

# научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

2-2012 [апрель-июнь]

Выпуск 27

## ЭНЕРГИЯ ТВОРЧЕСТВА

**16**

Повышение эффективности доразработки крупных месторождений ОАО «Самаранефтегаз»

**32**

Оценка эффективности потокоотклоняющих технологий лабораторным методом на параллельных моделях пласта

**22**

Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения

**44**

Индустрия GTL: состояние и перспективы



**РОСНЕФТЬ**

## II Всероссийская научно-практическая конференция «Практические аспекты нефтепромышленной химии»

22-25 мая 2012 г. в Уфе состоялась II Всероссийская научно-практическая конференция «Практические аспекты нефтепромышленной химии». Организаторы конференции: ОАО «НК «Роснефть», Академия наук Республики Башкортостан, ООО «РН-УфаниПинефть», журнал «Нефтяное хозяйство». Конференция проводилась в рамках международного форума «Большая химия» и XX международной специализированной выставки «ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ – 2012».

В конференции приняли участие около 140 представителей российских нефтяных компаний, институтов РАН и АН РБ, отраслевых научно-исследовательских и сервисных предприятий, ведущих вузов.

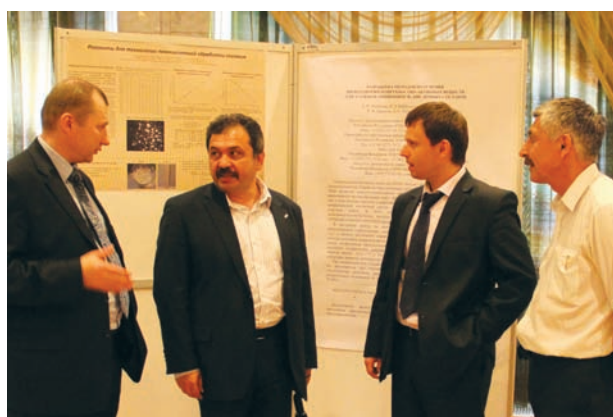
В течение трех дней на пленарной и стендовой сессиях были рассмотрены вопросы организации и реализации применения химических реагентов в процессах бурения, добычи и подготовки нефти, разработки единых технических требований к реагентам, контроля качества реагентов, а также экономические аспекты рассматриваемых проблем. Каждое заседание завершалось дискуссией, участники которой высказывали свое мнение по обсуждаемым темам и делились опытом решения актуальных проблем. По единодушному мнению участников, сбалансированное наполнение программы конференции докладами, отражающими как теоретические, так и практические аспекты нефтепромышленной химии, позволило в сжатые сроки получить большой объем информации, необходимой для решения важных производственных, научно-исследовательских и инжиниринговых задач.

Необходимо отметить, что в докладах многих авторов, представляющих как компании-производители реагентов, предприятия сектора сервисных услуг, так и институты академии наук, была показана перспективность применения нового класса соединений – вязкоупругих ПАВ. Такие ПАВ уже применяются в технологиях проведения ГРП и большеобъемных солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах. Активное обсуждение и обмен опытом по этому вопросу на уфимской конференции, несомненно, способствовали развитию данного перспективного направления.

Для участников конференции было организовано посещение XX международной специализированной выставки «ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ – 2012».

Проведение очередной конференции по данной тематике запланировано на май 2013 г.

Статьи, подготовленные по наиболее интересным докладам, будут опубликованы в Научно-техническом вестнике ОАО «НК «Роснефть» и в журнале «Нефтяное хозяйство».



## V Кустовая научно-техническая конференция молодых специалистов корпоративных НИПИ

Юбилейная по счету конференция состоялась в г. Томске 23-24 апреля 2012 г. и была организована на базе ОАО «ТомскНИПИнефть». 140 ее участников представляли 10 дочерних научно-исследовательских институтов компании, их доклады оценивали члены жюри под председательством руководителей из центрального аппарата управления ОАО «НК «Роснефть».

Система научно-технических конференций молодых специалистов компании «Роснефть» активно развивается год от года. Она призвана выявить творческий потенциал молодых сотрудников, привлечь их к решению актуальных производственных задач, способствует развитию навыков и раскрывает возможности карьерного роста. Кустовые научно-технические конференции (КНТК) по блокам «Добыча», «Переработка», «Сбыт» и «Наука» - это отборочные туры перед финальным московским состязанием - Межрегиональной конференцией молодых специалистов компании.

Предприятия-участники прошедшей в г. Томске V Кустовой научно-технической конференции молодых специалистов по блоку «Наука»: ООО «НК «Роснефть - НТЦ»; ООО «РН - УфаНИПИнефть»; ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»; ООО «СамараНИПИнефть»; ОАО «Самаранефтехимпроект»; ООО «КрасноярскНИПИнефть»; ОАО «Средневожский НИИ по нефтепереработке»; ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»; ОАО «Ангарскнефтехимпроект».

Восемь секций, на которых было представлено 115 докладов, охватили важнейшие направления деятельности компании и корпоративных НИПИ:

- геология и геолого-разведочные работы;
- проектирование и мониторинг разработки нефтяных месторождений;
- техника и технология добычи нефти;
- проектирование обустройства месторождений, экология;
- информационные технологии и автоматизация производства;
- научные и экспериментальные исследования;
- экономика, юриспруденция, труд, персонал, финансы;
- технология нефтепереработки.

По итогам работы конференции было присуждено 27 призовых мест и 18 специальных номинаций.

Наиболее высоких результатов добились молодые специалисты ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», ООО «РН-УфаНИПИнефть» и ОАО «ТомскНИПИнефть».

Сотрудники ОАО «ТомскНИПИнефть» - института-организатора конференции - получили хорошие результаты в области научных и экспериментальных исследований, технологий транспорта и утилизации нефтяного газа, разработки месторождений.



**С.В. Парначев, член жюри секции «Научные и экспериментальные исследования»**

**С.В. Парначев, ОАО «ТомскНИПИнефть», член жюри:** «Эволюция секции «Научные и экспериментальные исследования», учитывая количество докладов и их представительность, вполне отражает возрастающую из года в год роль прикладной науки в деятельности компании. Все представленные проекты выполнены на весьма высоком научном и техническом уровне, что обрело жюри - в поисках - лучших из лучших - на множество уточняющих вопросов и заключительную дискуссию».

Победителем в секции признан доклад на тему «Лабораторное моделирование закачки потокоотклоняющих жидкостей на параллельных моделях»<sup>1</sup>. Актуальность проекта обусловлена природными и техногенными неоднородностями проницаемости коллекторов, характерными для большинства разрабатываемых нефтяных месторождений. Применение потокоотклоняющих технологий, предусматривающих закачку различных рецептур для блокады фильтрации воды в высокопроницаемых зонах и вытеснения нефти из низкопроницаемых участков разреза пласта, является одним из наиболее востребованных средств повышения КИН. Однако локальные особенности пластов и свойств потокоотклоняющих систем обуславливают высокую избирательность таких технологий и требуют корректного экспери-

<sup>1</sup>Статья «Оценка эффективности потокоотклоняющих технологий лабораторным методом на параллельных моделях пласта», подготовленная по материалам доклада, представлена на стр. 32 данного выпуска.

ментального обоснования их эффективности для конкретных месторождений. Автором совместно с коллегами модифицирована лабораторная установка, позволяющая моделировать вытеснение нефти водой в пластовых условиях с учетом неоднородности пласта. Реализована схема фильтрации с параллельными моделями пласта (каждая модель состояла из трех цилиндрических образцов керна), одна из которых соответствовала высокопроницаемому прослою, вторая – низкопроницаемому. Затем для образцов керна были выполнены эксперименты с использованием спектра рецептур (включая термогелевые системы, коллоидные дисперсные гели, модифицированные сшитые полимерные системы, полимерглинисто-кварцевые и др.). Результатом работы молодого специалиста стали рекомендации по применению ряда потокоотклоняющих систем на конкретных месторождениях, позволяющие повысить коэффициент вытеснения нефти из низкопроницаемой части пластов в 3-7 раз».

В.В. Горбунов, ОАО «НК «Роснефть», председатель жюри секции: «В 2012 г. по секции «Техника и технология добычи» было представлено много работ, связанных с внедрением передовых методов, решений и технологий, направленных на оптимизацию работы оборудования и систем бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти. Ряд представленных работ носил практический характер с глубокой проработкой предлагаемых решений. Изложенный материал можно рекомендовать к тиражированию в качестве распространения знаний по



Работа секции «Техника и технология добычи, транспорта нефти и газа»



Обсуждение доклада на секции «Технология нефтепереработки»

дочерним обществам со схожими условиями эксплуатации.

Были и работы, в которых предлагался кардинально новый взгляд на добычу нефти, например, добыча редкоземельных металлов, содержащихся в добываемой продукции. И, что интересно, на первый взгляд предложение молодого специалиста кажется применимым на ряде действующих объектов, несмотря на новизну технологий

и процессов для страны в целом и необходимость детальной проработки их внедрения».

А.И. Мониц, победитель в секции «Экономика, юриспруденция, труд, персонал, финансы»: «Мы вынесли на обсуждение исследование, посвященное экономическому моделированию концепции оптимального развития активов компании. Это совершенно новая тема, но она получила положительную оценку. Думаю, что представленная работа будет, как минимум, активно развиваться в стенах нашего института, хотя модель может быть внедрена в любом дочернем обществе. В работе мы рассматриваем вопросы формирования единой концепции развития месторождений, включая в нее как капитальные, так и операционные затраты, что очень важно при планировании деятельности нефтяных компаний»<sup>2</sup>.

С более подробной информацией о конференции, программе и представленных тематиках можно ознакомиться, связавшись с организаторами через официальный сайт ОАО «ТомскНИПИнефть»: [www.tomsknipseft.ru](http://www.tomsknipseft.ru)



Победители и номинанты конференции

<sup>2</sup>Статья «Экономическое моделирование концепции оптимального развития актива», подготовленная по материалам доклада, представлена на стр. 6 данного выпуска.

# Экономическое моделирование концепции оптимального развития актива

С.А. Малышев, А.И. Монич, М.С. Михайлов, А.О. Фатеева (ОАО «ТомскНИПинефть»)

**Ключевые слова:** экономическое моделирование, модель оценки актива, экономический потенциал кустов, комплексные и интегрированные проекты.

**Key words:** the economic modeling, the model of an assessment of the asset, economic potential of clusters, complex and integrated projects.

**Адрес для связи:** MalyshevSA@nipineft.tomsk.ru

## Введение

В настоящее время множество крупных компаний нефтегазового сектора при планировании своей текущей деятельности приходит к необходимости формирования единой концепции разработки месторождений. Без этого невозможно выработать эффективную программу планирования производства и определить ее финансовые аспекты.

В рамках формирования концепции разработки всех месторождений, т.е. актива в целом, выделяются следующие ключевые требования:

- максимальное извлечение остаточных запасов углеводородов;
- оптимизация капитальных вложений (CAPEX) и операционных затрат (OPEX);
- выравнивание графика ввода скважин в эксплуатацию по времени, удержание определенного уровня ежегодной добычи углеводородов;
- обеспечение планомерно высокой операционной прибыли, способствующей развитию инвестиционной программы общества;
- максимизация экономической эффективности актива.

В связи с необходимостью оперативного учета данных требований перед авторами статьи встала задача разработать унифицированную экономическую модель, позволяющую учитывать данные требования в рамках выполнения работ по созданию интегрированных и комплексных проектов разработки месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК. При

выполнении задания необходимо было обеспечить возможность оперативного решения широкого спектра сопутствующих задач и простоту реализации модели, не требующей дополнительного программного обеспечения.

В рамках выполнения работы решались следующие задачи.

1. Автоматизированная обработка потока входящей информации. Задача подразумевает создание трафаретов, позволяющих быстро обрабатывать и переводить в нужный пользователю формат всю входящую информацию и не менее быстро обновлять ее на каждой итерации без нарушения структуры расчетных модулей.

2. Формирование базового варианта, направленного на максимальную выработку остаточных запасов нефти. Задача включает всю программу геолого-технических мероприятий (ГТМ) и разбуривание всех проектных кустов скважин.

3. Оптимизация базового варианта – отсечение проектов бурения по году экономического предела (ГЭП) – году, в котором накопленный дисконтированный денежный поток имеет максимальное значение. Данный вариант позволяет получить максимальный экономический эффект на основе анализа программы бурения кустов.

4. Применение экономического фильтра, оптимизация ковра (программы) бурения, разработка рекомендуемого варианта развития актива. Предусматривается полная проработка стратегии его развития согласно заявленным требованиям.

Таким образом, целью работы являлась выработка оптимальной концепции развития актива ОАО «Томскнефть» ВНК, обеспечивающей максимальный уровень накопленной добычи нефти с учетом минимизации неэффективных операционных затрат и капитальных вложений.

### Формирование базового варианта развития актива

Реализация цели выполнялась в три этапа.

Этап 1. Наполнение программы входной информацией, которая формируется по четырем направлениям:

- показатели разработки (число вводимых в эксплуатацию скважин, операций ГТМ, добыча нефти, газа, жидкости, объем закачки);
- данные по обустройству (инфраструктура для поддержания базовой добычи, развития под новые проекты бурения и ГТМ);
- удельные операционные затраты и капитальные вложения (нормативы на добычу нефти, жидкости, закачку воды, содержание объектов инфраструктуры, строительство скважин, линейных и площадочных объектов);
- прогноз макропараметров в динамике (цен, инфляции, налогов на добычу и реализацию углеводородов).

По результатам этапа 1 получаем базовый вариант развития актива, оптимального с точки зрения разработки и геологии. Он включает поддержание базовой добычи, реализацию программы ГТМ, учет в программе бурения всех проектных кустов [1, 2].

### Оптимизация базового варианта развития актива

Этап 2. На первом шаге по каждому кусту определяется ГЭП. Далее используется инструмент «Отключение по ГЭП» – каждый куст скважин автоматически отключается на пике своего экономического потенциала, максимизируя эффективность всего проекта бурения и актива в целом.

Таким образом, формируется оптимизированный вариант – базовый вариант с учетом отказа от неэффективной добычи углеводородов с помощью консервации нерентабельных кустов (рис. 1).

На втором шаге формируется рейтинг кустов

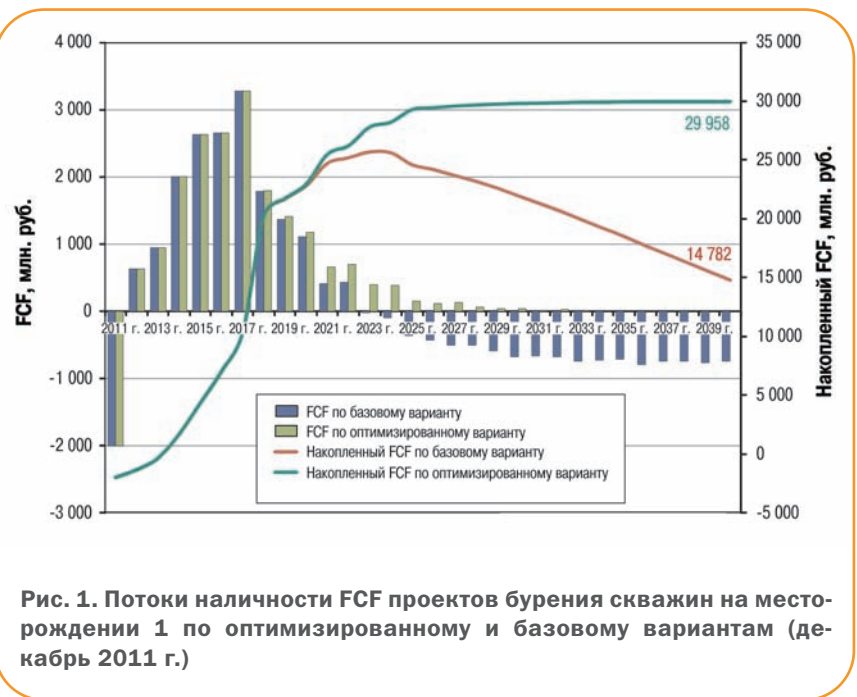


Рис. 1. Потоки наличности FCF проектов бурения скважин на месторождении 1 по оптимизированному и базовому вариантам (декабрь 2011 г.)

[3, 4], представляющий собой таблицу с основными технико-экономическими показателями. На основе рейтинга определяется список кустов-кандидатов на выбытие, по которым накопленный денежный поток на момент ГЭП принимает отрицательное значение. Пример рейтинга кустов представлен в табл. 1.

Далее с помощью инструмента «Отключение кустов» исключаются из расчета кусты с существенно отрицательным накопленным денежным потоком, что повлияет на эффективность актива в целом (см. табл. 1). Например, отказ от реализации кустов снижает итоговую накопленную добычу нефти по активу в целом и, как следствие, возможно более позднее достижение выработки 80 % начальных извлекаемых запасов, что продлит сроки получения льготы на НДС и др.

Таким образом, получен рейтинг с двумя типами кустов.

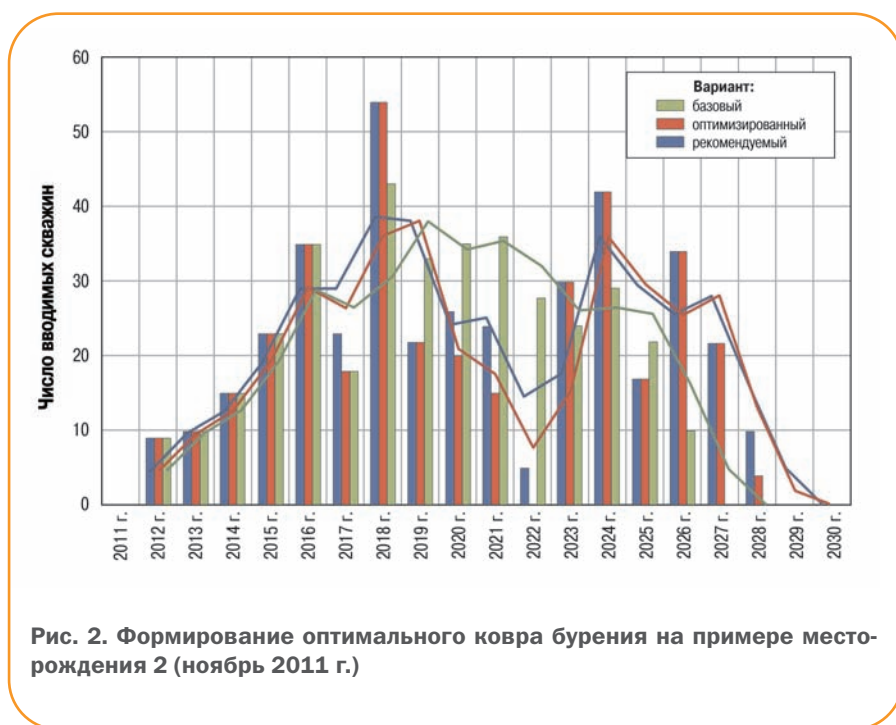
- с положительным денежным потоком;
- с небольшим отрицательным накопленным денежным потоком, которые остаются чувствительными к срокам перехода на более ранний период.

### Формирование рекомендуемого варианта развития актива

Этап 3. В полученном ковре бурения возможно образование промежутков между вводами скважин. Используя «Режим сдвижки кустов», при его активации эксперт получает возможность корректировать время начала освоения каждого конкретного куста.

Таблица 1

Номер Куста	Ввод скважин	Период бурения, годы	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Закачка жидкости, тыс. м <sup>3</sup>	Обводненность, %	ОРЕХ, тыс. руб.	CAPEX, тыс. руб.	FCF, тыс. руб.	NPV, тыс. руб.	PI	IRR, %
K117	18	2012 – 2013	820,0	3 277,9	3 842	75	1 468 045	1 675 757	2 974 292	1 067 511	1,84	59
K116	23	2013 – 2015	1 025,4	3 953,9	4 679	74	1 600 549	1 667 615	4 574 729	1 417 789	2,44	85
K104	9	2015 – 2015	233,2	860,0	1 031	73	410 718	888 457	503 615	66 976	1,14	24
K112	22	2015 – 2016	1 015,3	4 837,7	5 557	79	1 924 082	1 937 453	4 249 085	955 962	2,04	64
K102	10	2016 – 2017	452,0	2 494,9	2 806	82	1 030 999	1 231 468	1 450 089	223 976	1,41	34
K105	11	2016 – 2016	533,0	2 414,7	2 781	78	1 049 553	943 726	2 271 839	500 800	2,21	78
K107*	5	2017 – 2017	87,6	271,0	0	68	232 912	627 676	-128 943	-112 017	0,55	-
K115	17	2017 – 2017	570,7	2 821,9	3 214	80	1 254 209	1 720 431	1 744 054	220 130	1,33	31
K108	5	2020 – 2020	178,7	660,5	792	73	421 775	681 164	510 666	21 483	1,12	20
K132	6	2020 – 2020	69,3	215,2	263	68	254 718	508 704	-131 843	-60 358	0,54	-
K137	15	2020 – 2020	675,9	2 629,3	3 123	74	1 371 684	1 706 901	2 905 939	322 196	1,74	51
K126	4	2021 – 2021	69,7	220,6	0	68	226 734	444 070	-17 234	-34 055	0,66	-
K128	5	2021 – 2021	77,5	243,1	296	68	254 653	487 463	-11 270	-35 716	0,68	-
K129	7	2021 – 2021	129,3	448,1	537	71	377 139	730 782	110 736	-35 868	0,78	5
K136	8	2021 – 2021	122,4	409,8	494	70	365 141	739 826	52 888	-43 925	0,74	2
K133	5	2022 – 2022	8,1	262,8	316	70	267 711	589 675	-73 313	-46 313	0,60	-
K121	10	2023 – 2023	377,5	1 884,1	2 144	80	971 534	990 691	1 746 851	129 281	1,79	53
K141	9	2023 – 2023	325,5	1 112,7	1 367	71	740 923	1 402 813	1 044 241	40 053	1,17	23%
K142	11	2023 – 2023	355,7	974,9	1 273	64	635 141	1 611 669	1 124 833	54 002	1,19	26%
K120	14	2024 – 2024	592,0	2 443,8	2 895	76	1 275 728	1 321 509	3 306 136	251 573	2,31	90%
K130	6	2025 – 2025	127,5	442,8	530	71	425 169	945 930	40 172	-38 582	0,69	1%
K114	20	2026 – 2026	536,2	2 230,9	2 627	76	1 286 750	1 973 541	2 648 390	123 357	1,56	43
K123	12	2026 – 2026	567,2	1 471,9	1 927	61	809 773	1 279 612	3 863 818	270 798	2,87	175
K131	2	2026 – 2026	36,4	115,2	0	68	135 834	273 061	9 125	-9 094	0,71	1
K101	7	2027 – 2027	338,3	1 504,5	1 737	78	1 068 975	2 307 173	761 829	-34 796	0,85	9
K106	12	2027 – 2027	395,5	959,6	1 306	59	597 109	1 116 645	2 636 147	167 028	2,51	164
K124	3	2027 – 2027	103,7	389,1	0	73	308 785	565 213	354 221	3 452	1,06	18
K127	6	2028 – 2028	46,3	134,5	166	66	288 426	1 152 493	-763 011	-75 141	0,24	-
K143	4	2028 – 2028	108,6	404,1	478	73	365 127	622 659	352 464	2 636	1,05	17
Итого	401	2012 – 2028	14 696	57 973	67 397	75	30 272 263	43 713 611	58 807 842	8 113 790	1,69	



Кусты с положительным потоком приближаются к началу периода реализации с целью создания запаса операционной прибыли для покрытия инвестиций на бурение кустов с небольшим отрицательным денежным потоком (кусты 128, 129, 130, 131, 101, см. табл. 1), которые в свою очередь равномерно выстраиваются следом. Таким образом получается рекомендуемый вариант разработки месторождения. На рис. 2 зеленый тренд рекомендуемого варианта по итогам формирования ковра бурения демонстрирует более стабильный ввод скважин по сравнению с базовым (на этапе 1) или оптимизированным (на этапе 2) вариантом.

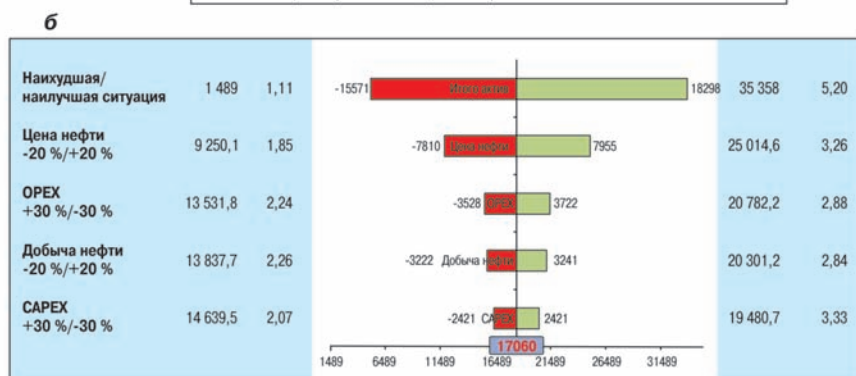
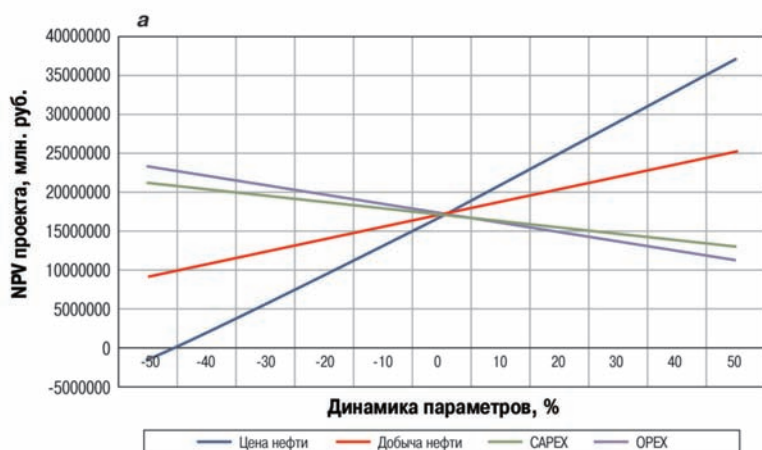


Рис. 3. Анализ чувствительности (а) и диаграмма Торнадо (б) на примере месторождения 1 (декабрь 2011 г.)

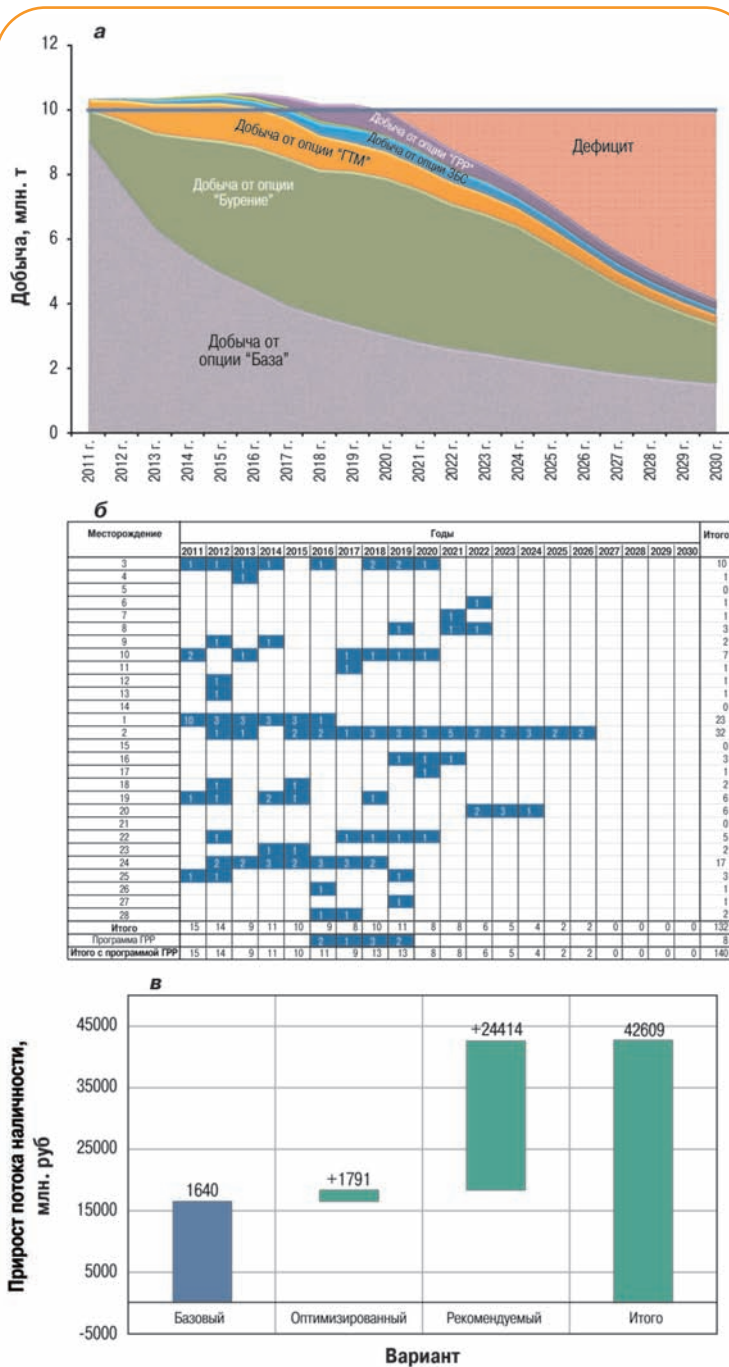
После формирования базового варианта, поиска ГЭП, составления рейтинга кустов и формирования ковра бурения переходим к оценке рисков, которым подвергается совокупная стоимость актива.

Оценка рисков реализуется в модели по методикам анализа чувствительности и построения диаграммы Торнадо [5]. Примеры анализа рисков представлены на рис. 3, а, б. После формирования рекомендуемого для акционеров варианта развития актива программа автоматически формирует итоговую аналитику в заданном формате. Некоторые выводы выполненного анализа приведены в табл. 2 и на рис. 4.

Таблица 2

Месторождение	Число кустов	Вовлекаемые в разработку запасы (2011-2030 г.), тыс. т	Число кустов	Экономически рентабельные запасы, вовлекаемые в разработку, тыс. т	Невовлеченные запасы, тыс. т	Степень невовлечения запасов, %
3	51	32 565,0	17	17 420,9	15 144,1	47
4	16	13 187,6	5	5 034,5	8 153,1	62
5	16	7 110,7	0	253,5	6 857,2	96
6	6	8 097,3	2	2 154,4	5 942,9	73
7	19	15 357,7	10	11 632,6	3 725,1	24
8	1	3 512,0	0	0	3 512,0	100
1	30	25 784,4	23	22 554,2	3 230,2	13
9	6	3 144,5	1	680,5	2 464,0	78
10	4	2 751,7	1	433,0	2 318,7	84
11	2	1 566,5	0	0	1 566,5	100
12	5	1 473,3	0	0	1 473,3	100
13	8	8 128,1	6	7 039,2	1 089,0	13
2	38	21 166,6	32	20 124,3	1 042,4	5
14	9	4 437,0	6	3 623,2	813,8	18
15	4	1 515,8	1	857,2	658,6	43
16	2	1 139,1	1	531,7	607,4	53
17	4	1 375,4	2	972,9	402,5	29
18	4	1 473,2	3	1 214,0	259,2	18
19	3	782,6	2	638,8	143,8	18
Прочие месторождения со 100 %-ной выработкой	20	14 113,3	20	14 113,3	0,0	0
Итого	248	168 681,7	132	109 278,1	59 403,7	35





**Рис. 4.** Профили добычи по рекомендуемому варианту развития актива (а), сформированный вариант бурения (б) и прирост потоков наличности актива по шагам оптимизации (в) суммарно по месторождениям ОАО «Томскнефть» ВНК (декабрь 2011 г.):

ГРР – геолого-разведочные работы; ЗБС – забуривание бокового ствола

## Заключение

По итогам выполнения работы по созданию унифицированной экономической модели получены следующие результаты:

- разработан стандарт общества «Порядок выполнения и согласования комплексных и интегрированных проектов»;

- разработаны методические рекомендации «Применение финансово-экономической модели для выполнения комплексных, интегрированных проектов»;
- создана и поддерживается база капитальных вложений по кустам по всем месторождениям ОАО «Томскнефть» ВНК;
- детализирован анализ операционных затрат по объектам и элементам затрат.

## Список литературы

1. Методические указания ОАО «НК «Роснефть» № П1-01 СЦ-061 М-001 «Подготовка интегрированных проектов разработки месторождений». – М.: ОАО «НК «Роснефть», 2009. – 35 с.
2. Методические рекомендации ОАО «Газпром нефть» «Рекомендации по формированию и подготовке комплексных проектов». – М.: ОАО «НК «Газпром нефть», 2010 – 40 с.
3. Стандарт ОАО «НК «Роснефть» № П1-01 СЦ-061 «Подготовка, экспертиза и защита интегрированных проектов разработки месторождений». – М.: ОАО «НК «Роснефть», 2008 – 37 с.
4. Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). – М.: Экономика, – 2000. – 422 с.
5. Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф. Инвестиционные нефтегазовые проекты: эффективность и риски. – М.: Недра, 2010. – 259 с.

## References

1. *Methodological guidelines of OAO "NK "Rosneft" no. P1-01 STs-061 M-001 "Podgotovka integrirovannykh projektov razrabotki mestorozhdeniy"* (Preparation of integrated field development programs), Moscow: OAO "NK "Rosneft", 2009, 35 p.
2. *Methodological guidelines of OAO "Gazprom нефть" "Rekomendatsii po formirovaniyu i podgotovke kompleksnykh projektov"* (Recommendations for the formation and preparation of complex projects), Moscow: OAO "NK "Gazprom нефть", 2010, 40 p.
3. *Standart of OAO "NK "Rosneft" no. P1-01 STs-061 "Podgotovka, ekspertiza i zashchita integrirovannykh projektov razrabotki mestorozhdeniy"* (Preparation, examination and protection of integrated field development programs), Moscow: OAO "NK "Rosneft", 2008, 37 p.
4. Kosov V.V., Livshits V.N., Shakhnazarov A.G., *Metodicheskie rekomendatsii po otsenke effektivnosti investitsionnykh projektov* (Guidelines for the evaluation of investment projects), 2nd edition, Moscow: Ekonomika Publ., 2000, 422 p.
5. Zubareva V.D., Sarkisov A.S., Andreev A.F., *Investitsionnye neftegazovye projekty: effektivnost' i riski* (Investment oil and gas projects: the effectiveness and risks), Moscow: Nedra Publ., 2010, 259 p.

# БИБЛИОТЕКА НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА ОАО «НК «Роснефть»

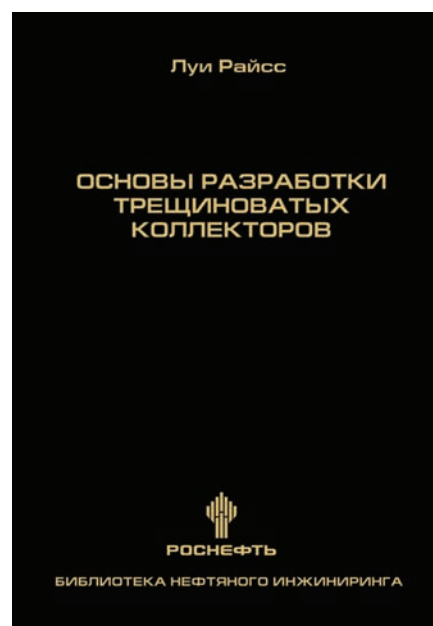
## Основы разработки трещиноватых коллекторов Райсс Луи

Москва-Ижевск: Изд-во «Институт компьютерных исследований», 2011 г. – 118 стр.  
Серия «Библиотека нефтяного инжиниринга»  
ISBN 978-5-4344-0034-3

В книге приведено краткое, но достаточно полное описание различных аспектов разработки трещиноватых коллекторов нефтегазовых месторождений. В основу книги легли исследования Французского института нефти (IFP), а также обобщение практического опыта и теоретических работ, посвященных разработке трещиноватых и трещиновато-поровых резервуаров.

С момента первого издания книги в 1980 году в нефтяной отрасли достигнут значительный прогресс, особенно заметный в области геофизических исследований скважин и компьютерных технологий моделирования процессов нефтегазодобычи. Несмотря на это, данная работа не утратила актуальности, так как посвящена в первую очередь физическим процессам и математическим моделям, которые легли в основу современных представлений о разработке трещиноватых коллекторов.

Книга предназначена для широкого круга научных работников и инженеров, работающих в нефтегазовой отрасли, а также для студентов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело», аспирантов и преподавателей нефтяных вузов и факультетов.



**Данную книгу, а также полный ассортимент литературы издательства «Институт компьютерных исследований» можно заказать:**

через Интернет-магазин MATHESIS <http://shop.rcd.ru>  
по электронной почте: [subscribe@rcd.ru](mailto:subscribe@rcd.ru) или [rhd-m@mail.ru](mailto:rhd-m@mail.ru)  
по факсу +7 (3412) 500-295

### **Прямые книготорговые представительства:**

Россия, г. Москва, Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН  
ул. Бардина, д. 4, корп. 3, к. 415, тел.: +7 (495) 641-69-38, факс: +7 (499) 135-54-37

Россия, г. Ижевск, Удмуртский государственный университет  
ул. Университетская, д. 1, корп. 4, к. 200а, тел./факс: +7 (3412) 50-02-95

### **Редакция издательства:**

Россия, г. Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 4, оф. 207,  
тел./факс: +7 (3412) 50-02-95  
e-mail: [mail@rcd.ru](mailto:mail@rcd.ru)  
<http://shop.rcd.ru>, <http://ics.org.ru>

# Лабораторное тестирование материалов для ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных скважинах

**Т.Э. Нигматуллин (ООО «РН-Уфанипинефть»),  
И.М. Борисов, д.х.н. (ФГБОУ ВПО Башкирский гос.  
педагогический университет им. М. Акмуллы),  
А.В. Корнилов, к.т.н., М.Е. Политов, А.Г. Телин, к.х.н. (ООО «РН-Уфанипинефть»)**

**Ключевые слова:** фильтрационное тестирование, тампонажные составы, ремонтно-изоляционные работы (РИР), горизонтальные скважины.

**Key words:** filtration testing, bridging agents, water shutoff, horizontal wells.

**Адрес для связи:** NigmatullinTE@ufanipi.ru

## Введение

Бурение горизонтальных скважин (ГС) за последние десятилетия в России и за рубежом стало обычным промышленно освоенным методом, позволяющим эффективно управлять разработкой продуктивных пластов. Горизонтальная проходка скважин существенно увеличивает добычу нефти, особенно в сравнительно маломощных пластах или в пластах, содержащих тяжелую или высоковязкую нефть. Изоляция пластовых вод в ГС приобретает все большую актуальность в связи с увеличением объема их строительства. В настоящее время на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» пробурено более 1200 ГС.

Проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) в ГС с терригенными коллекторами актуально в первую очередь для ООО «РН-Пурнефтегаз», ЗАО «Ванкорнефть», ОАО «Томскнефть» ВНК, ООО «РН-Юганскнефтегаз». Ежегодный объем РИР составляет 30-40 скважин, причем в настоящее время большинство работ связано с восстановлением герметичности скважинного адаптера. В единичных скважинах проводятся РИР по устранению заколонных перетоков из выше- или нижележащих водоносных (газовых) пластов. Работы по пласту выполняются ограниченно из-за отсутствия обоснованного подхода к построению дизайна РИР. Решение данной проблемы требует проведения специальных геофизических исследований по определению источника обводнения и комплекса изоляционных работ, включающего выбор тампонажных составов (ТС), способа их доставки в заданный интервал и др.

Для выбора тампонажных материалов в ОАО «НК «Роснефть» выполняется их тестирование в лабораторных условиях. Выбор тампонажного состава осуществляется на основе прочностных, вязкостных свойств исходного и отвержденного материала при пластовых условиях, а также стоимости реагентов, необходимых для одной обработки. Сведения по основным тампонажным составам представлены в методических указаниях компании П1-01.03 М-0031 «Построение дизайна ремонтно-изоляционных работ (РИР)».

## Фильтрационное тестирование тампонажных материалов

Вопрос выбора тампонажных составов для вертикальных скважин относительно изучен. Однако, как показывает практика, прямой перенос на ГС традиционных технологий, разработанных для вертикальных скважин, значительно осложняет эксплуатацию ГС из-за особенностей ремонта последних. Так, при проведении РИР в горизонтальном стволе часто невозможно докрепление гелеобразующих тампонажных составов отверждающимися композициями. Это обусловлено риском полной потери продуктивности протяженных участков вскрытого нефтяного пласта. В результате повышаются требования к прочности тампонажных составов, а также становится необходимой оценка перепадов давления, при которых они будут устойчивы. Следует также учитывать, что за счет большой протяженности горизонтального ствола снижаются скорости фильтрации жидкостей в призабойной и удаленной зонах пласта по сравнению со скоростями

ми фильтрации в вертикальных скважинах. Данные, получаемые в ходе тестирования тампонажных составов по стандартным методикам, недостаточны для построения дизайна РИР в ГС. Для решения данной проблемы требуется проведение специальных фильтрационных исследований, в ходе которых необходимо соблюдать расходы технологических жидкостей, соответствующие скоростям фильтрации в ГС, а также уделять особое внимание определению критического градиента выноса тампонажных составов.

При лабораторном моделировании процессов, происходящих в пористой среде после РИР, максимально воспроизводились геолого-физические условия изучаемого объекта разработки:

- линейные модели пласта были представлены образцами изучаемого объекта разработки;
- в образцах создавалась остаточная водонасыщенность, которая соответствовала фактической;
- в опытах использовались пробы нефти, отобранные из системы подготовки нефти месторождения, и рекомбинированные пробы воды, которые по своим свойствам практически не отличаются от попутно добываемой воды конкретного месторождения;
- соблюдались термобарические условия.

В процессе фильтрационных экспериментов, проводимых при температуре 60 °С, устанавливались расходы жидкости 12,4; 27,9 и 41,8 см<sup>3</sup>/ч, соответствующие скоростям фильтрации 2,4; 5,4 и 8,2 м/сут, которые наблюдаются вблизи границы скважина – пласт, например для скважин с горизонтальным участком ствола длиной 150-300 м, эксплуатирующих пласт толщиной 10 м с дебитом жидкости 300-1000 м<sup>3</sup>/сут. В сходных условиях скорости фильтрации для вертикальных скважин будут существенно выше.

В качестве основы тампонажных составов были выбраны органические и неорганические гелеобразующие реагенты: ПАА разных марок (VEC-2, POLY-T-101, TR-1) и силикат натрия (табл. 1). Выбор указанных реагентов обусловлен большим опытом их применения на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром нефть» [1].

Таблица 1

Гелеобразующий реагент	Массовая концентрация, %		Вязкость при скорости сдвига 1 с <sup>-1</sup> , Па·с	
	гелеобразующего реагента	сшивателя (отвердителя)	геланта	геля
TR-1	0,5	0,05	0,053	11
VEC-2	1,5	0,25	0,050	33
Poly-T-101	0,5	0,05	0,042	10
Силикат натрия	3,0	1,0	0,005	-

В качестве сшивателя для ПАА использовали ацетат хрома (III) (АХ), в качестве отвердителя для растворенного силиката натрия – раствор сульфаминовой кислоты.

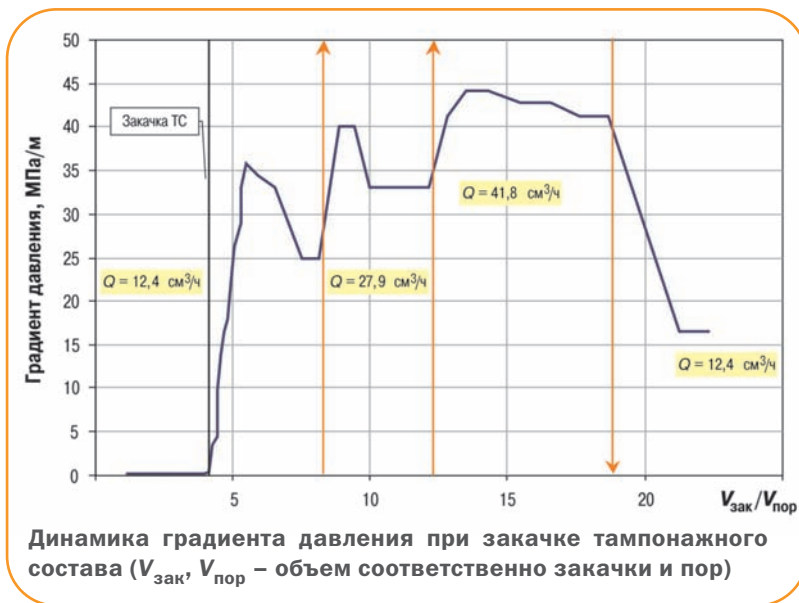
Для проведения фильтрационных исследований по закупоривающей способности гелеобразующих составов были подобраны модели пористых сред (керна) проницаемостью, характерной для коллекторов, разрабатываемых с применением ГС. Эксперименты выполнялись на фильтрационной установке с соблюдением термобарических условий, типичных для основных продуктивных объектов Комсомольского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз», на котором ГС составляют 60 % всего фонда ГС общества. Работы включали следующие этапы:

- фильтрацию пластовой воды (нефти) с расходом 12,4 см<sup>3</sup>/ч до стабилизации перепада давления;
- фильтрацию тампонажного состава в одном поровом объеме в обратном направлении, выдержку в статических условиях в течение 18 ч для гелеобразования;
- фильтрацию пластовой воды (нефти) с расходом 12,4; 27,9; 41,8 и вновь 12,4 см<sup>3</sup>/ч до стабилизации перепада давления на каждом этапе в первоначальном направлении.

В качестве примера рассмотрен опыт по закачке тампонажного состава TR-1.

В водонасыщенную модель пористой среды проницаемостью для воды 22,4·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> в направлении, обратном первоначальному, закачивался тампонажный состав TR-1 в количестве одного объема пор и выдерживался в течение 18 ч для гелеобразования. Далее возобновлялась фильтрация воды в первоначальном направлении. При стабилизации градиента давления фазовая проницаемость для воды составила 0,11·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Фактор остаточного сопротивления  $R_{12,4}=204$ . Градиент давления, при котором начинался вынос тампонажного материала из керна, был равен 18 МПа/м. Фильтрация на всех этапах осуществлялась с расходом  $Q=12,4$  см<sup>3</sup>/ч.

Затем расход увеличили до 27,9 см<sup>3</sup>/ч, при этом фазовая проницаемость для воды составила 0,18·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Фактор остаточного сопротивления  $R_{27,9}=124$ . При повышении расхода до 41,8 см<sup>3</sup>/ч градиент давления достиг максимального значения 44 МПа/м, фазовая проницаемость для воды – 0,21·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Фактор остаточного сопротивления  $R_{41,8}=107$ . Далее расход снизили до первоначального. При стабилизации градиента давления фазовая проницаемость для воды на заключительном этапе составила 0,16·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Фактор остаточного-



го сопротивления  $R_{12,4}=140$ . Результаты фильтрационных экспериментов приведены на рисунке и в табл. 2.

## Основные расчетные параметры

Основным расчетным параметром, определяющим эффективность изоляции, является фактор остаточного сопротивления, определяемый соотношением проницаемостей для воды или нефти до и после закачки тампонажного состава.

В заданном диапазоне расходов для составов на основе ПАА характерна высокая устойчивость в водонасыщенной пористой среде (вынос геля уменьшает фактор остаточного сопротивления по воде не более чем в 1,5-2 раза). Напротив, для состава на основе силиката натрия в результате выноса геля фактор остаточного сопротивления резко снижается.

Полученные результаты показывают, что механизмы течения органических и неорганических гелей в пористой среде существенно различаются.

Фактор остаточного сопротивления тампонажных составов по нефти существенно ниже, чем по воде. По-видимому, это обусловлено неравномерным снижением проницаемости: постепенным прорывом нефти через структуру геля и его частичным разрушением. Такое явление наблюдалось и ранее [2]. Для более полного восстановления проницаемости нефтенасыщенных участков возможно применение специальных агентов-деструкторов, например окислителей [3].

В ходе экспериментов определяли также критический градиент давления, при котором начинается вынос тампонажного состава из пористой среды. Данный параметр позволяет рассчитать необходимый радиус изоляционного экрана в пласте исходя из планируемой депрессии (планируемого градиента давления) при эксплуатации скважины и, следовательно, требуемый объем состава для успешного проведения тампонажных работ. Указанные показатели позволяют определять устойчивость тампонажных составов в нефтяном пласте и соответственно показатели, при которых они будут из него выноситься (восстановление продуктивности). Градиент давления, при котором начинается вынос геля, при фильтрации нефти существенно ниже, чем при фильтрации воды.

Экспериментальное определение связи статического напряжения сдвига  $\tau$  пластической жидкости

Таблица 2

Тампонажный состав	Фильтруемая жидкость	Расход, см³/ч	Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм²	Фактор остаточного сопротивления
VEC-2	Вода	12,4	31,5	-
	Закачка ТС и термостатирование в пластовых условиях 18 ч			
	Вода	12,4	0,03	1050
		41,8	0,07	450
		12,4	0,06	525
VEC-2	Нефть	12,4	20,7	-
	Закачка ТС и термостатирование в пластовых условиях 18 ч			
	Нефть	12,4	0,77	27
		27,9	0,72	29
		41,8	1,08	19
12,4		0,82	25	
TR-1	Вода	12,4	22,4	-
	Закачка ТС и термостатирование в пластовых условиях 18 ч			
	Вода	12,4	0,11	204
		27,9	0,18	124
		41,8	0,22	107
12,4		0,16	140	
TR-1	Нефть	12,39	24,0	-
	Закачка ТС и термостатирование в пластовых условиях 18 ч			
	Нефть	12,4	0,34	71
		27,9	0,77	31
		41,8	1,05	23
12,4		0,57	42	
Poly-T-101	Вода	12,4	47,3	-
	Закачка ТС и термостатирование в пластовых условиях 18 ч			
	Вода	12,4	0,18	263
		27,9	0,35	135
		41,8	0,51	93
12,4		0,36	131	
Силикат натрия	Вода	12,4	10,9	-
	Закачка ТС и термостатирование в пластовых условиях 18 ч			
	Вода	12,4	0,93	12
		27,9	4,08	3
		41,8	5,93	2
12,4		5,95	2	

и критического градиента давления  $\Delta p/l$  в пористой среде рассмотрено в работах [4, 5]. Общий вид этой зависимости имеет следующий вид:

$$\Delta p/l = \alpha \tau / \sqrt{k},$$

где  $\alpha$  – коэффициенты пропорциональности;  $k$  – проницаемость пористой среды.

Указанное соотношение определено для условий линейной фильтрации и, по мнению авторов, может использоваться для оценки нижней границы прочностных характеристик пластических гелей в пористой среде при радиальном потоке флюида с обязательным уточнением коэффициента пропорциональности  $\alpha$ . В табл. 3 представлены значения критических градиентов сдвига, при которых наблюдается вынос тампонажных составов из модели пористой среды, а также статических напряжений сдвига.

Таблица 3

Тампонажный состав	Критический градиент давления, МПа/м	Статическое напряжение сдвига, Па
<b>Фильтруемая жидкость – вода</b>		
VEC-2	60	180
TR-1	18	50
Ролу-Т-101	11	45
Силикат натрия	4	500
<b>Фильтруемая жидкость – нефть</b>		
VEC-2	20	180
TR-1	5	50

Определение коэффициента пропорциональности из приведенной формулы позволит оценивать критические градиенты давления расчетным методом исходя из статического напряжения сдвига тампонажных составов. Для определения статического напряжения сдвига при реологическом тестировании требуется в 3-5 раз меньше времени, чем для оценки критического градиента давления в ходе фильтрационных экспериментов. Средние значения коэффициента пропорциональности  $\alpha$  были установлены для составов на основе ПАА и составили: для воды 0,055; для нефти 0,016. Естественно, полученные значения  $\alpha$  требуют уточнения путем проведения статистически значимого числа экспериментов.

Коэффициенты пропорциональности существенно различаются для органических и неорганических гелей. Для определения коэффициента пропорциональности для неорганических гелеобразующих составов требуется провести серию опытов с рядом подобных реагентов.

## Выводы

1. Фактор остаточного сопротивления тампонажных составов по нефти существенно ниже, чем по воде. По-видимому, это обусловлено неравномерным снижением проницаемости: постепенным прорывом нефти через структуру геля и его частичным разрушением.

2. Рассчитанные критические градиенты давления выноса гелеобразующих составов особенно важны в условиях невозможности докрепления отверждающимися материалами при проведении РИР в горизонтальных скважинах.

3. Для гелей на основе ПАА установленный коэффициент пропорциональности между критическим градиентом давления и статическим напряжением сдвига позволит значительно упростить и ускорить процедуру получения входных данных для дизайна РИР.

## Список литературы

1. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 295 с.
2. Seright R.S. Disproportionate Permeability Reduction With Pore-Filling Gel // SPE Journal. – 2009. – V. 14. – № 1. – P. 5-13.
3. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика. – СПб.: Недра, 2010. – 560 с.
4. Теория и практика применения неньютоновских жидкостей в нефтедобыче/А.Х. Мирзаджанзаде, Р.И. Нигматулин, Р.Г. Максудов [и др.]. – Баку: Наука, 1985. – 220 с.
5. Рогачев М.К., Харин А.Ю., Харина С.Б. Реология углеводородов: учебно-методическое пособие. – Уфа: изд-во УГНТУ, 2004. – 62 с.

## References

1. Rogachev M.K., Strizhnev K.V., *Bor'ba s oslozhnieniyami pri dobyche nefiti* (The complication control during oil production), Moscow: Nedra-Biznes-sentr Publ., 2006, 295 p.
2. Seright R.S., *Disproportionate permeability reduction with porefilling gel*, SPE Journal, 2009, V. 14, no. 1, pp. 5-13.
3. Strizhnev K.V., *Remontno-izolyatsionnye raboty v skvazhinakh: Teoriya i praktika* (Isolation squeeze in the wells: The theory and practice), St. Petersburg: Nedra Publ., 2010, 560 p.
4. Mirzadzhanzade A.Kh., Nigmatulin R.I., Maksudov R.G. et al., *Teoriya i praktika primeneniya nen'yutonovskikh zhidkostey v nefedoboyche* (Theory and practice of non-Newtonian fluids in oil production), Baku: Nauka Publ., 1985, 220 p.
5. Rogachev M.K., Kharin A.Yu., Kharina S.B., *Reologiya uglevodorodov: uchebno-metodicheskoe posobie* (Rheology of hydrocarbons: a teaching manual), Ufa: UGNTU Publ., 2004, 62 p.

## Повышение эффективности доработки крупных месторождений ОАО «Самаранефтегаз»

И.Г. Хамитов, к.т.н., В.Ф. Атапин (ООО «СамарНИПИнефть»),  
А.Э. Манасян, С.П. Папухин, к.т.н. (ОАО «Самаранефтегаз»)

**Ключевые слова:** интенсификация доработки крупных месторождений, разбуривание слабодренлируемых запасов нефти, эффективность геолого-технических мероприятий.

**Key words:** large oil field redevelopment stimulation, drilling-out of poorly drained oil reserves, efficiency of well intervention plans.

Адрес для связи: KhamitovIG@samnipineft.ru

### Введение

ОАО «Самаранефтегаз» в 2010 г. эксплуатировало 16 месторождений с начальными извлекаемыми запасами (НИЗ) более 30 млн. т, которые по существующей классификации [1] можно отнести к числу крупных месторождений. В соответствии с критериями, изложенными в работе [2], в стадии доработки, или четвертой стадии, находятся месторождения со степенью выработки запасов более 70-85 % НИЗ при среднем темпе отбора менее 2 % НИЗ. Все крупные месторождения в 2010 г. характеризовались темпом отбора менее 2 % НИЗ (от 0,18 до 1,17 %), однако только 12 месторождений (табл. 1) могут быть отнесены к месторождениям, находящимся на стадии доработки, так как достигли степени выработки более 70 % НИЗ. Месторождения характеризуются высо-

ким утвержденным коэффициентом извлечения нефти (КИН) – 0,534 и достигнутым – 0,460.

Высокая степень выработки НИЗ (85,5 %) и рост обводненности добываемой продукции до 84,3 % в 2010 г. привели к сокращению доли этих месторождений в остаточных извлекаемых запасах (ОИЗ) предприятия до 28,5 % и годовой добычи нефти до 28,4 %. При этом темп выработки ОИЗ составлял всего лишь 2 %.

Рассматриваемые месторождения распределены по всей территории Самарской области и относятся к многопластовым: от 5 до 57 пластов (участков, районов) при суммарном числе пластов 307 (см. табл. 1). Девять месторождений являются многокупольными: от 2 до 11 куполов при суммарном числе 40. Такое сложное геологическое строение месторождений определяет широкий

Таблица 1

Месторождение	Год ввода в разработку	Степень выработки, % НИЗ	Темп отбора НИЗ, %	Достигнутый КИН	Среднегодовая обводненность, %	Число поднятий, куполов	Число пластов, участков, районов
Радаевское	1951	88,0	0,17	0,341	93,6	5	13
Сосновское	1961	73,3	0,20	0,335	88,2	1	12
Дмитриевское	1957	91,9	0,18	0,513	77,7	4	25
Мухановское	1952	89,9	0,12	0,566	83,4	4	57
Алакаевское	1960	87,1	0,19	0,508	87,2	3	9
Белозерско-Чубовское	1960	83,6	0,36	0,467	90,1	1	39
Красноярское	1955	90,6	0,11	0,596	89,6	1	5
Ново-Запрудненское	1960	84,0	0,16	0,488	76,9	3	24
Подгорненское	1962	81,4	0,16	0,470	91,5	2	15
Бариновско-Лебяжинское	1965	75,0	0,48	0,392	74,9	11	50
Кулешовское	1960	87,6	0,23	0,437	64,7	5	41
Покровское	1950	73,9	0,14	0,403	83,9	3	17
Итого		85,5	0,20	0,460	84,1	43	307

диапазон геолого-физических характеристик пластов и насыщающих их флюидов и, следовательно, значительную неравномерность выработки запасов продуктивных пластов в пределах одного месторождения.

С учетом сроков ввода месторождений в эксплуатацию затягивание начала интенсификации разработки слабодренлируемых пластов может вызвать значительные дополнительные капитальные вложения в перебуривание старого эксплуатационного фонда и замену выходящих из строя объектов наземной системы обустройства. Поэтому первоочередной задачей доразработки данных месторождений является интенсификация выработки ОИЗ путем вовлечения в разработку недренлируемых или слабодренлируемых пластов за счет активного бурения скважин эксплуатационного фонда.

## Актуальность ввода в разработку запасов категории $C_2$

Следует отметить, что на 11 месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, имеется 61 пласт или участок с суммарными извлекаемыми запасами категории  $C_2$  более 14 млн. т. Величина этих запасов по месторождениям изменяется от 20 тыс. до 3972 тыс. т.

Ввод в разработку запасов категории  $C_2$  возможен за счет:

- бурения самостоятельной сетки скважин;
- организации системы разработки путем перевода добывающих и нагнетательных скважин с нижележащих пластов;
- комбинации обоих методов.

Особый интерес для разбуривания представляют 11 пластов 6 месторождений, каждый из которых содержит НИЗ категории  $C_2$ , превышающие 300 тыс. т, а суммарные НИЗ по ним составляют 52,8 % НИЗ категории  $C_2$  всех 11 месторождений. По четырем пластам (С-III, Мухановское месторождение, Южно-Черновское поднятие; А-4, Бариновско-Лебяженское месторождение, Лебяженское поднятие; К-II, Кулешовское месторождение, Западный купол Кулешовского поднятия, В-2, Покровское месторождение, Покровское поднятие, центральный купол) числятся запасы только категории  $C_2$ , составляющие более 2 млн. т извлекаемых. По остальным семи пластам числятся запасы категорий  $ABC_1$  и  $C_2$ . По двум пластам добыча нефти не велась. По четырем пластам в 2010 г. добывали 1-5 тыс. т, что соответствует

темпу отбора 0,24-3,57 % НИЗ, а степени выработки 1,32 – 28,03 % НИЗ.

В рамках концепции долгосрочного развития ОАО «Самаранефтегаз» составлена «Программа бурения добывающих скважин», в которой предусмотрен ввод в разработку 3 млн. т запасов категории  $C_2$  за счет бурения 49 добывающих скважин на четырех пластах. По остальным пластам предусматривается ввод в разработку запасов категории  $C_2$  посредством перевода скважин с нижележащих пластов.

## Пути повышения эффективности доразработки пластов с запасами категорий $ABC_1$

В 2001-2010 гг. по всем 12 рассматриваемым месторождениям наблюдалось изменение ОИЗ категорий  $ABC_1$  как за счет уточнения геологического строения месторождений, так и за счет перевода запасов категории  $C_2$  в  $C_1$ . В итоге по 11 месторождениям произошло увеличение ОИЗ, а по Мухановскому месторождению – уменьшение. Всего за 10 лет запасы категорий  $ABC_1$  увеличились почти на 38 млн. т, в том числе за счет перевода из категории  $C_2$  в  $C_1$  – на 4,1 млн. т. Только в 2010 г. по трем месторождениям (Бариновско-Лебяженское, Кулешовское, Покровское) было переведено из категории  $C_2$  в  $C_1$  1,4 млн. т извлекаемых запасов.

Существенной особенностью текущего состояния разработки 12 крупных месторождений является неоднородность выработки НИЗ категорий  $ABC_1$  по пластам и темпов текущих отборов. С точки зрения интенсификации доразработки данных месторождений особый интерес представляют пласты с ОИЗ более 300 тыс. т и темпом отбора менее 5 % ОИЗ.

Этим условиям соответствуют всего 77 пластов с суммарными ОИЗ около 77 млн. т. Почти половина таких запасов (47,4 %) приходится на три месторождения: Мухановское – 21,1 %, Покровское – 14,4 % и Сосновское – 11,9 %. Средняя выработка НИЗ по всем пластам составила 85,3 %, при этом по месторождениям она изменяется от 59,2 % (Белозерско-Чубовское месторождение) до 93,6 % (Красноярское месторождение). Средневзвешенный темп отбора ОИЗ по всем выделенным пластам составляет всего 1,75 %, что соответствует продолжительности выработки запасов не менее 57 лет.

В «Программе бурения добывающих скважин» из 77 пластов только на 38 пластах девяти месторождений предусмотрено бурение 201 скважины.



Запланированные объемы бурения позволят интенсифицировать разработку этих пластов, а бурение новых скважин на четыре пласта обеспечит их ввод в разработку после простоя из-за отсутствия эксплуатационного фонда. ОИЗ по этим пластам составляют 53,7 % ОИЗ 77 пластов. Наибольшие объемы бурения предусмотрены на Мухановском (73 скважины), Кулешовском (42 скважины) и Белозерско-Чубовском (27 скважин) месторождениях.

По состоянию на 01.01.11 г. наименьшие удельные ОИЗ на одну действующую добывающую скважину отмечались на Радаевском месторождении (34,2 тыс. т/скв). По остальным месторождениям они изменялись от 81,5 тыс. т/скв (Белозерско-Чубовское месторождение) до 226 тыс. т/скв (Сосновское месторождение), причем по 8 месторождениям удельные ОИЗ превышают 100 тыс. т/скв, а по 10 месторождениям наблюдался рост удельных ОИЗ в 2010 г. Приведенные величины удельных ОИЗ являются дополнительным доводом необходимости увеличения объемов бурения добывающих скважин.

Вторым важнейшим направлением повышения эффективности доразработки запасов категорий АВС<sub>1</sub> является активное проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ) с целью интенсификации добычи нефти. В 2001-2010 гг. было проведено 2621 различное ГТМ, что обеспечило дополнительную добычу нефти 4020,4 тыс. т. Наибольший объем ГТМ связан с капитальным ремонтом скважин (КРС) и применением методов интенсификации добычи нефти (ИДН).

Наибольшую дополнительную добычу нефти обеспечили 783 операции ИДН – 1627,3 тыс. т. На втором месте по дополнительной добыче оказалась внедрение 206 переходов на вышележащие горизонты (ПВЛГ) – 536 тыс. т, на третьем – проведение 815 КРС – 515,6 тыс. т. Наименьшую дополнительную добычу обеспечил ввод в действующий добывающий фонд скважин из консервации – 15,7 тыс. т, что прежде всего связано с незначительным числом таких мероприятий (шесть скважин).

Большой интерес представляет обводненность дополнительно добываемой продукции. Наименее обводненной оказалась нефть, дополнительно добытая в результате проведения 94 гидроразрывов пласта (ГРП) – 27,1 %. На втором месте – обводненность дополнительно добытой нефти, полученной вследствие бурения 38 новых скважин, на третьем месте – вследствие бурения 10 боковых

стволов. В 2001-2010 гг. обводненность дополнительно добытой нефти от проведения всех видов ГТМ всегда была меньше фактической обводненности продукции месторождения.

Основные объемы дополнительно добытой нефти в 2009-2010 гг. от внедрения ГТМ получены по Мухановскому, Бариновско-Лебяженскому и Кулешовскому месторождениям. Это достигнуто за счет не только числа проведенных ГТМ, но и правильного подбора планируемых ГТМ и качественного выполнения работ по их реализации. Правильность данного вывода подтверждают максимальные удельные эффективности ГТМ по указанным месторождениям. Эффективность применения ГТМ на 12 месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» показана на рис. 1-3.

Анализ эффективности основан на следующем подходе. По каждому месторождению в период 2001-2012 гг. определялся наименьший дебит жидкости, который был принят за условную единицу, по отношению к ней рассматривалось изменение дебита жидкости в дальнейшем. Соответствующие этому моменту времени значения таких технологических показателей разработки, как годовые добыча нефти, добыча жидкости, дебит нефти, обводненность, число действующих добывающих скважин и темп отбора ОИЗ также были приняты за условные единицы, по отношению к которым рассматривалось изменение этих параметров до 2010 г. включительно. В рассматриваемый период по каждому месторождению выявлялись годы достижения максимальной добычи нефти. На эту дату и строились диаграммы (см. рис. 1-3).

Из рис. 1 видно, что по всем месторождениям прирост годовой добычи жидкости сопровождался приростом годовой добычи нефти. Ее увеличение составило от 1,13 раза (Радаевское месторождение) до 3,67 раза (Бариновско-Лебяженское месторождение). Прирост добычи жидкости практически не связан с увеличением действующего добывающего фонда. Только по двум месторождениям добывающий фонд вырос на 8 % (Сосновское) и 4 % (Красноярское), в то время как годовая добыча жидкости по этим месторождениям увеличилась соответственно на 15 и 63 %. По остальным десяти месторождениям отмечается уменьшение действующего добывающего фонда на 1-29 %. Следовательно, увеличение годовой добычи жидкости в рассматриваемый период произошло прежде всего за счет применявшегося на место-

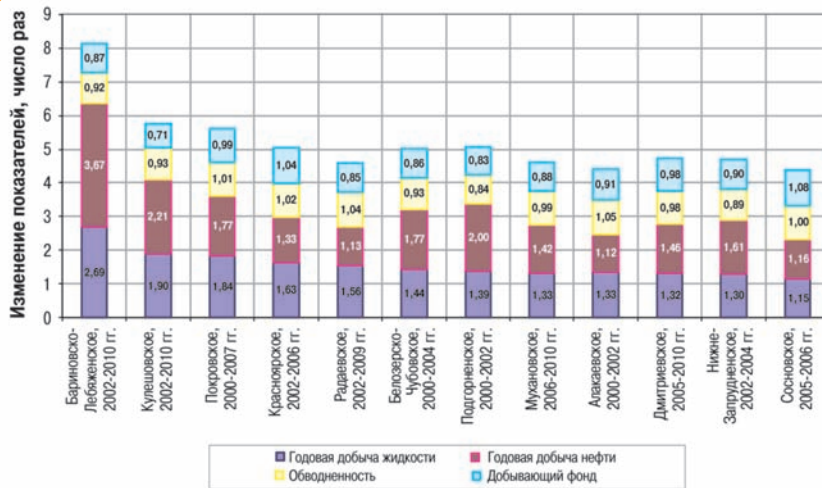


Рис. 1. Изменение годовой добычи нефти, жидкости, добывающего фонда, обводненности

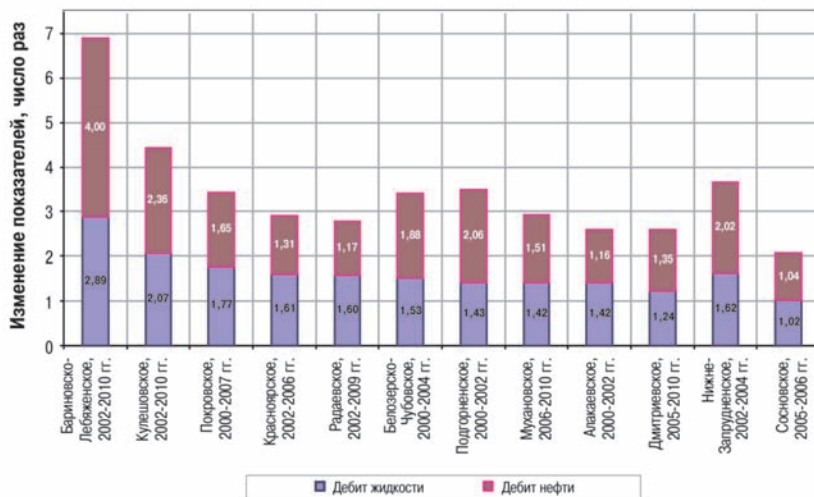


Рис. 2. Изменение дебита нефти и жидкости

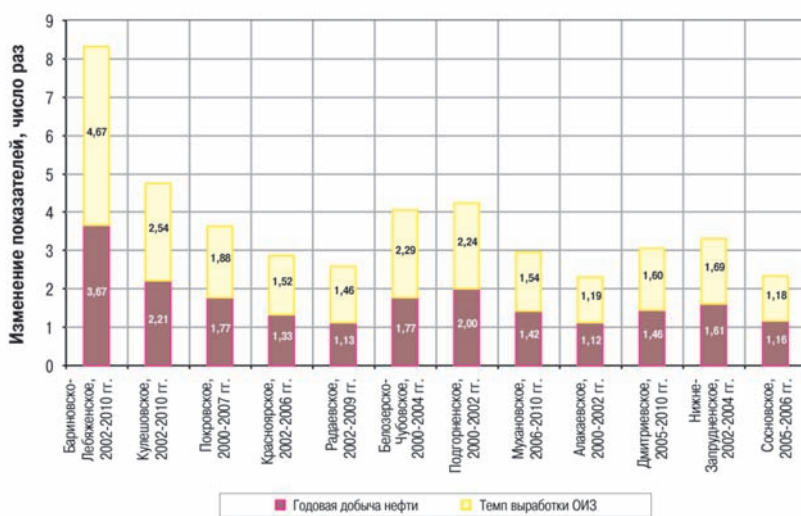


Рис. 3. Изменение годовой добычи нефти и темпа выработки остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ)

рождениях комплекса мероприятий по повышению эффективности работы добывающего фонда (ГРП, обработка призабойной зоны, оптимизация режимов работы глубиннонасосного оборудования, оптимизация систем ППД).

Наибольшие приросты годовой добычи нефти отмечались по Белозерско-Чубовскому, Кулешовскому и Покровскому, наименьшие – по Радаевскому, Алакаевскому и Сосновскому месторождениям. В табл. 2 приведены результаты ГТМ, выполненных на этих двух группах месторождений. Из сопоставления приведенных показателей следует, что для месторождений первой группы характерно разнообразие видов реализованных ГТМ и прежде всего применение тех, которые имеют наибольшую удельную эффективность: ввод новых скважин (ВНС) из бурения, зарезка боковых стволов (ЗБС), ГРП, ПВЛГ. На каждом месторождении проводилось от четырех до шести видов ГТМ, в то время как по месторождениям второй группы выполнялся один или два вида ГТМ, причем эти мероприятиякратно уступают по удельной эффективности вышеперечисленным ГТМ первой группы. В итоге дополнительная добыча нефти от ГТМ по трем месторождениям первой группы составила 325,765 тыс. т, а по трем месторождениям второй группы – только 42,208 тыс. т, что в 7,7 раза меньше. На эффективность реализованных ГТМ существенно повлияла обводненность дополнительной добычи жидкости. Если по месторождениям первой группы обводненность существенно ниже базовой, то по месторождениям второй группы она близка или даже превышает базовую обводненность.

Только по четырем месторождениям (Радаевское, Алакаевское, Красноярское, Покровское) крат-

Таблица 2

Месторождение, год	Виды ГТМ	Число ГТМ	Дополнительная добыча, т		Удельная эффективность ГТМ, т/операция	Обводненность, %
			нефти	жидкости		
Первая группа месторождений						
Бариновско- Лебяженское, 2010	ВБД (п/л)	1	160	847	160,0	81,1
	ВНС из бурения	3	9394	9633	3131,3	2,5
	ГРП	0	0	0	0,0	0,0
	ЗБС	1	5208	9090	5208,0	42,7
	ИДН	9	19963	162728	2218,1	87,7
	ПВЛГ	11	63465	233296	5769,5	72,8
	Прочие ГТМ	10	21314	49436	2131,4	56,9
Кулешовское, 2010	ВБД (п/л)	1	562	4136	562,0	86,4
	ВНС из бурения	0	0	0	0	0
	ГРП	3	12831	27088	4277,0	52,6
	ЗБС	0	0	0	0	0
	ИДН	4	15403	31897	3850,8	51,7
	ПВЛГ	13	97721	184153	7517,0	46,9
	Прочие ГТМ	19	38790	83001	2041,6	53,3
Покровское, 2007	ВБД (п/л)	0	0	0	0	0
	ВНС из бурения	0	0	0	0	0,0
	ГРП	4	4903	10353	1225,8	52,6
	ЗБС	0	0	0	0	0
	ИДН	9	13249	57939	1472,1	77,1
	ПВЛГ	1	1225	3923	1225,0	68,8
	Прочие ГТМ	6	21589	25942	3598,2	16,8
Вторая группа месторождений						
Радаевское, 2009	ВБД (п/л)	0	0	0	0	0
	ВНС из бурения	0	0	0	0	0
	ГРП	0	0	0	0	0
	ЗБС	0	0	0	0	0
	ИДН	0	0	0	0	0
	ПВЛГ	0	0	0	0	0
	Прочие ГТМ	10	6252	44751	625,2	86,0
Алакаевское, 2002	ВБД (п/л)	0	0	0	0	0
	ВНС из бурения	0	0	0	0	0
	ГРП	0	0	0	0	0
	ЗБС	0	0	0	0	0
	ИДН	8	28180	171849	3522,5	83,6
	ПВЛГ	0	0	0	0	0
	Прочие ГТМ	12	4738	30692	394,8	84,6
Сосновское, 2006	ВБД (п/л)	3	559	7958	186,3	93,0
	ВНС из бурения	0	0	0	0	0
	ГРП	0	0	0	0	0
	ЗБС	0	0	0	0	0
	ИДН	0	0	0	0	0
	ПВЛГ	0	0	0	0	0
	Прочие ГТМ	2	2479	4931	1239,5	49,7

Примечание. ВБД (п/л) – ввод из бездействия прошлых лет.

ность увеличения годовой добычи жидкости превышала кратность прироста годовой добычи нефти, по семи месторождениям отмечалось обратное. Данное противоречие объясняется тем, что в результате проведенных работ по интенсификации только по четырем перечисленным месторождениям наблюдалось увеличение обводненности от 1 до 5 % относительных, на одном (Сосновском)

она не изменилась, а на семи наблюдается уменьшение обводненности от 1 до 32 % относительных. При этом увеличение обводненности только снизило кратность прироста добычи нефти, а уменьшение – позволило существенно повысить кратность прироста добычи нефти.

Важность влияния обводненности дополнительной добычи на эффективность реализованных

ГТМ подтверждает рассмотрение показателя удельной дополнительной добычи нефти на одну скважино-операцию. Наиболее эффективным оказалось бурение новых скважин – 6775 т, на втором месте ГРП – 4189 т и на третьем – ЗБС – 3488 т. Таким образом, наибольшую удельную эффективность имеют те ГТМ, по которым получена наименьшая обводненность дополнительно добытой продукции.

Подтверждением вывода о решающем влиянии динамики обводненности на эффективность работ по интенсификации добычи нефти может служить сопоставление кратностей увеличения дебитов жидкости и нефти скважин (см. рис. 2). По восьми месторождениям кратность прироста дебита нефти превышает кратность прироста дебита жидкости. При этом по всем 12 месторождениям наблюдается прирост дебитов нефти от 4 до 300 %. Определенный интерес представляет сопоставление кратности прироста годовой добычи нефти и кратности прироста темпа выработки ОИЗ (см. рис. 3). Для всех месторождений кратность прироста темпов выработки ОИЗ выше, при этом расхождения находятся в довольно широком диапазоне.

Таким образом, реализованные в 2001-2010 гг. мероприятия по интенсификации добычи нефти позволили увеличить годовую добычу нефти по месторождениям от 1,13 до 3,67 раза, темпы выработки ОИЗ – от 1,18 до 4,67 раза, дебиты нефти – от 1,04 до 4 раза.

## Заключение

На 12 крупных месторождениях ОАО «Самаранефтегаз», находящихся на стадии доразработки, за счет ГТМ, проведенных в 2001-2010 гг., прирост годовой добычи нефти составил 72 % при увеличении годовой добычи жидкости на 52 %. Этого удалось добиться в результате снижения обводненно-

сти по семи месторождениям, стабилизации обводненности по одному месторождению и увеличения обводненности всего на 1-5 % относительных по четырем месторождениям.

В концепции развития ОАО «Самаранефтегаз» предусмотрена программа доразработки крупных нефтяных месторождений, имеющих значительные слабодренлируемые остаточные запасы нефти категорий АВС<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. Для интенсификации выработки этих запасов заложено бурение 250 добывающих скважин на 42 пластах, причем число ввода новых скважин и ГТМ будет увеличено с 2013 г. в 2 раза.

## Список литературы

1. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 1 ноября 2005г. № 298. – М.: Министерство природных ресурсов Российской Федерации. Распоряжение № 23-р от 05.04.07г.
2. Совершенствование разработки нефтяных месторождений на завершающей стадии/ Н.Н. Лисовский, М.М. Иванова, В.Ф. Базив, В.М. Малюгин //Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 22-24.

## References

1. Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu Klassifikatsii zapasov i prognoznykh resursov nefii i goryuchikh gazov, utverzhdennoy prikazom Ministerstva prirodnykh resursov Rossiyskoy Federatsii ot 01.11.2005 no. 298 (Guidelines on the application of the Classification of reserves and predicted resources of oil and combustible gas, approved by the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation), Ministry of Natural Resources of the Russian Federation, Ordinance no. 23-r of 05.04.2007.
2. Lisovskiy N.N., Ivanova M.M., Baziv V.F., Malyugin V.M., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2008, no. 3, pp. 22-24.

# Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения

Г.Г. Гилаев, д.т.н., И.С. Афанасьев, к.ф.-м.н., А.В. Тимонов, к.т.н., И.В. Судеев, С.С. Ситдииков, Т.Р. Мусабиоров (ОАО «НК «Роснефть»), А.В. Колонских, к.т.н., Р.Р. Галеев (ООО «РН-Уфанипинефть»)

**Ключевые слова:** низкопроницаемые пласты, горизонтальные скважины, трещины гидроразрыва пласта (ГРП), системы разработки, заводнение.

**Key words:** low-permeability formation, horizontal well with multi-stage frac, field development system, waterflooding.

Адрес для связи: GaleevRR@ufanipi.ru

## Введение

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является эффективным и распространенным методом интенсификации добычи нефти при разработке низкопроницаемых коллекторов [1]. Развитию данной технологии в ОАО «НК «Роснефть» способствует ухудшающаяся структура запасов разрабатываемых месторождений. Так, более половины извлекаемых запасов месторождений, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», являются трудноизвлекаемыми.

Однако в настоящее время даже применение ГРП в наклонно направленных скважинах (ННС) не всегда обеспечивает рентабельность разработки. Например, районы нового бурения на Приобском месторождении – это краевые зоны, представленные низкопроницаемыми коллекторами проницаемостью  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и ниже. Дебиты ННС с ГРП в таких зонах составляют 5-20 м<sup>3</sup>/сут, что часто не обеспечивает окупаемости затрат на их строительство. Одним из способов поддержания рентабельных уровней добычи в ухудшающихся геологических условиях является применение новых систем заканчивания скважин, в том числе горизонтальных скважин с множественными ГРП (ГС с МГРП).

В ООО «РН-Юганскнефтегаз» в рамках реализуемой в компании ОАО «НК «Роснефть» про-

граммы инновационного развития в 2010 г. было принято решение об организации опытного участка с применением ГС с МГРП. Участок был разбурен в 2011-2012 гг. В данной статье обобщен полученный опыт по определению геологических и технологических критериев выбора участка для бурения таких скважин, рассмотрены некоторые методические особенности построения гидродинамической модели притока флюида к ним для прогноза технико-экономических показателей разработки. Приведены результаты сравнительных расчетов дебита и экономической эффективности ГС с МГРП по сравнению с ННС с ГРП.

## Выбор опытного участка

Объектами разработки Приобского месторождения являются три продуктивных пласта: АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub>. Пласты АС<sub>10</sub> и АС<sub>11</sub> относятся к шельфовым отложениям барового типа и характеризуются хорошо коррелируемыми прослоями, пласт АС<sub>12</sub> относится к глубоководным морским отложениям, характеризующимся высокими глинистостью и расчлененностью.

В пласте АС<sub>10</sub> продуктивными являются переслаивающиеся песчано-алевролитовые линзы. Пласт АС<sub>11</sub> имеет сложное строение: его нижняя часть представлена чередованием очень тонких нефтенасыщенных песчано-алевритово-глинистых

пород с линзами преимущественно песчано-алевритовых пород. Пласт АС<sub>12</sub> сложен крупнозернистыми алевритами с прослоями неотсортированных разностей в нижней части разреза. Общая толщина пластов составляет 300 м, эффективная – 50 м. Пласты разделены глинистыми перемычками толщиной до 100 м. Существующая система разработки на месторождении представляет собой площадную девятиточечную систему с плотностью сетки 25 га/скв.

С 2000-2001 г. Приобское месторождение в основном разрабатывается с массовым применением технологии ГРП в ННС, поэтому одной из приоритетных задач анализа результатов разработки и выбора участка для бурения ГС с МГРП является определение азимута преимущественного распространения трещин ГРП. По результатам проведения специальных геофизических исследований скважин (ГИС) установлено, что трещины ГРП в основном распределены в диапазоне 310-345° [2]. Кроме того, при выборе опытного участка для бурения ГС с МГРП были сформулированы следующие основные геологические критерии:

- отсутствие пересечения целевого пласта с другими продуктивными пластами для упрощения технологических решений проекта разработки (одновременная разработка двух и более продуктивных пластов по единой сетке скважин с использованием ГС с МГРП трудозатратная и дорогостоящая);

- толщина пласта (от кровли до подошвы) не превышает 100 м (технологическое ограничение проведения операции ГРП);

- расчлененность пласта на 1 м эффективной толщины более 0,5;

- толщина глинистых перемычек между прослоями не более 3-4 м (для предотвращения «затекания» глин в трещину ГРП).

Исходя из этих критериев в восточной части Приобского месторождения, в районе куста № 250, был выбран участок для проведения опытно-промышленных работ по бурению ГС с МГРП, представленный в основном пластом АС<sub>11</sub>. Средняя песчаность по пласту АС<sub>11</sub> составляет 0,31, пористость – 0,18, эффективная проницаемость – 0,002 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенность – 0,64.

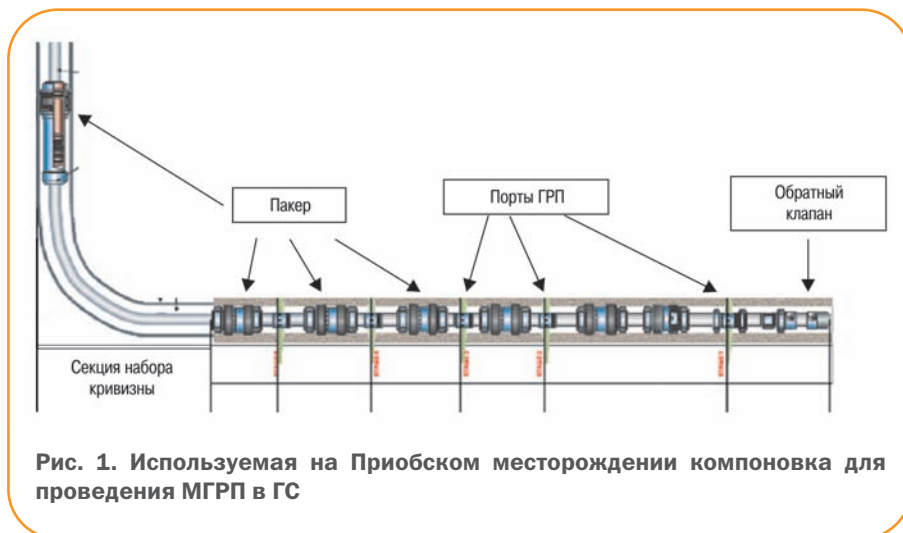


Рис. 1. Используемая на Приобском месторождении компоновка для проведения МГРП в ГС

## Описание выбранной технологии заканчивания скважин

В качестве базовой технологии многостадийного ГРП в ГС была выбрана одна из технологий спуска многосекционной компоновки с портами (муфтами) для закачки проппанта, разделенными в затрубном пространстве пакерами (рис. 1). Такая технология обеспечивает выполнение многостадийных операций ГРП в необсаженном стволе. В процессе закачки муфты последовательно открываются путем сбрасывания шаров и отсекают нижерасположенные интервалы после проведения в них ГРП. Такая система позволяет использовать упрощенное заканчивание скважины без цементирования и перфорации хвостовика. Сроки выполнения работ в зависимости от дизайна ГРП могут составлять от нескольких суток до нескольких часов. Возможность селективного управления открытием портов позволяет изолировать обводненные интервалы, увеличивая длительность безводного периода эксплуатации скважины.

Дизайн многостадийного ГРП характеризуется следующими особенностями, которые необходимо учитывать при проектировании ГС с МГРП.

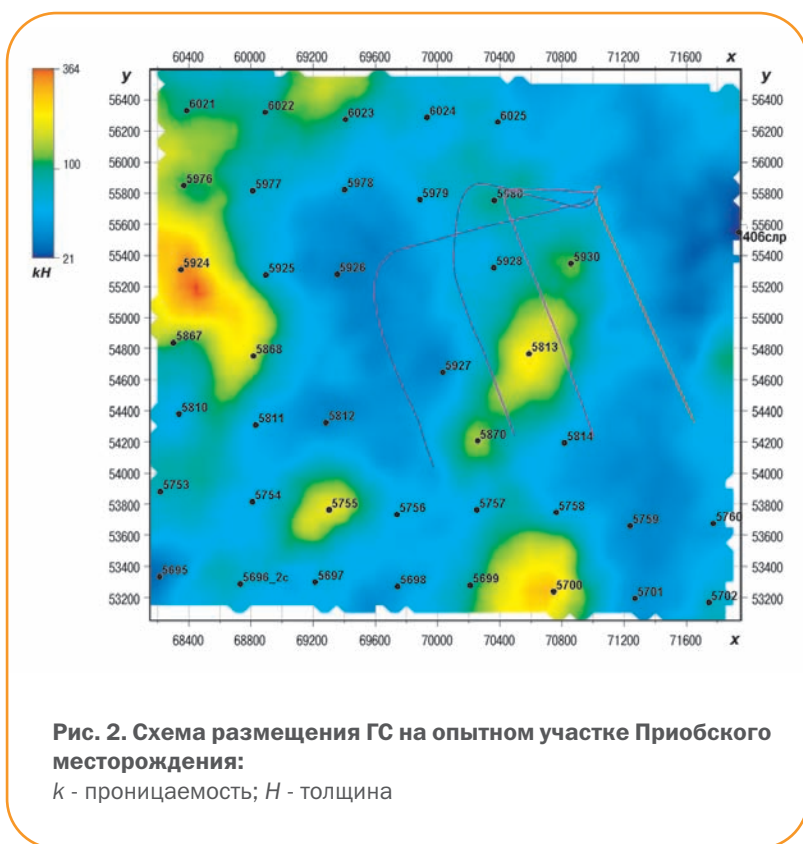
- Ограничение по закачке проппанта крупных фракций. При проведении работ в скважинах куста № 250 использовался проппант фракции 16/20. Закачка крупнозернистого проппанта фракцией 12/18 существенно увеличивала риски прекращения работ вследствие аварий.

- Необходимость детального определения азимута распространения трещины ГРП с помощью дополнительных геофизических исследований для корректировки проводки ГС.

- Необходимость дополнительных каротажных исследований с целью размещения портов и пакеров.

- Различие в расчетах ГРП для ГС и ННС (необходимость использования специального программного обеспечения).

На выбранном опытном участке было запроектировано бурение четырех ГС с длинами горизонтальных участков от 800 до 1000 м и 7-8 трещинами ГРП по описанной выше технологии (рис. 2). Для организации оптимальной (линейной) системы заводнения направление проводки горизонтальных участков скважин было выбрано таким образом, чтобы азимут создаваемых вдоль ствола трещин ГРП совпадал с азимутом преимущественного распространения трещин ГРП по месторождению.



На основе средних для данного участка месторождения геомеханических параметров были проведены расчеты по определению дизайна многостадийного ГРП. Оптимальная масса проппанта на одну стадию выбиралась из прогноза продуктивности ГС с МГРП, выполненного с помощью гидродинамического моделирования, и составила 70-110 т. Расчетная эффективная полудлина трещин равнялась 50-60 м, закрепленная высота – 70 м, средняя закрепленная ширина – 3,5 мм. Все работы по ГРП были проведены в соответствии с дизайном. Анализ фактических замеров подтвердил оценки геометрии трещин.

## Технико-технологическое моделирование технологии бурения ГС с МГРП и анализ результатов ее внедрения

Для технико-экономической оценки применения ГС с МГРП на опытном участке и повышения эффективности принятых технологических решений в работе использовалось трехмерное геолого-гидродинамическое моделирование процесса притока к скважинам с различными системами заканчивания. Основная сложность построения адекватной гидродинамической модели в данном случае заключалась в корректном задании трещин ГРП, особенно в ГС. Обычно для численного гидродинамического моделирования разработки нефтяных месторождений с использованием скважин с ГРП применяются следующие подходы [3].

1. Моделирование трещины ГРП при помощи отрицательного скин-фактора. Недостатком метода является отсутствие учета геометрии трещины и, как следствие, неправильное распределение давления и насыщенности в пласте.

2. Применение локального измельчения сетки в области трещины ГРП. Данный подход позволяет моделировать геометрию трещины, однако за счет измельчения сетки в разы увеличивается время расчета.

Для выбора оптимальной системы разработки опытного участка были проведены многовариантные расчеты показателей разработки с применением альтернативного подхода, реализованного в сертифицированном корпоративном пакете гидродинамического моделирования залежей углеводородов ПК BOS. Этот пакет включает уникальный модуль расчета притока к трещине ГРП на основе метода источников. Данный метод моделирования трещин конечной проводимости, произвольной длины и ориентации основан на сопряжении конечно-разностной аппроксимации течения в пласте и аналитического решения в окрестности трещины [4]. Время расчета по сравнению с локальным измельчением сетки меньше в 1,5-2 раза при сохранении заданной точности вычислений.

На первом этапе были построены тестовые модели однородного пласта для сравнения продуктивности ННС с ГРП и ГС с МГРП. Предполагалось, что скважины работают с постоянным забойным

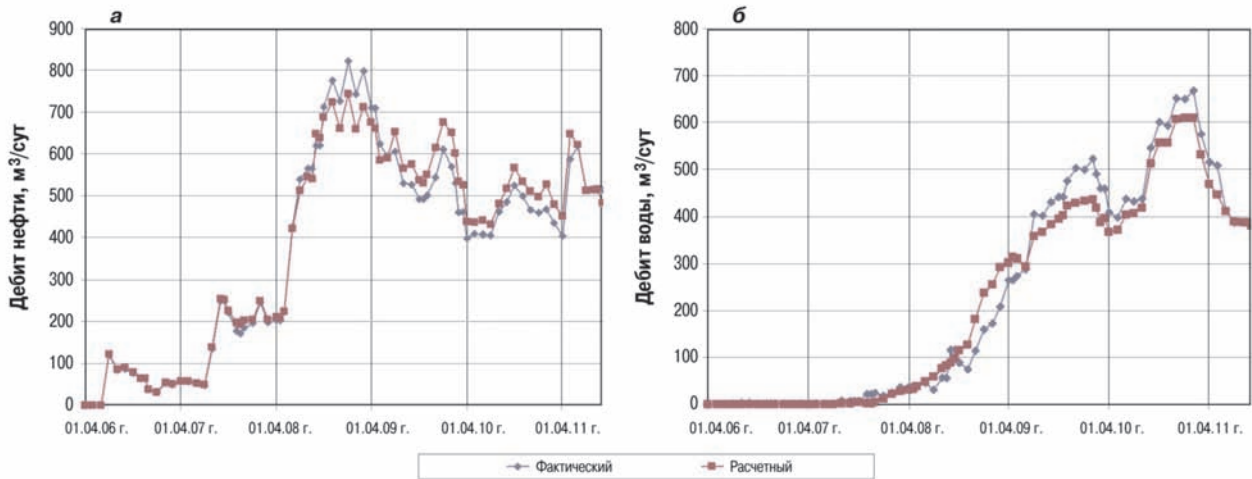


Рис. 3. Динамика дебита нефти (а) и воды (б) скважин

Таблица 1

Тип скважины	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут		Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)
	пусковой	на установившемся режиме	
ННС	117	24	1,2
ГС	307	48	2,3

давлением 5 МПа, полудлина трещин для ННС с ГРП равна 150 м, для 800-м ГС с семью трещинами ГРП – 50 м. Фильтрационно-емкостные свойства пласта и термобарические условия в модели соответствовали средним значениям по опытному участку Приобского месторождения: проводимость пласта –  $6,15 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>·м, начальное пластовое давление – 26 МПа. В табл. 1 приведены результаты моделирования продуктивности для однородной модели. Из нее видно, что пусковой дебит ГС превышает дебит ННС в 2,6 раза, а кратность превышения стационарного дебита ГС равна 2, что свидетельствует о более существенном темпе падения дебита ГС по сравнению с дебитом ННС.

Целью второго этапа моделирования являлся расчет динамики дебитов ГС с МГРП для технико-экономического анализа эффективности их применения на Приобском месторождении. На основе результатов интерпретации данных сейсморазведки, промысловых и геофизических данных по окружающим и разведочным скважинам была построена детальная секторная геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ) опытного участка. Проведена адаптация секторной модели к фактическим показателям эксплуатации окружающих скважин. Сравнение расчетных и фактических дебитов нефти и воды (рис. 3) показало

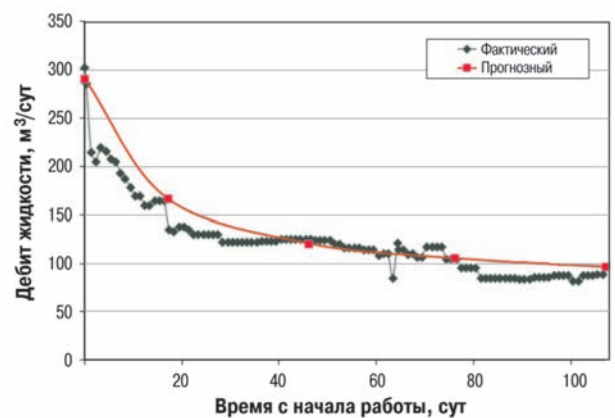


Рис. 4. Динамика прогнозных и фактических дебитов нефти и жидкости скв. 5869Г Приобского месторождения

ло высокую степень достоверности построенной ГГДМ, достаточную для проведения прогнозных расчетов продуктивности скважин с различными системами заканчивания.

Прогноз динамики добычи был проведен для всех проектных ГС с МГРП опытного участка. Результаты расчетов сравнивались с фактическими технологическими показателями после ввода скважин в эксплуатацию. Сравнение прогнозных и фактических дебитов скважин показывает достаточно хорошую сходимость (рис. 4), что подтверждает корректность предлагаемого метода моделирования ГС с МГРП.

### Оценка экономической эффективности применения ГС с МГРП

Оценка проводилась путем сравнения прогнозных технико-экономических показателей предложенного варианта разработки с базовым вариан-



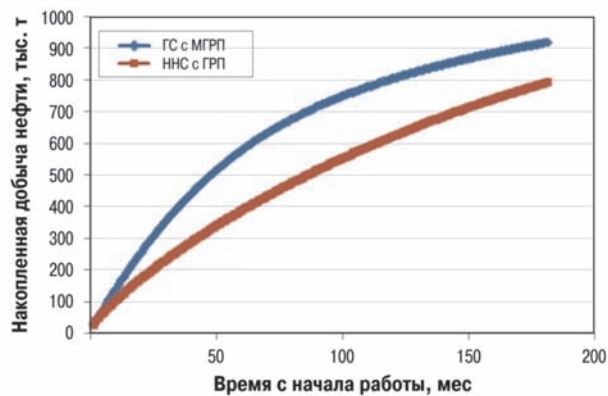


Рис. 5. Динамика накопленной добычи нефти по двум вариантам разработки опытного участка

том (девятиточечная система ННС с ГРП с плотностью сетки скважин 25 га/скв). Для определения динамики добычи по сравниваемым вариантам использовалась секторная ГГДМ. Экономические показатели вариантов оценивались по действующей в ОАО «НК «Роснефть» комплексной методике расчета интегрированных проектов разработки [5] с нормативами, утвержденными для Приобского месторождения. На рис. 5 приведено сравнение рассчитанной динамики накопленной добычи нефти по анализируемым вариантам разработки.

Таблица 2

Показатели	ГС с МГРП	ННС с ГРП
NPV, млн. руб.	116	66
IRR	0,25	0,23
DPI	1,07	1,06
Срок окупаемости, годы	1	1

В табл. 2 приведены полученные экономические показатели рассматриваемых вариантов разработки. Из нее видно, что оба варианта являются экономически рентабельными с индексами доходности (DPI) больше 1 и сроком окупаемости около 1 года. Однако чистый дисконтированный доход (NPV) по варианту разработки с применением ГС с МГРП выше в 1,8 раза, несмотря на достаточно высокую стоимость строительства подобных скважин.

## Заключение

Таким образом, применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП позволяет повысить эффективность разработки низкопроницаемых пластов, что показано на примере опытного участка Приобского месторождения. На основе трехмерного гидродинамического моделирования разработан подход к выбору оптимальной системы разработки с использованием таких скважин.

## Список литературы

1. Комплексная система планирования и проведения гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «НК «Роснефть»/А.Г. Загуренко, В.А. Коротовских, А.А. Колесников [и др.]//Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 78-80.
2. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»/И.Д. Латыпов, Г.А. Борисов, А.М. Хайдар, А.Н. Горин//Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 34-38.
3. Ertekin T., Abou-Kassem J.H., King G.R. Basic Applied Reservoir Simulation. – Richardson, Texas: SPE, 2001. – 421 p.
4. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с.
5. Integrated Modeling of the Priobskoe Oilfield/D.A. Antonenko, V.A. Pavlov, V.N. Surtaev, K.K. Sevastyanova // SPE 117413. – 2008.

## References

1. Zagurenko A.G., Korotovskikh V.A., Kolesnikov A.A., Timonov A.V., Kardymon D.V., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2009, no. 4, pp. 78-80.
2. Latypov I.D., Borisov G.A., Khaydar A.M., Gorin A.N., *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2011, no. 6, pp. 34-38.
3. Ertekin T., Abou-Kassem J.H., King G.R., *Basic Applied Reservoir Simulation*, Richardson, 2001, 421 p.
4. Kanevskaya R.D., *Matematicheskoe modelirovanie razrabotki mestorozhdeniy nefi i gaza s primeneniem gidravlicheskogo razryva plasta* (Mathematical modeling of the development of oil and gas fields with the use of hydraulic fracturing), Moscow: ООО “Недра-Бизнесцентр” Publ., 1999, 212 p.
5. Antonenko D.A., Pavlov V.A., Surtaev V.N., Sevastyanova K.K., *Integrated modeling of the Priobskoe oilfield*, SPE 117413, 2008.

Европейская ассоциация геочёных и инженеров (EAGE) активно содействует развитию и применению науко Земли связанных с ними инженерных отраслей, развитию инноваций и технического прогресса, способствует общению и сотрудничеству между специалистами в этих областях. Мы будем рады видеть вас на наших мероприятиях в 2012 году.



## Мероприятия в 2012 году

20-24 августа	Геобайкал 2012 2-я международная научно-практическая конференция поэлектromагнитным методам исследования	Озеро Байкал, Россия
20-24 августа	Информационные технологии для наук о Земле 2012 1-я международная конференция и выставка	г. Дубна, Россия
10-14 сентября	Геомодель 2012 14-я конференция по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании углеводородов месторождений	г. Геленджик, Россия
1-5 октября	Сахалин 2012 Углеводородный потенциал Дальнего Востока 2012: от исследования нефтегазовых бассейнов к моделям месторождений	г. Южно-Сахалинск, Россия
29-31 октября	КазГео 2012 2-я Международная геофизическая конференция в Казахстане	г. Алматы, Казахстан
19-23 ноября	Образовательные дни Москва 2012 Программа образовательных курсов по геонаукам	г. Москва, Россия

**EAGE**



г. Геленджик, Россия, 10-14 сентября 2012 г.

## **Геомодель-2012**

14-я международная научно-практическая конференция по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов

### РЕГИСТРАЦИЯ ОТКРЫТА!

Оформить свое участие и получить полную информацию о мероприятиях конференции Вы можете в компании ООО «EAGE Геомодель» - Региональный офис EAGE в России и странах СНГ: Тел./факс: +7 (495) 661-92-85, +7 (495) 661-92-86, E-mail: geomodel@eage.org, website: www.eage.ru

# Совершенствование технологии ограничения попутно добываемой воды

**В.А. Стрижнев, к.т.н., А.Ю. Пресняков, Т.Э. Нигматуллин (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),  
С.А. Урусов, В.А. Елесин (ОАО «Самаранефтегаз»)**

**Ключевые слова:** ремонтно-изоляционные работы (РИР), ограничение попутно добываемой воды, тампонажные составы.

**Key words:** water shutoff, produced water restriction, bridging agents.

**Адреса для связи:** StrizhnevVA@ufanipi.ru; ElesinVA@samng.ru

## Введение

С переходом многих месторождений на позднюю стадию разработки проблема ограничения попутно добываемой воды приобретает особую значимость. Одним из путей ее решения является проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) с использованием как селективных, так и неселективных методов отключения обводненных интервалов пласта. Сущность селективных методов изоляции заключается в избирательном снижении проницаемости обводненных прослоев при сохранении проницаемости нефтенасыщенных прослоев. При использовании неселективных методов проницаемость продуктивного пласта уменьшается независимо от насыщенности водой или нефтью.

Несмотря на многообразие селективных методов, различающихся механизмом закупоривания пористой среды, в практике РИР чаще используются неселективные методы. В данном случае применяются химические реагенты, отверждающиеся в полном объеме в присутствии отвердителей (цементный раствор и его разновидности, синтетические смолы, кремний-органические соединения и др.). Это объясняется тем, что селективные методы изоляции основаны на предположениях о наличии в разрезе чисто нефтенасыщенных прослоев. Фактически при высокой обводненности пласта (95 % и более) после глушения скважины технической водой в значительных объемах с определенной уверенностью можно предположить обводнение в той или иной степени всех прослоев в призабойной зоне. В связи с указанным исходя из преимущественного поглощения тампонажных растворов (составов) наиболее проницаемыми и, следовательно, опережающе обводненными интервалами для их отключения используют неселективные методы изоляции. Эффективность последних подтверждается результатами опытно-промысловых работ (ОПР), выполненных в скважинах ОАО «Самаранефтегаз» и ОАО «Томскнефть» ВНК [1, 2].

## Повышение эффективности технологии ограничения попутно добываемой воды

Эффективность работ по ограничению попутно добываемой воды с использованием неселективных методов изоляции может быть значительно повышена при наличии точной информации об источнике обводнения добываемой продукции и закачке тампонажного состава в заданные обводненные прослои. На примере скважин ОАО «Самаранефтегаз» показаны пути совершенствования технологии ограничения попутно добываемой воды.

РИР выполняются в два этапа: на первом этапе с целью создания барьера для поступления воды закачивается полимерная гелеобразующая композиция; на втором этапе без разделительной оторочки закачивается докрепляющий тампонажный состав, образующий герметичный тампонажный камень.

В качестве полимерной композиции предлагается раствор полимера VEC2 (ТУ 2216-005-17804808-2009) и сшивателя (ацетата хрома). Технологические параметры полимерного раствора VEC2 оценивали по результатам фильтрационным экспериментов на линейных насыпных моделях ядра (кварцевый песок) проницаемостью 4 мкм<sup>2</sup>. Получены следующие результаты: начальный градиент давления сдвига – более 25 МПа/м; остаточный фактор сопротивления (ОФС) – более 3000; стабильность геля в пористой среде при температуре 80 °С – более 1мес.

В качестве докрепляющего материала предлагается применять тампонажный состав «Блок-С», представляющий собой смесь минеральных вяжущих веществ и модификатора. Тампонажный состав «Блок-С» предназначен для цементирования обсадных колонн, наращивания цементного кольца за колонной и установки герметичных мостов в нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах с максимальной статической температурой до 60 °С. Технологические характеристики состава «Блок-С» приведены ниже.

Плотность, г/см <sup>3</sup> .....	1,2-1,7
Фильтратоотдача, см <sup>3</sup> /мин .....	38
Сроки схватывания, ч, при температуре 20 °С:	
начало .....	2-4
конец .....	8-12
Увеличение объема тампонажного камня	
через 2 сут, % .....	0,5-1
Предел прочности на сжатие, МПа .....	10-13

## Опытно-промысловые работы по применению технологии

Для изучения возможности последовательной закачки двух тампонажных составов проведены лабораторные исследования смесей, образующихся при их закачке, с целью оценки возможных технологических рисков (преждевременное отверждение, снижение прочности тампонажного камня и др.). Полученные результаты показывают, что последовательная закачка полимерного раствора VEC2 и докрепляющего тампонажного состава «Блок-С» без разделительной оторочки не нарушает технологический процесс. Особенности реализации этой технологии закачки показаны на примере скв. 1020 Озеркинского месторождения. Скважина была введена в эксплуатацию в июле 1998 г. с дебитом нефти 26 т/сут. Продуктивный пласт Б<sub>2</sub>(С<sub>1</sub>) перфорирован в интервале 1418-1440 м. Результаты геофизических исследований скв. 1020 приведены на рис. 1.

В августе 2005 г. была проведена повторная перфорация пласта Б<sub>2</sub>(С<sub>1</sub>) в интервале 1440-1447 м. При этом дебит жидкости увеличился от 9 до 19 м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти – от 4 до 11 т/сут, обводненность снизилась с 60 до 41 %. Начало интенсивного обводнения зафиксировано в ноябре 2009 г. (обводненность добываемой продукции достигла 96 %). На момент проведения РИР скважина эксплуатировалась с применением электроцентробежного насоса (ЭЦН) с дебитом жидкости 44 м<sup>3</sup>/сут, дебитом нефти 0,9 т/сут при обводненности 98 %. По данным акустического контроля качества цементирования до проведения РИР сцепление цемента с колонной и породой в интервале 1414-1421 м частичное, 1421-1429 м – преимущественно сплошное, 1429-1435 м – плохое, 1435-1440 м – частичное, 1440-1444 м – преимущественно сплошное, 1444-1477 м – частичное.

Для снижения объема попутно добываемой воды принято решение о проведении в скважине РИР с использованием полимерного раствора VEC2 и тампонажного состава «Блок-С». Результаты промыслово-геофизических исследований (ПГИ) показали, что основной приток жидкости поступает из верхней части пласта в интервале 1418-1440 м. Для увеличения приемистости нижней, наиболее обводненной, части пласта проведена кислотная обработка в интервале 1440-

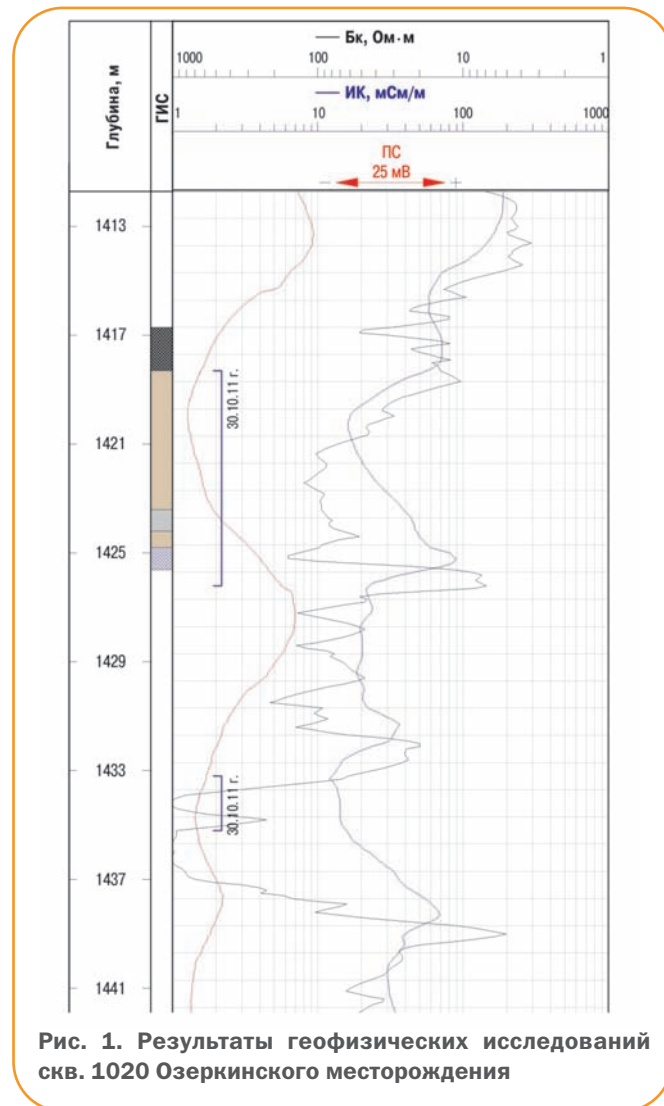


Рис. 1. Результаты геофизических исследований скв. 1020 Озеркинского месторождения

1447 м с пакером, установленным между верхней и нижней частями пласта. После этого приемистость составила 432 м<sup>3</sup>/сут при давлении 8 МПа. Затем приготовили и закачали в пласт 30 м<sup>3</sup> полимерного раствора VEC2, продавили пресной водой в объеме 4,8 м<sup>3</sup> при начальном давлении 5 МПа, конечное давление составило 10 МПа. Колонну НКТ допустили до глубины 1448 м и осуществили обратную промывку пресной водой в объеме 6,6 м<sup>3</sup>. В технологической емкости приготовили 2 м<sup>3</sup> тампонажного состава «Блок-С» и закачали в пласт 1,3 м<sup>3</sup> состава при начальном давлении 10 МПа, конечное давление составило 20 МПа. После отверждения состава мост разбурили до глубины 1438 м и перфорировали пласт Б<sub>2</sub>(С<sub>1</sub>) в интервалах 1418-1426 и 1433-1435 м (см. рис. 1), спустили ЭЦН-45 на глубину 1350 м и ввели скважину в эксплуатацию. Данная технология успешно испытана в трех скважинах, эксплуатирующих терригенный пласт Б<sub>2</sub>(С<sub>1</sub>). Результаты испытаний представлены в таблице.

## Алгоритм действий при проведении РИР

По результатам выполненных работ разработан алгоритм действий при проведении РИР путем

Номер скважины	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Прирост дебита нефти, т/сут	Достижение планового прироста дебита нефти, %
	до РИР			пусковые				
<b>Озеркинское месторождение</b>								
40	52	6	86	45	16	60	10	170
1020	37	3	92	40	8	78	5	100
<b>Радаевское месторождение</b>								
62	80	5	93	63	19	67	14	323

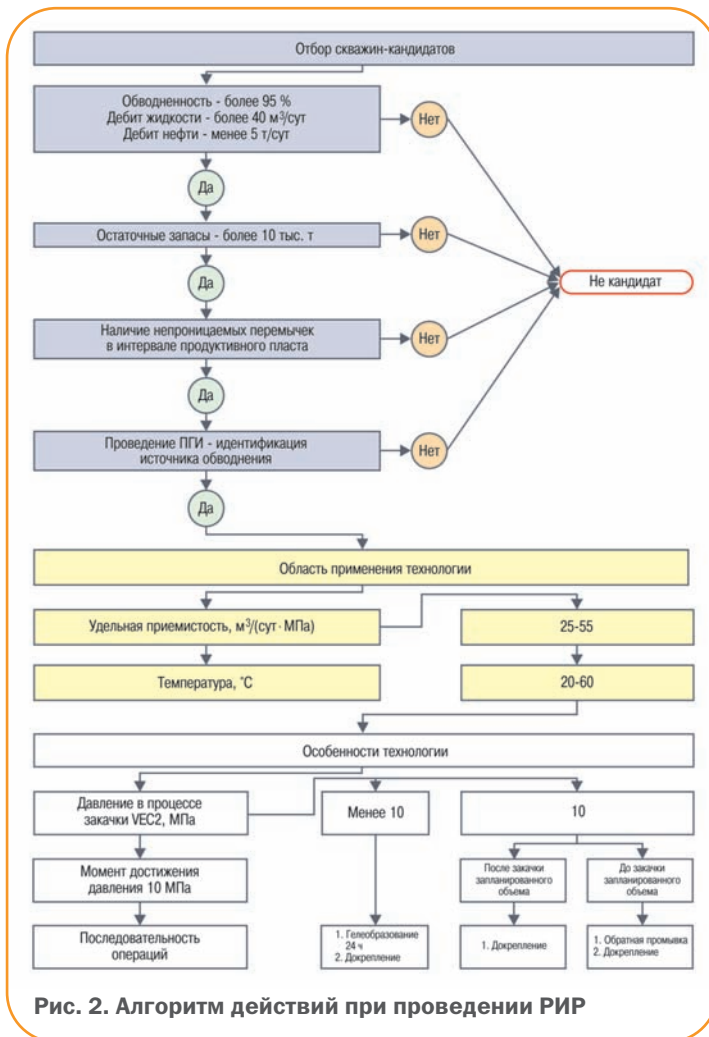


Рис. 2. Алгоритм действий при проведении РИР

последовательной закачки двух тампонажных составов (рис. 2), включающий критерии выбора скважин-кандидатов и особенности технологии РИР. На первом этапе проводится подбор скважины для проведения РИР согласно указанным критериям. Следующим этапом является разработка принципа действия технологии РИР на основании сведений о поглотительной способности интервала изоляции и температуре пласта: работы с использованием полимерного раствора VEC2 и тампонажного состава «Блок-С» проводятся при приемистости интервала изоляции более 250 м<sup>3</sup>/сут и температуре пласта не более 60 °С.

В алгоритме также отражены особенности технологии закачки полимерного раствора VEC2. Определяющим фактором является изменение поглотительной способности интервала изоляции. При недостижении конечного давления закачки раствора VEC2, равного 10 МПа, скважина оставляется на полимеризацию на 24 ч, затем проводится докрепление составом «Блок-С». При достижении конечного давления закачки 10 МПа сразу выполняется докрепление составом «Блок-С». При достижении давления 10 МПа в процессе закачки раствора VEC2 закачку прекращают, проводят обратную промывку скважины с целью вымыва остатков полимерного раствора, затем выполняют докрепление составом «Блок-С».

## Выводы

1. Успешность РИР по ограничению попутно добываемой воды неселективными составами может быть значительно повышена при наличии точной информации об источнике обводнения и последующей направленной закачке тампонажного состава в обводненные прослои.
2. Предложенная комплексная технология РИР предусматривает закачку полимерной гелеобразующей композиции с последующим ее докреплением отверждающимся составом без разделительной оторочки.

## Список литературы

1. *Селективная изоляция водопритоков в скважинах ОАО «Самаранефтегаз»/С.А. Урусов, В.А. Елесин, В. К. Бочкарев, В.А. Стрижнев, А.Ю. Пресняков//Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2011. – Вып. 22. – С. 26-29.*
2. *Некоторые особенности селективной изоляции обводненных интервалов пласта/В.А. Стрижнев, А.Ю. Пресняков, С.В. Захаров [и др.]//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 8. – С. 58-65.*

## References

1. Urusov S.A., Elesin V.A., Bochkarev V.K., Strizhnev V.A., Presnyakov A.Yu., *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik ОАО «NK «Rosneft»*, 2011, V. 22, pp. 26-29.
2. Strizhnev V.A., Presnyakov A.Yu., Zakharov S.V., et al., *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2011, no. 8, pp. 58-65.



Март

### **НЕФТЕГАЗСНАБ** Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально - технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка



Май

### **НЕФТЕГАЗСТРОЙ** Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с инофирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ - основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"



Сентябрь

### **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА** Модернизация переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



Октябрь

### **НЕФТЕГАЗСЕРВИС** Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями



Декабрь

### **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ** Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе

**Телефоны: (495) 514-44-58, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru**

## Оценка эффективности потокоотклоняющих технологий лабораторным методом на параллельных моделях пласта

И.А. Кузнецов, А.Г. Скрипкин, О.В. Гаврилюк, О.В. Глазков (ОАО «ТомскНИПИнефть»),  
А.А. Терентьев (ОАО «Томскнефть» ВНК)

**Ключевые слова:** потокоотклоняющие технологии, параллельные модели, лабораторное моделирование.  
**Key words:** deflection filtration flow, parallel models, laboratory simulation.

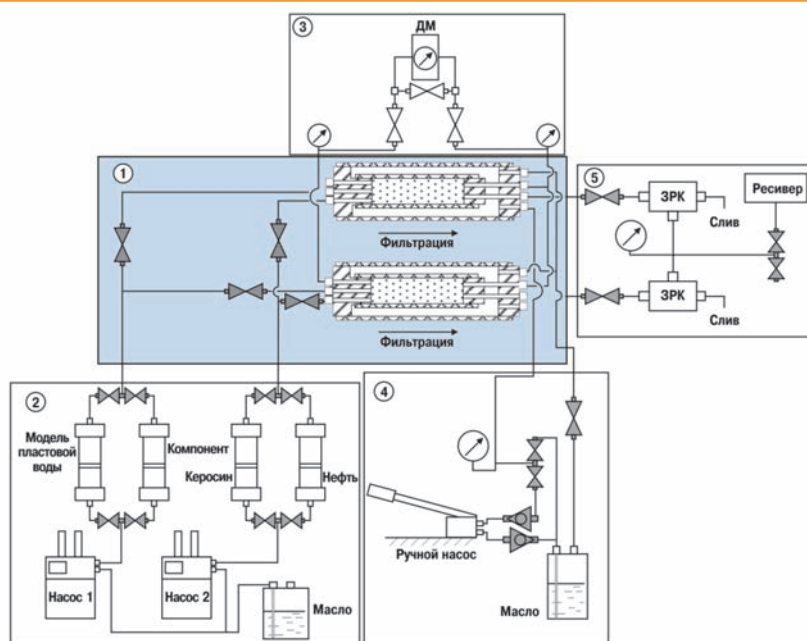
**Адреса для связи:** KuznetsovIA@nipineft.tomsk.ru, SkripkinAG@nipineft.tomsk.ru

### Введение

Одним из основных факторов, влияющих на эффективность заводнения нефтяных месторождений, является коэффициент охвата, зависящий от неоднородности пласта по проницаемости. В неоднородных коллекторах закачиваемая вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым прослоям и зонам, оставляя невытесненную нефть в низкопроницаемых прослоях. В таких случаях наиболее приемлемо применение потокоотклоняющих технологий. Выбор оптимальной технологии для условий конкретного месторождения, даже с учетом критериальных оценок и опыта применения на месторождениях-аналогах, не всегда дает ожидаемый результат. Проведение комплекса физико-химических и реологических исследований позволяет определить общие условия применимости технологий, но оценка эффективности обработок невозможна без фильтрационных исследований. Цель работы - определение эффективности различных потокоотклоняющих технологий и получение количественной оценки динамики фильтрационных свойств пласта в реальных условиях.

### Методика работ и объекты исследований

Для моделирования неоднородности проницаемости терригенных коллекторов в лаборатории физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть» была реализована схема эксперимента, позволяющая выполнить фильтрацию флюидов в пластовых условиях через два параллельно соединенных кернодержателя с колонками образцов керна (моделими пласта) (см. рисунок). В одном кернодержателе



**Принципиальная схема фильтрационной установки УИПК-1М (2):**

1 – термостатируемый шкаф с двумя кернодержателями; 2, 3, 4 – блок соответственно подачи пластовых флюидов, контроля пластового давления и создания горного давления; 5 – система запорно-регулирующих клапанов для сбора выходящих флюидов

находилась модель высокопроницаемой части пласта, в другом – низкопроницаемой. Абсолютные значения проницаемости моделей соответствовали фактическим на конкретных месторождениях.

Эксперимент включал три основных этапа.

## 1. Создание модели пласта и вытеснение нефти пластовой водой

Для экспериментов составлялись колонки (модели пласта) из трех последовательно соединенных цилиндрических литологически однородных образцов керна диаметром 30 мм. Образцы предварительно очищались спиртобензольной смесью, затем определялись открытая пористость и абсолютная проницаемость для газа [1]. Коэффициент водонасыщенности образцов, соответствующий пластовым условиям, создавался в капилляриметре. Колонки образцов помещались в кернодержатель, температура повышалась до пластовой, создавалось эффективное поровое давление, соответствующее пластовому. Далее образцы насыщали нефтью. Колонки выдерживались в пластовых условиях для восстановления смачиваемости в течение 16 - 24 ч [2].

## 2. Воздействие на модель пласта потокоотклоняющим составом

Закачка потокоотклоняющих составов и статичная выдержка моделей пласта в пластовых условиях проводилась по регламенту применения потокоотклоняющих технологий. Использование реагентов не вызывает особых трудностей при их гомогенности (термогелевые системы (ТГС), коллоидные дисперсные гели (КДГ), модифицированные сшитые полимерные системы (МСПС)). При закачке модифицированных полимер-дисперсных систем (МПДС), полимер-глинисто-кварцевых систем (ПГКС), модифицированных дисперсной фазой (глинопорошком или смесью глинопорошка и кварцевого песка), композиции оказались седиментационно неустойчивыми: происходили их расслоение и оседание твердой фазы в течение нескольких минут (что существенно меньше периода подготовки оборудования для закачки реагента и процесса закачки). Поэтому были доработаны схема закачки, система перемешивания дисперсной фазы в рабочем контейнере, взаимного расположения и ориентации отдельных узлов установки.

## 3. Повторное вытеснение нефти пластовой водой

Эффективность применения технологий оценивалась по фактору остаточного сопротивления (ФОС) и количеству дополнительно вытесненной нефти.

Вытеснение ее контролировалось отдельно по каждой колонке. Фактор остаточного сопротивления определяли из отношения

$$\text{ФОС} = \frac{\text{grad}p_2}{\text{grad}p_1},$$

где  $\text{grad}p_1$ ,  $\text{grad}p_2$  – градиент давления пластовой воды соответственно до и после применения технологии.

Оптимальным считается значение ФОС в интервале 3–100. Для контроля процесса закачки использовался фактор максимального остаточного сопротивления ( $\text{ФОС}_{\text{max}}$ ), оцениваемый по изменению градиента давления в процессе закачки реагента по отношению к градиенту давления до закачки.

Рассматривались следующие потокоотклоняющие составы:

- ТГС на основе растворов алюмохлорида и карбамида (РВ-ЗП-1, ГАЛКА);
- МПДС на основе растворов ПАА «Праестол 2540» (0,05 %) со сшивателем АМГ-1 (0,005 %) и бентонитовым глинопорошком (6 %);
- ПГКС на основе ПАА «Праестол 2530» (0,05 %) со сшивателем АМГ-1 (0,005 %) и смесью глинопорошка с кварцевым песком (6 %),
- МСПС на основе ПАА FP-107 (0,3 %) с хромовым сшивателем (0,03 %) и добавками глинопорошка ПБМА (1 %);
- коллоидные дисперсные гели на основе растворов ПАА НИ-VIS 360 и НИ-VIS 370 со сшивателями разного типа (КДГ1, КДГ2).

Для исследований были использованы образцы керна позднеюрских терригенных коллекторов Двуреченского и Крапивинского месторождений, расположенных на территории Томской области и разрабатываемых ОАО «Томскнефть» ВНК. Отношение проницаемостей высоко- и низкопроницаемой колонок для Двуреченского месторождения составляет в среднем 40:1 (абсолютная проницаемость для газа до 0,55 мкм<sup>2</sup>), для Крапивинского месторождения - около 10:1 (абсолютная проницаемость для газа до 0,33 мкм<sup>2</sup>).

## Результаты экспериментов

В соответствии с планом работ было проведено 13 экспериментов по сравнительной оценке потокоотклоняющих технологий из числа применяющихся на рассматриваемых месторождениях по рекомендациям ОАО «Томскнефть» ВНК, а также перспективных для использования. Наилучшие ре-



Номер эксперимента	Технология	Объем оторочки поровые объемы	ФОС	ФОС <sub>max</sub>	$\Delta K_{\text{выт}}$ по ВПК, %	$\Delta K_{\text{выт}}$ по НПК, %
Д1	ТГС	0,1	0,7	1,9	8,8	73,3
Д2	ТГС	0,3	1,1	1,3	23,1	46,1
Д3	КДГ1	0,2	2,6	6,6	4,0	73,7
Д4	КДГ2	0,3	53,2	41,1	0,0	318,2
Д5	ПГКС		2,7	275,4	7,7	40,9
Д6	МПДС		46,2	119,6	20,0	323,1
К1	МПДС		16,3	51,2	0,0	96,0
К2	ПГКС		13,3	228,6	36,1	48,8
К3	КДГ1		3,3	36,5	0,1	42,2
К4	КДГ2		37,4	80,0	0,0	369,2
К5	МСПС	0,2	4,1	69,6	5,8	737,5
К6	МСПС	0,4	3,6	14,7	4,7	510,0
К7	ТГС		0,7	10,4	0,0	10,5

**Примечание.** НПК – низкопроницаемая колонка, ВПК – высокопроницаемая колонка,  $\Delta K_{\text{выт}}$  – изменение коэффициента вытеснения нефти.

зультаты для Двуреченского месторождения получены при закачке гелей КДГ2 (эксперимент Д4), которая обеспечила высокий ФОС (см. таблицу) и значительное увеличение коэффициента вытеснения нефти из низкопроницаемой модели (см. таблицу).

Достаточно высокие результаты по вытеснению нефти и величине ФОС в допустимых пределах показала технология модифицированных полимер-дисперсных систем в эксперименте Д6. Технологии на основе термогелевой смеси оказались неэффективными, что подтверждается незначительным ФОС и, как следствие, умеренным довытеснением нефти.

Для Крапивинского месторождения хорошие результаты показали модифицированные сшитые полимерные системы (эксперименты К5 и К6), применение которых в отличие от остальных технологий несущественно увеличило градиент давления при довытеснении нефти по обеим колонкам. Коллоидные дисперсные гели (К4) и ПГКС (К2) также показали хороший результат, но при закачке ПГКС значительно увеличивался градиент давления. Это обусловлено кольматацией проницаемых пор на входном торце образца частицами глины и кварцевого песка, содержащимися в закачиваемом растворе, и незначительной глубиной их проникновения, что в дальнейшем затрудняло перераспределение потока жидкости.

## Выводы

1. Лабораторные фильтрационные исследования на моделях продуктивных пластов позволяют оценить применимость и сравнительную эффективность разных технологий в условиях конкретных месторождений. Количественные оценки ФОС и коэффициента вытеснения нефти могут быть использованы при моделировании и про-

гнозе эффективности применения потокоотклоняющих технологий в промысловых условиях.

2. Экспериментальные исследования показали, что для образцов керн Двуреченского месторождения  $\text{ФОС}_{\text{max}}$ , изменяющийся от 41,1 до 119,6, получен при использовании технологии модифицированных полимер-дисперсных систем и коллоидных дисперсных гелей. При этом коэффициент вытеснения нефти из низкопроницаемой колонки увеличивается на 318 – 323 %.

3. Значительное (510-738 %) повышение коэффициента вытеснения нефти из низкопроницаемой колонки на образцах Крапивинского месторождения достигается при использовании технологии модифицированных сшитых полимерных систем. ФОС при этом не превышает 4,1.

## Список литературы

1. ГОСТ 26450.0-85 – ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. Сб. ГОСТов. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 30 с.
2. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Миннефтепром, 1989. – 35 с.

## References

1. *Porody gornye. Metody opredeleniya kollektorskikh svoystv* (Rocks. Methods for determination of reservoir properties), GOST 26450.0-85 – GOST 26450.2-85: Sbornik GOSTov, Moscow: Izdatel'stvo standartov, 1985, 30 p.
2. *OST 39-235-89. Neft'. Metod opredeleniya fazovykh pronitsaemostey v laboratornykh usloviyakh pri sovmestnoy statsionarnoy fil'tratsii* (Oil. Method for determination of phase permeability in the laboratory for the joint filtering of stationary), Moscow: Minnefteprom, 1989, 35 p.

# Применение оппозитно-планетарного редуктора для плавного пуска и расклинивания установок электроцентробежных насосов<sup>1</sup>

О.Ф. Динуров, А.Ю. Топал (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

**Ключевые слова:** скважина, УЭЦН, механические примеси, токовые нагрузки, плавный пуск, рабочие органы электроцентробежных насосов.

**Key words:** well, ESP, mechanical impurities, current loads, soft launch, working body of ESP.

**Адрес для связи:** dinurov\_oscar@mail.ru

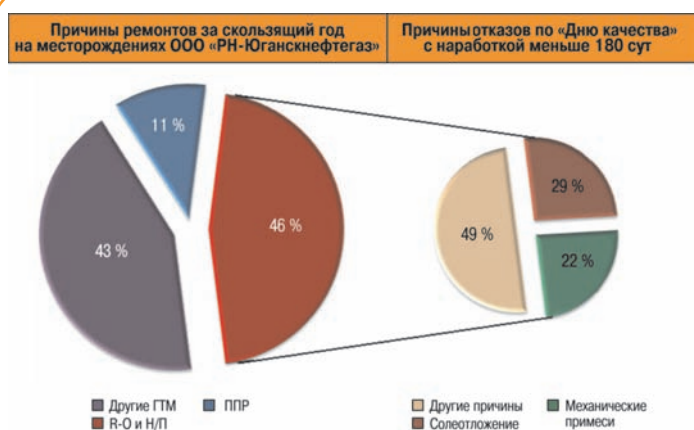
## Введение

Основными проблемами при эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), являются засорение рабочих органов ЭЦН механическими примесями и солеотложения, что обусловлено конструктивными особенностями и принципом действия ЭЦН [1]. К сожалению, пока не известен эффективный метод борьбы с этими осложнениями, одновременно позволяющий сохранить темпы отбора продукции из скважины. Основная задача заключается в повышении межремонтного периода (МРП) работы установок в условиях повышенного содержания механических примесей за счет увеличения выработки потенциала рабочих органов ЭЦН. Сопутствующей является задача уменьшения ударных нагрузок и нагрузок на электрическую часть погружного оборудования при пуске ЭЦН в эксплуатацию. Рассматриваемое в данной статье техническое решение позволило существенно уменьшить негативные последствия повышенного содержания механических примесей при работе УЭЦН.

## Постановка проблемы

Анализ результатов проводимых на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» текущих ремонтов скважин с наработкой УЭЦН менее 180 сут показал, что основные причины отказов оборудования связаны с засорением механическими примесями и солеотложением (рис. 1).

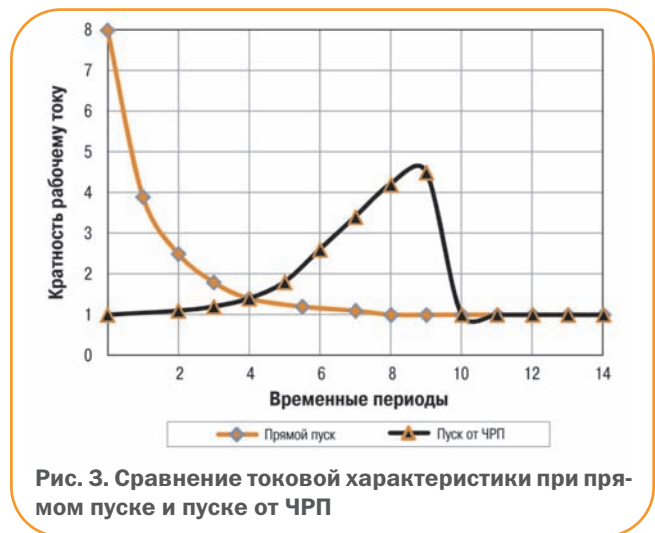
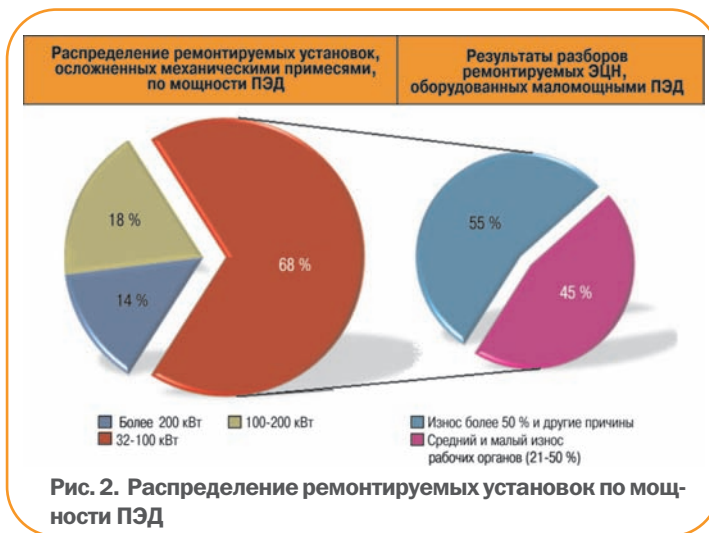
При дальнейшем рассмотрении данной категории отказов было выявлено, что 70 % приходится на отказы маломощных установок (рис. 2). При этом существенная часть (45 %) демонтированных установок с



**Рис. 1. Основные причины отказов УЭЦН с наработкой менее 180 сут по результатам «Дня качества» («День качества» – практика ОАО «НК «Роснефть» по проведению анализа причин отказов неотработавшего гарантийный срок эксплуатации погружного оборудования, с назначением дня разбора и приглашением всех заинтересованных сторон):** ГТМ – геолого-технические мероприятия; ППР – планово-предупредительные ремонты; Р-О – остановки (и последние ремонты) оборудования из-за низкого сопротивления изоляции системы кабель – ПЭД; Н/П – остановки по факту отсутствия подачи продукции скважины на устье

маломощными погружными электродвигателями (ПЭД), требующими ремонта из-за повышенного содержания механических примесей, имеет незначительный (от 21–50 %) износ рабочих органов, т.е. они пригодны для дальнейшей эксплуатации. Этот фактор является весьма существенным с учетом высокой стоимости ремонта скважин с привлечением бригад капитального ремонта скважин. Кроме того, достаточно часто при попытках запуска в работу «подклинивающих» установок происходит повреждение электрической части погружного оборудования – ПЭД и его кабеля – из-за многократного увеличения пусковых

<sup>1</sup> Статья подготовлена на основе доклада, сделанного на VI межрегиональной научно-технической конференции молодых специалистов компании ОАО «НК «Роснефть» О.Ф. Динуровым (2 место).



токов [2], что также повышает стоимость последующего ремонта. Вместе с тем отмечено, что МРП работы успешно «расклиненных» установок увеличивается в среднем на 20-25 %. Это дает основание полагать, что в при удачном запуске установки в эксплуатацию после незначительного «клина» можно существенно увеличить ее наработку на отказ.

Поскольку бóльшая часть установок, ремонтируемых по причине отложения солей и наличия механических примесей, имеет незначительный износ рабочих органов, необходимо повысить эффективность выработки потенциала рабочих органов ЭЦН, что даст возможность повысить МРП. Это особенно актуально при использовании маломощных установок, так как у них даже при незначительном износе и засорении рабочих органов ЭЦН крутящий момент на выходном валу ПЭД недостаточен для запуска установок в работу.

## Методы борьбы с проблемой «ПОДКЛИНИВАНИЯ» УСТАНОВОК

В настоящее время существует несколько взаимоисключающих методов решения этой проблемы. С одной стороны, проблему «подклинивания» УЭЦН при запуске скважины в работу частично можно решить путем установки наземной станции управления с прямым пуском. Однако резкий разгон ПЭД в момент пуска установок может привести к эффекту удара и, как следствие, слому вала УЭЦН. Кроме того, использование прямого пуска приводит к многократному превышению пускового тока по отношению к рабочему (рис. 3), что в свою очередь может повредить дорогостоящую электрическую часть погружного оборудования [3]. Поэтому данное решение не является универсальным.

Если в качестве альтернативного варианта рассматривать пуск от станции управления с частотно

регулируемым приводом (ЧРП) (см. рис. 3), то следует заметить, что он, безусловно, имеет свои преимущества, так как снижает ударные нагрузки на вал. Однако из-за особенностей ампер-частотной характеристики при пуске с пониженной частоты пусковой момент недостаточен, и он снижается экспоненциально в зависимости от частоты [3]. Кроме того, возрастает время воздействия пусковых токов, что при плавном пуске повышает вероятность прогара кабеля.

## Предлагаемое решение

Установка между выходным валом протектора ПЭД и входным модулем ЭЦН разработанного автором модуля оппозитно-планетарного редуктора (ОПР) даст возможность минимизировать подобные риски путем редуцирования момента в фазе пуска. Это обеспечивается применением двух планетарных передач, непосредственно отвечающих за редуцирование. В дальнейшем, при разгоне ПЭД до частоты вращения, при которой достигается максимальный крутящий момент, происходит переход вращения на «прямой» вал за счет использования в качестве синхронизатора вращения входного и выходного валов центробежной фрикционной муфты. Планетарная передача отключается посредством обгонной муфты, установленной после фрикциона на одном валу с ним и связанной внешним кольцом с водилом второй планетарной передачи.

Увеличение крутящего момента на входном валу ЭЦН в фазе пуска позволяет продолжать его эксплуатацию при незначительном засорении рабочих органов либо при небольшом «подклинивании». Это в свою очередь сокращает число нецелесообразных ремонтов. При установке ОПР обеспечиваются:

- облегчение работы оператора по расклиниванию и пуску УЭЦН в работу;

- уменьшение ударных нагрузок при пуске УЭЦН в работу;
- снижение вероятности отказов оборудования при работе скважины в режиме автоматического повторного включения;
- запуск установки практически в режиме холостого хода, что значительно снижает нагрузку на электрические части и уменьшает вероятность отказа дорогостоящего ПЭД.

## Устройство и принцип действия модуля ОПР

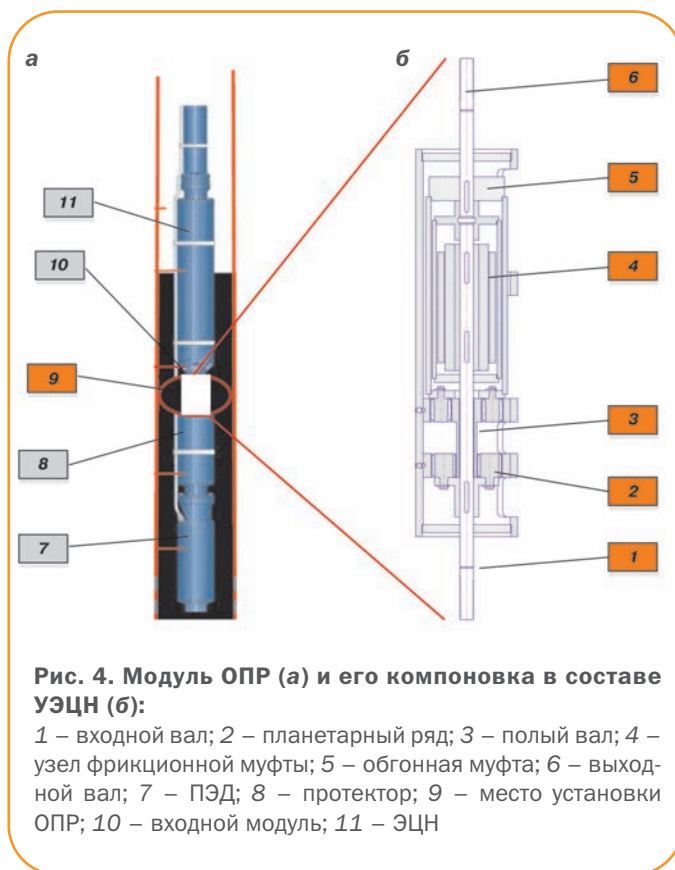
При разработке данного модуля были учтены недостатки, выявленные при опытно-промышленных испытаниях различных пусковых муфт (например, муфта МПП-92 производства ООО «Орион»).

Установка отдельного маслonaполненного модуля ОПР между валом ЭЦН и ПЭД не уменьшает надежности ПЭД, так как он не сообщается с протектором ПЭД и не нарушает герметичности компоновки двигателя. Кроме того, согласно классической формуле расчета надежности оборудования он, являясь «предохранителем», повышает надежность системы в целом [4]. Монтаж модуля аналогичен монтажу газосепаратора и может быть осуществлен на любую установку по заявке технологической службы цехов добычи.

Принцип работы модуля ОПР достаточно прост, за счет чего достигается его надежность (рис. 4). В момент пуска ПЭД входной и выходной валы разъединены в узле центробежной фрикционной муфты с эвольвентным зацеплением 4 и соединены через планетарный ряд 2 посредством полого вала 3 и обгонной муфты 5 с заданным передаточным отношением планетарного ряда. По достижении ПЭД частоты вращения, соответствующей максимально-му крутящему моменту, фрикционная муфта 4 синхронизирует частоту вращения входного и выходного валов. В этот момент обгонная муфта 5 разъединяет планетарный ряд и выходной вал. При дальнейшем разгоне вала ПЭД в узле муфты происходит жесткая фиксация входного и выходного валов за счет эвольвентного зацепления, и система продолжает работу «на прямом валу» с передаточным отношением 1:1. При остановке ЭЦН фрикционная муфта возвращается в исходное состояние, обеспечивая возврат всех элементов модуля в первоначальное положение.

## Заключение

В настоящее время ОПР находится в стадии доработки и окончательных расчетов, после чего будут проведены опытно-промышленные испытания в скважинах-кандидатах. Потенциальный фонд только по



**Рис. 4. Модуль ОПР (а) и его компоновка в составе УЭЦН (б):**

1 – входной вал; 2 – планетарный ряд; 3 – полый вал; 4 – узел фрикционной муфты; 5 – обгонная муфта; 6 – выходной вал; 7 – ПЭД; 8 – протектор; 9 – место установки ОПР; 10 – входной модуль; 11 – ЭЦН

ООО «РН-Юганскнефтегаз» составляет более 1000 скважин. Использование данного модуля даст возможность продлить срок службы установок, работающих в осложненных условиях, и сократить затраты на добычу нефти.

## Список литературы

1. <http://oilloom.ru/component/content/article/84-oborudovanie-truby-materialy-dlya-nefti-i-gaza/475-aktualnost-problemy-zashchity-ustanovki-elektrosentrobezhnogo-nasosa-uetsn>
2. <http://www.elekton.ru/>
3. <http://www.novomet.ru/>
4. Левитский Н.И. Курс теории механизмов и машин: Учеб. пособие для мех. спец. вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1985. – 279 с.

## References

- 1.URL: <http://oilloom.ru/component/content/article/84-oborudovanie-truby-materialy-dlya-nefti-i-gaza/475-aktualnost-problemy-zashchity-ustanovki-elektrosentrobezhnogo-nasosa-uetsn>
- 2.URL: <http://www.elekton.ru/>
3. URL: <http://www.novomet.ru/>
4. Levitskiy N.I., *Kurs teorii mekhanizmov i mashin* (Course in the theory of mechanisms and machines), 2nd edition, Moscow: Vysshaya shkola Publ., 1985, 279 p.

# Анализ текущего состояния подготовки нефти на НСП «Нефтегорское» и разработка технических и технологических решений по обеспечению сдачи нефти

**А.И. Щербинин (ОАО «Самаранефтегаз»),  
Э.О. Тимашев, к.т.н. (ООО «СамараНИПИнефть»),  
М.Х. Газизов, к.т.н., Р.М. Масалимов, А.А. Шайхиуров,  
Л.Е. Каштанова, к.т.н. (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)**

**Ключевые слова:** нефть, подготовка, нефтестабилizационное производство (НСП), энергетическая эффективность, температура, теплообмен, колонна, давление насыщения паров.

**Key words:** oil, treating, oil stabilization facility, energy efficiency, temperature, heat transfer, the column, the pressure of saturated vapors.

**Адрес для связи:** GazizovMH@ufanipi.ru

## Введение

Одним из основных факторов, повышающих эффективность работы предприятий отечественной промышленности, является программа сокращения к 2020 г. энергоемкости отечественной экономики на 40 % [1, 2]. В нефтедобывающей отрасли, в частности на объектах сбора и подготовки скважинной продукции, в настоящее время применяются технологические решения, не всегда учитывающие современные тенденции развития энергоэффективных технологий. При рассмотрении возможной модернизации данных технологий особое внимание необходимо уделять энергосберегающим технологическим решениям.

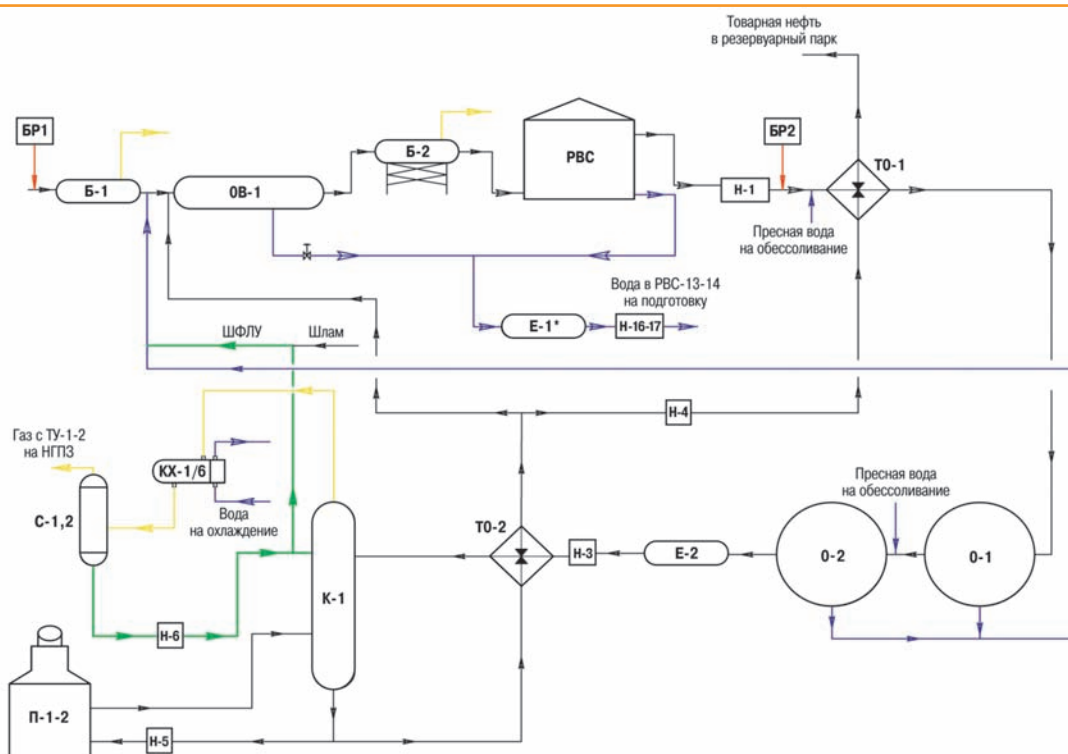
В соответствии с заданием ОАО «Самаранефтегаз» в 2011 г. специалистами ООО «СамараНИПИнефть» и ООО «РН-УфаНИПИнефть» на нефтестабилizационном производстве (НСП) «Нефтегорское» были проведены комплекс работ по обследованию существующей технологии подготовки нефти и исследования, направленные на разработку технических и технологических рекомендаций по снижению энергоемкости производства и приведению параметров сдаваемой нефти в соответствии с требованиями АК «Транснефть». НСП «Нефтегорское» входит в состав ЦПНГ-5 и эксплуатируется с 1965 г. За время эксплуатации установка не подвергалась существенной реконструкции, основное число единиц технологического оборудования вводилось в эксплуатацию с 1965 по 1991 г. Проектная производительность установки по нефти составляет 12 млн. т/год, фактиче-

ская в 2010 г. – около 4,2 млн. т/год. Принципиальная схема установки представлена на рис. 1.

## Анализ работы НСП «Нефтегорское»

Строительство НСП, эксплуатируемых в ОАО «Самаранефтегаз», проводилось в 60-70 годы XX века. В настоящее время в ОАО «Самаранефтегаз» широко используются установки по подготовке нефти, принцип работы которых основан на технических решениях тех лет. Для основных термохимических процессов при подготовке нефти используется тепло, получаемое в ходе стабилизации нефти с помощью фракционирующих колонн [3]. Процесс стабилизации заключается в сепарации от нефти легких углеводородов (пропан-бутановых фракций, широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ)) [4]. Ранее полученные в результате стабилизации легкие компоненты углеводородов направлялись, как правило, на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ). В настоящее время ШФЛУ не является целевой продукцией и возвращается в систему подготовки нефти, что технологически нецелесообразно.

Высокие энергетические затраты при подготовке нефти с использованием стабилизационных колонн связаны с особенностями их работы. Массообменный эффект обеспечивает четкое разделение продукции по фракциям за счет движения паров углеводородов с низа колонны вверх и встречного потока легкой сконденсировавшейся флегмы, подаваемой на орошение. При этом массообменный процесс протекает на спе-



**Рис. 1. Принципиальная технологическая схема НСП «Нефтегорское» ОАО «Самаранефтегаз»:**

БР-1, 2 – блоки дозирования реагента-деэмульгатора; Б-1, Б-2 – сепараторы соответственно первой и второй ступени; ОВ-1 – отстойники воды; РВС – сырьевой резервуар; Н-1 – насосная внутренней перекачки нефти; ТО-1, 2 – блок рекуперативных теплообменников; Е-1, Е-2 – буферная емкость соответственно воды и нефти; Н-16-17 – насосы внутренней перекачки воды; Н-3-5 – насосы внутренней перекачки нефти; С-1, 2 – газовые сепараторы; КХ-1/6 – конденсаторы-холодильники; Н-6 – насосы орошения; К-1 – колонна стабилизации нефти; О-1, 2 – отстойники глубокого обезвоживания и обессоливания; П-1, 2 – печи нагрева нефти

циальных устройствах насадочного или тарельчатого типа. Восходящий поток паров легких углеводородов образуется в результате нагрева нефти до температуры 180-190 °С внизу колонны и регулирования количества и качества отбираемых с верха колонны углеводородов с помощью подаваемой на орошение флегмы. Для обеспечения стабильной работоспособности колонны ее нагрузка должна составлять 20 % [5].

В состав НСП «Нефтегорское» входят термхимическая обессоливающая установка (ТХОУ) для предварительной подготовки сырой обводненной нефти и установки подготовки нефти (УПН) № 1, 2 для обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти с последующей сдачей в систему АК «Транснефть». Сырьем является нефтяная эмульсия обводненностью 35-40 %, поступающая с объектов системы сбора Южной группы месторождений ОАО «Самаранефтегаз». Температура входящего потока в зависимости от времени года изменяется от 10 до 30 °С.

Столь широкий разброс температур обуславливает необходимость универсальности блока предварительного обезвоживания. Согласно проведенным исследованиям температура насыщения нефти парафином составляет 18-19 °С, что является нижней границей

возможного проведения процесса деэмульсации. Для поддержания температуры деэмульсации 20-24 °С предусмотрен подогрев эмульсии за счет возврата горячей воды с процесса обессоливания и при необходимости части горячей нефти после блока теплообменников ТО-2. При этом вода после обессоливания является слабокислой (рН=5-6), жесткой (содержание ионов кальция и магния более 9 мг-экв/л), высокоминерализованной (до 246 г/л), представляет собой крепкий рассол плотностью 1066,0 кг/м<sup>3</sup>, относится к хлоридно-кальциевому типу, хлоридной группе, кальциевой подгруппе. При снижении обводненности поступающей нефти это повышает риск выпадения карбонатов, которые могут дополнительно служить стабилизаторами эмульсии в технологических резервуарах (РВС). Содержание остаточной воды после блока УПСНВ в зависимости от времени года и соответственно температуры поступающего потока колеблется от 4 до 16 %. Перед поступлением в технологический РВС нефть проходит сепараторы третьей ступени (КСУ). Несмотря на это, содержание растворенного газа после сепарации достаточно велико – 5-10 м<sup>3</sup>/т, давление насыщенных паров нефти составляет 850-890 мм рт. ст. Работа технологического резервуара осложняется накоплением промежуточных слоев.



**Рис. 2. Динамика содержания хлористых солей в нефти на входе УПН**

Послойный анализ нефти из технологического резервуара РВС-11 показал, что содержание воды в нефти увеличивается с уменьшением высоты отбора от 1 до 49 %. Свободная вода появляется только ниже уровня 3,7 м. Обводненность нефти на выходе технологического резервуара РВС-11 равна 0,7-2,1 %.

Содержание хлористых солей по высоте резервуара распределяется неравномерно, наибольшее их количество получено в пробах нефти с высоты 3,2 и 3 м. Величина промежуточных слоев составляет 1-6 % на каждом уровне. Объем образовавшегося при центрифугировании промежуточного слоя не превышает 2 %. Количество хлористых солей в нефти изменяется от 35,5 до 564,6 мг/дм<sup>3</sup>, что подтверждается данными декадных анализов нефти, проведенных химико-аналитической лабораторией (ХАЛ) (рис. 2).

При этом согласно данным, предоставленным ХАЛ, концентрация хлористых солей изменяется от 500 до 4500-5000 мг/л, обводненность продукции, поступающей на установки ТУ-1 и ТУ-2, составляет 0,7-2 %, т.е. обводненность поступающей на обессоливание нефти непосредственно зависит от температуры деэмульсации в блоке предварительного и глубокого сброса воды и ее повышение стабилизирует данный процесс. Повышение содержания хлористых солей и остаточной обводненности перед установками ТУ-1 и ТУ-2 обуславливает необходимость значительных энергетических затрат на проведение обессоливания, которое осуществляется в течение 3-6 ч (в зависимости от числа работающих блоков) при температуре 80-90 °С. Это позволяет снизить обводненность нефти до 0,1 % и содержание в ней хлористых солей непосредственно перед колонной стабилизации до 17-20 мг/л. Давление насыщенных паров нефти после обессоливания на выходе из буферной емкости Е-1 согласно замерам составляет 700-750 мм рт. ст., что обуславливает

необходимость стабилизации нефти. При этом, хотя температура в емкости Е-1 (около 80 °С) достаточна для удаления значительного объема легких углеводородов, давление в емкости (0,3-0,35 МПа) обеспечивает лишь незначительное снижение давления насыщенных паров (на 100 – 150 мм рт. ст.).

Процесс стабилизации нефти при температуре низа колонны 180-190 °С способствует гарантированному извлечению легких углеводородов и ШФЛУ, снижению давления насыщенных паров до 350-450 мм рт. ст. Однако столь значительный нагрев нефти требует утилизации избыточного тепла, что осуществляется за счет двух блоков рекуперативных теплообменников, расположенных перед колонной стабилизации и блоком обессоливания. При этом общее число теплообменников типа ТП-1400 составляет 96 на 2 установки, что обеспечивает площадь теплообмена около 53000 м<sup>2</sup>. Согласно проведенным расчетам коэффициент теплопередачи для блоков теплообменников ТО-1 и ТО-2 равен соответственно 68 и 86 Вт/(м<sup>2</sup>·К), что в 2,5 раза ниже требуемого значения [6, 7]. Также значительное снижение коэффициента теплопередачи обусловлено как изношенностью оборудования, так и нестабильными показателями работы блока ТХОУ, назначение которого – максимально подготовить нефть к обессоливанию и стабилизации. В итоге в аномально теплый летний период 2010 г. температура сдаваемой товарной нефти составила около 40 °С, что на 2 °С превышает значение, требуемое АК «Транснефть». С учетом роста среднегодовой температуры за последние десятилетия на 1,5-2 °С данная проблема будет актуальна в дальнейшем и может привести к осложнениям при сдаче товарной нефти.

Анализ показателей НСП «Нефтегорское» позволил выявить следующие недостатки, приводящие к увеличению энергетических затрат, связанных с подготовкой нефти:

- низкая температура процесса предварительного сброса воды;
- риск выпадения карбонатов на УПСРВ, обусловленный возвратом подтоварной воды после обессоливания;
- накопление промежуточных слоев в технологических резервуарах;
- необходимость утилизации большого количества тепла и, как следствие, большой парк рекуперативного теплообменного оборудования, сложность и нерегулярность обслуживания которого снижает коэффициент теплопередачи;
- использование для стабилизации нефти комплекса, состоящего из фракционирующей колонны простого типа и сопутствующего оборудования.

Несмотря на перечисленные недостатки, в настоящее время НСП «Нефтегорское» осуществляет сдачу товарной нефти по I группе качества.

## Оптимальные условия проведения процесса подготовки нефти на НСП «Нефтегорское»

На основании результатов научно-исследовательских работ были определены оптимальные условия проведения процесса подготовки нефти для условий НСП «Нефтегорское». Из таблицы видно, что после стабилизации нефти, проводимой при температуре 50-55 °С, необходимо снизить температуру сдаваемой в систему АК «Транснефть» товарной нефти минимум до 38,5 °С, что требует проведения рекуперации тепла. Организовать этот процесс можно только за счет утилизации избыточного тепла после блока сепарации и предварительного обезвоживания.

С целью определения эффективной температуры охлаждения товарной нефти за счет нагрева поступающей на глубокое обезвоживание продукции была построена зависимость температуры охлаждения нефти от площади теплообмена [6–8] (рис. 3). Согласно расчету для снижения температуры до 31 °С необходима площадь теплообмена, равная 42000 м<sup>2</sup>, что эквивалентно 70 теплообменникам площадью около 600 м<sup>2</sup> каждый. Такое число теплообменников вызовет значительное сопротивление потоку и осложнит эксплуатацию. Следовательно, при выборе площади теплообмена необходимо учитывать сопротивление потоку, поскольку в данном случае теплообменники работают в напорном режиме. С учетом имеющегося опыта оптимальная площадь теплообмена на данном участке не может превышать 17000 м<sup>2</sup>, что эквивалентно 28 теплообменникам типа ТП площадью около 600 м<sup>2</sup>. В результате температура нефти после рекуперативных теплообменников снизится до 37-38 °С. Последовательность процессов подготовки нефти представлена на рис. 4.

Несмотря на снижение температуры до заданных пределов, отсутствие запаса по температуре увеличи-



Рис. 3. Зависимость площади теплообмена от температуры охлаждения товарной нефти после блока стабилизации

вает риск невыполнения требований АК «Транснефть». В связи с этим необходимо предусмотреть технологические мероприятия, позволяющие обеспечить температурный запас. Возможным источником дополнительного охлаждения является пресная вода, используемая в процессе обессоливания. Ее объем составляет около 1500 м<sup>3</sup>/сут с температурой в летний период около 20 °С. Использование этой воды для дополнительного охлаждения позволит снизить температуру нефти на 1,5 °С, что обеспечит ее охлаждение с 37-38 до 35,5-36,5 °С.

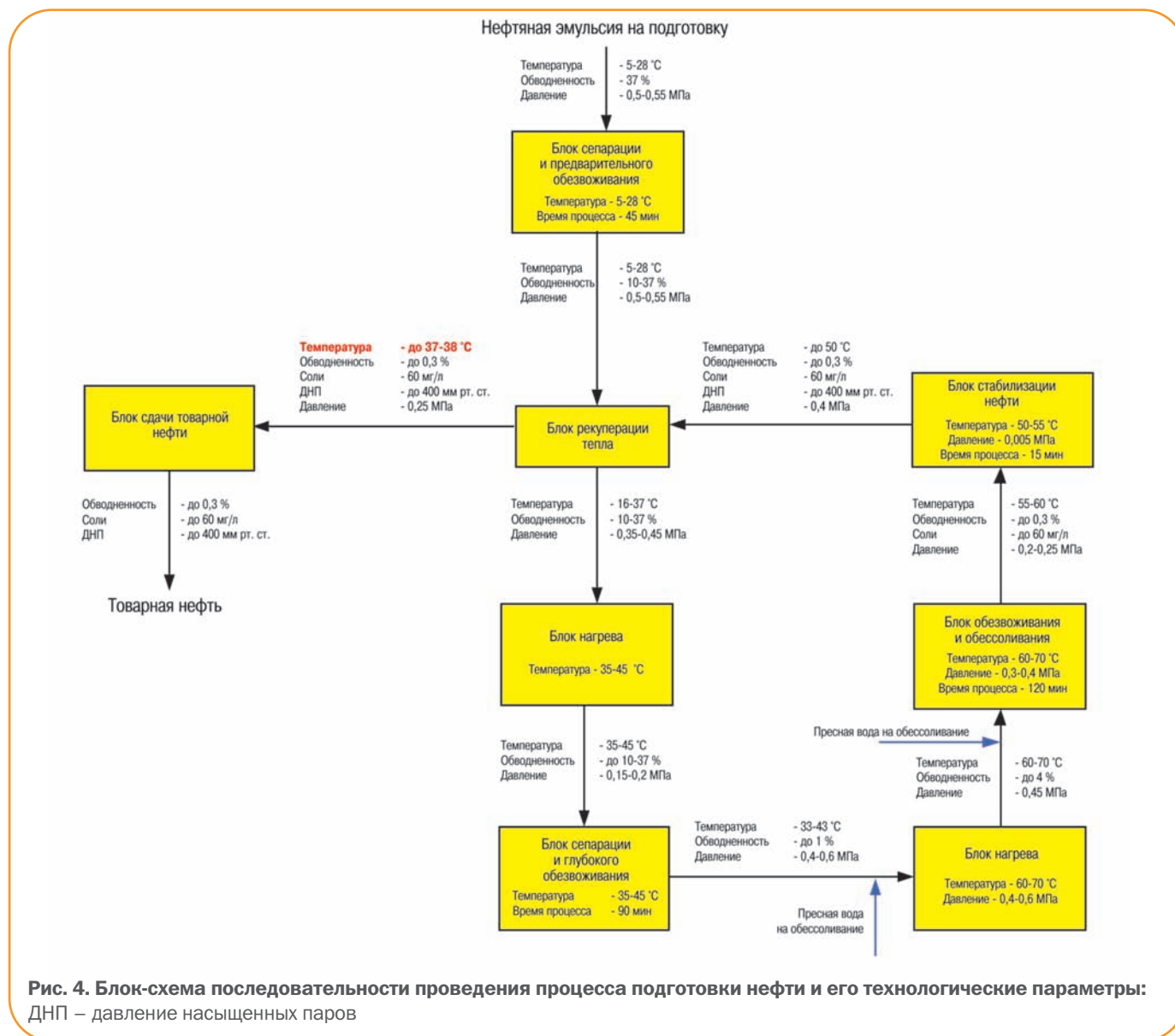
## Реконструкция НСП «Нефтегорское»

На основании разработанной последовательности технологического процесса подготовки нефти была проанализирована возможность реконструкции НСП «Нефтегорское» с использованием имеющегося оборудования. Объем пригодного к применению в процессе реконструкции оборудования составляет не превышает 25-30 %. При реконструкции действующей установки, эксплуатируемой с 1965 г., также необходимо учитывать наличие существующих подземных и наземных коммуникаций, оснащенность установки действующим оборудованием, стесненные условия проведения работ, повышенную пожаро- и взрывоопасность объекта. Совокупность данных

Основные технологические процессы	Давление насыщенных паров, мм рт. ст.	Температура, °С	Время, мин	Содержание		
				механических примесей, %	остаточной воды, %	хлористых солей, мг/л
Сепарация и предварительное обезвоживание	—	5-28	45	—	10-37	—
Сепарация и глубокое обезвоживание	—	30-45	90	—	< 1	—
Обессоливание и обезвоживание	—	60-70	120	< 0,05	< 0,5	< 100
Стабилизация нефти	354	50-55	15	< 0,05	< 0,5	< 100
Получение товарной нефти	354	< 38,5*	-	< 0,05	< 0,5	< 100

\* Согласно требованиям АК «Транснефть» по максимальной температуре сдаваемой товарной нефти.





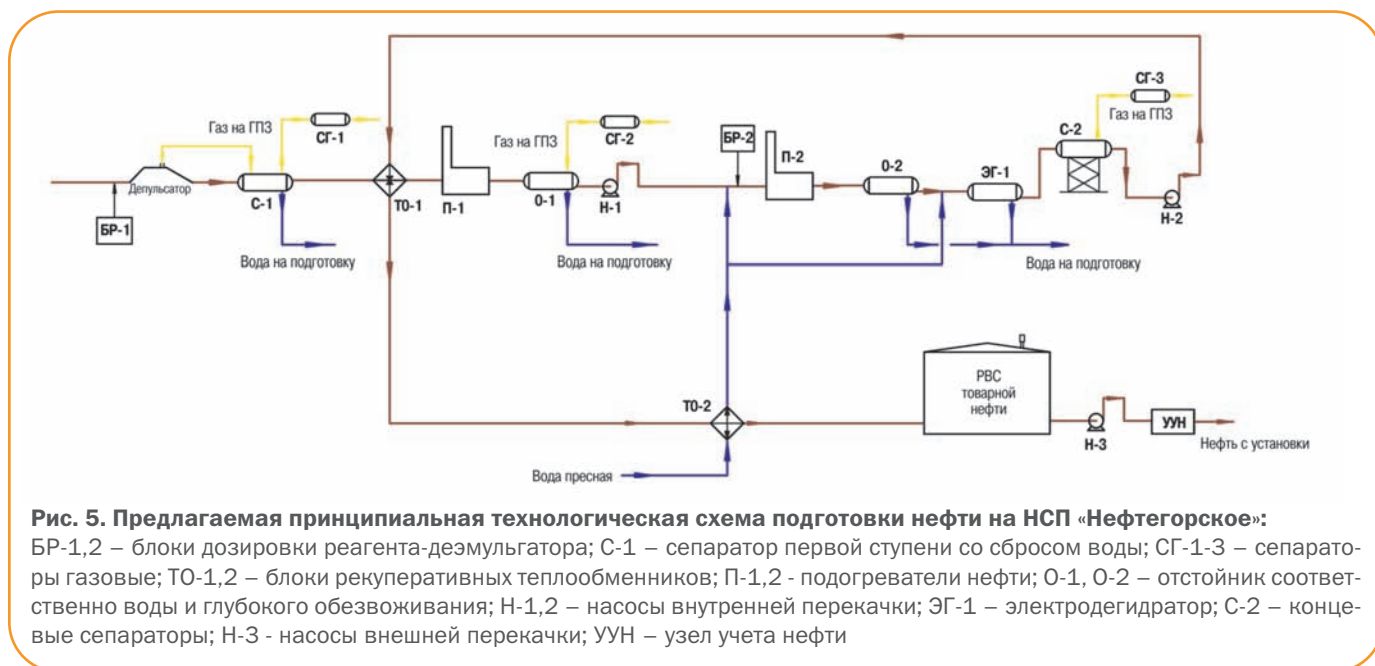
факторов позволяет сделать вывод о нецелесообразности проведения реконструкции с применением существующего оборудования.

По предлагаемой принципиальной технологической схеме УПН для условий НСП «Нефтегорское» (рис. 5) интенсификация процесса и возможность регулирования качества подготавливаемой нефти на ступени глубокого обезвоживания обеспечиваются за счет подогрева нефти до 35-45 °С с помощью нагревателей П-1. Для нагрева предлагается использовать печи с промежуточным теплоносителем ПП-4Д. Физико-химическими исследованиями установлено, что процесс обессоливания необходимо проводить при температуре 60-70 °С. Для гарантии качества нефти по содержанию хлористых солей и остаточной обводненности на последней ступени рекомендуется использовать электродегидраторы ЭГ-1. Стабилизацию нефти проводят в концевых сепараторах С-2

при температуре около 50-55 °С, что гарантированно обеспечивает выполнение требования ГОСТ по давлению насыщенных паров. Для доведения температуры нефти до требований АК «Транснефть» часть тепла, оставшегося после стабилизации нефти, с помощью теплообменников ТО-1 передается поступающему после дегазации в сепараторе С-1 потоку. Дополнительно тепло уходит за счет нагрева поступающей на обессоливание пресной воды в теплообменниках ТО-2.

## Выводы

1. Анализ показателей работы НСП «Нефтегорское» выявил следующие особенности технологического режима подготовки нефти: низкая эффективность проведения предварительного обезвоживания нефти и, как следствие, осложнения при осуществлении глубокого обезвоживания в технологических резервуарах (образование промежуточных слоев, колебания



**Рис. 5. Предлагаемая принципиальная технологическая схема подготовки нефти на НСП «Нефтегорское»:**  
 БР-1,2 – блоки дозирования реагента-деэмульгатора; С-1 – сепаратор первой ступени со сбросом воды; СГ-1-3 – сепараторы газовые; ТО-1,2 – блоки рекуперативных теплообменников; П-1,2 - подогреватели нефти; О-1, О-2 – отстойник соответственно воды и глубокого обезвоживания; Н-1,2 – насосы внутренней перекачки; ЭГ-1 – электродегидратор; С-2 – концевые сепараторы; Н-3 - насосы внешней перекачки; УУН – узел учета нефти

содержания остаточной воды и др.), что повышает температуру проведения процесса обессоливания до 85-90 °С; использование колонны стабилизации приводит к значительным энергозатратам, необходимости обеспечения рекуперации значительного количества тепла и соответственно проблемам при обеспечении температуры товарной нефти согласно требованиям АК «Транснефть».

2. Предложенная технологическая схема подготовки нефти для условий НСП «Нефтегорское» позволяет уменьшить энергоёмкость НСП и улучшить технико-экономические показатели сдаваемой нефти.

## Список литературы

1. Указ № 889 от 04.06.08 г. «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики».
2. Федеральный закон Российской Федерации № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.09 г.
3. Байков Н.М., Колесников Б.В., Челпанов П.И. Сбор, транспорт и подготовка нефти. – М.: Недра, 1975. – 317 с.
4. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях. – М.: Недра, 1999. – С. 88 – 93.
5. Ахметов С.А. Физико-химическая технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие. Ч.1. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996. – 279 С.
6. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учебное пособие для вузов/под ред. чл.-корр. АН СССР П.Г. Романкова. – Л.: Химия, 1987. – 576 с.
7. Адельсон С.В. Процессы и аппараты нефтепереработки и нефтехимии. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 311 с.

8. Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию/Г.С. Борисов, В.П. Брыков, Ю.И. Дытнерский [и др.]/под. ред. Ю.И. Дытнерского. – М.: Химия, 1991. – 496 с.

## References

1. Decree no. 889 dated 04.06.2008 "O nekotorykh merakh po povysheniyu energeticheskoy i ekologicheskoy effektivnosti rossiyskoy ekonomiki" (On some actions to improve energy and environmental efficiency of the Russian economy)
2. Federal Law no. 261-FZ "Ob energosberezhenii i o povyshenii energeticheskoy effektivnosti i o vnesenii izmeneniy v otdel'nye zakonodatel'nye akty Rossiyskoy Federatsii" (On energy saving and energy efficiency improvements and on amendments to certain legislative acts of the Russian Federation) dated 23.11.2009
3. Baykov N.M., Kolesnikov B.V., Chelpanov P.I., *Sbor, transport i podgotovka nefiti* (The collection, transportation and treatment of oil), Moscow: Nedra Publ., 1975, 317 p.
4. Persiyantsev M.N., *Sovershenstvovanie protsessov separatsii nefiti ot gaza v promyslovyykh usloviyakh* (Improving the processes of separation of oil from gas in the field conditions), Moscow: Nedra Publ., 1999, pp. 88 – 93;
5. Akhmetov S.A., *Fiziko-khimicheskaya tekhnologiya glubokoy pererabotki nefiti i gaza: uchebnoe posobie* (Physical and chemical technology of deep processing of oil and gas: a manual), Part 1. - Ufa: UGNTU Publ., 1996, 279 p.
6. Pavlov K.F., Romankov P.G., Noskov A.A., *Primery i zadachi po kursu protsessov i apparatov khimicheskoy tekhnologii: uchebnoe posobie dlya vuzov* (Examples and tasks on the course of processes and devices of chemical technology: a manual for higher education): edited by Romankov P.G., 10th edition, Leningrad: Khimiya, 1987, 576 p.
7. Adel'son S.V., *Protsessy i apparaty neftepererabotki i neftekhimii* (Processes and equipment refining and petrochemical), Moscow: Gostoptekhizdat Publ., 1963, 311 p.
8. Borisov G.S., Brykov V.P., Dytner'skiy Yu.I. et al., *Osnovnye protsessy i apparaty khimicheskoy tekhnologii: posobie po proektirovaniyu* (The basic processes and equipment of chemical technology: A guide to designing): edited by Dytner'skiy Yu.I., 2nd edition, Moscow: Khimiya Publ., 1991, 496 p.

# Индустрия GTL: состояние и перспективы

А.М. Кузнецов, д.т.н., В.И. Савельев, Н.В. Бахтизина, к.э.н.  
(ОАО «НК «Роснефть»)

**Ключевые слова:** крупнотоннажное производство, малотоннажное производство, риски, перспективы, технологии.

**Key words:** large-scale production, small-scale production, risks, prospects, technologies.

**Адрес для связи:** n\_bakhtizina@rosneft.ru

## Введение

В последние годы в связи с истощением разрабатываемых ресурсов традиционной нефти, ростом цен на моторное топливо и ужесточением требований к его экологическим характеристикам инновационно ориентированные компании мира все больше внимания уделяют развитию технологий производства синтетических жидких углеводородов.

Перспективным направлением развития производства жидких углеводородов являются так называемые ХТЛ технологии. Они объединяют класс технологий, используемых для преобразования различного углеродосодержащего сырья (газ, уголь, биомасса) в жидкие углеводороды. К технологии ХТЛ относят GTL (gas-to-liquid, «газ в жидкость»), CTL (coal-to-liquid, «уголь в жидкость»), BTL (biomass-to-liquid, «биомасса в жидкость») технологии.

В настоящее время наибольшее развитие получили технологии GTL. Из-за различных особенностей перспективы индустрии GTL целесообразно рассматривать в двух ключевых аспектах: крупнотоннажное и малотоннажное производство.

## Общие сведения о технологии GTL

В общем виде GTL процесс включает следующие этапы:

- 1) подготовку воздуха и углеводородного газа (осушку, очистку от серы);
- 2) производство синтез-газа из подготовленного газа путем взаимодействия его с кислородом;
- 3) превращение синтез-газа в синтез-нефть

(в большинстве представленных на рынке процессов на данном этапе используется синтез Фишера – Тропша); как альтернатива процессу производства синтетической нефти возможен синтез метанола или диметилового эфира;

4) облагораживание продукции (дизельного топлива, нефти, парафина, керосина, авиакеросина, смазочных масел).

Процесс каталитического синтеза монооксида углерода и водорода в жидкие углеводороды был изобретен Францем Фишером и Гансом Тропшем в 20-е годы XX века в Германии для изготовления жидкого топлива из угля. Процесс использовался Германией во время Второй мировой войны для производства моторного топлива из угля, которым богата Германия. Годовой объем производства моторного топлива в Германии достигал 6,5 млн. т в 1944 г. [1].

В СССР летом 1943 г. было создано специальное Главное управление искусственного жидкого топлива и газа для организации работ в области получения синтетических моторных топлив, масел и смазок. После войны в счет репараций в Советский Союз было вывезено оборудование с четырех немецких заводов по производству жидкого топлива и поставлено в г. Салават, Щекино, Ангарск и Новочеркасск. Технология производства синтетического жидкого топлива в стране была реализована также на пяти сланцеперерабатывающих заводах [2].

Новый этап развития индустрии начался в 1955 г., когда южно-африканская корпорация Sasol ввела в эксплуатацию первый в мире завод

по крупномасштабному производству синтетических жидких углеводородов из угля Sasol I мощностью 0,4 млн. т/год. Завод использовал вариант технологии Фишера – Тропша, который Правительство ЮАР приобрело в конце 40-х годов, опасаясь нефтяного эмбарго.

Интерес к GTL технологиям в начале 80-х годов был вызван нефтяным кризисом 1973 г., высокими ценами на нефть и необходимостью поиска возможностей производства альтернативного топлива. Тогда в бизнес включились новые игроки – крупнейшие энергетические корпорации и технологические компании. Однако, поскольку производство жидкого топлива является рискованным бизнесом, требующим больших инвестиций и стабильно высоких цен на нефть, первый GTL завод Mossel Bay (ЮАР) был запущен только в 1992 г.

Сегодня крупнейшие нефтегазовые корпорации и инновационные компании (Shell, ConocoPhillips, Sasol, ExxonMobil, BP, Davy Process, Haldor Topsoe, Lurgi, Syntroleum, Compact GTL, Oxford Catalysts Group, JOGMEC, Rentech, Eni, Axens, GTL.F1) имеют собственные проекты GTL на разных стадиях реализации. Число патентов по различным процессам GTL технологии к настоящему времени превысило 8000.

## Крупнотоннажное производство GTL

В настоящее время в мире функционируют всего четыре крупнотоннажных GTL завода: Mossel Bay (ЮАР); Bintulu (Малайзия); Огух (Катар); Pearl (Катар). В перспективе анонсировано строительство более десятка GTL заводов (табл. 1, источники – информация компаний). Однако, участники большинства планируемых GTL заводов заняли выжидательную позицию, наблюдая за ходом реализации и эффективностью реализации катарских проектов, в первую очередь запущенного в 2011 г. завода Pearl.

Причины – высокие риски GTL бизнеса, поэтому действующие проекты находятся на грани рентабельности. Сроки запуска катарских проектов и строящегося нигерийского завода Escravos откладывались, сметы значительно превышены. В результате около 30 проектов отменено либо приостановлено на неопределенное время (в Катаре, Алжире, России, Нигерии, Аргентине, Тринидад и Тобаго, Австралии, Индонезии и др.). Кроме того, крупнотоннажный GTL бизнес требу-

ет больших объемов природного газа, что приводит к конкуренции с проектами по сжиженному природному газу (СПГ) и трубопроводным транспортом газа.

Основные риски GTL бизнеса определяются следующими факторами.

1. Капиталоемкость проектов очень высока, поскольку требуются значительные инвестиции на исследование и разработку реакторов и создание инфраструктуры. При этом «эффект масштаба» обеспечивает меньшие удельные капитальные вложения при большей мощности завода. Так, удельные капитальные вложения для завода Bintulu мощностью 0,7 млн. т/год составили около 1,4 тыс. долл/т, для завода Огух мощностью 1,6 млн. т/год – 0,9 тыс. долл/т).

2. Большинство технологий GTL, готовых к промышленному внедрению, плохо масштабируется, из-за этого создание аналогичных установок меньшей мощности нерентабельно.

3. Строительство GTL заводов экономически целесообразно только при наличии значительных запасов природного метана (поскольку создается «эффект масштаба»). В связи с отмеченным в крупнотоннажный GTL бизнес может быть вовлечено только менее 5 % числа неразрабатываемых в настоящее время газовых месторождений мира (около 200 крупных месторождений с запасами более 50 млрд. м<sup>3</sup>) [3].

4. Рентабельность GTL бизнеса обеспечивается при высоких ценах на сырую нефть (по разным оценкам от 150 до 300 долл/т). В то же время рост цен на нефть и нефтепродукты повышает стоимость природного газа и капитального строительства, что снижает эффективность GTL проектов.

5. Транспорт нефти и газа по магистральному трубопроводу ухудшает высокие характеристики продуктов GTL. Для решения проблемы требуются дополнительные инвестиции в создание/развитие альтернативной транспортной инфраструктуры (например, железнодорожной или морской) либо обеспечение адекватной премии за смешивание и улучшение качества перекачиваемой традиционной нефти или продукции.

## Малотоннажные производства GTL

С учетом высоких рисков крупнотоннажных GTL проектов перспективным направлением дальнейшего развития GTL индустрии является коммерциализация малотоннажных производств.

Таблица 1

Проект	Участники, (доля участия, %)	Местоположение	Мощность, млн. т/год	Год ввода в эксплуатацию	Требуемые ресурсы газа, млрд. м <sup>3</sup> /год	Объем инвестиций, млрд. долл. США
<b>Действующие заводы</b>						
Mossel Bay GTL	Petro SA (100)	ЮАР	1,5	1993	1,9	4,0
Mossel Bay GTL Expansion	Petro SA (100)	ЮАР	0,7	2005	1,0	
Bintulu GTL	Shell (72), Mitsubishi (14), Petronas, Национальная нефтяная компания Малайзии, Правительство штата Саравак (7)	Малайзия	0,7	1993	0,9	1,0
Oryx GTL	Sasol (49), Qatar Petroleum (51)	Катар	1,6	2006	3,6	1,5
Pearl GTL	Shell (100 финансирование), Правительство Катара (СРП)	Катар	7,0 (+5,8 млн. т газоконденсатной жидкости и этана)	2011	16,4	19,0
<b>Планируемые заводы</b>						
Escravos	Chevron (75), Нигерийская топливная компания (25)	Нигерия	1,6	2013	2,1	
Escravos	Chevron (75), Нигерийская топливная компания (25)	Нигерия	3,3	н/д	4,0	6,0
Oryx GTL Expansion	Sasol, Chevron, Qatar Petroleum	Катар	3,3	2014	8,2	1,7
Sunstate	Pacific GTL (100)	Австралия	0,8	2015	3,1	1,5
Uzbekistan GTL	Узбекнефтегаз (44,5), Sasol (44,5), Petronas (11)	Узбекистан	1,3	2017	2,2	3,7
Ustyurt GTL	IPIC, Узбекнефтегаз	Узбекистан	1,7		2,1	2,0
Shale GTL	Shell	США	7,0			10
Marathon	Marathon Oil, Qatar Petroleum	Катар	6,0			4,3
Pedirka	Central Petroleum, Allied Resource Partners	Австралия	7,0			
Sasol Louisiana	Sasol (100 % -ное)	США	2,4		3,8	
China GTL	Sinopec, Talisman	Китай	0,8		1,0	
Linc - Golden Concord Holdings	Golden Concord Holdings (66,6), Linc Energy (33,3)	Китай				
Navum & Turkmengas	Navum Energy, Turkmenogas	Туркменистан	0,5	2016	1,0	0,8
Alaska Natural Gas to Liquids (ANGTL)	ANGTL (100)	США	3,5		5,8	
Canada GTL	Sasol (50), Talisman (50)	Канада				
Iranian GTL	Iran's National Petrochemical Co	Иран	0,5			

Данная тенденция подкрепляется возможностью вовлечения в разработку огромных объемов немонетизированного газа, включающего:

- более 95 % числа всех неразрабатываемых газовых месторождений мира (3,5 тыс. месторождений с доказанными запасами менее 50 млрд. м<sup>3</sup>, непригодных для крупнотоннажных GTL и СПГ проектов) [3];

- от 150 млрд. до 170 млрд. м<sup>3</sup> нефтяного газа, который ежегодно сжигается в факелах в мире [4]; его утилизация также позволит уменьшить экологические штрафы компаний;

- удаленные от транспортной инфраструктуры месторождения газа (до 60 % разведанных запасов газа, стоимость такого газа из-за его невосребованности низкая, что делает газ привлекательным для GTL);

- «хвостовые» газы НПЗ (их утилизация позволяет улучшить экологическую ситуацию и обеспечить дополнительный доход компаниям).

Различными компаниями созданы опытно-промышленные установки GTL в США, Бразилии, Великобритании, ЮАР, Японии (табл. 2, источники – информация компаний). Однако работа боль-

Таблица 2

Название проекта	Участники проекта (доля участия, %)	Местоположение установки	Год ввода	Мощность, тыс. т/год	Требуемые ресурсы газа, млн. м <sup>3</sup> /год	Объем инвестиций, млн. долл. США
ExxonMobil	ExxonMobil (100)	Батон Руж, США	1990	15	25	
DOE-Rentech Test Facility	Sasol, US DOE	ЛаПорте, США	1992	2	3	
Japan - NK GTL	NK Corporation (100)	Япония	1999	0,05	0,04	
Pilot Project at the Sannazzaro Refinery	Eni (100)	Милан, Италия	2001	1	1	
Yufutsu GTL	JOGMEC, Nippon Steel Engineering, Chiyoda, Cosmo Oil, Inpex, Japex	Япония	2001	0,3	0,3	
Rentech Product Demonstration Unit	Rentech (100)	Денвер, США	2002	0,5	1	
ConocoPhillips Demonstration Unit	ConocoPhillips (100)	Понка Сити, США	2003	20	33	75
BP, Davy	BP (100), Davy	Никиски, США	2003	15	25	100
Catoosa GTL Pilot Project	Syntroleum, Marathon Oil, US DOE	Талса, США	2004	3	10	60
Teesside Demonstration Unit	Compact GTL(100)	Уилтон, Великобритания	2008			
Mossel Bay Pilot GTL Plant*	PetroSA (50), Statoil (50)	Моссел Бей, ЮАР	2004	50	82	
Sasolburg Pilot Plant	Sasol (100)	Сасолбург, ЮАР	2007	25	31	
Japan GTL Demonstration Plant	JOGMEC, Nippon Oil, Nippon Steel Engineering, Chiyoda, Cosmo Oil, Inpex, Japex	Ниигата, Япония	2009	25	18	400
Compact GTL Pilot Project	Compact GTL, Petrobras	Аракажу, Бразилия	2011	1000	1230	45
Mossel Bay Demonstration Plant (GTL-F1)	Lurgi, PetroSA	Моссел Бей, ЮАР	2011	50	82	56
Oxford Catalysts Group, Petrobras	Oxford Catalysts Group, Petrobras, Toyo, MODEC	Форталеза, Бразилия	2012	0,3		300**

\* Установки обрабатывают технологии крупнотоннажного производства GTL.

\*\* Такая сумма инвестирована Oxford Catalysts Group в разработку GTL технологий за последние 15 лет.

шинства установок прекращена после проведения испытаний. Несмотря на имеющиеся положительные изменения, малотоннажное производство GTL до настоящего времени не коммерциализировано. Причинами являются значительные стоимость и сроки подготовки к стадии промышленной реализации, а также непредсказуемость результатов НИОКР и высокий риск отказа от промышленной реализации проекта. Кроме того, правами на освоение немонетизированного газа – сырья для малотоннажного производства GTL в основном обладают компании, приоритетами которых является реализация масштабных проектов разработки ресурсов традиционных углеводородов, не связанных с рискованным GTL бизнесом. Тем не менее, некоторые компании в последние годы продвинулись в части коммерциализации своих разработок в области GTL. Наиболь-

ший интерес здесь вызывают микро- и миниканальные технологии. Пионерами в этом являются британские компании Oxford Catalysts Group (микрочанальные процессы) [3] и Compact GTL (миниканальные процессы) [5].

Принцип действия микро- и миниканальных технологий основывается на использовании небольших реакторов (например, в процессе Oxford Catalysts Group размер реактора синтеза Фишера – Тропша составляет всего 0,6×0,6×0,6 м). Реактор представляет собой сборку из стальных листов, на поверхности которых имеется множество мельчайших реакционных каналов, перемежающихся с каналами охлаждения. Данный принцип используется для реакторов как синтеза Фишера – Тропша, так и парового реформинга. Благодаря оптимизации размеров установки микрочанальные технологии обеспечивают боль-

шую интенсификацию процессов по сравнению с миниканальными.

В результате значительного снижения габаритов, массы и стоимости технологического оборудования использование микро- и миниканальных технологий для монетизации не востребованного газа уже сейчас позволяет получать приемлемые экономические показатели, что обеспечивает интерес ряда энергетических компаний к этим работам.

В январе 2012 г. компания Petrobras успешно протестировала демонстрационную установку Comrap GTL, расположенную в Бразилии для определения возможности ее промышленного использования. В основе установки лежат миниканальные реакторы парового риформинга и Фишера – Тропша, созданные компанией. Кроме того, эта компания, активно интересующаяся технологиями утилизации нефтяного газа, совместно с японской компанией Тоуо и американской MODEC запустила демонстрационную установку Oxford Catalysts Group на НПЗ в Форталеза в конце 2011 г. Установка включает микроканальные реакторы парового риформинга и Фишера – Тропша, разработанные по технологии Oxford Catalysts Group. Данный проект получил развитие благодаря дополнительному финансированию со стороны компаний Тоуо и MODEC, которые выразили заинтересованность в создании плавучих GTL заводов. Сырьем для них будет газ, добываемый на шельфовых месторождениях.

Таиландская компания РТГ заинтересовалась возможностью использования микроканальных технологий для переработки нефтяного газа. В 2012 г. на базе исследовательского института компании в Таиланде была запущена микроканальная экспериментальная установка парового риформинга, созданная Oxford Catalysts Group. В настоящее время портфель заказов этой компании включает четыре микроканальных ректора синтеза Фишера – Тропша, два из которых предназначаются для перерабатывающих заводов в США, два – для проектов VTL в Бразилии. Кроме того, Oxford Catalysts Group с 2011 г. участвует в проекте, предусматривающем строительство в США завода мощностью 747 тыс. т/год по переработке сланцевого газа в жидкое топливо. Необходимо отметить, что «сланцевая революция» в Северной Америке, которая привела к существенному сни-

жению цены газа и высокому ценовому дифференциалу в пользу дизельного топлива, создала благоприятные условия для развития GTL производства в регионе.

Россия обладает 24 % мировых доказанных запасов газа [6], существенная часть которых не востребована вследствие отсутствия необходимой для его транспорта инфраструктуры. Кроме того, наша страна является мировым лидером по объему сжигаемого нефтяного газа: в 2011 г. на факелах сожжено 16,8 млрд. м<sup>3</sup> [7]. Отмеченное требует новых подходов к монетизации российского газа (как природного, так и нефтяного), в числе которых может быть GTL технология.

В течение последнего десятилетия рядом российских энергетических компаний (например, ОАО «Газпром», ООО «Иркутская нефтяная компания» и др.) оценивались возможности создания крупнотоннажных GTL заводов на территории России с использованием отработанных технологий западных компаний (Shell, Japan GTL, Syntroleum). Однако вследствие указанных рисков GTL бизнеса планы по строительству российских заводов были свернуты.

В настоящее время в России рядом инновационно активных организаций (ООО «Газохим-Техно», ООО «Энергосинтоп-Инжиниринг», ООО «Инфра технологии», Институт нефтехимического синтеза РАН, ООО «СИТИС» и др.) разрабатываются GTL технологии, но большинство проектов находится в стадии теоретической проработки или пилотной реализации и требуют проведения дополнительных длительных и дорогостоящих исследований.

Наряду с оценкой эффективности крупнотоннажного производства жидких углеводородов на базе крупных месторождений страны имеет смысл рассмотреть экономическую целесообразность вовлечения в GTL производство средних и мелких месторождений, а также нефтяного газа (табл. 3, источники – информация компаний). Несмотря на то, что в России высокий ценовой дифференциал вряд ли возможен из-за низких внутренних цен на нефтепродукты и роста цен на газ, использование GTL технологий может быть целесообразным на газовых месторождениях, удаленных от транспортной инфраструктуры (например, в Восточной Сибири), а также для монетизации нефтяного газа.

Таблица 3

Показатели	Проект		
	утилизации нефтяного газа	для удаленных месторождений	крупнотоннажного производства GTL
Производственная мощность, тыс. т/год	2,5-250	250-750	> 1 300
Эффективность конверсии, тыс. м <sup>3</sup> /т	2,5	2,0	1,9
Необходимый объем сырьевого газа, млн. м <sup>3</sup> /год	61 -650	500 -1 600	> 2 500
Необходимые запасы газа на период существования проекта, млрд. м <sup>3</sup>	0,6-6,5	5,0-15,5	> 45
Тип ресурсов газа	Нефтяной газ	Невостребованный	Конкурентный (сжиженный природный и трубопроводный)
Цена на сырьевой газ, долл/тыс. м <sup>3</sup>	0,2	1	2
Капитальные вложения, млн. долл. США	30 - 430	400 -1 500	> 2 000
Эксплуатационные затраты, долл/т	15	12	10
Преимущества проекта	Улучшение экологической ситуации; избежание штрафов за сжигание нефтяного газа; готовая инфраструктура доставки; дополнительные доходы от продажи продуктов GTL и квот на выбросы парниковых газов	Монетизация невостребованного газа; дополнительные доходы от продажи продуктов GTL и квот на выбросы парниковых газов	Низкие затраты и упрощенный транспорт по сравнению с СПГ и трубопроводным газом; увеличение доходности за счет роста дифференциала между ценами на нефть и газ

## Заклучение

GTL индустрию можно рассматривать в двух ключевых аспектах: крупнотоннажное и малотоннажное производство. С учетом капиталоемкости и рисков крупнотоннажного производства GTL, а также его конкуренции с проектами СПГ и трубопроводным транспортом газа перспективным направлением развития GTL индустрии является малотоннажное производство GTL. В этой области интерес представляют микро- и миниканальные технологии GTL, получившие развитие в последние годы. Активное финансирование НИОКР в области малотоннажного производства GTL в сочетании с благоприятной рыночной конъюнктурой способно обеспечить в России условия для монетизации как невостребованного газа небольших месторождений, удаленных от транспортной инфраструктуры, так и сжигаемого нефтяного газа.

## Список литературы

1. *The Early Days of Coal Research*. Информация с сайта U.S. Energy Department's Fossil Energy organization (<http://www.fe.doe.gov>).
2. *Копытов В.В.* Газификация конденсированных топлив (<http://dom-en.ru/gkt>).
3. *Информация* с сайта компании Oxford Catalysts Group ([www.oxfordcatalysts.com](http://www.oxfordcatalysts.com)).
4. *Информация* с сайта Мирового банка (<http://web.worldbank.org>).
5. *Информация* с официального сайта Compact GTL ([www.compactgtl.com](http://www.compactgtl.com)).
6. *BP Statistical Review of World Energy*: BP, June 2011 ([www.bp.com](http://www.bp.com)).
7. *Данные ЦДУ ТЭК*.

## References

1. *The early days of coal research*, U.S. Energy Department's Fossil Energy organization, URL: <http://www.fe.doe.gov>
2. *Kopytov V.V., Gazifikatsiya kondensirovannykh topliv* (Gasification of condensed fuels), URL: <http://dom-en.ru/gkt>
3. *Oxford Catalysts Group*, URL: [www.oxfordcatalysts.com](http://www.oxfordcatalysts.com)
4. *The World Bank*, URL: <http://web.worldbank.org>
5. *Scompact GTL*, URL: [www.compactgtl.com](http://www.compactgtl.com)
6. *BP Statistical Review of World Energy*: BP, June 2011, URL: [www.bp.com](http://www.bp.com)
7. *Dannye TsDU TEK* (The data of Central Dispatching Department of Fuel and Energy Complex)



## Мобильные лаборатории

В связи с принятием в Российской Федерации технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» вопросы обеспечения и сохранения качества нефтепродуктов в стране занимают приоритетное положение. Это связано с необходимостью повышения конкурентоспособности на рынке, обеспечения надежной работы автомобильной техники, а также с ужесточением требований к экологической безопасности при применении топлив.

В центральном аппарате и филиалах ООО «РН-Информ» началась эксплуатация новых, высокотехнологичных мобильных лабораторий контроля качества нефтепродуктов (МЛККНП).

Реализация проекта по вводу в эксплуатацию МЛККНП – это часть утвержденного президентом ОАО «НК «Роснефть» Плана для нефтесбытовых предприятий – участников Олимпийской программы «Сочи – 2014», подготовленного Департаментом информационных технологий в рамках совершенствования системы контроля качества нефти и нефтепродуктов нефтяной компании «Роснефть». Целью Плана является не только организация оперативного мониторинга качества нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС/АЗК с помощью мобильных лабораторий, но и обеспечение высокого уровня контроля качества путем обустройства стационарных химико-аналитических лабораторий.

МЛККНП обеспечивают мониторинг качества топлива, реализуемого на территории г. Москвы, Московской, Смоленской, Воронежской, Липецкой, Ленинградской, Тверской областей и Краснодарско-

го края. Одной из главных задач лабораторий является предотвращение реализации некондиционной продукции на АЗС/АЗК ОАО «НК «Роснефть», предоставление потребителю возможности запрашивать только качественным, проверенным на соответствие нормативным документам и техническому регламенту топливом.

С целью эффективного использования МЛККНП, получения независимых от дочерних предприятий результатов испытаний, в том числе при выявлении некондиций, руководством компании предусмотрена эксплуатация МЛККНП силами ООО «РН-Информ». Создание единого корпоративного центра ответственности по мониторингу в ООО «РН-Информ» обеспечивает достоверность результатов испытаний, позволяет оптимизировать подготовку персонала, а также повышает уровень управления процессом со стороны Центрального аппарата управления компании. Координация и методическое руководство осуществляются Департаментом информационных технологий.

МЛККНП оснащена экспресс-анализаторами качества нефтепродуктов, такими как автоматический портативный анализатор автомобильных бензинов и дизельного топлива, анализаторами серы, автоматическим прибором определения температуры вспышки в закрытом тигле, прибором определения температуры помутнения и автоматическим аппаратом для определения предельной температуры фильтруемости.

Один из экспресс-методов позволяет быстро и надежно проверять качество топлива на АЗС/АЗК, обеспечивая определение содержания бензола, ароматических и олефиновых соединений, оксигенатов в бензине. С его помощью оцениваются плотность, октановое число моторным и исследовательским методами, а также давление насыщенных паров и дистилляционные свойства бензинов.

Другой метод дает возможность быстро анализировать качество дизельных топлив, определять содержание всех полиароматических соединений, биодизеля, присадок, а также плотность, цетановое число и дистилляционные свойства. Специальные анализаторы серы позволяют оценить соответствие содержания серы в бензинах и дизельных топливах техническому регламенту и международным экологическим стандартам от ЕВРО 2 до ЕВРО 5.



Приборы экспресс-контроля качества нефтепродуктов



**Внешний вид мобильной лаборатории по контролю качества нефтепродуктов**

В мобильной лаборатории также определяют предельную температуру фильтруемости и температуру помутнения дизельных топлив, концентрацию в них бензинов, что позволяет исключить даже незначительное смешивание нефтепродуктов.

Навигационная система, входящая в состав МЛККНП, точно фиксирует точки отбора проб. Данные обрабатываются практически мгновенно, затем информация по каналам связи немедленно поступает в ООО «РН-Информ», а также сохраняется в электронном виде. Полученные результаты оперативно передаются в Департамент информационных технологий, руководству дочерних обществ и в Департамент нефтепродуктообеспечения. Для обеспечения взаимодействия с потребителем на мобильных лабораториях указан единый телефон горячей линии ОАО «НК «Роснефть».

На основании полученных результатов при выявлении несоответствия принимается решение о необходимости контроля пробы нефтепродуктов в аккредитованной лаборатории с целью проверки соответствия нормативной документации для предотвращения попадания потребителю некондиционной продукции. При выявлении некондиционной продукции на нефтебазах по поручению дочерних обществ Департамент информационных технологий проводит анализ сохранения качества

топлива по цепочке НПЗ – ПНПО: НПЗ – нефтебаза, нефтебаза – АЗС/АЗК, в том числе с привлечением представителей НПЗ и терминалов. Даются рекомендации по выявленной проблеме, проводятся совещания.

В рамках мониторинга, кроме проведения испытаний, выполняются проверка соответствия работы АЗС/АЗК требованиям нормативных документов, полноты и правильности ведения журналов операторов по направлению «Контроль качества», проверка «Уголка потребителя» по наличию паспортов качества на реализуемое топливо, сроки и правильность хранения арбитражных проб на АЗС/АЗК.

В месяц с помощью одной МЛККНП проводятся проверки 40 АЗС/АЗК предприятий нефтепродуктообеспечения компании или испытания до 200 проб нефтепродуктов (автомобильного бензина, дизельного топлива).

Мобильная лаборатория контроля качества нефтепродуктов позволяет гарантировать соответствие предлагаемого автомобилистам топлива требованиям нормативных документов по качеству нефтепродуктов.

*По материалам  
Департамента информационных технологий  
ОАО «НК «Роснефть» и ООО «РН-Информ»*

# Рефераты.

Выпуск 27 (апрель-июнь 2012 г.)

## Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения

Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, А.В. Тимонов, И.В. Судеев, С.С. Ситдииков, Т.Р. Мусабилов  
(ОАО «НК «Роснефть»»),  
А.В. Колонских, Р.Р. Галеев  
(ООО «РН-Уфанипинефть»)

Рассмотрено применение горизонтальных скважин в низкопроницаемых пластах Приобского месторождения. Обсуждаются геологические и инженерные критерии выбора зон и участков месторождения для применения горизонтальных скважин с ГРП. Выполнено сравнение производительности горизонтальной скважины с ГРП и вертикальной скважины с ГРП на основе детального геологического моделирования.

## Priobskoe oilfield pilot area

G.G. Gilaev, I.S. Afanasyev, A.V. Timonov, I.V. Sudeev, S.S. Sitdikov, T.R. Musabirov  
(Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow),  
A.V. Kolonskikh, R.R. Galeev  
(RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa)

Application of multiple fractured horizontal wells in low-permeability zones of Priobskoye oil field is considered. Geological and engineering issues of area selection for horizontal wells drilling and features of multi-staged fracturing design are discussed. Comparison between fractured horizontal wells and fractured vertical wells performance based on detailed flow simulation is presented.

## Применение оппозитно-планетарного редуктора для плавного пуска и расклинивания установок электроцентробежных насосов

О.Ф. Динуров, А.Ю. Топал  
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

В результате анализа данных о текущих ремонтах скважин, эксплуатируемых установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), было выявлено, что более половины отказов, связанных с засорением УЭЦН механическими примесями, это отказы скважин, оборудованных маломощными установками. При этом 45 % демонтированных установок с маломощными погружными электродвигателями (ПЭД) имеют незначительный (21-50 %) износ рабочих органов насоса. Это дает основание полагать, что в случае удачного запуска установки в работу после незначительного «клина» можно добиться увеличения наработки на отказ. Установка между выходным валом протектора ПЭД и входным модулем ЭЦН разработанного модуля оппозитно-планетарного редуктора дает возможность повысить межремонтный период установок за счет редуцирования момента в фазе пуска, следствием чего являются уменьшение ударных нагрузок на валы ЭЦН, минимизация токовых нагрузок, а также возможность запуска установок с небольшим заклинением рабочих органов.

## Application of opposition-planetary reducer for smooth start-up and free ESP

O.F. Dinurov, A.Yu. Topal  
(RN-Yugansknetegaz LLC, RF, Nefteyugansk)

The analysis of data on current repairs of wells operated by units of electric pumps (ESP), it was revealed that more than half the failures associated with mechanical impurities clogging ESP is failure wells equipped with low-power installations. At the same time 45% of dismantled plants with low-power submersible motors (SEM) have little (21-50%), wear of the working bodies of the pump. This suggests that in the case of a successful start to the work setting after a slight "wedge" can be increased MTBF. Set between the output shaft of the motor and tread ESP input module developed by the author of the module oppositely-planetary gear provides an opportunity to improve turnaround time by reducing installation time in the start-up phase, resulting in the reduction of impact loads on the shafts of the ESP, minimizing current loads, as well as the ability to run systems with a small seizure of the working bodies.

## **Индустрия GTL: состояние и перспективы**

**А.М. Кузнецов, В.И. Савельев, Н.В. Бахтизина**  
(ОАО «НК «Роснефть»)

Представлены анализ текущего состояния и перспективы развития индустрии GTL в мире и России. Рассмотрены риски и особенности крупнотоннажного и малотоннажного производств GTL. Представлены параметры действующих и планируемых крупномасштабных проектов, а также опытно-промышленных установок GTL. Определены перспективные направления развития технологий GTL.

## **Оценка эффективности потокоотклоняющих технологий лабораторным методом на параллельных моделях пласта**

**И.А. Кузнецов, А.Г. Скрипкин, О.В. Гаврилюк, О.В. Глазков**  
(ОАО «ТомскНИПИнефть»),  
**А.А. Терентьев**  
(ОАО «Томскнефть» ВНК)

Представлены результаты лабораторного исследования эффективности составов потокоотклоняющих технологий. Моделирование гетерогенной проницаемости пласта реализовано с использованием в фильтрационных экспериментах параллельно соединенных кернодержателей с высоко- и низкопроницаемыми образцами керна двух месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК. Проведена сравнительная оценка эффективности полимер-глинисто-кварцевых, модифицированных полимер-дисперсных, термогелевых и сшитых полимерных систем, а также коллоидных дисперсных гелей. Определены оптимальные технологии для применения на позднеюрских терригенных коллекторах с контрастом проницаемостей 10-40. Установлено, что наиболее эффективные технологии позволяют достичь 3-7-кратного увеличения коэффициента вытеснения нефти из низкопроницаемых пластов гетерогенного терригенного коллектора. Выполнена оценка фактора остаточного сопротивления, характеризующего период и эффективность применения технологии.

## **Экономическое моделирование концепции оптимального развития актива**

**С.А. Малышев, А.И. Монич, М.С. Михайлов, А.О. Фатеева**  
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Рассмотрены основные механизмы работы финансово-экономической модели по оценке комплексных и интегрированных проектов, созданной специалистами ОАО «ТомскНИПИнефть». Применены оригинальные инструменты по определению экономического потенциала кустов и формированию оптимального ковра бурения с учетом максимизации стоимости актива. Приведены результаты апробирования модели на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК.

## **GTL industry: current situation and prospects**

**A.M. Kuznetsov, V.I. Saveliev, N.V. Bakhtizina**  
(Rosneft Oil Company OJSC, RF, Moscow)

The paper presents an analysis of current situation and prospects of development of GTL industry in the world and Russia. The risks and particular qualities of large-scale and small-scale GTL plants were also considered. We carried out a review of the parameters of existing and planned large-scale projects, as well as demonstration GTL plants. Perspective directions of development of GTL technologies were determined in the paper.

## **Water shut-off systems laboratory evaluation using parallel reservoir models**

**I.A. Kuznetsov, A.G. Skripkin, O.V. Gavriluk, O.V. Glazkov**  
(TomskNIPIneft JSC, RF, Tomsk),  
**A.A. Terentiev**  
(Tomskneft VNK JSC, RF, Tomsk)

The paper presents the results of water shut-off systems laboratory estimation. Reservoir permeability heterogeneity was represented by the use of two parallel connected core holders with high- and low-permeable submodels for two reservoirs operated by Tomskneft oil company. A comparative evaluation of modified polymer-clay-quartz systems, modified polymer dispersed systems, thermotropic gels, modified cross-linked polymer systems and colloid gel systems are performed. Most successful shut-off systems for Late-Jurassic terrigenous reservoirs with permeability contrast range 10-40 were determined. It was detected 3-7 times rise of oil-by-water displacement efficiency for low-permeable reservoirs section for most effective shut-off systems. Comparative evaluation of residual resistance factor was made, allowing to describe duration and efficiency of water shut-off treatment.

## **The economic modeling of the concept of optimum development of the asset**

**S.A. Malyshev, A.I. Monich, M.S. Mikhailov, A.O. Fateeva**  
(TomskNIPIneft JSC, RF, Tomsk)

The author researches basic operation of financial and economic assessment model created by specialists of TomskNIPIneft JSC, applying it to complex and integrated projects. He employs original ways to estimate economic potential of clusters and form the optimal well-drilling program, taking into consideration maximization value of the asset. The author also gives the results of testing the model at Tomskneft JSC oil fields.

### **Лабораторное тестирование материалов для ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных скважинах**

**Т.Э. Нигматуллин**

(ООО «РН-УфаНИПИнефть»),

**И.М. Борисов**

(ФГБОУ ВПО Башкирский государственный педагогический университет им. М. Акмуллы),

**А.В. Корнилов, М.Е. Политов, А.Г. Телин**

(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Рассмотрены отличительные особенности планирования фильтрационного тестирования тампонажных составов для ремонтно-изоляционных работ (РИР) в горизонтальных скважинах. Проведены эксперименты с учетом этих аспектов. После закупоривания зерна отмечено явление неравномерного снижения проницаемости для воды и нефти. Установлен коэффициент пропорциональности между статическим напряжением сдвига тампонажного состава и критическим градиентом давления, при котором начинается вынос состава из пористой среды. Полученные результаты могут использоваться для упрощения получения входных данных для дизайна РИР и более качественного выполнения дизайна.

### **Some aspects of filtration testing of agents for water shutoff in horizontal wells**

**T.E. Nigmatullin**

(RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa),

**I.M. Borisov**

(M. Akmullah Bashkir State Pedagogical University, RF, Ufa),

**A.V. Kornilov, M.E. Politov, A.G. Telin**

(RN-UfaNIPIneft, RF, Ufa)

The paper gives some aspects of filtration testing of agents for water shutoff in horizontal wells. Experiments were carried out according to the aspects. Disproportionate permeability reduction observed after core plugging, proportionality factor between shear strength of bridging agent and critical pressure gradient wherein its removal from core happens determined. The results obtained can be used to facilitate source information origination for treatment design.

### **Совершенствование технологии ограничения попутно-добываемой воды**

**В.А. Стрижнев, А.Ю. Пресняков, Т.Э. Нигматуллин**

(ООО «РН-УфаНИПИнефть»),

**С.А. Урусов, В.А. Елесин**

(ОАО «Самаранефтегаз»)

На примере скважин ОАО «Самаранефтегаз» показаны пути совершенствования технологии ограничения попутно добываемой воды. Определяющими факторами являются проведение дополнительных исследований по определению источника обводнения и выбор эффективной технологии ремонтно-изоляционных работ.

### **Advancements in produced water restriction**

**V.A. Strizhnev, A.Yu. Presnyakov, T.E. Nigmatullin**

(RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa),

**S.A. Urusov, V.A. Elesin**

(Samaraneftegaz JSC, RF, Samara)

The paper gives advancements in produced water restriction in case of Samaraneftegaz JSC wells. Pacing factors are conducting additional surveys to determine source of water trouble and a choice of high performance water-shutoff technology.

### **Повышение эффективности доразработки крупных месторождений ОАО «Самаранефтегаз»**

**И.Г. Хамитов, В.Ф. Атапин**

(ООО «СамараНИПИнефть»),

**А.Э. Манасян, С.П. Папухин**

(ОАО «Самаранефтегаз»)

Рассмотрены основные направления интенсификации эксплуатации 12 крупных месторождений Самарской области, находящихся в стадии доразработки. Выполнен анализ эффективности геолого-технических мероприятий, проведенных на месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» в 2001-2010 гг.

### **Efficiency growth of redevelopment process at Samaraneftgas JSC large oil field**

**I.G. Khamitov, V.F. Atapin**

(SamaraNIPIneft LLC, RF, Samara),

**A.E. Manasyan, S.P. Papukhin**

(Samaraneftegaz JSC, RF, Samara)

The paper presents the basic ways in stimulating the operation of the largest twelve oil fields in Samara region that are now at the stage of field redevelopment. The authors have completed the analysis of well intervention plans that were performed at these fields by Samaraneftgas JSC during 2001-2010.

**Анализ текущего состояния подготовки нефти на НСП «Нефтегорское» и разработка технических и технологических решений по обеспечению сдачи нефти**

**А.И. Щербинин**

(ОАО «Самаранефтегаз»),

**Э.О. Тимашев,**

(ООО «СамараНИПИнефть»),

**М.Х. Газизов, Р.М. Масалимов,**

**А.А. Шайхинуров, Л.Е. Каштанова**

(ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Выполнен анализ работы нефтестабилизационного производства (НСП) «Нефтегорское» с целью определения основных технологических параметров работы установки, изменение которых позволит разработать технические и технологические рекомендации по снижению энергоёмкости производства и приведению параметров сдаваемой нефти в соответствие с требованиями АК «Транснефть». На основании проведенных исследований подобраны оптимальные условия проведения процесса подготовки нефти для условий НСП «Нефтегорское» и предложена герметизированная технологическая схема, позволяющая снизить энергоёмкость процесса подготовки нефти. Опыт работы на данном объекте позволяет использовать полученные результаты для нефтестабилизационных предприятий, работающих по подобной схеме.

**Analysis of the current state of oil treating at the Neftegorskoye oil stabilization facility and the development of technical and technological solutions on the oil delivery assurance**

**A.I. Shcherbinin**

(Samaraneftegaz JSC, RF, Samara),

**E.O. Timashev**

(SamaraNIPIneft LLC, RF, Samara),

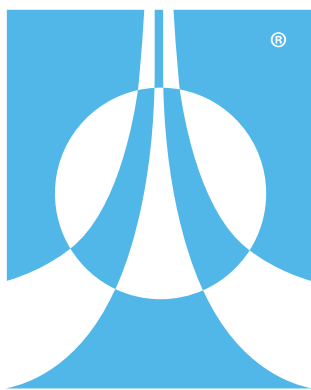
**M.Kh. Gazizov, R.M. Masalimov,**

**A.A. Shaykhinurov, L.E. Kashtanova**

(RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa)

The analysis of Neftegorskoye oil stabilization facility operation in order to identify the main technological parameters of the plant action, which change will allow to develop the technical and technological guidelines on reducing energy intensity of facility and bring the parameters of the delivered oil to the accordance with the Transneft AK requirements, is carried out. Based on the executed studies the optimal conditions of oil treating for Neftegorskoye oil stabilization facility environment are selected and a sealed process flowsheet, allowing to reduce the energy intensity of the oil treating process, is proposed. Work experience at this object allows to use the obtained results for oil stabilization facilities, operating by such a scheme.

RO&G 12



Российский  
нефтегаз SPE

# Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче

16-18 октября 2012

Россия, Москва, ВВЦ, павильон 75

## Пленарная сессия 1. Технологии и эффективное производство – путь к достижению результатов

Ганеш Такур, Вице-президент по технологиям, Chevron Energy Technology Company, президент SPE 2012  
«Ключевая роль новых технологий»

Г.Г. Гилаев, Вице-президент ОАО «НК «Роснефть»

«Эффективное освоение низкопроницаемых коллекторов: текущее состояние и дальнейшие перспективы»

М.Я. Зыкин, главный геолог ФГУ ГКЗ

«Проблемные вопросы надежной оценки геологических и извлекаемых запасов нефти и газа  
крупнейших месторождений России»

Кристоф Руэл, главный экономист, вице-президент BP Group

«Обзор развития нефтегазовой отрасли»

## Пленарная сессия 2. Взаимодействие добывающих и сервисных компаний в России – влияние на эффективность производства

Роб Уэлли (Rob Whalley), директор по производству компании Integra и Гокхан Акер (Gokhan Aker),  
директор Департамента бурения компании ТНК-ВР

«Изменения в процессах заключения сервисных контрактов и их исполнении, необходимые  
для оптимизации новых условий для добычи нефти и газа. Ценный российский опыт»

ОАО «ЛУКОЙЛ»

«Сотрудничество компаний в проекте морского бурения на Каспии»

Weatherford

«Взаимодействие операторов и сервисных компаний в области внедрения и разработки новых технологий»

Саймон Дюркин, генеральный директор Salym Petroleum Development

«Салымский проект: синергия передовых Российских и Зарубежных Технологий»

## Пленарная сессия 3. Внедрение инновационных технологий и развитие персонала в нефтегазовой отрасли России

Перспективы развития нефтегазовой отрасли неразрывно связаны с внедрением инновационных технологий и  
подготовкой квалифицированных кадров, способных их эффективно использовать.

В дискуссии выступают ведущие специалисты компаний, научно-исследовательских центров и университетов: Shell,  
ТНК-ВР, Роснефть, Schlumberger, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Herriot Watt, МГУ имени М.В. Ломоносова, Рок Флоу  
Дайнамикс, Деко-геосистем, Сколково, «Открытая экономика»

## 18 технических сессий и постерные сессии, в которых будут представлены 205 докладов по следующим направлениям:

- Охрана здоровья, труда и окружающей среды
- Геология и геофизика. Использование новых методов
- Разработка месторождений
- Геологическое и гидродинамическое моделирование
- Добыча
- Наземное оборудование, строительство и проекты
- Строительство скважин
- Обеспечение кадровой потребностей нефтегазовой отрасли в XXI веке
- Транспорт нефте-, газопродуктов

Полная техническая программа опубликована на сайте [www.russianoilgas.ru](http://www.russianoilgas.ru)