

О технологии маркерного мониторинга горизонтальных скважин

Система позволяет принимать решения
по оптимизации затрат при разработке
месторождений

МАРАТ ДУЛКАРНАЕВ

ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

АНДРЕЙ ГУРЬЯНОВ, АЛЕКСАНДР КАТАШОВ, КИРИЛЛ ОВЧИННИКОВ, ВЛАДИМИР ЛИСС, ЕВГЕНИЙ МАЛЯВКО

ООО «ГеоСплит»

В условиях сложившейся в последние несколько месяцев конъюнктуры неподконтрольной конкуренции и глобального падения спроса на углеводороды компании-недропользователи начинают уделять повышенное внимание обеспечению эффективности операционной и инвестиционной деятельности. Предыдущий опыт показывает, что в условиях кризиса нефтегазовые компании снижают капитальные затраты и оптимизируют операционные. Одной из лучших практик промышленного сектора в условиях высокой ценовой волатильности является применение технологий, дающих возможность выстроить эффективную систему поддержки принятия решений для оптимизации затрат. Примером таких инструментов является технология маркерной диагностики, позволяющая дать комплексную информацию для принятия решений во множестве сегментов нефтегазового производства – бурении, добыче, разработке и планировании геолого-технических мероприятий.

Технология маркерных исследований горизонтальных скважин заключается в однократном размещении высокоточных индикаторов притока пластового флюида и последующем мониторинге работы горизонтального ствола в течение трех-пяти лет. Маркирование горизонтальной скважины может осуществляться несколькими альтернативными способами – применением маркированного полимерно-покрытого пропанта, закачиваемого в ходе многостадийного гидроразрыва пласта, или внутрискважинных маркерных кассет, спускаемых в составе компоновки нижнего заканчивания или в существующий ствол (см. «Технология маркерной диагностики и мониторинга скважин»).

После вывода скважины в эксплуатацию проводится отбор проб пластового флюида с устья скважины и их анализ на количественное распределение маркеров каждого кода, которое соответствует поинтервальному распределению дебита по нефти, воде и газу.

В качестве индикаторов притока используются полимерные микросферы, допированные полупроводниковыми нанокристаллами с квантовым наноразмерным эффектом, что дает возможность достигать высоких аналитических свойств при идентификации маркеров, физико-химической устойчивости в агрессивных термобарических условиях, широкой кодировочной емкости и др.

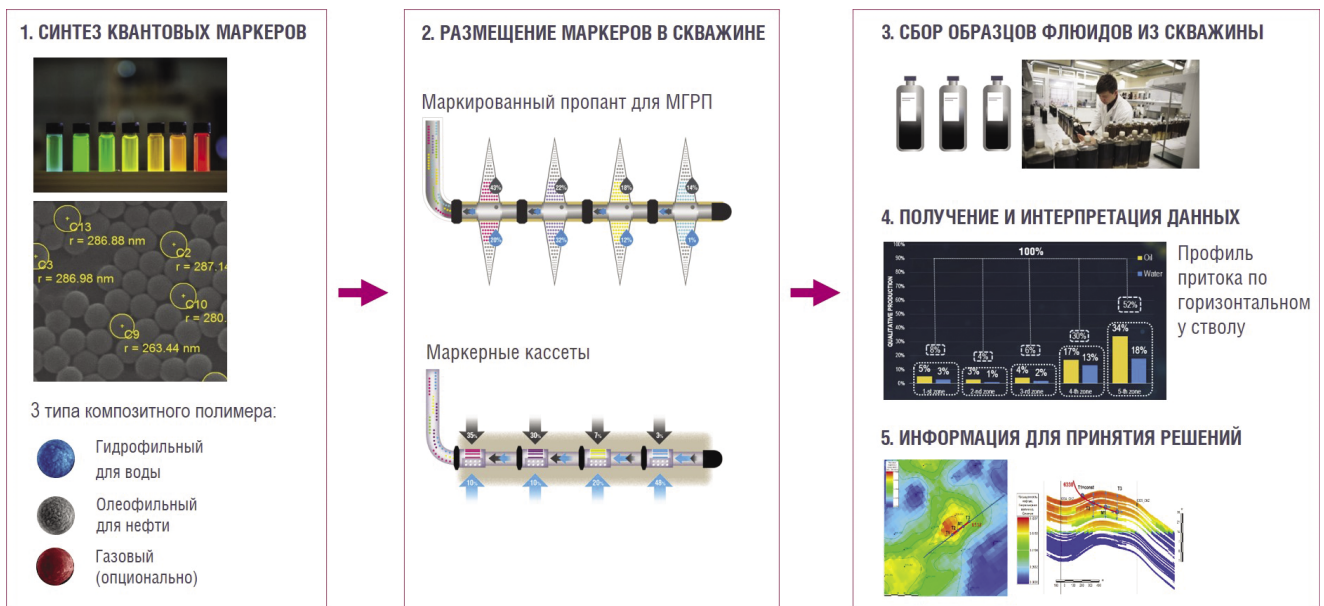
Аналитические данные профиля и состава притока горизонтальных скважин, полученные в режиме мониторинга, позволяют провести долгосрочный анализ

эффективности работы каждого интервала. В отличие от традиционных методов исследования горизонтальных скважин, технология маркерного мониторинга притока не требует использования специальных средств доставки приборов и не сопряжена с рисками возникновения аварийных ситуаций при сохранении высокой достоверности, информативности и надежности получаемых данных [1, 2].

Технология маркерных исследований горизонтальных скважин заключается в однократном размещении высокоточных индикаторов притока пластового флюида и последующем мониторинге работы горизонтального ствола в течение трех-пяти лет

Маркирование скважин позволяет реализовывать концепцию цифровизации с получением больших массивов данных, которые активно используются для адаптации секторных гидродинамических моделей и последующим подбором мероприятий, при этом реализована возможность автоматической передачи информации в существующие базы данных недропользователей [3].

ТЕХНОЛОГИЯ МАРКЕРНОЙ ДИАГНОСТИКИ И МОНИТОРИНГА СКВАЖИН



Источник: Big Data в проектах разработки месторождений / А. Гурьянов, А. Каташов, К. Овчинников, К. Сапрыкина, И. Новиков, Е. Малявко, В. Киселёв. SPE-196862-RU, доклад на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 22–24 октября, 2019 г.



ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ

Система поддержки принятия решений на основе технологии маркерной диагностики может быть описана по сегментам добыча, разработка, стимуляции и бурение, возможным технологическим мероприятиям в каждом сегменте и кумулятивному экономическому эффекту (см. «Система поддержки принятия решений с применением инструмента маркерной диагностики»). Для достижения необходимого результата процесс можно рассматривать как итерационный.

При этом выделяется два подхода применения технологии:

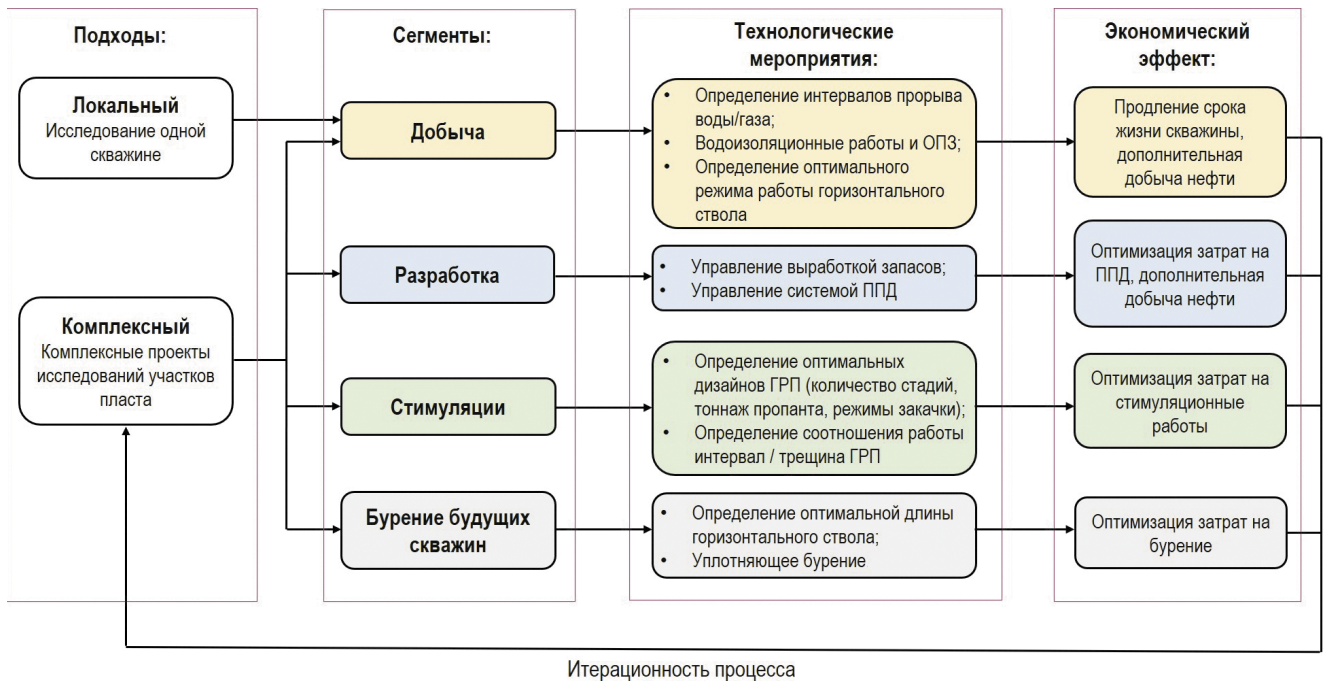
1. Локальный подход, когда исследования проводятся на одной скважине в пределах участка пласта. При этом подходе зачастую единственным направлением, в котором возможно принятие решений по результатам получения информации, является сегмент добыча. Речь идет об идентификации интервалов прорыва воды/газа, проведении водоизоляционных работ и определении оптимального режима работы горизонтального ствола. Однако на практике проведение внутрискважинных интервенций в горизонтальных стволах часто не представляется возможным из-за широкого применения неравнопроходных внутрискважинных компоновок и неразбуриваемых седел муфт ГРП.

2. Комплексный подход, когда исследования проводятся на участке пласта, например, при ковровом покрытии со 100%-ным охватом скважин маркерной диагностикой. Его особенностями являются:

- получение значительно большего массива данных на участке пласта и возможность более качественного экстраполирования и прогнозирования данных;
- гибкость в принятии решений по сегментам добыча, разработка, стимуляции, бурение и, как следствие, больший экономический эффект;
- возможность комплексирования с другими методами исследований (трассерные исследования, гидропрослушивание, вибросейсмический мониторинг, гидродинамическое моделирование, decline-анализ, мультискважинная деконволюция и др.).

Система поддержки принятия решений на основе технологии маркерной диагностики может быть описана по сегментам добыча, разработка, стимуляции и бурение, возможным технологическим мероприятиям в каждом сегменте и кумулятивному экономическому эффекту

СИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНСТРУМЕНТА МАРКЕРНОЙ ДИАГНОСТИКИ



Источник: составлено авторами

ИЗМЕНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ

№п/п	Параметр	Год			
		2016	2017	2018	2019
1	Количество пробуренных горизонтальных скважин	6	16	4	25
2	Средняя длина горизонтального ствола (базовый сценарий), м	500	600	600	600
3	Средняя длина горизонтального ствола (факт), м	500	600	243	276
4	Затраты на горизонтальное бурение (базовый сценарий), тыс. руб. без НДС	90 000	288 000	72 000	450 000
5	Затраты на горизонтальное бурение (факт), тыс. руб. без НДС	90 000	288 000	29 160	207 000
6	Стоимость затрат на маркерную диагностику, тыс. руб. без НДС	0	18 000	20 000	23 000
7	Общая экономия затрат, тыс. руб. без НДС	0	-18 000	22 840	220 000
8	Экономия затрат за все годы, тыс. руб. без НДС		224 840		

Источник: составлено авторами

Зачастую в нефтегазовой отрасли пренебрегается подход комплексного применения инновационных технологий, позволяющих повысить эффективность добычи и разработки, поскольку затраты на их использование способны снизить расчетную экономическую эффективность проектов. Как следствие, технологии применяются локально. Однако из-за того, что часто отсутствует объективная возможность спрогнозировать, на какой конкретно скважине возникнут те или иные геолого-технические проблемы, ценность применения технологий при таком подходе нивелируется.

Описанный ранее комплексный подход меняет эту парадигму. Объекты проведения работ являются стохастически неопределенными системами, процессы управления которыми можно рассматривать на примере теории «Черный лебедь», которая анализирует труднопрогнозируемые и редкие события, влекущие за собой значительные последствия. Поскольку «Черные лебеди» непредсказуемы, необходимо не столько пытаться их предсказать, сколько приспособливаться к их существованию. В некоторых областях, например, в научных исследованиях или в венчурных инвестициях, данный подход активно применяется уже давно, когда ставить на неизвестное чрезвычайно выгодно, потому что, как правило, при проигрыше потери малы, а при выигрыше прибыль огромна^[4].

Маркируя горизонтальные скважины комплексно на участке пласта, компании-недропользователи при невысоких капитальных затратах получают в будущем возможность более адресного подхода к решению конкретных геолого-технических задач и вызовов,

появляющихся в условиях высокой неопределенности внешней среды.

ПРИМЕР ОПТИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ В СЕГМЕНТЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БУРЕНИЯ

Далее будет представлен один из успешных примеров оптимизации затрат с применением инструмента маркерной диагностики при комплексном подходе.

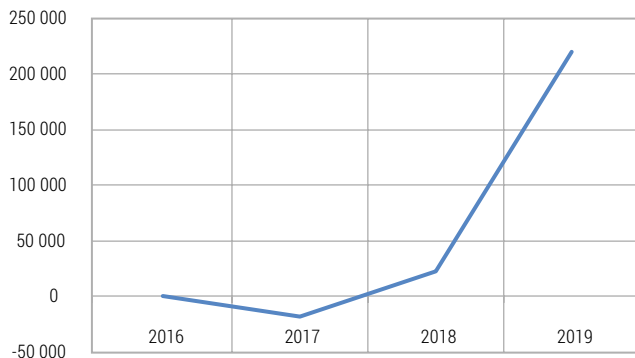
Общеизвестно, что одним из наиболее дорогих сегментов нефтегазового сервиса является бурение скважин. По различным оценкам, на сегмент бурения приходится 34% в общей структуре нефтесервисного рынка РФ, что эквивалентно годовому объему в 493 млрд рублей. Практика последних лет показывает, что среднегодовой темп роста бурения составляет 4,2%, при этом наращивание проводится за счет увеличения доли горизонтального бурения.

Данная тенденция соответствует общемировой и является, с одной стороны, позитивной, так как горизонтальное бурение более экономически и технологически эффективно. Кроме того, переход на горизонтальное бурение является взаимовыгодным для нефтесервисных компаний и компаний-недропользователей: для первых это более маржинальный бизнес, а для вторых – повышает отдачу от инвестиций. С другой стороны, сохранение уровня добычи и объема проходки на фоне роста объема рынка бурения подтверждает тезис об ухудшении условий добычи и повышении доли трудноизвлекаемых запасов^[5, 6].

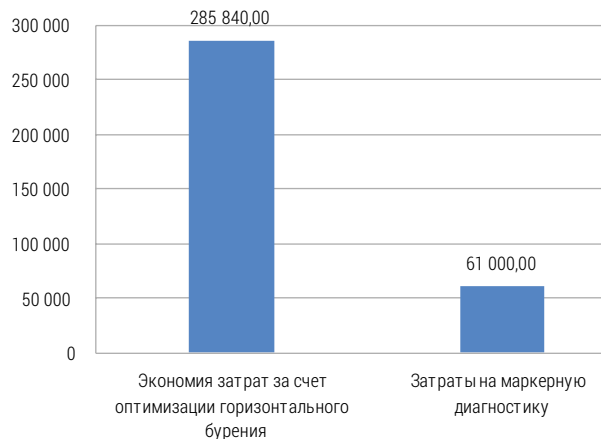


НАКОПЛЕННЫЙ ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК С СООТНОШЕНИЕМ ЗАТРАТ НА МАРКЕРНУЮ ДИАГНОСТИКУ И ПОЛУЧЕННЫМ ЭКОНОМИЧЕСКИМ ЭФФЕКТОМ

Накопленный денежный поток, тыс. руб. без НДС



Соотношение затрат и полученного экономического эффекта за 2017–2019 гг., тыс. руб. без НДС



Источник: составлено авторами

В настоящее время далеко не для всех геологических условий выработаны и практически обоснованы показатели строительства горизонтальных скважин, оказывающих влияние на их стоимость. Главным образом, речь идет об оптимальной длине горизонтального ствола, а также о показателях, сопровождающих стимуляционные операции, такие как многостадийный гидроразрыв пласта (количество стадий МГРП, тоннаж пропанта на стадию, режим закачки пропанта и др.).

Рассмотрим пример оптимизации показателей горизонтального бурения и МГРП в одном из подразделений нефтегазодобывающей компании (см. «Изменение показателей горизонтального бурения»).

На основании данных маркерной диагностики, с 2018 года была сокращена средняя длина горизонтального ствола при сохранении той же накопленной

добычи нефти на скважину. При вложениях на маркерную диагностику в размере 61 млн рублей в течение 2017–2018 годов за тот же период был получен экономический эффект в размере 224,84 млн рублей (см. «Накопленный денежный поток с соотношением затрат на маркерную диагностику и полученным экономическим эффектом»).

Представленное описание системы поддержки принятия решений дает возможность не только вывести управление выработкой запасов месторождений на новый уровень, но и комплексно подойти к вопросу оптимизации капитальных и операционных затрат в условиях высокой неопределенности внешней среды. Успешный пример получения экономии затрат показывает, что инструмент маркерной диагностики позволяет экономить существенные средства. 🚀

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гурьянов А.В., Каташов А.Ю., Овчинников К.Н. Диагностика и мониторинг притоков скважин с помощью трассеров на квантовых точках // Время колтюбинга. 2017. № 2 (60). С. 42–51.
2. Комплексные исследования трассерных технологий в пластовых условиях/М. Дулкарнаев, К. Овчинников, А. Гурьянов, А. Анопов, Е. Малявко. SPE-192564-RU, доклад на Ежегодной Каспийской технической конференции и выставке SPE, 31 октября – 2 ноября, 2018, Астана, Казахстан.
3. Big Data в проектах разработки месторождений/А. Гурьянов, А. Каташов, К. Овчинников, К. Сапрыкина, И. Новиков, Е. Малявко, В. Киселёв. SPE-196862-RU, доклад на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 22–24 октября, 2019, Москва, Россия.
4. Нассим Николас Талеб. Черный лебедь. Под знаком непредсказуемости. – М.: Колибри, Азбука-Аттикус, 2012. – 736 с.
5. Исследование российского нефтесервисного рынка в 2016–2017 гг. Компания KPMG.
6. Обзор нефтесервисного рынка России – 2019. Компания Deloitte.