



4-2008

РОСНЕФТЬ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК

ЭНЕРГИЯ РАЗВИТИЯ



ТЕМА НОМЕРА:
Геология и разработка месторождений
с трудноизвлекаемыми запасами

Уважаемые читатели!

Предлагаемый вашему вниманию очередной выпуск Научно-технического Вестника ОАО «НК «Роснефть» завершает третий год издания журнала. За это время журнал обрел свою читательскую аудиторию. Перечень организаций, получающих журнал, постоянно увеличивается. Расширяется и авторский коллектив – свои работы предлагают к публикации авторы из самых разных подразделений Компании.

Традиционно ряд статей посвящен теме, вынесенной на обложку выпуска. Тема этого номера - «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» - соответствует названию VIII научно-практической конференции, прошедшей в сентябре. Вашему вниманию предлагается краткая информация о конференции, мнения некоторых ее участников. На основе прозвучавших на конференции докладов был подготовлен ряд статей. Шесть из них вошли в этот номер Вестника, еще часть опубликована в специальном ноябрьском выпуске журнала «Нефтяное хозяйство», посвященном инновационной деятельности ОАО «НК «Роснефть».

Также мы включили в Вестник № 4 2008 г. ряд статей, присланных авторами на рассмотрение редколлегии и прошедших обязательную процедуру рецензирования. Приглашаем специалистов Компании, как опытных, так и начинающих, к активному сотрудничеству с нашим журналом. Напоминаем, что ежегодно проводится конкурс на лучшую публикацию, победители которого получают денежные премии (стр. 52). Ваше мнение о лучших публикациях года весьма ценно!

*Поздравляем читателей журнала
с наступающим Новым годом!*

*Желаем вам в Новом году доброго здоровья, оптимизма и удачи,
нового полета творческой мысли, успехов и процветания!*

Редакционная коллегия



РОСНЕФТЬ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ВЕСТНИК ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Издается с 2006 года

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

- Богданчиков С.М.
(главный редактор)
- Кудряшов С.И.
(заместитель
главного редактора)
- Бачин С.И.
- Бульба В.А.
- Гиляев Г.Г.
- Грибов Е.А.
- Дашевский А.В.
- Думанский Ю.Г.
- Заикин И.П.
- Ковалев Н.И.
- Кондратьев Н.А.
- Латыпов А.Р.
- Литвиненко В.А.
- Нападовский В.В.
- Ножин В.М.
- Ставский М.Е.
- Тропин Э.Ю.
- Телин А.Г.
- Уваров Г.В.
- Хасанов М.М.
- Цукин Ю.В.

СЕКРЕТАРИАТ

- Мамлеева Л.А.
- Хлебникова М.Э.

Сдано в набор 03.11.2008
Подписано в печать 02.12.2008
Тираж 1200 экз.

© ОАО «НК «Роснефть», 2008

Зарегистрирован Федеральной
службой по надзору за
соблюдением законодательства
в сфере массовых коммуникаций
и охране культурного наследия
О1.06.2007 г.
ПИН № ФС77-28481

При перепечатке материалов
ссылка на «Научно-технический
вестник ОАО «НК «Роснефть»
обязательна

Отпечатано в ООО «Август Борг»

Научное редактирование статей и
proofs ЗАО «Издательство
«Нефтяное хозяйство»
www.oil-industry.ru

4-2008

СОДЕРЖАНИЕ

ИНФОРМАЦИЯ

Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами**3**

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Лисунова О.В., Левин Д.Н. Методика корреляционного спектрально-временного прогнозирования типов геологического разреза клиноформного комплекса Енисей-Хатангского прогиба**6**

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Шарафутдинова Р.З. Современные проблемы нестабильности ствола скважины при бурении в глинистых отложениях**13**

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Соловьева В.Н., Усольцев А.Г., Соловьев И.Б. Метод оценки применимости гидроразрыва на объектах эксплуатации на примере Ключевого месторождения**16**

Ставинский П.В., Сурова Н.Д., Яценко В.М. Новые данные о проницаемости нижнехетских коллекторов Ванкорского месторождения**19**

Вакатов С.Н., Сапожников А.Е., Оленчиков Д.М. Повышение эффективности разработки месторождений системой горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов с учетом опыта их применения на Мишкинском месторождении Удмуртской Республики**24**

Кулешков И.В., Данильченко О.Н., Колбикова В.В., Колбиков В.С. Обобщение опыта разработки нефтяных месторождений Чеченской Республики и научное обоснование их перспективной доработки.....**28**

ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

Никишов В.И., Маркин А.И., Габдулов Р.Р., Сливка П.И. Совершенствование технологии одновременно-раздельной закачки для многопластовых месторождений**36**

Гарушев А.Р., Гарушев Э.А., Кайгородов С.В., Коновалов А.Е. Тепловые методы добычи высоковязкой нефти в России**42**

Альхамов И.М. Повышение приемистости нагнетательных скважин Тарасовского месторождения при помощи шурфов, оборудованных электроцентробежными насосами**46**

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Оленчиков Д.М. Среда гидродинамического моделирования AssistAdapt**48**

Алфавитный перечень статей, опубликованных в 2008 г.....**52**

Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

16-18 сентября 2008 года в поселке Небуг (Туапсинский р-н) прошла VIII научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами».



Организаторами конференции выступили ОАО «НК «Роснефть», ООО «РН-Краснодарнефтегаз», ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» и журнал «Нефтяное хозяйство».

В работе конференции приняли участие более 100 специалистов из различных нефтегазовых и сервисных компаний, научно-исследовательских центров: ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», ООО «ТК Шлюмберже», ОАО «Газпромнефть-НТЦ», ООО «ВНИИГАЗ», СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз», ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть», компания «ЭксонМобил», ОАО «Гипровостокнефть», ООО «ПермНИПИнефть», ЗАО «Уральская нефтяная компания», ООО «Геотехнокин-Сервис», компания «Роксар», компания «ПетроАльянс Сервисис» и др.

Основное ядро участников составили специалисты ОАО «НК «Роснефть» и ее дочерних подразделений: ООО «РН-Краснодарнефтегаз», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «РН-Ставропольнефтегаз», ООО «РН-Пурнефтегаз», ОАО «Удмуртнефть», ОАО «Самаранефтегаз», ООО «СамарНИПИнефть», ООО «РН-УфаНИПИнефть», ООО «НК «Роснефть-НТЦ», ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр».

Открыли конференцию заместитель директора КНТЦ ОАО «НК «Роснефть» А.М. Кузнецов, генеральный директор ООО «НК «Роснефть»-НТЦ А.Н. Кондратьев, главный редактор журнала «Нефтяное хозяйство» В.Н. Зверева. В своих кратких выступлениях они отметили важность проводимого мероприятия, обозначили ее задачи и цели.

Приветствие участникам конференции передал президент Союза нефтегазопромышленников Г.И. Шмаль.

Участникам VIII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами»



С огромным уважением и благодарностью относимся к инициативе организаторов конференции – ОАО «НК «Роснефть» и журнала «Нефтяное хозяйство» – сплотить, скоординировать усилия научной отраслевой мысли на решение этой сложной задачи повышения эффективности освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, имеющей общегосударственный стратегический характер.

Инновационный путь развития топливного комплекса страны, который выбран как стратегия будущего, предусматривает в первую очередь полноценную ориентацию на разумное, рачительное хозяйствование. Сегодня же приходится говорить с большим сожалением о том, что наша геология, состояние ресурсной базы, ее воспроизводства переживают тяжелые времена. И, слава богу, что благодаря энтузиазму тех, кто болеет душой за будущий день, научная мысль в нашей стране по-прежнему имеет высокий потенциал и не теряет своей новизны. Что и подтверждает высокий уровень научных подходов к проблеме, новых идей и анализ практически уже наработанного опыта в нефтегазовых компаниях страны, демонстрирующихся на научно-практических конференциях по теме разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Союз нефтегазопромышленников России прикладывает много усилий к возвращению геологоразведки к истинным профессиональным величинам, а нашей науки во главу производственных циклов, к тому, чтобы государство озаботилось состоянием наших недр и предложило действенные рыночные рычаги для повышения эффективности их освоения, а Россия вновь стала в первый ряд нефтедобывающих государств по всем основным показателям инновационной деятельности.

Уверены, что и организаторы, и участники научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» движимы одним с нами желанием, чтобы Россия сохранила на мировом рынке и усилила на новой технико-экономической и технологической основе свои позиции высокоразвитой и сильной державы.

Желаем всем на этом пути самой плодотворной работы и успехов в нашем общем деле!

Г.И. Шмаль, президент Союза нефтегазопромышленников России



Работа конференции проходила по шести секциям.

- Проектирование и мониторинг разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, геологическое и гидродинамическое моделирование залежей.
- Современные методы ГИС и ГДИ и технологии их интерпретации.
- Разработка нефтегазовых объектов с применением многоствольных и горизонтальных скважин. Технологии бурения и вскрытия продуктивных пластов.
- Новые технологии разработки месторождений высоковязкой нефти.
- Информационные технологии в разработке месторождений.
- Современные методы повышения нефте- и газоотдачи пластов, интенсификация добычи нефти и газа.



М.Г. Нестеренко,
заведующий лабораторией СургутНИПИнефть



К.Э. Джалалов, заместитель генерального
директора ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»

Было заслушано и обсуждено более 50 докладов: заместителя генерального директора ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» К.Э. Джалалова «Технологические показатели тепловых обработок скважин на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз», начальника отдела гидродинамического моделирования ООО «СамараНИПИнефть» В.И. Попкова «Проектирование и мониторинг разработки высокообводненных залежей и залежей с высоковязкими нефтями, гидродинамическое моделирование малодренлируемых запасов», ведущего специалиста ООО «РН-Юганскнефтегаз» В.Ю. Гука «Применение технологии одновременно-раздельной закачки на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз», начальника управления проектирования и мониторинга разработки ООО «Газпромнефть-НТЦ» Р.М. Назметдинова «Повышение эффективности разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» с трудноизвлекаемыми запасами с применением горизонтальных скважин», заведующего лабораторией ТатНИПИнефти ОАО «Татнефть», В.А. Иктисанова «Гидродинамические исследования и моделирование скважин сложной архитектуры», заведующей отделом исследования пластовых флюидов СургутНИПИнефти ОАО «Сургутнефтегаз» С.Г. Бобковой «Об организации информационной системы «Исследование и хранение керна» и многие другие.



Следует отметить очень активную работу участников конференции. Ни один доклад не остался без внимания. Было столько вопросов, что ведущим приходилось постоянно напоминать о регламенте. Это еще раз говорит о том, что рассматриваемая тема касается практически всех специалистов, занимающихся разработкой нефтегазовых месторождений.

В целом конференция прошла на высоком профессиональном уровне. Об этом свидетельствуют и высказывания ее участников.

Р.М. Назметдинов, начальник управления проектирования и мониторинга разработки ООО «Газпромнефть-НТЦ»

«...Любое общение с коллегами, расширение границ своих знаний - это огромный плюс. От этого выигрывают как специалист, так и компания в целом. Уровень проведения конференции очень высокий, за это отдельная благодарность как компании «Роснефть», так и журналу «Нефтяное хозяйство»...»



А.Н. Шандрыгин, советник по разработке Технологического центра ООО «ТК «Шлюмберге»

«...В целом очень понравилась конференции, как и любая другая, она нервная, были очень неплохие

доклады у молодых специалистов, но они требуют шлифовки, поэтому я считаю, что здесь очень хорошая школа для молодежи. На мой взгляд, хотелось бы расширять состав участников, заинтересовать больших представителей и других компаний, хотя здесь были представители и «ЛУКОЙЛа», и «Сургутнефтегаза», и «Татнефти». Хотелось бы, чтобы конференцию поддерживали своим присутствием ведущие менеджеры компании. Во-первых, это всегда придает статус мероприятию, а во-вторых, повышает научную активность специалистов...»



Г.Г. Саркисов, менеджер по развитию бизнеса компании «Роксар»

«...Конференция очень понравилась, много сильных и интересных докладов, уровень очень высокий, очень много фактического материала, очень много нового. Я несколько не пожалел, что сюда приехал...»



Методика корреляционного спектрально-временного прогнозирования типов геологического разреза клиноформного комплекса Енисей-Хатангского прогиба¹

О.В. Лисунова, Д.Н. Левин
(ОАО «НК «Роснефть»)

Введение

Западная часть Енисей-Хатангского надпорядкового прогиба является составной частью Енисей-Хатангской нефтегазоносной области в составе Енисей-Анабарского газонефтяного бассейна, газонефтяные перспективы которой оцениваются очень высоко.

В процессе проведенных геологических исследований были решены многие проблемы, связанные с закономерностями размещения зон нефтегазонакопления в краевых депрессиях Сибирской платформы, локальным прогнозом нефтегазонакопления структур мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской геосинеклизы; генезисом и методическими особенностями поисков перспективных объектов в клиноформном комплексе Енисей-Хатангского прогиба; фациально-тектонической зональностью Енисей-Хатангского нефтегазоносного бассейна и перспективами новых открытий, типами месторождений и залежей углеводородов в западной части Енисей-Хатангского прогиба, нефтегеологическим районированием Енисей-Хатангского прогиба. Были установлены сложное строение верхнеюрских и нижнемеловых нефтепродуктивных отложений и изменчивость их петрофизических параметров. По результатам геологических и сейсмических исследований открыто 13 месторождений углеводородов и выявлена особая перспективность верхнеюрско-неокомских клиноформных песчаников.

Вместе с тем значительная часть весьма перспективных территорий, приуроченных, в том числе, к

крупным отрицательным структурам и склонам поднятий, в настоящее время остается мало изученной как геофизическими исследованиями, так и глубоким бурением. В таких условиях особо актуальным становится районирование перспективной территории по типам геологического разреза целевых отложений перед проведением дорогостоящих, особенно в условиях крайнего севера, детальных сейсморазведочных работ 3D и глубокого бурения.

Под типом разреза понимается естественная совокупность литолого-фациальных разностей в определенном стратиграфическом диапазоне, характеризующаяся индивидуальной историей и условиями формирования. Каждый тип геологического разреза должен существенно отличаться от других типов наиболее значимыми для разведки и эксплуатации характеристиками, особенно продуктивностью.

Интегральной характеристике исследуемого разреза необходима интегральная сейсмическая параметризация, с помощью которой можно определить физические образы типов геологического разреза с заметным различием характеризующих их параметров.

Из современных разработок наиболее полное представление об интегральной и устойчивой характеристике геологического разреза дает спектрально-временной анализ (СВАН). На базе СВАН и псевдоакустических преобразований сейсмической записи (ПАК) разработана инновационная технология комплексного спектрально-скоростного прогноза (КССП) типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов в

¹Работа выполнена под научным руководством д. г.-м. н., профессора Е.А. Копилевича

двух- и трехмерном межскважинном пространстве [1, 3]. Эта технология хорошо зарекомендовала себя в самых различных сейсмогеологических условиях Тимано-Печорской НПП, Западной и Восточной Сибири.

Однако в сложных сейсмогеологических условиях и при относительно тонкослоистом разрезе, спектрально-временной анализ в некоторых случаях оказывается недостаточно помехоустойчивым. В данной ситуации для прогнозирования типов геологического разреза в межскважинном пространстве целесообразна замена интегральных атрибутов технологии КССП количественными атрибутами, отображающими дифференциальные динамические характеристики подобия сейсмических записей и кривых геофизических исследований скважин (ГИС).

Настоящая статья посвящена разработке методики типизации и прогнозирования типов геологического разреза клиноформных верхнеюрско-неокомских отложений в сложных сейсмогеологических условиях западной части Енисей-Хатангского прогиба путем дальнейшего развития технологии КССП на основе многотрассной взаимной корреляции спектрально-временных образов [1, 3].

Методика типизации и прогнозирования геологического разреза

Задача типизации геологического разреза верхнеюрско-неокомского клиноформного комплекса была решена с использованием всех этапов блок-схемы, представленной на рис. 1.

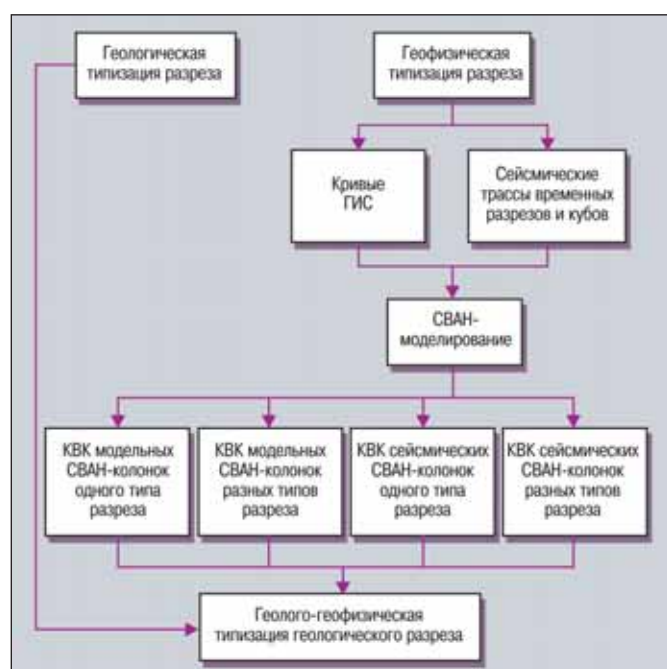


Рис. 1. Блок-схема геолого-геофизической типизации геологического разреза

На первом этапе проведено сейсмическое и СВАН-моделирование по 13 скважинам с целью сопоставления реальной акустической картины, наблюдаемой в целевых отложениях по данным бурения, с данными сейсморазведки МОГТ. Для построения синтетических трасс использовались различные методы ГИС: АК, ГК, ПС и ПЗ.

Кривые ГИС были пересчитаны из глубинного масштаба во временной с применением данных о скоростной характеристике среды вблизи конкретных скважин. С этой целью использовались результаты сейсмокаротажа или акустические скорости. Затем по временным кривым ГИС рассчитывались кривые коэффициентов отражения, отображающих реальную жесткостную модель среды. Путем фильтрации с различными частотными параметрами и шириной фильтра из кривых коэффициентов отражения строились модельные трассы. По модельным и сейсмическим трассам определялись СВАН-образы, коэффициент взаимной корреляции (КВК) между которыми использовался для определения степени соответствия данных сейсморазведки и ГИС.

Некоторые результаты сейсмического моделирования и СВАН-моделирования представлены в табл. 1.

Как видно из табл. 1, КВК между сейсмическими и модельными трассами превышает 0,7, а между их спектрально-временными образами более 0,84, что подтверждает вполне достаточную надежность данных сейсморазведки. Таким образом, сейсмическая информация может быть использована в дальнейшем для СВАН-типизации геологического разреза.

Типизация клиноформного разреза скважин проведена по имеющимся данным о продуктивности целевых отложений. Выделено три типа геологического разреза по наличию флюида в отложениях клиноформного комплекса: 1) нефтегазонасыщенный; 2) водонасыщенный; 3) сухой.

Разрез скважин первого типа представлен частым чередованием алевролитов с аргиллитами и чистых аргиллитов с переслаиванием песчаников в нижней части разреза. Разрез скважин второго типа характеризуется чередованием аргиллитов, алевролитов и аргиллитов алевролитистых также с переслаиванием с песчаниками в подошве разреза, кроме того в разрезе увеличена толщина аргиллитов.

По литологии разрез третьего типа значительно отличается от других типов. Разрез скважин, по которым не получен приток флюида из отложений клиноформного комплекса, сложен преимущественно аргиллитами, аргиллитами алевролитистыми при отсутствии песчаников.

Таблица 1

Площадь	Номер скважины	Профиль	Трасса	Метод ГИС	КВК между	
					сейсмическими и модельными трассами	их спектрально-временными образами
Береговая	1	M20	2399	ГК	0,78	0,84
	2	M20	2451	ГК	0,74	0,91
Озерная	7	M30	4245	ПЗ	0,75	0,93
	8	M30	4259	ПС	0,76	0,93
	10	M30	4165	ПЗ	0,7	0,88
Пайяхская	1	Mxx	1901	АК	0,75	0,88
	2	2889001	3450	АК	0,76	0,85
	3	3590026	438	АК	0,77	0,89
	4	495065	456	АК	0,75	0,85
Пеляткинская	15	396087	587	ПС	0,81	0,88
Турковская	1	M16	3439	ГК	0,77	0,93
	2	3991111	1393	АК	0,76	0,85
Ушаковская	1	M16	3201	АК	0,82	0,96

Количественная характеристика рассмотренных типов геологических разрезов представлена в табл. 2.

Отложения первого и второго типов преимущественно относятся к проксимальной части конусов выноса, третьего типа – к дистальной части, что подтверждается данными региональных исследований [2], морфологией дна палеобассейна и расположением скважин на исследуемой территории.

К первому типу относятся геологические разрезы скв. 1 Пайяхская, скв. 2 Пайяхская и скв. 2 Турковская; ко второму типу – скв. 1 Береговая, скв. 2 Береговая и скв. 15 Пеляткинская, к третьему типу – скв. 4 Пайяхская и скв. 1 Турковская. Испытания последних двух скважин не дали притока флюида из целевых отложений.

Следующим этапом типизации геологического разреза скважин в соответствии с блок-схемой является сопоставление СВАН-образов как модельных трасс между собой, так и СВАН-колонок сейсмических трасс вблизи скважин. СВАН-колонки строились со следующими параметрами: начальная частота – 10 Гц, конечная – 100 Гц, ширина фильтра – 50. Эти параметры наиболее

полно отвечают спектрально-временным характеристикам модельных и сейсмических трасс, а также обеспечивают, как указывалось выше, надежность расчета КВК. С целью выявления среднего временного интервала между кровлей и подошвой исследуемых отложений была построена карта Δt по данным сейсморазведки, а также рассчитаны гистограмма распределения Δt и статистические параметры. Следует отметить, что зоны повышенной толщины верхнеюрско-неокомского клиноформного комплекса (по данным сейсморазведки) приурочены к прогибам и впадинам, причем толщина клиноформного комплекса увеличивается с северо-востока на юго-запад вдоль Енисей-Хатангского прогиба. Комплекс почти полностью выклинивается на Таймырском выступе и Малохетском валу. Это подтверждается априорной информацией о геологическом строении целевых отложений и согласуется с тектоникой западной части Енисей-Хатангского прогиба. По всей имеющейся геологической и сейсмической информации временным интервалом расчета КВК был выбран интервал 210 мс от кровли целевых отложений, что соответствует среднему значению Δt верхнеюрско-неокомского клиноформного комплекса в пределах исследуемой площади.

Результаты сопоставления СВАН-образов эталонных модельных и сейсмических трасс в пределах каждого типа разреза представлены на рис. 2 и соответственно в табл. 3, 4.

Анализ табл. 3, 4 позволил получить таблицы средних значений КВК в пределах одного типа и между разными типами для эталонных модель-

Таблица 2

Параметр	Тип геологического разреза		
	1	2	3
Содержание, % аргиллитов	34	50	67
аргиллитов алевритистых	64	37	33
алевролитов	0	13	0
песчаников	2	2	0
Открытая пористость, %	18	15	10

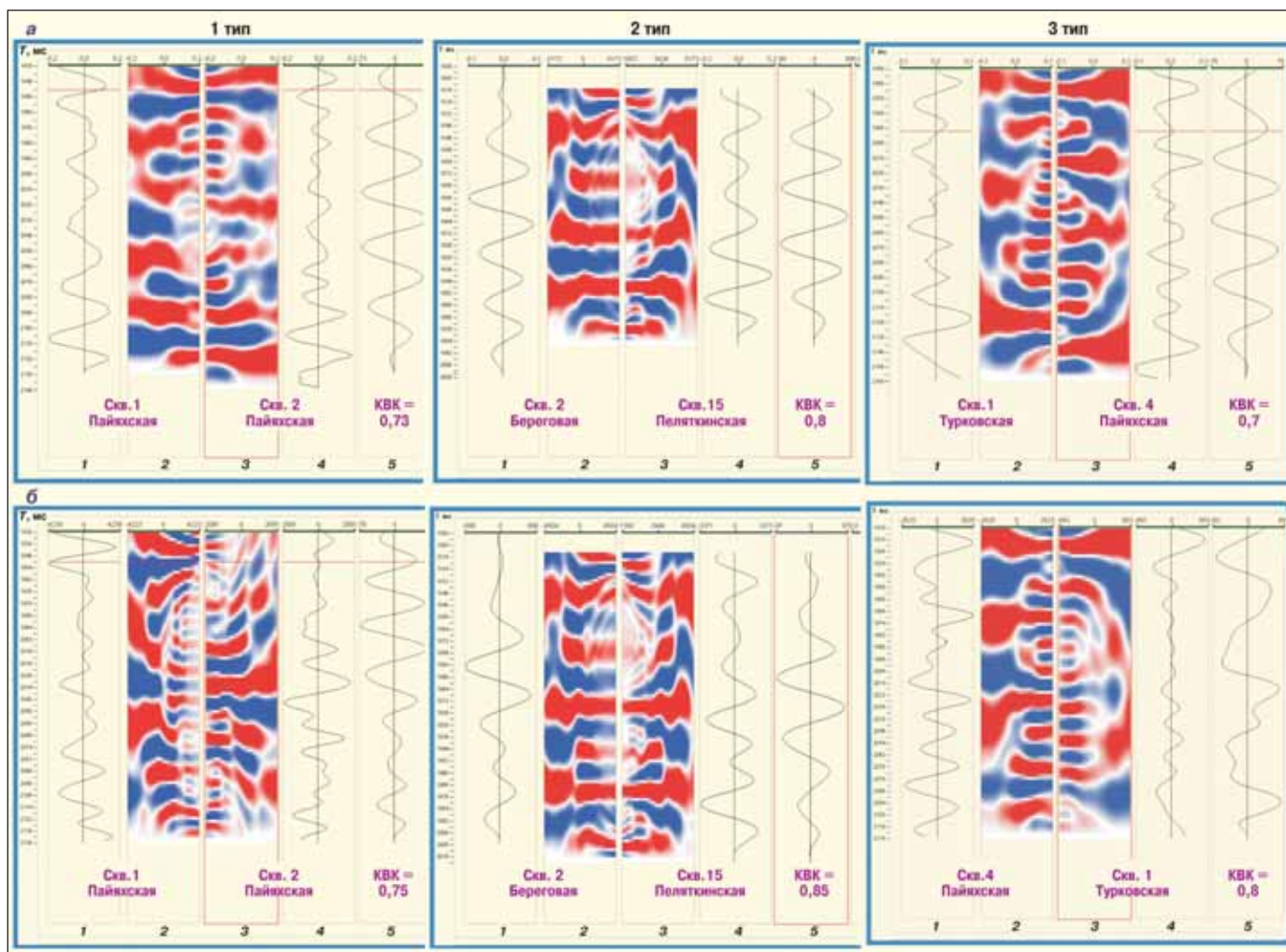


Рис. 2. СВАН-образы первого, второго и третьего типов разреза модельных (а) и эталонных сейсмических (б) трасс: а) 1, 4 - синтетические трассы; 2, 3 - СВАН-колонки синтетических трасс; 5 - КВК

ных (табл. 5) и эталонных сейсмических (табл. 6) трасс.

Из приведенных данных следует, что среднее значение КВК выделения одного типа геологического разреза по СВАН-образам составляет: а) по эталонным модельным трассам более 0,7; б) по эталонным сейсмическим трассам более 0,78.

Аналогично среднее значение КВК разделения скважин по различным типам разреза составляет: а) по эталонным модельным трассам менее 0,65; б) по эталонным сейсмическим трассам менее 0,66.

Среднее значение КВК по модельным трассам в пределах одного типа составляет 0,76, а среднее значение КВК разных типов равно 0,59.

Таблица 3

Скважины	КВК СВАН-образов эталонных модельных трасс							
	1 Пайяхская (1 тип)	2 Пайяхская (1 тип)	2 Турковская (1 тип)	1 Береговая (2 тип)	2 Береговая (2 тип)	15 Пеляткинская (2 тип)	4 Пайяхская (3 тип)	1 Турковская (3 тип)
1 Пайяхская (1 тип)	1	0,73	0,77	0,55	0,7	0,65	0,5	0,65
2 Пайяхская (1 тип)	0,73	1	0,75	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
2 Турковская (1 тип)	0,77	0,75	1	0,75	0,65	0,75	0,65	0,6
1 Береговая (2 тип)	0,55	0,6	0,75	1	0,8	0,9	0,55	0,45
2 Береговая (2 тип)	0,7	0,6	0,65	0,8	1	0,8	0,5	0,55
15 Пеляткинская (2 тип)	0,65	0,6	0,75	0,9	0,8	1	0,6	0,55
4 Пайяхская (3 тип)	0,5	0,6	0,65	0,55	0,5	0,6	1	0,7
1 Турковская (3 тип)	0,65	0,6	0,6	0,45	0,55	0,55	0,7	1

Таблица 4

Скважины	КВК СВАН-образов эталонных сейсмических трасс							
	1 Пайяхская (1 тип)	2 Пайяхская (1 тип)	2 Турковская (1 тип)	1 Береговая (2 тип)	2 Береговая (2 тип)	15 Пеляткинская (2 тип)	4 Пайяхская (3 тип)	1 Турковская (3 тип)
1 Пайяхская (1 тип)	1	0,75	0,75	0,7	0,7	0,6	0,7	0,65
2 Пайяхская (1 тип)	0,75	1	0,85	0,6	0,7	0,65	0,6	0,6
2 Турковская (1 тип)	0,75	0,85	1	0,7	0,7	0,6	0,55	0,6
1 Береговая (2 тип)	0,7	0,6	0,7	1	0,85	0,65	0,7	0,6
2 Береговая (2 тип)	0,7	0,7	0,7	0,85	1	0,85	0,6	0,6
15 Пеляткинская (2 тип)	0,6	0,65	0,6	0,65	0,85	1	0,55	0,5
4 Пайяхская (3 тип)	0,7	0,6	0,55	0,7	0,6	0,55	1	0,8
1 Турковская (3 тип)	0,65	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,8	1

Следовательно, доверительная вероятность разделения типов геологического разреза по СВАН-образам модельных трасс составляет 0,78, что является удовлетворительным результатом в сложных сейсмогеологических условиях исследуемой территории.

Среднее значение КВК по эталонным сейсмическим трассам в пределах одного типа составляет 0,79, разных типов – 0,62. Доверительная вероятность разделения типов геологического разреза по СВАН-образам эталонных сейсмических трасс равна 0,79.

Полученные оценки доверительной вероятности разделения типов по эталонным сейсмическим и модельным трассам позволяют сделать вывод об удовлетворительном качестве прогноза типов геологического разреза по СВАН-образам. Следует отметить, что третий тип геологического разреза наилучшим образом отделяется от первого и второго типов, которые содержат флюид (нефть, газ или воду).

Для более наглядного представления полученных результатов, на рис. 3 приведены графики

изменения КВК СВАН-образов как в пределах одного типа разреза, так и между различными типами разреза. Эти графики показывают тесную корреляционную связь внутри одного типа разреза и различия по КВК между СВАН-образами различных типов, а также иллюстрируют удовлетворительную надежность разделения типов разреза по степени корреляционной связи.

Таким образом, на примере исследования верхнеюрско-неокомского клиноформного комплекса западной части Енисей-Хатангского прогиба показана эффективность методики СВАН-типизации, которая обеспечивает более дифференциальный прогноз по эталонам, построенным по

Таблица 5

Тип	КВК СВАН-образов эталонных модельных трасс		
	1	2	3
1	0,75	0,65	0,6
2	0,65	0,83	0,53
3	0,6	0,53	0,7

Таблица 6

Тип	КВК СВАН-образов эталонных сейсмических трасс		
	1	2	3
1	0,78	0,66	0,62
2	0,66	0,78	0,59
3	0,62	0,59	0,8

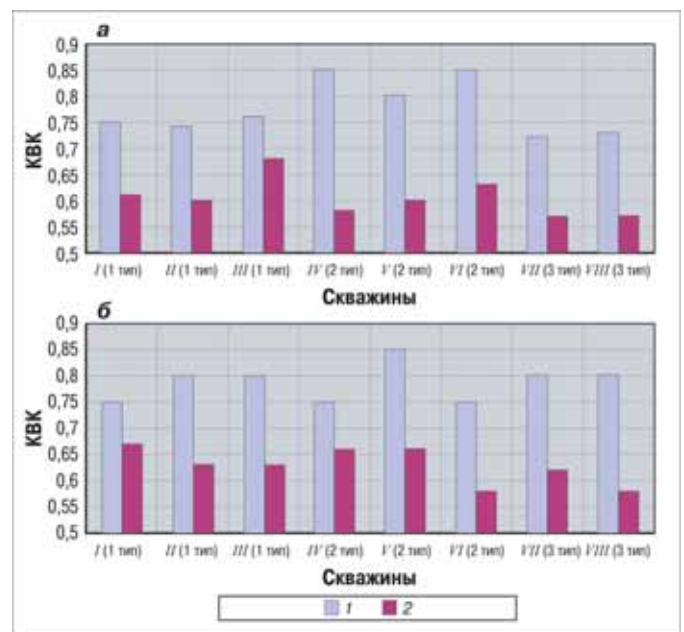


Рис. 3. Графики изменения КВК модельных (а) и сейсмических (б) СВАН-колонок различных типов геологического разреза:

I – скв. 1 Пайяхская (1 тип разреза); II – скв. 2 Пайяхская (1 тип); III – скв. 2 Турковская (1 тип); IV – скв. 1 Береговая (2 тип); V – скв. 2 Береговая (2 тип); VI – скв. 15 Пайяхская (2 тип); VII – скв. 4 Пайяхская (3 тип); VIII – скв. 1 Турковская (3 тип)
1 – КВК одного типа разреза; 2 – КВК разных типов разреза

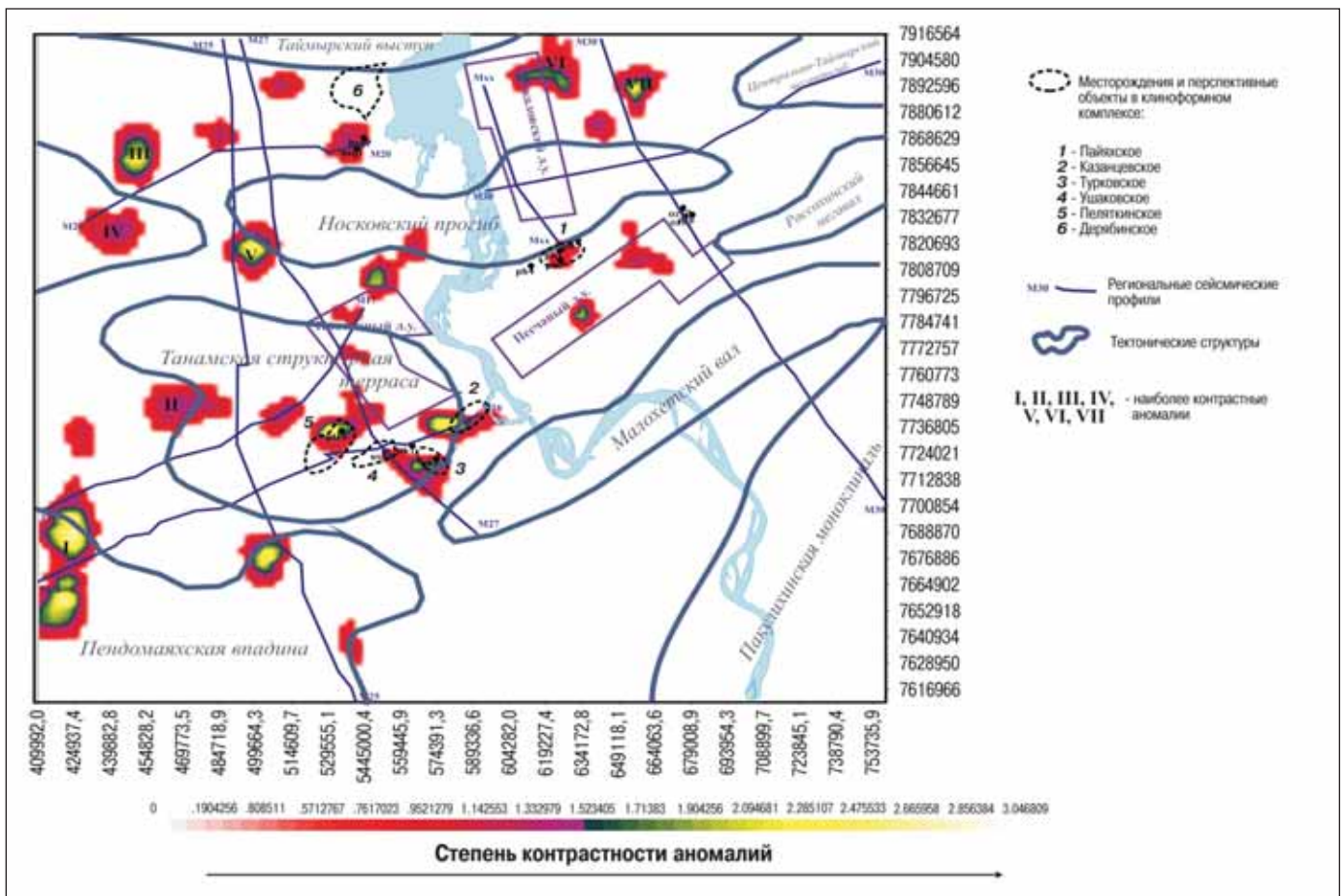


Рис. 4. Схематическая карта наиболее контрастных аномалий флюидных типов разреза

совокупностям скважин. Соответственно на заключительных этапах геолого-разведочных работ, когда число поисково-разведочных и добывающих скважин заведомо превышает число типов геологического разреза, целесообразно применение самой методики прогнозирования.

СВАН-типизация является важным этапом методики СВАН-прогнозирования типов разреза. После СВАН-типизации строятся карты коэффициента взаимной корреляции между СВАН-образом эталонной сейсмической трассы, представляющей конкретный тип разреза, и СВАН-образом всех имеющихся сейсмических трасс. КВК рассчитывается в пределах целевого интервала и отражает степень подобия эталонному СВАН-образу геологического разреза исследуемых отложений в различных зонах исследуемой территории.

Сертификация карт КВК включает анализ априорной геологической информации и проверку соответствия карт проведенной СВАН-типизации. Скважины, геологические разрезы которых относятся к одному типу, должны располагаться на карте КВК в однородных зонах. Такой анализ

позволяет вычислить достоверную вероятность для каждой из построенных карт. Карты КВК, обладающие наиболее высокой достоверной вероятностью, могут использоваться для последующей комплексной интерпретации с использованием алгоритмов геостатистики. При этом они должны представлять различные корреляционные зависимости, т.е. эталонные СВАН-образы данных карт должны представлять все типы разреза на исследуемой территории.

Комплексная интерпретация карт КВК проводится в системе КОСКАД-3D с использованием различных классификационных алгоритмов. Наиболее устойчивыми алгоритмами классификации являются алгоритмы, учитывающие корреляционную связь между исходными данными. Также целесообразно применение некоторых алгоритмов, позволяющих выделить наиболее контрастные аномалии комплексных геофизических параметров – метод обратных вероятностей.

Схематическая карта наиболее контрастных аномалий флюидных типов разреза представлена на рис. 4. На ней четко выделяются семь наиболее контрастных аномалий, которые приурочены к

прогибам и склонам валов и выступов, что подтверждается геологической информацией о размещении зон нефтегазоносности в западной части Енисей-Хатангского прогиба. Число аномалий флюидных типов разреза увеличивается в юго-западном направлении, т.е. вместе с увеличением толщины верхнеюрско-неокомского клиноформного комплекса. Эти зоны можно рекомендовать для проведения сейсморазведочных работ 3D и бурения глубоких скважин. Помимо указанных семи аномалий, выделяются и менее контрастные аномалии, расположенные, в том числе, и в пределах лицензионных участков ОАО «НК «Роснефть».

В аномальных зонах находятся Пайяхское, Ушаковское, Пеляткинское и Казанцевское месторождения. Месторождения, на которых не было отмечено наиболее контрастных аномалий флюидных типов разреза, характеризуются отсутствием значимых изменений геологического разреза верхнеюрско-неокомского клиноформного комплекса.

Итоговым результатом представленной методики является геологически обоснованное выделение зон продуктивного типа разреза и последующие поисковые и разведочные работы на нефть и газ в наиболее перспективных участках исследуемой территории (сейсморазведка 3D, бурение глубоких скважин).

Выводы

1. Данные сейсморазведки, ГИС и испытания скважин в целом дают одно и то же представление о разделении типов геологического разреза верхнеюрско-неокомского клиноформного комплекса.

2. Значения коэффициентов взаимной корреляции между СВАН-образами как эталонных модельных, так и эталонных сейсмических трасс позволяют достаточно надежно выделить три

типа разреза: нефтегазонасыщенный, водонасыщенный и сухой.

3. Скважины с флюидным типом геологического разреза наилучшим образом отделяются от скважин с сухим типом разреза.

4. В сложных сейсмогеологических условиях верхнеюрско-неокомского клиноформного комплекса разработанная методика спектрально-временной типизации геологического разреза позволяет прогнозировать различные типы геологического разреза в межскважинном и заскважинном пространстве по данным сейсморазведки.

5. Разработанная для клиноформного комплекса западной части Енисей-Хатангского прогиба корреляционная спектрально-временная методика типизации и прогнозирования геологического разреза рекомендуется для внедрения в самых различных сейсмогеологических условиях.

Список литературы

1. *Городков А.Б., Мушин И.А., Погожев В.М.* Оценка точности корреляционного прогнозирования параметров геологического разреза// *Геофизический вестник.* – 2004. – № 2. – С. 5-11.
2. *Конторович А.Э.* Отчет по теме «Геологическое строение юры и мела, нефтегазоносность, ресурсы углеводородов, направления геологоразведочных работ и рекомендации по выбору перспективных лицензионных участков недр ОАО «НК «Роснефть» на территории Пур-Енисейского междуречья». – Новосибирск: ИНГГ СО РАН им. А.А.Трофимука, 2006.
3. *Мушин И.А., Копилевич Е.А., Лисунова О.В.* Методики спектрально-временного прогнозирования типов геологического разреза// *Геофизика.* – 2008. – № 3. – С. 22-27.

Современные проблемы нестабильности ствола скважины при бурении в глинистых отложениях

Р.З. Шарафутдинова
(ОАО «НК «Роснефть»)

Введение

Одной из технических проблем, возникающей при строительстве скважин и требующей для решения значительных ресурсов, является обеспечение устойчивости ствола скважины при прохождении гидратационноактивных глинистых отложений. Вопросы неустойчивости ствола скважины в процессе ее строительства в глинистых отложениях рассматриваются специалистами более 60 лет [1]. Ежегодно более 1 млрд. долл. США тратится в мире для решения данной проблемы [2], что является серьезным экономическим стимулом для определения причин неустойчивости глинистых отложений и принятия рациональных решений в процессе строительства скважин. Инженерно-технические ошибки в процессе бурения возникают из-за недопонимания, какие свойства глины необходимо использовать для расчета потенциала разрушения их структуры при взаимодействии с жидкостью.

Классификация глинодержащих грунтов и горных пород

Классификация глинодержащих грунтов и горных пород представляет огромный интерес для специалистов в области геологии и бурения.

Российские и зарубежные специалисты пользуются различными классификациями глин для целей бурения.

Из зарубежных источников в работе [3] приведена классификация по показателям пластичности (по Аттенбергу) глинистых минералов и количеству монтмориллонита в них. В работе [4]

глины рассматриваются с геологической точки зрения, их разделение основывается на минералогическом анализе процессов седиментации и химическом осадке, присутствующем в бассейне. В работах [5, 6] глину разделили на пять классов, различающихся по катионной емкости (определяется с помощью метода насыщения метиленовой синью или методом насыщения ацетатом аммония), содержанию основных глинистых минералов, плотности горной породы, а также по содержанию поровой жидкости. В работе [7] использовано соотношение между эффективным углом внутреннего трения и индексом пластичности для нормальных твердых глин.

Российские специалисты Е.К. Лазаренко, А.И. Августиник разделили глину по минералогическому составу: каолинитовые, монтмориллонитовые, гидрослюдистые, хлоритовые. М.Ф. Видулова, Б.Б. Звягин – по типу, строению кристаллической решетки. В работе [8] глины классифицированы по коэффициенту размокаемости, в работе [9] – по содержанию воды: малоувлажненные, показатель относительной влажности 0-0,2; среднеувлажненные, показатель относительной влажности 0,2-0,5; сильноувлажненные, показатель относительной влажности 0,5-1,0.

Однако, приведенные классификации не учитывают точные инженерные характеристики глины, когда она находится в естественных природных условиях. Катионная емкость минералов, присутствующих в горных породах, не отражает точных свойств горных пород. Следовательно, необходима альтернативная классификация глин, которая

может использоваться применительно к горно-геологическим условиям бурения.

Для некоторых грунтов корреляцию состава можно проводить с помощью инженерных характеристик [10]. Т.С. Kenney [7] предложил использовать соотношение между эффективным углом внутреннего трения и индексом пластичности для нормальных твердых глин. Состав кварцевых глин хорошо коррелируется с эффективным углом трения, процентным количеством глинистого минерала и типом минерала [Е.А. Галабутская, 1962 г.]. Однако для структурированных и очень твердых грунтов фактор окружающей среды (содержание воды, плотность и структура глины) значительно влияет на их инженерные свойства.

Альтернативная классификация глин

Для более строгого разделения глин по их свойствам обратимся к исходному понятию глина. Существующее описание структуры глины имеет много противоречий с позиций свойств химических связей в ней. Для устранения противоречий в представлениях о структуре глин в работе [1] предлагается рассматривать их как соединения включений. Поэтому частица глины представляется как переплетение двух независимых объемных структур на основе полимерных гидратов кремния и глинозема (железа, магния, кальция и др.). Элементы одной сетки заполняют пустоты другой и наоборот, при этом сетки взаимно упрочняются за счет компенсации дисперсионных сил. Элементы одной сетки связаны с другой дисперсионными силами. Атомы алюминия и кремния связаны химически только с атомами кислорода. Последние одной химической связью соединены с атомом кремния или алюминия, а тремя гибридами ковалентно водородными связями соединены с соседними по сетке атомами кислорода. Исходя из этого определения, ядро частицы глины сложено полимерными гидратами кремния и глинозема (магния, кальция, железа и др.), а ее поверхность представлена гидросиликатной (силикагелевой) оболочкой [11, 12]. Свойства глины определяются качеством заполнения структуры полимерного гидрата кремния и степенью ее гидратации на поверхности частицы глины.

Процесс гидратации глины протекает с приданием связываемой воде свойств атомного вещества [11, 12]. Вода в составе глины существует в состоянии атомного и молекулярного веществ. В состоя-

нии молекулярного вещества она является наполнителем структурированной воды и стабилизирует ее. Эти представления позволяют связать между собой свойства глины и ее структуру, прогнозировать ее поведение в тех или иных термодинамических условиях.

Подобное описание глины дает возможность определить ее как вещество, имеющее определенные физические свойства. Глина характеризуется такими параметрами, как текучесть, пластичность и набухаемость. Из этого следует, что можно описать ее исходное физическое состояние и использовать для этого инженерные параметры, принятые в ГОСТ 25100-95 [13]. Наиболее полно отражают исходное состояние и свойства глины число пластичности I_p и показатель текучести I_L . Число пластичности - разность влажностей, соответствующих двум состояниям грунта: на границе текучести W_L и на границе раскатывания W_p . Показатель текучести I_L - отношение разности влажностей, соответствующих двум состояниям грунта: естественному W и на границе раскатывания W_p , к числу пластичности I_p .

В таблице приведен показатель текучести для различных глинистых грунтов.

Глинистый грунт	I_L
Твердый	< 0
Полутвердый	0 - 0,25
Тугопластичный	0,25 - 0,50
Мягкопластичный	0,50 - 0,75
Текучепластичный	0,75 - 1,00
Текучий	> 1,00

Число пластичности отражает способность глины поглощать воду без ее диспергирования. Чем меньше пластичность глины, тем быстрее она будет размокать и диспергировать. Показатель текучести характеризует исходное физическое состояние глины из-за ее пластичности. Например, чем больше текучесть, тем больше способность глины к формированию сальников, желобов и др. Поэтому применительно к бурению скважин наиболее информативным является показатель текучести глины, который по определению отражает и показатель пластичности.

Исходя из данных, приведенных в таблице, условно по показателю текучести, равному

$I_L = 0,25$, глины можно разделить на пластичные и твердые (осыпающиеся). В разрезе скважины встречаются глины, содержащие значительное количество воды в гидросиликатной (силикагелевой) оболочке, вследствие чего они обладают высокими показателями текучести ($I_L > 0,25$). Другой их разновидностью являются глины, подвергшиеся изменениям под действием термодинамических условий их существования и соответственно обладающие низкими показателями текучести ($I_L < 0,25$). Указанное граничное значение показателя текучести значительно влияет на прочностные свойства глины, скорость процессов, происходящих при ее контакте с водой, характер разрушения [11].

Заключение

Разработанные теоретические положения о структуре глины классифицируют и требования к буровым растворам [12], которые необходимо соблюдать для обеспечения устойчивости глинистых отложений при бурении скважин. Это позволит минимизировать осложнения, связанные с нарушением устойчивости стенок скважин, снизит расходы на химическую обработку буровых растворов, обеспечит условия для создания герметичной крепи и в итоге увеличит скорость бурения скважин.

Список литературы

1. Sergio A.B. da Fontoura, Claudio Rabe, Rosana F.T. Lomba. Characterization of shales for drilling purpose// Paper SPE/ISRM 78218, 2002 Rock Mechanics Conference held in Irving, Texas.
2. Frydman M., Modeling aspects of wellbore stability in shales//SPE 69529, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 25-28 March 2001
3. Morgenslem N.R. and Eigonbrod K.D. Classification of Argillaceous Soils and Rocks// Journal of Geotechnical Engineering Division, Proc. Of American Society of Civil Engineers, 1974, V. 100. – N. GT10, Oct. P. 1137.
4. Perez R.C. Shale Characterization and Reactivity. – M.Sc. Dissertation. PUC-Rio. Civil Engineering Department (in Portuguese), 174 p. 1997.
5. Mondshine T.C. Successful gumbo-shale drilling//Oil & Gas Journal, 1966. P. 194-205.
6. Machado J. C V. Optimum Potassium Chlorite Concentration to Reduce Clay Formation Hydration Potential// Internal Report. Petrobras. – 1989. – 34 p. (in Portuguese).
7. Kenney T.C. Discussion. – Proc. of the American Society of Civil Engineers, 1959. – V. 85. – SM3, P. 67-79.
8. Основы физики горных пород. /В.В. Ржевский, Г.Я. Новик.- М.: Недра, 1973. 211 с.
9. Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов./ В.Д. Городнов, В.Н. Тесленко, И.М. Тимохин. – М.: Недра, 1975. – 272 с.
10. Mitchell J.K. Fundamentals of Soil Behavior, John Wiley & Sons, 1976, 422p.
11. Шарафутдинова Р.З., Шарафутдинов З.З. Бурение в глинах и гидратная стабилизация ее состояния при строительстве скважин//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – №2. – С. 26-31.
12. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика: Справочник – СПб: НПО «Профессионал», 2007. – 416 с.
13. ГОСТ 25100-95. Грунты. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 25 с.

Метод оценки применимости гидроразрыва на объектах эксплуатации на примере Ключевого месторождения

В.Н. Соловьева, А.Г. Усольцев, И.Б. Соловьев
(ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)

Введение

На уже разрабатываемых месторождениях основные перспективы увеличения добычи нефти связаны с вовлечением в активную разработку низкопроницаемых неоднородных коллекторов, запасы которых относятся к категории трудноизвлекаемых.

Наиболее эффективными методами воздействия на пласт являются гидродинамические, среди которых доминирующую роль играет гидроразрыв пласта (ГРП), позволяющий повысить продуктивность нефтенасыщенных пластов путем увеличения в них высокопроводящей области. В результате ГРП кратно возрастают дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин, конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) за счет приобщения к выработке слабодренлируемых зон и прослоев.

Существуют определенные ограничения для объектов проведения ГРП, такие как малая толщина экрана между нефтенасыщенными и водо- и газонасыщенными прослоями, истощенные пласты с малыми остаточными запасами и нефтенасыщенные линзы малого объема. Скважины-кандидаты для ГРП должны отвечать определенным требованиям, вскрывать объект с высокой расчлененностью коллектора, литологические экраны должны иметь необходимые толщину и выдержанность, пласты - быть неоднородными по простиранию и др. Однако существующих критериев для получения гарантированного эффекта от ГРП недостаточно.

Метод оценки применимости ГРП

В настоящее время накоплен огромный опыт по проведению ГРП. При этом все возрастающее внимание уделяется подготовке каждой операции. Важнейший элемент такой подготовки – сбор и анализ первичной информации об объекте: как правило, это данные геологических, геофизических и петрофизических исследований, лабораторного анализа керна, а также промышленного эксперимента по проведению микро- и мини-гидроразрывов.

В то же время, несмотря на тщательный подбор скважин по всем критериям применимости ГРП, на практике часто получают весьма низкий эффект от выполненной операции. По мнению авторов, это связано с тем, что существуют объекты, которые лишь на первый взгляд удовлетворяют требованиям проведения ГРП, т.е. в прискважинной зоне они имеют необходимые толщину и выдержанность литологических экранов, разделяющих нефте- и водонасыщенные пласты.

В качестве примера приведем один из таких объектов, которым является горизонт I майкопских отложений Ключевого месторождения. На данном месторождении многие скважины остановлены не столько из-за обводнения (объект находится на поздней стадии разработки), сколько из-за снижения дебита жидкости.

Залежь горизонта I приурочена к сложно-построенным флишевым коллекторам, отличающимся высокой расчлененностью, тонкослоистостью, прерывистостью и трещиноватостью. Геолого-физическая характеристика майкопских

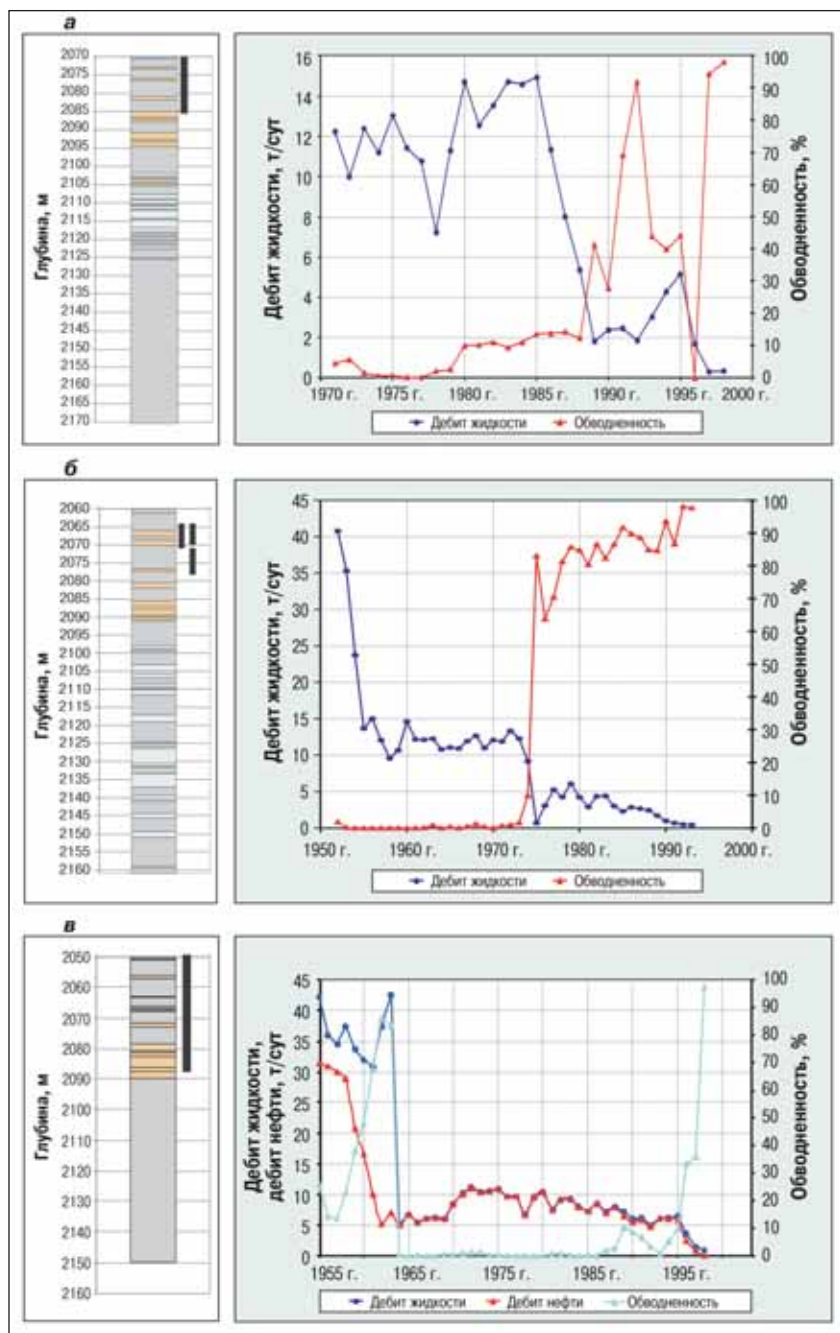
залежей Ключевого месторождения (горизонт I) приведена ниже.

Средняя абсолютная отметка залегания, м-2097
Тип залежи.....	Литологически экранированная
Тип коллектора.....	Терригенный
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	13267
Средняя общая толщина, м.....	100
Средняя нефтенасыщенная толщина, м.....	7,5
Пористость.....	0,23
Средняя нефтенасыщенность.....	0,712
Проницаемость, мкм ²	0,192
Коэффициент песчанистости.....	0,34
Коэффициент расчлененности.....	11,5
Начальная	
пластовая температура, °С.....	83
Начальное пластовое	
давление, МПа.....	24
Вязкость нефти в пластовых	
условиях, мПа·с.....	0,3
Плотность нефти в пластовых	
условиях, т/м ³	0,671
Плотность нефти в поверхностных	
условиях, т/м ³	0,83
Абсолютная отметка ВНК, м.....	-2030
Объемный коэффициент нефти...1,428	
Давление насыщения	
нефти газом, МПа.....	19,0
Газосодержание нефти, м ³ /т.....	174,9
Вязкость воды в пластовых	
условиях, мПа·с.....	0,40
Плотность воды в пластовых	
условиях, т/м ³	0,985
Коэффициент	
продуктивности, т/(сут·МПа).....	0,48
Коэффициент вытеснения.....	0,695

На первый взгляд, залежь горизонта I обладает всеми необходимыми параметрами, учитываемыми при планировании ГРП, что позволяет предположить успешность данной операции. Тем не менее опыт проведения ГРП на соседнем месторождении Дыш, продолжением которого и полным его аналогом является Ключевое месторождение, показывает, что при планировании ГРП необходимо учитывать и другие факторы, в частности, общую динамику выработки запасов залежи, характер работы скважины, выбранной для проведения ГРП, а также окружающих ее скважин.

В ходе проведения авторами тщательного анализа работы скважин, выявления закономерностей их обводнения и выработки запасов горизонта I было обнаружено, что в интервалах, по данным геофизических исследований скважин (ГИС) насыщенных только нефтью и изолированных от водонасыщенных интервалов значительной толщиной неколекторов, практически с самого начала их работы наблюдается появление следов воды - «легкая» обводненность на уровне 0,1-1 %, несмотря на удаленность интервала перфорации от ВНК.

На рисунках а, б, в в качестве примера представлены геологические разрезы, интервалы перфорации



Геологический разрез, интервал перфорации и динамика дебита жидкости, нефти и обводненности скв. 266 (а), 15 (б) и 163 (в)

ции, динамика дебита жидкости и обводненности по скважинам горизонта I Ключевого месторождения. Из рисунка видно, что во всех скважинах интервал перфорации охватывает чисто нефтяную зону, изолированную от водонасыщенных прослоев чередованием слоев нефтенасыщенного коллектора и довольно мощных слоев неколлектора, однако с самого начала их работы наблюдается появление следов воды на уровне 0,1-1 %.

Рассмотрим скв. 266 (см. рисунок, а). Она была перфорирована в интервале 2070-2085 м. От водонасыщенных пластов ее отделяет интервал толщиной 16,5 м, включающий прослой неколлектора толщиной 2,9 и 6,9 м. Таким образом, должна была быть исключена любая обводненность на начальном этапе эксплуатации. Тем не менее, как видно из рисунка а, практически с самого пуска скважины в работу наблюдалась незначительная обводненность (0,1-1 %), затем она начала расти, по мере проявления действия фронтального заводнения.

Анализируя работу скв. 15 (см. рисунок, б), можно отметить, что период ее эксплуатации с обводненностью 0,1-1 % продолжался с 1953 по 1973 г. – 20 лет, до тех пор пока скважина не обводнилась после повторной перфорации в 1976 г. При этом новый интервал перфорации отделен от водонасыщенной зоны слоем толщиной 27 м, из которых 20,4 м приходится на неколлектор (включая два прослоя толщиной 7 и 6,4 м), т.е. в скв. 15 проявлялись свойства, аналогичные свойствам, характерным для скв. 266. Такая же ситуация наблюдалась и в скв. 177, где был перфорирован всего один прослой.

Проведенное детальное сопоставление данных ГИС, фактической динамики обводненности скважин, участков и залежей в целом показывает, что пласты горизонта I, выделенные как неколлектор, являются проводящими. Это может быть вызвано наличием в пластах-неколлекторах трещин или различных песчаных включений.

Наличие вертикальной проницаемости пластов-неколлекторов подтверждается и по тем скважинам, по которым в начальный период эксплуатации проводили форсированные отборы жидкости. Для примера на рисунке в приведена динамика отбора жидкости, нефти и обводненности по скв. 163, имеющей водупор из глин толщиной 63,4 м. После падения дебита в скважине снизилась обводненность, и она стала

давать практически безводную нефть (обводненность 0,5-1,5 %).

На основе аналогичных исследований, выполненных по всем скважинам залежи нефти горизонта I, был сделан вывод, что объект работает не как пластовая, а как массивная залежь с высокой неоднородностью, и в связи с этим проведение ГРП на данном объекте не может быть эффективным. Подтверждением данного вывода служит серия ГРП, проведенных на горизонте I месторождения Дыш. Только половина скважин с ГРП оказалась относительно успешной, другая - резко обводнилась в результате быстрого прорыва воды, несмотря на то, что по геологическим характеристикам объект полностью соответствовал необходимым критериям: отсутствие водонасыщенных прослоев по ГИС, высокая расчлененность, все скважины располагались на границе выклинивания пласта, отделены от водоносной зоны мощными пластами неколлектора. Отсюда следует, что существующих критериев для получения гарантированного эффекта от ГРП недостаточно.

Заключение

Суть предлагаемого метода оценки пригодности объекта для проведения ГРП заключается в следующем: 1) исследование закономерностей обводнения скважин всей залежи и уточнение ее типа; 2) исследование закономерности обводнения скважин и уточнение особенностей строения объекта на участке планируемого ГРП; 3) исследование скважины-кандидата на разных режимах с целью уточнения строения эксплуатационного объекта в зоне скважины по характеру ее обводнения.

Список литературы

1. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. - 212 с.
2. Лубенец Ю.Д., Драмнов Р.Т., Коротков С.В. Проект доработки майкопских залежей площадей Ключевая, Дыш, Узун, Южно-Ключевая с целью обоснования бурения скважин, забуривания 2-х стволов и решения вопроса отбора газа из газовой шапки. - Краснодар: ОАО «РосНИПИТермнефть», 2000.
3. Экономидес М., Олни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. - Москва - Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. - 236 с.

Новые данные о проницаемости нижнехетских коллекторов Ванкорского месторождения¹

П.В. Ставинский, Н.Д. Сулова, В.М. Яценко
(ОАО «НК «Роснефть»)

Введение

Новые данные о проницаемости нижнехетских коллекторов Ванкорского месторождения получены на основе совершенствования методики определения коэффициента проницаемости по результатам скважинных исследований и применения инновационной технологии комплексного спектрально-скоростного прогнозирования (КССП) типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных отложений в межскважинном пространстве. Методика разработана совместно специалистами Корпоративного научно-технического центра ОАО «НК «Роснефть» и ООО «ВНИИГеофизика» [1–3].

Традиционный подход к оценке проницаемости по данным скважинных исследований основан на построении эмпирической зависимости проницаемости от пористости, определенных по керну. Однако в ряде случаев такую зависимость получить не удается, либо разброс проницаемости для одного и того же значения пористости может достигать нескольких порядков (рис 1, а).

Инновационная технология КССП

Повышение надежности определения коэффициента проницаемости $k_{пр}$ было достигнуто с применением другого – более дифференцированного метода HFU (гидравлических единиц потока). Для того, чтобы выделить единицы потока, рассчитывается индикатор гидравлического типа коллектора (FZI - flow zone indicator), который представляет собой отношение коэффициента проницаемости к коэффициенту пористости K_n и

характеризует средний гидравлический радиус поровых каналов

$$FZI = \frac{0,0314 \sqrt{k_{пр}}}{\frac{K_n}{1-K_n}}, \quad (1)$$

где 0,0314 – коэффициент для промышленной системы единиц.

Используя формулу (1), можно рассчитать FZI для каждого образца керна с известными значениями пористости и проницаемости. Построив кумулятивное распределение FZI, по точкам перегиба можно выделить отдельные единицы потока.

После определения среднего значения FZI в каждой единице потока получена серия зависимостей типа

$$k_{пр} = 1014 \cdot FZI^2 \cdot \frac{K_n^3}{(1-K_n)^2}. \quad (2)$$

На последнем этапе находится соответствие какого-либо параметра, полученного по геофизическим исследованиям скважин (ГИС), с тем или иным HFU.

Таким образом, облако точек на рис. 1, а распалось на три зависимости на рис. 1, б. HFU 1 принадлежит наиболее глинистым песчаникам с ухудшенными коллекторскими свойствами, HFU 3 напротив – интервалу суперколлектора.

По этим зависимостям определены средние значения $k_{пр}$ нижнехетских коллекторов в эталонных скважинах, которые были использованы как обучающая информация более высокого класса

¹ Работа выполнена под руководством д.г.-м.н., профессора Е.А. Копилевича.

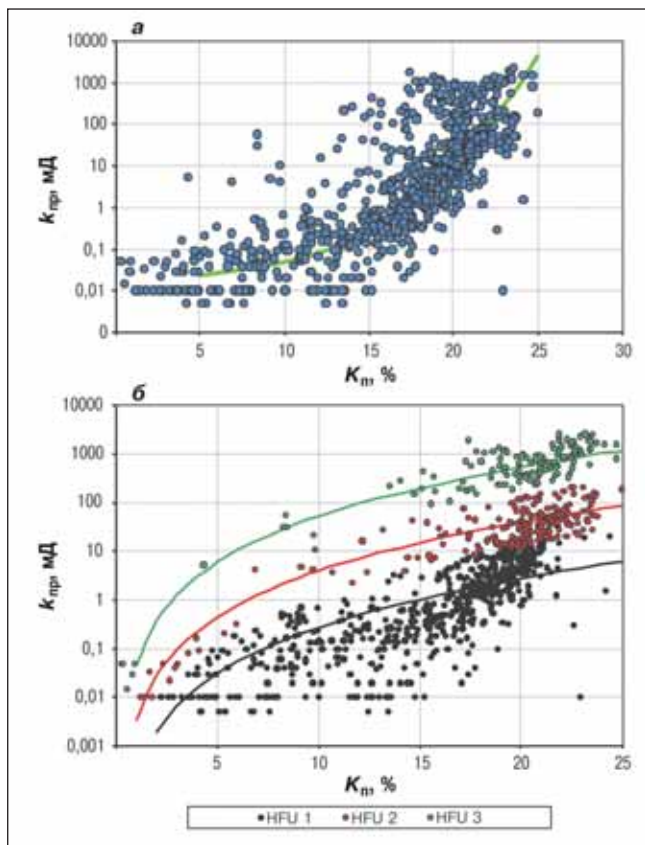


Рис. 1. Зависимость коэффициента проницаемости $k_{пр}$ от коэффициента пористости $K_{п}$ для пластов нижнехетского горизонта при традиционном подходе (а) и с учетом HFU (б)

при определении $k_{пр}$ в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки на базе технологии КССП.

Технология КССП основана на спектрально-временном анализе (СВАН) и псевдоакустических преобразованиях данных сейсморазведки 2D, 3D и ГИС.

Выбор спектрально-скоростных атрибутов базируется на известном положении об изменении скорости распространения отраженных волн и формы сейсмического импульса при непостоянстве упругих свойств среды, связанных с изменениями литолого-фациального состава изучаемых отложений и соответственно их ФЕС.

Как известно, изменение скорости распространения упругих колебаний в целевых интервалах разреза определяется в скважинах по данным акустического каротажа (АК), а в межскважинном пространстве – псевдоакустическими скоростями (жесткостями, импедансами) по данным сейсморазведки ОГТ.

Изменение формы сейсмической записи, т.е. временной функции $A=f(t)$, наиболее полно характеризуется ее спектрально-временными преобра-

зованиями [4] и количественной параметризацией результатов этих преобразований – энергетических спектров по оси частот и времен совокупности сейсмических трасс (СВАН-колонки), полученной путем фильтрации исходной сейсмической трассы временного куба полосовыми треугольными двухоктавными фильтрами с расширяющейся в сторону высоких частот полосой пропускания.

Количественная параметризация энергетических спектров СВАН-колонки заключается в определении шести спектрально-временных атрибутов (СВА) – по три по осям частот и времен, которые представляют собой отношение энергии высоких частот и больших времен к энергии низких частот и малых времен; произведение удельной спектральной плотности энергетических частотного и временного спектров на средневзвешенные или максимальные частоту и время.

СВА, описанные выше, могут быть изначально классифицированы по их структуре в соответствии с принципами структурно-формационной интерпретации и физическим смыслом спектрального анализа сейсмической записи, а также с последними данными о влиянии структурно-текстурных особенностей строения пород на их ФЕС [4, 5].

Структура СВА позволяет выявлять секвенс-стратиграфические ранги в анализируемом интервале разреза и оценивать их соотношение по динамической выразительности, т.е. по форме записи. Форма сейсмической записи и, следовательно, ее спектр отображают совокупность физических свойств целевого интервала разреза, обусловленную в том числе структурой пустотного пространства и процессами образования флюидоводов – каналов пористой среды, которые, как известно, формируют проницаемость (гидропродность) коллекторов. Кроме того, аномальное поглощение сейсмической энергии является одним из главных признаков наличия залежи углеводородов [6], а следовательно, повышенной гидропроводности, что отражается в изменении СВА.

Структура соответствующего СВА по оси времен позволяет рассчитывать влияние направленности седиментации, т.е. оценивать степень прогрессивности или регрессивности анализируемого интервала разреза, а значит, и характер изменения проницаемости (гидропроводности) по глубине.

Поскольку прогнозирование проницаемости (гидропроводности) коллекторов является новым направлением в интерпретации данных наземной сейсморазведки, для большей убедительности сошлемся на последние результаты других исследователей, которые, изучая влияние неупругих сред, представляющих собой нефтегазовые объекты, на распространение сейсмических волн, пришли к выводу, что при таких условиях коэффициент отражения становится частотно-зависимым, и большую роль в его формировании играет проницаемость [7], прогноз которой до недавнего времени считался невозможным [8]. В работе [7] показано, что связь неупругости с проницаемостью отражают практически все известные неупругие модели дискретных сред. Следовательно, проницаемость заметно влияет на распространение сейсмических волн в макро-мезонеоднородных средах, каковыми и являются в основном геологические среды. Таким образом, существует реальная возможность выявления вариаций проницаемости по изменениям амплитуд сейсмической записи в зависимости от частоты.

Многочисленные экспериментальные данные для различных сейсмогеологических условий свидетельствуют о более устойчивой связи частотно-зависимых сейсмических атрибутов с гидропроводностью, т.е. с суммарным проницаемым объемом

$$T = \frac{k_{\text{пр}} \cdot h_{\text{эф}}}{\mu}, \quad (3)$$

где $h_{\text{эф}}$ – эффективная толщина пласта; μ – вязкость нефти.

Поскольку вязкость нефти в пределах месторождения чаще всего постоянная, используется функционал СВА_{1,4} = $f(k_{\text{пр}} \cdot h_{\text{эф}})$.

В связи с тем, что продуктивность нефтяного пласта линейно связана с гидропроводностью (формула Дюпюи или экспериментальные графики), появляется возможность прогнозирования дебитов нефти или коэффициентов нефтепродуктивности в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки.

Другие СВА характеризуют анализируемый интервал разреза главным образом по интегральным типам слоистости и степени ее выраженности, т.е. макро-, миди-, тонкослоистости, типам цикличности, ритмичности, что прямо связано с объемом пустотного пространства, а по оси времен могут характеризовать особенности распределения слоистости (емкости) по анализируемому интервалу разреза.

Так как структура и объем пустотного пространства взаимосвязаны [5], т.е. фильтрационные и емкостные свойства коллекторов взаимно коррелируются, их сейсмическое спектрально-временное отображение является многомерным [1–3, 7, 8].

Следовательно, с $k_{\text{пр}}$, $K_{\text{п}}$, $h_{\text{эф}}$, $q = K_{\text{п}} \cdot h_{\text{эф}}$ и $T = k_{\text{пр}} \cdot h_{\text{эф}}$ коррелируются несколько СВА, из которых выбирают СВА с наибольшими коэффициентами взаимной корреляции (КВК), т.е. сертификация СВА проводится по степени взаимной корреляции с определенным петрофизическим параметром.

Таким образом, физическая суть разработанной инновационной технологии КССП заключается в том, что вместо множества признаков со сравнительно низким качеством, которые часто используются в современных системах интерпретационной обработки сейсморазведочных данных (для этого подхода важно среднее качество признаков и их число – чем больше, тем лучше, Ю.П. Ампилов, 2004 г.) применяется несколько (не более пяти) физически разнородных, в большей степени независимых атрибутов. Последние практически полностью характеризуют изменение формы сейсмического импульса и скорость распространения продольных отраженных волн при непостоянстве литолого-фациальных характеристик нефтепродуктивных отложений и их ФЕС.

Пример применения технологии КССП на Ванкорском месторождении

В пределах Ванкорского месторождения дифференцированное определение $k_{\text{пр}}$ продуктивных нижнехетских отложений по скважинным данным и применение инновационной технологии КССП позволили впервые осуществить количественный прогноз непосредственно $k_{\text{пр}}$ в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки 3D. Общая площадь временного сейсмического куба равна 370 км², число эталонных скважин – 14.

Корреляционная зависимость сертифицированных объемных сейсмических спектральных атрибутов (ОССА) с $k_{\text{пр}}$ характеризуется КВК=0,5-0,6, что вполне достаточно для их комплексной интерпретации с использованием искусственных нейронных сетей (ИНС) по программе многослойного сейсмического перцептрона (МСП), ИНПРЕС-5, разработанной ЦГЭ.

Сертифицированными оказались три атрибута, представляющие собой отношение энергий высо-

ких частот и больших времен к энергии низких частот и меньших времен, а также произведение удельной плотности энергетического спектра по оси частот на максимальную его частоту, т.е. те атрибуты, которые по своему физическому смыслу должны отображать изменения $k_{пр}$ в трехмерном пространстве. Таким образом, случайности в реализованном процессе исключены.

Расчет трех кубов сертифицированных атрибутов выполнен по всему объему от нулевого времени, чтобы избежать возможных ошибок при переводе из временного в глубинный масштаб. Эти кубы и специально подготовленные кривые изменения коэффициента проницаемости по оси времен (глубин) по скважинным данным были использованы в качестве входной информации для работы с ИНС-МСП. Архитектура ИНС-МСП выбиралась с допущением фиксированной ошиб-

ки прогноза 1 %. Использовано ограничение на коэффициент проницаемости не менее 10 мД (0,01 мкм²) при фактическом изменении $k_{пр}$ от 0 до 2543 мД (2,543 мкм²), т.е. значения $k_{пр} < 10$ мД практически соответствовали интервалам отсутствия коллектора. Приемлемый КВК сертифицированных атрибутов и коэффициента проницаемости, равный 0,87, получен при следующей архитектуре ИНС-МСП: число слоев 2, нейронов 17 и 11, число итераций 5000.

С использованием выбранной архитектуры ИНС-МСП три куба сертифицированных спектрально-временных атрибутов пересчитаны в куб $k_{пр}$ нижнехетских коллекторов в двух масштабах: временном и глубинном. На рис. 2 приведены вертикальные сечения куба $k_{пр}$ пластов Нх III-IV, отражающие сложное распределение фильтрационных свойств нижнехетских коллекторов в трехмерном пространстве.

В целом новые сведения о распределении $k_{пр}$ продуктивных пластов Нх III-IV заключаются в том, что повышенные значения проницаемости наблюдаются на склонах Ванкорского поднятия. На рис. 3, а горизонтальные сечения куба $k_{пр}$, на которые нанесены изогипсы кровли нижнехетских коллекторов, свидетельствуют о том же, что является одним из признаков сложных геодинамических условий образования исследуемого нефтяного резервуара.

Карта гидропроводности (рис. 3, б) не изменяет выявленную общую закономерность распределения $k_{пр}$, поскольку $h_{эф}$, $K_{п}$ имеют ту же закономерность распределения.

Новые данные о $k_{пр}$ нижнехетских коллекторов подтверждены последующим бурением 16 скважин.

Фактическая среднеквадратическая погрешность определения $k_{пр}$ и T , полученная путем прямого сопоставления прогнозных и скважинных данных, составила соответственно 15 и 23 %, что меньше минимальной погрешности определения емкостных свойств нижнехетских и юрских коллекторов ($k_{пр}$, $h_{эф}$) для всего Западно-Сибирского региона – 25 % [9].

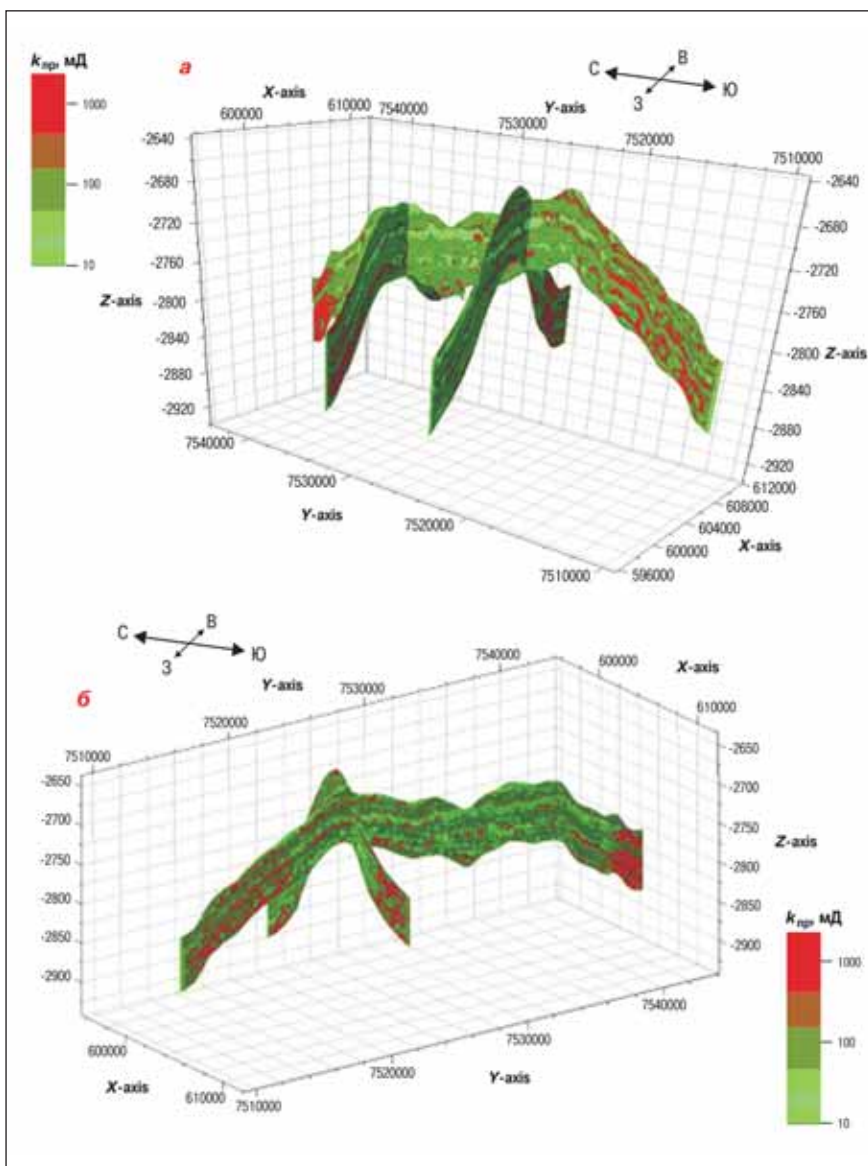


Рис. 2. Вертикальные сечения куба $k_{пр}$ для пластов Нх III (а) и Нх IV (б)

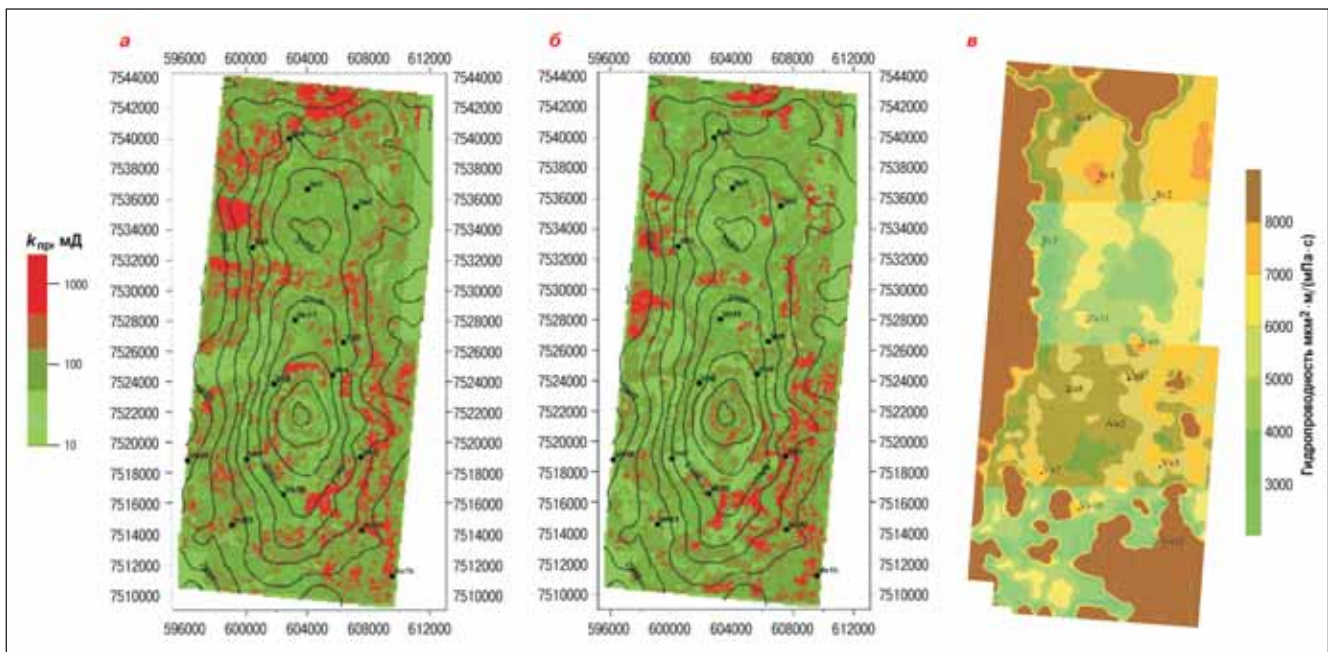


Рис. 3. Горизонтальные сечения куба $k_{пр}$ пластов Нх III (а), Нх IV (б) и карта гидропроводности (в)

Заключение

Полученные результаты свидетельствуют об успешной реализации принципиальной возможности прогнозирования не только гидропроводности [1, 3], но и непосредственно коэффициента проницаемости коллекторов по данным сейсморазведки с применением дифференцированного использования скважинной информации и спектрально-временных атрибутов по инновационной технологии КССП.

Внедрение описанной выше методики изучения фильтрационных свойств сложнопостроенных коллекторов с изменчивыми ФЭС позволит исключить интерполяцию и экстраполяцию скважинных данных и объективно повысить эффективность геолого-разведочных работ на нефть и газ за счет более точного определения закономерностей распределения $k_{пр}$ в двух- и трехмерном пространстве (карты и кубы).

Технология КССП является новой и малоизвестной, в связи с чем ее применение рекомендуется не только авторами, но и официальными «Методическими рекомендациями по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа», утвержденными МПР РФ и согласованными с ГКЗ в 2006 г. [9].

Список литературы

1. Копилевич Е.А., Афанасьев М.Л. Новые возможности геологической интерпретации данных сейсморазведки// Геология нефти и газа. – 2007. – № 5.
2. Копилевич Е.А. Афанасьев М.Л., Лисунова О.В. Эффективность применения инновационной технологии комплексного спектрально-скоростного прогнозирования ФЭС коллекторов в межскважинном пространстве// Технологии сейсморазведки. – 2006. – № 4.
3. Копилевич Е.А., Мушин И.А., Ставинский П.В. Комплекс методических приемов детального изучения ФЭС продуктивных нижнемеловых отложений Большешетского вала// Геофизика. – 2008. – № 4.
4. Харкевич А.А. Спектры и анализ. – М.: Госиздательство физ.-мат. литературы, 1962.
5. Асташков Д.А. Влияние структурно-текстурных особенностей строения пород на фильтрационно-емкостные и петрофизические свойства// Геология нефти и газа. – 2004. – № 1.
6. Ратнопорт М.Б. Корреляционная методика прямых поисков нефти и газа по сейсмическим данным// Разведочная геофизика. – 1986. – Вып. 77.
7. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. – Тверь: Изд-во ГЕРС, 2006.
8. Голошубин Г.М., Ильин С.Н. Колунов С.Э. Прогноз нефтегазонасыщенности на основе анализа частотно-зависимых сейсмических атрибутов (FDSA) // Технологии сейсморазведки. – 2006. – № 6.
9. Методические рекомендации по использованию детальной сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа/ В.Б. Левянт, Ю.П. Ампилов, В.М. Глоговский и др. – М.: МПРРФ и ГКЗ, 2006.

Повышение эффективности разработки месторождений системой горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов с учетом опыта их применения на Мишкинском месторождении Удмуртской Республики

С.Н. Вакатов, А.Е. Сапожников,
Д.М. Оленчиков (ЗАО «ИННЦ»)

Введение

В течение последних лет в нефтяной промышленности наблюдается устойчивая тенденция ухудшения структуры запасов нефти, что связано с увеличением числа вводимых в разработку месторождений с осложненными геолого-физическими условиями, ростом удельного веса карбонатных коллекторов с высоковязкой нефтью [1].

Применяемые в настоящее время традиционные методы нефтеизвлечения и стимулирования производительности скважин в таких условиях не дают ожидаемого результата. В связи с этим большое значение имеет проведение исследований в направлении разработки эффективных методов стимулирования эксплуатации малодебитных скважин с низкопроницаемыми коллекторами, которые бы не отличались высокой стоимостью и сложностью применения.

Мишкинское месторождение открыто в 1966 г., расположено на востоке Удмуртской Республики. Разрабатываемый с 1973 г. турнейский объект [2] представлен карбонатными коллекторами, нефть характеризуется высокой вязкостью (65,4 мПа·с), средняя нефтенасыщенная толщина равна 9,5 м.

Анализ состояния разработки объекта

Первоначально объект разрабатывался по обращенной семиточечной системе с темпами отбора 1,07 % НИЗ. При этом для увеличения нефтеотдачи применялись различные виды полимерного воздействия. В результате прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) составил 2-4 %.

С 1996 г. на объекте началось масштабное бурение горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС), что привело к повышению

темпов отбора до 2,52 % НИЗ. Фонд добывающих скважин увеличился на 15 %.

В результате проведенной в последние годы интенсификации добычи ГС и БГС начали резко обводняться (до интенсификации темп роста обводненности составлял 1,7 % в год, после – 3,8 % в год).

Была поставлена задача определить критерии подбора объектов для горизонтального бурения, на основе которых возможны проводка ГС и БГС с минимальным риском, а также проектирование горизонтальных технологий для увеличения выработки запасов и стабилизации темпов добычи нефти.

В работе рассматривались БГС турнейского объекта разработки, являющегося по сути уникальной залежью, на которой в промышленных объемах проводится горизонтальное бурение. На 01.01.08 г. на объекте числится 95 скважин с БГС. Фактическая длина горизонтальных стволов составляет от 40 до 302 м. Накопленная добыча нефти за счет бурения БГС равна 1762 тыс. т. Начальный дебит нефти по БГС в среднем составил 17,7 т/сут, что в несколько раз выше дебита соседних вертикальных скважин.

Для изучения основных факторов, влияющих на дебит скважины, было выбрано по 25 скважин с низким и высоким начальными дебитами жидкости. Начальный дебит принимался как средний, установившийся за 6 мес. Полученные данные позволили проанализировать зависимость начальных дебитов жидкости от длины горизонтального ствола, эффективной нефтенасыщенной толщины, удаленности ГС от ВНК.

Были получены следующие результаты.

С увеличением длины горизонтального ствола дебит жидкости повышается (рис. 1, а). Всего в 4 сква-

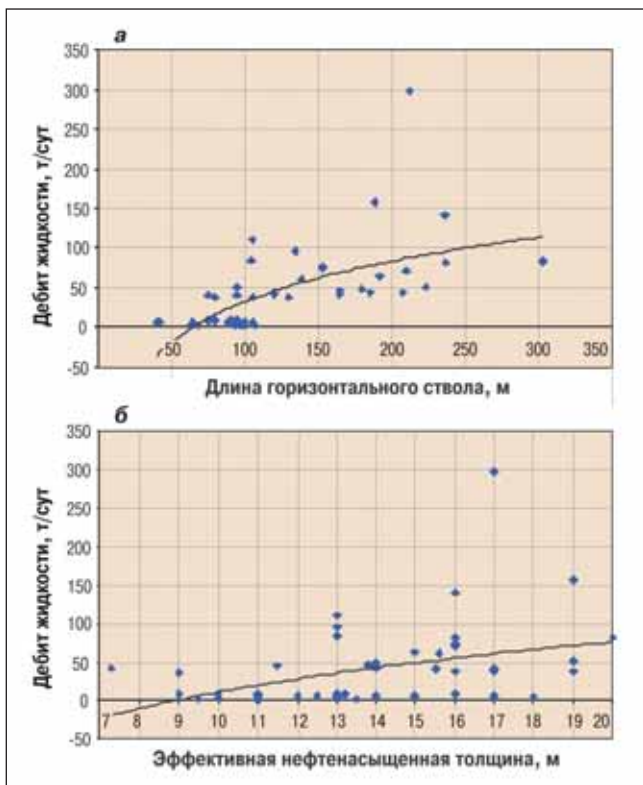


Рис. 1. Зависимость дебитов жидкости от длины горизонтального ствола (а) и эффективной нефтенасыщенной толщины (б)

жинах из 50 зависимость не подтвердилась. Оптимальная длина горизонтального участка составляет 100-150 м. При дальнейшем ее увеличении интенсивность роста дебита жидкости значительно снижается. С увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины дебит жидкости также повышается (рис. 1, б). Суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина должна быть не менее 13 м.

С увеличением расстояния ГС от ВНК обводненность снижается (рис. 2). Удаление горизонтального участка от поверхности ВНК на 12 м и более гарантирует низкую вероятность обводнения подошвенной водой.

Обводненность во многом связана с проводкой ГС вблизи ВНК, вскрытием водоносной части. Отдельные скважины вскрыли промытые зоны, по которым уже прошла закачиваемая вода. Некоторые скважины вскрыли пласт в непосредственной близости к ВНК, но с низкой обводненностью, что объясняется наличием перемычки между нефтенасыщенным пластом и подстилающей водой.

Низкие дебиты обусловлены невысокой начальной продуктивностью вскрытого разреза, ухудшенными коллекторскими свойствами. Могут происходить кольматация призабойной зоны в результате некачественного вскрытия пласта, снижение его естественной проницаемости и, как следствие, продуктивности [3].

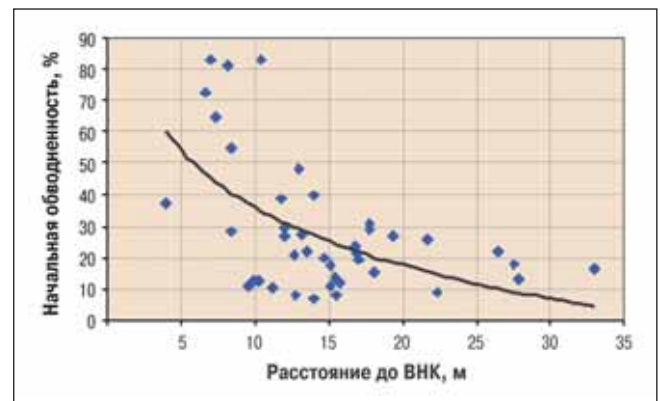


Рис. 2. Зависимость обводненности от расстояния до ВНК

Специфические геологические условия (массивная залежь, неоднородный карбонатный коллектор, высоковязкая нефть) позволили в наибольшей степени доказать предпочтение системы разработки скважинами с горизонтальными стволами по сравнению с вертикальными и наклонно направленными скважинами. Перспективы дальнейшей разработки турнейского объекта могут быть связаны с проводкой отдельных БГС на тех или иных участках залежи из обводнившихся вертикальных скважин. Необходимо проведение специальных геофизических и гидродинамических исследований по установлению направлений движения закачиваемой воды по пластам, размеров невыработанных участков и др.

Анализ причин обводнения горизонтальных скважин имеет большое значение с точки зрения не только разработки ремонтно-изоляционных мероприятий, но и оценки принятых критериев выбора объекта и проводки горизонтальной части ствола.

В процессе разработки месторождения происходило дальнейшее обводнение продукции БГС вследствие прорыва пластовой воды, ввода скважин с высокой начальной обводненностью, подъема ВНК, проведения солянокислотных обработок (СКО), интенсификации отборов, нагнетания пресной воды.

Основными причинами резкого обводнения продукции скважин в процессе эксплуатации являются СКО и интенсификация отборов, в большинстве случаев осуществлявшиеся комплексно, вследствие чего обводнение происходило интенсивнее. Проведение кислотных обработок в процессе работы скважин более негативно отражается на обводненности, чем на начальных этапах их эксплуатации.

Была поставлена задача определить минимальную толщину непроницаемой перемычки (экрана), которая позволила бы бурить БГС вблизи ВНК без риска преждевременного обводнения скважины. Среди исследованных скважин с экраном толщиной 1,5-5,0 м 15 БГС работали с начальной обводненностью

Номер скважины	Начальная обводненность, %	Толщина экрана, м
0328В1	8,7	1,5
0336В1	11,1	2,0
1359В1	11,2	2,6
1313В1	7,5	2,8
0317В1	6,8	3,0
0332В1	6,5	3,0
1331В1	12,8	3,0
1333В1	12,6	3,0
1441В1	12,4	3,0
1360В1	8,6	3,5
1337В1	6,7	4,0
1343В1	7,5	4,0
0334В1	10,1	4,5
0316В1	5,6	5,0
1334В1	8,8	5,0

менее 15 %. Скважины с низкой обводненностью и имеющие более мощные непроницаемые прослои не рассматривались. Полученные результаты приведены в таблице. В случае близости ствола скважины к ВНК толщина непроницаемой перемычки должна быть не менее 3,5 – 4 м.

Определение трещиноватости

Несмотря на многочисленные признаки наличия сети трещин и их влияния на динамику разработки [4, 5], исследования в этом направлении не проводили. С геохимической точки зрения трещина представляет собой поверхность, по которой произошло нарушение сплошности или потеря сцепления материала [6].

В мировой литературе существует много примеров залежей нефти в трещиноватых карбонатных пластах-коллекторах. Так, по данным работы [7] добыча нефти из отложений формации Колонголло мелового возраста на месторождениях Мара – Ла-Пас в Венесуэле в 1951 г. достигала 39750 м³/сут, причем пустотность матрицы породы не превышала 3 %, а проницаемость равнялась 1,02·10⁻² мкм². Добыча нефти на этих месторождениях обусловлена трещиновой проницаемостью. В работе [8] описан трещиноватый пласт-коллектор в меловой формации Сельма на месторождении Гильбертаун в США (штат Алабама). Показано, что зона трещинной пустотности служит вторичной ловушкой для нефти, мигрирующей из более древних песчаников Ютау. Однако эта зона вторичной пустотности была обнаружена только вблизи плоскости сброса на опущенной его части. При бурении скважин на большем удалении от сброса встречался только крепкий, нетрещиноватый, абсолютно сухой мел. Трещиноватость известняка Тамаулипас в Мексике [9, 10] изменяется по площади настолько резко, что скважины, расположенные в 60 м друг от друга, могут иметь совершенно разные деби-

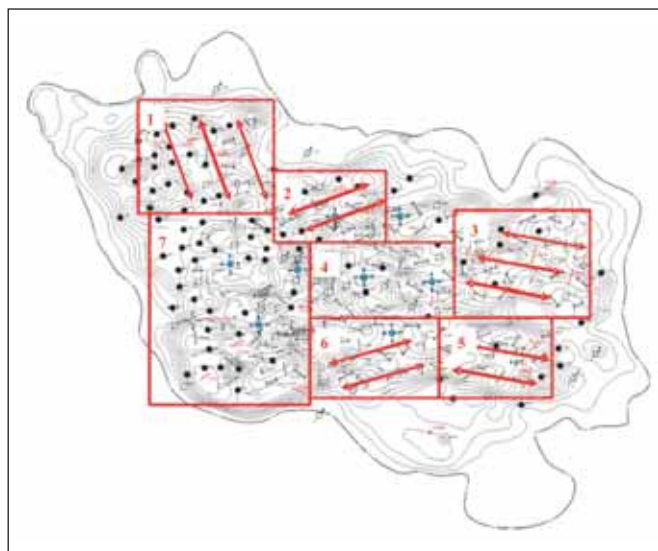


Рис. 3. Предположительное направление трещиноватости турнейских отложений Мишкинского месторождения

ты. «Сухие» скважины оказываются рядом со скважинами с дебитами тяжелой нефти до 4500 м³/сут. Как в известняках Тамаулипас, так и в отложениях мелового возраста значительные дебиты отмечались только при наличии в породе трещин и каверн.

На основании выводов в отчетах [2, 4, 5] авторами было сделано допущение, что дебит жидкости горизонтальной скважины тем выше, чем больше трещин вскрывает ее ствол. Таким образом, предполагалось, что горизонтальный участок скважины проведен перпендикулярно трещинам в высокодебитных скважинах, а параллельно – в низкодебитных при нормализации дебита на 1 м длины ствола и 1 м толщины пласта.

В рассмотрении участвовали 92 БГС, по 3 скважинам достоверная информация отсутствовала. Первоначально изучалась вся залежь в целом, однако такой подход результатов не дал. Чтобы привести все скважины в равные условия, было решено разделить залежь на семь участков (рис. 3) с сопоставимыми параметрами пласта, исследование которых позволило предполагать наличие определенных зависимостей между дебитом горизонтальной скважины и азимутом ее ствола.

На участке 1 наиболее высокие удельные дебиты жидкости наблюдаются при азимуте горизонтального ствола 70-75°, предполагается направление трещин по азимуту 160-165°.

На участке 2 просматривается тенденция увеличения удельного дебита жидкости с ростом азимута горизонтального ствола вплоть до 120°, предполагается направление трещин по азимуту 70°.

На участке 3 азимут, соответствующий максимальному удельному дебиту, равен 8-10°, предполагается направление трещин по азимуту 98-100°.

На участке 4 просматривается тенденция увеличения удельного дебита жидкости с ростом азимута горизонтального ствола вплоть до 180°. Также отмечается много низкодебитных скважин при азимуте ГС 50-70°. Судить об определенной направленности трещин по данному участку сложно.

На участке 5 удельный дебит жидкости увеличивается с изменением азимута горизонтального участка БГС от 90° практически до нуля. Максимальному удельному дебиту жидкости соответствует азимут направления ствола 8°. Основное направление трещин предполагается по азимуту 98°.

На участке 6 удельный дебит жидкости повышается с изменением азимута горизонтального участка БГС от 90° практически до 180°. Максимальному удельному дебиту жидкости соответствует азимут 164°. Основное направление трещин предполагается по азимуту 74°.

Участок 7 включает более 20 скважин с БГС, но в отличие от ранее рассмотренных участков на данной площади выявить какую-либо зависимость не представилось возможным даже при детальном его разбиении.

Тем не менее на турнейском объекте разработки Мишкинского месторождения в результате разделения залежи на семь участков на пяти из них удалось получить зависимость удельного начального дебита жидкости от азимута горизонтального участка ствола.

Наилучшую качественную информацию о параметрах трещин дают прямые наблюдения в обнажениях, на кернах, а также геофизические методы, такие как FMI и др. Обсуждаются методы оценки параметров трещин и результаты обработки информации, представляемые в виде различных сопоставлений: статистических (гистограммы, стереограммы), геометрических (стереограммы и схематические модели) и др. В основном трещины различаются по расположению относительно оси складки [10]: продольные (совпадают с осью складки), поперечные (перпендикулярно оси) и диагональные (по диагонали относительно оси). В рассматриваемом случае имеются поперечные и диагональные трещины.

Таким образом, косвенным методом можно определить направление распространения трещин и в дальнейшем оптимально проектировать положение ГС и БГС.

После определения направления трещиноватости по положению горизонтального участка скважин было решено оценить возможные дебиты жидкости тех скважин, в которых эффект от горизонтального

бурения был низким. В результате сопоставления высоких и низких дебитов на всех рассмотренных участках при изменении направления горизонтального бурения в связи с увеличением проницаемости дебиты жидкости увеличились бы 5,3 раза по 26 скважинам.

Заключение

На основе проведенных исследований были сделаны следующие рекомендации по планированию горизонтального бурения:

- оптимальная длина горизонтального участка – 100-150 м;
- суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина – не менее 13 м;
- основные причины резкого обводнения – интенсификация отборов и солянокислотные обработки;
- расстояние от горизонтального ствола до ВНК – более 12 м;
- наличие непроницаемой перемычки толщиной 3,5-4 м обуславливает режим эксплуатации с низкой обводненностью.

Список литературы

1. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва-Ижевск: 2004. – 720 с.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Мишкинского месторождения с дальнейшим разбуриванием черепетского объекта горизонтальными скважинами, боковыми горизонтальными стволами. Отчет. - Ижевск: УдмуртНИПИ-нефть, 1997.
3. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Новые технологии повышения добычи нефти. – Самара: Кн. изд-во, 1998. – 368 с.
4. Авторский надзор за разработкой Мишкинского месторождения нефти. Отчет. - Ижевск: УдмуртНИПИ-нефть, 2001.
5. Авторский надзор за разработкой Мишкинского месторождения нефти. Отчет. - Ижевск: Ижевский НТЦ, 2004.
6. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. Пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского/ Под ред. А. Г. Ковалева. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
7. Smith J. E. The Cretaceous limestone producing areas of the Mara and Maracaibo district, Venezuela. Proc. Third World Petrol Cong. 1951. Sec. 56-71.
8. Braunstein J. Fracture-controlled production in Gilbertown Field, Alabama. Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol. – 1953. – V. 37. – No. 2. – P. 245-249.
9. Muir J. M. Limestone reservoir rocks in the Mexican oilfields// Problems of petroleum geology, Am. Assoc. of Pet. Geol. – 1934. – P. 382.
10. Delgado O. R. and Loreto E. G. Reforma's Cretaceous reservoirs: An engineering challenge// Petroleum Engineer. – 1975. – P. 56-66.

Обобщение опыта разработки нефтяных месторождений Чеченской Республики и научное обоснование их перспективной доработки

И.В. Кулешков, О.Н. Данильченко, В.В. Колбикова,
В.С. Колбиков (ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»)

Введение

Чеченская Республика является одной из старейших нефтяных провинций России, добыча нефти на месторождениях которой была начата еще в дореволюционное время. Большое внимание изучению опыта разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами уделил в своей монографии Н.П. Лебединец [1], трудовая и научная деятельность которого многие годы была связана с развитием нефтедобывающей отрасли Чеченской Республики. В.Н. Щелкачев, один из выдающихся отечественных ученых в области подземной гидродинамики и принципов разработки нефтяных месторождений, в предисловии к монографии [1] отметил высокую ценность для практики и нефтяной науки обобщения опыта разработки нефтяных месторождений, но при этом подчеркнул: «*Обобщение опыта разработки особенно ценно тогда, когда оно выполнено критически, систематично, полно и объективно*». С момента публикации монографии [1] прошло более 10 лет. За этот период накоплены новые данные опыта разработки нефтяных месторождений, большинство из которых подошли к завершающей стадии выработки извлекаемых запасов нефти.

Научное обобщение разработки нефтяных месторождений Чеченской Республики

Исследованиями охвачены восемь эксплуатационных объектов (залежей) месторождений: Старогрозненского, Северо-Брагунского, Октябрьского, Горячейсточненского, Минерального, Брагунского и Эльдаровского. Начиная с 1943 г. разработка нефтяных месторождений осуществлялась на

базе технологических схем и проектов разработки СевКавНИПИнефти и с 2000 г. - РосНИПИтермнефти и ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».

Геологическая характеристика основных эксплуатационных объектов месторождений приведена в табл. 1. Из нее следует, что залежи нефти меловых отложений отличаются определенной уникальностью целого ряда природных геолого-гидродинамических характеристик. Они представлены узко-вытянутыми брахиантиклинальными структурами с большими углами наклона продуктивных пластов, значительными этажами нефтеносности и глубоким залеганием.

Научное обобщение разработки месторождений основано на предварительной классификации месторождений по их основным технологическим показателям. Выделяются две основные категории месторождений, различающиеся по текущей добыче нефти:

- 1) с высокой текущей годовой добычей нефти;
- 2) с низкорентабельной добычей нефти.

Каждая категория делится на две подкатегории, объединяющие месторождения по степени выработки извлекаемых запасов нефти – с высокой выработкой (подкатегории 1а и 2а) и с относительно малой выработкой (подкатегории 1б и 2б). Такое разделение месторождений по показателям разработки позволяет целенаправленно вести анализ, с одной стороны, перспективных эксплуатационных объектов с высокой текущей добычей нефти и на которых применяются высокоэффективные технологии (подкатегория 1б), и, с другой – объектов, требующих пересмотра проектных решений и изменения технологии их раз-

Таблица 1

Показатели	Месторождение							
	Старогрозненское (1а)	Горячеисточненское (1а)	Октябрьское (1а)	Северо-Брагуновское (1б)	Старогрозненское (2а)	Брагуновское (2а)	Эльдаровское (2а)	Минеральное (2б)
	Нижний мел	Верхний мел	Верхний мел	Верхний мел	Верхний мел	Верхний мел	Верхний мел	Верхний мел
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	91420,0	38750,0	55750,0	51000,0	84500,0	69387,0	69250,0	16063,0
Глубина залегания, м	4500,0	4400,0	5000,0 (оценка)	5200,0	4100,0	4220,0	3800,0	5000,0
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	168,0	283,0	302,0	298,0	272,0	410,0	322,0	144,0
Коэффициент расчлененности	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Средняя пористость, %	13,2/0,76	0,80	0,60	0,40	0,70	0,60	0,60	0,54
Средняя проницаемость, мкм ²	0,060	0,042	0,063	0,084	0,145	0,036	0,720	0,015
Этаж нефтеносности, м	1030,0		730,0				755,0	
Начальное пластовое давление, МПа	68,4	65,8	65,3	84,2	72,5	73,1	58,8	77,0
Начальная пластовая температура, °С	158,0	164,0	166,0	175,0	150,0	169,0	163,0	187,0
Пластовая нефть:								
газонасыщенность, м ³ /т	480,0		488,0	288,0	483,0	388,0	287,0	353,0
вязкость, мПа·с	0,180	0,220	0,186	0,200	0,190	0,190	0,2	0,2
Давление насыщения, МПа	34,2	27,8	31,8	23,3	34,5	29,6	25,5	28,3
Начальные запасы нефти, тыс. т:								
балансовые	41621,0	31140,0	30753,0	23211,0	49618,0	57870,0	55910,0	4433,0
извлекаемые	15798,0	18746,0	18452,0	11606,0	32747,0	41666,0	39137,0	2216,5
КИН	0,380	0,602	0,600	0,500	0,660	0,720	0,700	0,500

Примечание. В скобках указана подкатегория месторождений.

работки (подкатегория 2б). Более того, такой подход позволит получить более полное представление об особенностях разработки нефтяных месторождений, обладающих определенными уникальными природными характеристиками.

Месторождения 1-й категории на современном этапе являются основной базой нефтедобычи в Чеченской Республике: общая текущая годовая добыча нефти составляет около 92 % общей добычи по республике в целом. По месторождениям 2-й категории наибольший интерес представляют месторождения с большой накопленной добычей нефти и высокими коэффициентами извлечения нефти (КИН).

Как было отмечено, эксплуатационные объекты приведенных групп месторождений имеют свои уникальные геологические характеристики, например, глубокое залегание (более 4500 м); узко-вытянутые брахиантиклинальные складки; массивное и массивно-пластовое строение залежей с нефтенасыщенной толщиной, составляющей более 150 м; трещиновато-кавернозные и трещиновато-каверноз-

но-пористые коллекторы с высокой неоднородностью по пористости и фильтрационным свойствам; аномально высокое начальное пластовое давление, превышающее гидростатический напор на 30 % и более (на 20 МПа и более); высокая пластовая температура (160 – 180 °С); большая газонасыщенность пластовой нефти, составляющая от 300 до 800 м³/т, и, как следствие, высокое давление насыщения нефти газом (25 – 34 МПа); большой запас упругой пластовой энергии – превышение давления насыщения от 33 до 50 МПа; очень низкая вязкость пластовой нефти, не превышающая 0,22 мПа·с.

В табл. 2 приведены основные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов. При сопоставлении запасов нефти и технологических показателей разработки эксплуатационных объектов 1-й и 2-й категорий можно отметить следующие особенности:

- начальные геологические запасы нефти объектов категорий количественно близки;
- начальные извлекаемые запасы нефти объектов 2-й категории существенно превышают

Таблица 2

Показатели	Месторождение							
	Старогрозненское (1а)	Горячеисточненское (1а)	Октябрьское (1а)	Северо-Брагуновское (1б)	Старогрозненское (2а)	Брагуновское (2а)	Эльдаровское (2а)	Минеральное (2б)
	Нижний мел	Верхний мел	Верхний мел	Верхний мел	Верхний мел	Верхний мел	Верхний мел	Верхний мел
Год ввода в разработку	1973	1968	1966	1982	1964	1966	1964	1972
Число пробуренных скважин:	26	13	20	23	28	35	36	11
добывающих	18	11* + 5**	13* + 1**	23	22* + 1**	31* + 6**	25	11
нагнетательных	0	2* + 3**	7	0	6* + 7**	4* + 3*** + 6**	11	0
Число скважин, перебывавших в эксплуатации	18	13	10	11	11	18	19	3
Действующий текущий фонд скважин:								
добывающих	11	6	6	3	8	2	11	2
нагнетательных	2	3	3	3	0	0	1	0
Годовая добыча нефти за 2007 г., тыс. т	776,2	305,5	371,4	379,5	0,554	38,5	25,2	80,6
Накопленная добыча нефти на 01.01.08 г., тыс. т	15727,1	17203,1	19232,0	8916,0	32695,1	40567,0	38414,0	1938,0
Текущий КИН	0,378	0,552	0,625	0,384	0,659	0,700	0,687	0,437
Степень выработки извлекаемых запасов нефти, %	99,6	91,8	104,2	76,8	99,8	97,2	98,2	87,4
Объем закачки воды в пласт за 2007 г., тыс. т	90,9	1255,4	1364,8	1306,0	0	0	0	0
Накопленная закачка воды на 01.01.08 г., тыс. т	90,9	21767,0	22380,0	2642,0	20765,0	60836,5	52595,6	0
Обводненность продукции, %:								
текущая	9,0	9,3	15,9	2,8	99,6	12,1	57,0	0
накопленная	3,8	1,7	2,3	1,1	11,2	5,6	0,9	3,6
Текущее пластовое давление, МПа	39,0	36,5	31,0*	44,0*	47,6	40,0	35,5	40,0*
Запас упругой энергии, МПа	4,8	8,7	0,0	20,7	13,1	10,4	10,0	11,7

* Число пробуренных скважин.

** Число скважин, переведенных с других объектов.

*** Число скважин, переведенных из фонда добывающих.

запасы объектов 1-й категории (на 79,1 %) в связи с более высокими утвержденными КИН;

- удельные площади разбуривания объектов идентичны и изменяются в пределах 500 – 230 га/скв;

- текущая годовая добыча нефти (2007 г.) объектов 1-й категории кратно превышает добычу объектов 2-й категории;

- текущая степень выработки извлекаемых запасов нефти идентична по объектам категорий 1а и 2а и 76,8 – 87,4 % - подкатегорий 1б и 2б;

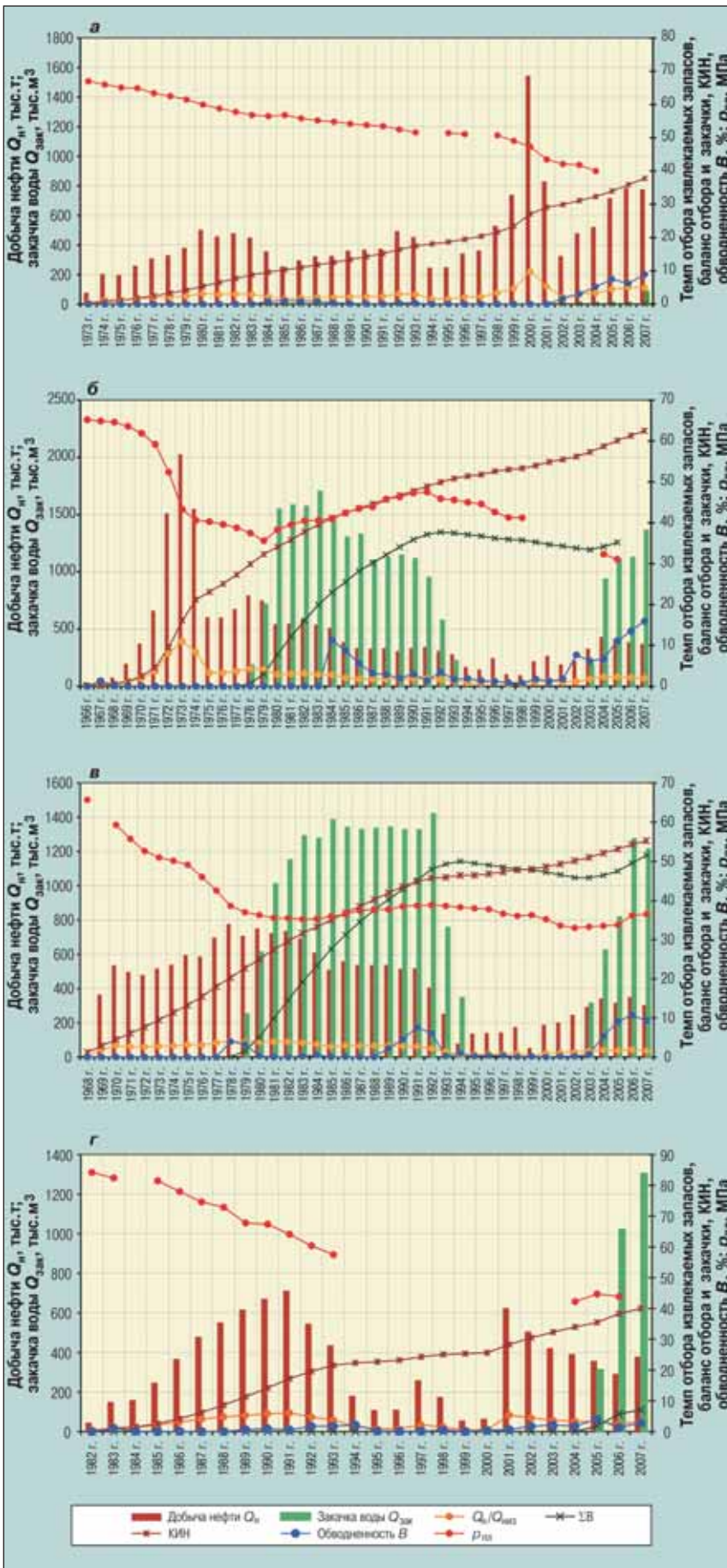
- баланс накопленного отбора продукции и закачки воды изменяется по объектам обеих категорий в широком диапазоне: по объектам 1-й категории – от 0,25 до 62,8 % с продолжением закачки воды и по объектам 2-й категории – от 23 до 75,9 % с прекращенной закачкой воды;

- текущая и накопленная обводненность добываемой продукции: по объектам 1-й категории весьма низкая – соответственно 2,8 – 15,9 % и 1,1 – 3,8 %, по объектам 2-й категории текущая обводненность в основном высокая – до 99,6 % (за исключением Минерального месторождения, где закачка воды не проводилась), накопленная – низкая – 0,9 – 11,2 %;

- текущий запас упругой энергии по объектам высокий: по месторождениям 1-й категории - от 4,8 до 20,7 МПа, по объектам 2-й категории – от 10,0 до 13,1 МПа,

- разработка эксплуатационных объектов месторождений 2-й категории практически завершена (за исключением Минерального месторождения).

Динамика основных технологических показателей за историю разработки эксплуатационных



Динамика основных технологических показателей разработки Старогрозненского (нижний мел) (а), Октябрьского (б), Горячейсточненского (в) и Северо-Брагунского (г) месторождений 1-й категории

объектов нефтяных месторождений 1-й категории приведена на рисунке.

Проанализируем динамику разработки эксплуатационных объектов нефтяных месторождений Чеченской Республики.

Залежи месторождений 1-й категории

1. Разбуривание залежей осуществлялось без формирования площадных геометрических сеток (квадратных, треугольных и др.), скважины вскрывали продуктивные отложения в основном в присводовой части (вдоль длинной оси) брахиантиклинальных структур со сравнительно большими расстояниями между скважинами (800 – 1000 м и более).

2. При наличии больших нефтенасыщенных толщин и этажей нефтеносности продуктивные пласты вскрывались перфорацией или с использованием фильтров протяженностью 40 – 60 м и более в верхней половине продуктивных разрезов (во многих случаях – у кровли продуктивных пластов).

Такой подход по схеме разбуривания залежей и вскрытию продуктивных пластов является вполне оправданным для обеспечения длительного срока безводной эксплуатации скважин и высокой степени выработки запасов нефти.

3. Залежи разрабатывались преимущественно при двух гидродинамических режимных состояниях: при упруговодонапорном режиме дренирования пластовых систем с расходом запаса упругой энергии со снижением пластового давления в пределах, превышающих давление насыщения нефти газом (объект нижнего мела Старогрозненского месторождения и верхнего мела Северо-Брагунского месторождения); при упруговодонапорном режиме с частичной компенсацией отбираемой продукции закачкой воды в пласт - от 35 до 52 % (объекты верхнего мела Горячейсточненского и Октябрьского месторождений).

4. Нагнетание воды в пласт осуществлялось, как правило, не через специально пробуренные нагнетательные скважины, а с использованием обводнившегося добывающего фонда скважин.

5. В течение длительной истории разработки залежей устанавливались сравнительно малые темпы выработки извлекаемых запасов нефти (1–3 %), что обеспечивало длительный период безводной эксплуатации добывающих скважин.

6. Текущие КИН сравнительно высокие (40 – 63 %), однако при этом следует критически относиться и к достоверности принятых (ранее обоснованных) начальных геологических запасов нефти.

Залежи месторождений 2-й категории

1. Разбуривание залежей и вскрытие продуктивного разреза полностью аналогичны месторождениям 1-й категории.

2. Разработка залежей осуществлялась преимущественно при упруговодонапорном режиме с частичной компенсацией отбираемой продукции закачкой воды в пласт (от 23 до 63 %).

3. Нагнетание воды в пласты проводилось по технологии, аналогичной применяемой на месторождениях 1-й категории. Исключением является Эльдаровское месторождение (верхний мел), на котором пробурен фонд нагнетательных скважин в приконтурной части по всему периметру залежи. В этом случае были обеспечены благоприятные условия как для поддержания пластового давления, так и для эффективного вытеснения нефти к добывающему фонду скважин. В течение 40 лет разработки практически осуществлялась безводная эксплуатация скважин при высоких темпах нагнетания воды (до 4874 тыс. м³ в год) и с накопленной компенсацией отбора закачкой до 66 % (пластовые условия).

4. Главной причиной высоких темпов обводнения отдельных добывающих скважин являлись два фактора: создание высоких темпов дренирования запасов нефти; нагнетание воды в скважины, расположенные в нефтенасыщенной области залежей.

Ниже приводится краткий анализ показателей разработки каждого месторождения.

Месторождения 1-й категории

Старогрозненское месторождение (нижний мел) разрабатывается с 1973 г. По состоянию на 2003 г. средний темп дренирования извлекаемых запасов нефти составлял 2,6 %. Вода в пласт не нагнеталась. Режим дренирования запасов нефти в основном упругий за счет расхода упругой энергии собственно залежи. Отмеченная технология разработки объекта была весьма благоприятной для сохранения стабильной добычи нефти и безводной эксплуатации скважин при устойчивом их

фонтанировании. В последние четыре года существенно повышается темп дренирования извлекаемых запасов до 5 % (средний – 4,4 %). В 2007 г. началось нагнетание воды в пласт в одну скважину с темпом около 500 м³/сут при среднем пластовом давлении в залежи 39 МПа (давление насыщения 34,2 МПа). Текущий КИН равен 0,378 (утвержден конечный – 0,380).

Горячеисточненское месторождение (верхний мел) разрабатывается в целом достаточно эффективно с нагнетанием воды в пласт и соблюдением благоприятных темпов выработки запасов нефти. При балансе отбора продукции и закачки воды, равном 51,5 %, обводненность добываемой продукции низкая (в пределах 10 %), текущее пластовое давление превышает давление насыщения на 8,7 МПа при текущем КИН, равном 0,552 (утвержден конечный – 0,602). Следует отметить, что темпы нагнетания воды в пласт при большом запасе упругой энергии несколько завышены.

Октябрьское месторождение (верхний мел) по показателям разработки близко к Горячеисточненскому месторождению за исключением сравнительно малых темпов нагнетания воды в пласт. Текущее значение КИН уже превышает утвержденное (0,600) и равно 0,625 при пластовом давлении, близком к давлению насыщения (31 МПа) и низкой обводненности добываемой продукции (не более 15 %).

Объект находится на завершающей стадии разработки. Рекомендуются проведение пересчета запасов нефти с обоснованием конечного КИН и оценкой эффективности выработки остаточных извлекаемых (нового пересчета) запасов нефти без поддержания пластового давления (ППД) при смешанном режиме дренирования и пластовом давлении ниже давления насыщения.

Северо-Брагуновское месторождение (верхний мел) введено в разработку в 1982 г. До 2005 г. разработка осуществлялась без нагнетания воды в пласт со средним темпом выработки извлекаемых запасов нефти 2,9 %. Эксплуатация скважин проводилась практически в безводном режиме. С 2005 г. начата закачка воды в пласт в объеме до 1305 тыс. м³/год. К 2007 г. достигнуты следующие показатели:

- баланс отбора продукции и закачки воды составил 7,1 %;
- текущий КИН равен 0,4 (утвержден конечный – 0,5);
- пластовое давление составило 44 МПа,
- пластовое давление превышает давление насыщения на 20,7 МПа.

В целом разработка объекта ведется с благоприятными технологическими показателями. Однако, по нашему мнению, нагнетание воды в пласт начато преждевременно.

Месторождения 2-й категории

Старогрозненское месторождение (верхний мел) введено в разработку в 1964 г. с безводной эксплуатацией добывающих скважин. В течение первых 9 лет разработки темп отбора извлекаемых запасов нефти был доведен до весьма высокого значения – 13,2 % (1972 г.), что привело к резкому росту обводненности скважин до 42,5 % (1976 г.) и снижению пластового давления до 40 МПа (на 27 МПа относительно начального). С 1970 г. осуществляется внедрение системы ППД с быстрым наращиванием объема нагнетания воды до 4784 тыс. м³ в год (1974 г.). Через три года (1977 г.) процесс ППД был прекращен при балансе отбора закачкой всего 23 %. Однако обводненность добываемой продукции продолжала увеличиваться и к 1990 г. составила 92 % при текущем КИН, равном 0,659. С 1991 по 2003 г. залежь не разрабатывалась. В 2004 г. была осуществлена попытка продолжить довыработку остаточных запасов нефти при следующих текущих показателях: темп отбора нефти 0,002 % НИЗ, средняя обводненность – 99,6 %, пластовое давление – 47,6 МПа (выше давления насыщения на 13,1 МПа).

Принятое решение о продолжении разработки является оправданным, но при этом считаем необходимым проведение предварительных исследовательских и промысловых работ по изменению состояния вскрытия продуктивных пластов добывающими скважинами с предельным увеличением темпа отбора нефти в пределах 0,5 % НИЗ. Продолжение нагнетания воды в пласт не рекомендуется.

Брагунское месторождение (верхний мел) отличается менее высокими темпами отбора извлекаемых запасов нефти (среднее значение за историю разработки – 2,4 %), более продолжительной закачкой воды в пласт (20 лет) с доведением баланса отбора закачкой до 60,8 %. При этом обводненность добываемой продукции оставалась низкой (текущая – 12,1 %). Текущее пластовое давление равно 47,6 МПа (выше давления насыщения на 10,4 МПа).

Разработка объекта в целом благоприятна и должна быть продолжена с использованием остаточного запаса упругой пластовой энергии без нагнетания воды в пласт.

Эльдоровское месторождение (верхний мел) – при среднем темпе выработки извлекаемых запасов нефти, равном 2,2 %, в течение 43 лет разработки с применением приконтурного нагнетания воды и доведением баланса отбора и закачки до 63 % обводненность добываемой продукции оставалась низкой, достигнут КИН, равный 70 %.

В данных геологических условиях явно выражена высокая эффективность приконтурного нагнетания воды в пласт. Разработку месторождения можно признать эталонной при принятых темпах добычи нефти и технологии нагнетания воды в пласт для месторождений Чеченской Республики.

Минеральное месторождение (верхний мел) – сравнительно небольшое по запасам нефти (4433 тыс. т.). За историю разработки (1972 – 2007 гг.) без применения методов ППД КИН достиг 0,44 (утвержден – 0,5) при практически безводной эксплуатации скважин, текущая добыча нефти – 80,6 тыс. т и пластовое давление выше давления насыщения на 11,7 МПа.

Разработку объекта рекомендуется продолжить с использованием только запаса упругой энергии пластовых систем без применения методов ППД.

Природа одарила Чеченскую Республику богатыми ресурсами углеводородов с уникальной геологической характеристикой месторождений. Эксплуатационные объекты месторождений обладают целым рядом положительных природных характеристик, определяющих высокоэффективную их разработку. К таким характеристикам относятся:

- массивно-пластовые залежи, подпираемые контурными водами больших водонапорных бассейнов;
- аномально высокое начальное пластовое давление;
- очень высокая газонасыщенность пластовой нефти, определяющая высокое давление насыщения нефти газом;
- очень низкая вязкость пластовой нефти;
- большой запас упругой энергии и энергии режима растворенного газа в нефти при снижении пластового давления ниже давления насыщения.

Новое направление перспективной разработки нефтяных месторождений Чеченской Республики

Для залежей нефти, отличающихся высоким содержанием растворенного газа, в 2006 г. рекомендовано новое наименование категорий зале-

жей [2] – не «залежи нефти» как исторически сложилось, а «залежи углеводородов». К такой категории следует относить залежи, для которых отношение теплотворных способностей запасов нефти к запасам растворенного в ней газа достигает 0,4 и более, что соответствует газосодержанию пластовой нефти 350 м³/т и более.

Перевод газа, растворенного в нефти, в физическую субстанцию (*аналог нефти*) осуществляется путем использования коэффициента $1,035 \times 10^{-3}$, определяемого отношением удельных коэффициентов теплотворной способности газа и нефти.

Выделение новой категории залежей – «залежи углеводородов» – является абсолютно необходимым при применении технологии их разработки с полным использованием природной упругой энергии пластовых систем и насыщающих их жидкостей и энергии растворенного газа. В этом случае основной принцип дренирования запасов углеводородов предусматривает развитие (использование) четырех основных режимных состояний:

1) упруговодонапорного режима с расходом запаса упругой энергии пластовых систем и насыщающих их жидкостей разрабатываемого объекта до давления насыщения нефти газом;

2) смешанного режима фильтрации флюидов (нефти, газа и воды) с постепенным наращиванием охвата нефтенасыщенных коллекторов режимом растворенного газа в условиях снижения пластового давления ниже давления насыщения и вторжения вод водонапорного бассейна;

3) режима растворенного газа с вторжением вод водонапорного бассейна с трехфазной фильтрацией пластовых флюидов (газа, нефти и воды);

4) нагнетания воды или другого агента вытеснения для полного извлечения углеводородного сырья из продуктивных пластов.

Упруговодонапорный режим выработки запасов нефти относится к числу широко распространенных, при которых используются известные модельные оценки выработки запасов нефти на базе решения уравнений материального баланса отбора продукции и расхода упругой энергии пластовых систем.

При втором и третьем режимах внутрислоистовые процессы постепенного ускорения развития режима растворенного газа обеспечат дополнительный эффект повышения выработки запасов нефти и в большей степени извлечения углеводородов в газовой фазе. Для глубокопогруженных

залежей углеводородов этот дополнительный эффект будет существенно превышать эффект от применения методов искусственного заводнения залежей углеводородов. Такое утверждение основано на высоком давлении насыщения, т.е. на большом запасе пластового давления для реализации режима растворенного газа.

Четвертый режим реализуется только на базе технико-экономического анализа при получении экономической эффективности процесса полной выработки углеводородов.

Перспективы разработки залежей углеводородов нижнего и верхнего мела с полным использованием природной пластовой энергии и энергии растворенного газа были ранее исследованы по трем месторождениям: Старогрозненскому, Горячейсточненскому и Гудермесскому. Установлено, что при снижении пластового давления до 10 МПа (ниже давления насыщения на 65 – 72 %) достигаются высокие коэффициенты извлечения нефти и особенно газа (КИГ). Например, по Старогрозненскому месторождению расчетный КИН равен 0,506 при утвержденном конечном 0,380, расчетный КИГ составляет 0,681 при утвержденном конечном 0,380; по Горячейсточненскому соответственно – 0,554 (0,350) и 0,698 (0,350); по Гудермесскому – соответственно 0,635 (0,6) и 0,766 (0,6).

Основными преимуществами технологического принципа разработки залежей углеводородов на истощение природной энергии являются:

- разработка залежей углеводородов без применения дорогостоящих методов ППД;
- существенно большая углеводородоотдача (нефть + растворенный газ) по сравнению с любыми другими технологиями разработки аналогичных залежей;
- увеличение извлекаемых запасов нефти и газа соответственно на 40 – 50 и 60 – 99 %;
- существенное повышение экономической рентабельности (доходность всех видов) разработки залежей углеводородов в связи с исключением капитальных вложений на применение методов ППД и сохранением фонтанного способа добычи углеводородов практически в течение всего периода разработки;
- сохранение в процессе разработки и в перспективе экологической чистоты недр углеводородов;
- использование на завершающем этапе разработки залежи углеводородов как объекта подземного хранения природного газа.

Для перехода к такому высокоэффективному процессу разработки залежей углеводородов надо прежде всего преодолеть сложившийся многолетний «психологический барьер» боязни режима растворенного газа. Кроме того, необходимо в каждом отдельном случае проводить гидродинамические исследования скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения для установления ожидаемой режимной характеристики их эксплуатации.

Выводы

1. Разработка залежей нефти меловых отложений отличается весьма продолжительной историей с достижением высокой нефтеотдачи.
2. Высокая выработка запасов нефти, продолжительный период безводной эксплуатации добывающих скважин с сохранением высокорентабельного фонтанного способа эксплуатации достигаются при использовании только упругой энергии пластовых систем и насыщающих их жидкостей без применения методов ППД.
3. Эффективным технологическим и экономическим показателям разработки месторождений отвечают условия, когда темпы добычи нефти не превышают 3 % начальных извлекаемых запасов нефти.
4. В данных геологических условиях искусственное заводнение залежей нефти допустимо только при размещении нагнетательных скважин в приконтурной части залежей. Нагнетание воды в нефтенасыщенную область залежей с бесстемным размещением нагнетательных (бывших добывающих) скважин недопустимо.
5. Положительную роль при разработке массивных залежей играет принцип последовательной выработки запасов нефти «снизу-вверх».

6. На основании выполненной работы можно сформулировать следующие рекомендации:

- все рассмотренные в статье залежи меловых отложений должны оставаться действующими объектами по добыче нефти и нефтяного газа в соответствии с научными обоснованиями и рекомендациями ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»;
- в ближайшей перспективе рекомендуется начать изучение и опытное испытание разработки месторождений мелового комплекса по технологии, предусматривающей использование полной природной упругой энергии продуктивных отложений и насыщающих их жидкостей со снижением пластового давления ниже давления насыщения;
- необходимо решение проблем эффективного и полного использования нефтяного газа, рассматриваемого в данном случае как углеводородное сырье с высокой теплоэнергетической характеристикой.

Список литературы

1. Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М.: Наука, 1997. – 397 с.
2. Патент E21B 43/20. Способ разработки глубокопогруженных залежей углеводородов. (2006.01), патентообладатель ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».

Совершенствование технологии одновременно-раздельной закачки для многопластовых месторождений

В.И. Никишов (ОАО «НК «Роснефть»),
А.И. Маркин, Р.Р. Габдулов (ООО «РН-Юганскнефтегаз»),
П.И. Сливка (ООО «РН-УфаНИПИнефть»)

Введение

Разработка месторождений с использованием систем совместной эксплуатации пластов и созданием надежной системы контроля и регулирования процессов выработки запасов по каждому пласту является одним из основных постулатов горного законодательства и регламента на проектирование разработки. Поэтому в настоящее время все большее внимание уделяется технологиям, включающим использование скважин с многопакерно-секционными компоновками, предназначенными для дифференциальной закачки в геологические разнородные эксплуатационные объекты [1].

Существующие на сегодняшний день конструкции компоновок одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) в скважинах, вскрывших три пласта и более, не позволяют определить расход жидкости по каждому пласту без участия бригады капитального ремонта скважин. Закачка по пластам регулируется после изучения геофизических данных и данных по работе скважины за определенный период времени.

Основная идея предлагаемой статьи заключается в систематизации регулирования и контроля разработки многопластовых месторождений с использованием систем ОРЗ. Конечная цель заключается в переходе к интеллектуальной скважине, позволяющей регулировать параметры работы пластов в режиме реального времени и обеспечивать дифференцированное воздействие на отдельный интервал или участок нефтяной залежи.

Основные направления совершенствования многопакерных компоновок ОРЗ

Достичь поставленной цели можно за счет созда-

ния тандема существующей технологии ОРЗ, использования датчиков контроля забойных параметров (давления p и температуры T), а также разработки программного обеспечения для расчета расхода жидкости по имеющимся данным перепада давлений, что и является «нервной системой» интеллектуальной структуры [2].

К элементам совершенствования конструкции компоновки ОРЗ относятся (рис. 1) следующие:

1. **Изменение конструкции забойного штуцера**, позволяющее уменьшить гидравлические сопротивления с целью увеличения его пропускной способности.

2. **Определение расхода жидкости**, основанное на принципе учета жидкости по перепаду давлений, и, как следствие, создание программного продукта для расчета расхода жидкости для закачки в пласт.

3. **Использование системы геофизических датчиков (p , T)** внутри трубки и затрубном пространстве компоновки ОРЗ с передачей информации на поверхность по кабельной линии.

Рассмотрим один из основных элементов совершенствования системы многопакерной системы ОРЗ. Как показывает практика, расход жидкости через штуцер существующей конструкции ограничивается диаметром осевого канала. Добиться большего расхода через штуцер для обеспечения плановых режимов приемистости можно путем увеличения диаметра (изменения конструкции) осевого канала или сокращения потерь давления в существующей конструкции.

На рис. 1 приведены сравнительные схемы применяемой (а) и усовершенствованной (б) компоновок ОРЗ.

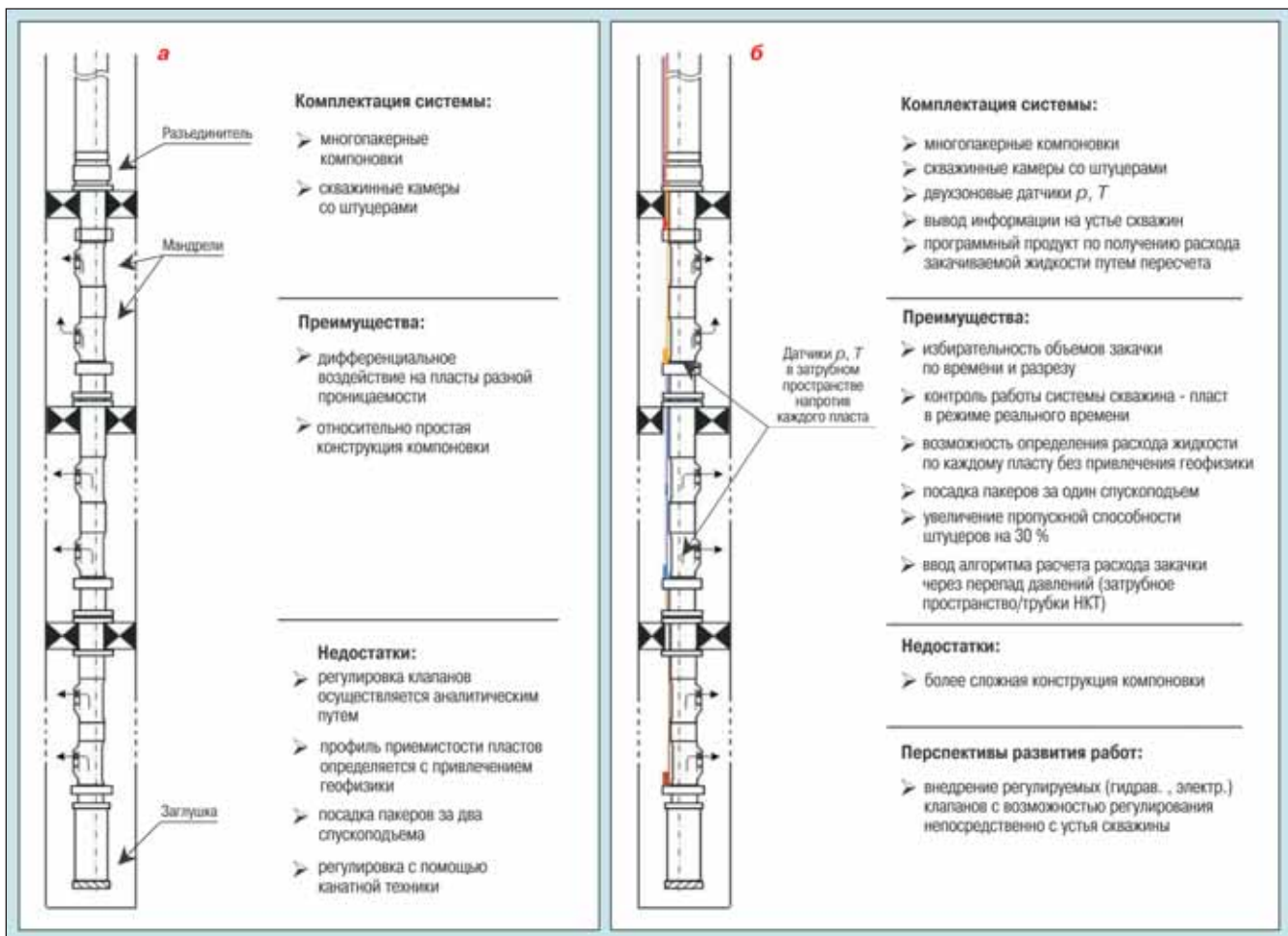


Рис. 1. Схемы применяемой (а) и усовершенствованной (б) компоновок ОРЗ

Для анализа предлагается сравнить два варианта конструкции штуцера с различными типами сужающих устройств (СУ) (табл. 1).

Сужающее устройство в виде трубки Вентури позволяет увеличить пропускную способность штуцера за счет сокращения потерь давления на преодоление сопротивлений потоку жидкости. Можно принять, что относительная потеря давления для трубок Вентури в общем случае составляет 5 - 20 %.

Часто при движении жидкости одновременно наблюдаются потери напора на трение по длине и

преодоление местных сопротивлений. Полная потеря напора определяется как арифметическая сумма потерь этих видов.

Гидравлический расчет приведен для штуцеров существующей конструкции (в виде суженного канала) и в виде трубки Вентури. Из-за малых размеров и больших скоростей потока жидкости в расчетах можно принять следующие допущения:

- существующий штуцер представляет собой диафрагму шириной, равной длине суженной части канала;
- потери давления на трение равны нулю.

Таблица 1

Тип СУ	Преимущества	Недостатки
Диафрагма	<ol style="list-style-type: none"> 1. Простота в изготовлении и монтаже, может применяться в широком диапазоне чисел Re. 2. Устанавливаются на измерительной трубе внутренним диаметром от 0,05 до 1 м. 3. Неопределенность коэффициента истечения диафрагм меньше, чем у других СУ. 4. Наличие небольшого содержания конденсата практически не влияет на коэффициент истечения 	<ol style="list-style-type: none"> 1. В процессе эксплуатации неизбежно притупление входной кромки диафрагмы, что приводит к дополнительной прогрессирующей неопределенности коэффициента истечения, которая может быть существенной для диафрагм, устанавливаемых в трубопроводах диаметром менее 0,1 м. 2. Потери давления на диафрагмах выше, чем на других СУ
Трубка Вентури	<ol style="list-style-type: none"> 1. Стабильные характеристики при длительной эксплуатации. 2. Потери давления значительно меньше, чем на диафрагме и сопле, а в некоторых случаях и сопле Вентури. 3. Требуются короткие прямолинейные участки измерительной трубы. 4. В проточной части отсутствуют застойные зоны, где могут скапливаться осадки 	Сложность изготовления и большие размеры

Таблица 2

Рассчитываемый параметр	Вид штуцера	
	Диафрагма	Трубка Вентури с обработанной входной конической частью
Коэффициенты K_T и K_{CY}	$K_{CY}=1+\alpha_{CY}(t-20)$	$K_T=1+\alpha_{IT}(t-20)$
Диаметр отверстия СУ d	$d=d_{20} K_{CY}$	
Внутренний диаметр измерительной трубы D	$D=D_{20} K_T$	
Относительный диаметр отверстия СУ β	$\beta=d/D$	
Коэффициент скорости входа E	$E = 1/\sqrt{1-\beta^2}$	
Поправочный коэффициент K_{Π}	1	
Коэффициент расширения ϵ	$\epsilon=1-(0,351+0,256\beta^4+0,93\beta^8)[1-(\frac{\Delta P}{P})^{1/k}]$	$\epsilon=\sqrt{\left(\frac{k\tau^{2/k}}{k-1}\right)\left(\frac{1-\beta^4}{1-\beta^4\tau^{2/k}}\right)\left(\frac{1-\tau^{(k-1)/k}}{1-\tau}\right)}$
Число Рейнольдса Re	$Re = \frac{4}{\pi} \frac{q_v \rho}{D \mu}$	
Коэффициент истечения C	Зависит от числа Re , D и β	Зависит от числа Re и β
Поправочный коэффициент K_{Ψ}	$K_{\Psi}=1+5,22\beta^{3,5}(\lambda-\lambda^*)$	1
Расход среды q_v	$q_v=0,25\pi d^2 K_{CY}^2 C E K_{\Psi} K_{\Pi} \epsilon \left(\frac{2\Delta P}{\rho}\right)^{0,5}$	

Согласно теории течения жидкостей через насадки средняя скорость потока в месте его сужения повышается, а статическое давление становится меньше статического давления до диафрагмы/трубки Вентури. Разность давлений (перепад давлений) тем больше, чем больше расход среды, и, следовательно, она может служить мерой расхода [3-5]. В табл. 2 представлен алгоритм методологии расчета штуцера по перепаду давлений.

Использование штуцера в компоновках ОРЗ ограничивается размерами проходного сечения 9,5 мм. Использование сужающего устройства в виде трубки Вентури при всех равных условиях позволяет увеличить расход жидкости через штуцер до 39 %. В табл. 3 представлен сравнительный расчет двух вариантов штуцера.

Таблица 3

Расчетный параметр	Вид штуцера	
	Трубки Вентури	СУ в виде диафрагмы
Число Re	1213964	744532
Коэффициент истечения	1,0000	0,6503
Расход жидкости, м ³ /сут	659,28	404,34
Скорость потока, м/с	107,65	66,02
Потери на штуцере, м ³ /сут	254,94	

Используя метод подбора числовых значений, т.е. изменяя диаметр существующего штуцера, несложно рассчитать эквивалентный диаметр (11,65 мм) сужающего канала, который бы обеспечивал расход жидкости 659,28 м³/сут. Итогом расчетов являются

зависимости расхода жидкости от перепада давления для двух вариантов штуцера.

Как видно из рис. 2, штуцер в виде трубки Вентури имеет более высокую пропускную способность по сравнению с используемыми штуцерами. Для упрощения определения расхода жидкости для различных диаметров штуцера и значений перепада давления применяются палетки, представленные на рис. 3. Пропускная способность штуцера практически не зависит от материала изготовления сужающего устройства и измерительной трубы и во многом определяется лишь чистотой обработки поверхности, износостойкими и коррозионными характеристиками материалов.

Частным случаем альтернативного решения увеличения пропускной способности для Приобского



Рис. 2. Зависимость расхода жидкости от перепада давления для трубки Вентури (1) и диафрагмы (2)

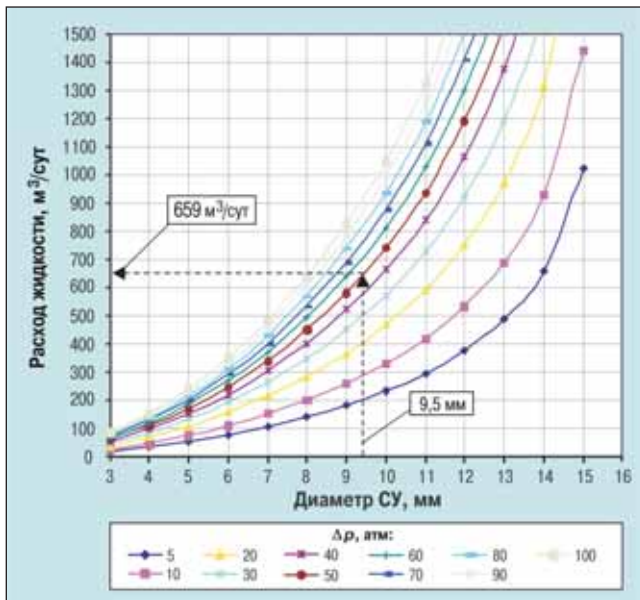


Рис. 3. Палетки для определения расхода жидкости через штуцер в виде трубки Вентури (диаметр измерительной трубы – 20 мм; материал СУ и измерительной трубы – 40Х)

месторождения является использование хвостовика без скважинных камер и заглушки. Однако данное решение противоречит стандарту предприятия по техническому требованию к организации ОРЗ воды на Приобском месторождении в нагнетательные скважины, вскрывшие несколько объектов (№ П1-01 С-034 ЮЛ-99), согласно которому после первого спуска и установки в скважину оборудования для раздельной закачки воды должны быть проведены следующие тесты:

- 1) опрессовка колонны НКТ;
- 2) контроль надежности работы пакеров с точки зрения отсутствия перетоков жидкости;
- 3) регулировочные работы для обеспечения плановых режимов приемистости с проведением геофизических исследований.

Другой важной составляющей потерь давления в конструкции штуцера является наличие местных сопротивлений, возникающих в зонах изменения сечения трубы или направления движения потока жидкости. Эти потери зависят от средней скорости и размеров поперечного сечения струи жидкости, формы и размеров преграды, ее расположения по отношению к струе.

Учитывая постоянство массы расхода жидкости и пренебрегая гидравлическими сопротивлениями на трение, для определения местных потерь можно использовать формулу Вейсбаха [6-7]

$$\Delta p = \xi \frac{\rho v^2}{2},$$

где ξ – местные потери давления; ρ – плотность жидкости; v – средняя скорость (как правило, после прохода через местное сопротивление).

Найденные теоретические значения коэффициентов местных сопротивлений для ряда случаев (внезапное сужение, диафрагма и др.) вполне соответствуют опытным данным.

С целью адаптации методики расчета штуцера 22.06.08 г. в скв. 6295 Приобского месторождения были установлены автономные датчики давления в компоновках ОРЗ, позволяющие регистрировать давление в затрубном пространстве (между эксплуатационной колонной и компоновкой ОРЗ). Давление в трубах (до входа в штуцер) и фактический расход определяли по данным промыслово-геофизических исследований. Для полной адаптации методологии расчета необходима статистика исследований на различных режимах.

Наибольшие сопротивления отмечаются в случае резкого изменения направления потока жидкости. При использовании штуцера, где жидкость после выхода из сужающего устройства резко меняет направление движения на 90° , потери давления составляют 6,29 МПа, тогда как при выходе под углом 45° давление снижается практически в 3 раза. В результате были предложены небольшие изменения в конструкции штуцера, в частности, изменились направления входа и выхода жидкости из штуцера (рис. 4).

Корпус 1 регулирующего устройства соединяется с захватной головкой 2 и хвостовиком 3. Хвостовик 3 содержит цангу 4. Захватная головка 2 и хвостовик 3 имеют уплотнительные элементы 5. Регулирующее устройство содержит гидравлические каналы, при этом осевые каналы 6–8 соединены с боковыми каналами 9–11: в хвостовике – осевой канал 6 и боковой 9, в корпусе – соответственно 7 и 10, в головке – соответственно канал 8 и 11.

Под уплотнительными элементами и цангой имеется осевой канал, который по объективным причинам имеет сужения 12, 13. Это связано с тем, что на корпусе необходимо иметь место-паз с некоторой глубиной для закрепления манжет 5 и упорного кольца цанги 4.

Для уменьшения сопротивления от сужения и увеличения его пропускной способности на входе к сужению 14, 16 и выходе от сужения 15, 17 устанавливают конусные воронки 14–17, которые позволяют минимизировать внутренние гидравлические сопротивления, что увеличивает пропускную способность, снижает штуцерирующий эффект, а также длительность работы, уменьшает значительный размыв в зоне сужения.

Использование предложенной конструкции шту-

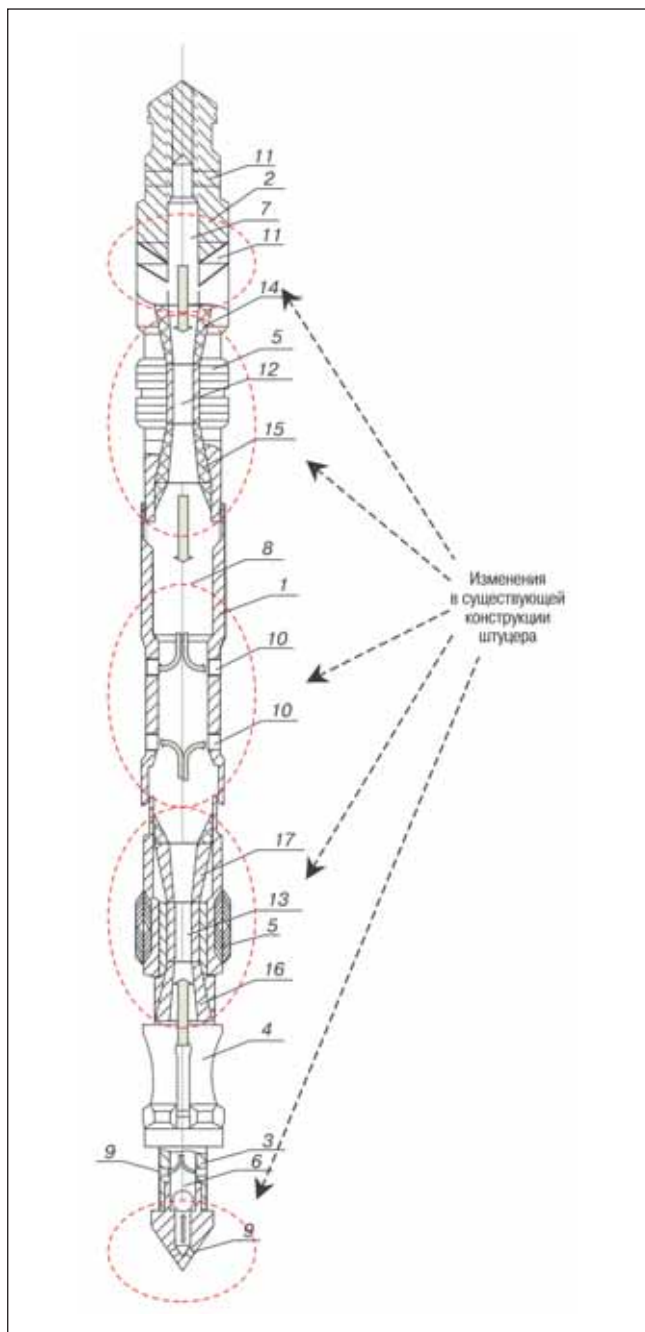


Рис. 4. Конструкция двухстороннего штуцера с учетом внесенных доработок

цера при всех равных условиях позволяет увеличить расход жидкости через штуцер на 30-35 % за счет сокращения потерь на преодоление гидравлических сопротивлений.

Другим направлением совершенствования компоновки ОРЗ является получение данных с геофизических датчиков в режиме реального времени (см. рис. 1). Данный проект в 2008 г. инициирован в рамках созданной рабочей группы Системы Новых Технологий в ОАО НК «Роснефть». Внедряемые технологии ОРЗ на два пласта и более одной скважиной и с одним внутрискважинным оборудованием в отечественной и зарубежной нефтепромысловой практике аналога не имеют. Данные работы проводятся в

скважинах с внутренним диаметром эксплуатационной колонны 146 мм. Все внутрискважинное оборудование спущено за одну спускоподъемную операцию.

В настоящее время в ООО «РН-Юганскнефтегаз» проводятся работы по первому этапу ОРЗ на Приобском месторождении в скв. 8709/2016 и 7730/201а. Основные задачи, которые будут решены в ходе выполнения работ: спуск многопакерной компоновки с датчиками (p , T) за одну спускоподъемную операцию; получение геофизических данных (p , T) в режиме реального времени; проверка надежности системы в целом; выявление и предотвращение рисков; переход к завершающему этапу «интеллектуализации» ОРЗ (рис. 5).

Этапность работ определяется сложностью выполняемых работ и степенью интеллектуализации скважины.

Заключение

1. Современное состояние разработки большинства многопластовых месторождений характеризуется все возрастающей потребностью в использовании технологий, позволяющих вести отдельный учет добываемой и закачиваемой продукции.

2. Совершенствование технологии ОРЗ основывается на создании тандема существующих технологий геофизического контроля параметров пластов и математических приемов расчета гидродинамических процессов, происходящих на границе скважина – пласт.

3. Изменения в существующей компоновке должны коснуться всех элементов системы ОРЗ. В ООО «РН-Юганскнефтегаз» совместно с ООО НПО «Новые Нефтяные Технологии» разработан штуцер, позволяющий на 30-35 % увеличить расход жидкости по сравнению с ныне используемыми штуцерами.

4. Совместно разрабатывается методология расчета расхода жидкости по перепаду давления. По результатам набора статистического материала планируется создание программного продукта, позволяющего вести оперативный контроль работы скважины без привлечения геофизики.

5. В настоящее время осуществляются работы в скважинах Приобского месторождения. Выполнение работ по совершенствованию технологии ОРЗ разделены на этапы, которые определяются сложностью выполняемых работ и степенью интеллектуализации скважины.

6. Об экономической эффективности внедрения усовершенствованной компоновки ОРЗ следует судить исходя из всего «жизненного» цикла скважи-

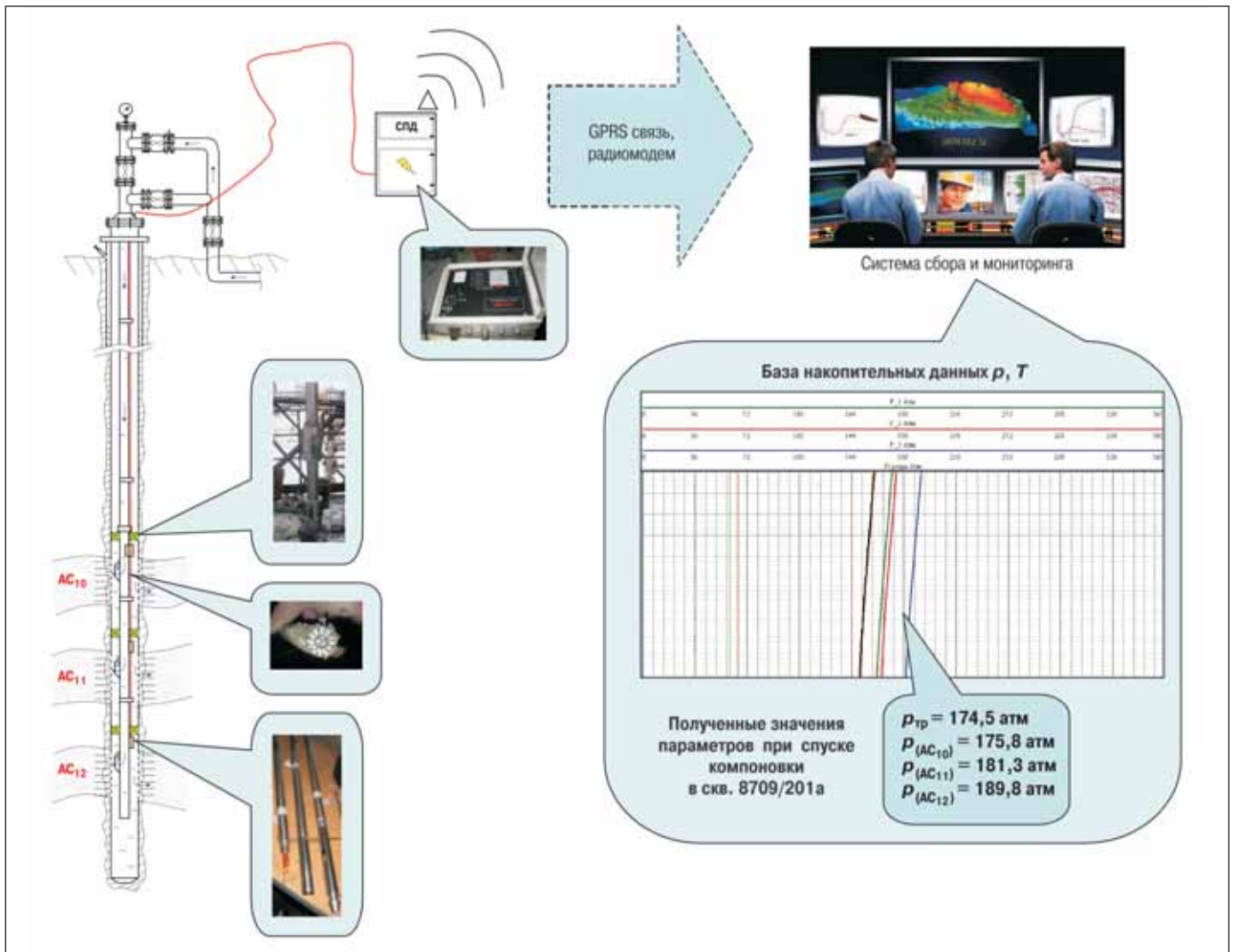


Рис. 5. Схема передачи данных

ны. Однако основной эффект проекта сопряжен с повышением коэффициента извлечения нефти за счет изоляции обводненных зон или интервалов с резкими прорывами воды.

7. Совершенствование технологии ОРЗ представляет собой относительно новое направление, как в России, так и зарубежом (в нашем случае на 146-мм колоннах) из-за отсутствия опыта использования технологии в реальных условиях. Поэтому к данному направлению необходим более углубленный подход для получения эффективного инструмента по управлению заводнением на многопластовых месторождениях. В ООО «РН-Юганскнефтегаз» готовится к внедрению технология для двухпластовых скважин («труба в трубе»), позволяющая вести учет закачиваемой жидкости непосредственно с устья.

8. Совершенствование технологии ОРЗ является одной из ступеней развития интеллектуализации добычи нефти и дифференцированной закачки воды в разнородные геологические объекты. Этим в настоящее время занимается компания «Роснефть».

Список литературы

1. Леонов В.А., Шарифов М.З., Гарипов О.М. Опыт внедрения ОРРНЭО (одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов) на месторождениях Западной Сибири/ООО НИИ «СибГеоТех»//SPE-104338.
2. Лукьянов Э.Е., Каюров К.Н. Интеллектуализация работы нагнетательных и добывающих скважин при использовании многопакерных компоновок для одновременной закачки и эксплуатации на многопластовых скважинах//Каротажник. – 2005. – № 5. – С. 270-275.
3. ГОСТ 8.586.1-2005 (ИСО 5167-1:2003). Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1.
4. ГОСТ 8.586.2-2005 (ИСО 5167-2:2003). Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2.
5. ГОСТ 8.586.4-2005 (ИСО 5167-4:2003). Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4.
6. Рабинович Е.З., Евгеньев А.Е. Гидравлика: 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 224с.
7. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления: 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1982. – 224с.

Тепловые методы добычи высоковязкой нефти в России

А.Р. Гарушев, Э.А. Гарушев,
С.В. Кайгородов, А.Е. Коновалов
(ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»)

Введение

Развитие технологий добычи высоковязкой нефти (ВВН) и битумов в России во многом связано с достижениями в области создания технических средств и технологий Всероссийского института по термическим методам добычи нефти – РосНИПИтермнефть (прежнее название НПО «Союзтермнефть», настоящее ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», по тексту статьи – институт). За более чем 60-летнюю историю в институте создано значительное число научных разработок, технических средств и оборудования для широкомасштабного промышленного применения в области разработки месторождений ВВН и битумов. Некоторые из них заслуживают особого внимания.

Тепловые методы добычи нефти

За время, прошедшее с момента первого в СССР применения технологии паротеплового воздействия на пласт (1965 г.) на месторождении Зыбза-Глубокий Яр (Краснодарский край) [1], были усовершенствованы традиционные технологии теплового воздействия и созданы новые.

Технология полимерно-теплового воздействия [2], разработанная совместно с ВНИИнефтью, сочетает тепловое воздействие на пласт и полимерное заводнение (рис. 1). Осуществляется в 3 этапа: создается оторочка раствора полимера, затем – теплоносителя, которые на заключительной стадии вытесняются ненагретой водой. Метод направлен на выравнивание фронта вытеснения при воздействии теплоносителем. Полимерный раствор, попадая в высокопроницаемую зону, увеличивает

ее фильтрационное сопротивление, причем действие его сохраняется вследствие отставания фронта прогрева от фронта вытеснения. В то же время из-за неравномерности поступления теплоносителя в слои различной проницаемости, высокопроницаемая зона прогревается быстрее низкопроницаемой. В результате возникающие тепловые перетоки приводят к деструкции полимера и прекращению его действия в низкопроницаемых интервалах пласта. Таким образом, достигаются избирательное увеличение фильтрационного сопротивления в высокопроницаемых прослоях, рост охвата пласта и конечного коэффициента

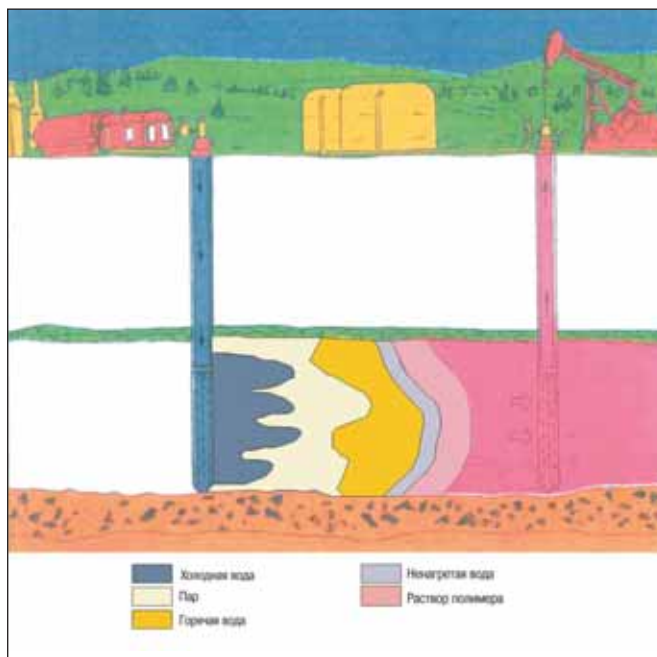


Рис. 1. Технология полимерно-теплового воздействия на пласт

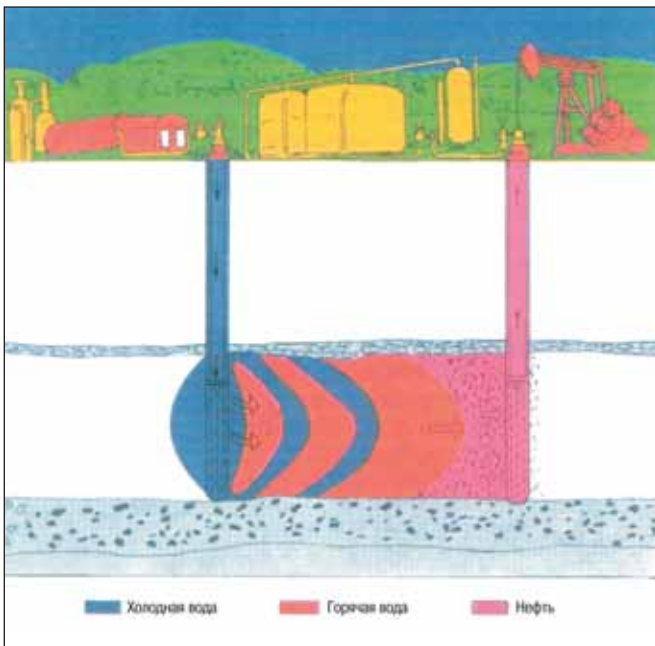


Рис. 2. Технология импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт (ИДТВ)

извлечения нефти (КИН) на 5-6 % по сравнению с паротепловым воздействием при экономии теплоносителя до 10 %. Технология защищена патентом, внедрена и долгое время успешно применялась на месторождении Каражанбас (Казахстан).

Принципиально новая технология импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт (ИДТВ)[3] разработана совместно с ПО «Удмуртнефть» (рис. 2). Она основана на циклической закачке в пласт поочередно порций теплоносителя и ненагретой воды. Основной особенностью технологии является обоснованность соотношений общих объемов вводимых в пласт теплоносителя и холодной воды, а также объемов импульсов в каждом цикле. Достаточную подвижность нефти в пласте обеспечивает «эффективная температура», выше которой расход теплоносителя не приводит к существенным снижению вязкости и приросту КИН. По сравнению с традиционной технологией паротеплового воздействия при использовании технологии ИДТВ значительно возрастают темп развития тепловых процессов на залежи при одинаковой энерговооруженности, темп добычи нефти, а также сокращаются капитальные вложения и эксплуатационные затраты. Технология ИДТВ запатентована и успешно внедрена на Гремихинском месторождении (Удмуртская Республика).

Технология парогазового воздействия на призабойную зону добывающих скважин (рис. 3) созда-

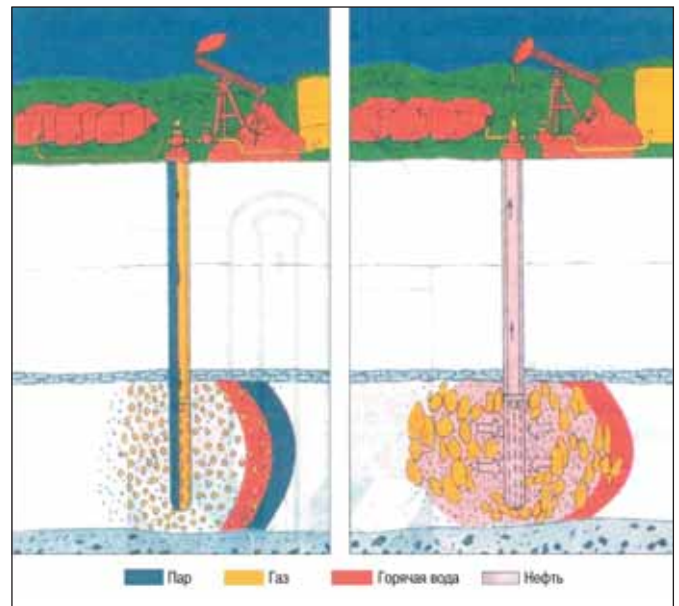


Рис. 3. Технология парогазового воздействия на призабойную зону

на специалистами института в партнерстве с сотрудниками Балтийского ГТУ «Военмех». Она предусматривает одновременную закачку в скважину пара и продуктов сгорания топлива при помощи малогабаритного передвижного парогазогенератора «Дракон». Технология парогазоциклического воздействия – экологически чистая. Кроме того, нагнетание дымовых газов одновременно с паром повышает коэффициент вытеснения нефти. Взаимная растворимость фаз снижает вязкость нефти. Данная технология повышает темп отбора жидкости из пласта и снижает парогазонефтяной фактор. Закачиваемый в пласт теплоноситель на 50 % состоит из водяных паров, на 38 % – азота, на 12 % – углекислого газа. Результаты применения данной технологии на месторождениях Краснодарского края и Республики Коми доказали ее высокую эффективность. В среднем парогазонефтяной фактор составляет 1,5-2 т/т.

Технические средства и оборудование для применения тепловых методов

Установка мобильная парогенераторная УМП-4/16 «Гейзер» (рис. 4), созданная при участии сотрудников института предназначена для выработки пара, используемого для интенсификации добычи нефти при термических методах воздействия на нефтяные пласты. Технологический блок установки размещен в фургоне, выполненном из теплоизолированного материала, который расположен на шасси автомобиля. Технологический блок

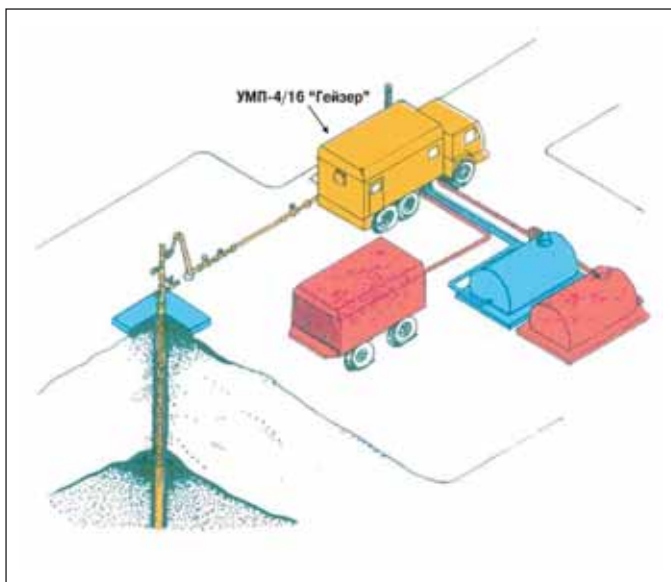


Рис. 4. Схема расстановки оборудования для пароциклической обработки скважин с использованием УМП-4/16 «Гейзер»

составляют парогенератор, насосы подачи воды и топлива, элементы гидравлической и пневматической обвязки, пульт управления. Источником воздуха может быть как компрессорная станция НВ-50/08, входящая в комплект установки, так и находящаяся на промысле передвижная или стационарная компрессорная установка. Установка УМП-4/16 «Гейзер» оборудована системой автоматизации, блокировками и защитой, обеспечивающими автоматический запуск установки в работу, контроль параметров эксплуатации и аварийное отключение парогенератора при нарушении режима эксплуатации. Согласно техническим характеристикам агрегата удельный расход воды на выработку 1 т пара составляет 1 т, топлива – 60 кг, воздуха – 900 кг. Паропроизводительность установки равна 2 – 4 т/ч. Тепловая мощность достигает 2,4 МВт.

Для выработки комбинированного теплоносителя (парогазовой смеси) можно применять разработанную в институте мобильную установку УМПГ-10/16 «Дракон». Данный агрегат позволяет производить от 1,25 до 10 т/ч парогазовой смеси. При этом возможно регулирование температуры теплоносителя в пределах 150-350 °С, потребляемая мощность установки не превышает 70 кВт.

Среди многообразия технических средств для подъема жидкости с забоя скважины, разработанных специалистами института совместно с сотрудниками других дочерних компаний

ОАО «НК «Роснефть», выделяется целая серия глубинных насосов, позволяющих подавать на земную поверхность как жидкости обычной вязкости, не содержащие большого количества механических примесей и парафинов, так и парафинистые и высоковязкие жидкости. Отдельного описания заслуживает специальный глубинный насос для подъема высоковязких нефтей НГТЛ-1 (рис. 5). Насос предназначен для эксплуатации скважин, добывающих высоковязкую продукцию и осложненных пескопроявлением и влиянием нефтяного газа. Он позволяет добывать нефть вязкостью 500 мПа·с, содержащую до 3 % механических примесей с газовым фактором не более 100 м³/м³. Насос может работать в условиях повышенных температур. Длина хода плунжера может изменяться от 0,45 до 2,1 м. Рекомендуемое число качаний – от 5 до 10. В зависимости от комбинации указанных параметров изменяется подача насоса.

Насос НГТЛ-1 состоит из короткого цилиндра, выполненного в виде уплотняющего устройства, удлиненного плунжера с нагнетательным клапаном 3, узлом приемного клапана с увеличенным проходным сечением 4, жестко закрепленного на патрубке-удлинителе 2. В цилиндре из эластичных элементов набраны два пакета, разделенные между собой разделительной камерой с отверстиями 1 для слива нефти при текущем ремонте. На приеме насоса монтируется газопесочный якорь. Новое конструктивное исполнение цилиндра насоса и

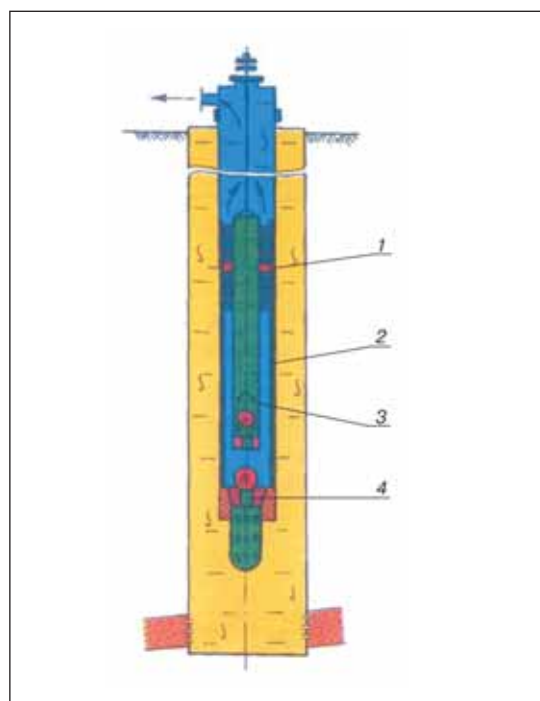


Рис. 5. Специальный глубинный насос НГТЛ-1

приемного клапана позволило в 10 раз уменьшить объем «бесполезного» пространства в насосе. В конструкции нет трущихся деталей «металл по металлу», что позволяет сохранить плунжер насоса от истирания.

Кроме описанных изобретений, специалистами института созданы многосекционный газовый якорь, установки для подъема высоковязкой нефти УГВВ-1 и УГВВ-2, скважинный малогабаритный блок трубчатых электронагревателей и многое другое. Кроме того, в институте разработана принципиально новая технология подъема жидкости по затрубному пространству, в соответствии с которой при движении штанг в маловязкой жидкости исключается влияние вязкостного трения на работу штанг и значительно сокращается влияние гидравлического сопротивления на работу насосной установки. Технология подъема высоковязкой нефти по затрубному (или кольцевому) пространству предусматривает изоляцию колонны штанг от вязкой нефти путем применения непроходного плунжера и маловязкой жидкости в насосных трубах. Данная технология позволяет увеличить производительность скважины, надежность всей установки, а также межремонтный период работы и срок службы оборудования. Возможны два варианта схемы: однорядная (с использованием пакера) и двухрядная (с применением дополнительной колонны НКТ). В первом случае подъем нефти осуществляется по затрубному пространству, во втором – по кольцевому пространству между двумя НКТ различного диаметра.

Заключение

В статье описаны лишь наиболее значимые технологии и агрегаты из множества созданных сотрудниками института самостоятельно и в

сотрудничестве со специалистами и организациями широкого профиля. Сегодня в ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» трудятся молодые и энергичные специалисты, которым не безразличны такие глобальные проблемы нефтяной отрасли, как ухудшение сырьевой базы с преобладанием в ее структуре тяжелых нефтей и битумов. Творческий и интеллектуальный потенциал молодого поколения нефтяников в совокупности с опытом и колоссальными знаниями грандов нефтяной научной мысли должны быть максимально эффективно объединены для решения указанных задач. С этой целью планируется возобновить научно-исследовательскую деятельность института в области создания современных технологий и технических средств для добычи трудноизвлекаемых запасов, отвечающих стандартам не только российской, но и мировой нефтедобычи XXI века.

Список литературы

1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – 343 с.
2. А.с. № 1156424 СССР, МКИ 6 E21 В 43/24 . Способ разработки нефтяной залежи, сложенной разнопроницаемым коллектором/А.А. Боксерман, В.А. Иванов, Э.А. Гарушев//Открытия. Изобретения. – 1985. – N 01.
3. А.с. № 1266271 РФ, МКИ 6 E21 В 43/24 . Способ разработки залежи высоковязкой нефти/В.И. Кудинов, В.С. Колбиков, Н.В. Зубов и др.//Открытия. Изобретения. – 1995. – N 12.

Повышение приемистости нагнетательных скважин Тарасовского месторождения при помощи шурфов, оборудованных электроцентробежными насосами

И.М. Альхамов
(ООО «РН-Пурнефтегаз»)

Введение

Тарасовское нефтяное месторождение, разрабатываемое ООО «РН-Пурнефтегаз», эксплуатируется с применением поддержания пластового давления (ППД) путем закачки в пласт рабочего агента, представляющего собой подтоварную и пресную воды.

Для выполнения проектных показателей по добыче нефти одной из первостепенных задач является обеспечение проектных объемов закачки с целью достижения запланированной компенсации отборов закачкой, равномерно распределенной по всей площади.

Система ППД Тарасовского месторождения

Система ППД Тарасовского месторождения, выполненная в соответствии с проектом, разработанным Гипротюменнефтегазом, аналогична системам многих месторождений Западной Сибири и включает следующие элементы: водозабор, насосную подтоварной воды, систему низко- и высоконапорных водоводов и кустовые насосные станции (КНС) с насосными агрегатами ЦНС-180-1900. Система высоконапорных водоводов, рассчитанная на рабочее давление 16 МПа, оборудована блочными гребенками (БГ), предназначенными для работы с этими же давлениями. Система ППД обеспечивала требуемые проектом объемы закачки рабочего агента (170-200 м³/сут) примерно в 80 % фонда нагнетательных скважин, в оставшиеся же скважины закачивалось до 30 м³/сут воды при работе высоконапорной части системы с максимально возможными давлениями. Таким образом, система ППД не обеспечивала равномерного

охвата и компенсации отборов закачкой по всей площади месторождения вследствие низкой приемистости части фонда нагнетательных скважин из-за сложного строения залежи.

Физико-химическое воздействие на призабойные зоны пластов низкоприемистых скважин, проводимое с целью повышения их приемистости, не решает данную проблему из-за непродолжительности эффекта. Увеличение объемов закачки рабочего агента в такие скважины за счет повышения давления нагнетания на КНС было невозможно без реконструкции высоконапорной части системы ППД, работающей на предельных давлениях. Реконструкция системы подразумевала замену высоконапорных водоводов и БГ на новые, рассчитанные на более высокие (18-22 МПа) давления, что потребовало бы больших капитальных вложений. Кроме того, увеличение объемов закачки по низкоприемистому фонду за счет повышения давления во всей системе неизбежно привело бы к необходимости ограничения приемистости остальных нагнетательных скважин путем штуцирования, что повлекло бы за собой непроизводительное потребление электроэнергии и рост себестоимости как закачки рабочего агента, так и добычи нефти в целом.

Повышение приемистости нагнетательных скважин

С целью достижения проектных показателей компенсации отборов закачкой на Тарасовском месторождении в 2002-2003 гг. была увеличена закачка за счет локального повышения давления с помощью шурфов, оборудованных установками

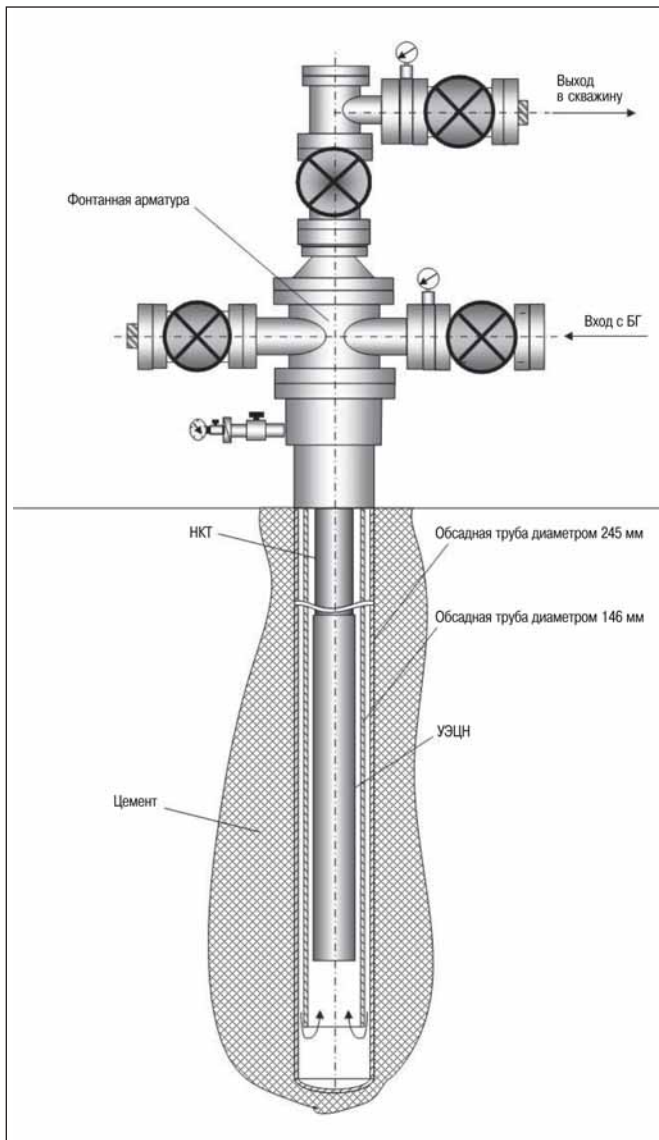


Рис. 1. Схема конструкции шурфа

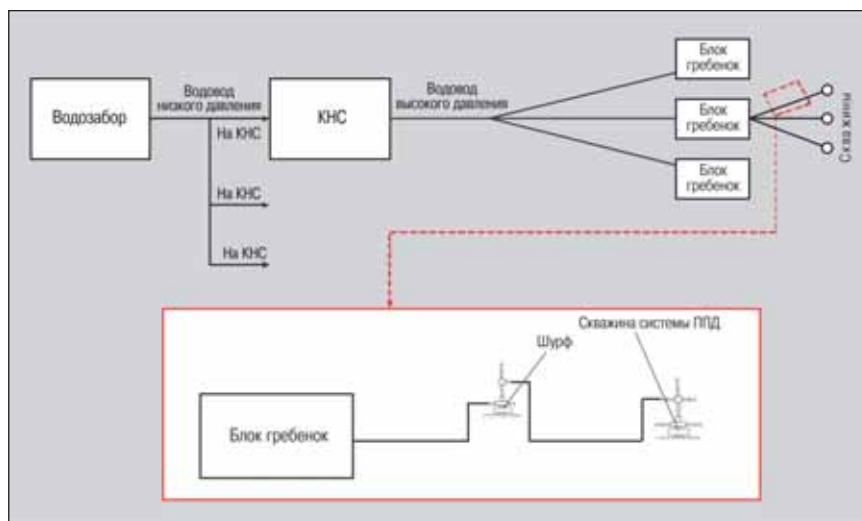


Рис. 2. Принципиальная схема обвязки шурфа

электроцентробежных насосов УЭЦН-200-550, применяемыми при добыче нефти, укомплектованными погружными электродвигателями (ПЭД) мощностью 32 кВт. Производительность УЭЦН может подбираться для каждой конкретной скважины. При использовании одного шурфа для увеличения закачки в две и более нагнетательные скважины используются УЭЦН большей производительности. Локальное повышение давления нагнетания и соответственно приемистости нагнетательных скважин обеспечивается суммированием давления жидкости нагнетания, поступающей на куст (прием УЭЦН, расположенной в шурфе) и напора, развиваемого самим насосом.

Для устройства шурфа на кустовой площадке в непосредственной близости от БГ бурится колодец глубиной 35-40 м, который обсаживается заглушенной снизу колонной диаметром 245 мм. В эту колонну на несколько меньшую (примерно на 5 м) глубину спущена технологическая колонна диаметром 146 мм, предназначенная для создания восходящего потока агента закачки, необходимого для охлаждения ПЭД УЭЦН, и уже в эту колонну спускается электроцентробежный насос. Устье шурфа оборудовано специальной устьевой арматурой. Конструкция шурфа показана на рис. 1. Вход и выход шурфа врезаются в разрыв выкидной линии с БГ той низкоприемистой нагнетательной скважины, в которой требуется увеличить закачку. Схема обвязки шурфа приведена на рис. 2. Возможно также увеличение закачки с применением блочных установок, производимых в настоящее

время заводами, выпускающими электроцентробежные насосы. Однако из-за того, что стоимость шурфакратно ниже стоимости таких установок, использование последних экономически нецелесообразно.

Заключение

Всего за 2002-2003 гг. на Тарасовском месторождении внедрено 52 шурфа, что позволило увеличить закачку на 7000 м³/сут и в течение пяти лет (2003-2007 гг.) получить дополнительную добычу 294 тыс. т нефти; удельное потребление электроэнергии на закачку осталось на прежнем уровне.

Среда гидродинамического моделирования AssistAdapt

Д.М. Оленчиков
(ЗАО «ИННЦ»)

Введение

При решении задач разработки месторождений важную роль играет гидродинамическое моделирование [1-3]. Строить и адаптировать гидродинамические модели с использованием только программ для выполнения расчетов неудобно. Поэтому для создания моделей обычно используются специальные среды (автоматизированные рабочие места) гидродинамического моделирования, которые позволяют обеспечить:

- удобный доступ к промысловым и расчетным данным;
- контроль качества входной информации;
- возможность внесения изменений в гидродинамические модели с целью их адаптации к истории разработки;
- запуск расчетов;
- анализ качества адаптации моделей;
- автоматизацию адаптации гидродинамических моделей;
- построение различных отчетов и карт.

Цель данной статьи - представить на обсуждение некоторые идеи, реализованные в разработанной автором программе AssistAdapt.

Сдвиг траекторий скважин

При определении траектории скважин по результатам инклинометрии неизбежны некоторые погрешности. Например, погрешность измерения угла отклонения от вертикали составляет порядка 1°. При этом для вертикальных скважин глубиной 2000 м погрешность определения положения забоя по латерали иногда достигает 35 м. Это может стать основанием для перемещения скважины в соседнюю ячейку гидродинамической сетки.

Для горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов с длиной горизонтального участка 300 м погрешность по вертикали может достигать 5 м. При этом сдвиг траектории скважины в модели всего на 1-2 м существенно влияет на расчетную динамику обводнения скважины. Таким образом, сдвиг траекторий скважин в пределах погрешности инклинометрии может стать одним из инструментов адаптации моделей.

Обычно сдвиг траекторий скважин выполняется на стадии построения геологической модели. Однако при этом возникают следующие трудности.

- Изменение траектории скважины в геологической модели приводит к необходимости перераспределения свойств и повторного выполнения ремасштабирования (upscaling). На этапе проверки различных вариантов положения скважины с помощью гидродинамической модели затраты времени часто являются неоправданными.

- Некоторые скважины, присутствующие в гидродинамической модели, могут отсутствовать в геологической модели. Такая ситуация возникает, например, при отсутствии достоверной интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС) по боковым стволам.

Следовательно, удобнее сначала оценить в гидродинамической модели различные варианты положения скважин, а затем перенести эти изменения в геологическую модель (возможно, с последующей доадаптацией гидродинамической модели).

Модификация «кубов» свойств

При адаптации моделей иногда приходится модифицировать фильтрационно-емкостные свойства. Обычно модифицируется проницаемость,

гораздо реже - песчанистость или пористость. Традиционно для изменения свойств используются либо параллелепипеды (боксы), либо различные специальные инструменты, позволяющие изменить значение свойства в указанной области и сгладить результат около ее границы.

В программе AssistAdapt значения свойств задаются не во всех ячейках области моделирования, а только в нескольких «ключевых» (обычно связанных со скважинами). Имеется возможность импортировать из начальной гидродинамической модели значения свойств в ячейках, соответствующих скважинам. При необходимости управления основными фильтрационными потоками возможно добавление дополнительных «ключевых» ячеек. В процессе адаптации значения свойств в указанных ячейках могут легко модифицироваться. Затем они интерполируются на всю область моделирования.

Эта процедура похожа на распределение свойств при построении геологической модели, однако она не требует повторного выполнения ремасштабирования. Кроме того, некоторые из «ключевых» ячеек могут не принадлежать скважинам. Целесообразно после адаптации отразить полученные значения свойств в геологической модели.

Для этого имеются следующие основания.

- Уверенность в том, что гидродинамическая модель содержит реальную информацию о свойствах во всех ячейках, является иллюзией, поскольку гидродинамическая модель строится на основе геологической, а при построении последней значения свойств известны только для скважин.

- При адаптации моделей почти всегда требуется изменять свойства не в произвольном месте, а именно в окрестности скважин, например, изменять проницаемость с целью адаптации продуктивности.

- Модификация свойств обычно выполняется с целью адаптации динамики различных параметров для конкретной скважины. Поэтому удобно, когда свойства ячеек связаны с конкретной скважиной.

Как показал опыт работы с программой, предлагаемый подход значительно удобнее традиционных способов модификации свойств.

Автоматизация адаптации

Недостатком традиционных методов автоматизации адаптации моделей, основанных на градиентных методах оптимизации или стохастических оценках, является игнорирование знаний о предметной области, например, для увеличения продуктивности скважины необходимо увеличить проницаемость.

Идея подхода к автоматизации адаптации моделей, реализованная в программе AssistAdapt, заключается в том, чтобы, во-первых, применять в типовых ситуациях опыт инженеров-гидродинамиков и знания о предметной области, а во-вторых, использовать возможность пошагового расчета. Например, решатель Eclipse с помощью команды READATA [4] позволяет запустить расчет в пошаговом режиме, когда после выполнения каждого расчетного шага расчет останавливается и ожидает фрагмент Schedule-секции, описывающий следующий шаг. Такой режим расчета дает возможность модифицировать некоторые параметры модели не после завершения многочасового расчета, а после каждого расчетного шага, что значительно сокращает число расчетов, необходимых для адаптации.

В текущей версии программы реализована возможность адаптации моделей по обводненности и забойным давлениям путем изменения скин-фактора или эквивалентного ему connection-фактора по отдельным соединениям (ячейкам) скважин. Основанием для данного подхода служит то, что состояние призабойной зоны скважины постоянно изменяется как по естественным причинам, так и в результате различных геолого-технических мероприятий.

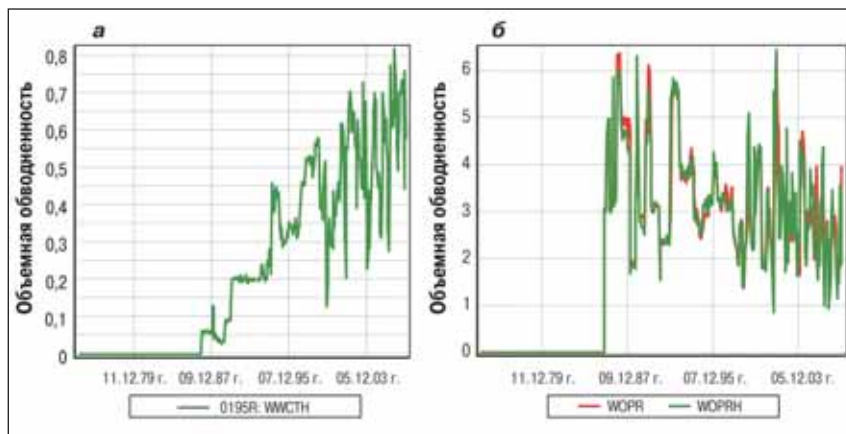
Естественно, нельзя бездумно применять рассмотренный способ адаптации. Рекомендуется разрешать изменение скин-факторов лишь для моментов времени, соответствующих перфорациям или обработкам призабойной зоны.

В перспективе планируется расширить использование возможностей пошагового расчета. Однако самое главное, необходимо научиться управлять расчетом и обрабатывать полученные результаты так, чтобы после его завершения получить максимальную информацию о параметрах пласта. При этом применяемые способы адаптации должны соответствовать опыту инженеров-гидродинамиков и не противоречить физичности происходящих в пласте процессов.

Опыт применения автоматизации адаптации

С помощью программы AssistAdapt была выполнена адаптация модели верейского объекта Мишкинского месторождения. Трудности адаптации этой модели вызваны следующими факторами:

- объект разрабатывается с 1974 г.;
- текущая средняя обводненность около 80 %;
- модель содержит 633 скважины;
- вязкость нефти 16,6 мПа·с;



Динамика фактической обводненности (а) и результаты адаптации по дебиту нефти одной из скважин (б)

- во многих скважинах происходят заколонные перетоки;
- в скважинах проводятся многочисленные мероприятия: ремонтно-изоляционные работы, обработки призабойной зоны и др.

По многим скважинам наблюдается сложная динамика обводненности (см. рисунок, а). Она многократно изменяется скачками в довольно больших пределах. Соответственно это отражается на дебите нефти. Можно было бы предположить, что скачки обводненности вызваны погрешностями ее измерения. Однако подобная динамика обводненности характерна для многих скважин, кроме того, величины скачков значительно превышают погрешность измерений. Было сделано предположение, что на обводненность решающее влияние оказывает изменение режимов закачки, которые по истории разработки по многим скважинам довольно значительно изменялись. При вязкости нефти 16,6 мПа·с и наличии заколонных перетоков изменение давления в продуктивном пласте может значительно повлиять на обводненность.

Представляется нереальным в сжатые сроки на сетке со стороной ячейки 100 м детально моделировать динамику распределения давления в пласте для модели, содержащей более 600 скважин. Поэтому после предварительной адаптации модели было принято решение об использовании автоматизированного режима адаптации. С целью уменьшения влияния на модель случайных погрешностей измерений перед применением автоматизированного режима адаптации выполнялось сглаживание фактических данных. При этом удалось неплохо воспроизвести сложную динамику обводненности. На рисунке, б приведено сравнение расчетного и фактического дебитов нефти по данной скважине.

Погрешность адаптации по накопленной добыче нефти, %	Число скважин	Суммарная добыча нефти, %
1	241	43
2	297	54
5	360	65
10	420	76
20	491	90
30	533	96
50	565	99

Адаптация модели, содержащей 633 скважины, была выполнена за 2 мес. Результаты адаптации модели по накопленной добыче нефти представлены в таблице.

Выводы

1. Среда гидродинамического моделирования должна иметь возможность сдвига траекторий скважин в пределах погрешности инклинометрии как один из инструментов адаптации моделей.
2. Для модификации «кубов» свойств удобно применять процедуру, аналогичную распределению свойств при построении геологической модели.
3. Изменения, внесенные в гидродинамическую модель, необходимо отразить в геологической модели.
4. Для автоматизации адаптации гидродинамических моделей следует использовать:
 - методы, учитывающие знания о предметной области;
 - возможности пошагового расчета.

Список литературы

1. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Минтопэнерго РФ, 2000. – 120 с.
2. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2. Фильтрационные модели). – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 228 с.
3. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Приложение к приказу МПР России № 61 от 21.03.2007.
4. Schlumberger. ECLIPSE Technical description.



**ОАО «НК «Роснефть»,
ООО «РН - Краснодарнефтегаз»,
ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» и
журнал «Нефтяное хозяйство»
приглашают Вас принять участие в**

**IX научно-практической конференции
«Геология и разработка
месторождений с
трудноизвлекаемыми
запасами»**

15-17 сентября 2009 г.

поселок Небуг

Туапсинский район, Краснодарский край

**В рамках конференции предлагается
обсудить следующие темы:**

- Проектирование и мониторинг разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, геологическое и гидродинамическое моделирование залежей
- Современные методы ГИС и технологии их интерпретации
- Новые технологии бурения и вскрытия продуктивных пластов
- Разработка нефтегазовых объектов, в том числе низкопродуктивных, с применением многоствольных и горизонтальных скважин
- Разработка месторождений с карбонатными коллекторами
- Новые технологии разработки месторождений высоковязкой нефти
- Информационные технологии при разработке месторождений
- Современные методы повышения нефте- и газоотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и газа
- Эффективные технологии ремонтно-изоляционных работ
- Охрана окружающей среды при освоении месторождений

Тел.: +7 (495) 730-0717

Уважаемые читатели!

Объявляется конкурс на лучшую публикацию 2008 г. в Научно-техническом Вестнике ОАО "НК "Роснефть".

Как и в прошлом году, лучшие авторские коллективы будут премированы:

Первая премия – 150000 руб.

Вторая премия – 100000 руб.

Третья премия – 50000 руб.

Ваше мнение о том, какие статьи были наиболее интересными и полезными, вы можете сообщить до 15.02.09 г. в Секретариат (m_khlebnikova@rosneft.ru; Меридиан 65-55; тел.(495)229-47-28).

Итоги конкурса будут опубликованы в Выпуске № 1 (14) 2009 г.

Алфавитный перечень статей, опубликованных в Научно-техническом вестнике ОАО «НК «Роснефть» 2008 году

Вестник №1/2008 г.

Тема номера: Геологическое моделирование на базе комплексного исследования керна

Вестник № 2/2008 г.

Тема номера: Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений и ОАО «СвНИИ НП» - 50 лет

Вестник № 3/2008 г.

Тема номера: Молодые специалисты – интеллектуальный потенциал и главный резерв ОАО «НК «Роснефть»

Вестник № 4/2008 г.

Темы номера: Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

Экономика, управление, кадры

Богатырев С.В. Повышение эффективности деятельности предприятия путем оптимизации автотранспортного парка за счет сокращения разнообразия марок шасси.....	3-48
Бузмаков С.В. Комплексная экономическая модель разработки месторождения как средство повышения эффективности работы нефтедобывающего предприятия.....	3-57
Гусельникова И.С. Оценка эффективности использования пластиковых карт на АЗС	3-44
Пархачева А.В. Оптимизация процесса бизнес-планирования и составления управленческой отчетности.....	3-53

Геология и геофизика

Гончаров И.В., Обласов Н.В., Самойленко В.В., Фадеева С.В. Опыт геохимических исследований керна при решении вопросов поисков и добычи нефти.....	1-12
Губарева О.В., Полькин Р.В. Литолого-седиментационная модель Вахского месторождения – основа статической модели резервуара.....	2-6

Жуковская Е.А., Лопушняк Ю.М. Использование рентгеновской томографии при исследовании терригенных и карбонатных коллекторов	1-25
Красильникова Н.Б. Создание алгоритма оценки общей и эффективной пустотности древних карбонатных коллекторов	1-22
Кузнецов А.М., Ганичев Д.И., Юрьев Д.А. Развитие лабораторного комплекса в ОАО «НК «Роснефть»	1-6
Лисунова О.В., Левин Д.Н. Методика корреляционного спектрально-временного прогнозирования типов геологического разреза клиноформного комплекса Енисей-Хатангского прогиба	4-6
Парначев С.В., Гончаров И.В., Щемелинин Ю.А., Напряшкин А.А. Направления развития лабораторной базы исследований резервуара ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК»	1-8
Пономаренко З.Ф., Давыдова И.В., Конторович А.А. Реконструкция фациальных обстановок формирования коллекторов Большехетского нефтегазоносного района на основе изучения кернового материала и каротажных диаграмм	1-28
Чижишев А.Ю., Ковалева Н.П., Резниченко В.А., Шишкин Р.А. Проблема выделения низкоомных коллекторов сложного строения юрских отложений Каймысовского свода	1-17

Геология и разработка месторождений

Белых А.М. Управление фильтрационными потоками и его влияние на нефтеотдачу на примере Архангельского месторождения	3-11
Кемкин Е.В., Сурков А.В. Вовлечение в разработку и доразведка высокопродуктивных зон баженовской свиты Салымского месторождения	3-19
Султанова Э.Н., Баранов Т.С., Миткарев В.А. Фациальный анализ ачимовской толщи на примере покачевского клиноциклита	3-14
Черкас Е.О., Антоненко Д.А., Ставинский П.В. Определение рисков при бурении скважин и учет неопределенностей геологических моделей (на примере Ванкорского месторождения)	3-6

Бурение скважин

Шарафутдинова Р.З. Современные проблемы нестабильности ствола скважины при бурении в глинистых отложениях	4-13
---	------

Бурение, добыча и подготовка нефти и газа

Александров А.М., Щербинин А.И. Сокращение затрат на подготовку нефти путем рациональной загрузки технологического оборудования	3-22
Басов С.Г., Тимашев Э.О. Разработка алгоритмов автоматической оптимизации режимов работы скважин с низкими притоками	3-29
Тулбаев А.А. Текущий ремонт и промывки скважин без нарушения коллекторских свойств пласта	3-26

Разработка месторождений

Вакатов С.Н., Сапожников А.Е., Оленчиков Д.М. Повышение эффективности разработки месторождений системой горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов с учетом опыта их применения на Мишкинском месторождении Удмуртской Республики	4-24
Ефимов Д.В., Сергеев Е.И., Юрьев Д.А. Восстановление корректных PVT-свойств пластового флюида нефтегазоконденсатного месторождения с использованием физико-математического моделирования	1-35
Ефремов А.П., Буков О.В. Применение нейронных сетей для определения проницаемости пластов в новых скважинах Приобского месторождения	1-46
Иванова И.С., Кулешков И.В. Обоснование увеличения нефтеотдачи методом закачки нефтяного газа в палеозойские отложения нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири	2-11

Кулешков И.В., Данильченко О.Н., Колбикова В.В., Колбиков В.С. Обобщение опыта разработки нефтяных месторождений Чеченской Республики и научное обоснование перспективной их доработки.....	4-28
Миронычев В.Г. Вытеснение нефти из водонефтяных зон терригенных и карбонатных пластов месторождений Удмуртии.....	1-33
Попков В.И., Шакшин В.П., Зацепина С.В. Гидродинамическое структурное моделирование макроскопических процессов нефтеизвлечения и новые технологии.....	2-16
Рыбка А.В., Мельник З.В., Брюзгин П.В., Игумнов В.И. Многолетний опыт разработки крупного многопластового газоконденсатнонефтяного месторождения Монги острова Сахалин.....	1-50
Скрипкин А.Г., Щемелинин Ю.А., Пальчиков Е.И. Визуализация распределения пластовых жидкостей в пористом образце с помощью малоугловой томографии.....	1-42
Соловьева В.Н., Усольцев А.Г., Соловьев И.Б. Метод оценки применимости гидроразрыва на объектах эксплуатации на примере Ключевого месторождения.....	4-16
Ставинский П.В., Сурова Н.Д., Яценко В.М. Новые данные о проницаемости нижнехетских коллекторов Ванкорского месторождения.....	4-19
Суханова О.Н., Федоров Б.А., Сидоренко Н.Ю. Роль капиллярных явлений в распределении залежей на Двуреченском месторождении.....	1-39

Добыча нефти и газа

Альхамов И.М. Повышение приемистости нагнетательных скважин Тарасовского месторождения при помощи шурфов, оборудованных электроцентробежными насосами.....	4-46
Гарушев А.Р., Гарушев Э.А., Кайгородов С.В., Коновалов А.Е. Тепловые методы добычи высоковязкой нефти в России.....	4-42
Згоба И.М., Кунафин Р.Н. Концептуальные основы Системы мониторинга добычи.....	2-20
Насыров А.М., Каменщиков Ф.А. Особенности эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений с высоковязкой нефтью.....	2-27
Никишов В.И., Маркин А.И., Габдулов Р.Р., Сливка П.И. Совершенствование технологии одновременно-раздельной закачки для многопластовых месторождений.....	4-36
Шигабеев М.Р., Шамсутдинов Р.Р., Кобзеев В.Е. Улучшение качества мониторинга добычи нефти и газа путем внедрения системы широкополосной беспроводной передачи данных.....	2-24

Нефтепромысловое оборудование

Доняев Т.В. Система визуального контроля для оценки состояния эксплуатационных колонн.....	3-86
Мустафина А.К. Повышение эффективности утилизации нефтесодержащих отходов.....	3-84

Нефтепереработка и нефтепродуктообеспечение

Иванов С.А. Реконструкция контакторного блока установки сернокислотного алкилирования 24/36 с внедрением струйного адиабатического реактора.....	3-35
Малолетков А.С. Оптимизация потоков газосырьевой смеси блока риформирования установки каталитического риформинга ЛГ 35/11-300.....	3-39
Якимец С.С. Применение логистики в управлении автотранспортом ОАО «НК «Роснефть»-Алтайнефтепродукт».....	3-32

Информационные технологии

Габдрахманова З.М., Подушкин С.В. Создание автоматизированной информационной системы мониторинга культурного наследия как составной части экологического мониторинга при разработке месторождений.....	2-38
Гильманов Р.Р., Стулов Л.Г. Специализированная система хранения данных в комплексе программ мониторинга разработки нефтяных и газовых месторождений.....	2-30

Дорожкин С.В., Левин А.В. Автоматизированная система контроля инертной среды азотодобывающей станции.....	3-64
Казаков А.М., Речкалов Я.А., Хабибуллин Ф.Р. Информационная система единого расчета логистики нефти и нефтепродуктов и планов производства последних	2-33
Капитонова В.А. Организация и внедрение современных IT-решений в службе главного маркшейдера	3-67
Когутяк А.Н. Автоматизация работы геолого-технологической службы ЦДНГ-15	3-62
Оленчиков Д.М. Среда гидродинамического моделирования AssistAdapt	4-48

Экологическая и промышленная безопасность

Зиначов А.А. Стабилизация работы водоподготовительной установки путем усовершенствования технологий фильтрации	3-71
Костин Д.М. Повышение эффективности организации и проведения поведенческого аудита безопасного выполнения работ за счет учета социально-психологической специфики и поведенческой культуры российского работника	3-75
Смирнова Л.А. Замена горелок на котлоагрегатах паросилового хозяйства.....	3-80

50 ЛЕТ ОАО «СВНИИНП»

Григорьев В.В., Суровская Г.В., Тыщенко В.А. Отечественные и зарубежные масла для погружного оборудования	2-49
Занозина И.И. Аналитика и аналитики на службе нефтепереработки	2-56
Кузнецов В.Г., Кадырова Н.А., Елашева О.М., Рудяк К.Б. Разработка расчетных методик на основе непрерывного мониторинга нефтяного сырья.....	2-58
Тыщенко В.А. Средневожскому научно-исследовательскому институту по нефтепереработке – 50 лет	2-43
Тыщенко В.А., Шейкина Н.А., Шабалина Т.Н., Крахмалев С.В. Химмотологический подход и его роль в создании маловязких масел на базовых компонентах производства ОАО «НК «Роснефть»	2-52

Информация

Подведены итоги конкурса на лучшую публикацию в Научно-техническом вестнике ОАО «НК «Роснефть» за 2007 год	1-55
Геологическое моделирование на базе комплексного исследования керна – основа проектирования эффективной разработки месторождений нефти и газа	1-3
Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений	2-3
Молодые специалисты – интеллектуальный потенциал и главный резерв «Роснефти»!.....	3-2
Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами	4-3

БИБЛИОТЕКА НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА ОАО «НК «Роснефть»

Уолш М., Лейк Л. Первичные методы разработки месторождений углеводородов

Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008 г. - 672 стр.

Книга М. Уолша и Л. Лейка служит прекрасным введением в современную теорию первичных методов разработки месторождений. Книга содержит новые идеи и результаты, обширную библиографию и справочные материалы. В основных разделах систематически рассмотрены свойства пород и флюидов, виды пластовой энергии и пластовые режимы, лабораторные PVT-методы и процедуры сепарации, методы материального баланса, режимы течения флюидов, приток воды в пласт, продуктивность скважин, и кривые истощения пласта. Благодаря унифицированному подходу изложение охватывает все основные типы пластовых флюидов.

Важными достоинствами книги являются простота и полнота изложения, а также наличие большого числа примеров и упражнений, позволяющих более глубоко понять изложенный материал. Это издание будет полезно практикующим инженерам и будет незаменимо в учебном процессе для подготовки специалистов по нефтегазовому делу.



ВЫШЛИ В СВЕТ

Л.П. Дейк. Практический инжиниринг резервуаров

Л. Косентино. Системные подходы к изучению пластов.

М. Экономидес, Р. Олини, П. Валько. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике

Дж. П.Брилль, Х.Мукерджи. Многофазный поток в скважинах

Р. Эрлагер мл. Гидродинамические методы исследования скважин

ГОТОВЯТСЯ К ПЕЧАТИ

Геология для нефтяников. Под ред. Н.А. Малышева, А.М. Никишина

Б. Бижу-Дуваль. Седиментационная геология

Т. Эртекин, Дж. Абу-Кассем, Г. Кинг. Основы прикладного моделирования пластов

Дж. Фанчи. Моделирование фильтрационных потоков в пластах

О. Дюбрул. Геостатистика в нефтегазовой геологии

П. Роуз. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами

ИНТЕРЕСУЮЩИЕ ВАС КНИГИ МОЖНО ПРИОБРЕСТИ:

через Интернет-магазин:

<http://shop.rcd.ru>

А также:

ИМАШ РАН (Москва, ул. Бардина, д. 4, корп. 3, к. 414. тел.: (495) 135-54-37)

Книжные киоски фирмы «Аргумент»

МГУ им. М.В. Ломоносова (Главное здание, 1 этаж; Физический ф-т, 1 этаж;

Гуманитарный ф-т, 0 и 1 этажи; Биологический ф-т, 1 этаж)

«Санкт-Петербургский дом книги» (Санкт-Петербург, Невский проспект, 28)

Издательство СПбГУ, Магазин №1 (Санкт-Петербург, Университетская набережная, 7/9)

УдГУ (Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 4, 2 эт., к. 211. тел.: (3412) 500-295)