

УДК: 622.276.6

Р.М. Ибрагимов, М.А. Альмухаметов, И.И. Шакирьянов
 Филиал «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ», г. Муравленко, Россия
 Ibragimov.RMi@yamal.gazprom-neft.ru

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: БС₉₋₂, 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 БС₉₋₂ по региональной корреляции Л.Н.Наумова.

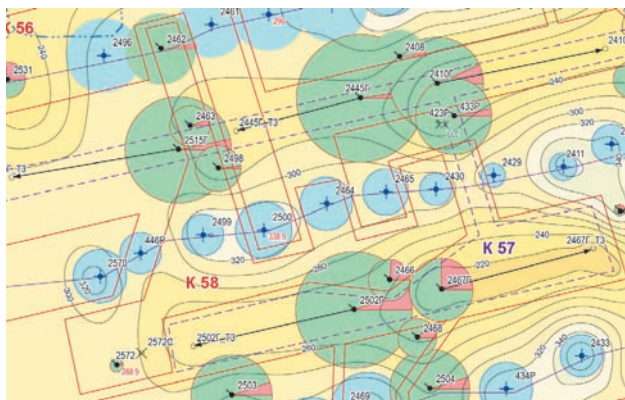


Рис. 1. Выкопировка из карты изобар и текущих отборов пласта БС₉₋₂ Сугмутского месторождения.

Пласт БС₉₋₂ 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 БС₉₋₂₋₁ и БС₉₋₂₋₂ служит известковый прослой, который не может служить надежным экраном для вертикальной фильтрации флюидов. На формирование песчаного тела оказали влияние мало-амплитудные текто-

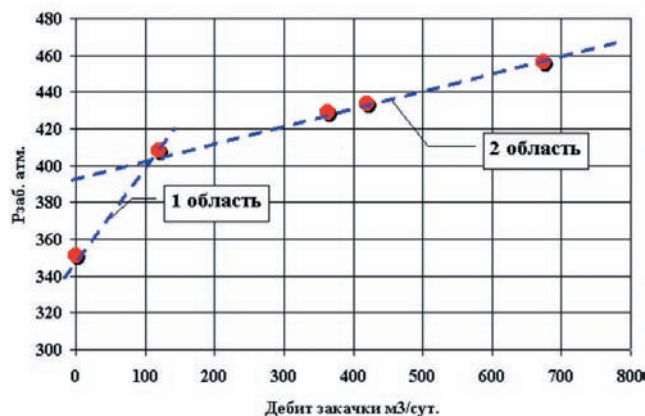


Рис. 2. Индикаторная диаграмма нагнетательной скважины №2465.

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 керна 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 БС_{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 разбуривания месторождения происходило отставание 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 дебитом 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 120м 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 18мм) до 2,3 м³/сут*атм на штуцере 5мм. Несложно заметить, что разница в значении-

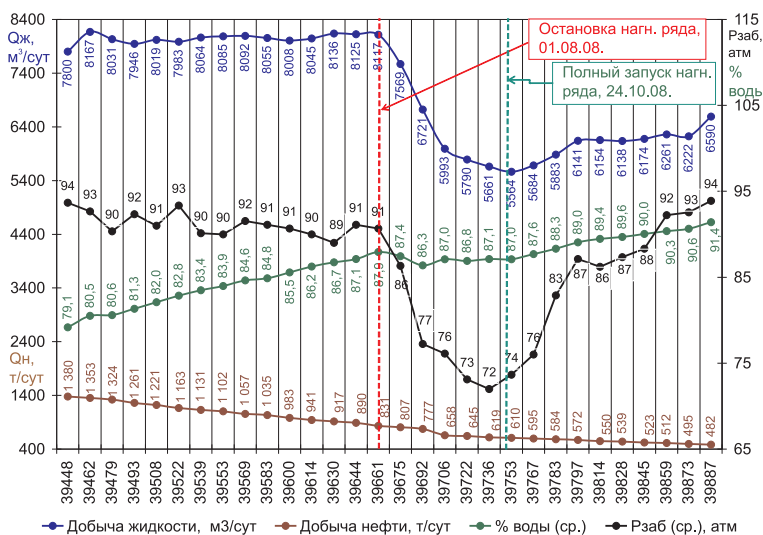


Рис. 3. Изменения параметров работы добывающих скважин до и после остановки нагнетательного ряда.

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 м³/сут (6,8%), а за 45 дней – на 2124 м³/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 т/мес (6,38%), то в среднем за три месяца эксперимента и после него – 36,8 т/мес (8,85%) и 14,3 т/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. Shakiryaynov. **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 по разработке нефтяных и газовых 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

Вед. инженер отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». Научные интересы: разработка нефтяных и газовых месторождений, планирование и анализ геолого-технических мероприятий, структурные и литологические особенности нефтеносных и газоносных залежей.

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

