

научно технический журнал
Георесурсы

1(33) 2010



- Казанский государственный университет
- Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – А.В. Христофоров
e-mail: NKhristo@ksu.ru

Фундаментальные науки: Н.Н. Непримеров, М. Бергеманн (Германия), Э.И. Богуславский, В.Я. Волков, Н. Ванденберг (Бельгия), А.А. Иванов, Д.К. Нургалиев, М.Х. Салахов, К. Сейферт (США), Л.М. Ситдикова, В.З. Слепак (США), Г. Холл (Великобритания), М.Д. Хуторской

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Т.М. Акчурин, Е.Б. Грунис, Н.С. Гагиятуллин, Н.П. Запывалов, А.Б. Золотухин, И.А. Ларочкина, Ф.М. Хайретдинов, Р.С. Хисамов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, А.С. Борисов, О.В. Бодров, С.А. Горбунов, В.Г. Изотов, Г.А. Кринари, Р.Х. Масагутов, И.Н. Плотникова, Р.К. Садыков, В.В. Самарцев, В.М. Смелков, В.А. Трофимов, Ф.Ф. Шагидуллин

Группа маркетинга и дизайна:

Заместители главного редактора:
А.В. Николаев, e-mail: Navan@inbox.ru
Д.А. Христофорова, e-mail: Daria.Khr@mail.ru
Технический редактор: В.Н. Малинина.
Верстка, дизайн: Д.А. Христофорова,
И.С. Абросимова. Дизайн обложек: А.А. Люкшин.

Адрес редакции:

Казанский государственный университет
Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Россия: Тел\факс: +7 8432 924454
Великобритания: Voice\Fax:+44 7092 195840 (UK)
США: Voice\Fax:+1 435 304 9361 (USA)
www.georesources.ksu.ru e-mail: georesources@ksu.ru

Издательство Казанского университета
Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Тел\факс +7 8432 924454
Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832
выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи,
информационных технологий и массовых коммуникаций
Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
Индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639
Журнал распространяется через ООО «Информнаука».
Электронная версия журнала содержится на сайте:
«eLIBRARY.RU: Российская научная периодика в
онлайн».

Подписано в печать 15.03.2010. Цена договорная
Отпечатано в ООО «КартИ». Тираж 1000
420095, Россия, г. Казань, ул. Восстания, 100
Тел\факс: +7 843 5121291, e-mail: karti@inbox.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал
«ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

Статьи

- В.В. Владимиров, М.А. Медведев, И.Ф. Талипов*
Современные принципы процесса адаптации молодых работников на предприятиях топливно-энергетического комплекса 2
- М.А. Азаматов, А.Ш. Азаматов*
Определение характеристик двухфазного потока пузырьковой структуры 4
- И.А. Петров, М.А. Азаматов, П.М. Дрофа*
Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи 7
- М.М. Галиуллин, М.А. Азаматов, В.А. Вдовин*
Современные методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами 11
- А.Ш. Биглов, И.Ф. Талипов, Н.М. Эльсункаев*
Опыт использования скважин с горизонтальным окончанием для поддержания энергетического состояния пласта 18
- И.А. Панарин*
Литологические особенности верхне- и среднеюрских пластов-коллекторов тазовского вала 20
- В.Ю. Бахурский, Р.Н. Васильев, И.Ф. Талипов*
Особенности разработки месторождений с трещино-поровыми коллекторами 23
- А.С. Шишлов, Р.Х. Усманов, М.А. Азаматов, Н.В. Кудлаёва*
Применение современных методов выравнивания профиля приемистости и притока на основе закачки полимерных систем 27
- А.В. Ахметов, В.С. Рукавишников, И.Ф. Талипов*
Перспективность разработки юрских залежей месторождений Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ» 31
- Н.В. Кудлаёва, Р.Х. Усманов, И.Ф. Талипов*
Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пласта 33
- А.В. Ахметов, И.Ф. Талипов, М.А. Азаматов*
Автоматизация производственных процессов разработки месторождений 36
- М.А. Альмухаметов, А.А. Артамонов, М.А. Виноходов*
Новый подход к планированию геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях 39
- И.Ф. Мухтаруллин, Р.З. Ябиров, В.В. Владимиров*
Прогноз уровней добычи и оценка эффективности геолого-технических мероприятий на основе аналитических методов 42
- И.А. Салихов*
Проект Web-телемеханики как способ решения вопросов оперативного мониторинга добычи на крупных нефтедобывающих предприятиях 44
- Р.М. Ибрагимов, М.А. Альмухаметов, И.И. Шакирьянов*
Анализ изменения текущей компенсации на процесс разработки нефтяной залежи Сугмутского месторождения 46

СОВРЕМЕННЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОЦЕССА АДАПТАЦИИ МОЛОДЫХ РАБОТНИКОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

В работе освещен процесс адаптации молодых специалистов, являющийся приоритетным направлением социальной политики предприятия, так как от эффективности проведения данного процесса зависит подготовка молодого специалиста, способного решать производственные задачи.

Ключевые слова: молодые специалисты, социальная политика, профессиональная адаптация, человеческие ресурсы.

Инновационное развитие предприятий и усложнение широкого спектра применяемых на производстве технологий предъявляет все более высокие требования к уровню подготовки специалистов в образовательных учреждениях для всех областей производственной и социальной сфер. Несмотря на постоянное совершенствование процесса обучения студентов в учебных заведениях только комплексное практическое изучение современных технологий, применяемых на практике позволяет добиться полноценного развития человеческих ресурсов в компании. В учебных заведениях необходимо давать фундаментальные основы знаний и развивать гибкость ума путем ознакомления с инновационными технологиями, внедренными на производстве и находящимися на стадии разработки.

В годы существования системы государственного распределения выпускников не возникали проблемы, связанные с трудоустройством, актуальные в настоящее время. Студенты были уверены в своем будущем и могли планировать карьеру на несколько лет вперед.

Современные молодые специалисты, выходящие на рынок труда после получения диплома, неизбежно сталкиваются с различными сложностями, вызванными несоответствием уровня подготовки специалистов в учебных заведениях и требований, предъявляемых организацией к знаниям и навыкам выпускников.

Для решения данной проблемы управление человеческими ресурсами в организации приобретает глобальный характер. Расширяются функции кадровых служб. Процедуры приема и увольнения работников становятся второстепенной задачей, а на первый план выходят процедуры индивидуальной психологической работы с коллективом, развитие профессиональных и личностных качеств специалистов, планирование профессиональной карьеры, формирование кадрового состава, обеспечивающего оперативное замещение ключевых позиций в организации, работа по привлечению и профессиональному становлению молодых специалистов. Происходит трансформация принципов управления человеческими ресурсами с коллектива в целом на личность.

Социально-образовательная политика, выработанная и реализуемая в Филиале «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», позволяет начать

профессиональную адаптацию молодого специалиста еще в студенческие годы. Работа с ведущими учебными заведениями страны выстраивается с момента начала внедрения в научный процесс производственных дисциплин, а именно с третьего курса обучения студентов, путем организации и проведения полноценного комплекса всех видов практик. Основной целью проведения производственных практик является планомерная адаптация студентов к производственному процессу, так называемая профессиональная адаптация.

В научной организации труда профессиональная адаптация представляет собой такие отношения, при возникновении и развитии которых происходит вхождение новых работников в трудовой коллектив и установление с ним необходимых контактов, взаимодействия с целью успешной работы (Щекин, 1999).

С правовой точки зрения адаптация специалистов означает применение таких юридических мер после заключения трудового договора и вступления в трудовые отношения с нанимателем, которые способствуют скорейшему вхождению молодых специалистов в трудовой коллектив предприятия, быстрейшему освоению должностных обязанностей в соответствии с должностной инструкцией, готовность к принятию решений и действиям в общестандартных производственных ситуациях (Щекин, 1999).

Ежегодный прием на работу в Филиал практикантов способствует решению следующих принципиальных задач в рамках управления человеческими ресурсами:

1. Снижение адаптационного периода между учебой и работой на предприятии;
2. Снижение трудозатрат руководителя и сотрудников подразделения по адаптации молодого специалиста;
3. Повышение эффективности выполнения производственных задач;
4. Развитие корпоративного духа и позитивного отношения к Компании до поступления на работу;
5. Максимальное раскрытие творческого потенциала (Поршнева и др., 1999).

Для руководителя информация о том, как организован в его подразделении процесс адаптации, может многое сказать о степени развития коллектива, уровне его сплоченности и внутренней интеграции (Базарова, Еремина, 1998).

Четко выстроенный график проведения всех видов практик студентов позволяет планировать процесс адаптации, начиная с третьего курса обучения студента, и добиваться выполнения поставленных задач.

На третьем курсе обучения студенты, проходящие производственную практику, погружаются в процесс изучения всех видов политик реализуемых в Филиале, знакомятся с корпоративной культурой в организации, происходит предварительное изучение рабочих процессов получение первичные профессиональных навыков. Происходит понимание взаимодействия производственных структур внутри предприятия и зон ответственности.

При прохождении производственной практики на четвертом курсе обучения студенты получают возможность углубленного изучения производственного процесса. В тесном взаимодействии с руководителем практики от предприятия студенту предоставляется возможность поучаствовать в решении реальных производственных проблем и увидеть результаты принятия того или иного решения. Организация же получает возможность выявить творческий, научный потенциал и предрасположенность будущего молодого специалиста к одному из производственных направлений.

Преддипломная практика позволяет студенту не только подготовить актуальную дипломную работу, но и детально изучить проблемы производственного процесса, предложить пути их решения. При поступлении на работу у молодых специалистов есть возможность осуществить внедрение предложенных инноваций при соответствующем обосновании экономической рентабельности предлагаемых решений. В свою очередь организация получает подготовленного к работе на производстве молодого специалиста.

Работа с молодыми специалистами – одно из приоритетных направлений управления человеческими ресурсами Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Проводя процесс адаптации на стадии проведения практик организация получает молодого специалиста, способного решать производственные задачи и имеет возможность планировать его дальнейший карьерный рост.

Программа адаптации практикантов и молодых специалистов – это непрерывный процесс, в ходе которого постоянно проводится мониторинг степени участия молодого специалиста в деятельности организации. Осуществляется поиск перспективных работников, способных в ближайшем будущем занять ключевые позиции.

Реализация программы адаптации позволяет организации снизить время адаптации молодых специалистов, повысить производительность труда, организовать оперативный процесс замещения руководящих должностей и обеспечить рациональное использование потенциала.

Литература

Базарова Т.Ю., Еремина Б.Л. Управление персоналом. М. 1998. 237-242.

Поршнева А.Г., Румянцевой З.П., Саломатина Н.А., Кибанова Л.Я. Управление организацией. М. 1999. 428-445.

Щекин Г.В. Основы кадрового менеджмента. Киев: МАУП. 1999. 113-116.

V.V. Vladimirov, M.A. Medvedev, I.F. Talipov. *Modern principles of young specialists adaptation procedure at fuel and energy companies.*

The article describes process of young specialists adaptation procedure because of its first time priority in social policy. The efficiency of this process depends on providing young specialist trainings to increase the capability of practical tasks solving.

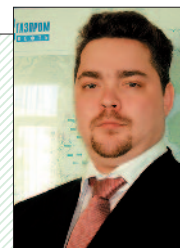
Keywords: young professionals, social policy, vocational adaptation, human resources.

Владимиров

Владимир Владимирович

Ген. директор филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: геология и разработка нефтяных и газовых месторождений, выработка социальной и образовательной политики предприятия, современные принципы управления человеческими ресурсами.

629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, д. 82/19. Тел.: +7(34938) 63317.



Медведев

Максим Александрович

Зам. начальника отдела развития и подготовки персонала филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: изучение принципов развития персонала по всем видам компетенций, выработка социальной и образовательной политики предприятия.

629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, д. 82/19. Тел.: +7(34938) 63324.



Талипов Ильшат Фаргатович

Начальник управления разработки нефтяных и газовых месторождений – зам. главного геолога филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: решение проблем разработки месторождений с трудно извлекаемыми запасами, разработка нового подхода к утилизации попутно добываемого газа, изучение социальной политики предприятия.

629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, д. 82/19. Тел.: +7(34938) 63322.



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА ПУЗЫРЬКОВОЙ СТРУКТУРЫ

В работе предложен, разработан и опробован метод измерения локального истинного свободного газосодержания газожидкостных потоков пузырьковой структуры, влияющего на параметры технологических процессов.

Ключевые слова: истинное свободное газосодержание, двухфазный трехкомпонентный поток, технологические жидкости.

Истинное объемное газосодержание двухфазного потока пузырьковой структуры – один из основных параметров, характеризующий газожидкостные потоки. Измерение истинного объемного газосодержания потоков достаточно сложная проблема.

Задача измерения газосодержания пузырьковой жидкости поставлена еще в работах (Meyer, Tamm, 1939; Caustensen, Foldy, 1947; Meyer, Skudzyk, 1953). В указанных работах, ставших уже классическими, изучалось распространение звуковых волн в пузырьковых жидкостях, обладающих ярко выраженным резонансным характером затухания. Было установлено, что в пузырьковых жидкостях скорость звука может уменьшаться до 100 м/с. Это обусловило целое направление исследований динамики волн малой амплитуды в пузырьковых жидкостях. К настоящему времени создано множество методик, основанных на акустике пузырьковых смесей. Но на практике до сих пор не используется достаточно удобный прибор.

Для измерения истинного объемного газосодержания потока пузырьковой жидкости нами были проведены исследования по возможности использования особенностей динамики волн малой, но конечной амплитуды давления. Из ранее выполненных работ можно отметить работу П.И. Семенова и С.И. Костерина (Семенов, Костерин, 1964). В ней авторы пытались выяснить, в частности, зависимость скорости распространения волны давления от газа и паросодержания двухфазного потока. Но использованная аппаратура (мембранные датчики, шлейфовые осциллографы) не позволила зафиксировать тонкую структуру волн и провести достаточно глубокий анализ экспериментов. Последующие многочисленные эксперименты, проведенные на установках типа «ударная труба», показали, что ударные волны умеренной и малой амплитуды позволяют проводить надежную диагностику газожидкостной смеси в барботажной колонне камеры низкого давления (Накоряков, Покусаев, Шрейбер, 1983). Ситуация усложняется при проведении измерений на двухфазных потоках, более характерных для технологических ситуаций. В работе (Ripken, Killen, 1962) изучалась концентрация свободного газа в потоке воздуховодяной смеси пузырьковой структуры, заполняющей кавитационную трубу замкнутого типа. Измерения показали, что при неизменном объеме количества воздуха в потоке его объемное газосодержание, тем не менее, может изменяться в сотни раз.

Изучение возможностей применения волновых методов для диагностики газожидкостных потоков волнами

малой, но конечной амплитуды позволило выделить несколько различных способов (Мирзаджанзаде, Нигматулин, Азаматов, 1983; 1985). В работе (Азаматов, 1990.) систематизированы имеющиеся данные по диагностике потока пузырьковой жидкости ударно-волновым методом. Аналогичным способом позднее осуществлена диагностика газожидкостной смеси пенной структуры (Оренбах, Шушков, 1991). Позднее был получен патент на способ измерения истинного объемного газосодержания двухфазного потока (Нигматулин и др. 1994).

Как известно, пузырьковая жидкость при небольшом объемном газосодержании характеризуется высокой средней плотностью. Кроме того такой смеси свойственна высокая сжимаемость. Учет основных свойств пузырьковой смеси жидкости и газа позволяет математически описать характерные особенности и получить основные соотношения для их диагностики (Нигматулин, 1987).

Измерение газосодержания пузырьковой жидкости основывается на величине равновесной скорости звука в смеси. С учетом сжимаемости жидкости имеем:

$$C_e = \left(\frac{\alpha_{10} \alpha_{20} P_0}{\chi P_0} + \frac{\alpha_{10}}{C_1^2} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (1)$$

где P_0 – начальное давление смеси, α_{10} – начальное объем-

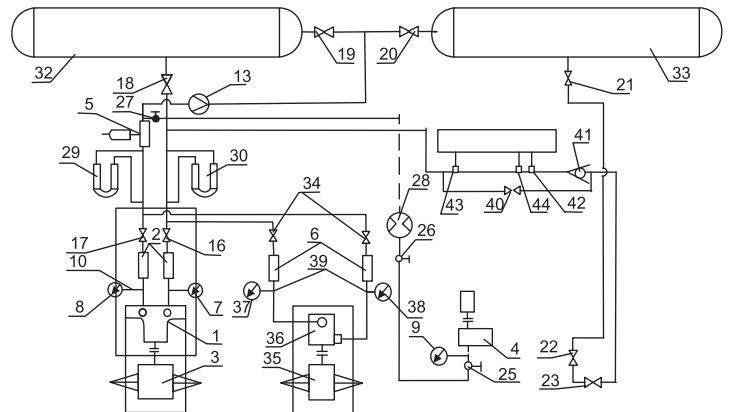


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема замкнутого гидродинамического контура. 1 – насос НК 65/35, 2 – прозрачная вставка, 3 – мотор-весы, 4 – компрессор, 5 – диспергатор, 6 – прозрачная вставка, 7, 8, 9, 37, 38 – манометры, 10-11 – термометры, 12, 13 – замерные устройства, 14-24, 34, 40 – задвижки, 25-27 – вентили, 28 – ротаметр, 29-30 – дифманометры, 25-27 – вентили, 28 – ротаметр, 29-30 – дифманометры, 32, 33 – емкости, 36 – насос ЦНС-38-220, 39 – термометр, 41 – быстродействующий клапан, 42 – запускной датчик, 43, 44 – измерительные датчики.

ное содержание жидкости, α_{20} – начальное объемное газосодержание смеси, ρ_1^0 – начальная плотность жидкости, C_1 – скорость звука в жидкости, χ – показатель политропы газа.

Для упрощенных оценок применимо соотношение Мэллока при $a \cong 1\%$:

$$C_0 = \left(\frac{\gamma P_0}{\rho_1^0 \alpha_{20}} \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (2)$$

где γ – показатель адиабаты газа.

Учет сжимаемости жидкости при описании динамики волн конечной амплитуды P_e распространяющихся со скоростью D_0 позволяет получить соотношение:

$$\alpha_{20} = \frac{P_e - P_0 \left(\frac{1}{D_0^2} - \frac{1}{C_1^2} \right)}{1 - \left(\frac{P_0}{P_e} \right)^{\frac{1}{\chi}}}. \quad (3)$$

Анализ соотношения (2) показывает, что относительная погрешность измерения составляет 0,2, а по соотношению (3) достигает 0,3. Из-за громоздкости выражений (1) – (2) погрешности представляются достаточно большими, хотя измерения давлений и скоростей ведутся относительно простыми методами.

В ходе работы были проведены эксперименты, позволившие разработать методику измерения мгновенного объемного газосодержания двухфазного потока пузырьковой структуры ударно-волновым способом. Эксперименты проводились на стенде общей длиной 40 м с гидродинамическим двухфазным контуром, замкнутым через емкость. Для диагностики потока использовались волновые возмущения давления, создаваемые за счет перекрытия потока быстродействующим механическим клапаном типа ПОУН-1. Измерения проводились на нисходящем участке контура длиной 2 м. Измерительный участок (Рис. 1) выполнен из трубы диаметром 100 мм, толщина стенок которой составляет 10 мм.

Жидкость по контуру перекачивалась центробежным насосом ЦНС-38-220 через герметичные емкости. Тарировка осуществлялась с помощью расходомера «Норд-100». Для визуальных наблюдений за потоком были установлены прозрачные вставки. Воздух в контур подавался компрессором типа К-75 через диспергатор. Расход воздуха контролировался ротаметром типа РС-28 или расходомером-редуктором типа МТП-280Р.

На измерительном участке (Рис. 2) вниз по потоку от клапана на расстоянии 0,8 м установлен запускающий датчик. Ниже по потоку от него на расстоянии 0,1 м расположен первый измерительный датчик, еще ниже на расстоянии 0,25 м – второй датчик.

Все датчики – тип ЛХ-610 – импульсные, пьезокерамические. Электрические сигналы с них через согласующие истоковые повторители подаются на цифровой осциллограф.

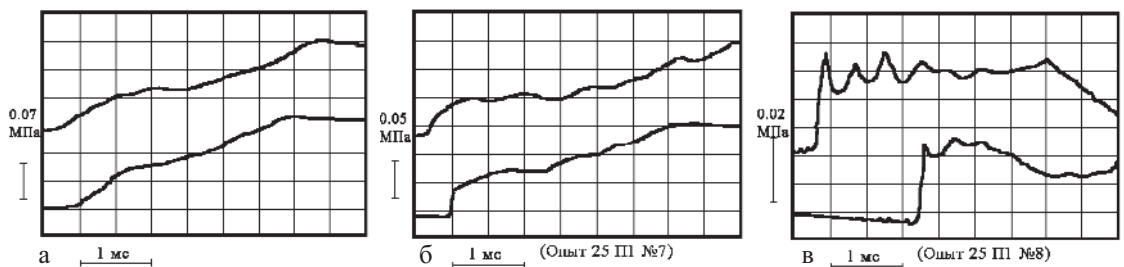


Рис. 3.



Рис. 2. Блок-схема измерительного участка с системой регистрации. 1 – нисходящий участок двухфазного контура; 2 – быстродействующий клапан; 3 – байпасная линия; 4 – задвижка; 5 – запускающий датчик; 6 – измерительный датчик; 7 – истоковые повторители; 8 – блок питания; 9 – цифровой осциллограф.

Система регистрации работала в ждущем режиме и приводилась в действие сигналом от запускающего датчика 5. Осциллограмма с экрана осциллографа фиксировалась и обрабатывалась. В ходе экспериментов газосодержание потока изменялось от минимальных значений, близких к нулю, до максимальных, ограниченных мощностью компрессора.

Эксперименты состояли из трех этапов: 1) проверка работоспособности системы измерения, ее тарировка на ударной трубе; 2) анализ сигналов, образованных в потоке безпузырьковой жидкости; 3) вычисление скорости волны и объемной концентрации воздуха в пузырьковой суспензии трансформаторного масла.

До и после проведения экспериментов система регистрации тарируется на специально созданной установке типа «ударная труба» (Азаматов, 1990) при начальных давлениях, равных рабочему давлению в двухфазном потоке. Ударная труба высокого давления предназначена для исследований динамики волн давления в многофазных средах. Установка изготовлена на основе трубы из нержавеющей стали внутренним диаметром 53 мм, внешним 69 мм. Общая высота установки составляет 6 м. Установка состоит из двух отсеков – камеры высокого давления (КВД) и камеры низкого давления (КНД), отделенных диафрагмой.

При проведении измерений выявилась характерная особенность динамики пузырькового потока. Пузырьки газа под действием перепада давления в потоке постоянно перераспределяются за счет разброса по размерам. Это явление отмечалось и в работе (Ripken, Killen, 196). Данное обстоятельство усложняет проведение и традиционных исследований динамики волновых возмущений в гидродинамических ударных трубах. А в двухфазных газожидкостных потоках пузырьковой структуры отмеченное перераспределение газосодержания не позволяет вообще выйти на «стационарные» условия опытов. Поэтому предлагается ввести термин «локально-временное истинное объемное газосодержание потока».

На рисунке 3 представлены осциллограммы, полученные при перекрытии двухфазного потока пузырьковой структуры. Начальное давление на измерительном участ-

ке для первого опыта (Рис. 3а) $P_0 = 0,12$ МПа, давление на первой волне $P_e = 0,29$ МПа.

Скорость распространения волны сжатия $D_0 = 1000$ м/с. Ударная волна имеет монотонный характер с постепенным ростом давления в волне. Равновесная скорость звука C_e по (1) составляет 880 м/с. Оценка газосодержания потока по Мэллоку (2) дает значение $\alpha_{20}^M \cong 0,04\%$. Малая величина газосодержания побудила воспользоваться зависимостью (3), в которой учитывается сжимаемость жидкости. При $\rho_{10}^0 = 0,9 \cdot 10^3$ кг/м³, $\chi = 1,4$; $C_1 = 1445$ м/с получим $\alpha \cong 0,02\%$. Рабочей средой в контуре было трансформаторное масло.

На рисунке 3б представлены осциллограммы профилей волн давления, полученные при последующем увеличении доли воздуха в потоке.

Из осциллограмм видно, что волны сформировавшиеся при внезапном перекрытии потока, схожи по своей внутренней структуре. Характерно появление на переднем фронте волны резкого скачка давления, позволяющего точнее измерять интервал времени. А знание расстояния между датчиками с хорошей точностью позволяет определять скорость волны. В данном опыте $D_0 = 833$ м/с, а $C_e = 760$ м/с. Газосодержание по Мэллоку составляет $\alpha_{20}^M \cong 0,06\%$, а с учетом сжимаемости жидкости $\alpha_{20} \cong 0,04\%$. Кроме того на волне появились характерные регулярные колебания, свидетельствующие о возрастании влияния пузырьков на динамику волны. Заметно снизилась скорость движения переднего фронта волны, что и сказалось на результатах вычислений.

На рисунке 3в, показана характерная осциллограмма, полученная при резком перекрытии двухфазного потока пузырьковой жидкости. В данном случае количество газа, подаваемого в поток жидкости увеличено и увеличена чувствительность измерительных трактов. $P_0 = 0,22$ МПа. Амплитуда волны, достигшей датчика давления составляет 0,24 МПа. Амплитуда волны по сравнению с предыдущим опытом уменьшилась, что объясняется увеличением концентрации газа в потоке. Волна имеет крутой передний фронт. При этом скачок давления происходит менее чем за 0,1 с. В данном опыте $D_0 = 200$ м/с, а $C_e = 197$ м/с и $\alpha_{20} \cong 0,86\%$. В этом случае значение α_{20} практически совпадает со значением газосодержания, вычисленным по соотношению Мэллока.

Профиль волны, сформировавшейся в последнем опыте, представляет собой осцилляционную волну «П» образной формы. Осцилляции на волне объясняются наличием пузырьков. Частота осцилляции составляет $\cong 2,5$ КГц. По соотношению Миннаерта, связывающего период колебаний пузырьков с параметрами среды $T = 2\pi p_0 \sqrt{\rho_1^0 / 3\gamma}$ можно оценить начальный средний размер пузырьков жидкости α_0 . Из осциллограммы видно, что давление в ударной волне со временем падает: за ударной волной движется пологая волна разгрузки с несколько меньшей скоростью, происхождение которой можно объяснить наличием байпасной линии на измерительном участке.

Выводы

1. Предложен, разработан и опробован метод измерения локального истинного свободного газосодержания газожидкостного потока пузырьковой структуры.

2. Показано, что относительная точность метода составляет 20 – 30 %.

К настоящему времени получен патент на способ измерения истинного объемного газосодержания двухфазного потока.

Литература

- Азаматов А.Ш. Экспериментальное исследование динамики ударных волн в двух- и трехфазных жидкостях. Автореф. Дис. канд. физ.-мат. наук. Тюмень. 1990. 157.
- Мирзаджанзаде А. Х., Нигматулин Р. И., Азаматов А. Ш. и др. Способ определения свойств жидкостей. Авт. свид. 996931 СССР, МКИ G 01 № 29/02. Бюл. N 6. 1983.
- Мирзаджанзаде А.Х., Нигматулин Р.М., Азаматов А.Ш. и др. Способ определения свободного газопаросодержания в жидкости. А.с. 1147970 СССР, МКИ G 01 N 29/00. Бюл. N 12. 1985.
- Накоряков В.Е., Покусаев Б.Г., Шрейбер И.Р. Распространение волн в газо-и парожидкостных средах. Новосибирск: ИТФ. 1983. 238.
- Нигматулин Р.И., Нигматулин Б.И., Азаматов А.Ш. и др. Пат. 2011191 С1 G 01 № 29/02. RU. 1994.
- Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. М.: Наука. Ч.1. 1987. 464.
- Оренбах З.М., Шушков Г.А. Акустика неоднородных сред ИГД. Новосибирск. Вып.100. 1991.
- Семенов П.М., Костерин С.И. Результаты исследования скоростей звука в движущихся газожидкостных смесях. Теплоэнергетика. N 6. 1964. 46-51.
- Caustensen E.J., Foldy L.L. Propagation of sound through a liquid containing bubbles. J. Acoust. Soc. Amer. V.19. N 3. 1947. 481-501.
- Meyer E., Tamm K. Eigenschwingung und Dampfung von Gasblasen in Flussigkeiten. Akust. Zs. N 4. 1939. 145-147.
- Meyer E., Skudzyk E. The acoustic properties of gaz bubble mists in water. Acustika. N 3. 1953. 434-440.
- Ripken J.E., Killen J.M. Gas bubbles, occurrence, measurement and influence in cavitation testing. Proc. Symposium on cavitation and hydraulic machinery. Japan. V.3. 1962. 37-54.

М.А. Azamatov, A.Sh. Azamatov. Two-phase bubble flow characterization.

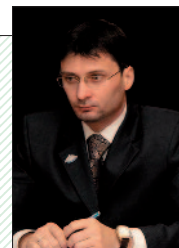
The article describes the process of local gas content measurement technology development and approbation because of great influence on technological processes.

Keywords: local gas content, two phase three component streams, technological liquids.

Азаматов Марат Альбертович

Зам. начальника управления проектирования мониторинга геолого-технических мероприятий и сводного планирования добычи филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: геология и разработка нефтяных и газовых месторождений, автоматизация производственных процессов, транспортировка энергоресурсов.

629603, РФ, Тюмен. обл., ЯНАО, г.Муравленко, ул. Ленина, 82/19. Тел.: +7 9220-60-11-07.



Азаматов Альберт Шамилович

Кан. физ.-мат. наук, ученый секретарь отделения нефти и газа Академии наук Республики Башкортостан. Научные интересы: физика нефтяного пласта, изучение характеристик двухфазных потоков, фильтрация нефтяных эмульсий.

450000, г.Уфа, ул. Кирова, 15. Тел.: (3472)72-79-30.



КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА КАК СПОСОБ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ

В данной работе рассматриваются проблемы формирования оптимального дизайна кислотной обработки призабойной зоны пласта. Приводятся результаты анализа обработок добывающих и нагнетательных скважин, проведенных при традиционном подходе и с использованием разработанного комплексного подхода к подбору состава химических композиций и формированию дизайна на основе теоретических знаний и практического опыта.

Ключевые слова: обработка призабойной зоны пласта, химические реагенты, загрязнение призабойной зоны.

Обработка призабойной зоны пласта

Обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта является одним из относительно недорогих, эффективных и часто применяемых на производстве методов увеличения дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Целью ОПЗ является устранение загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП) возникающее по ряду причин, в частности, из-за фильтрации бурового раствора при первичном вскрытии пласта, фильтрации тампонажной жидкости при цементации обсадной колонны, при вторичном вскрытии пласта кумулятивными зарядами, фильтрации жидкостей глушения во время проведения ремонтных работ, в процессе добычи и закачки рабочего агента для поддержания пластового давления.

Традиционный подход к дизайну ОПЗ основывается только на таком параметре как эффективная мощность пласта коллектора, в то время как оптимальный дизайн, позволяющий достичь максимального эффекта, должен учитывать причину загрязнения ПЗП и такие свойства пласта как температура, фильтрационно-емкостные свойства, гранулометрический и минералогический составы породы, полученные на основе исследований керна, а также химический состав пластовых флюидов.

Для решения проблемы формирования оптимального дизайна кислотной обработки ПЗП был проведен анализ существующих методик и подходов к дизайну кислотных обработок, применяемых при разработке российских и зарубежных месторождений.

В работе рассмотрены два основных направления обработок ПЗП: на скважинах, используемых для поддержания пластового давления (ППД) с целью увеличения приемистости, и добывающих скважинах с целью увеличения дебита скважинной продукции. Для каждого случая приводятся результаты химических обработок, проведенных на основе традиционного подхода к дизайну и при закачке химических композиций, сформированных на основе разработанной методики для создания оптимального дизайна, учитывающей как теоретический, так и практический опыт проведения операций по обработке ПЗП.

Стандартная обработка ПЗП

При стандартном подходе к дизайну кислотных обработок учитывается исключительно такой параметр как эффективная мощность пласта коллектора.

До сегодняшнего дня на практике применялись два типа обработок, отличие которых состояло в применении двух различных кислот – соляной (раствор 12% HCl) и грязевой (раствор 12% HCl + 3% HF). Выбор между ними основывался в основном на практическом опыте.

Анализ эффективности стандартного подхода к дизайну кислотных обработок базируется на основе обработок ПЗП, проведенных на месторождениях Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ», расположенных в Западной Сибири. Большинство рассмотренных месторождений находятся на третьей стадии разработки, на которой огромное значение для поддержания уровней добычи приобретают методы интенсификации, такие как обработка ПЗП. Календарный период данных, включенных в анализ, составил 6 месяцев – с августа 2008 года по

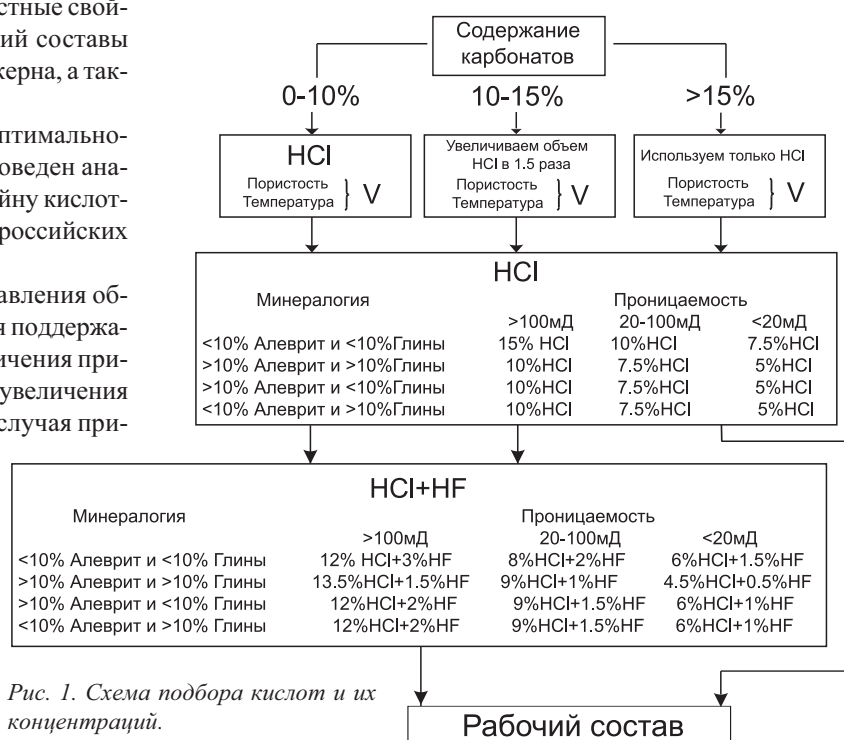


Рис. 1. Схема подбора кислот и их концентраций.

январь 2009 года включительно.

В анализе участвовали скважины, во-первых, работающие в стабильном режиме после проведения ОПЗ, без проведения дополнительной стимуляции пласта такими методами как реперфорация, гидравлический разрыв пласта (ГРП) и т.д. Во-вторых, критерием отбора послужил факт работы скважины на единственный обработанный пласт до и после проведения ОПЗ, достаточное для оценки эффекта время.

Применяя вышеуказанные критерии для анализа были отобраны 143 скважины, обработанные за указанный период, из которых 64 добывающих и 79 нагнетательных.

При увеличении дебита скважинной продукции, сохранении или снижении процента обводненности и сохранении эффекта в течение 6 месяцев обработка ПЗП добывающей скважины, приводящая к увеличению дебита по нефти минимум на 1,5 т/сут, считалась эффективной.

В случае нагнетательной скважины обработка признавалась эффективной в случае увеличении приемистости не менее чем на 30% по сравнению с первоначальной при равных давлениях закачки до и после обработки с сохранением эффекта в течение 6 месяцев, аналогично случаю с добывающей скважиной.

В таблице 1 представлены результаты анализа эффективности кислотных обработок добывающих и нагнетательных скважин при стандартном дизайне кислотных обработок.

		Месяц					
		Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.	Янв.
добывающие	Отношение успешных операций к общему числу операций за месяц, %	22	17	38	31	33	36
	Средний прирост дебита нефти на 1 скважину, т/сут	-0,8	-1,0	1,7	1,0	0,9	0,7
нагнетательные	Отношение успешных операций к общему числу операций за месяц, %	50	43	33	25	18	25

Табл. 1. Результаты анализа эффективности применения стандартного подхода к кислотным обработкам.

Анализ применения стандартного подхода при проведении ОПЗ показал, что эффективность на добывающих скважинах составляет не более 38%, а на нагнетательных не более 50%.

Причинами крайне низкой эффективности проведенных мероприятий по ОПЗ являются:

1. Некорректное определение характера и степени загрязнения призабойной зоны;
2. Непринятие во внимание фильтрационно-емкост-



Рис. 2. Средний прирост дебита нефти на одну обработанную скважину за рассматриваемый период.

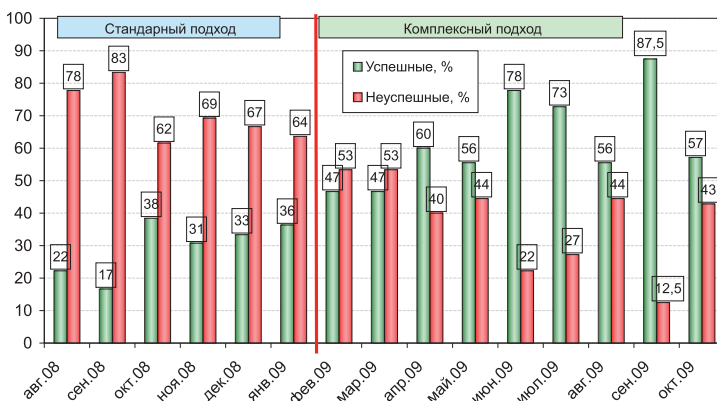


Рис. 3. Соотношение успешных и неуспешных обработок добывающих скважин за каждый месяц рассматриваемого периода.

ные свойства (ФЕС) и петрофизические свойства пласта, такие как глинистость, карбонатность, песчаность, смазываемость и т.п.;

3. Некорректно выбранный режим закачки реагентов и время реагирования.

Комплексная обработка ПЗП

С учетом проведенного анализа для решения проблемы повышения эффективности проводимых мероприятий по ОПЗ на основе теоретического материала были выделены три основных этапа формирования оптимального дизайна обработки ПЗП.

1 этап

На первом этапе анализа определяется целесообразность проведения ОПЗ на основе достоверной информации о процессе первичного вскрытия пласта, истории работы скважины, динамики изменения пластового давления, проведенных работах по капитальному ремонту и геолого-технологических мероприятиях на скважинах региона дислокации потенциального кандидата на ОПЗ. Оценка проницаемости, степени загрязненности ПЗП и энергетического состояния залежи возможна посредством проведения гидродинамических исследований (ГДИС) непосредственно на рассматриваемой скважине.

2 этап

На втором этапе производится подбор реагентов, требуемых объемов и концентраций с указанием очередности их закачки.

Параметрами, определяющими выбор состава, концентраций и объемов химических реагентов основной стадии

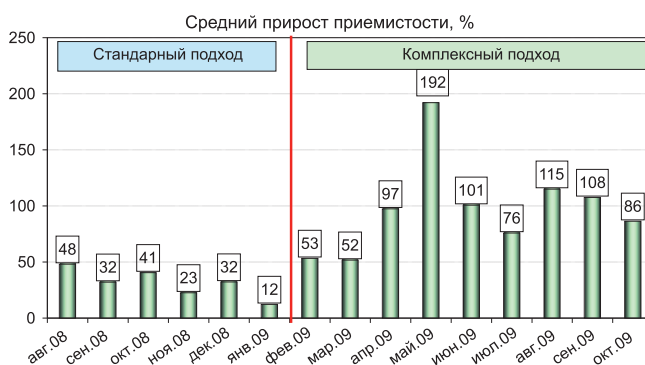


Рис. 4. Средний прирост приемистости нагнетательной скважины в процентах от начальной приемистости на одну обработанную скважину.

обработки ПЗП, нацеленной на растворение веществ, вызвавших увеличение гидравлического сопротивления, являются минералогический состав пласта коллектора, пластовая температура, компонентный состав самих загрязняющих веществ и предполагаемый радиус их распространения (Schechter, 1992).

3 этап

Результатом третьего этапа является формирование дизайна обработки с указанием всех стадий технологических операций при проведении ОПЗ и предельно допустимого рабочего давления.

На данном этапе учитывается проницаемость пласта коллектора, конструкция скважины и установленное подземное оборудование, влияющие на значение максимально допустимого давления закачки химических реагентов и буферных жидкостей при проведении обработки. Давление закачки, во-первых, не должно превышать давления апрессовки эксплуатационной колонны при отсутствии пакера, во-вторых, созданное забойное давление не должно превышать давления гидроразрыва пласта (ГРП).

На основе сформированной теории оптимального дизайна обработки ПЗП была разработана и апробирована процедура очистки ПЗП на терригенных коллекторах, включающая в себя три стадии: подготовительную, основную – обработку основным составом и завершающую.

1 стадия

Стадия подготовки породы ПЗП, основным компонентом которой является буферная жидкость с добавками различных ПАВ, преследует две основные цели. Первая из которых состоит в вытеснении углеводородов из ПЗП путем закачки ароматических растворителей, позволяющих обеспечить растворение органических отложений и выровнять профиль распределения кислоты по разрезу пласта. Вторая цель – вытеснение остаточной пластовой воды из призабойной зоны вглубь пласта раствором поверхностно активных веществ (ПАВ). Данная операция снижает вероятность возникновения реакций плавиковой кислоты, (HF) закачиваемой на 2 стадии обработки, содержащейся в составе грязевой кислоты, с ионами калия (K^+), натрия (Na^+) или кальция (Ca^{2+}), входящих в состав пластовой воды, что позволяет минимизировать выпадение нерастворимых фторсиликатов (Williams, 1975).

2 стадия

Вторая стадия закачки – основная. На данной стадии производится закачка кислотных составов для восстановления первоначальной проницаемости породы пласта коллектора. Стадия включает в себя последовательную закачку растворов соляной и грязевой кислот.

При обработке терригенных коллекторов основным составом является грязевая кислота, которая готовится на основе соляной или какой-либо органической кислоты для поддержания высокой кислотности и предотвращения выпадения нерастворимых продуктов в процессе реакции. Плавиковая кислота, входящая в состав грязевой, единственная кислота, обладающая способностью растворять кварц и соединения кремния, являющиеся основными компонентами терригенного коллектора и, одновременно, основным материалом, снижающим проницаемость призабойной зоны (Kline, Fogler, 1981). Преимущества грязевой кислоты состоит в ее эффективности, распространенности и относительно невысокой стоимости.

Стадия	Закачиваемые реагенты	Назначение
1.1	Ароматические растворители	Удаление органических отложений и нефти
1.2	ПАВы	Удаление остаточной пластовой воды
2.1	Соляная или органические кислоты	Растворение карбонатных компонент пласта коллектора
2.2	ПАВы	Буферная пачка
2.3	Грязевая кислота	Удаление загрязняющих веществ и увеличения проводимости ПЗП
3	ПАВы	Продавка в пласт непрореагировавшей части грязевой кислоты, продуктов реакции; Сохранение первоначальной смачиваемости и относительной фазовой проницаемости породы в ПЗП.

Табл. 2. Типовой дизайн разработанный для обработки терригенных коллекторов.

Для подбора кислотной композиции основной стадии обработки, в первую очередь, осуществляется проверка степени карбонатности породы. Это позволяет определиться с необходимостью использования грязевой кислоты и с объемами предварительной закачки соляной кислоты для растворения карбонатного материала и минимизации выпадения фторида кальция – нерастворимого осадка, являющегося продуктом реакции плавиковой кислоты с карбонатами. В случае высокой степени карбонатизации рекомендуется отказаться от использования грязевой кислоты в силу вышеуказанной причины, а в случае малого процентного содержания карбонатов в породе пласта-коллектора на основе проницаемости, минералогического и гранулометрического состава проводится расчет оптимального соотношения соляной и плавиковой кислот в составе грязевой кислоты (Economides, Nolte, 2000).

При выборе концентрации кислот учитывается пластовая температура, оказывающая существенное влияние на скорость протекания химических реакций.

Для предотвращения повреждения эксплуатационной колонны и подземного оборудования в состав рабочих жидкостей добавляются ингибиторы коррозии.

Процесс подбора кислот и их концентраций схематически показан на Рис. 1.

Практика показала, что для усиления эффекта воздействия на ПЗП между соляной и грязевой кислотами необходимо закачивать в пласт буферную жидкость содержащую ПАВ. В ходе исследований было установлено, что наилучший эффект достигается при сочетании моющих ПАВ для удаления продуктов реакции соляной кислоты с поверхности пор и гидрофобизаторов для снижения влияния закачиваемой кислоты на промытую часть пласта.

При формировании дизайна ОПЗ следует учитывать и тот факт, что кислотные обработки, проводимые в промысловых условиях, имеют определенные особенности, связанные с техническими ограничениями. Одной из них является замена дистиллированной воды, необходимой для приготовления растворов кислот, ПАВов и т.д. на техническую. Это связано со сложностью доставки на обрабатываемую скважину необходимого количества дистиллированной воды, особенно на удаленные месторождения. Очевидно, что в технической воде, высоко содержание солей, а именно их ионов Ca^{2+} , Na^+ , Cl^- , CO_3^{2-} , HCO^- , что приводит к возникновению химических реакций на этапе подготовки кислотных систем, следствием которых является снижение концентрации химических реагентов в жидкостях обработки и содержанием в них продуктов реакции. Это вносит свои корректировки при расчете концен-

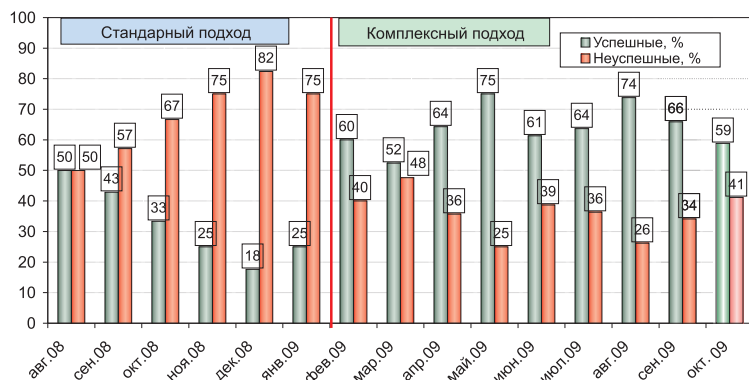


Рис. 5. Соотношение успешных и неуспешных обработок нагнетательных скважин за каждый месяц рассматриваемого периода.

традий кислот, используемых при обработке ПЗП, а именно использование более концентрированных кислотных составов.

3 стадия

На завершающей стадии обработки ПЗП производится закачка растворов различных комбинаций ПАВ для предотвращения изменения смачиваемости и фазовой проницаемости породы, влияющих на эффективную проницаемость, а также вытеснения продуктов реакции из призабойной зоны вглубь пласта для снижения степени их влияния на продуктивность скважины.

На основе всего вышперечисленного, можно составить типовой дизайн обработки терригенных коллекторов (Табл. 2).

Анализ результатов

Аналогично анализу эффекта от ОПЗ на основе стандартного подхода был проведен анализ эффективности применения нового комплексного подхода к кислотным обработкам ПЗП. Для анализа было отобрано 331 скважин, из них 93 скважины добывающие, 238 – нагнетательные. Календарный период данных, включенных в анализ, составил 6 месяцев – с февраля 2009 года по сентябрь 2009 года включительно. Для оценки эффективности обработок были применены те же критерии, что и для анализа стандартного подхода.

На рисунках 2 – 5 показаны результаты анализа обработок добывающих и нагнетательных скважин на основе стандартного и предложенного подхода.

Анализ показал, что доля успешных обработок ПЗП увеличилась в среднем на 41% в случае добывающих скважин и на 39% – для нагнетательных.

Как в случае нагнетательных скважин, так и в случае добывающих наблюдается тенденция к росту эффективности обработок. Увеличение среднего прироста дебита нефти на одну скважину после кислотной обработки составляет 2,7 т/сут. По отношению к нагнетательным скважинам увеличение составило 67%. Однако, несмотря на достигнутые результаты, успешность обработок все еще не достигает 100 процентов. Это связано с тем, что в настоящее время составы рассчитываются на основе усредненных параметров пластов (пористость, проницаемость, глинистость, содержание карбонатов и т.д.), в то время как разрабатываемые объекты характеризуются сложным геологическим строением и присутствием зональных изме-

нений ФЕС, увеличением глинистости и карбонатности пород-коллекторов. Путем тщательного анализа результатов проводимых обработок производится выделение регионов пластов, на которых те или иные составы имеют наибольшую эффективность, благодаря чему тенденция к росту общей эффективности сохранится.

Заключение

На сегодняшний день разработанный трех этапный подход к формированию дизайна обработки ПЗП внедрен и широко применяется на месторождениях разрабатываемых Филиалом «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». По сравнению со стандартным подходом доля успешных операций возросла в среднем по добывающим и нагнетательным скважинам на 40%.

Литература

Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir stimulation. 2000.
 Kline W.E. and Fogler H.S. Dissolution of Silicate Minerals by Hydrofluoric Acid. *Ind. Eng. Chem. Fundam.* 20 (2). 1981. 151-161.
 Schechter R.S. Oil Well Stimulation. Englewood Cliffs, USA, Prentice Hall. 1992.
 Williams B.B. Hydrofluoric Acid Reaction with Sandstone Formations. 1975.

I.A. Petrov, M.A. Azamatov, P.M. Drofa. **Complex approach to matrix acidizing as stimulation technique.**

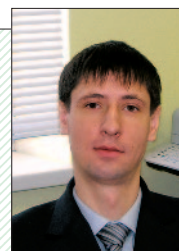
In present work issues of optimal matrix acidizing design on forming the basis of theoretical skills and field experience are presented. Analysis results of production and injection wells treatments conducted by conventional approach and by using developed methodology of chemical compositions injection are considered.

Keywords: matrix acidizing, chemical agents, near-wellbore zone damage.

Петров Иван Андреевич

Начальник отдела по работе с пластом. Научные интересы: геология и разработка нефтяных и газовых месторождений, современные методы интенсификации притока, физика полупроводников и полупроводниковых приборов, моделирование физических процессов и т.д.

629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, д. 82/19. Тел.: +7 9220-60-10-15.



Дрофа Павел Михайлович

Ведущий инженер, отдел по работе с пластом филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: химизация производственных процессов добычи нефти, процессы и аппараты подготовки, переработки нефти, органического синтеза, новые технологии в добыче нефти и газа и т.д.

629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, д. 82/19. Тел.: +7 9044-55-81-70.



СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

Применение технологии ICD при заканчивании горизонтального участка ствола скважины является одним из решений проблемы быстрого обводнения горизонтальных стволов на месторождениях с активной подошвенной водой, с газовой шапкой и высокой степенью расчленённости пласта. ICD – устройство для ограничения водопритока за счёт создания гидравлического сопротивления. Установка ICD на участках хвостовика, отсечённых затрубными пакерами, позволяет выровнять профиль притока. В результате, увеличивается время «безводной» работы скважины, запасы дренируются равномерно по всей длине горизонтального ствола, увеличивается коэффициент извлечения нефти.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, распределение плотности перфорации.

Большинство месторождений ОАО «Газпромнефть-ННГ» представлено пластами-коллекторами с трудноизвлекаемыми запасами. Среди них залежи с активной подошвенной водой, с газовой шапкой, с высокой расчленённостью, с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), с высоким газовым фактором и др. Основными методами для извлечения трудноизвлекаемых запасов и увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) являются: гидро-разрыв пласта (ГРП), бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых зарезок, углубление стволов скважин на нижележащие горизонты и проведение кислотных обработок.

В работе рассматривается проблема бурения горизонтальных стволов на месторождениях с активной подошвенной водой, газовой шапкой и высокой степенью расчленённости пласта-коллектора. Примерами залежей с активной подошвенной водой являются: пласт БС₁₀₋₃ Восточно-Пякутинского месторождения, БС₁₁ Северо-Янгтинского месторождения, группа пластов БП Еты-Пуровского месторождения и пласт ПК₂₀ Ярайнерского месторождения, выделяющийся наличием газовой шапки. Данные залежи объединены общей проблемой – быстрое обводнение горизонтальных скважин. Время минимально безводной работы скважин составляет 3 – 4 месяца. Основной причиной данного факта является образование конуса воды в определённой части горизонтального ствола, которое связано с неравномерным распределением профиля давления по стволу горизонтальной скважины.

Потери давления при течении жидкости по горизон-

тальному участку ствола скважины состоят из трёх компонент в соответствии с законами сохранения масс, импульса и энергии: гравитационной, силы трения и ускорения (Saavedra et. al., 2001):

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL} \right)_{gravity} + \left(\frac{dp}{dL} \right)_{friction} + \left(\frac{dp}{dL} \right)_{acceleration} \quad (1)$$

Основные потери давления при течении жидкости по горизонтальному стволу скважины связаны с трением. Следовательно, уравнение (1) может быть преобразовано следующим образом:

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL} \right)_{friction} = - \frac{f_m \rho v^2}{2g_c d} \quad (2)$$

или

$$\Delta p_w = - \frac{f_m \rho v^2 L}{2g_c d}, \quad (3)$$

где Δp_w – потери давления в lbf/ft² (фунт-сила на квадратный фут), f_m – безразмерный коэффициент шероховатости, ρ – плотность жидкости в lbm/ft³ (фунт массы на кубический фут), v – скорость течения в ft/s (фут в секунду), g_c – гравитационная постоянная равная 32,2 lbm-ft/(s²-lbf), d – диаметр хвостовика в ft (фут), L – длина горизонтального участка ствола скважины в ft.

Уравнение потери давления за счёт силы трения для однофазного потока в горизонтальном стволе может быть представлено в виде:

$$\Delta p_w = (1.14644 * 10^{-5}) \frac{f_m \rho q^2 L}{d^5}, \quad (4)$$

где Δp_w – потери давления за счёт силы трения в хвостовике в psia; f_m – безразмерный коэффициент шероховатости Мууди; ρ – плотность жидкости в gm/cc; q – величина притока в пластовых условиях, RB/сут; L – длина горизонтального участка ствола в ft и d – внутренний диаметр хвостовика в дюймах.

Основными параметрами, влияющими на величину потерь давления за счёт трения, являются два параметра: диаметр хвостовика и безразмерный коэффициент шероховатости.

Средняя мощность пласта, м	88.72
Средняя нефтенасыщенная мощность пласта, м	13.5
Пористость, доли единицы	0.27-0.28
Средняя нефтенасыщенность, доли единицы	0.57-0.58
Проницаемость, мД	442.9
Начальное пластовое давление, МПа	17.5
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*сек	2.09
Вязкость нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0.84
Во, доли единицы	1.269
Давление насыщения, МПа	17.5
Газовый фактор, м ³ /т	123
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа*сек	0.59
Плотность воды в пластовых условиях, г/см ³	1.003

Табл. 1. Средние параметры пласта-коллектора.

Величина безразмерного коэффициента шероховатости зависит от режима течения жидкости. Выделяют два основных режима течения: ламинарный и турбулентный. Шероховатость трубы (ε/d) влияет на коэффициент шероховатости для турбулентного течения жидкости. Тип режима течения жидкости зависит от значения числа Рейнольдса (Re), безразмерной величины, равной отношению инерционных и вязкостных сил. Число Рейнольдса определяется следующим уравнением:

$$Re = \frac{\rho d v}{\mu} \tag{5}$$

Данное уравнение может быть преобразовано для системы единиц field units:

$$Re = 92.23 \frac{\rho q}{\mu d} \tag{6}$$

где Re – безразмерная величина, ρ – плотность жидкости в gm/cc, q – приток жидкости в RB/сут (баррель в пластовых условиях/сутки), μ – вязкость в сP (сантиПуаз) и d – внутренний диаметр трубы в дюймах.

Если величина Re меньше чем 2300, то это ламинарный тип течения жидкости ($Re < 2300$). Если Re расположено между значениями 2300 и 4000, то это переходный режим от ламинарного потока к турбулентному ($2300 < Re < 4000$). Если Re больше чем 4000, то это турбулентный тип течения жидкости ($Re > 4000$).

После определения Re и типа течения жидкости может быть рассчитан безразмерный коэффициент шероховатости. Существует два пути для расчета коэффициента шероховатости: с помощью специальных диаграмм или используя уравнение. Для ламинарного типа течения жидкости уравнение выглядит следующим образом:

$$f_m = \frac{64}{Re} \tag{7}$$

а для турбулентного типа течения жидкости используется уравнение Джейн:

$$f_m = \left[1.14 - 2 \log \left[\left(\frac{\varepsilon}{d} \right) + 21.25 Re^{-0.9} \right] \right]^2 \tag{8}$$

Данное уравнение используется при условии $4000 < Re < 10^8$ и $10^{-8} \leq \varepsilon/d \leq 0,1$ и имеет ошибку менее 3,1% в сравнении с классическими уравнениями турбулентного режима течения Прандтла, Кармана и Никурадзе.

Исходя из уравнения (4) можно сделать вывод о том, что потери давления за счёт силы трения зависят от шероховатости трубы и существующего режима течения жидкости по стволу.

На рисунках 1, 2 показано типичное распределение падения давления за счёт силы трения вдоль горизонтального участка ствола скважины. Наибольшая депрессия наблюдается в районе точки Т1 (точки входа в пласт горизонтального ствола скважины). Наименьший перепад давления имеет место в точки Т3.

Контур питания горизонтальной скважины с учётом распределения падения давления за счёт силы трения вдоль горизонтального ствола (от 0 (Т1) до L (Т3)) имеет иную геометрическую форму, чем для горизонтальной скважины при постоянной величине давления вдоль хвостовика без учёта распределения падения давления за счёт силы трения. Контур питания в интервале точки Т1 горизонтального ствола больше, чем в точке Т3 для однородного

пласта. Расчёты показали, что падение давления за счёт силы трения в точке Т1 больше (на 15 – 60% от общего значения падения давления за счёт силы трения), чем в точке Т3. Таким образом, общую площадь контура питания можно вычислить путём сложения трёх отдельных контуров питания для разных частей горизонтального участка ствола скважины:

$$A_{HW} = A_1 + A_2 + A_3 \tag{9}$$

Контур питания для первой области А1 имеет площадь половины окружности с радиусом $r_{ev}[A_1]$ и может быть записан в виде формулы:

$$A_1 = \frac{\pi r_{ev}^2}{2} \tag{10}$$

Площадь третьей области А3 – это площадь половины окружности с радиусом $r_{ev}[\Delta P(L)/\Delta P(0)]$. Уравнение выглядит следующим образом:

$$A_3 = \frac{\pi}{2} \left[r_{ev} \left(\frac{\Delta P(L)}{\Delta P(0)} \right) \right]^2 \tag{11}$$

Площадь второй области А2 имеет более сложное геометрическое строение. Предположим, что в каждой точке горизонтального участка ствола скважины ($X \in [0 \dots L]$) радиус дренирования зависит от падения давления за счёт силы трения $r_{ev}[\Delta P(x)/\Delta P(0)]$. Таким образом, площадь второй области будет вычисляться по формуле:

$$A_2 = 2 \left[\int_0^L r_{ev} \left(\frac{\Delta P(x)}{\Delta P(0)} \right) dx \right] \tag{12}$$

где

$$\Delta P(x) = P_e - P_{wf}(x) \tag{13}$$

$$P_{wf}(x) = P_{wf}(0) - \Delta p_w(x) \tag{14}$$

Используя уравнение (4) падение давления за счёт силы трения может быть определено в каждой точке (x):

$$A_{HW} = \frac{r_{ev}}{87120} \left[\pi r_{ev} + 4L - \frac{2\Delta p_w(L)}{\Delta P(0)} L + \pi r_{ev} \left(\frac{\Delta P(L)}{\Delta P(0)} \right)^2 \right] \tag{15}$$

Депрессия на пласт $\Delta P(0)$ вычисляется по уравнению:

$$\Delta P(0) = P_e - P_{wf}(0) \tag{16}$$

Исходя из выше сказанного уравнение для площади второй области имеет следующий вид:

$$A_2 = 2r_{ev}L \left[1 - \left(\frac{\Delta p_w(L)}{2\Delta P(0)} \right) \right] \tag{17}$$

Таким образом, используя уравнения 10, 11, 17 уравнение 9 можно преобразовать:

$$A_{HW} = \frac{r_{ev}}{87120} \left[\pi r_{ev} + 4L - \frac{2\Delta p_w(L)}{\Delta P(0)} L + \pi r_{ev} \left(\frac{\Delta P(L)}{\Delta P(0)} \right)^2 \right] \tag{18}$$

Все площади контуров питания рассчитываются в акрах, а давления – в psia.

Основные параметры, влияющие на величину потерь давления за счёт сил трения (на изменение депрессии вдоль ствола скважины):

1. Состав флюида. При увеличении доли газа и/или воды вязкость добываемого флюида снижается, что приводит к уменьшению потерь давления связанных с трением.

2. Распределение ФЕС пород вдоль горизонтального участка ствола скважины. Необходимо рассматривать ФЕС пород вдоль пласта для определения интервала подтягивания конуса воды. В интервалах пласта-коллектора с более высокой проницаемостью приток флюида больше, чем в пропластках с меньшей проницаемостью.

3. Извилистость горизонтального ствола. Её увеличение приводит к увеличению потерь давления за счёт трения.

Существует множество учений о течении жидкости в горизонтальных скважинах. Диккенс в 1990 г. представил математическую модель течения жидкости в системе коллектор-скважина. В 1990 году он предложил аналитическую модель, в которую были заложены следующие предположения: депрессия в точке Т3 горизонтального участка скважины равно 0, порода-коллектор имеет вид параллелепипеда (Guo, 2007).

Эта технология была применена для аналитического моделирования горизонтальной скважины на нефтяном месторождении (терригенный тип коллектора) со средними параметрами, представленными в табл. 1.

Предполагается, что пласт имеет однородное гомогенное строение (основные параметры пласта даны в таблице), общая длина горизонтального участка ствола скважины от точки Т1 до точки Т3 составляет 900м и забойное давление (P_{bwh} (11)) составляет 110 атм. Падение давления за счёт силы трения и приток пластового флюида могут быть определены основываясь на технологии Диккенса. Для этого горизонтальный участок ствола скважины был разбит на 10 частей. Их длина соответствует следующим значениям 10, 15, 25, 25, 50, 75, 100, 200, 200 и 200 м. Части меньшего размера расположены рядом с точкой Т1 и эти размеры увеличиваются в направлении к точке Т3. Такое распределение размеров частей было выбрано в связи с тем, что максимальное падение давления расположено рядом с точкой Т1. Рядом с точкой Т3 в горизонтальном участке ствола скважины падение давления становится меньше. Результатом такого распределения давления становится конусообразование воды или газа. Расчёт величины притока и падение давления за счёт силы трения производится от точки Т3 к точке Т1. Падение давления используется для расчета величины притока. Величина забойного давления в точке Т3 является неизвестной и рассчитывается путём итерации от известного забойного давления в точке Т1 (делается предположение, что эта величина равна 130 атм). Значение забойного давления в точке Т3 ниже, чем забойное давление в точке Т1. Используя величину перепада давлений определяется величина притока к первой части горизонтального участка ствола скважины. Величина притока вычисляется используя уравнение (Hill et al., 2008):

$$q(x) = \frac{kx(p_e - p_{wf})}{141.2\mu B_o \left(\ln \left[\frac{hI_{ani}}{r_w(I_{ani} + 1)} \right] + \frac{\pi y_b}{hI_{ani}} - 1.224 + s + s_R \right)} \quad (19)$$

где k – проницаемость породы-коллектора $\sqrt{k_H k_V}$, x – длина части горизонтального участка ствола скважины, p_e – давление на границе зоны дренирования ($y=y_b$), μ и B_o соответствуют вязкости нефти и объёмному коэффициенту пластового флюида, h – толщина пласта-коллектора, r_w – радиус хвостовика, y_b – расстояние от скважины до границы контура питания в горизонтальном направлении перпендикулярно скважине, s – скин-фактор, учитывающий заканчивание и повреждение или эффекты стимуляции, s_R – скин-фактор в связи с частичным вскрытием пласта, I_{ani} – индекс анизотропии, который равен:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad (20)$$

При течении жидкости в первой части горизонтального участка ствола скважины с величиной $q(1)$ в горизонтальном участке возникают силы трения. В связи с этим можно определить потери давления за счёт силы трения. Значение этого параметра вычисляются, используя уравнение (15).

В случае для рассматриваемой горизонтальной скважины безразмерный коэффициент шероховатости определяется с помощью уравнения, потому что Re более 4000. Скорость течения жидкости u и коэффициент горизонтальной скважины N_H могут быть определены используя уравнения:

$$u = \frac{4q(x)}{\pi D^2} \quad (21)$$

и

$$N_H = \frac{kx^2}{D^4 F_g} \quad (22)$$

где геометрический коэффициент пласта коллектора:

$$F_g = \ln \left[\frac{0.294hI_{ani}}{r_w(I_{ani} + 1)} \right] + \frac{\pi y_b}{hI_{ani}} + s + s_R \quad (23)$$

Таким образом, можно определить падение давления за счёт силы трения в первом участке ствола. Забойное давление на границе второй части горизонтального участка ствола скважины определяется, как разница между забойным давлением в точке Т3 и потерями давления за счёт силы трения в первой части горизонтального участка ствола скважины:

$$P_{bwh}(2) = P_{bwh}(1) - \Delta p(1) \quad (24)$$

Затем жидкость перетекает из первой части горизон-

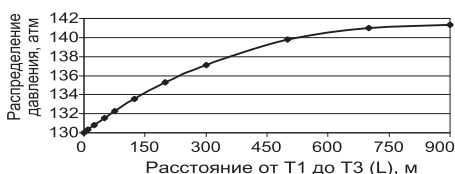


Рис. 3. Распределение забойного давления вдоль горизонтального ствола от Т1 до Т3.

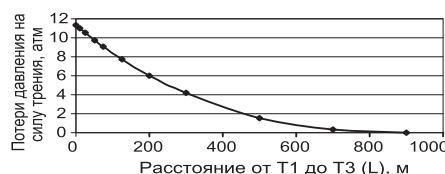


Рис. 4. Потери давления за счёт силы трения вдоль горизонтального ствола от Т1 до Т3.

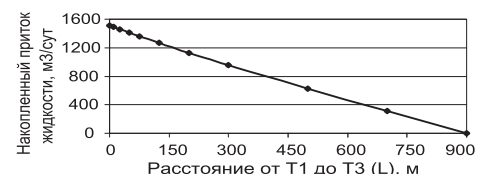


Рис. 5. Накопленный приток жидкости вдоль горизонтального ствола от Т1 до Т3.

тального участка ствола скважины во вторую. Во второй участок хвостовика кроме поступления жидкости из первой части горизонтального участка ствола скважины с величиной $q(1)$ поступает пластовый флюид из пласта-коллектора с дебитом $q(2)$. Поэтому потери давления за счёт силы трения определяются для притока $q(1) + q(2)$. Таким образом, потери давления за счёт силы трения можно рассчитать в каждой части горизонтального участка ствола скважины (Рис. 3).

Получив величины падения давления за счёт силы трения можно построить графики распределения забойного давления и притока вдоль горизонтального ствола (Рис. 4,5).

Проанализировав полученные графики были сделаны следующие выводы: максимальная депрессия находится в точке Т1 горизонтального участка ствола которая уменьшается по нелинейному закону к точке Т3, приток в каждой точке хвостовика имеет разное значение, а его величина пропорциональна значению забойного давления. Таким образом, площадь дренирования не имеет общепринятый вид эллипса, а форму геометрической фигуры в виде эллипса со смещённым центром к точке Т1 хвостовика.

В последнее время была разработана новая модель течения жидкости в системе порода-коллектор-ствол скважины. Она основана на учениях Дикенса, но граничное условие в данной модели стало более реалистичным: нулевое падение расположено в нескольких точках контура питания скважины. Представление новой модели было опубликовано (Guo, 2007).

Для горизонтальных скважин могут быть рассчитаны оптимальные дебиты работы, позволяющие максимально увеличить безводный период работы скважины (Recham, 2001). Оптимальный дебит для работы скважины в безводном режиме рассчитывается через уравнение:

$$Q_{sc,h} = 2.8248 * 10^{-11} (X_D)^{2.332} (\mu_o)^{-0.182} \left(\frac{\rho_w - \rho_o}{\rho_o - \rho_g} \right)^{0.158} \tag{25}$$

$$(h_o)^{4.753} \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{-1.234} (k_h)^{0.2396} (L)^{0.211} \left(1 - \frac{h_{ap}}{h_o} \right)^{0.036} \left(1 - \frac{h_{bp}}{h_o} \right)^{-0.211}$$

L(x),m	Lcum,m	Qcum,m ³ /d	Δpfric, atm	Se, dimens
0	0	1513	11.3	
200	200	1492	10.99	0.2
200	400	1461	10.51	0.4
200	600	1411	9.76	0.7
100	700	1362	9.05	1.1
75	775	1266	7.74	1.5
50	825	1128	6.02	2
25	850	953	4.18	2.8
25	875	627	1.52	3.7
15	890	312	0.32	4.7
10	900	0	0	

Табл. 2. Результаты аналитических расчётов для горизонтальной скважины с учётом силы трения.

L(x),m	Lcum,m	Qcum,m ³ /d	Δpfric, atm	N, numb/m
0	0	1513	11.3	7
200	200	1492	10.99	7
200	400	1461	10.51	6
200	600	1411	9.76	5
100	700	1362	9.05	4
75	775	1266	7.74	4
50	825	1128	6.02	4
25	850	953	4.18	3
25	875	627	1.52	3
15	890	312	0.32	2
10	900	0	0	

Табл. 3. Результаты аналитических расчётов для горизонтальной скважины с учётом применения разной плотности перфорации.

В данном уравнении безразмерная ширина контура дренирования пласта-коллектора горизонтальным столом скважины:

$$X_D = \frac{X_a}{h_o} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \tag{26}$$

Для рассматриваемого случая $Q_{sc,h} = 4.8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Вероятное время прорыва воды для горизонтальной скважины может быть рассчитано используя уравнение:

$$t_{BTw,h} = 5.13 * 10^5 \left(\frac{1}{q_{Dw,h}} \right)^{0.88} \left(\frac{1}{X_D} \right)^{1.47} \left(\frac{1}{M_{o/w}} \right)^{-0.253} \left(1 - \frac{h_{ap}}{h_o} \right)^{4.675} \left(1 - \frac{h_{bp}}{h_o} \right)^{0.929} \left(\frac{h_o}{Lk_h} \right)^{0.5097} \tag{27}$$

где величина безразмерного дебита для воды и отношение подвижности вода-нефть рассчитывается соответственно:

$$q_{Dw,h} = \frac{325.86 \mu_o B_o q_o}{L h_o (\rho_w - \rho_o) \sqrt{K_v K_h}} \tag{28}$$

и

$$M_{o/w} = \frac{\mu_o K_{rw}}{\mu_w K_{ro}} \tag{29}$$

Таким образом, время прорыва воды в горизонтальную скважину для рассматриваемого случая составляет $t_{BTw,h} = 855$ дней.

Время прорыва газа к горизонтальной скважине определяется по уравнению:

$$t_{BTg,h} = 6.0587 * \left(\frac{1}{q_{Dg,h}} \right)^{0.892} \left(\frac{1}{X_D} \right)^{1.094} \left(\frac{1}{M_{g/o}} \right)^{-0.514} \left(\frac{h_o^2}{L} \right)^{1.121} \left[1 - \left(\frac{h_{ap}}{h_o} \right)^2 \right]^{0.796} \left[1 - \left(\frac{h_{bp}}{h_o} \right)^2 \right]^{3.347} \left(\frac{k_v}{k_h} \right)^{0.779} \tag{30}$$

где безразмерная величина дебита для газа и отношение подвижностей газ-нефть на горизонтальной скважине:

$$q_{Dg,h} = \frac{325.86 \mu_o B_o q_o}{L h_o (\rho_o - \rho_g) \sqrt{K_v K_h}} \tag{31}$$

$$M_{g/o} = \frac{\mu_g K_{ro}}{\mu_o K_{rg}} \tag{32}$$

В нашем случае время прорыва газа составляет $t_{BTg,h} = 48$ дней. В уравнениях для расчета времени прорыва и величины отношения подвижностей компонентов флюида использовались следующие обозначения: h_o – нефтенасыщенная мощность, ft; h_{ap} и h_{bp} – нефтенасыщенная мощность над перфорацией и ниже перфорации, ft; h_p – мощность интервала перфорации, ft.

Площадь зоны дренирования для рассматриваемой горизонтальной скважины составила $A_{HW} = 708 \text{ м}^2$ (расчёт производился по уравнению 18).

При моделировании в программном продукте

«Eclipse» компании «Shlumberger» условно принято, что приток в каждой части горизонтального участка ствола скважины является постоянной величиной. Течение жидкости происходит без потерь давления за счёт силы трения в горизонтальном стволе. Контур питания горизонтальной скважины представлен в виде эллипса. Как было показано выше, данное представление о движении флюида к горизонтальному стволу является ошибочным. В моделировании более реалистичной ситуации необходимо учитывать влияние потерь давления за счёт трения при течении жидкости по стволу скважины. На основе моделирования зоны дренирования горизонтальной скважины возможно решение актуальной проблемы конусообразования.

Существуют следующие методики для борьбы с конусообразованием: применение геля – для обводнённых действующих скважин и применение системы ICD – для новых скважин. ICD – устройства для ограничения водопритока за счёт создания гидравлического сопротивления. Данное устройство бывает трёх типов: channel-type, nozzle-type, orifice-type (Alkhelalwi et al, 2007). Тем не менее, основой их действия является создание определённого перепада давления в ICD для равномерного вовлечения в разработку всего продуктивного пласта вдоль горизонтального участка ствола скважины, т.е. создания одинаковой депрессии в разных точках хвостовика (Рис. 6, 7). Аналитическая модель действия ICD в горизонтальном стволе скважины, где учтено изменение депрессии на пласт за счёт работы сил трения при движении жидкости, может быть выражена следующим образом.

Потери давления, созданные в ICD, описываются уравнением (для nozzle-type ICD) (Su, 2007):

$$\Delta P_{cons} = \frac{\rho_m V_c^2}{2C_v^2}. \quad (33)$$

Уравнение для расчета притока жидкости выглядит следующим образом:

$$q_o = PI(P_r - P_w - \rho_o gh). \quad (34)$$

где индекс продуктивности для однофазного потока рассчитывается так:

$$PI = \frac{2\pi K K_{ro} H}{\mu_o (\log(r_0/r_w))}. \quad (35)$$

Таким образом, уравнение (34) можно преобразовать с учётом влияния падения давления в ICD:

$$q_o = PI(P_r - P_w - \rho_o gh - \Delta P_{cons}). \quad (36)$$

Фракционный фактор расхода нефти может быть за-

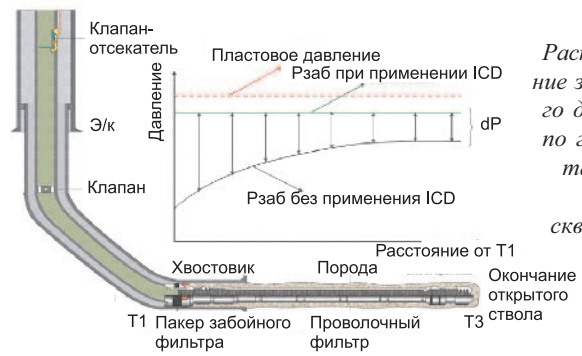


Рис. 1. Распределение забойного давления по горизонтальному стволу скважины.

писан как:

$$F_o = \frac{K_{ro} / \mu_o}{\sum (K_{rj} / \mu_j)}. \quad (37)$$

Тогда,

$$\Delta P_{cons} = \frac{\rho_m q_m^2}{2A_c^2 C_v^2} = \frac{\rho_m q_o^2}{2A_c^2 C_v^2 F_o^2}, \quad (38)$$

где

$$C_a = \frac{1}{2(A_c C_v)^2}. \quad (39)$$

Поэтому,

$$C_a \frac{\rho_m}{F_o^2} PI q_o^2 + q_o - PI(P_r - P_w - \rho_o gh) = 0, \quad (40)$$

$$q_o = \frac{-1 + \sqrt{1 + 4C_a \frac{\rho_m}{F_o^2} PI^2 (P_r - P_w - \rho_o gh)}}{2C_a \frac{\rho_m}{F_o^2} PI}. \quad (41)$$

$$q_o = \frac{2\pi K K_{ro} H}{\mu_o (\log(r_0/r_w) + S_M + S_e)} (P_r - P_w - \rho_o gh). \quad (42)$$

где скин-фактор за счёт применения ICD:

$$S_e = 2\pi H K_{ro} C_a \rho_m q_o / (F_o^2 \mu_o). \quad (43)$$

Если параметры, которые используются в полученном уравнении, известны, то можно определить падение давления в ICD через скин-фактор для ICD. Это значение может быть использовано при моделировании эффекта от применения ICD. Таким образом, применение ICD может быть оценено для каждой части горизонтального участка ствола скважины рассматриваемого примера (Табл. 2).

В процессе строительства хвостовика по технологии

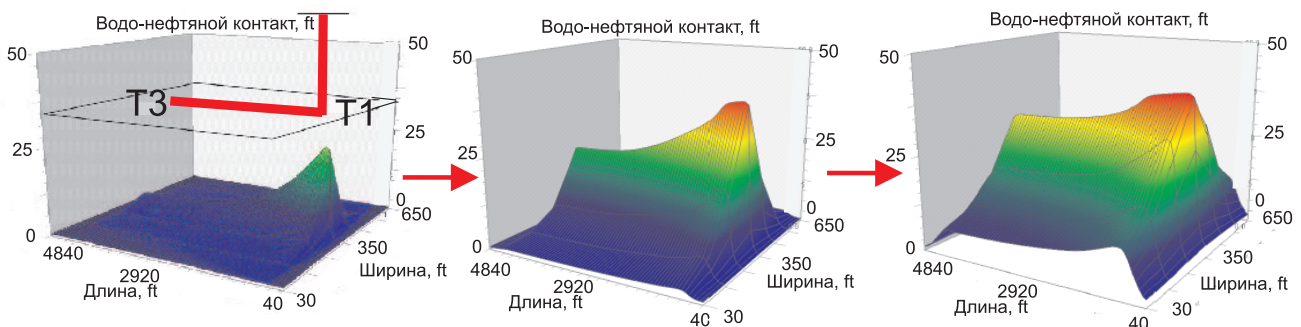


Рис. 2. 3D модель подтягивания пластовой воды к горизонтальному стволу скважины.

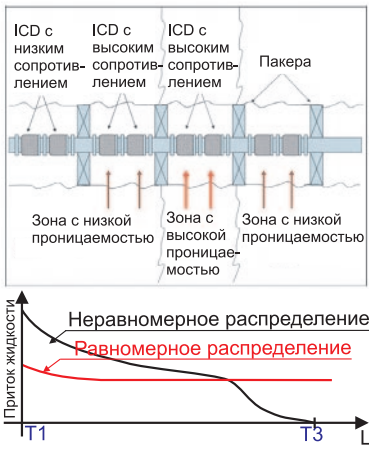


Рис. 6. Влияние ICD на распределение притока к стволу горизонтальной скважины.

ICD используются данные о ФЕС пород вдоль горизонтального ствола скважины. Выделяются участки пласта с одинаковыми ФЕС. При спуске хвостовика участки с одинаковой проницаемостью отделяются затрубными пакерами для исключения перетоков. Установка ICD на участках хвостовика отсечённых затрубными пакерами, позволяет выравнять профиль притока. В результате, увеличивается время «безводной» работы скважины, запасы дренируются равномерно по всей длине горизонтального ствола, увеличивается коэффициент извлечения нефти (КИН). Отрицательными чертами данного метода являются дороговизна, длительный период настройки ICD и отсутствие возможности проведения ремонтных и геофизических работ после установки.

Альтернативой ICD является предлагаемый подход к решению проблемы раннего обводнения путём распределения плотности перфорации по стволу горизонтальной скважины (Рис. 8, 9). В результате, реализация той же методологии, что и ICD, является более простым и менее затратным способом. Плотность перфорационных отверстий распределяется в зависимости от ФЕС пород вдоль горизонтального ствола скважины. Для расчета необходимого количества плотности перфорации необходимо определить перепад давления в перфорационном отверстии. Для этого используется уравнение (Fernandes et al, 2006):

$$\Delta p_{perf} = \frac{0.81 \rho Q_i^2}{C_D n^2 d^4} \quad (44)$$

Количество отверстий для определённого участка хвостовика рассчитывается с помощью уравнения:

$$N(x) = \frac{q}{\frac{C_D d^2}{0.9} \sqrt{\frac{Q_i - qL}{4\pi k r_w} \mu \frac{3.24 f \rho}{3qD^5} [(Q_i - qx)^3 - (Q_i - qL)^3]}} \cdot \rho \quad (45)$$

где C_D – коэффициент расхода, который зависит от вязкос-

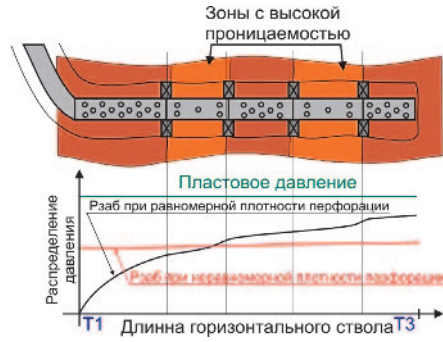


Рис. 8. Влияние распределения плотности перфорации на распределение давления вдоль ствола горизонтальной скважины.



Рис. 9. Влияние распределения плотности перфорации на распределение притока к стволу горизонтальной скважины.

ти жидкости и формы перфорации (Romero et al, 1995). Обычно этот коэффициент меняется от 0,56 до 0,89.

Используя приведённые уравнения, была рассчитана плотность перфорации для каждого участка горизонтального ствола скважины, выделенного в примере (Табл. 3).

Данный подход требует меньших затрат и позволяет проводить на скважине методы увеличения нефтеотдачи (обработка призабойной зоны) и ремонтные работы по истечению времени. Для определения экономической эффективности были проведены аналитические расчёты и моделирование.

Применение данной технологии было промоделировано на примере скважине 1006Г Северо-Янгтинского месторождения. Для определения эффекта были взяты реальные параметры истории работы скважины, на которые наложили расчётные параметры от применения распределения плотности перфорации (Рис. 10, 11). Применение данной технологии дало следующие начальные результаты относительно реальных данных горизонтальной скважины с обычным хвостовиком: средний начальный дебит жидкости составил 300 м³/сут со средней обводнённостью 10% и средним дебитом нефти 270 т/сут вместо 680 м³/сут, 10% и 520 т/сут. Как видно из полученных данных вначале работы скважины наблюдается ощутимый отрицательный эффект, но за счёт более медленного темпа обводнения накопленный эффект становится положительным и за 5 лет составит 263,5 тыс.т. С учётом стоимости 1\$

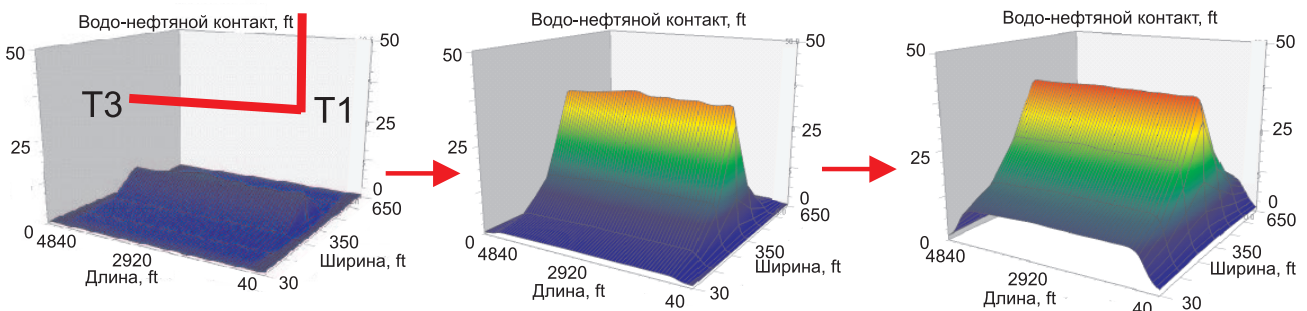


Рис. 7. 3D модель подтягивания пластовой воды к горизонтальному стволу скважины с ICD или разной плотности перфорации.

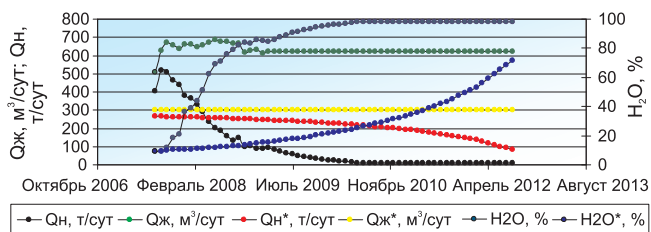


Рис. 10. График среднесуточной добычи нефти, жидкости и обводнённости скв.1006Г Северо-Янгтинского месторождения с применением распределения плотности перфорации (*) и без этого.

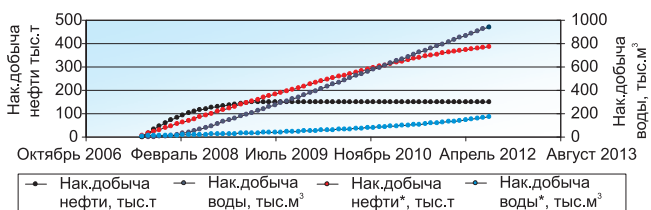


Рис. 11. График накопленной добычи нефти, жидкости и средней обводнённости скв.1006Г Северо-Янгтинского месторождения с применением распределения плотности перфорации (*) и без этого.

= 34 руб и рыночной стоимости 1 барель = 40 \$, экономический эффект составит 1 млн.руб. На примере применения новых технологий на Ярайнерском месторождении при моделировании с 01.12.2008 на 01.01.2012 будут получены следующие результаты: накопленная добыча нефти – 1,906 млн.т, средняя обводнённость 98%, КИН – 0,3. Дополнительная добыча от проведения мероприятий составит 570 тыс.т, а чистая прибыль 10 млн.рублей (Рис. 12, 13).

Выводы

На основе полученных результатов можно сделать вывод о том, что проблема конусообразования и раннего обводнения горизонтальных скважин, дренирующих коллектор с подстилающей водой, решаема. Применение предлагаемого метода распределения плотности перфорации как аналог ICD является эффективным и экономически выгодным. Для подтверждения теоретических результа-

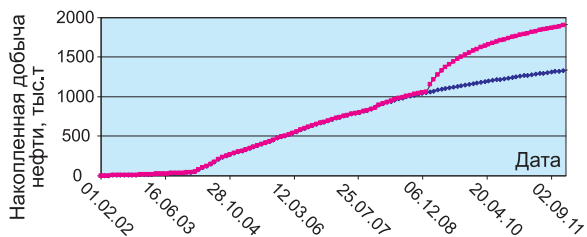


Рис. 12. Прирост добычи с пласта ПК20 Ярайнерского месторождения от применения на горизонтальных скважинах технологии распределения плотности перфорации с 01.01.08г.

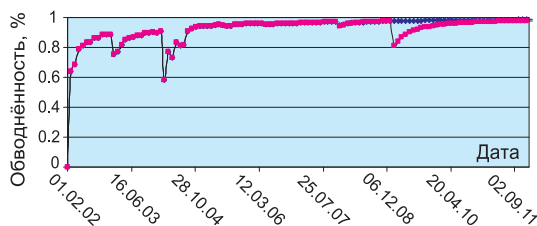


Рис. 13. Изменение обводнённости с пласта ПК20 Ярайнерского месторождения от применения на горизонтальных скважинах технологии распределения плотности перфорации с 01.01.08г.

тов запланировано практическое применение предполагаемого подхода.

Литература

Alkhelaiwi F.T., Davies D.R. Inflow Control Devices: application and value quantification of developing Technology. *Pros. of the Int. Oil Conf. and Exhib. Mexico*. DOI 10.2118/108700-MS. 2007.

Fernandes P.D., Silva M.G.F., Bedrikovetsky P. A new IOR technology to homogenize horizontal well injectivity/productivity profile. *Pros. of the Symposium on Improved Oil Recovery*. USA. DOI: 10.2118/99343-MS. 2006.

Guo Boyun. Effects of friction in drain hole on productivity of horizontal and multilateral wells. *Pros. of the Asia Pacific Oil and Gas Conf. and Exhib. Indonesia*. DOI 10.2118/106948-MS. 2007.

Hill A.D., Zhu D. The relative importance of wellbore pressure drop and formation damage in horizontal wells. *SPE Production & Operations*. Vol. 23. N 2. 2008. 232-240.

HoJeen Su, Dogru All H. Modeling of equalizer production system and smart well applications in full-field studies. *SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conf. UAE*. DOI 10.2118/111288-MS. 2007.

Recham R. Super-critical rate based on economic recovery in water and gas coning by using vertical and horizontal well performance. *Offshore Europe*. United Kingdom. DOI 10.2118/71820-MS. 2001.

Romero J., Mack M.G., Ebel J.L. Theoretical model and numerical investigation of near-wellbore effects in Hydraulic fracturing. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Texas. DOI 10.2118/30506-MS. 1995.

Saavedra N.F., Reyes D.A. Drainage area for horizontal wells with pressure drop in the horizontal section. *Pros. of the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conf. Argentina*. DOI 10.2118/69431-MS. 2001.

М.М. Галиуллин, М.А. Азаматов, В.А. Вдовин. **Modern enhanced oil recovery methods on oil fields with reserves difficult to recover.**

Water cut rapid growth is characteristic for horizontal wells on the oil fields with active aquifer, gas cap and high-scale of section compartmentalization. Inflow control device (ICD) technology is a solution of this problem. ICD is a device for water restriction from formation. They are installed along horizontal well section and each other is intercepted with external casing packer. Fluid-movement profile along horizontal well section is equalized. As a result, waterless time is increased and recovery factor is increased.

Keywords: horizontal well, shot density distribution.

Галиуллин Марат Миннурович

Зам. начальника отдела стимуляции пласта Филиала «Муравленковскнефть», ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: геология и разработка нефтяных месторождений, геоэкология, изучение свойств пласта и флюидов, капитальный и подземный ремонт скважин и т.д.

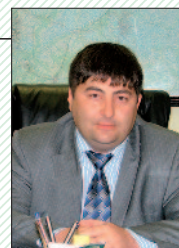
629603, РФ, Тюм. обл., ЯНАО, г.Муравленко, ул.Ленина, д.82/19. Тел.: 8 9120-72-25-03.



Вдовин Владимир Анатольевич

Зам. генерального директора – главный инженер филиала «Муравленковскнефть», ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: геология и разработка нефтяных и газовых месторождений, новые технологии в сфере добычи полезных ископаемых.

629603, РФ, Тюм. обл., ЯНАО, г.Муравленко, ул.Ленина, д.82/19. Тел.: 8 9220-60-02-22.



ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА

В данной работе приведен анализ реализации системы поддержания пластового давления путем привлечения горизонтальных скважин для закачки рабочего агента на примере месторождений, разрабатываемых Филиалом «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ».

Ключевые слова: горизонтальная скважина, трудноизвлекаемые запасы, повышение нефтеотдачи.

Большинство запасов углеводородного сырья в России в настоящее время классифицируется как трудноизвлекаемые и приурочены к залежам, характеризующимся сложным геологическим строением, низкой и ультранизкой проницаемостью, высокой вязкостью нефти, осложненным наличием разломов, активных подошвенных вод и газовых шапок. Эффективная разработка таких объектов не может быть обеспечена традиционными технологиями строительства и эксплуатации скважин и требует массированного применения инновационных методов нефтедобычи, способных обеспечить повышенную производительность скважин, интенсивные темпы отбора и высокую конечную нефтеотдачу при приемлемой рентабельности производства.

Все известные на сегодняшний день методы интенсификации добычи реализуют один из следующих двух (или оба одновременно) механизмов: 1. увеличение рабочего перепада давления; 2. снижение фильтрационного сопротивления призабойной зоны пласта (ПЗП).

Повышение перепада давления, очевидно, наиболее простой и дешевый способ интенсификации добычи. Но его применение ограничивается физическими возможностями существующего нефтепромыслового и внутрискважинного оборудования, и резервы по увеличению депрессии на пласт на практике, как правило, невелики. Часто существуют и геологические ограничения в виде рекомендованного забойного давления, предотвращающего преждевременное обводнение добывающих скважин закачиваемой или подошвенной водой при наличии последней.

Методы, снижающие фильтрационное сопротивление течения флюидов, более трудоемки, но и значительно бо-

лее результативны. При этом, если такие технологии, как например, гидравлический разрыв пласта (ГРП) и физико-химические методы обработки воздействуют, в основном, лишь на призабойную зону пласта, уменьшая ее фильтрационное сопротивление, то применение горизонтальных скважин (ГС) для закачки рабочего агента позволяет не только значительно снизить фильтрационное сопротивление в призабойной зоне, но и целенаправленно влиять на направления течения жидкостей в удаленном межскважинном пространстве пласта, увеличивая скорости фильтрации флюидов и минимизируя долю слабо дренируемых зон в общем поровом объеме пласта. Горизонтальные скважины, дренируя продуктивный горизонт на десятки и сотни метров, соединяют друг с другом участки повышенной проницаемости, каверны и трещины, не только увеличивая скорости фильтрации в межскважинном пространстве, но и повышая степень охвата пласта процессом выработки, увеличивая конечную нефтеотдачу. Применение горизонтальных скважин позволяет снизить плотность сетки скважин, вскрывать отдельные изолированные пропластки, а на этапе доразработки месторождения проводить скважины между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин, использовать ГС в качестве нагнетательных для регулирования профиля вытеснения.

Практическое применение горизонтальных скважин и боковых стволов с горизонтальным окончанием потребовало внесения существенных изменений в систему разработки месторождений. В настоящее время производственниками и учеными накоплен огромный статистический материал, основанный на опыте работы горизонтальных скважин на различных месторождениях, (Мукминов, 2004)

на основе которых необходимо сформулировать новые подходы к теории проектирования разработки месторождений с применением ГС.

Горизонтальная скважина, используемая для поддержания пластового давления (ППД), обеспечивает большую площадь поверхности фильтрации рабочего агента, что дает высокую приемистость. Это особенно выгодно в тех случаях, когда достижение требуемой компенсации труднодостижимо вследствие низких фильтрационно-емкостных свойств пласта коллектора. Использование ГС в системе ППД позволяет решить проблему без увеличения давления на устье скважины, т.е. без дополнительных затрат. Положитель-

Дата перевода	скв окр	куст	пласт	на 01.11.09				24.11.09				(+/-)				
				Ож	%H ₂ O	Он	Нд	Ож	%H ₂ O	Он	Нд	Ож	%H ₂ O	Он		
12.11.09	5692	1526	1БС9					210/90								
	8196	034	1БС9	60	2	49,1	1430	67	2	54,8	1410	7	0	6		
	8203	034	1БС9	45	2	36,8	1250	50	2	40,9	960	5	0	4		
	1086	37а	1БС9	35	74	7,6	1540	36	74	7,8	1540	1	0	0		
	1024	27а	1БС9	55	49	23,4	1640	58	50	24,2	1640	3	1	1		
	1055	37а	1БС9	78	15	55,4	1620	78	20	52,1	1600	0	5	-3		
			Итого	273		172		289		180		16		8		

Табл. 1.

Дата перевода	скв окр	куст	пласт	на 01.05.09				24.11.09				(+/-)				
				Ож	%H ₂ O	Он	Нд	Ож	%H ₂ O	Он	Нд	Ож	%H ₂ O	Он		
25.05.09	1731	31А	2БС9					210/90								
	1732	100	2БС9	51	4	40,9	2410	77	3	62,4	2000	26	-1	21		
	1770	100	2БС9	29	6	23,0	2400	63	80	10,5	2030	34	74	-12		
	1751	100	2БС9	27	10	20,1	2700	37	15	26,3	2460	10	5	6		
			Итого	107		84		177		99		70		15		

Табл. 2.

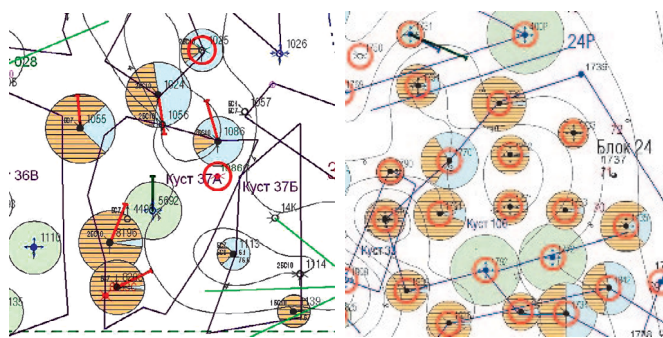


Рис. 1.

Рис. 2.

ным моментом является и то, что удается избежать повышения забойного давления выше давления образования техногенной трещины, что снижает вероятность преждевременного обводнения окружающих добывающих скважин.

В настоящее время ГС эксплуатируются либо на режиме истощения, либо в сочетании с вертикальными нагнетательными скважинами. Имеются лишь единичные упоминания о строительстве и успешной эксплуатации горизонтальных скважин в качестве нагнетательных – на месторождении New-Nore в Техасе вместо шести проектных вертикальных скважин ППД были построены две нагнетательные ГС, что привело к четырехкратному росту добычи на месторождении.

На сегодняшний день в филиале «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» эксплуатация горизонтальных скважин в целях нагнетания в пласт рабочего агента осуществлена на двух месторождениях: Суторминском и Сугмутском.

В первом случае для ППД используется ГС № 5692 (Рис. 1), имеющая горизонтальный ствол с эффективной длиной 321,2 м, ориентированный в юго-восточном направлении. Скважина расположена в зоне интенсивных отборов, обусловленной наличием пяти горизонтальных добывающих скважин с суммарным отбором 172 т/сут и накопленными отборами 39276 тонн. На данном участке коллектор пласта 1БС₉ характеризуется следующими параметрами: эффективная нефтенасыщенная мощность в среднем составляет 2,2 м., коэффициент песчаности 0,9, среднее значение пористости в долях единиц – 0,196, проницаемость по гидродинамическим исследованиям составляет 5,8 мД. На данном участке в работе находятся пять добывающих скважин №№ 8196, 8203, 1055, 1024, 1086, являющиеся реагирующими. ГС № 5692 запущена под закачку в ноябре 2009 г. с приемистостью 250 м³/сут. Суммарный дебит нефти по району до запуска составлял 172 т/сут., через 2 недели эксплуатации горизонтальной скважины ППД совокупный дебит составил 180 т/сут, увеличение на 5%. По таблице 1 видно, что отклик добывающих скважин на запуск горизонтальной скважины проявился достаточно быстро. Данная особенность указывает на необходимость в точном расчете объемов и давления закачки во избежание преждевременного обводнения добывающих скважин вследствие прорыва нагнетаемой воды.

Хороший результат внедрения стратегии разработки горизонтальными скважинами достигнут на пласте БС_{9/2} Сугмутского месторождения. Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта 2БС₉ составляет 7,2 м., средняя пористость 0,18, проницаемость по результатам гидродинамических исследований 7 мД. Коллектор представлен мелкозернистым песчаником с примесью алевролитового мате-

риала, в целом обломочный материал составляет 80 – 97%.

Под нагнетание была переведена одна горизонтальная скважина №1731 (Рис. 2), эффективная длина горизонтального ствола которой составляет 623 м. На рассматриваемом участке пласта в работе находятся три добывающие скважины №№ 1751, 1732, 1770. Суммарное приращение дебита по нефти по участку составило 15 т/сут., что составляет 18 %. Максимальное увеличение наблюдается по скважине № 1732 и составляет 21 т/сут. В тоже время по скважине № 1770 наблюдается снижение дебита нефти на 12 т/сут вследствие увеличения обводненности, вызванной прорывом воды от скважины ППД № 1792 (Рис. 2).

Отметим, что реализованных систем разработки на основе использования только горизонтальных скважин для добычи нефти и закачки рабочего агента пока не существует.

Результаты работы показали, что внедрение системы разработки на основе горизонтальных скважин в филиале «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ» выявило эффективность данного метода. На начальном этапе увеличение суточной добычи нефти по участкам в среднем составило 10%. В дальнейшем предполагается непрерывный мониторинг закачки рабочего агента посредством горизонтальной скважины с оценкой накопленной добычи нефти и выработкой практических рекомендаций. Применение горизонтальных скважин в системе поддержания пластового давления позволит существенно повысить эффективность разработки, довыработать остаточные запасы нефти.

Литература

Мукинов И.Р. Гидродинамические аспекты разработки месторождений горизонтальными скважинами и скважинами с трещинами ГРП. Дис. канд. техн. наук. Уфа. 2004.

A.Sh. Biglov, I.F. Talipov, N.M. Elsunkaev. **Reservoir pressure maintenance system realization with the help of horizontal injection wells.**

Examples of realization in field development system by horizontal injection wells were indicated in that work.

Keywords: horizontal well, hard recoverable resources, enhanced oil recovery.

Биглов Айрат Шамилович

Зам. начальника отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: геология и разработка нефтяных и газовых месторождений.

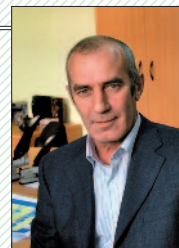
629603, РФ, Тюм. обл., ЯНАО, г.Муравленко, ул. Ленина, 82/19. Тел. (34938)63-002.



Эльсункаев Нурадий Мадаевич

Начальник отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: геология и разработка нефтяных и газовых месторождений.

629603, РФ, Тюм. обл., ЯНАО, г.Муравленко, ул. Ленина, 82/19. Тел.: (34938)63-013.



ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЕРХНЕ- И СРЕДНЕЮРСКИХ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ ТАЗОВСКОГО ВАЛА

Основная цель данной работы заключается в выявлении закономерностей строения и состава продуктивных резервуаров, изучении тонкодисперсной составляющей, определяющей степень неоднородности фильтрационно-емкостных свойств коллекторов Ю₁-Ю₅ и роли глинистой массы в составе цемента пластов-коллекторов.

Ключевые слова: юрские резервуары, тонкодисперсная составляющая, структура коллектора, продуктивность скважин.

Перспективы освоения юрских отложений данных месторождений связаны с литолого-минералогической спецификой коллекторов, являющихся основным резервом данного региона, учитывая высокую степень выработки сеноманских залежей газа. Одним из актуальных вопросов освоения глубоких (юрских) горизонтов месторождений Тазовского вала является изучение особенностей пустотно-порового пространства коллекторов и тонкодисперсной составляющей, обуславливающих различную потенциальную продуктивность.

Заполярье и Тазовское месторождения являются многопластовыми и относятся к уникальным по запасам углеводородного сырья. Верхне- и среднеюрские отложения распространены повсеместно и представлены породами васюганской и тюменской свит, включающие в себя пласты Ю₁-Ю₅ (Рис. 1).

Продуктивные горизонты сложены песчаниками, песчанистыми алевролитами, сцементированными глинисто-карбонатной цементной массой. По данным лабораторных исследований юрские коллектора характеризуются широким диапазоном пористости (до 22,5 %) и в основном низкой проницаемостью (до 2мД), за исключением нескольких образцов пласта Ю₃ с проницаемостью до 100 – 150 мД.

С целью изучения детального строения пустотно-порового пространства юрских резервуаров нами были проанализированы шлифы, проведены электронно-микроскопические исследования и рентгено-структурный анализ тонкодисперсной составляющей. Глинистая составляющая наряду с обломочной фазой структуры коллектора определяет его фильтрационно-емкостные свойства и может влиять на продуктивность скважин (Сайфутдинов и др., 2008).

Анализ кернового материала свидетельствует о широком литологическом разнообразии пород-коллекторов юрских продуктивных горизонтов:

Пласт Ю₁ сложен светло-серыми грубослоистыми средне-мелкозернистыми песчаниками. Для песчаников характерна цикличность. В основании циклов залегают наиболее грубые разности песчаников, до крупнозернистых, переходящие постепенно в средне-мелкозернистые песчаники с глинистыми слоями. Завершается цикл мелкозернистыми песчаниками. Песчаник сложен в основном кварцем и плагиоклазом слабой степени окатанности. Выделяются довольно крупные скопления пирита. Зер-

на сцементированы, как правило, карбонатным, либо глинисто-карбонатным цементом. Растровая электронная микроскопия показала наличие трещинно-порового типа пустотного пространства (Рис. 2). Большая часть пор инкрустирована либо кристаллами кварца или кальцита, либо чешуйками глинистых минералов. Рентгено-фазовый анализ выявил, что глинистые минералы пласта Ю₁ представлены каолинитом, хлоритом и в меньшей степени гидростлюдой (иллитом).

Пласт Ю₂ в верхней части представлен однородными массивными глинистыми мелкозернистыми алевролитами и алевритовыми глинами темно-серого цвета. В средней части наблюдается пачка тонкоритмичного переслаивания мелкозернистых алевролитов и мелкозернистых песчаников. Нижняя часть сложена алевролитами темно-серыми глинистыми, аргиллитами темно-серыми до черных, углистыми с редкими прослоями крупнозернистых алевролитов. Наблюдается прослой (0,3 м) угля каменного сильно трещиноватого. Ниже залегают песчаники, мелко-среднезернистые хорошо сортированные светло-серого цвета, переслаивающиеся с песчанистыми, крупнозернистыми алевролитами и глинистыми темно-серыми мелкозернистыми алевролитами. Песчаники представлены кварцем и плагиоклазом с довольно большим содержанием слюд (биотит и мусковит). В образцах довольно широко распространены фрамбоиды пирита, образовавшиеся в результате жизнедеятельности анаэробных сульфатредуцирующих бактерий в пласте (Рис. 3). Наличие таких минеральных форм в пласте с одной стороны ухудшает фильтрационно-емкостные свойства пласта, а с другой способствует уменьшению количества сернистых соединений нефти, что повышает ее качество. Цемент в основном карбонатный, местами кварц-халцедоновидный. Электронная микроскопия показала, что почти все песчаники довольно плотные, пор относительно мало и они в свою очередь часто инкрустированы глинистыми минералами. Но, несмотря на это широко развита трещиноватость. По данным РФА было установлено преобладание гидростлюдистых компонентов глинистых минералов, что было заметно и на электронных фотографиях, вторым по преобладанию в пласте глинистым минералом является каолинит и совсем незначительно содержание хлорита.

Пласт Ю₃ сложен песчаниками, постепенно переходящими через крупнозернистые алевролиты к глинисто-углистым алевролитам. Завершается пласт Ю₃ углем или

черным сильно углистым аргиллитом. Песчаники состоят из обломочных зерен кварца, ортоклаза, слегка серитизированного полевого шпата.

В отдельных случаях появляются кластеры. Это продукты срастания нескольких обломочных зерен за счет регенерационных процессов, что ведет к изменению пустотного пространства и ухудшению фильтрационных свойств пласта. По составу цемент крайне разнообразный. Участки гидрослюдистого цемента сменяются участками кварц-халцедонового и тонкодисперсного известково-глинистого цемента. В образцах пор значительно больше чем в пласте Ю₂. В глинистой составляющей преобладающим минералом является каолинит, но в тоже время в пласте появляются и смешаннослойные минералы, причем в значительных количествах (Рис. 4). Этот факт способен существенно повлиять на поведение глинистых минералов, таких как монтмориллонит, при закачке в пласт пресной воды, так как монтмориллонит, являясь сильно разбухающим минералом может сильно затруднить фильтрацию флюидов в пласте, закупорив трещины, каналы и поры.

Пласт Ю₄ представлен переслаиванием песчаников от мелко- до крупнозернистых, алевролитов крупнозернистых и углистых аргиллитов. Песчаники полимиктовые, переслаивающийся с алевролитами. Состав обломочных зерен – кварц – 60%, плагиоклаз – 10%, КПШ – 10%, биотит

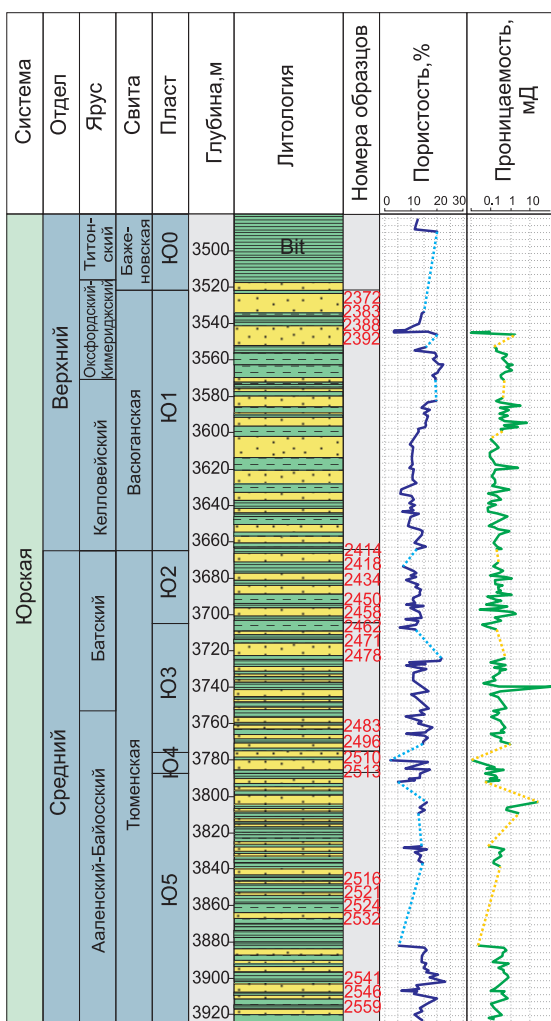


Рис. 1. Сводная литолого-стратиграфическая колонка месторождений Тазовского вала.

Рис. 2. Заполняющее месторождение. Глубина 3526,6. Пласт Ю₁. Увеличение 1000х. Трещинно-поровый тип пустотного пространства.

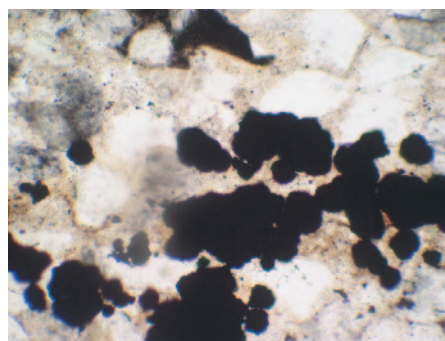
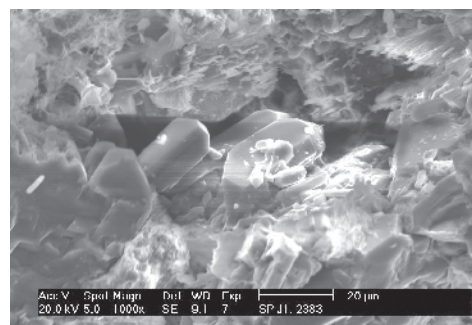


Рис. 3. Заполняющее месторождение. Глубина составляет 3670,2. Пласт Ю₂. Увеличение 25х. Фрамбонды пирита бактериального происхождения.

5 – 10%, измененные обломки пород основного состава – 10 – 15%. Цемент карбонатный, с примесью глинисто-слюдистого материала, базальный, местами поровый, составляет 30 – 40% породы, развита слабая кластеризация (Рис. 5). В участках развития базального цемента обломочные зерна кварца корродируются. В глинистой составляющей преобладает каолинит, в меньшей степени представлены гидрослюда и хлорит.

Пласт Ю₅ представляет собой ритмичное переслаивание мелко-, среднезернистых песчаников серых и буровато-серых и темно-серых мелкозернистых горизонтально-слоистых алевролитов. Песчаник полимиктовый с широко развитой кластеризацией и цементом базального типа. Встречающиеся алевролиты полосчатые, послойно декорированные битуминозно-глинистым веществом. Зерна плохоокатанные, цемент карбонатный, местами карбонатно-глинистый. Данные растровой электронной микроскопии также показали сильно развитую кластеризацию, а также выявили ухудшение емкостно-фильтрационных свойств пласта Ю₅ за счет зарастания крупных пор кристаллами кварца и чешуйками глинистых минералов – гидрослюдой, хлоритом и каолинитом (Рис. 6). Также растровая электронная микроскопия помогла выявить наличие кристаллов цеолитов (Рис. 7).

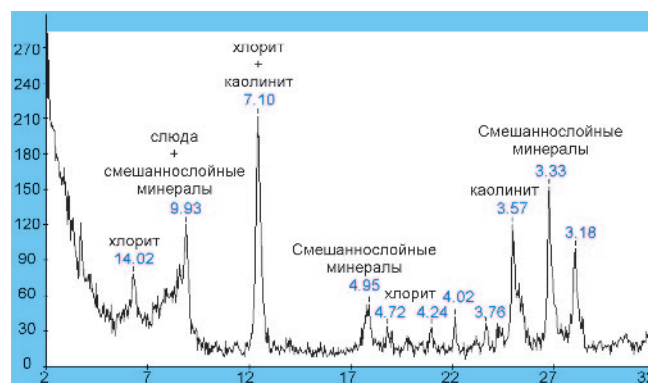


Рис. 4. Результат рентгено-фазового анализа образца №2496, пласт Ю₃.

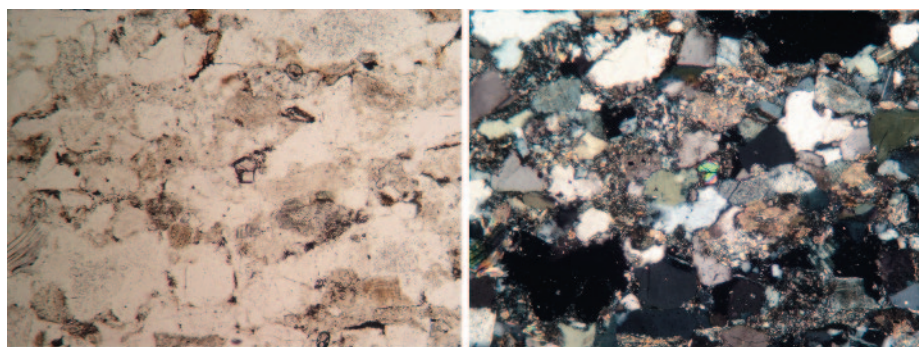


Рис. 5. Тазовское месторождение. Глубина 4059,15. Пласт Ю₄. Увеличение 10х. Песчаник полимиктовый со слабой кластеризацией, сцементированный глинисто-карбонатным цементом. В центре – зерно циркона.

Для юрско-мелового комплекса месторождений УВ сырья, важную роль играют особенности состава и структуры коллектора, что объясняется спецификой седиментации терригенных отложений в юрско-меловом бассейне. Эта особенность заключается в повышенной глинистости коллекторов. Глинистая составляющая этих коллекторов слагает базальный цемент песчаных пород, при этом при визуальных и микроскопических исследованиях пористость этих пород не регистрируется. Хотя по данным лабораторных исследований она меняется до 20 и более процентов. Проведенные исследования показали, что структуру этой глинистой массы обуславливают нано-размерные величины пор, которые можно различить при больших увеличениях под электронным микроскопом, при этом пористость самой цементной массы по данным микроскопических исследований составляет до 50%. Таким образом, коллектора этих месторождений могут быть отнесены к нано-пористому типу. Глинистая составляющая наряду с обломочной фазой структуры коллектора определяет его фильтрационно-емкостные свойства и может влиять на продуктивность скважин.

Итак, коллектора васюганской и тюменской свит, сложены полимиктовыми песчаниками, с поровым, либо трещинно-поровым типом пустотного пространства. Обло-

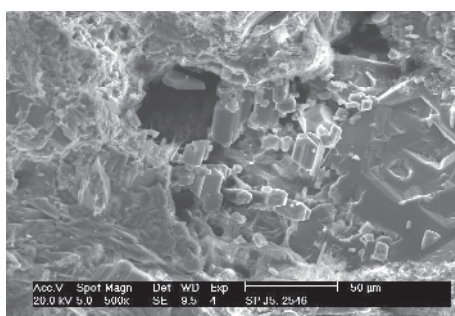
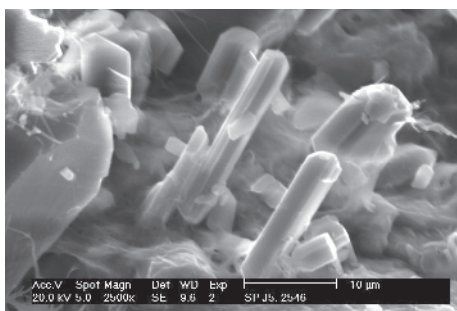


Рис. 6. Заполярное месторождение. Глубина 3907,5. Пласт Ю₅. Увеличение 500х. Общая структура пустотно-порового пространства. В центре крупная пора,

инкрустированная кристаллами кварца и глинистыми минералами.

Рис. 7. Заполярное месторождение. Глубина 3907,5. Пласт Ю₅. Увеличение 2500х. Кристаллы цеолита (анальцима).



мочная часть сцементирована в основном карбонатным или глинисто-карбонатным цементом. Глинистая составляющая коллекторов представлена в основном неразбухающими, либо слабо-разбухающими минералами (иллит, хлорит, каолинит), за исключением пласта Ю₃, где в ее составе выявлены смешаннослойные минералы. Однако реакция глинистых минералов на различные методы воздействия на пласт является существенно различной. Необходимо проводить литолого-технологическое картирова-

ние, которое позволит оптимально выбирать методы воздействия в ходе эксплуатации месторождения (Муслимов и др., 2003). Таким образом, отличительной особенностью юрских коллекторов Заполярного и Тазовского месторождений является относительно высокая глинистость, которая кроме ухудшения фильтрационно-емкостных свойств, несет в себе и положительный момент, так как глинистые минералы сорбируют тяжелые высокомолекулярные компоненты нефти, такие как асфальтены и смолы. В результате в залежах концентрируются скопления легких нефтей.

Литература

Сайфутдинов А.Р., Брежеч Л.Н., Ситдикова Л.М., Изотов П.В., Панарин И.А. Тонкодисперсная составляющая пород-коллекторов Средне-Обской группы месторождений (на примере Покамасовского месторождения). *Мат-лы межд. научно-практ. конф.: Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов*. Казань. 2008. 364-366.

Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-технологическое картирование нефтяных залежей – основа выбора стратегии воздействия на пласт с целью оптимизации КИН. *Мат-лы межд. научно-практ. конф.: Повышение нефтеотдачи пластов*. Казань. 2003. 552-560.

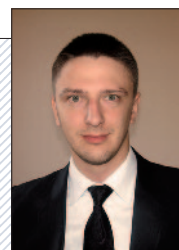
I.A. Panarin. Lithology peculiarities of middle and upper jurassic reservoirs of the tazovsky swell.

The potential of the jurassic sediments development in the northern part of west siberia are linked with the lithological and mineralogical peculiarities of the reservoirs being the main reserve of this region taking into account the high degree of depletion of the cenomanian gas pools. The studies of the characteristics of the interstitial space of the reservoirs and the shaly component facilitating different potential productivity is one of the pressing issues of the development of the deep (jurassic) horizons. The shaly component together with the fragmentary phase of the reservoir structure defines its porosity and permeability characteristics and can have an impact on the well productivity.

Key words: jurassic reservoirs, shaly component, reservoir structure, well productivity.

Иван Александрович Панарин

Аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых. Научные интересы: геологическое и гидродинамическое моделирование, изучение терригенных резервуаров.



МГУ им. М.В.Ломоносова. Россия, Москва, Воробьевы горы. Тел.: +7 (926) 353-36-16.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРЕЩИНО-ПОРОВЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Для более эффективной разработки пласта БП₁₆ Вынгайхинского месторождения на основе построенной карты сейсмических атрибутов предсказана зона развития улучшенных коллекторских свойств, приуроченная к развитию трещиноватости. Выявленная зона трещиноватости подтверждается комплексным анализом данных геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и учитывая палео-геологическую историю развития региона подтверждается выявленная трещиноватая зона.

Сложное строение целевого пласта учитывается при построении гидродинамической модели двойной пористости и проницаемости.

Ключевые слова: трещиноватость, сейсмические атрибуты, модель двойной пористости с двойной проницаемостью.

Введение

В последнее время одной из наиболее актуальных проблем в нефтяной отрасли считается разработка сложно построенных нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. К таковым относится Вынгайхинское нефтяное месторождение, расположенное в Западной Сибири, разработку которого ведет филиал «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ».

Объектом исследования является не разрабатываемый на сегодняшний день ачимовский пласт БП-16 сортовой свиты неокома. Песчано-алевролитоглинистый разрез ачимовских отложений характеризуется высокой площадной неоднородностью, вызванной латеральным замещением проницаемой части глинами с образованием линзовидных коллекторов и низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Средняя проницаемость составляет 1 мД, средняя пористость – 17%, средняя эффективная пористость – 7%.

Несмотря на сложные геологические особенности перспективность разработки пласта БП₁₆ может быть связана с выявлением зон улучшенных коллекторских свойств, приуроченных к развитию трещиноватости.

На основе комплексного анализа имеющихся данных по лабораторным исследованиям керна, интерпретации сейсмических данных, и принимая во внимание палеотектонические условия развития бассейна седиментации, была предложена схема разработки пласта БП₁₆ с учетом расчетов на построенной гидродинамической модели двойной пористости с двойной проницаемостью. Именно такая модель наиболее адекватным образом позволяет смоделировать поведение флюида в системе матрица породы – матрица трещины (Eclipse, 2004).

Обоснование зоны трещиноватости

В пределах изучаемого участка Вынгайхинского месторождения было пробурено 18 скважин. По результатам испытаний только по трем скважинам (скважины А1, А12 и А13) были получены дебиты нефти. Средний дебит составил 10 м³/сут. (Рис. 1). Можно заметить, что скважины,

на которых была получена нефть, располагаются в непосредственной близости к разлому, интерпретированному в ходе работы по данным сейсмического анализа (Рис. 1). Скважины А6 и А10 также располагаются близко к предполагаемой зоне трещиноватости. Несмотря на отсутствие в притоке нефти дебиты воды, полученные на этих скважинах, составляют 11 м³/сут и 10 м³/сут, что соизмеримо с дебитами «нефтяных» скважин (Рис. 1).

На основании данного факта, можно предположить, что дебиты жидкости, полученные на разведочных скважинах при испытании Ачимовской свиты, связаны с наличием зон трещиноватости. Ранее притоков жидкости при испытании Ачимовских залежей получено не было.

Результаты интерпретация данных ГИС

Известно, что не существует прямых методов выявления зон трещиноватости (Голф-Рахт, 1986). И для выявления такого рода зон необходимо применение комплекса методов.

Одним из таких методов является набор электрических каротажей. Близость в показаниях глубинного и бокового электрических каротажей на проницаемом интервале может быть расценена как возможная зона трещиноватости. Достоверным методом обнаружения трещин является каверномер, проведенный в открытом стволе скважины. Напротив трещиноватой зоны диаметр скважины увеличивается (Ahmed, 2006).

Одним из наиболее эффективных методов обнаружения возможной трещиноватости является метод расчета двойной пористости, основанный на сравнении рассчитанных пористостей по акустическому и стандартному каротажу, в частности методу самопроизвольной поляризации (ПС) (Ahmed, 2006).

Акустический каротаж различает только первичную (межгранулярную) пористость, в то время как стандартные методы расчета пористости (например, метод ПС) определяют общую пористость. Как результат, расхождение кривых рассчитанных пористостей определяет вели-

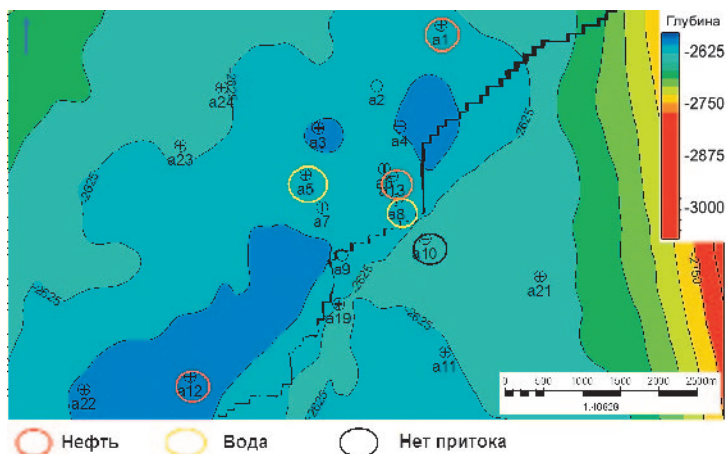


Рис. 1. Расположение скважин на Вынгайяхинском месторождении.

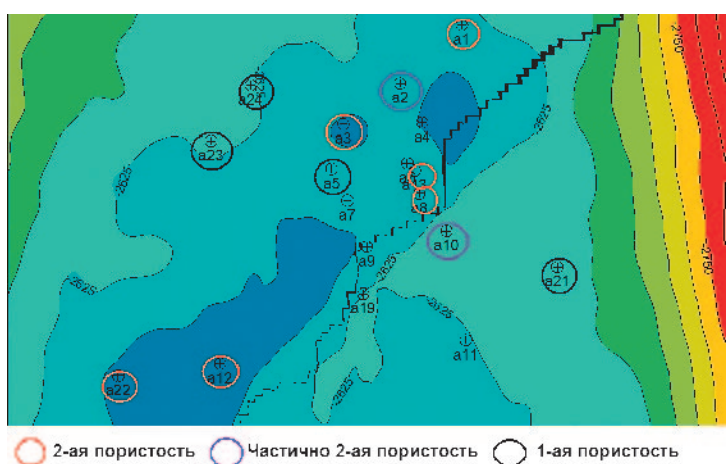


Рис. 2. Распределение скважин с двойной пористостью.

чину двойной пористости.

В данной ситуации, вторичная пористость может быть рассчитана следующим образом:

$$[\text{Вторичная пористость}] = [\text{Пористость_ПС}] - [\text{Пористость_АК}], \quad (1)$$

где [Пористость_ПС] – пористость по ПС методу, [Пористость_АК] – пористость по акустическому каротажу.

Для каждой скважины, где присутствуют оба каротажа, был рассчитан ручной каротаж двойной (вторичной) пористости, что подтвердило наличие вторичной пористости в скважинах А1, А12 и А13 (Рис. 2).

Анализ сейсмических атрибутов

Сложное строение Вынгайяхинского месторождения было подтверждено с помощью интерпретации сейсмических данных, используя программный продукт Petrel компании Schlumberger. В качестве исходной информации использовался сейсмический куб.

Первоначально опорные горизонты были выявлены на основе изменения параметра отражения волн, которым свойственно чередование в акустических свойствах породы. Это переслаивание обуславливается:

- литологической неоднородностью геологического

разреза;

- обстановкой осадконакопления;
- характером насыщения породы.

Следующим шагом было произведено синфазное выравнивание по трассам, что соответствует сейсмическим горизонтам.

В дальнейшем из данных вертикального сейсмического профиля, представляющего собой изменение глубины от двойного времени пробега, в скважинах А1 и А2 были скорректированы каротажные данные по глубине (Рис. 3). Прделанные манипуляции позволили создать скоростную модель, которая позволила произвести конвертацию временного сейсмического куба в глубинный куб.

Следующим этапом интерпретации было выявление приразломных участков в программном продукте Petrel с помощью объемных сейсмических атрибутов, которые отражают определенные свойства волны: амплитуду, частоту и т.д. В качестве наиболее информативных атрибутов были выбраны атрибут расхождений (variance attribute – edge method) и амплитудный атрибут (original amplitude attribute) (Рис. 4, 5).

Используя скважинное распределение вторичной пористости было решено соотнести расположение данных скважин с каким-либо сейсмическим атрибутом для возможности предсказания распространения зон вторичной пористости. Для этих целей глубинный куб был пересчитан в куб атрибутов.

Изначально и целенаправленно были исследованы такие атрибуты как частота, амплитуда, затухание и акустический импеданс – акустическая жесткость.

Акустическим импедансом считается величина ослабления, с которой сейсмическая волна проходит через породу. Импеданс – это функция скорости волны и плотности породы:

$$Z = V \cdot \rho, \quad (2)$$

где Z – акустический импеданс (кг/с/м^2), V – скорость волны (м/с), ρ – плотность породы (кг/м^3).

Считается, что в трещиноватых зонах данные атрибуты имеют заниженные показания (Бондарев, 2000). В результате, именно акустический импеданс оказался оптимальным средством корреляции с площадным распростране-

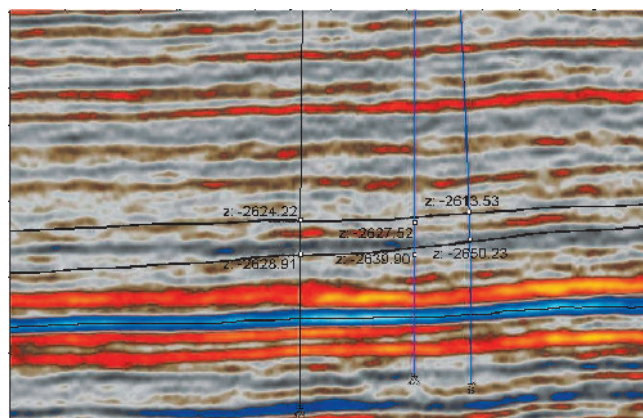


Рис. 3. Фрагмент глубинного сейсмического разреза в частотном атрибуте (inline 1091, xline 348).

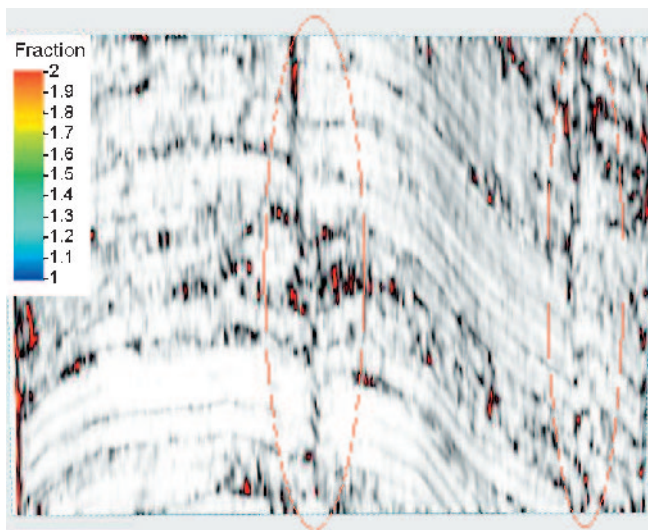


Рис. 4. Интерпретация разломных зон по variance attribute (inline 1251, xline 578).

нием двойной пористости.

На основе выработанного подхода была построена карта средних значений импеданса в пласте БП₁₆ по его кровле (Рис. 6). На рисунке можно заметить, что возможная зона трещиноватости соответствует минимальным значениям импеданса. Таким образом, была установлена взаимосвязь развития зон трещиноватости и сейсмического атрибута, имеющего площадное распространение.

Палео-стратиграфический анализ

Помимо всего прочего были исследованы палео-стратиграфические этажи, соответствующие сейсмическим горизонтам, от фундамента до меловых отложений на предмет распространения в них трещин и иных структурных несогласий (Отчет по литолого-стратиграфическому анализу, 2004).

Используя программное обеспечение Petrel были загружены и построены разломы всех стратиграфических этажей по кровле пласта БП₁₆. В результате, была установлена их унаследованность в плане от фундамента до верхнего мела (Рис. 7). Более того, выявленная зона трещиноватости повторяет контуры развития данных дизъюнктивных нарушений.

Другими словами, можно заявить, что зона развития вторичной пористости соответствует зоне активного разуплотнения в виду активного тектонического развития региона (Рис. 7).

Считается, что Вынгайхинское месторождение находится в Варьеганской структурно-формационной зоне, сложенной преимущественно терригенным материалом. В непосредственной близости граничит Бахилловская структурно-формационная зона, сложенная вулканогенными породами.

Такое граничное положение, по мнению ряда исследователей, способствовало довольно активному тектоническому развитию региона (Отчет по литолого-стратиграфическому анализу, 2004; Региональные стратиграфические схемы..., 1991).

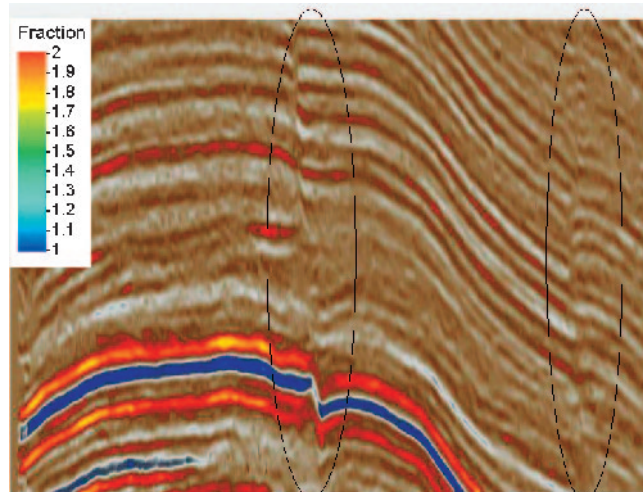


Рис. 5. Интерпретация разломных зон по original amplitude attribute (inline 1251, xline 578).

Иными словами, в пределах месторождения наблюдается серия протяженных глубоких разломов субмеридианного и северо-западного направления (Рис. 7).

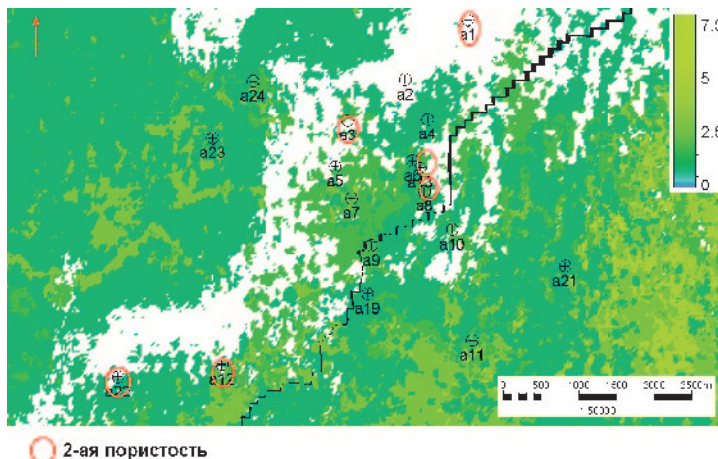


Рис. 6. Карта средних значений акустического импеданса.

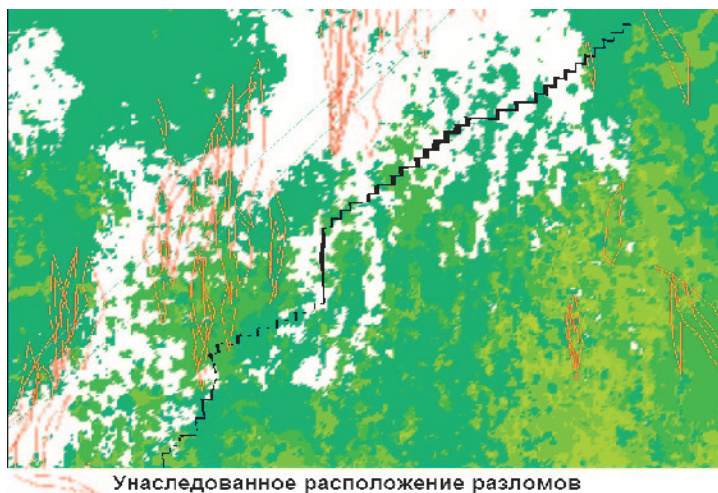


Рис. 7. Унаследованное расположение трещин и зона возможной трещиноватости.

Гидродинамическое моделирование

Главной особенностью зоны трещиноватости является существование, помимо порового пространства в матрице породы, дополнительного порового пространства (вторичная или двойная пористость), связанного с развитием трещин.

Трещина характеризуется своими собственными параметрами:

- пористость (трещинная пористость);
- проницаемость (трещинная проницаемость).

Как правило, принято отождествлять трещинную пористость с вторичной пористостью (Голф-Рахт, 1986). То есть, ранее рассчитанную с помощью акустического и СП каротажей вторичную пористость можно принять за трещинную пористость.

Зная трещинную пористость возможно рассчитать трещинную проницаемость, зависящую от параметра раскрытости трещины (Голф-Рахт, 1986):

$$K_{\text{frac}} = (b^2/12) \cdot \phi_{\text{frac}}, \quad (3)$$

где K_{frac} – трещинная проницаемость (мД), b – раскрытость трещины (мкм), ϕ_{frac} – пористость трещины (вторичная пористость).

В нашем случае гидродинамической модели пластовая жидкость фильтруется по двум независимым системам:

- 1) поровое пространство матрицы породы;
- 2) система трещин.

В случае, когда движение флюида происходит только по трещинам, а матрица породы выступает только как источник хранения, то это модель двойной пористости с единой проницаемостью (Eclipse, 2004).

Если же флюид может перемещаться как в пределах трещины, так и между матрицей и трещиной, то это случай модели двойной пористости с двойной проницаемостью. Данная модель выбрана в качестве базовой для моделирования пласта БП₁₆.

Проводимость между матрицей и трещиной описывается с помощью коэффициента проводимости (4), зависящего от проницаемости матрицы породы (k), объема породы в ячейке матрицы (V) и переменной σ , характеризующей площадь границы раздела системы матрица – трещина в единицу объема:

$$K_{\text{cond}} = k \cdot V \cdot \sigma. \quad (4)$$

Согласно теории Каземи σ может быть оценено следующим образом (Eclipse, 2004):

$$\sigma = 4 \cdot \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right), \quad (5)$$

где l_x, l_y, l_z – размеры матрицы породы в направлении по осям X, Y, Z.

Так как в рамках написания проекта, нет никакой информации о размерах матрицы породы, то значение σ было взято условным и равным 0.02.

Выбор оптимальной системы разработки

На базе полученной гидродинамической модели при помощи программного продукта Eclipse компании Schlumberger были рассчитаны разные схемы разработки пласта БП₁₆.

С целью увеличения производительности по результатам расчетов рекомендуется проводить гидроразрыв пласта (ГРП) на добывающих скважинах. Положительный эффект от проведения ГРП в пластах отложений ачимовской группы получен на Ярайнерском месторождении, расположенном в районе Вынгайхинского месторождения (Супер-ГРП..., 2002).

Заключение

На основе всего вышесказанного были рассчитаны схемы разработки с различной плотностью скважин.

Были смоделированы системы 5-ти точки и 7-ми точки с заводнением, оказавшиеся экономически невыгодными при рыночных условиях 2009 года.

Для каждой системы разработки был рассчитан параметр экономически окупаемой добычи нефти по скважине (такое значение накопленной добычи, при котором проект разработки становится экономически выгодным).

Скважины, удовлетворяющие условию окупаемости, во-первых, располагаются в зоне предполагаемых улучшенных коллекторских свойств, во-вторых обеспечивают наибольшую степень выработки запасов.

Таким образом, оптимальную систему разработки следует формировать путем разбуривания районов наличия зон трещиноватости.

Литература

- Бондарев В.И. Основы сейсморазведки. Екатеринбург: Изд-во УГГГА. 2000. 252.
- Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. Недра. 1986. 608.
- Отчет по литолого-стратиграфическому анализу. ОАО «Газпромнефть-ННГ». 2004.
- Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. Изд.: ЗапСибНИГНИ. 1991.
- Супер-ГРП повышает рентабельность разработки Ачимовской свиты Ярайнерского месторождения. *Нефтегазовое обозрение*. 2002. 80-93.
- Ahmed T. Reservoir Engineering handbook. Burlington, MA: Elsevier/Gulf Professional. 2006.
- Eclipse. Справочное руководство. 2004.

V.Y. Bakhurskiy, R.N. Vasilyev, I.F. Talipov. Features of oil fields with porous fractured reservoir rocks.

The zone of improved reservoir properties related to fractures propagation is build basing on seismic attributes map and used for more effective development of Vyngayahiskoe field, reservoir BP₁₆. Fractured zone is confirmed by complex analysis of formation evaluation, core laboratory investigation and taking into account paleogeological history of region. The complex construction of reservoir is considered in simulation of dual porosity dual permeability simulation model.

Keywords: fracturing, seismic attributes, dual porosity dual permeability simulation model.

А.С.Шишлов, Р.Х. Усманов, М.А. Азаматов, Н.В. Кудлаёва
Филиал «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ», г. Муравленко, Россия
shishlov.as@yamal.gazprom-neft.ru

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ И ПРИТОКА НА ОСНОВЕ ЗАКАЧКИ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ

Работа посвящена решению проблем разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами путем комплексного подхода к обработке как добывающих, так и нагнетательных скважин полимерными системами. Предложен метод совместной обработки нагнетательных и добывающих скважин с последующим синхронным запуском в работу. Расчеты на гидродинамической модели показали, что применение предлагаемого подхода позволяет достичь увеличения накопленной добычи нефти, снижения обводненности продукции.

Ключевые слова: выравнивание профиля приемистости, полимерные системы.

Введение

В последнее время большое внимание нефтяных компаний уделяется вопросам снижения текущей обводненности продукции и повышения уровней добычи нефти. Это связано с тем, что в балансе запасов нефти увеличилась доля трудноизвлекаемых нефтей с неоднородным строением пластов коллекторов.

Данная работа посвящена применению полимерных систем при одновременной изоляции притока из промытых интервалов в добывающих скважинах и выравниванию профиля приемистости в нагнетательных скважинах для исключения закачки рабочего агента в выработанные

интервалы пласта.

Методика работы

Первоначально был рассмотрен процесс фильтрации флюидов в пласте на примере упрощенной 2D модели. Пласт является неоднородным по фильтрационным свойствам и состоит из двух низкопроницаемых пропластков (20 мД) разделенных высокопроницаемым (100 мД). В процессе закачки низкопроницаемые слои принимают воду в меньшем объеме по сравнению с высокопроницаемым (Рис. 1, 2). Вследствие чего, наблюдается неравномерное движение фронта вытеснения и ранний прорыв нагнетаемого агента в добывающую скважину, что влечет

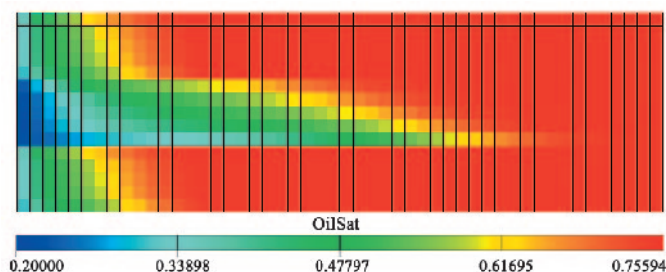


Рис. 1. Движение фронта нагнетаемой воды в пласт на начальном этапе.

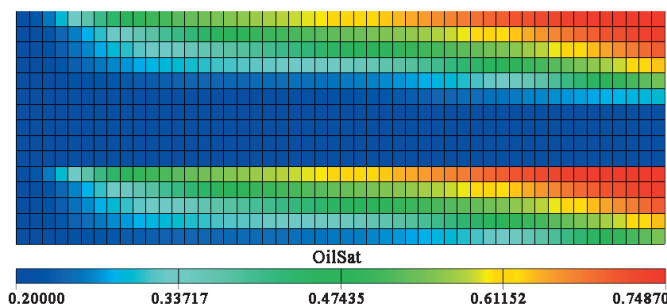
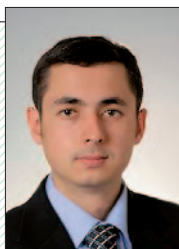


Рис. 2. Прорывной характер движения фронта нагнетаемой воды в пласт, в связи с неоднородным распределением фильтрационных свойств.

Окончание статьи В.Ю. Бахурского, Р.Н. Васильева, И.Ф. Талипова «Особенности разработки месторождений с трещино-поровыми коллекторами»

Бахурский Владислав Юрьевич
Инженер, «Газпромнефть-ННГ» Филиал «Муравленковскнефть», отдел по работе с пластом. Научные интересы: анализ геолого-технических мероприятий, гидродинамическое моделирование, геология, обработка призабойной зоны.



629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО г. Муравленко
ул. Ленина д. 82/19. Тел.: 8 9195-57-23-20.

Васильев Роман Николаевич
Инженер, «Газпромнефть-ННГ» Филиал «Муравленковскнефть», отдел по разработке нефтяных и газовых месторождений. Научные интересы: разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.



629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО, г. Муравленко
ул. Ленина д. 82/19. Тел.: 8 9120-72-98-78.

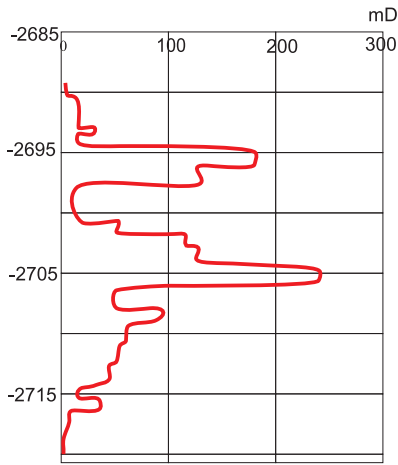


Рис. 4. Распределение проницаемости по разрезу для скважины 2101, входящей в 20-ый блок Сугмутского месторождения.

за собой формирование значительной доли неизвлекаемых запасов и низкого значения коэффициента извлечения нефти (КИН).

Для решения данной проблемы была предложена закачка полимерных систем (ПС) как в нагнетательную, так и в добывающую скважину одновременно. Оценка эффективности применения такого подхода была проведена на основе гидродинамического моделирования.

Гидродинамическое моделирование

В процессе моделирования были приняты следующие допущения:

- закачиваемый полимер проникает в высокопроница-

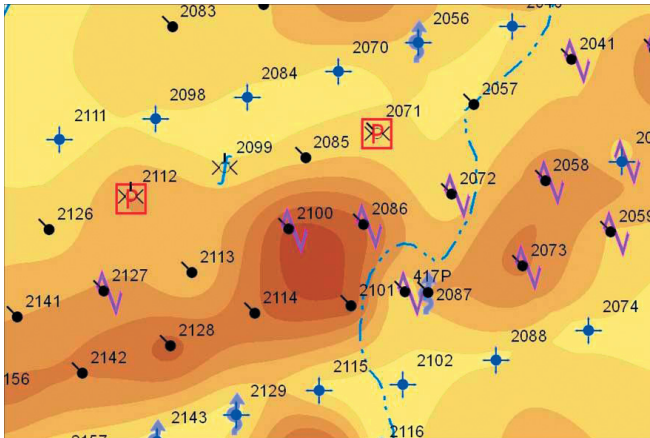


Рис. 3. Карта остаточных запасов 20-ого блока Сугмутского месторождения.

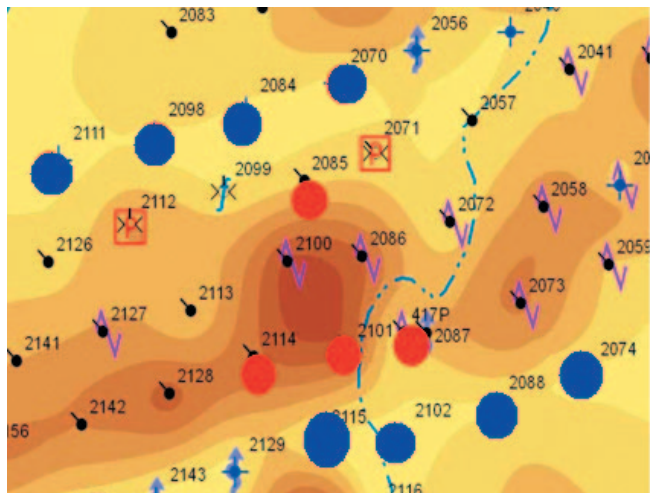


Рис. 5. Схема расположения обрабатываемых добывающих и нагнетательных скважин.

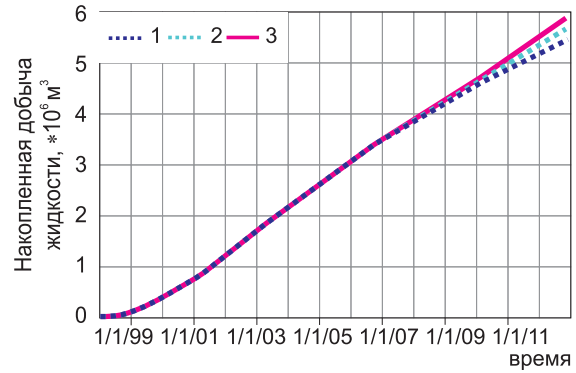


Рис. 6. Накопленная добыча жидкости для 3-х вариантов разработки месторождения. 1 – При закачке ПС в нагнетательные и добывающие скважины; 2 – Накопленная добыча жидкости при закачке ПС в нагнетательные скважины; 3 – Накопленная добыча жидкости при базовом варианте разработки.

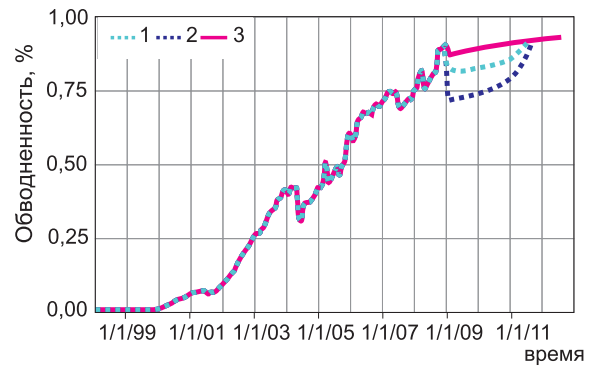


Рис. 7. Динамика обводненности продукции при обработке скважин полимерными системами (ПС). 1 – Изменение обводненности при закачке ПС в нагнетательную скважину; 2 – Изменение обводненности при закачке ПС в нагнетательные и добывающие скважины; 3 – Изменение обводненности при базовом варианте разработки.

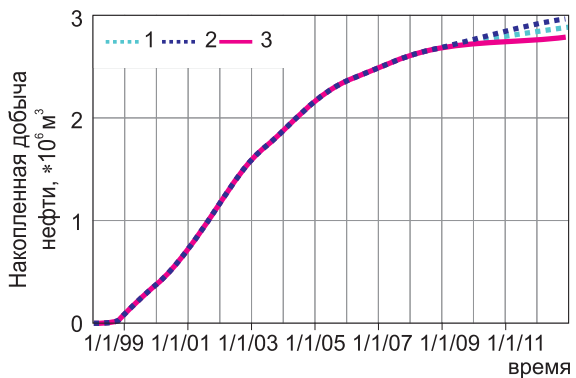


Рис. 8. Накопленная добыча нефти для 3-х вариантов разработки месторождения. 1 – Накопленная добыча нефти при закачке ПС в нагнетательные и добывающие скважины; 2 – Накопленная добыча нефти при закачке ПС в нагнетательные скважины; 3 – Накопленная добыча нефти при базовом варианте разработки.

емый слой;

- гель заполняет весь поровый объем ячеек высокопроницаемого слоя, образуя однородную структуру;
- после закачки полимера проницаемость ячейки снижается до 3 мД.

На основе простейшей 2D модели была проведена оценка следующих вариантов закачки полимерных систем:

- 1 – закачка воды в пласт (базовый вариант);
- 2 – закачка полимерной системы только в нагнетательную скважину;
- 3 – закачка полимерной системы в нагнетательную и добывающую скважину.

Результаты моделирования показали, что лучшим вариантом является применение обработки полимером и нагнетательной и добывающей скважины. Такие выводы были сделаны на основе следующих наблюдений:

- снижение обводненности скважинной продукции на 9%, вследствие чего наблюдается увеличение накопленной добычи нефти на 11% и снижение попутно добываемой воды;
- увеличение коэффициента охвата по пласту.

Таким образом, на основе полученных результатов рекомендуется проводить обработки полимерными системами для выравнивания профиля приемистости и притока как нагнетательных, так и добывающих скважин с последующим синхронным запуском в работу.

Применение методики на Сугмутском месторождении

Следующим шагом в работе было рассмотрение применения рекомендованного подхода на Сугмутском месторождении. Рост обводненности Сугмутского месторождения в основном связан с прорывом вытесняющего агента (воды) в добывающие скважины. Это объясняется тем фактом, что основной объект разработки пласт БС₉₋₂ обладает неравномерным распределением фильтрационно-емкостных свойств. Средневзвешенное значение открытой пористости по пласту БС₉₋₂ составляет 0.17, проницаемость изменяется в достаточно широких пределах от 5 мД до 300 мД.

Для обработки был выбран 20 блок Сугмутского месторождения. Выбор объекта исследования проводился с учетом различных факторов:

- расположение объекта в зоне невыработанных запасов (Рис. 3);
- наличие неоднородного распределения свойств по разрезу (Рис. 4);
- подтверждение роста обводненности скважинной продукции за счет вытесняющего агента (химический анализ проб).

Участок, выбранный для исследования удовлетворяет всем требованиям для проведения работ по закачке полимерных систем как в нагнетательные, так и в добывающие скважины. При обработке полимерного состава рекомендуется использовать следующие технологии (Кудлаёва и др., 2010):

- CL -system;
- ВДС + ЭС + ВУС + НСl;
- ЭСС + ГОС;
- ГОС.

На основе сектора гидродинамической модели Сугмутского месторождения был произведен расчет закачки полимерных систем в пласт в трех вариантах:

- 1 – закачка воды (базовый вариант);
- 2 – закачка полимерной системы в нагнетательные скважины;
- 3 – закачка полимерной системы в нагнетательные и

добывающие скважины (Рис. 5).

Результаты

Сравнительный анализ результатов гидродинамического моделирования показал, что наибольший эффект наблюдается при совместной обработке нагнетательных и добывающих скважин с последующим их синхронным запуском (Рис. 6).

Снижение добычи жидкости объясняется концевым блокированием высокопроницаемых слоев в пласте. В результате чего изменяется обводненность добываемой скважинной продукции: для случая совместной обработки добывающих и нагнетательных скважин обводненность снижается с 90% до 70%; в случае обработки только нагнетательных скважин с 90% до 82% (Рис. 7). Сравнение проводилось с базовым вариантом разработки месторождения.

Важным показателем в рассмотрении вопроса применения полимерных систем при одновременной обработке добывающих и нагнетательных скважин является динамика изменения накопленной добычи нефти (Рис. 8). Согласно приведенным в работе графикам, для случая совместной обработки нагнетательных и добывающих скважин наблюдается наибольший прирост в добыче нефти – 10%.

Выводы

Расчеты на гидродинамической модели показали, что применение предлагаемого в работе подхода совместной обработки нагнетательных и добывающих скважин с последующим синхронным запуском в работу позволяет достичь:

- увеличения накопленной добычи нефти около 10%, в сравнении с базовым вариантом;
- снижения обводненности продукции более чем на 10% в сравнении с базовым вариантом;
- снижение затрат на специальную подготовку добываемого флюида;
- снижение затрат на подготовку и утилизацию добываемой воды;
- снижение затрат на защиту нефтепромыслового оборудования от коррозии и солеотложений.

Литература

Кудлаёва Н.В., Усманов Р.Х., Талипов И.Ф. Анализ эффективности применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пласта на месторождениях Филиала «Муравленковск-нефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». *Георесурсы*. 1(33). 2010. 33-36.

A.S. Shishlov, R.H. Usmanov, M.A. Azamatov, N.V. Kudlaeva. **Straightening the injectivity and fluid profile methods based on polymer systems treatment.**

This article describes the development problems of oil fields with difficult reserves. Authors provide the complex approach of polymer system treatment either producing or injecting wells. Hydrodynamic analysis shows increase of cumulative oil production, decrease of well stream watering.

Keywords: straightening the injectivity profile, polymer systems.



Жизнь, посвященная нефтяной науке

Сергей Федорович Люшин относится к блестящей плеяде нефтяников Республики Башкортостан и России. Заслуженный деятель науки и техники БАСССР, к.техн.н., отличник нефтяной промышленности СССР, лауреат Государственной премии Совмина СССР, награжден орденом Дружбы народов и медалями – он прошел путь от инженера до зам. директора Башнипинефти. Крупнейший специалист и организатор научных исследований в области борьбы с отложениями, автор более 70 печатных работ, в том числе 5 монографий и 20 авторских свидетельств, обладатель медалей ВДНХ, член диссертационных советов при Уфимском нефтяном институте (УНИ) и Башнипинефти, председатель ГЭК по защите дипломных работ в УНИ.

С.Ф. Люшин родился 20.03.1930 г. в дер. Урал Ютазинского района ТАССР, окончил Уфимский нефтяной институт в 1953 г., по распределению поступил на работу в УфНИИ (Башнипинефть) и посвятил науке последующие 38 лет своей жизни в стенах одного из старейших и ведущих научно-исследовательских институтов страны.

Начало его научной деятельности совпало с бурным развитием нефтедобычи и нефтяной науки в СССР. Многие работы, выполненные им и под его руководством, были первыми и их результаты используются до настоящего времени. Среди них: методы исследования нагнетательных и нефтяных скважин, режимы эксплуатации нефтяных скважин, основополагающие исследования механизма выпадения парафина и неорганических солей, методы предупреждения и борьбы с отложениями в скважинах и нефтепромысловом оборудовании.

Особое место в его научной деятельности занимает разработка на мировом уровне химических методов борьбы с органическими и неорганическими отложениями. Он руководил программами ГКНТ СССР и Миннефтепрома в этой области. Для их выполнения привлекались ведущие специализированные фирмы США, Англии, ФРГ и других стран, проводились совместные исследования как в базовой лаборатории Башнипинефти, так и за рубежом при непосредственном его участии.

Научный уровень и практическая ценность его исследований способствовали превращению Башнипинефти в головную организацию в области борьбы с отложениями.

Велика роль его многолетних научных исследований в создании организации «Союзнефтепромхим» (СНПХ), – головной в синтезе, производстве и обеспечении химреагентами практически всех процессов нефтедобычи. В основу деятельности этой организации были положены многие разработки возглавляемой им лаборатории.

Научное направление исследований, которому он посвятил свою жизнь, и сегодня актуально. Вновь «оживает» проблема отложений парафина, сохраняется проблема отложений неорганических солей, возникает и активизируется проблема отложений сульфида железа. Основополагающими в решении этих проблем являются химические методы, обоснованию и развитию которых он отдал много сил и знаний. Над их решением в современной обстановке трудятся его ученики, соратники и коллеги совместно с молодыми специалистами.

Занимая в течение 10 лет должность зам. директора по науке в области добычи нефти, ремонта скважин, подготовки нефти, охраны окружающей среды и бурения, он координировал научно-исследовательские работы, обосновывал перед АНК «Башнефть» и НГДУ задачи прикладной науки, внедрения их результатов в производство.

Сергей Федорович Люшин – видный ученый и крупный организатор науки, оставил свой след в одной из актуальнейших областей нефтепромыслового дела. Он успел заглянуть вперед и явился одним из зачинателей химизации технологических процессов нефтедобывающей отрасли.

В эти дни С.Ф. Люшину исполнилось бы 80 лет. К сожалению, более 19 лет его нет среди нас. В жизни часто бывает так, что лучшие люди уходят от нас до обидного рано. Но мы, его коллеги, соратники и друзья, не забываем Сергея Федоровича. Он постоянный наш наставник и оппонент. Его человеческие качества и научное наследие передаются из поколения в поколение, призывая нас к чистоте экспериментов и честности, как в науке, так и в жизни.

*От ветеранов УфНИИ-Башнипинефть
С признательностью Р.Х. Масагутов*

Окончание статьи А.С. Шишлова, Р.Х. Усманова, М.А. Азаматова, Н.В. Кудлаёвой «Применение современных методов выравнивания профиля приемистости...»

Шишлов Алексей Сергеевич

Инженер службы повышения нефтеотдачи пластов Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ».

629603, РФ, ЯНАО, г.Муравленко, ул. Ленина, 82/19. Тел.: +79124-23-23-19.



Усманов Рустэм Хамитянович

Начальник службы повышения нефтеотдачи пластов филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ».

629603, РФ, ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, д. 82/19. Тел.: +7 9220-60-03-37.



Кудлаёва

Найля Владимировна

Инженер службы повышения нефтеотдачи пластов Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Область научных интересов: геология и разработка нефтяных и газовых месторождений, оценка коллекторских свойств и строения резервуаров.

629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, д. 82/19.

Тел.: +79120-72-98-77.



ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ФИЛИАЛА «МУРАВЛЕНКОВСКНЕФТЬ» ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ННГ»

В работе описаны основные особенности формирования юрских залежей на территории дислокации месторождений Филиала «Муравленковскнефть» и исследованы перспективы их нефтегазоносности. На указанных месторождениях околонтурены залежи нефти, подобраны скважины для переиспытания, и намечена программа дальнейших исследований.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, нефтегазоносность юрских отложений, переиспытания разведочных скважин, пласты Ю₁ и Ю₂, юрские залежи нефти.

Филиал «Муравленковскнефть» ведет активную деятельность по разработке нефтяных месторождений южной части Ямало-Ненецкого Автономного Округа, расположенных в Пуровском и Надымском районах. На сегодняшний момент большая часть добываемой нефти связана с неокосскими залежами, которые находятся на поздних стадиях разработки. В связи с чем возникает потребность в активном изучении потенциала и перспектив разработки более глубоких юрских залежей на основе имеющегося фонда скважин и бурения новых кустов.

Целью работы является: выявление закономерностей образования юрских залежей на месторождениях деятельности Филиала «Муравленковскнефть»; околонтуривание возможных залежей нефти в юрских отложениях; определение программы дальнейших испытаний и исследований.

Рассмотрим краткую седиментологическую характеристику Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Формирование осадочного чехла началось в среднее триасовое время в северной части бассейна. Территория осадконакопления постепенно расширялась к югу. Триасовые осадочные породы Тампейской серии представлены континентальными песчано-глинистыми отложениями в северной части бассейна. Вышележащие ниже-среднеюрские осадочные породы Тюменской свиты в южной и центральной части бассейна представлены континентальными и прибрежно-морскими фациями и лишь севернее и выше по разрезу сменяются преимущественно морскими отложениями (Рис. 1). Юрский, в целом, трансгрессивный, этап характеризуется погружением бассейна и сменой обстановок осадконакопления от континентальных (отложения тюменской свиты – пласт Ю₂) до прибрежно-морских (песчаные отложения Васюганской свиты – пласт Ю₁) и морских глубоководных отложений баженовской свиты (Рис. 2, 3). При этом, основной снос осадочного материала происходил с юга, юго-востока, бассейн раскрывался на север-северо-запад.

Песчаные тела пласта Ю₂ формировались преимущественно в континентальных условиях. Среди континентальных отложений наиболее широко представлены аллювиальные и озерно-болотные фации и несколько меньше – делювиально-пролювиальные. Для этих отложений характерны достаточно сильная расчлененность разреза и изменчивость эффективных толщин.

Пласт Ю₁ представлен локальными песчаными телами.

Песчаные тела нарастают в сторону суши в пределах дельтовой равнины или эрозионной поверхности. Важным фактором, контролирующим форму песчаных тел, является конфигурация поверхности, на которой были отложены эти пески. Впадины на поверхности суши, такие как долины, заполняются песком. В направлении суши, в зоне наиболее сильной волновой деятельности, пески грубозернистые. В направлении моря – более спокойной обстановке и более глубокой воде – отлагается тонкозернистый песок. Далее, в еще более глубоководных условиях, песок переходит в алевриты и илы, которые перекрывают песчаную пачку.

Анализ структурной поверхности верхнеюрского нефтегазоносного комплекса (НГК) показывает:

- Унаследованный характер развития структурного плана относительно среднеюрского комплекса, а также в определенной степени фундамента;

- Структурная поверхность кровли верхнеюрского НГК, как и в среднеюрском, определяется крупными и средними отрицательными и положительными формами рельефа;

- В региональном плане наблюдается погружение структурного плана в восточном и северо-восточном направлениях, что являлось одним из определяющих факторов в распределении осадочного материала, а также в формировании залежей;

- Горизонт Ю₁ прослеживается не повсеместно. С востока на запад рассматриваемой территории происходит выклинивание пластов сначала Ю₁₋₃, затем Ю₁₋₂, и далее происходит полное замещение коллекторов пласта Ю₁₋₁ глинистыми отложениями, объединенными в абалакскую свиту.

Исходными данными для работы являются структурные карты района исследований по отражающему горизонту Б (подшва баженовской свиты) для ряда месторождений, в частности, Северо-Янгтинское, Умсейское, Южно-Пурпейское, Северо-Пямяляхское, Романовское, Сугмутское и Крайнее, а также результаты геофизических исследований и испытаний скважин, вскрывших юрские отложения. По результатам исследований, были выявлены залежи пласта Ю₁ – в пределах Умсейского и Южно-Пурпейского месторождений. На территории Умсейского месторождения, согласно данным испытания разведочных скважин 48Р (приток нефти 2.2 м³/сут) и 4Р (приток нефти 0.4 м³/сут), было выделено две залежи пласта Ю₁. Возможно, что выделенные залежи соединяются. Они находятся в приразломной части пласта в области пониже-

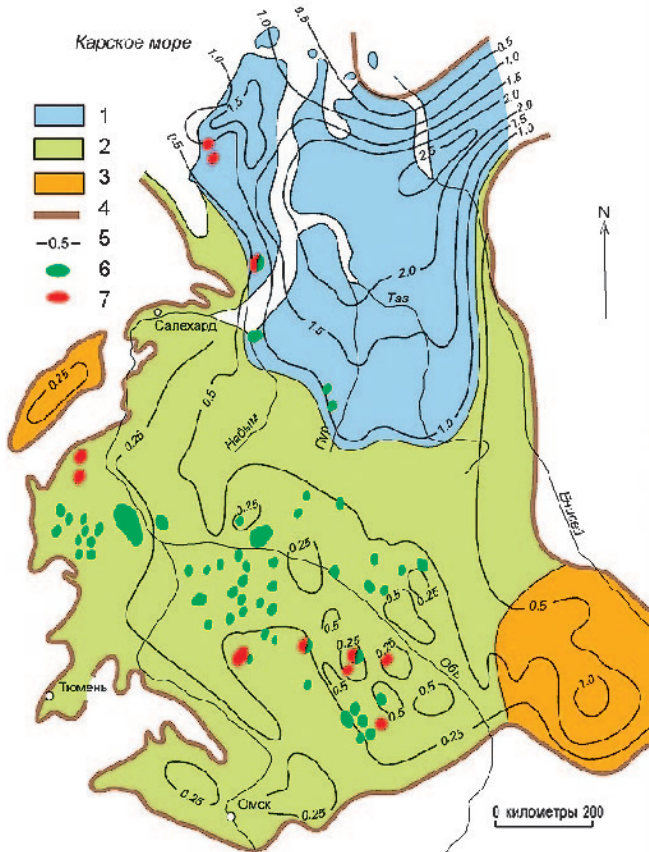


Рис. 1. Карта литофаций и изопахит Нижне-Среднеюрских отложений Тюменской свиты. 1 – Морские отложения; 2 – Прибрежно-морские отложения; 3 – Континентальные отложения; 4 – Границы Тюменской свиты; 5 – Изопахиты, км; 6 – Нефтяная залежь; 7 – Газовая залежь.

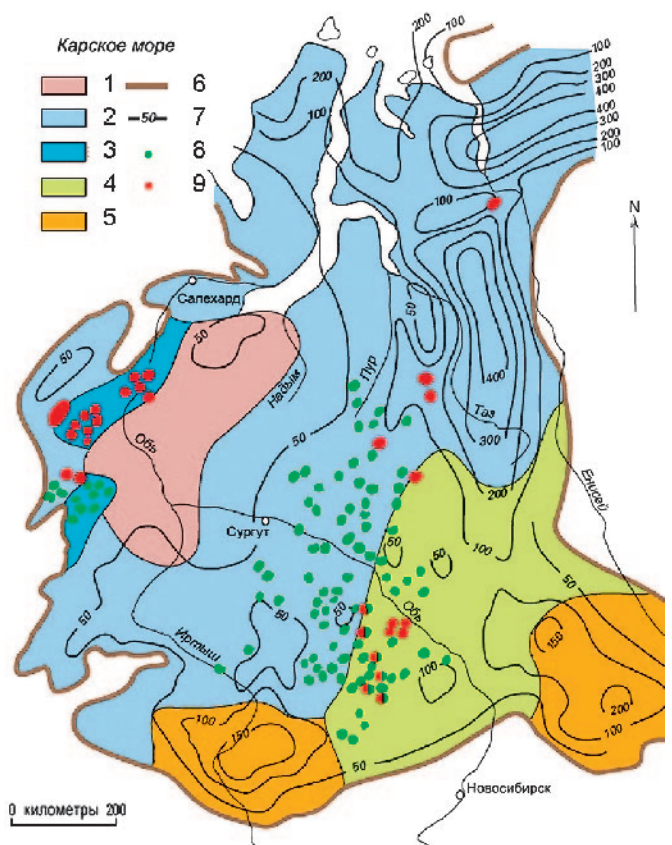


Рис. 2. Карта литофаций и изопахит Келловей-Киммериджских отложений (Абалакская и Васюганская свиты и их стратиграфические эквиваленты). 1 – Морские глубоководные отложения; 2 – Мелководные отложения; 3 – Прибрежные отложения и ракушечник; 4 – Прибрежно-морские и лагунные отложения; 5 – Континентальные отложения; 6 – Границы Келловей-Киммериджских осадков; 7 – Изопахиты, м; 8 – Нефтяная залежь; 9 – Газовая залежь.

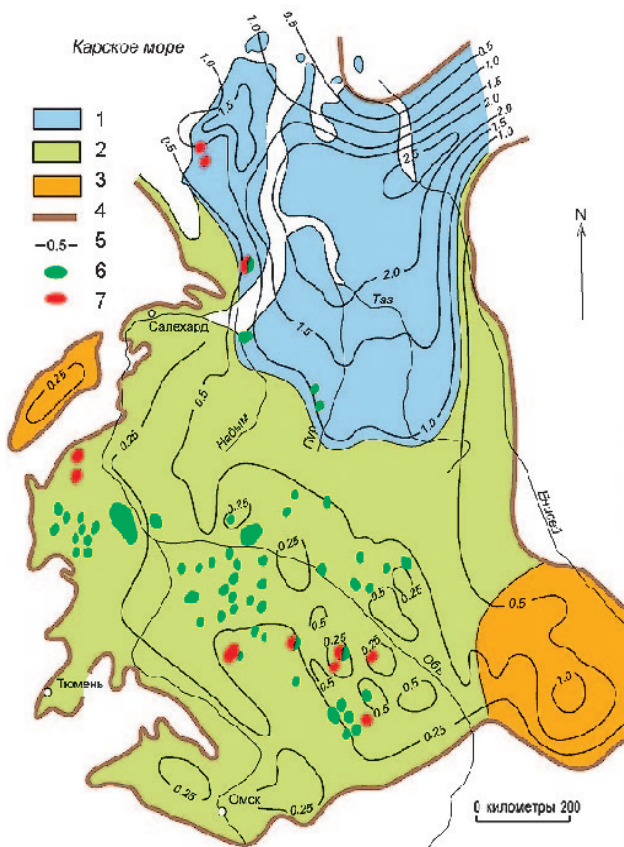


Рис. 3. Карта литофаций и изопахит Баженовской свиты и стратиграфических эквивалентов. 1 – Глубоководные битуминозные глины; 2 – Мелководные отложения; 3 – Прибрежно-морские и лагунные отложения; 4 – Границы Баженовской свиты; 5 – Изопахиты, м; 6 – Нефтяная залежь; 7 – Газовая залежь.

ния абсолютных отметок, что соответствует седиментологической модели. Залежь пласта Ю₁ Южно-Пурпейского месторождения вскрыта скважиной 26Р и также находится в приразломной зоне по направлению сноса осадков.

В пределах Северо-Янгинского месторождения (северо-восточная часть региона) пласты Ю₁ и Ю₂ вскрыты лишь скважиной 325Р. Предлагается углубление скважин 304Р, 315ПО и 306Р с целью поиска нефти в юрских отложениях.

В пределах Сугмутского месторождения (запад региона) выявлен ряд скважин, вскрывших юрские отложения, однако большинство из них не были испытаны. Скважина 475Р при перфорации пласта Ю₂ дала при испытании непереливающий приток безводной нефти дебитом 1.2м³/сут. В скважине 423Р также вскрыт пласт Ю₂, однако после 5 снижений уровня притока из пласта не получено.

Однако, в соседней разведочной скважине 433Р (расстояние между забоями порядка 100м) при испытании пласта Ю₂ в аналогичной ситуации (нет притока) была проведена обработка 10% соляной кислотой и получен непереливающий приток нефти 2.4 м³/сут. Таким образом, следует сделать вывод: при испытании юрских пластов, вследствие низкой проницаемости коллектора, рекомендуется проведение соляно-кислотной обработки для предотвращения загрязнения призабойной зоны.

Романовское месторождение расположено к востоку от Сугмутского. В пределах месторождения семь скважин вскрыли юрские отложения. Однако положительные данные, указывающие на наличие залежей, получены только по скважинам 106Р и 107Р, расположенным в центральной

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Статья посвящена анализу эффективности работ по повышению нефтеотдачи пласта на основе применения физико-химических методов воздействия. Рассмотрена эффективность применения различных технологий рассматриваемых методов на основе показателей добычи и экономических расчетов для месторождений, разрабатываемых Филиалом «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ».

Ключевые слова: физико-химические методы воздействия, применение полимеров.

Большинство месторождений разрабатываемых Филиалом «Муравленковскнефть» находятся на поздних стадиях разработки, с чем связана актуальность вопроса о возможности добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. Одной из основных причин увеличения доли трудноизвлекаемых запасов является неоднородное строение пласта, которое приводит к неравномерному движению фронта вытеснения.

Для решения данной проблемы актуальными являются физико-химические методы, связанные с закачкой полимерных систем и других подобных материалов в пласт. Существует три способа применения полимеров в процессах добычи нефти для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов:

1. При обработке призабойных зон для улучшения характеристик нагнетательных скважин или обводненных

Окончание статьи А.В. Ахметова, В.С.Рукавишников, И.Ф. Талипова «Перспективность разработки юрских залежей...»

части месторождения во впадине рельефа. По результатам испытаний скважины 106Р пласт Ю₂ «сухой», а при перфорации пласта Ю₁ получен непереливающий приток безводной нефти дебитом 3.7 м³/сут. При перфорации пласта Ю₂ в скважине 107Р получен приток пластовой воды. Пласт Ю₁ по ГИС выделяется как песчаник нефтенасыщенный, однако испытания не проводились в силу аварийности. Несмотря на отрицательные результаты по пласту Ю₂ прогнозируется наличие залежей к юго-востоку от скважин 106Р и 107Р на склоне рельефа в направлении преимущественного сноса осадков.

Муравленковское месторождение расположено в восточной части региона исследований. В результате испытаний пласта Ю₁ в скважине 1045 получен непереливающий приток нефти дебитом 3.7 м³/сут. По данным скважин, пробуренных до юрских отложений была построена поверхность по подошве баженовской свиты. Сейсмические данные с соседних площадей (Умсейское, Крайнее и Северо-Янггинское) были сведены, исходя из седиментологической модели. По данным ГИС была построена предварительная модель пластов Ю₁ и Ю₂. На вершине поднятия, к которому приурочено месторождение, наблюдаются ухудшенные коллекторские свойства и улучшение последних по краям структуры. Это хорошо согласуется с седиментологической моделью формирования залежей.

В ходе работы были исследованы перспективы нефтегазоносности юрских залежей на месторождениях: Умсейское, Южно-Пурпейское, Северо-Янггинское, Романовское и Крайнее Муравленковское). На указанных месторождениях оконтурены залежи нефти, подобраны разведочные скважины для переиспытания и определены районы для разведочного бурения скважин на юрские отложения. По Муравленковскому месторождению, исходя из данных глубокого бурения скважин на юрские отложения, а также по сейсмическим данным с соседних площадей была

построена геологическая модель пластов Ю₁ и Ю₂, проведена оценка коллекторских свойств и намечена программа дальнейших исследований.

A.V. Akhmetov, V.S. Rukavishnikov, I.F. Talipov. The perspectives of the Jurassic deposits development at "Muravlenkovskneft" oilfields.

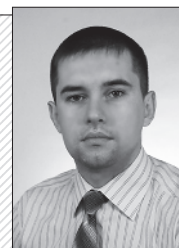
In the present work the main features of Jurassic oil deposits at the "Muravlenkovskneft" area of interest are described and their perspectives for oil and gas production are investigated. On the fields mentioned new deposits are delineated, wells for re-testing are chosen and further investigation program is selected.

Keywords: oilfield development, oil and gas content of Jurassic deposits, exploration well re-test, J₁ and J₂ layers, Jurassic oil deposits.

Ахметов Алексей Владимирович

Инженер управления разработки нефтяных и газовых месторождений Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: геология и разработка нефтяных и газовых месторождений, автоматизация производственных процессов.

629603, РФ, Тюм. обл., ЯНАО, г.Муравленко, ул. Ленина, 82/19. Тел.: (34938) 63-089.



Рукавишников Валерий Сергеевич

Инженер отдела анализа и оптимизации систем разработки месторождений ООО «Газпромнефть-НТЦ». Научные интересы: гидродинамическое моделирование, влияние геологических и седиментологических особенностей коллекторов на разработку.

625026, РФ, г.Тюмень, ул. Республики, 143а. Тел.: (3452) 39-00-30 (доб. 6042).



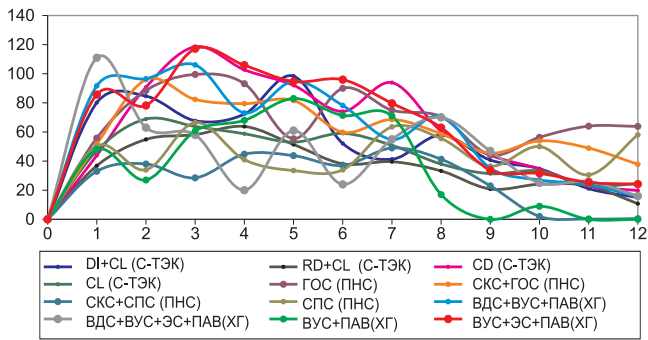


Рис. 1. Распределение дополнительной добычи нефти для разных технологий физико-химического воздействия на пласт за 2008 год.

добывающих скважин за счет блокирования промытых пропластков высокой проницаемости.

2. В качестве агентов, которые могут смешиваться в толще пласта при взаимодействии с водой, закупоривая зоны высокой проницаемости на глубине.

3. В качестве агентов, снижающих подвижность воды или уменьшающих относительную подвижность воды и нефти путем изменения фазовых проницаемостей (Лэйк, 1984).

Данная работа посвящена анализу применения полимеров в процессе добычи нефти, как блокирующих агентов зон высокой проницаемости. В этом случае происходит блокирование высокопроницаемых зон и выравнивание профиля приемистости или притока в скважинах, что позволяет выровнять профиль вытеснения, обеспечивая тем самым увеличение коэффициента охвата пласта и, как следствие, сокращение доли трудноизвлекаемых запасов.

На месторождениях Филиала «Муравленковскнефть» работы по увеличению нефтеотдачи пласта путем закачки полимерных систем планомерно ведутся на протяжении 4 лет. За этот период было обработано порядка 500 скважин и добыто около 416 тыс. тонн нефти дополнительно. В процессе проведения работ по увеличению нефтеотдачи было использовано несколько вариантов технологий про-

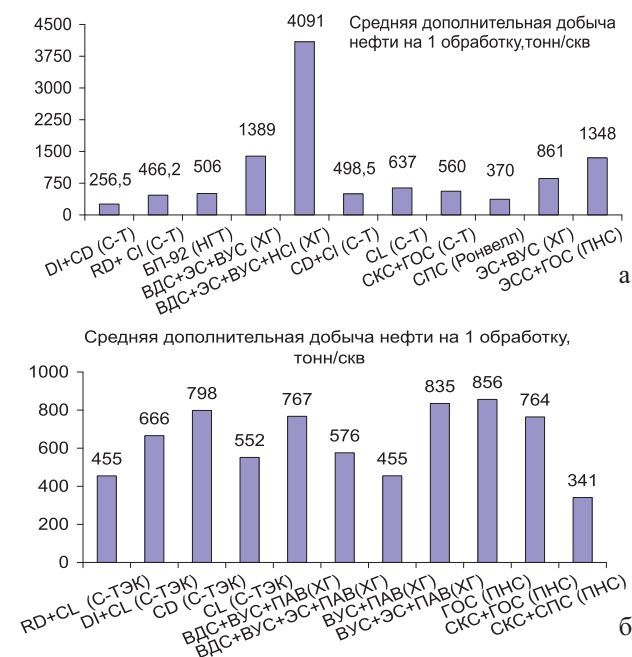


Рис.2. Результаты расчета эффективности от применения физико-химических методов на основе показателей разработки. а – за 2007 г.; б – за 2008 г.

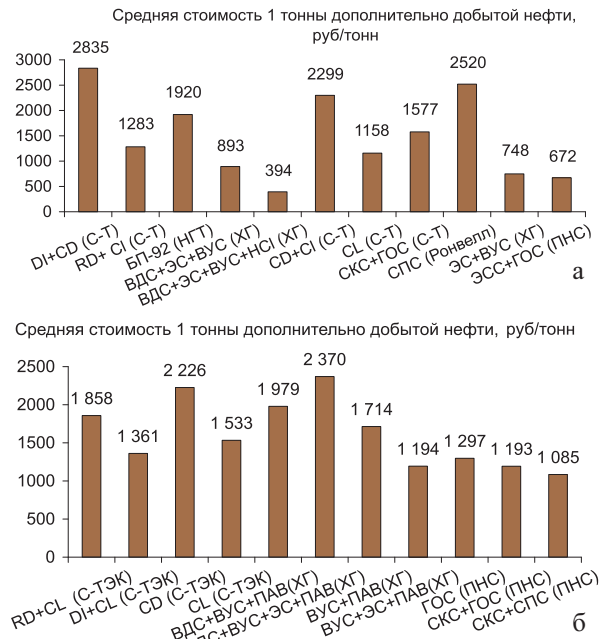


Рис. 3. Результаты расчета эффективности от применения физико-химических методов на основе экономических показателей. а – за 2007 г.; б – за 2008 г.

ведения данного вида работ. Краткая характеристика каждой из которых представлена ниже:

1. DI+CL – использование СКС-Т – сухого кислотного состава. СКС-Т представляет собой смесь неорганических и органических кислот и их солей. Основной рабочий компонент состава, растворяющий терригенную породу – фтористоводородная кислота + сшитые полимерные системы;
2. CD – гель-дисперсная системы + сшитые полимерные системы;
3. CL – сшитые полимерные системы;
4. ВДС+ВУС+ПАВ – вязко-дисперсная система + вязкоупругие системы + раствор поверхностно-активных веществ;
5. ВДС+ВУС+ЭС+ПАВ – вязко-дисперсная система + вязкоупругие системы + эмульсионный состав + раствор поверхностно-активных веществ;
6. ВУС+ПАВ – вязкоупругие системы + поверхностно-

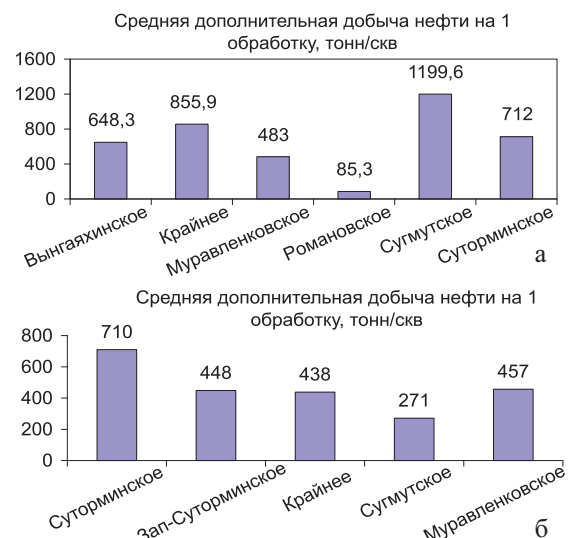


Рис. 4. Оценка эффективности физико-химических методов воздействия на основе показателей разработки для каждого месторождения. а – за 2007 г.; б – за 2008 г.

активные вещества;

7. ГОС – гелеобразующий состав;

8. СКС+ГОС – соляно-кислотный состав + гелеобразующий состав;

9. СКС+СПС – соляно-кислотный состав + сшитые полимерные системы (Нефтепромысловая химия, 2008).

В идеальном варианте для наиболее оптимального подбора реагента, воздействующего на пласт, необходимо провести лабораторные исследования ядра. Такие исследования являются достаточно дорогостоящими, поэтому на сегодняшний день выбор технологии осуществляется исходя из представления о геологическом строении месторождения, истории его разработки, а также изучении опыта применения подобного рода технологий на месторождениях со схожим строением пластов.

Сегодня, имея достаточно большой набор информации о физико-химическом воздействии на пласт можно подобрать наиболее оптимальную технологию для того или иного месторождения. На рисунке 1 представлены результаты проведенных работ по закачке полимерных систем в пласт. Согласно этим данным можно сделать вывод о том, что средняя продолжительность эффекта от обработки скважин длится около 9 месяцев, после чего наблюдается снижение эффекта. Это связано с тем, что полимерные системы имеют свойства распадаться со временем. Таким образом, целесообразным является проведение повторных скважинных обработок каждые 9 месяцев.

Результаты анализа эффективности различных технологий представлены на рис. 2, 3. С точки зрения дополнительно добытой нефти наиболее эффективными являются технологии: ВДС+ЭС+ВУС, ВДС+ЭС+ВУС+НС1, ЭСС+ГОС, ВУС+ЭС+ПАВ, ГОС, СКС+ГОС. Результаты экономических расчетов подтверждают эффективность технологий, показавших высокую дополнительную добычу. При анализе эффективности различных технологий необходимо учесть, что каждое месторождение имеет свои геологические особенности, несмотря на то, что практически все залежи нефти и газа разрабатываемых месторождений были сформированы в морских условиях осадконакопления.

На следующем этапе работы был проведен сравнительный анализ эффективности применения полимерных систем на исследуемых месторождениях. Результаты расчета демонстрируют, что наиболее эффективными являются обработки на следующих месторождениях: Сугмутское, Крайнее, Суторминское, Вынгаяхинское. Малая выборка числа обработок не позволяет сделать однозначный вывод об эффективности физико-химических методов воздействия на других месторождениях (Рис. 4, 5).

Подробный анализ эффективности применения физико-химического воздействия на пласт был проведен для Сугмутского и Суторминского месторождений. Исходя из результатов можно сделать вывод о том, что для Сугмутского месторождения наилучшие эффекты как с точки зрения показателей раз-

работки, так и с экономической точки зрения показали технологии CL, ВДС+ЭС+ВУС+НС1, ЭСС+ГОС, ГОС. В то время как для Суторминского месторождения наилучшие результаты наблюдаются при применении технологий DI+CL, ГОС, СКС+ГОС, CL, RD+CL, ВДС+ЭС+ВУС, ГОС+ВУС.

Одним из самых сложных вопросов при проведении работ по физико-химическому воздействию на пласт является прогноз дополнительной добычи нефти после проведения обработки скважины. На основе данных, представленных в таблице, были построены графики накопленной дополнительной добычи нефти для месторождений, на которых использовалось воздействие полимерных систем (Рис. 6). Согласно этим результатам можно отметить, что кривые накопленной добычи нефти имеют схожую форму. Этот факт позволяет сделать вывод о том, что эти данные можно использовать для грубого прогноза дополнительной добычи нефти и предварительной оценки эффективности технологий. Прогноз необходимо делать для каждого месторождения индивидуально, так как каждое месторождение имеет свои отличительные характеристики.

Результаты прогнозирования дополнительной добычи

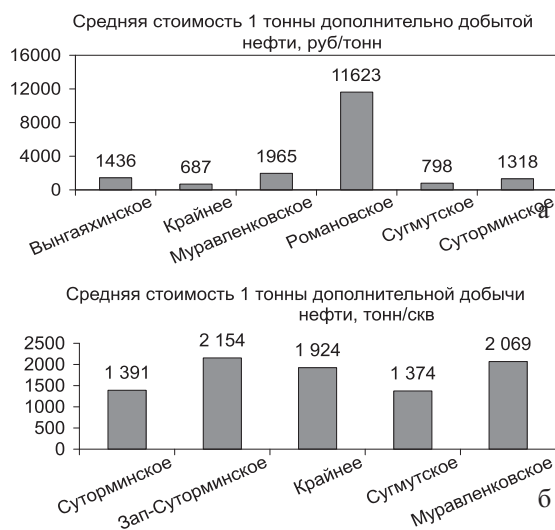


Рис. 5. Оценка эффективности физико-химических методов воздействия на основе экономических показателей для каждого месторождения. а – за 2007 г.; б – за 2008 г.

Месторождение	Месяц после обработки	0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12												
		Муравленковское	Доп.Добыча (2007)	35	42	53	39	42	37	34	34	26	21	25
	Доп.Добыча (2008)	39	55	60	53	43	48	54	43	35	32	26	22	14
	Доп.Добыча (2007+2008)	74	49	57	46	42	43	44	39	31	27	26	21	16
	Накоп.Доп.Добыча (2007+2008)	0	49	105	152	194	237	281	320	351	377	403	424	439
Суторминское	Доп.Добыча (2007)	65	48	74	71	70	76	61	55	55	38	40	33	26
	Доп.Добыча (2008)	59	77	78	70	75	93	69	67	59	49	39	24	11
	Доп.Добыча (2007+2008)	124	62	76	70	73	84	65	61	57	43	39	29	19
	Накоп.Доп.Добыча (2007+2008)	0	62	138	208	281	365	429	490	547	591	630	658	677
Сугмутское	Доп.Добыча (2007)	69	78	92	115	96	94	89	85	65	42	31	24	20
	Доп.Добыча (2008)	34	134	160	160	150	133	124	114	112	52	32	16	12
	Доп.Добыча (2007+2008)	103	97	114	130	114	107	101	94	81	45	31	21	17
	Накоп.Доп.Добыча (2007+2008)	0	97	211	341	455	562	662	757	837	883	914	935	953
Зап-Суторминское	Доп.Добыча (2007)	11	37	28	62	48	48	35	61	40	17	25	19	13
	Накоп.Доп.Добыча (2007)	0	37	65	127	176	224	260	320	361	378	403	422	435
Крайнее	Доп.Добыча (2007)	17	26	80	95	84	40	26	21	15	12	16	16	11
	Доп.Добыча (2008)	8	51	230	125	96	88	60	58	53	52	22	13	8
	Доп.Добыча (2007+2008)	25	34	128	104	88	55	37	33	27	25	18	15	10
	Накоп.Доп.Добыча (2007+2008)	0	34	162	266	354	409	446	479	506	531	548	564	574

Табл. Результаты расчета дополнительной добычи нефти от физико-химического воздействия на пласт.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В работе описан программный продукт на основе объектной модели системы добычи нефти и результаты его внедрения для автоматизации производственных процессов при разработке месторождений.

Ключевые слова: автоматизация производственных процессов, разработка нефтяных месторождений, объектная модель системы добычи.

На сегодняшний момент на балансе Филиала «Муравленковскнефть» находится шестнадцать месторождений и более девяти тысяч скважин различного назначения. В связи с большой сложностью производственной системы добычи нефти возникает серьезная задача эффективного управления процессами разработки месторождений с учетом всех геологических и технических особенностей. В современных условиях высокий уровень производительности может быть достигнут благодаря использованию технических средств автоматизации. Перед управлением разработкой Филиала «Муравленковскнефть» поставлена задача о комплексном внедрении средств автоматизации в производственный процесс, позволяющих осуществлять механическую работу при минимальном участии человека, но под его контролем.

Целью настоящей работы является построение адекватной и гибкой объектно-ориентированной модели процессов разработки нефтяных месторождений и внедрение этой модели на производстве для управления, анализа и оптимизации систем разработки.

Производственная система добычи нефти, а именно сфера ответственности геологической службы, может быть представлена в информационной модели в виде иерархии объектов, обладающих определенными свойствами. По административному признаку система добычи Филиала делится на цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), каждый из которых несет ответственность за работу системы добычи на вверенном ему участке. Это может быть как несколько мелких месторождений, так и часть крупного месторождения. Сферы ответственности каждого цеха добычи между собой не пересекаются. По геологическо-

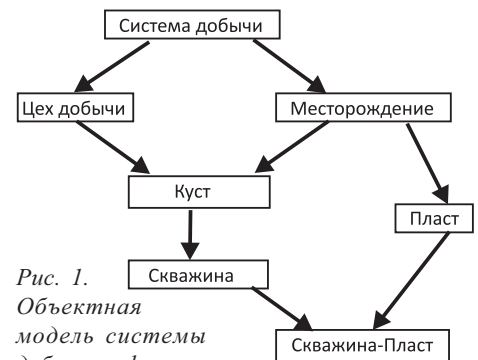


Рис. 1. Объектная модель системы добычи нефти.

Окончание статьи Н.В. Кудлаевой, Р.Х. Усманова, И.Ф. Талипова «Анализ эффективности применения физико-химических методов...»

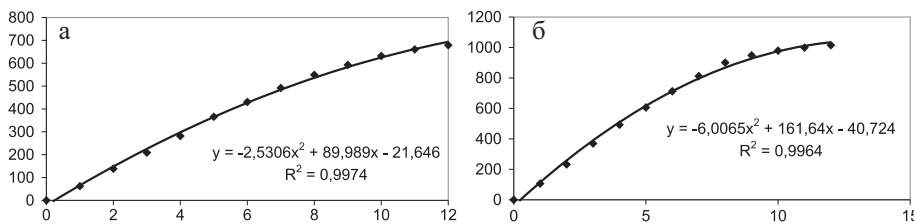


Рис. 6. Графики накопленной добычи нефти, приведенной на одну скважинную разработку. а – Сутомринское месторождение; б – Сугмутское месторождение.

нефти от обработок, проведенных за последний год, показали, что продолжительность эффекта от физико-химического воздействия на пласт составляет порядка 9 месяцев, что хорошо согласуется с ранее проведенными исследованиями. По мере накопления статистических данных прогноз был расширен в следующих направлениях: расчет дополнительной добычи нефти от конкретной технологии, от объемов закачиваемого реагента, в зависимости от геологических особенностей строения участка.

Все выше изложенные возможности по совершенствованию методики оперативного прогноза дополнительной добычи нефти от закачки полимерных систем в пласт будут учтены в дальнейших работах.

Физико-химические методы воздействия, базирующиеся на закачке полимерных и других подобных систем в пласт, нашли широкое применение на месторождениях,

разрабатываемых Филиалом «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Достигнутые результаты показывают, что использование таких методов повышения нефтеотдачи пласта является эффективным. Анализ показал, что наиболее эффективными технологиями закачки полимерных систем в пласт являются: ВДС+ЭС+ВУС, ВДС+ЭС+ВУС+НС1, ЭСС+ГОС, ВУС+ЭС+ПАВ, ГОС, СКС+ГОС.

Литература

Каталог технологий «Нефтепромысловая химия». Москва. 2008
Лэйк Л. Основы методов увеличения нефтеотдачи. Гл. 8. 1989. с. 314.

N. V. Kudlaeva, R. H. Usmanov, I. F. Talipov. **Efficiency analysis of enhanced oil recovery method based on physicochemical application.**

This paper describes the efficiency analysis of enhanced oil recovery method based on physicochemical application. The efficiency of different technologies has been presented which calculated by using production and economical data of oil fields belong to «Muravlenskneft».

Keywords: physicochemical methods, polymer utilization.

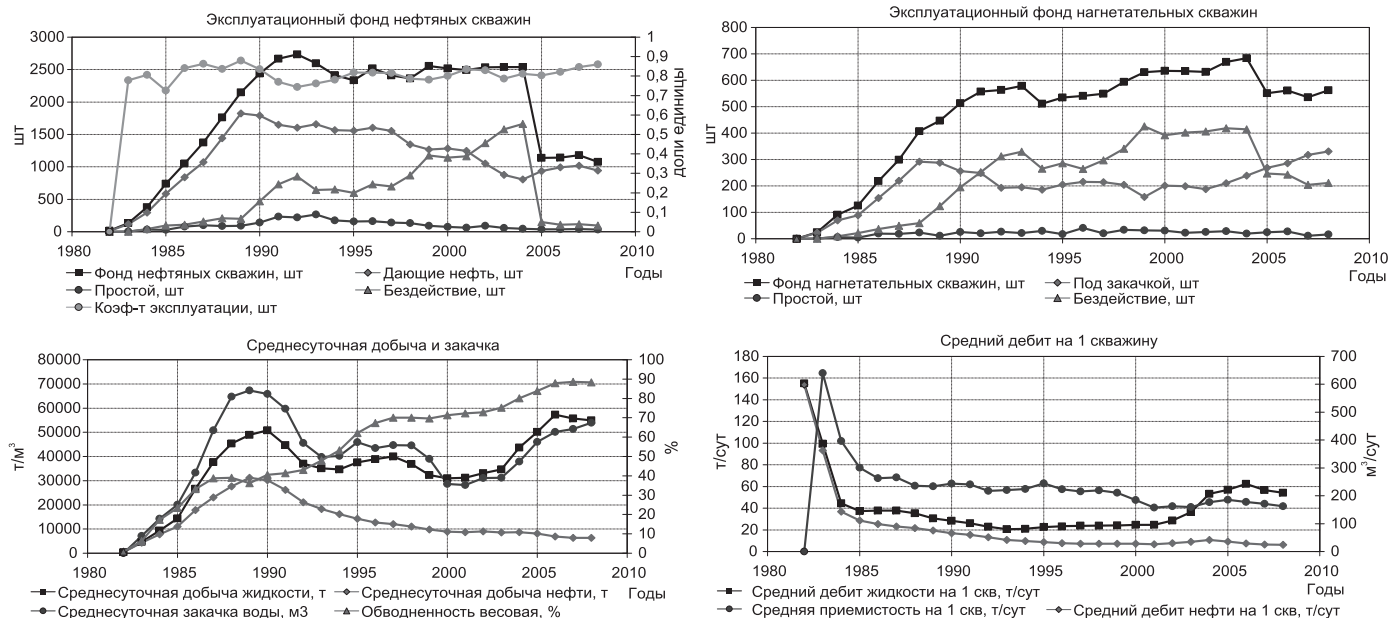


Рис. 2. Графический отчет по годовым показателям разработки.

му признаку вся система добычи распадается на нефтяные месторождения, каждое из которых зачастую является многопластовым. В силу того, что свойства пластовых флюидов могут очень сильно отличаться для разных пластов в пределах одного месторождения, представляется целесообразным рассматривать нефтяной пласт как наименьшую геологическую единицу. Набор свойств, описывающих каждый пласт, должен включать информацию о принятых по результатам исследований свойствах нефти, пластовой воды, породы коллектора. Кроме того, для анализа разработки важна информация о текущих темпах отборов жидкости и нефти из пласта, закачки воды в пласт, динамике среднего пластового давления и компенсации отборов закачкой.

Более мелким объектом системы добычи является куст скважин. Организационно такой объект находится в зоне ответственности какого-либо цеха добычи, либо по геологическому признаку относится к какому-либо месторождению.

Основными свойствами куста являются: номера скважин куста и порядок их расположения на кусте – «раскустовка», а также наличие и характеристики наземной инфраструктуры системы добычи. Скважина, как объект модели, принадлежит определенному кусту (хотя может быть и отдельным объектом, например, разведочная скважина) и далее определенному цеху добычи и месторождению. Скважина является основным объектом системы добычи и несет большое количество статических и динамических свойств. К статической информации (постоянной во времени) относится, например, время строительства и дата ввода скважины в эксплуатацию, назначение скважины по проекту, координаты устья, инклинометрия ствола скважины, первичная геофизическая информация. Динамические данные по скважине постоянно изменяются во времени и содержат такие параметры: техническое состояние скважины, причины простоя, категория скважины по фонду, принадлежность скважины к базовому

ОСТАНОВКИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН														
цех	скв	куст	тип установ	Нд	Рз	Рзаб	м ³	%	тн	МРП	РИТС	цех	ост	зап
15(3)	2210	109	Э-320-2350г/с	1790	10	100	290	93,5	16	121	мн	15	01.11.2009	01.01.2010
1(7)	4884	31а	Э-125-2300-гс	1540	16	111	138	92,2	9,2	62	сн	1	03.11.2009	07.12.2009
9(2)	234		ВНН-25-2250	пакер	10	100	15	77,1	2,8	211	сн	9	03.11.2009	14.12.2009
8(1)	4118	111	НВ-32	900	5	141	4	69	1	160	сн	8	05.11.2009	01.01.2010
8(3)	2048	177	НВ-44	860	8	142	7	83	1	709	сн	8	05.11.2009	01.01.2010
9(2)	22		ф/л		51	85	36	90,2	3	1175	сн	9	05.11.2009	14.12.2009

Рис.3 Отчет по потенциалу простаивающих скважин за предыдущий месяц.

дата	вид ГТМ	цднг	скв	куст	Март 2009				Апрель 2009			
					дни раб	жид, м3	% обв	неф, т	дни раб	жид, м3	% обв	неф, т
янв.09	ГРП	1	545	86	31	1877	52,37	751	30	1886	45,97	856
янв.09	возвраты	1	1016	29в	31	673	75,93	138	30	547	69,84	141
янв.09	прочие КРС	6	4937	43б	31	344	81,69	54	30	328	75,31	69
янв.09	зарезка	5	2258	112а	31	775	37,29	405	30	447	44,52	207
янв.09	расконсервация	9	232		31	137	36,50	73	30	124	37,9	64
янв.09	РИР	15	2072	106	31	4056	94,33	196	30	3684	94,57	170
фев.09	ГРП	4	5327	20	31	723	29,60	430	30	518	28,38	314
фев.09	возвраты	4	4211	8	31	280	25,00	178	30	248	47,18	111
фев.09	прочие КРС	6	4662	46б	31	1071	92,62	67	30	808	89,36	73
фев.09	зарезка	1	953	23а	21	1377	9,22	1067	30	1737	1,9	1453
фев.09	углубление	8	2141	151	31	9638	4,87	7721	30	8085	7,48	6298
мар.09	ГРП	1	7571	144	30	2099	81,47	327	30	1713	81,26	270
мар.09	возвраты	1	1075	34б	21	567	6,35	453	30	683	6,59	544
мар.09	прочие КРС	10	851	35а	26	16440	98,05	271	30	21370	97,45	459
мар.09	зарезка	16	127P		28	2508	41,23	1246	30	2583	43,98	1222
мар.09	углубление	5	5177	163а	25	1165	19,31	789	30	631	19,33	427

Рис.4 Отчет по проведенным ГТМ с начала года.

Месторождение: С	1989	1990	1991
1. Фонд нефтяных скважин			
Эксплуатационные	378	739	1053
из них дающие нефть, шт.	293	584	838
простой, шт.	35	29	77
бездействие, шт.	42	97	108
освоение, шт.	8	29	30
Кол.скв. с дебитом больше средн., шт.	119	214	330
Кол.скв.с дебитом ниже среднего, шт.	306	491	703
Кол.скв.с дебитом меньше 1 т/сут., шт.	16	26	52
Кол.эксплуат.скв.с обводн. <10 %, шт.	286	349	423
Кол.эксплуат.скв.с обводн. 10-30%, шт.	77	179	234
Кол.эксплуат.скв.с обводн. 30-90%, шт.	70	166	328
Кол.эксплуат.скв.с обводн. 90-98%, шт.	14	43	70
Кол.эксплуат.скв.с обводн. >98 %, шт.	5	4	28
Неэксплуатационные	22	39	70
В консервации, шт.	8	4	4
Пьезометрические и контрольные, шт.	14	28	39
Ликвидированные, шт.	0	7	27
Средн.число дней работы перех. скв.	295	265	307
Коэффициент эксплуатации	0,81	0,72	0,84

Рис.5. Отчет по годовым показателям разработки.

фонду, либо фонду ГТМ, данные по работе скважины за все время эксплуатации, информация о перфорациях и список перфорированных пластов и многое другое. Учитывая тот факт, что скважина может быть перфорирована на несколько пластов, необходимо вводить в объектную модель дополнительный объект, отражающий работу одной скважины на один пласт. Пусть этот объект называется скважина-пласт. В рамках задач разработки месторождений такой объект следует рассматривать, как минимальный, т.е. не содержащий каких-либо объектов.

На рисунке 1 схематически представлена объектная модель системы добычи нефти для целей разработки месторождений.

На следующем этапе работ при построении модели был проанализирован и структурирован весь объем поступающей в управление разработки оперативной информации. По времени поступления эту информацию можно разделить на ежедневную и поступающую раз в месяц. Месячный эксплуатационный рапорт (МЭР) относится к ежемесячной информации и отражает работу скважины за прошедший месяц. Замерная добычи также формируется ежемесячно и показывает основные параметры работы скважины на первое число месяца согласно текущим замерам. Кроме того, ежемесячно формируется отчет о проведенных геолого-технических мероприятиях (ГТМ) за прошедший месяц и график проведения ГТМ на следующий. Ежесуточная информация, поступающая в управление разработки касается текущих измеренных параметров работы скважин, либо изменения состояния скважин по фонду, что подразумевает учет запусков и остановок. Особенно стоит отметить ежедневную информацию по проводимым на скважинах ремонтам. При проведении на скважинах промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и гидродинамических исследований (ГДИ) все отчеты по таким исследованиям также поступают в управление разработки.

Далее был реализован программный продукт на основе построенной объектной модели системы добычи и особенностей поступающей информации. Все изменения состояния системы добычи, важные для целей разработки месторождений были отражены в автоматизированной

системе. В качестве среды для реализации программного продукта на начальном этапе был выбран Microsoft Excel, в виду его относительной простоты и широкого использования данного формата для представления отчетов и сводок внутри компании.

Система автоматизации была разработана таким образом, чтобы максимально облегчить труд человека – работников управления разработки, но при этом оставить возможность контроля за ее деятельностью. Вся поступающая в управление разработки ежедневная оперативная информация автоматически заносится в систему, однако пользователь может всегда проверить и изменить данные в системе, если во входящей информации будет обнаружена ошибка. Таким же образом учитывается и вся ежемесячная информация.

Основной задачей данного программного продукта является формирование по мере необходимости всевозможных отчетов и графических приложений, отражающих текущее состояние добывающей системы и ее динамику. На рисунках 2 – 5 приведены примеры отчетов и графических приложений, автоматически формируемых системой по запросу пользователя.

В результате данной работы была построена объектная модель системы добычи, позволяющая автоматизировать основные производственные процессы. Модель внедрена в виде программного продукта для целей разработки месторождений. В дальнейшем планируется построение на базе существующей системы самостоятельного приложения на языке C++ со значительно расширенным интерфейсом пользователя.

A.V. Akhmetov, I.F. Talipov, M.A. Azamatov. The automation of production processes in reservoir engineering.

In the present work the software product based on object model of oil production system is depicted. Its application results for automation of typical reservoir engineering processes are described.

Keywords: automation of production processes, oilfield development, the objective model of oil production system.

Казань: изд-во «Хэтер». 2009. 264 с.

Вещество. Ядра, атомы и молекулы

Н.Н. Непримеров



На основе физической модели дискретной среды, которая пришла на смену прослужившей более трехсот лет механической модели сплошной среды, приводятся экспериментальные и вычисленные данные по частицам двух систем из одиннадцати существующих в природе с характерными размерами 10^{-13} см и 10^{-8} см. Они характеризуются такими основными параметрами как масса, размеры, механический момент и три типа зарядов: гравитационный, электрический двух знаков и магнитный с двумя полюсами. Сплошная среда из частиц характеризуется массой, постоянной решеткой, частотой вращения электрона на орбите вокруг ядра, частотой вращения атомов вокруг электрона в молекулах и частотой тепловых колебаний частиц около положения равновесия в среде. Приводятся и различные производные от них. Справочник также может служить первичным пособием по физической модели дискретной среды и нанотехнологии.

ISBN 978-5-94113-281-2

НОВЫЙ ПОДХОД К ПЛАНИРОВАНИЮ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В работе предложен новый подход к планированию геолого-технических мероприятий на основе использования геoinформационных технологий, широко распространенных в мире. Показано, как, используя предметно-динамический анализ, основанный на ГИС-технологиях, выбрать по заданным параметрам скважины-кандидаты для проведения геолого-технических мероприятий, исключая при этом рутинную ненужную ручную работу.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, остаточные запасы, геoinформационные технологии.

Предприятиям нефтегазового комплекса в процессе добычи углеводородов приходится сталкиваться с множеством проблем. Одной из важнейших задач рациональной разработки нефтяных месторождений является поддержание высокого уровня добычи углеводородов на ее третьей и четвертой стадиях.

Уменьшение темпа падения добычи нефти на третьей стадии и ее стабилизация на более высоком уровне достигается массированным применением различных видов геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких, например, как бурение новых скважин, бурение вторых стволов, гидроразрыв пласта (ГРП), ремонтно-изоляционные работы (РИР) и т.д.

Подбор скважин-кандидатов при планировании ГТМ осуществляется по большому количеству критериев, основным из которых являются остаточные извлекаемые запасы, сосредоточенные в зоне расположения скважины-кандидата. Другими критериями, которые также принимают во внимание геолого-технологические службы предприятия, являются: текущая обводненность пласта, коэффициент охвата вытеснением по мощности, степень заводненности, петрофизические свойства коллекторов, статистика по ранее проведенным ГТМ и другие.

Вся необходимая информация, как правило, сосредоточена в различных локальных базах. Например, в ОАО «Газпромнефть-ННГ» таковыми являются: OIS-Production (данные по разработке); ГидроТест (результаты ГДИС); Finder (данные ГИС); Визуализация ГТМ (статистика ГТМ); Технолис (данные по оборудованию скважин, забойным и пластовым давлениям). Обработка такого количества информации традиционными методами при огромном фонде скважин и быстром темпе разработки весьма затруднительна и требует затрат большого количества времени. Зачастую многие геолого-тех-

нические мероприятия, вообще планируются только на основе интуиции и опыта. Но даже самые опытные спе-

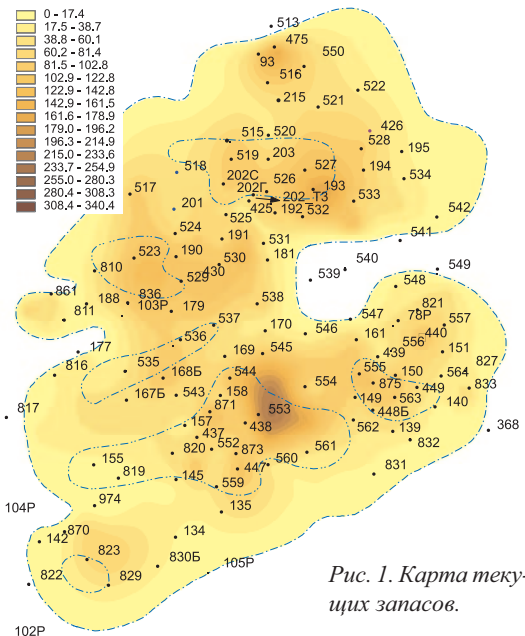


Рис. 1. Карта текущих запасов.

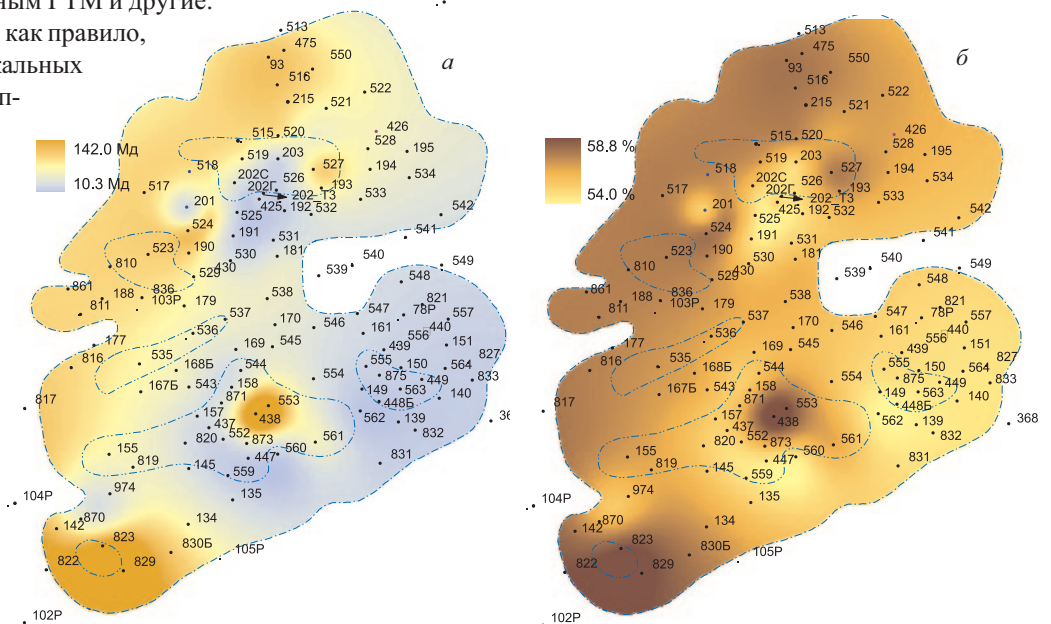


Рис. 2. Петрофизическая модель. а – Карта эффективной проницаемости по нефти (при $K_{в}=K_{во}$); б – карта начальной нефтенасыщенности.

циалисты при таком подходе не защищены от возможных ошибок, связанных с недостаточным объемом информации об объекте разработки.

Очевидно, что наиболее оптимальным при планировании ГТМ является подход, сочетающий интуицию, опыт и максимальное использование всего объема знаний о нефтяном месторождении.

Наиболее полное использование всей существующей информации при планировании ГТМ возможно только на основе новых современных подходов и технологий. В ОАО «Газпромнефть-ННГ» для этих целей широкое применение нашли ПК ArcGIS и его приложения (ArcView GIS, 1996).

Группой специалистов компании разработана методика экспресс-анализа геолого-промысловой информации с использованием геоинформационных технологий, разработанных компанией ESRI (Методические рекомендации..., 2003; Артамонов, Габбасов, 2008).

Суть методики заключается в создании проекта нефтяного пласта в настольном приложении ArcView (ArcView GIS, 1996; Артамонов, Габбасов, 2008; Артамонов, Габбасов, Латыпова, 2008; Артамонов, 2008). Данный проект включает приблизительно 60 растровых объектов и столько же шейп-файлов, которые содержат всю основную геолого-промысловую информацию об анализируемом объекте. Причем часть информации, такой как растры пористости, толщин, абсолютной проницаемости, анизотропии, начальных геологических запасов и другие входят в «статический блок» проекта, т.е. не меняются. А вторая часть – растры текущих нефтеводонасыщенностей, текущих фазовых проницаемостей, текущих подвижных запасов и т.д. составляют «динамический блок», т.е. периодически обновляются (как правило, ежемесячно или ежеквартально).

Аналогичный мониторинг такого большого количества разрабатываемых объектов, посредством 3D моделирования в настоящий момент практически невозможен и весьма трудозатратен.

Использование карт текущих извлекаемых запасов (Рис. 1), а также двухмерных петрофизических моделей (Рис. 2, 3), полученных с помощью ГИС-технологий, позволяет более грамотно и обоснованно планировать ГТМ как на существующем фонде скважин, так и на новых участках, где локализованы достаточные для технико-экономической выработки остаточные запасы.

Таким образом, снижается процент ошибок при планировании дорогостоящих ГТМ, а сами скважины-кандидаты выбираются целенаправленно, поскольку являются результатом предметно-динамического оперативного анализа разрабатываемого пласта (Артамонов, 2008).

Помимо того, что представленные карты позволяют визуально выявить и оценить в количественном выражении наиболее интересные и перспективные участки, также осуществляется оперативная выгрузка основных петрофизических параметров, необходимых для расчета ожи-

даемых дебитов скважин после проведения мероприятий.

На основе выгруженной информации формируется специальная таблица (Табл.), где в удобном для пользователя формате сводятся воедино результаты моделирования.

Такая таблица позволяет осуществлять выбор скважин-кандидатов для различных видов ГТМ, а также осуществлять необходимые технико-экономические расчеты по определенным мероприятиям.

В представленную таблицу входят петрофизические параметры: пористость, абсолютная проницаемость, текущий и конечный коэффициенты вытеснения, граничные и текущие значения водо- и нефтенасыщенностей, эффективные проницаемости по нефти и по воде при начальной и остаточной водонасыщенностях, соответственно, а также значения фазовых проницаемостей при текущих условиях. Все эти параметры рассчитываются средневзвешенными по площади круга радиусом 250 м. Данный размер полигонов используется наиболее часто, так как среднее расстояние между скважинами на объектах разработки ОАО «Газпромнефть-ННГ» составляет 500 м и данная площадь является наиболее активной зоной дренирования скважин. При более редких или плотных сетках скважин возможно использование полигонов других размеров. Также в данной таблице представлены такие показатели разработки, как накопленная добыча нефти и закачка воды, текущая или остановочная обводненность продукции каждой скважины, коэффициенты охвата пласта вытеснением по мощности и заводнения на текущую дату. В таблице приведена толщина нефтенасыщенной части пласта, который вскрывает скважина, начальные геологические и подвижные запасы, текущие подвижные и извлекаемые запасы, по которым и оценивается потенциал. Запасы приходящиеся на скважину рассчитываются по полигонам Вороного, площадь которых также представлена в таблице.

На основе полученных параметров более детально и предметно производится расчет прогнозируемых дебитов, ожидаемой обводненности по выбранным скважинам-кандидатам.

По результатам, полученным при реализации данной методики, возможно планирование не только крупных ГТМ (бурение новых скважин и вторых стволов), но и всего комплекса более мелких ГТМ, таких как ГРП, РИР, ВПП, перестрел, перевод на другие горизонты и другие, что практически невозможно осуществить в настоящее время методами традиционного 3D моделирования.

Поскольку по представленной методике легко локализовать участки с хорошим потенциалом, то они, естественно, становятся предметом более детального анализа для 3D симуляторов (таких как Eclipse, Petrel). По данным участкам строят небольшие секторные модели, и таким образом трехмерное моделирование становится более оперативным, предметным и менее затратным.

При построении петрофизических моделей и карт запасов выполняется анализ огромного количества данных,

Скв.	Геологические запасы, тыс.т.	Начальные подвижные запасы, тыс.т.	Добыча нефти, тыс.т.	Добыча воды, тыс.т.	Закачка, тас.м3	Текущие подвижные запасы, тыс.т.	Площадь, га	Пористость, %	h, м	Кохв., д.ед.	Кзав., д.ед.	Кэф.прониц.п о нефти текущий, мД	Кэф.прониц.п о воде текущий, мД
737	90	41,2	0,4			22,7	47,1	20,1	13,1	0,884	0,44	3,62	0,73
1304	65,6	28,1	35,3	4,1		23	28,4	18,6	11,1	0,662	0,273	2,84	0,18
1366	156,4	69,9	2		50,5	37,2	31	19,6	7	0,562	0,858	0,13	1,68

Табл. Фрагмент таблицы выгруженных параметров.

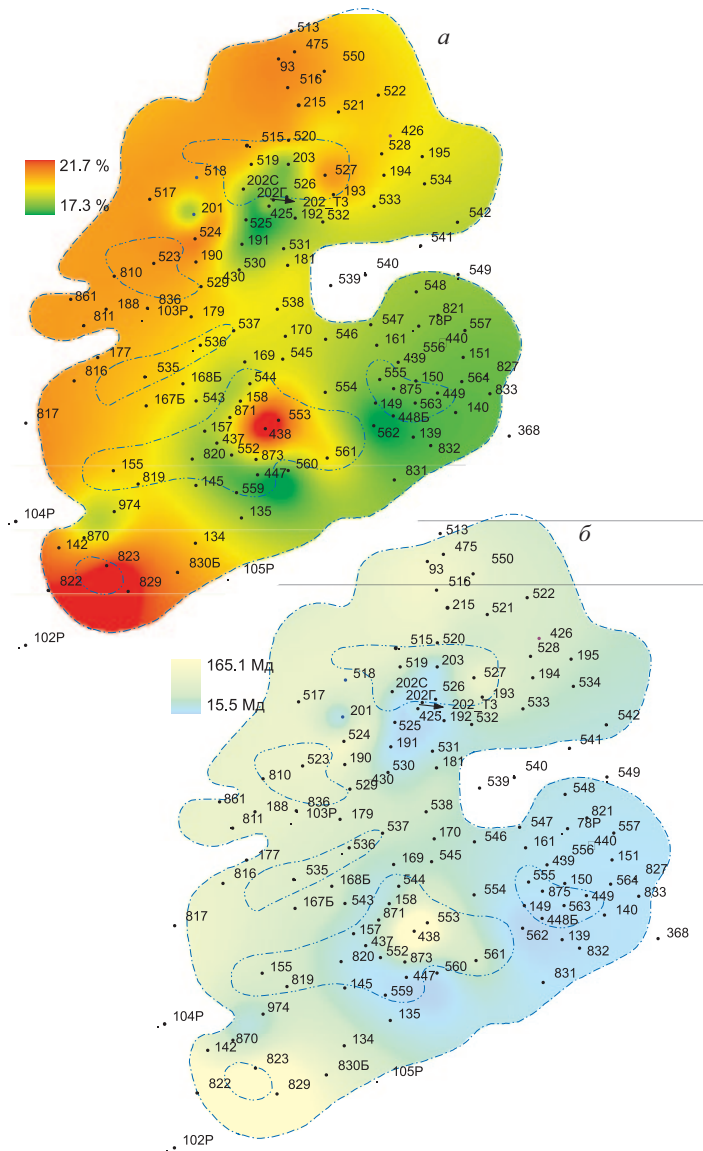


Рис. 3. Петрофизическая модель. а – карта пористости; б – карта абсолютной проницаемости.

поступающих из различных источников. Вследствие этого, появляется возможность оценить качество и полноту поступающей информации. Даже при использовании обыкновенной визуализации становятся видны такие аномалии, которые связаны с несовершенством техники или с так называемым «человеческим фактором». Использование модуля Spatial Analyst позволяет обнаружить более «тонкие» погрешности, возникающие в процессе интерпретации или в ходе математических расчетов (ArcView GIS, 1996). Таким образом, исключаются многочисленные ошибки, от элементарных и очевидных до более скрытых и не видимых «не вооруженным глазом».

Итак, представленный способ анализа данных и планирования ГТМ, являющийся интеллектуальной собственностью ОАО «Газпромнефть-ННГ», позволяет не только обрабатывать огромное количество геолого-промысловой информации, визуализировать и представлять ее в удобном виде, но и производить все необходимые расчеты, а также планировать разработку нефтяного объекта. На основе полученных расчетов более обоснованно и рационально осуществляется подбор скважин-кандидатов на проведение ГТМ, следовательно эффективнее используются имеющиеся ресурсы.

Литература

Артамонов А.А. Предметно-динамический анализ разработки нефтяных месторождений. *Тез. докл. VIII творческая конф. молодых специалистов*. Ноябрьск: «Газпром нефть». 2008. 7.

Артамонов А.А., Габбасов Р.Г. Анализ геолого-промысловой информации и построение карт текущих извлекаемых запасов с использованием ГИС. *ARCVIEW современные геоинформационные технологии*. М.: Совместное издание ДАТА+, ESRI, INC и Leica Geosystems. № 45. 2008. 20.

Артамонов А.А., Габбасов Р.Г., Латыпова Л.Р. Анализ геолого-промысловой информации и построение карт текущих извлекаемых запасов с использованием ГИС. *Тр. VII межд. техн. симп.: Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи*. 2008.

Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». 2003.

ArcView GIS. Руководство пользователя. М.: МГУ. 1996. 364.

М.А. Al'mukhametov, A.A. Artamonov, M.A. Vinokhodov. A new approach of oil fields wellwork planning.

In the present work the new approach for the planning of workover operations based on the geoinformation systems is suggested. It is shown that by using the subject-dynamic analysis based on GIS-technology it is possible to choose well-candidates for the workover without routine work operations.

Key words: wellwork, residual oil reserves, geoinformation technologies.

Альмухаметов

Марс Ахметосафович

Зам. ген. директора по подземным резервуарам – Гл. геолог филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: геология и разработка нефтяных и газовых месторождений, анализ эффективности проводимых геолого-технических мероприятий.

629603, РФ, Тюм. обл., ЯНАО, г.Муравленко, ул. Ленина, 82/19. Тел.: (34938) 63-314, факс: (34938) 63-319.



Артамонов Алексей Алексеевич

Руководитель группы сопровождения проектной документации Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: разработка нефтяных месторождений, петрофизика, математическое моделирование, сбор и подготовка нефти, газа и воды.

629604, РФ, Тюм. обл., ЯНАО, г.Муравленко, ул. Ленина д.62, кв. 29. Тел.: (34938) 63-



Виноходов Михаил Алексеевич

Начальника управления проектирования, мониторинга геолого-технических мероприятий и сводного планирования добычи ОАО «Газпромнефть-ННГ» Филиала «Муравленковскнефть». Научные интересы: разработка нефтяных месторождений, новые технологии повышения нефтеотдачи.

629604, РФ, Тюм. обл., ЯНАО, г.Муравленко, ул. Ленина, 82. Тел.: (34938)63188.



ПРОГНОЗ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

На основе уравнения материального баланса и нелинейного метода прогноза создана программа «Oil_predict», позволяющая производить экспресс прогноз добычи нефти, жидкости и закачки воды для пласта месторождения в целом или отдельного его блока, с оценкой эффективности геолого-технических мероприятий. В прогнозных расчетах учитываются свойства и история разработки пласта. Достоверный период прогноза добычи нефти составляет 12 месяцев.

Ключевые слова: прогноз добычи нефти, уравнение материального баланса, эффективность геолого-технических мероприятий.

Данная работа посвящена созданию программы на основе уравнения материального баланса и аналитического метода прогноза. Идея проекта состоит в автоматизации прогноза добычи нефти выбранного месторождения и оценка эффективности ввода новой добывающей или нагнетательной скважины, а также перевода добывающей скважины под нагнетание с возможностью корректировки полученных результатов.

На практике для прогноза объемов добычи нефти и жидкости используются различные методы прогноза технико-экономических показателей (ТЭП) разработки месторождения, такие как кривые вытеснения, аналитические методы. В данной работе для более достоверного прогноза добычи нефти используется сочетание аналитической модели и нелинейного метод прогноза.

Аналитическая модель, основанная на уравнении материального баланса для нефтяного месторождения, позволяет использовать физико-емкостные свойства пласта добываемых флюидов, параметры водоносной части горизонта, историю разработки месторождения. Из существующих аналитических методов прогноза было выбрано уравнение (Агрс, 1956):

$$q = \frac{q_i}{\left(1 + \frac{a_i \cdot t}{h}\right)^h}, \quad (1)$$

где a_i – номинальный фактор снижения (скорость изменения дебита со временем); h – гиперболическая константа (ускорение изменения дебита со временем).

Уравнение (1) может принимать различный вид: экспоненциальный, гармонический и гиперболический в зависимости от значений a_i и h . Каждый вид уравнения используется для различных видов месторождений (нефтяных, газоконденсатных или конденсатных) и стадии разработки. Уравнения материального баланса совместно с нелинейным методом прогноза легли в основу программа «Oil_predict», созданной в оболочке Microsoft Excel.

Для отработки методики прогноза добычи нефти было выбран пласт 2БС₉ Сугмутского месторождения, разрабатываемого Филиалом «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Сугмутское месторождение находится на 3 стадии разработки при пластовом давлении выше дав-

ления насыщения. Для этого случая в расчетах используется экспоненциальное уравнение, имеющее вид (2):

$$q = q_i e^{-at} \quad (2)$$

где $a_i = a = const$ – постоянная величина; $h \rightarrow \infty$.

Основываясь на истории разработки, был построен график зависимости водонефтяного фактора (ВНФ) от накопленной добычи нефти (Рис. 1). По последнему прямолинейному участку строится экспоненциальный тренд позволяющий определить прогнозную зависимость поведения накопленной добычи. Конечное значение накопленной добычи приравнивается к утвержденному значению извлекаемого объема запасов по месторождению. Экспоненциальное уравнение полученной линии тренда и есть искомое выражение, соответствующее формуле (2).

Изменяя геологические параметры месторождения, такие как площадь, эффективная нефтенасыщенность, угол притока, безразмерный радиус водоносного горизонта, происходит адаптация аналитической модели. В процессе адаптации необходимо добиться совпадения расчетных значений пластового давления аналитической модели с реальными значениями, особенно в последние годы разработки (Рис. 2). Полученную адаптированную модель и экспоненциальное уравнение можно применять для прогноза базовой добычи нефти, жидкости и объемов закачки воды при существующей системе разработки выбранного месторождения.

Для подтверждения точности результатов прогноза добычи, рассчитанного с помощью программы «Oil_predict», использовалась гидродинамическая модель Сугмутского месторождения. Сравнение двух методов показало, что расхождение модельного и программного прогнозов за временной интервал 12 месяцев не превышает 2%. Для сравнения с фактическими значениями базовой добычи в аналитической модели дата прогноза была перенесена на год назад. Расхождение фактических данных и расчетных уровней добычи составило 2% (Рис. 3), что не превышает допустимое значение (Закревский и др., 2008).

С помощью созданной программы возможна оценка следующих мероприятий: эффективность ввода новой добывающей скважины, новой нагнетательной скважины,

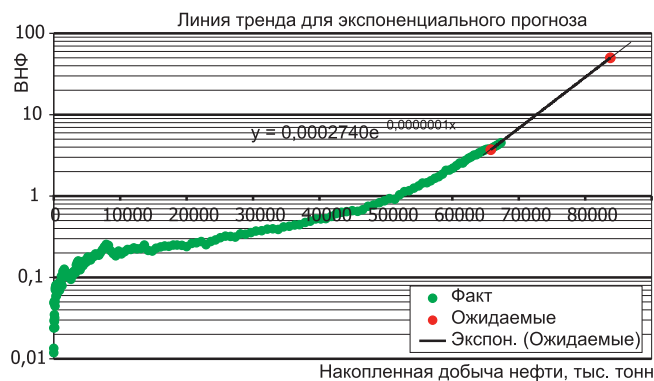


Рис. 1. График зависимости водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти.

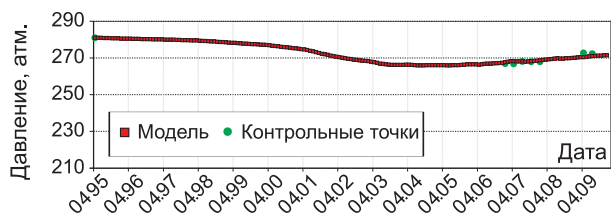


Рис. 2. Адаптация платового давления.

эффективность перевода добывающей скважины под нагнетание, эффективность изменения уровня компенсации.

Для определения эффективности ввода нагнетательной скважины необходимо выбрать интересующий блок или сектор месторождения. Для расчетов был выбран 20 блок Сугмутского месторождения. Для начала расчетов в программу необходимо ввести параметры, характеризующие выбранный участок пласта коллектора. Расчет показал, что в случае запуска скважины 2018 со средней приемистостью 300–350 м³/сут дополнительная добыча нефти по окружающим скважинам 2083, 2054Г, 2019 и 431Р составит 617 т за 12 месяцев. Полученные данные подтверждаются расчетами на гидродинамической модели. Расхождение не превышает 5%. В данном случае низкая эффективность мероприятия по формированию компенсации отборов объясняется краевым расположением скважины 2018 и удаленностью ее расположения от окружающих добывающих скважин. По результатам расчета на созданной программе и расчетам на гидродинамической модели мероприятие перевода скважины 2018 Сугмутского месторождения признано не эффективным и не было реализовано.

Опыт применения программы показывает, что для более точного прогноза добычи нефти многопластовых месторождений, необходимо делать прогноз отдельно, по каждому пласту залежи. Применение аналитического метода прогноза возможно при средней обводненности добываемой продукции более 35% (Arps, 1956). Уравнение материального баланса, ввиду своей особенности, требу-

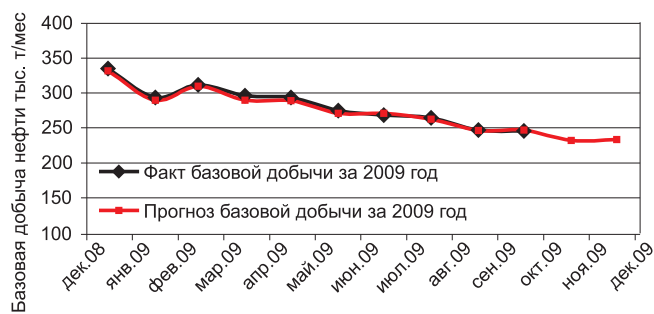


Рис. 3. Сравнение фактических и прогнозных уровней добычи.

ет точных данных по истории разработки и физико-геологических параметров пласта месторождения. Для работы с «Oil_predict» не требуется знаний дополнительных программ, легко может быть дополнена и доработана по мере необходимости.

Итогом работы стало создание и практическое использование программы «Oil_predict», позволяющей производить адекватный расчет прогноза уровней добычи на период 12 месяцев и оценку эффективности проведения геолого-технических мероприятий на основе уравнений материального баланса и аналитических методов используя данные по истории разработки и фильтрационно-емкостные свойства пласта коллектора. Расхождение данных, рассчитанных с помощью программы, с данными расчетов на гидродинамической модели составляет 5% для оценки геолого-технических мероприятий и 2% при прогнозировании уровней добычи. Точность расчетов на разработанной программе позволяет продуктивно использовать ее при оперативном анализе разработки месторождений.

Литература

Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. Москва: ООО ИПЦ «Маска». 2008. 270.

Arps J.J. Analysis of decline curves. *AIME*. Vol.160. 1956. 256.

I.F. Mukhtarullin, R.Z. Yabirov, V.V. Vladimirov. Prediction of oil production and workover effectiveness estimation on basis of analytical methods.

The program “Oil predict” was created using material balance and nonlinear decline curve equations. With the help of program express predictions of oil, liquid production and water injection for the whole oilfield or block of it with determination of workover operations efficiency can be made. During prediction calculations the program takes into account properties and actual production history of oilfield layer. Optimal period of production prediction equals to 12 months.

Keywords: prediction of oil production, material balance equation, effectiveness of workover.

Мухтаруллин Ильдар Фларитович

Инженер отдела анализа и оптимизации систем разработки месторождений филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: анализ состояния разработки месторождений, анализ геолого-технических мероприятий, гидродинамическое моделирование.

629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, д. 82/19. Тел.: +7 9124-24-14-97.



Ябиров Рафис Зяудатович

Зам. начальника управления разработки нефтяных и газовых месторождений — зам. главного геолога филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, д. 82/19. Тел.: (34938) 63-176.



ПРОЕКТ WEB-ТЕЛЕМЕХАНИКИ КАК СПОСОБ РЕШЕНИЯ ВОПРОСОВ ОПЕРАТИВНОГО МОНИТОРИНГА ДОБЫЧИ НА КРУПНЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

В работе описаны процесс разработки системы оперативного мониторинга добычи и результаты внедрения на месторождениях ОАО «Газпромнефть-ННГ» на базе имеющихся на предприятии автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Ключевые слова: базы данных, телемеханика, АСУТП, клиент-сервер.

Введение

Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) или, так называемые SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) – системы диспетчерского управления и сбора данных, сегодня широко распространены на объектах нефтедобычи. По работе с кустовыми площадками это, как правило, классические двухуровневые системы, состоящие из Пункта управления (ПУ), размещаемого в административно-бытовой комплекс цеха добычи, и Контролируемого пункта (КП), устанавливаемого непосредственно на кусту скважин. Вся информация, собранная КП, передается на ПУ, где обрабатывается и визуализируется. Как правило, на ранних этапах такие системы служили только для контроля дебита и состояния скважин оператором системы.

С применением современных контроллеров для построения КП на нижнем уровне объемы, значимость и качество телемеханических данных существенно возросли. Возможности оперативного получения «живой» информации в режиме «real time», а так же использования накопленных значений параметров добычи в емких базах серверов систем АСУТП стали представлять определенный интерес при проведении аналитической работы технологами и геологами цехов добычи. Прогнозы и расчеты по историческим данным всегда могли быть проверены анализом текущих параметров, что положительно влияло на их качество.

Но, специалистам цехов добычи, ради этого, приходилось постоянно менять своё рабочее место, например, из кабинета геолога на место в очереди у операторского пульта телемеханики. И, по-прежнему, первичная телемеханическая информация с месторождений оставалась практически недоступной для оперативной и аналитической работы на уровне специалистов отделов аппарата управления и центральных инженерно-технических служб.

Так определилась первая проблема: отсутствие возможности предоставления непосредственного и удалённого доступа с любого рабочего места для любого заинтересованного специалиста предприятия к первичной телемеханической информации.

В силу исторических причин, на крупных добывающих предприятиях может одновременно использоваться несколько модификаций Scada систем от разных производителей. При этом удаленное рабочее место специалистов необходимо оснащать сразу несколькими клиентскими приложениями, что неудобно для работы и повышает требования к ресурсам компьютера. Это вторая проблема: необходимость унификации интерфейсов клиентского места в независимости от платформ, используемых на предприятии систем АСУТП.

Третья проблема – серьезные финансовые затраты на поддержку клиентских мест. Например, для доступа к системам на платформе Intouch требовалась закупка соответствующего программного обеспечения (ПО) и дорогостоящего ключа на необходимое количество тегов, а так же затраты на поддержку и сопровождение. При этом практически не решались и вышеперечисленные проблемы.

Предпосылками для выбора способа решения выше обозначенных проблем являются: 1. Бурное развитие клиент-серверных технологий; 2. Развитие интернет-технологий для одновременного предоставления информации широкому кругу пользователей; 3. Использование на предприятии продуктов и интегрированных решений Microsoft; 4. Достаточный потенциал мощностей серверов баз данных (БД) АСУТП для выполнения дополнительных задач.

Проект преследовал достижение двух основных целей:

1. Создание единой и удобной системы оперативного мониторинга объектов и процессов добычи на месторождениях предприятия;
2. Минимизацию затрат на разработку, сопровождение и поддержку системы.

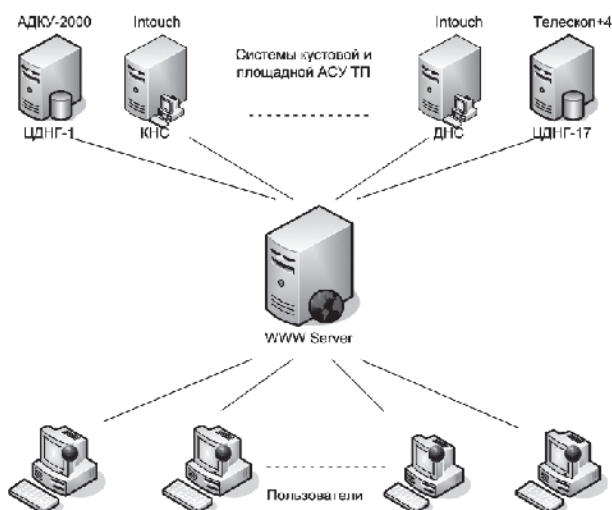


Рис. Структурная схема комплекса Проекта.

Перед разработчиками были поставлены задачи:

1. Создать удобный единый интерфейс пользователя для доступа и визуализации запрашиваемых данных вне зависимости от платформ АСУТП;
2. Обеспечить безопасность доступа и использования данных БД АСУТП;
3. Исключить дополнительных инсталляций ПО и библиотек на клиентских местах;
4. Организовать удалённый доступ ко всей необходимой информации, хранящейся в базах данных АСУТП;
5. Минимизировать потоки данных для снижения нагрузок на вычислительные сети и максимального быстродействия комплекса;
6. Создать возможность генерации оперативных отчетов для аналитической работы.

Результаты

Проект WebTM заработал в феврале 2004 года, после четырёх месяцев реализации своей идеи автором в содружестве с Бежанишвили Т.А. Сначала был реализован «Пульт контроля» для мониторинга работы фонда скважин и кустовых площадок, далее, постепенно добавились дожимные насосные станции (ДНС) и кустовые насосные станции (КНС). Так вырос комплекс, охватывающий все объекты нефтедобычи предприятия. Внешне, для пользователя – это обычный интернет сайт с простой и удобной навигацией по всем разделам. Только разделы предназначены для мониторинга работы нефтяных скважин и скважин ППД, групповых замерных установок (ГЗУ), параметров ДНС и КНС. По каждому объекту и отображаемому параметру возможен вызов окна детализации кликом мышки. При наведении курсора отображается дополнительная информация. В окне детализации осуществляется просмотр исторических данных, построение графиков, перенос информации в Excel за любой выбираемый период времени. Цветовая маркировка параметров, данных и фона отображения в разделе «Пульт контроля», специально для диспетчерских служб и центральной инженерно-технической службы (ЦИТС), позволяет мгновенно оценить обстановку по всему цеху по их критичности и времени изменения. Также есть сводка по температуре на месторождениях. Для администраторов предназначен режим диагностики вычислительных сетей. Отдельная страничка, содержащая более десятка настраиваемых отчетов по работе механизированного фонда, добыче и закачке, предназначена аналитическим отделам, геологам и технологам, специалистам ЦИТС. Здесь можно просчитать простои, потери, дебиты, сравнить их за периоды как по каждой скважине, так и по всем месторождениям в сумме.

Реализация Проекта WebTM основана на технологии клиент-сервер. Серверная часть реализована на основе Microsoft Internet Information Service по технологии Active Server Pages (ASP). В качестве клиента используется интернет-браузер, поддерживающий язык сценариев VBScript. Структурная схема комплекса Проекта представлена на рисунке.

В серверной части уровень представления данных выполнен отдельно от уровня доступа к данным. Таким образом, была достигнута возможность представления данных клиенту в едином формате в независимости от их структуры, размещения, средств доступа.

Весь механизм подготовки и извлечения запрашиваемых

пользователем данных, заключается в использовании наборов процедур, хранящихся на серверах систем АСУТП. В этом случае от пользователя к серверу не передается даже SQL выражения, передается вызов функции с параметрами вызова. После обработки запроса передаются только результаты выполнения программ (храняемых процедур) в определённом формате на Web-сервер, где генерируются динамические страницы для пользователя. Таким образом, клиентская часть проекта сильно упрощается, логика работы программы переносится на сервер БД систем АСУТП. Пользовательское место становится всего лишь средством отображения информации посредством браузера. А время и устойчивость предоставления данных остается на уровне, даже при работе через обычный низкоскоростной dialup-модем.

Все озвученные решения позволили снизить нагрузку на сеть и пользовательские рабочие станции и позволили создать легко масштабируемое приложение, адаптированное ко всем имеющимся на предприятии системам АСУТП. В настоящее время разработаны предоставления информации в одном и том же формате с систем АКДУ 2000, АДКУ 2000+, Телескоп+ версий 3.1 и 4.0, несмотря на то, что в каждой системе данные организованы и структурированы по-разному. Не забыты системы АСУТП ДНС и КНС отображаемые для уменьшения «веса» страницы в «Дереве объектов». Все перечисленные системы используются для хранения данных СУБД SQL.

Преимущество выбора клиентской части на основе интернет-браузера состоит в том, что рабочие места сотрудников компании в подавляющем большинстве оснащены браузером Microsoft Internet Explorer. Просмотр страниц не требует дополнительной установки на клиентские места каких либо дополнительных компонентов ActiveX и т.п. Таким образом, исключены дополнительные затраты на установку и сопровождение клиентского места, а клиентам достаточно знать основы навигации в интернет-окружении.

Безопасность доступа к данным осуществляется интегрированной проверкой подлинности в составе операционной системы Windows. Т.к. все пользовательские компьютеры компании состоят в домене, и клиенты используют собственные учётные записи для доступа к сетевым ресурсам, была применена именно эта система безопасности, декларируемая Microsoft как самая эффективная в её сетевом окружении. На основе этого также достигнута простота администрирования пользователей встроенными в операционную систему серверов средствами.

Выводы

Использование интегрированных решений компании Microsoft в сочетании с творческим подходом к решению задач позволило создать эффективную, масштабируемую, безопасную информационную систему управления технологическим процессом, доступную каждому работнику в сетевом окружении компании, если это необходимо и регламентировано. Проект WebTM эксплуатируется в филиале «Муравленковскнефть» и ОАО «Газпромнефть-ННГ» уже 5 лет. Задуманная изначально как система мониторинга, «WebTM» остается актуальной и сегодня, несмотря на приличный возраст по меркам информационных технологий и конкурирующих рядом дорогостоящих программных продуктов. Несколько сотен различных спе-

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕКУЩЕЙ КОМПЕНСАЦИИ НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ СУГМУТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Основной проблемой разработки Сугмутского месторождения является падение объемов добычи нефти вследствие обводнения закачиваемой водой скважинной продукции. Одной из эффективных мер по решению данной проблемы служит проведение обработок призабойной зоны пласта с целью выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, а также снижение забойного давления нагнетания. Ограничение по закачке вызывает стабилизацию процента обводнения и снижение темпов падения.

Ключевые слова: выравнивание профиля приемистости, горизонтальная скважина, техногенная трещина, индикаторная диаграмма, обводненность скважинной продукции.

Разработка Сугмутского месторождения ведется с 1995 года. На сегодняшний день фактические основные показатели разработки месторождения превышают утвержденные проектные. По состоянию на 2008 г. отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составил 72,4%. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) равен 0,234 при утвержденном КИН 0,372.

В разрезе продуктивных отложений Сугмутского месторождения вскрыты 3 нефтенасыщенных объекта: BC_{9-2} , Ачимовская толща и Ю₂. Исходя из результатов разведочного бурения и испытаний пластов, скопление нефти в отложениях ачимовской толщи и юры промышленной значимости не имеют. Основной продуктивный горизонт в разрезе этого месторождения выявлен в неокме и индексируется как BC_{9-2} по региональной корреляции Л.Н.Наумова.

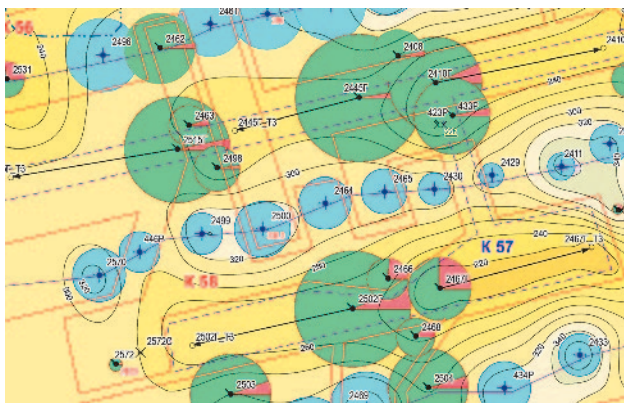


Рис. 1. Выкопировка из карты изобар и текущих отборов пласта BC_{9-2} Сугмутского месторождения.

Пласт BC_{9-2} имеет клиноформное строение, которое характеризуется возрастанием общих толщин осадков, причем наиболее резко увеличивается толщина регрессивной части. В этой морфологической зоне наращиваются мелководные шельфовые террасы, и весь разрез построен как набор циклитов, сформировавшихся при трансгрессивно-регрессивном режиме развития седиментационного бассейна. Толщина пласта уменьшается с запада на восток за счет глинизации нижней пачки песчаников до полного выклинивания. В центре залежи коллектор представлен фактически монолитным песчаником, так как разделением между BC_{9-2-1} и BC_{9-2-2} служит известковый прослой, который не может служить надежным экраном для вертикальной фильтрации флюидов. На формирование песчаного тела оказали влияние мало-амплитудные текто-

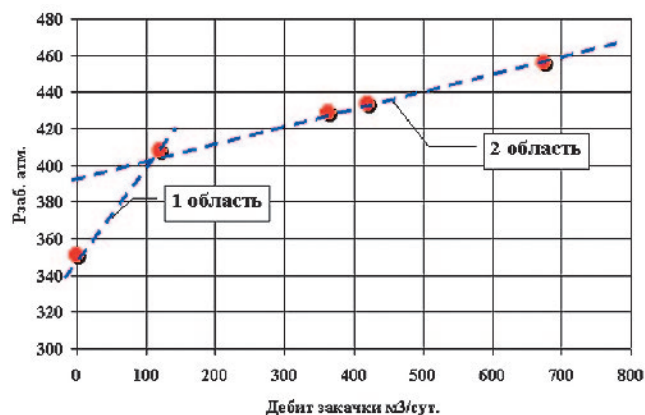


Рис. 2. Индикаторная диаграмма нагнетательной скважины №2465.

Окончание статьи И.А. Салихова «Проект WEB-телемеханики как способ решения...»

циалистов цехов добычи и аппарата управления ежедневно используют её инструменты в своей работе для оперативного получения «живой» информации, контроля добычи и аналитики.

I.A. Salikhov. The project realization of Web automatic telemetric system for wells real time monitoring on the base of large oil company.

The development systems of real time monitoring of production rates on oil fields on the base of automatic telemetric system and Microsoft software is presented in this work.

Keywords: data bases, automatic telemetric system, client server.

Салихов Ильяс Амирович

Начальник управления автоматизации, связи и информационных технологий филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: автоматизация производственных процессов, информационные технологии, инженерная психология.



629603, РФ, Тюм. область, ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, д. 82/19. Тел.: 8 9220-60-03-09.

нические движения, происходившие по серии сформировавшихся фундаментальных разломов. По результатам изучения керн породы-коллекторы пласта представлены песчаниками мелкозернистыми, с различной примесью алевролитового материала и меньшей степени крупнозернистыми алевролитами песчанистыми или песчаными. Средневзвешенное значение открытой пористости по керну в целом, по пласту $BC_{9,2}$ составило 0,17, проницаемости – 48 мД по водоносной зоне и 58 мД по чисто нефтяной зоне. Наилучшие, по коллекторским свойствам, песчаники обладают пористостью 20 – 21% и проницаемостью 110 – 250 мД, в отдельных образцах до 300 мД. По гидродинамическим исследованиям пласт характеризуется низкими фильтрационными свойствами: проницаемость (фазовая по воде) – 4,9 мД, комплексный параметр гидропроводности – 46,4 Д*см/сПз, скин фактор (интегральный) – 4,4.

За последние три года на месторождении отмечается более интенсивный рост динамики отборов, что, в первую очередь, явилось следствием ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин, отличающихся более высокими добычными возможностями, чем вертикальные. На месторождении пробурено 47 горизонтальных скважин (ГС), что составляет 13% от фонда добывающих скважин на месторождении. Накопленная добыча нефти по ГС на 2008 год составила 34% от добычи всего месторождения, а за 2007 год – 39,8% от общей годовой добычи нефти. При этом средняя обводненность продукции ГС достигла 68%. Бурение и эксплуатация скважин с горизонтальным стволом позволило значительно сократить капитальные затраты, разрабатывать залежь более высоким темпом, и, возможно, приведет к сокращению срока разработки месторождения и превышению утвержденного КИН.

Динамика энергетического состояния залежи позволяет сделать вывод о том, что в течение первых 10 лет эксплуатации, когда вследствие интенсивного разбухания месторождения происходило отстаивание формирования системы поддержания пластового давления (ППД), и как результат снижение среднего пластового давления по залежи на 13,2%. Начальное пластовое давление составляло 281 атм, среднее пластовое давление за 2004 год – 244 атм. Начиная с 2005 года, по мере уменьшения объемов бурения, проводились мероприятия по формированию рядной системы заводнения и приведения пластового давления к первоначальному. Среднее пластовое давление по залежи на текущий момент составляет 274 атм. В настоящее время на месторождении продолжается формирование разрезающих рядов нагнетательных скважин. Компенсация отборов жидкости закачкой составила: текущая – 114,6%, накопленная – 108,9%.

Анализ состояния разработки и структуры запасов нефти по существующим критериям позволяет отнести запасы Сугмутского месторождения к категории трудноизвлекаемых. Поздняя стадия разработки накладывает определенные ограничения на выбор объектов инвестирования для поддержания рентабельной добычи нефти на рассматриваемом месторождении. Экономические расчеты показывают, что для старых нефтедобывающих районов наиболее привлекательным объектом вложения средств, с точки зрения окупаемости и возврата финансовых ресурсов, является фонд пробуренных скважин.

Основной проблемой разработки на текущий момент является падение объемов добычи нефти вследствие об-

воднения скважинной продукции закачиваемой водой. Одной из эффективных мер по решению данной проблемы на Сугмутском месторождении является проведение обработок призабойной зоны пласта (ПЗП) с целью выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин. Так была проведена комплексная обработка всего разрезающего ряда нагнетательных скважин, находящегося между блоками, характеризующихся наибольшим темпом роста обводненности скважинной продукции. Выкопировка данного участка из карты текущих отборов и изобар показана на рис. 1.

До ВПП были проведены гидродинамические исследования на двух нагнетательных скважинах ряда с использованием комплексной технологии: кривая падения давления плюс индикаторная диаграмма (КПД+ИД). Данное исследование преследовало следующие цели: определение фильтрационных свойств пласта, продуктивности скважины, его энергетического состояния и, при наличии, присутствие граничных условий (различных типов). Для выяснения зависимости между дебитами скважины и забойными давлениями при установившихся режимах закачки построен график индикаторной диаграммы (Рис. 2). Общее количество циклов ИД составляет пять, включая полную остановку скважины на цикле КПД.

В целом, поставленные перед исследованием цели были достигнуты. Рассчитаны показатели основных фильтрационных характеристик пласта и прослежена закономерность изменения давления. Текущее энергетическое состояние пласта в районе исследуемой скважины превышает первоначальное на 25%. Пластовое давление составляет 351 атм. В призабойной зоне скважины, устойчивыми диагностическими признаками проявляются фильтрационные потоки к трещине. Что объясняется следующей причиной. При закачке воды на забое скважины поддерживается очень высокое забойное давление 456,4 атм, это существенно выше давления, при котором возникает деформация пласта, и образуется трещина разрыва. По статистическим данным поверхностное давление разрыва пласта происходит при давлениях близких к 350 атм. Однако данная трещина является нестабильной, поскольку не закреплена расклинивающим агентом (проппантом). На удалении 120 м от забоя скважины, на внешней границе исследования выявлено влияние полей давления имеющих интерференционную природу. Исследуемая скважина находится во взаимном влиянии со скважиной или скважинами из добывающего окружения.

Помимо решения основных задач, данное исследование было направлено оценить гидродинамическими методами влияния давления закачки на свойства техногенной трещины и определение такого значения забойного давления, при котором происходит смыкание трещины. Решение может быть получено в сравнении фильтрационных сопротивлений в ПЗП при работе скважины на различных режимах, отличающихся дебитом и забойным давлением. Анализ циклов ИД позволяет уверенно говорить о том, что безразмерная величина интегрального скин-фактора изменяется в зависимости от величины репрессии на пласт. Изменения фильтрационных свойств ПЗП находят свое отражение в нелинейности коэффициента приемистости. Он изменяется от 6,4 м³/сут*атм на технологическом режиме (штуцер 18 мм) до 2,3 м³/сут*атм на штуцере 5 мм. Несложно заметить, что разница в значении

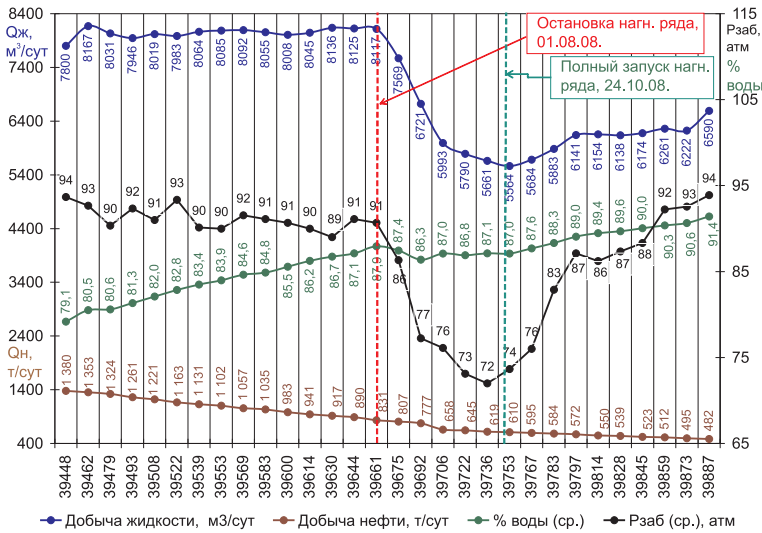


Рис. 3. Изменения параметров работы добывающих скважин до и после остановки нагнетательного ряда.

ях приемистости существенна – практически в три раза. Для индикаторной диаграммы свойственно присутствие двух областей, каждой из которых соответствует своя величина приемистости. Пересечение линий, проходящих через участки, происходит в области давления 390 – 400 атм. На этой границе происходит резкое снижение фильтрационных свойств техногенной трещины за счет частичного ее смыкания. Однако полное ее “схлопывание”, вероятно, происходит в области еще меньшего давления – ориентировочно 370 – 380 атм, что хорошо согласуется с данными, полученными при проведении гидравлического разрыва пласта. Гидродинамические исследования второй нагнетательной скважины дали идентичный результат.

Следующим этапом эксперимента была одновременная остановка всех десяти нагнетательных скважин разрезающего ряда. При этом на шести скважинах были проведены комплексы мероприятий по выравниванию профиля приемистости, так как по результатам предыдущих промыслово-геофизических исследований на данных скважинах отмечалось более интенсивное поглощение закачиваемой воды кровельной частью пласта $BC_{9,2}$. Для этого были выполнены капитальные ремонты скважин (КРС) с целью промывки забоя и отсыпки проппантом нижней части интервала перфорации. После КРС на этих скважинах провели обработки по выравниванию профиля приемистости. Для достижения более полного эффекта от ВПП было принято решение провести изоляцию цементированием промытой кровельной части пласта, оставшейся открытой после отсыпки проппантом. После чего была проведена нормализация забоя скважины до искусственного. В результате открытой осталась только нижняя часть пласта. В случаях, когда не было приемистости по скважине, проводили реперфорацию подошвенной части пласта. Запуск скважин проводили с ограничением по забойному давлению – не более 370 – 380 атм, основываясь на гидродинамических исследованиях. Все скважины были запущены в течение трех месяцев.

Анализируя график изменения параметров работы добывающих скважин до и после остановки нагнетательного ряда (Рис. 3), видим, что за первые 15 дней эксперимента добыча жидкости резко снизилась на $548\text{ м}^3/\text{сут}$ (6,8%), а за 45 дней – на $2124\text{ м}^3/\text{сут}$ (26,2%). Также наблюдается резкое снижение среднего значения забойного дав-

ления с 91 атм до 73 атм. При этом в добывающих скважинах наблюдается стабилизация процента обводнения скважинной продукции на уровне 87% на протяжении всего времени простоя нагнетательных скважин. Одновременно значительно снизился темп падения добычи нефти по участку: если до проведения мероприятий в среднем за пять последних месяцев падение составляло $38,9\text{ т}/\text{мес}$ (6,38%), то в среднем за три месяца эксперимента и после него – $36,8\text{ т}/\text{мес}$ (8,85%) и $14,3\text{ т}/\text{мес}$ (4,68%) соответственно.

В результате проведенных исследований и практических мероприятий был получен ряд положительных моментов. Во-первых, произошло заметное снижение темпа падения добычи нефти: за восемь месяцев с начала проведения мероприятий дополнительно добыто более 6300 тонн нефти. Во-вторых, значительно сократились объемы добываемой жидкости (более 290 тысяч кубов), что косвенно приводит к сокращению затрат электроэнергии на её добычу, транспортировку и переработку. В-третьих, пластовое давление снизилось до уровня первоначального, что благоприятно скажется при проведении подземного ремонта скважин: исключает необходимость глушить скважину тяжелыми солевыми растворами и, как следствие, облегчит выход скважины на режимные параметры.

R.M. Ibragimov, M.A. Almukhametov, I.I. Shakiryayov. **Analyse of current compensation changing on process of Sugmut oilfield development.**

The main problem of Sugmut oilfield development is the decline of oil production due to watering out because of water injection. Pressure drawdown tuning on injection wells became an effective methods of solving such problem. Limiting of injection volume stabilizes watering out and production decline rate.

Key words: smoothing of injectivity profile, horizontal well, man-caused fracture, inflow performance relationship, water cut.

Ибрагимов Руслан Миннулович

Начальник отдела анализа и оптимизации систем разработки месторождений Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: анализ эффективности проводимых геолого-технических мероприятий, контроль энергетического состояния залежей, оптимизация режимов разработки месторождений.

629603, РФ, Тюм. обл., ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, 82/19. Тел.: (34938) 63-464, факс: (34938) 63-352.

Шакирьянов Ильдар Исламович

Зам. начальника отдела анализа и оптимизации систем разработки месторождений Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: разработка нефтяных и газовых месторождений, планирование и анализ геолого-технических мероприятий, особенности нефтеносных и газоносных залежей.

629603, РФ, Тюм. обл., ЯНАО, г. Муравленко, ул. Ленина, 82/19. Тел.: (34938) 63-189, факс: (34938) 63-352.

