru](http://www.ogbus.ru)