

Опыт внедрения индикаторов притока на Приразломном месторождении для исследования горизонтальных добывающих скважин

О.Н. Морозов

главный геолог — заместитель генерального директора¹
shelf.office@gazprom-neft.ru

М.А. Андриянов

начальник отдела разработки месторождения и ГТМ¹

А.В. Колода

заместитель начальника отдела разработки месторождения и ГТМ¹

И.Р. Мухаметшин

региональный директор, Россия и СНГ²
iklam@resman.no

М.Т. Нухаев

к.т.н., доцент³
mnukhaev@hotmail.com

А.В. Прусаков

инженер по скважинным технологиям⁴
alexey@resman.no

¹ООО «Газпром нефть шельф», Санкт-Петербург, Россия

²ООО «Ресман Рус», Москва, Россия

³Сибирский Федеральный Университет, Красноярск, Россия

⁴Resman AS, Норвегия

Данная работа описывает опыт компании ООО «Газпром нефть шельф» по внедрению технологии трассерного мониторинга на горизонтальных скважинах Приразломного нефтяного месторождения. В статье представлена технология профилирования притока на основе химических интеллектуальных индикаторов притока, установленных на элементах заканчивания добывающих скважин Приразломного месторождения.

Материалы и методы

Для количественной оценки притока флюида по зонам была применена модель вымывания трассерного «заряда» локальным притоком из пласта.

Ключевые слова

мониторинг работы скважины, промыслово-геофизические исследования, горизонтальные скважины, трассерные исследования, профилирование притока

Приразломное нефтяное месторождение — первое месторождение, введённое в эксплуатацию на шельфе Арктики. Оно открыто в 1989 г. и расположено на шельфе Печорского моря в 55 км к северу от материка. Глубина моря в пределах месторождения не превышает 19–20 м. В период 1989–1994 гг. пробурено 5 разведочных скважин, из которых 4 вскрыли продуктивные отложения, а одна была ликвидирована по техническим причинам. Выявленная нефтяная залежь — массивно-пластового типа, тектонически экранированная. В августе 2011 г. установлена морская ледостойкая платформа (МЛСП), которая позволяет осуществлять полный цикл технологических операций. Месторождение введено в эксплуатацию в декабре 2013 г.

Проект разработки включает следующие технологические решения:

- бурение скважин с платформы осуществляется только одной буровой установкой;
- бурение и эксплуатация скважин ведется одновременно;
- принятый диапазон длин горизонтальных стволов добывающих и нагнетательных скважин — 1000–1500 м;
- все добывающие скважины оборудованы УЭЦН;
- предусмотрено бурение 32 скважин, в том числе 19 добывающих, 12 нагнетательных и 1 специальной нагнетательной скважины для утилизации технологических отходов.

Одной из ключевых задач при разработке Приразломного месторождения стало исследование горизонтальных скважин [1]. Задачи,

стоящие перед промыслово-геофизическими исследованиями в действующих горизонтальных скважинах, включают в себя:

- оценку качества освоения интервалов горизонтальной скважины;
- выделение работающих интервалов, оценку поинтервальных дебитов и состава притока;
- выделение интервалов прорыва воды;
- оценку профиля приемистости в нагнетательных скважинах;
- определение работоспособности систем заканчивания.

Таким образом, для получения полноценной картины работы горизонтальной скважины требуются не разовые исследования, а серии исследований на протяжении всей жизни скважины. То есть необходимо говорить о системе постоянного мониторинга для возможности оценки эффективности работы горизонтальных скважин [2].

Традиционные промысловые геофизические исследования горизонтальных скважин имеют ряд сложностей, связанных, в первую очередь, со следующими факторами:

- разнообразием способов заканчивания ГС (на данный момент в России внедряются различные системы заканчивания горизонтальных скважин, в том числе, с противосочными фильтрами, заколонными пакерами, муфтами ГРП, пассивными устройствами контроля притока, автономными устройствами контроля притока, сдвижными муфтами и др.);
- разнообразием форм траекторий ствола и гравитационным расслоением многофазных



Рис. 1 — Установка полимерных матриц с интеллектуальными индикаторами притока на патрубki

Fig. 1 — Installation of polymer matrix with intelligent inflow tracers

потоков в горизонтальном стволе (наличие искривлений по траектории может привести к образованию застойных зон и гидрозатворов, а расслоенное течение многофазных потоков существенно усложняет интерпретацию данных промысловых геофизических исследований) [3];

- сложностью доставки приборов ГИС на забой горизонтальных скважин;
- особыми требованиями к скважинной аппаратуре (для промысловых геофизических исследований горизонтальных скважин требуются специальные приборы ПГИ, такие как модульные системы с распределенными по периметру датчиками состава газа и расхода, либо специальная аппаратура с вертикальным расположением комплекса датчиков).

В условиях Приразломного месторождения выполнение периодических промысловых исследований на кабеле ограничено по причине ведения буровых работ на платформе. Проведение промыслово-геофизических работ во время бурения невозможно. Кроме того, для выполнения таких исследований в качестве средства доставки геофизических приборов необходимо использование внутрискважинных тракторов. В случае использования для доставки приборов на забой скважины тракторных тяговых систем, существенно увеличивается длина внутрискважинной сборки, достигающей порядка 40 м. При этом, и в случае использования ГНКТ, и внутрискважинного трактора требуется установка в скважине разветвителя типа Y-tool на НКТ для проведения исследования, так как все добывающие скважины Приразломного месторождения эксплуатируются с помощью УЭЦН. Также при проведении исследований ПГИ через Y-tool требуются специальные дополнительные операции, связанные с открытием и закрытием проходного канала, что влечет за собой не только дополнительное время на данную операцию, но и дополнительные риски. Таким образом, проведение промыслово-геофизических исследований на добывающих скважинах Приразломного месторождения имеет ряд технологических ограничений и достаточно высокие риски проведения работ.

Для добывающих скважин Приразломного месторождения основными целями исследования и мониторинга работы являются: оценка качества освоения скважины, оценка профиля

притока и его изменение во времени, а также определение интервалов прорыва воды. Альтернативой проведению высокорискованных работ ПГИ в горизонтальных добывающих скважинах (в условиях эксплуатации скважин Приразломного месторождения) является технология химических индикаторов притока, устанавливаемых на элементах заканчивания скважин.

Большинство вопросов, связанных с исследованиями горизонтальных скважин, может быть решено с помощью технологии стационарных интеллектуальных химических индикаторов притока, установленных на элементах заканчивания.

Данная технология предполагает установку специальных полимерных матриц, содержащих интеллектуальные индикаторы, в каждую зону горизонтальной скважины на оборудовании заканчивания. При этом возможно использовать данную технологию с любой системой заканчивания скважин, в том числе с противопесочными фильтрами, с оборудованием МГРП, с гравийной набивкой, цементируемыми хвостовиками, а также с устройствами контроля притока.

В случае использования интеллектуальных индикаторов притока с противопесочными фильтрами, полимерные матрицы устанавливаются в фильтроэлементы для сетчатых фильтров или между направляющими для волокончатых фильтров. В случае заканчивания с муфтами МГРП или устройствами контроля притока возможна установка полимерных матриц с индикаторами притока на патрубки, либо в сами устройства контроля притока (рис. 1). Затем данные патрубки возможно установить в определенные интервалы вместе с другими элементами заканчивания скважины в зависимости от геологических условий, распределения фильтрационно-емкостных свойств и траектории скважины.

Технология интеллектуальных химических индикаторов разработана для непрерывной работы с целевым пластовым флюидом (нефтью или водой) в течение достаточно длительного периода времени (до десяти лет для интеллектуальных индикаторов на нефть и до семи лет на воду в зависимости от пластовых условий). Для анализа работы каждого интервала горизонтальной скважины разработано достаточно большое количество уникальных

(различных при химическом анализе проб флюида) «интеллектуальных» химических индикаторов: 80 для маркировки нефти и еще 80 для маркировки воды. Таким образом, можно проводить постоянный мониторинг работы горизонтальной скважины с большим количеством зон, а также целого месторождения [4, 5].

Проведение исследования скважин выглядит следующим образом. После спуска оборудования заканчивания, с установленными в элементы заканчивания полимерными матрицами с индикаторами притока, скважину запускают в работу. При контакте с целевым флюидом (водой или нефтью), полимерные матрицы начинают выделять химические индикаторы, которые выносятся потоком пластового флюида к устью скважины. При этом темп выделения данных индикаторов постоянен и не зависит от расхода флюида. На устье скважины производится отбор проб по определенной программе исследования. Результаты анализа проб интерпретируются и предоставляются в виде отчета по работе скважины. На каждом этапе работы скважины цели и программа отбора проб отличаются. Например, на этапе освоения скважины, отбор проб проводится с минимальным интервалом 30 мин и постепенным увеличением до 6–12 ч в течение 2–3 суток. Анализ данных проб позволяет качественно оценить эффективность очистки ствола скважины и работу каждого из интервалов. Данная методология позволяет сразу же после освоения скважины оценить работу горизонтального ствола: выявить интервалы с худшей продуктивностью и наметить геолого-технические мероприятия.

В случаях, когда требуется получить количественный анализ притока каждого интервала, необходимо произвести остановку скважины на короткий период (6–24 ч) в зависимости от параметров скважины. Данная остановка необходима для того, чтобы в статическом режиме (при закрытой скважине) посредством постоянной диффузии при контакте с целевым флюидом (нефть и/или вода) в окрестности установки полимерных матриц сформировался «заряд» высокой концентрации индикаторов. При возобновлении добычи (открытии скважины) «заряды» индикаторов вымываются притоком флюида из пласта, а затем потоком в трубе транспортируются к устью скважины, где происходит отбор проб. Для данного вида исследования отбор проб проводится с

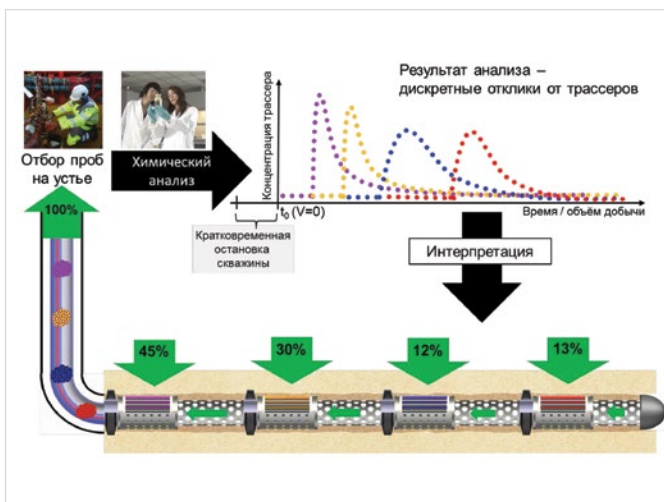


Рис. 2 — Цикл работ по количественной оценке профиля притока

Fig. 2 — Quantification of zonal inflow

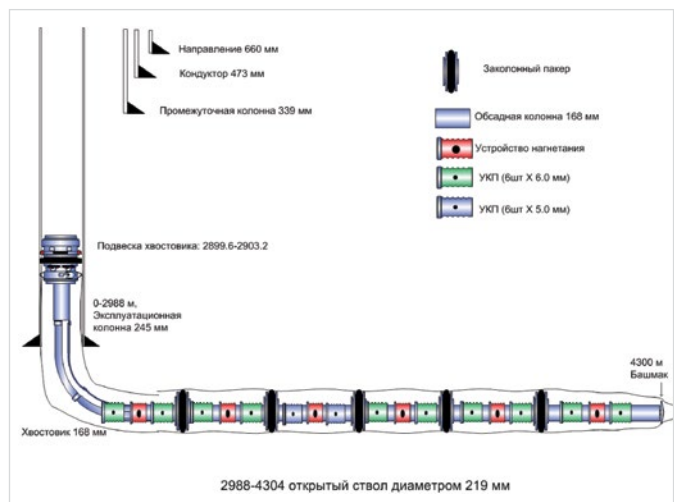


Рис. 3 — Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины X31

Fig. 3 — Completion design for horizontal production well X31

интервалом в 5–60 мин в течение 1–2 суток. Измеряя интервал времени (или объем), требуемый для вымывания индикаторного материала из каждой секции скважины (скорость падения кривой концентрации индикаторов для каждого интервала), и сопоставляя параметры модели пласта с фактическими данными по добыче, можно получить количественную оценку притока для каждого интервала горизонтальной скважины (рис. 2).

Дополнительным применением мониторинга горизонтальных скважин с помощью интеллектуальных индикаторов притока является возможность определения интервалов прорыва воды. Для этого, наряду с индикаторами на нефть, в каждую зону устанавливаются индикаторы на воду. Молекулы, внедрённые в полимерные матрицы, находятся в «спящем» режиме и активируются только при контакте с водой. В процессе эксплуатации скважины идет периодический отбор проб скважинного флюида (1 раз в неделю). При подозрении на прорыв воды, например, скачке обводнённости на 5% или более, накопившийся объем проб отсылается в лабораторию, и проводится соответствующий анализ. В качестве заключения предоставляется динамика роста обводнённости по каждому интервалу за весь период отбора проб. Данная методология позволяет принять решение о проведении последующих геолого-технических мероприятий на скважине без проведения промыслово-геофизических исследований.

Еще одной особенностью данной системы постоянного мониторинга является возможность наблюдать продуктивность каждого интервала горизонтальной скважины во времени на протяжении нескольких лет. Это дает возможность отслеживать динамику изменения продуктивности каждой зоны, обновлять

гидродинамические модели и принимать обоснованные решения по проведению геолого-технических мероприятий на скважине [6].

Схема заканчивания добывающей скважины X31 представлена на рис. 3. Башмак эксплуатационной колонны 245 мм установлен на отметке 2988 м. Диаметр открытого ствола — 219 мм. Скважина закончена хвостовиком 168 мм. Ствол скважины разделен на 6 интервалов с помощью законных гидравлических пакеров. Места установки пакеров выбирались с учетом распределения ФЕС, литологических характеристик, а также кавернометрии. В каждый интервал устанавливаются два клапана с устройствами контроля притока и одно устройство для нагнетания. Клапан нагнетания имеет полнопроходное отверстие для проведения кислотных обработок и других технологических операций. В устройствах контроля притока могут устанавливаться штуцеры различного размера и в разных количествах. Данные штуцеры устанавливаются по данным распределения проницаемости вдоль ствола скважины и соответствующим гидравлическим расчетам. Например, интервал 4 имеет наибольшую длину и высокое значение проницаемости. Соответственно, в данном интервале были установлены два устройства контроля притока со штуцерами размером 5 мм (все другие интервалы имеют устройства контроля притока со штуцерами 6 мм). Каждый клапан УКП имеет также сдвижную муфту, что расширяет функциональность дизайна заканчивания скважины. В случае начала прорыва воды в определенной зоне, с помощью гидравлического инструмента на НКТ или ГНКТ возможно закрыть один из клапанов для данного интервала. Тем самым увеличив перепад давления на заканчивании, что приведет к снижению депрессии на пласт в данной зоне и,

соответственно, притока воды. В случае полного прорыва воды в данной зоне возможно полное отсечение притока. Таким образом, на Приразломном месторождении с помощью подобной технологии заканчивания скважины реализуется концепция псевдо-интеллектуальной скважины, когда возможно регулировать работу с помощью небольших интервенций. Для реализации данной методологии необходимо понимать, как работает каждый интервал на протяжении всей жизни скважины, а также иметь возможность определять интервалы прорыва воды. Это реализуется с помощью технологии интеллектуальных индикаторов притока.

Полимерные стержни размером 6×3×1100 мм, с внедрёнными в них уникальными для каждой зоны индикаторами, были установлены в устройства контроля притока в пространство между глухой трубой и защитным перфорированным кожухом (рис. 1). Каждая уникальная пара трассерных систем (RES-OIL + RES-H₂O: нефть + вода) состоит из 100 стержней с индикаторами нефти и 100 стержней с индикаторами воды, которые распределены между двумя устройствами контроля притока, установленными в каждой зоне ствола скважины (рис. 4). Таким образом, каждая зона оборудована уникальной парой индикаторных систем, условно обозначенных следующим образом:

- OS (Oil System) — системы маркировки нефти;
- WS (Water System) — системы маркировки воды.

Трассерные системы пронумерованы от 1 до 6, начиная с носка скважины, и обозначены различными цветами.

Для добывающей скважины X31 на дату написания данной работы было проведено два исследования:

- в ноябре 2016 г. (цель — оценка освоения скважины и численная оценка притока по интервалам);
- в феврале 2017 г. (цель — численная оценка притока по интервалам).

Для первого исследования в период 14–20 ноября 2016 г. был произведен отбор проб на устье скважины X31 согласно программе отбора проб при освоении скважины. Запуск скважины производился с помощью УЭЦН, при этом был начат отбор проб. Замеры дебита, диаметр штуцера, частота УЭЦН и отобранные пробы по скважине X31 за этот период приведены на рис. 5. При освоении скважины в первые 8 ч наблюдался приток жидкости заканчивания с дебитом в пиковом значении 80 м³/ч, далее дебит жидкости заканчивания снизился до 0,15 м³/ч. Одновременно с падением дебита жидкости заканчивания наблюдалось наращивание дебита нефти с выходом на плато 75 м³/ч в стационарном режиме. Всего за 6 суток для данного исследования было отобрано 37 образцов (обозначены черными треугольниками на рис. 5). Первые 6 проб содержат жидкость заканчивания, в последующих 8-ми пробах наблюдается смешанное присутствие жидкости и нефти (постепенное уменьшение количества воды и увеличение количества нефти), далее в пробах присутствует только нефть. Таким образом, часть проб проанализирована на предмет индикаторов воды (треугольники синего цвета на рис. 5), часть проб — на предмет индикаторов нефти (треугольники зелёного цвета).

На рис. 6 представлены отклики от всех индикаторных систем (зависимости концентрации трассерного вещества в пробе от времени отбора) из скважины X31 при её запуске. Для

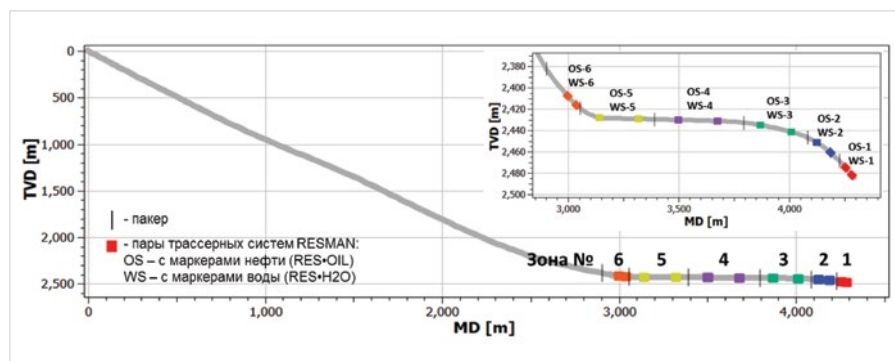


Рис. 4 — Расстановка индикаторных систем вдоль ствола добывающей скважины X31
Fig. 4 — Distribution of tracer systems in production well X31



Рис. 5 — Отбор проб и замеры во время исследования скважины X31 в ноябре 2016
Fig. 5 — Sampling and measurements during production logging in well X31 in November, 2016

режима освоения и очистки скважины характерно, что после спуска индикаторных систем в скважину до начала добычи, индикаторы находятся в контакте с жидкостью заканчивания. Это означает, что в основном происходит формирование «зарядов» трассеров воды во всех интервалах скважины. При наличии контакта с нефтью, происходит аналогичное формирование «зарядов» индикаторов притока нефти.

Сформированные «заряды» индикаторов регистрируются в переходном режиме в виде всплесков концентрации индикаторов — откликов на ступенчатое изменение депрессии при старте скважины. Переходный режим несёт основную информацию о притоке флюида из пласта в каждом интервале, а также об эффективности вытеснения жидкости заканчивания. Таким образом, информация переходного периода используется для качественной оценки эффективности очистки интервалов скважины. После завершения переходных процессов, т.е. вымывания индикаторов, амплитуды сигналов, как правило, выравниваются и приближаются к расчётным значениям концентрации при

прямом испускании маркеров индикаторными системами, так называемым «стационарным уровнем». «Стационарные уровни» являются индикаторами наличия контакта трассерной системы с целевым флюидом в интервале, где установлен индикатор, и, вместе с тем, наличия гидравлической связи интервала с устьем скважины. Стабильность стационарных уровней и их соответствие расчётным также являются индикацией эффективности очистки интервалов.

Оценка эффективности вытеснения жидкости заканчивания проведена по выносу массы «заряда» трассера. На рис. 7 приведены кривые выработки массы индикаторов, зарегистрированных из скважины при отборе жидкости заканчивания, рассчитанные из зависимостей концентрации индикаторов от объёма добычи жидкости. Сигналы индикаторов воды не выходят на фоновые уровни (обрываются), т.к. дебит воды снижается практически до 0 и объём воды в пробах снижается ниже минимально необходимого для проведения анализа на индикаторы воды. Высокий уровень сигнала с возрастающим трендом от системы WS-3 свидетельствует,

что остаточная выработка жидкости заканчивания из скважины в стационарном режиме наиболее вероятно происходит из интервала 3. При этом из других интервалов трассерные «заряды» полностью выработаны вместе с полным вытеснением из них жидкости заканчивания.

После вытеснения жидкости заканчивания наблюдается активация индикаторов нефти (рис. 6). Высокая пиковая амплитуда говорит об обширной площади контакта трассерных систем с нефтью. Анализ кривых показывает следующую эффективность очистки интервалов:

- Зоны 6, 4, 1 — высокая;
- Зоны 2, 5 — средняя;
- Зона 3 — низкая.

При увеличении депрессии на пласт (повышение частоты ЭЦН и, как следствие, повышение дебита нефти) наблюдаются скачки сигналов OS-4, а затем OS-1, OS-5 и OS-3 (рис. 6), что свидетельствует о дополнительной выработке флюида с индикатором притока, то есть имеет место доочистка ствола скважины при увеличении депрессии в зоне 4, затем в зонах 1, 5 и 3. При выходе скважины на стационарный режим наблюдается стабилизация трассерных сигналов на фоновых значениях, что свидетельствует об успешной очистке всех интервалов скважины.

Для количественной оценки притока флюида по зонам применяется модель вымывания индикаторного «заряда» из затруба локальным притоком из пласта. Модель проверена на проливном стенде и хорошо зарекомендовала себя при практическом применении. Рис. 8 демонстрирует в упрощённом виде математическую часть модели. Приток флюида из пласта в области установки трассерной системы пропорционален коэффициенту k спада кривой концентрации трассерного «заряда». Для численной оценки притока каждого измеренного сигнала от индикаторной системы сопоставляется «Flushout» сигнал, максимально совпадающий с измеренным. По характерному коэффициенту k спада сигнала определяется относительная продуктивность каждой зоны скважины.

На рис. 9 представлены отклики от всех индикаторных систем при запуске скважины X31 в работу, а также результаты применения модели «Flushout» к каждому из сигналов. Коэффициенты K , определяющие относительную производительность (приток) каждой зоны, нормализованы к коэффициенту K_6 зоны с максимальной производительностью, который принят за единицу ($K_6=1,0$). Т.к. все интервалы скважины оснащены трассерами, возможно рассчитать дебит каждого интервала в процентах от общего дебита скважины, принятого за 100%. Относительные дебиты интервалов в процентах пересчитаны в абсолютные значения, исходя из дебита скважины в стационарном режиме $75 \text{ м}^3/\text{час}$.

Для второго исследования в период 9–13 февраля 2017 г. был произведён отбор проб на устье скважины X31 согласно программе отбора проб для остановки-запуска скважины. Для проведения количественной оценки притока нефти по интервалам скважина останавливалась на 12 ч, а ее запуск осуществлялся с помощью УЭЦН, частота которого менялась от 38 до 42,5 Гц. Затем проводилось увеличение штуцера от 30 до 34,5 мм. Дебит нефти при выходе скважины X31 на режим составил $50 \text{ м}^3/\text{ч}$. За трое суток исследования было отобрано 46 проб.

На рис. 10 представлены отклики от всех индикаторных систем при запуске скважины X31 в

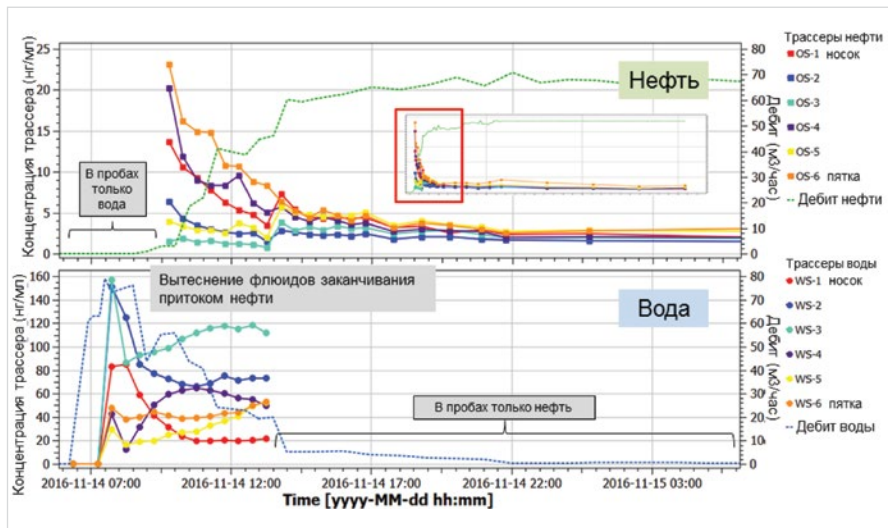


Рис. 6 — Отклики индикаторов нефти и воды при освоении скважины X31 в ноябре 2016
Fig. 6 — Oil and water tracer concentration during completion of well X31 in November, 2016

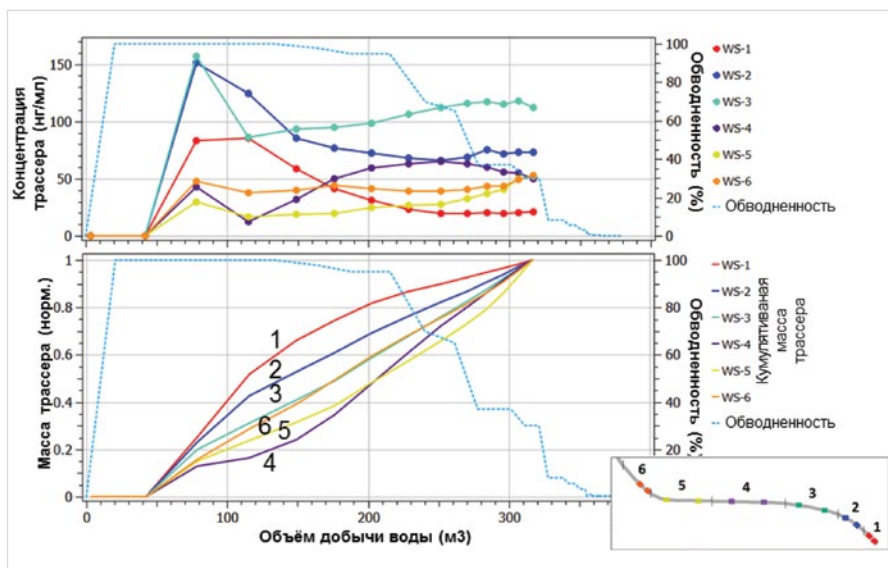


Рис. 7 — Отклики от индикаторов воды в разрезе объёма добытой воды: концентрация трассеров и вычисленная на её основе кумулятивная масса трассерного вещества, выработанная из каждого интервала скважины

Fig. 7 — Water tracer concentration versus water produced: concentration of tracers and resulting cumulative amount of tracer molecules for each reservoir compartment

работу, а также результаты применения модели «Flushout» к каждому из сигналов. Коэффициенты K , определяющие относительную производительность (приток) каждой зоны, нормализованы к коэффициенту K_4 зоны с максимальной производительностью, который принят за единицу ($K_4=1,0$).

На рис. 11 представлено сравнение профиля притока по интервалам для исследований скважин в ноябре 2016 и феврале 2017 г. Как видно из данного графика, все зоны дают приток нефти, при этом достаточно хорошо работает носок скважины (зона 1), обеспечивая до 18–19 % притока. С ноября 2016 по февраль 2017 г. произошло перераспределение притока: снизился приток из зоны 2 и зоны 3, и значительно увеличился приток из зоны 4 (с 20 до 31 %). Приток в пятке скважины практически не изменился.

Информация, получаемая при проведении трассерных исследований, используется при гидродинамическом моделировании. Применение этой информации достаточно широкое, в первую очередь, это определение профиля притока по стволу скважины. При настройке гидродинамической модели используют данные керновых исследований и результаты ГДИС. Если первые методы имеют достаточно высокую погрешность (в условиях Приразломного месторождения погрешность

в определении проницаемости при одном значении пористости может достигать двух порядков), то вторые дают только интегральную оценку дренируемой зоны. При зональной, площадной оценке проницаемости теряется возможность контролировать неравномерность выработки по разрезу, прорывы воды по высокопроницаемым интервалам. Данная проблема широко распространена в карбонатных месторождениях. Это связано как с трещиноватостью пласта, так и с высокой неоднородностью коллектора, обусловленной резкими фаціальными изменениями. Использование результатов трассерных исследований позволяет решить данную проблему. Зная интервалы максимального и минимального притока, можно определить зональную продуктивность и увязать её с геологическими представлениями о пласте. Применяется следующий процесс корректировки гидродинамической модели: в первую очередь восстанавливается проницаемость различных интервалов, при этом учитываются режимы работы скважин и энергетическое состояние пласта, пластовое давление (очевидно, что неверное распределение проницаемости приведет к искаженному распределению пластового давления, в связи с этим процесс является итеративным). Затем сравнивается интегральная проницаемость, полученная по

ГДИС, и проницаемость, полученная при интеграции результатов трассерных исследований. Последний этап — это увязка полученной поинтервальной проницаемости с петрофизической и фаціальной моделью. Обе эти модели, как и любая геологическая информация, содержат достаточно много неопределенностей. Параметрами адаптации здесь являются критерии и отсеки по ГИС при выделении фации, а также коэффициенты, определяющие петрофизические зависимости для каждой фации. Данный подход необходим для получения единой непротиворечивой картины геологического строения пласта, более точного прогнозирования работы эксплуатируемых скважин, а также для более корректного прогноза по проектным скважинам.

Итоги

По результатам проведения работ на горизонтальных скважинах с УКП на Приразломном месторождении были получены следующие результаты.

- оценить эффективность очистки скважины от жидкости заканчивания при запуске после бурения;
- оценить дебит нефти каждой зоны многозонального горизонтального ствола скважины;
- произвести более точную настройку гидродинамической модели месторождения.

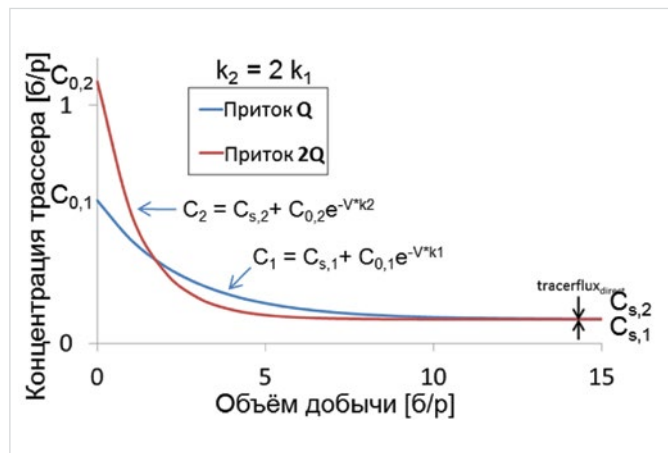


Рис. 8 — Упрощенная иллюстрация модели «Flushout» для количественной оценки притока

Fig. 8 — Simplified Flush-out model for inflow quantification

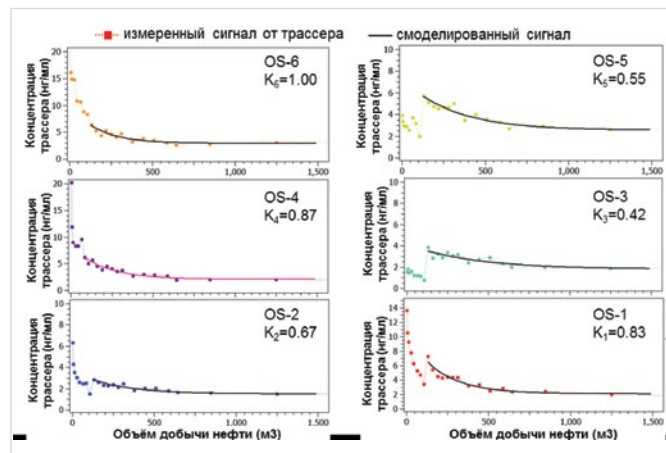


Рис. 9 — Отклики индикаторных систем во время запуска скважины в ноябре 2016 для каждого интервала

Fig. 9 — Tracer concentration for each reservoir compartment during well start-up in November, 2016

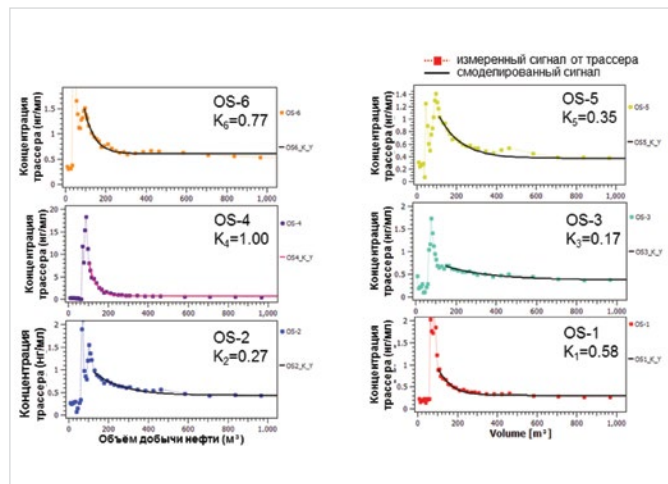


Рис. 10 — Отклики индикаторных систем во время запуска скважины в феврале 2017 для каждого интервала

Fig. 10 — Tracer concentration for each reservoir compartment during well start-up in February, 2017

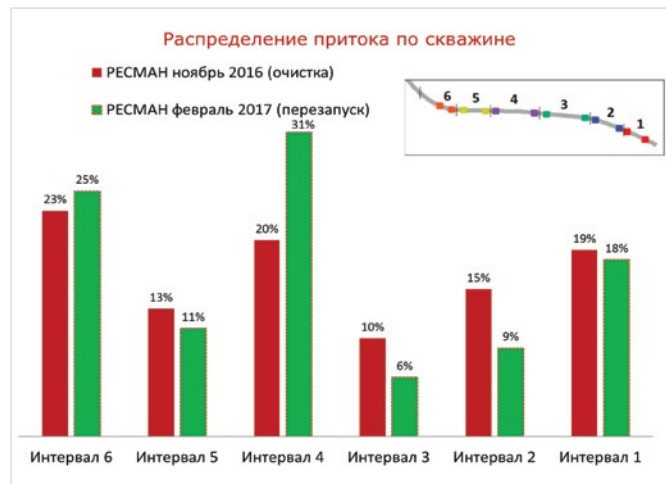


Рис. 11 — Сравнение распределения притока по скважине в ноябре 2016 и феврале 2017

Fig. 11 — Zonal inflow distribution in November, 2016 versus February, 2017

Выводы

Описываемая в статье инновационная технология позволяет решать традиционные задачи промыслово-геофизического исследования. С помощью модели скважины, узлового анализа и математического аппарата для каждого интервала были определены коэффициенты спада кривых концентрации при вымывании трассерных «зарядов», которые позволили численно оценить приток с каждой зоны.

Список литературы

1. Морозов О.Н., Андриянов М.А., Колода А.В., Шпаков А.А. и др. Информативность длительного мониторинга горизонтальных скважин для оптимизации разработки карбонатного месторождения. SPE 181900.

Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. Москва, 2016.

2. Chertenkov S.V., Deliya D.A., Semikin G.A., Brown A. and oth. Gas breakthrough detection and production monitoring from ICD screen completion on Lukoil's Korchagin field using permanently installed distributed temperature sensors. SPE 159581. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, USA.
3. Семикин Д.А., Нухаев М.Т. Обзор систем мониторинга работы протяженных горизонтальных скважин при разработке контактных запасов. EAGE Horizontal Wells. Казань, 2017.
4. Штунь С.Ю., Сеньков А.А., Абраменко О.И., Мацашик В.В. и др. 3-летний опыт компании «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

- по постоянному мониторингу длинной горизонтальной скважины с помощью системы интеллектуальных маркеров. EAGE Horizontal Wells. Казань, 2017.
5. Semikin D., Senkov A., Surmaev A., Prusakov A., Leung E. Autonomous ICD well performance completed with intelligent inflow tracer technology in the Yuri Korchagin field in Russia. SPE 176563. Российская нефтегазовая техническая конференция. Москва, 2015.
 6. Shtun S., Senkov A., Surmaev A. Inflow monitoring and analysis using proprietary intelligent chemical tracers in the Yuri Korchagin field. SPE 181994. Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE. Москва, 2016.

ENGLISH

GEOPHYSICS

Use of intelligent tracer technology for inflow monitoring in horizontal producers of the Prirazlomnoye oilfield

UDC 550.3

Authors:

Oleg N. Morozov — chief geologist¹; shelf.office@gazprom-neft.ru

Maxim A. Andriyanov — head of reservoir engineering department¹; shelf.office@gazprom-neft.ru

Alexey V. Koloda — deputy of the head of reservoir engineering department¹; shelf.office@gazprom-neft.ru

Ilkam R. Mukhametshin — director²; ilkam@resman.no

Marat T. Nukhaev — Ph.D., assistant professor³; mnukhaev@hotmail.com

Alexey V. Prusakov — well technology engineer⁴; alexey@resman.no

¹Gazprom Neft Shelf[®] LLC, St-Petersburg, Russian Federation

²Resman Rus[™], Moscow, Russian Federation

³Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

⁴Resman AS, Norway

Abstract

The study discusses the experience of Gazprom Neft Shelf LLC in implementing stationary tracing monitoring technology for horizontal wells in the Prirazlomnoye oilfield. The paper explores the technology of inflow profiling based on the data from intelligent inflow tracers installed in completion strings of production wells in the Prirazlomnoye oilfield.

Materials and methods

Quantitative estimation of fluid inflow per section was accomplished through the

«Flushout» model with tracer flushed out by local reservoir inflow.

Results

The findings of the tests conducted in horizontal ICD-wells of the Prirazlomnoye oilfield have suggested that

- efficiency of well cleanup upon completion should be evaluated;
- oil contribution per zone of the multizone horizontal well should be evaluated;
- hydrodynamic model of the field should be fine tuned.

Conclusions

The innovative technology described in the article helps to handle tasks usually addressed by traditional well logging. Well simulation, nodal analysis and mathematical tools have enabled to determine concentration curve decline during tracer flush-out, which has ensured numerical evaluation of inflow per zone.

Keywords

well monitoring, production logging, PLT, horizontal well, tracing, inflow profiling

References

1. Morozov O.N., Andriyanov M.A., Koloda A.V., Shpakov A.A., and oth. *Informativnost' dlitel'nogo monitoringa gorizontol'nykh skvazhin dlya optimizatsii razrabotki karbonatnogo mestorozhdeniya* [Informativity of long-term monitoring of horizontal wells for optimization of carbonate field development]. SPE 181900. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Moscow, 2016.
2. Chertenkov S.V., Deliya D.A., Semikin G.A., Brown A. and oth. Gas Breakthrough Detection and Production Monitoring From ICD Screen Completion on Lukoil's Korchagin Field Using Permanently Installed Distributed Temperature Sensors.

- SPE 159581. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, USA.
3. Semikin D.A., Nukhaev M.T. *Obzor sistem monitoringa raboty protyazhennykh gorizontol'nykh skvazhin pri razrabotke kontaktnykh zapasov* [Review of the long horizontal well operation monitoring systems for contact reserves development]. EAGE Horizontal Wells. Kazan, 2017.
 4. Shtun S.Yu., Senkov A.A., Abramendo O.I., Matsashik V.V. and oth. *3-letniy opyt kompanii «LUKOYL-Nizhnevolzhskneft'» po postoyannomu monitoringu dlinnoy gorizontol'noy skvazhiny s pomoshch'yu sistemy intellektual'nykh markerov* [Overview of the 3-year experience

- of LUKOIL-Nizhnevolzhskneft, LLC in continuous monitoring of a long horizontal well using intelligent marker system]. EAGE Horizontal Wells. Kazan, 2017.
5. Semikin D., Senkov A., Surmaev A., Prusakov A., Leung E. Autonomous ICD well performance completed with intelligent inflow tracer technology in the Yuri Korchagin field in Russia. SPE 176563. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, 2015.
 6. Shtun S., Senkov A., Surmaev A. Inflow Monitoring and Analysis Using Proprietary Intelligent Chemical Tracers in the Yuri Korchagin Field. SPE 181994. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Moscow, 2016.