

Использование квантовых маркеров-репортеров для мониторинга притока из двух объектов разработки наклонно-направленных скважин

ENG

В.Ф. Пызыков, PyzykovVF@tmn.lukoil.com
/Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПНефть» в г. Тюмени, г. Когалым/

Е.А. Малявко, Evgeny.Malyavko@geosplit.ru
О.А. Горбоконеко, Oksana.gorbokonenko@geosplit.ru
/ООО «ГеоСплит», г. Москва

Use of Quantum Reporting Markers to Monitor the Inflow from Two Object of Development by Directional Wells

V.F. Pyzykov /"KogalymNIPneft" (Tyumen), branch of "LUKOIL-Engineering" LLC, Kogalym/
E.A. Malyavko, O.A. Gorbokonenko
/"GeoSplit" LLC, Moscow/

Представлен новый подход к исследованию распределения притока в наклонно-направленных скважинах с двумя объектами эксплуатации. Изложены результаты применения технологии, проходившей комплексные промысловые испытания в 2020–2021 гг. в девяти нефтяных наклонно-направленных скважинах с двухстадийным гидравлическим разрывом пласта. Наглядно продемонстрированы тренды профилей притоков, выявленные с применением технологии динамического маркерного мониторинга, и результаты их сопоставления с ПГИ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: горизонтальные и наклонно направленные скважины, технология динамического маркерного мониторинга, размещение квантовых маркеров-репортеров в нефтяном пласте, многостадийный ГРП, информационно-измерительная система промыслово-геофизического контроля, формирование профиля притока скважины, анализ работы продуктивных интервалов наклонно направленных скважин

The group of authors present a new approach to study the inflow distribution in directional wells with two objects under operation is presented. It also illustrates the results of procedure application that had passed the complex in-field tests in 2020 - 2021 in nine oil directional wells with two-stage hydraulic fracturing. The paper also includes the trends of inflow profiles identified by the use of dynamic marker monitoring process as well as the results of their comparison with field geophysical tests (FGPT).

KEY WORDS: horizontal and directional wells, dynamic marker monitoring technology, placement of quantum reporting markers into oil reservoir, multistage hydraulic fracturing, information and measurement system of field and geophysical control, formation of well inflow profile, analysis of productive intervals operation of directional wells

Одним из способов, позволяющих получать качественные и количественные данные по каждому работающему интервалу горизонтальных и наклонно-направленных скважин без осуществления внутрискважинных операций, является технология динамического маркерного мониторинга [1].

Предлагаемый способ подразумевает размещение квантовых маркеров-репортеров в нефтяном пласте на долгосрочный период с помощью проппанта при многостадийном гидроразрыве пласта (ГРП). В каждой стадии ГРП или интервале продуктивного ствола скважины применяется свой уникальный код маркеров. При взаимодействии с пластовым флюидом маркеры (рис. 1) выделяются в целевую фазу (нефть, вода, газ) и выносятся на поверхность.

В процессе работы скважины с определенной периодичностью производится отбор устьевых проб флюида. По результатам анализа проб выполняется количественная оценка вклада каждого интервала в дебит скважины по каждой фазе пластового флюида.

Технология динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин относится к стационарным информационно-измерительным системам промыслово-геофизического контроля, которые имеют преимущества по сравнению с традиционными методами промыслово-геофизических исследований скважин (ПГИ) при разработке месторождений [2]. Принципиальное отличие технологии от традиционных методов ПГИ заключается в возможности мониторинга работы продуктивных интервалов в скважине на протяжении длительного периода времени при значительном уменьшении задействованных ресурсов и сокращении расходов [3].

ПРОВЕДЕНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ

В настоящее время накоплен значительный опыт проведения комплексных лабораторных и стендовых испытаний технологии динамического маркерного мониторинга, в том числе на точность количественного определения квантовых маркеров-репортеров, их физико-химическую и температурную устойчивость и т.д. [3]. Сам метод динамического маркерного мониторинга признан инновационным отраслевым стандартом промыслово-геофизического контроля за добычей и разработкой [4].

Целью настоящей работы являлось проведение комплексных промысловых испытаний технологии в девяти наклонно направленных скважинах с применением маркированного проппанта. Исследования скважин проводились в 2020–2021 гг.

На всех скважинах проводился двухстадийный ГРП. После первой стадии нижележащий интервал отсыпался проппантом, затем приступали к перфорации вышележащего интервала с ГРП. Информация о скважинах приведена в табл. 1. В среднем было ис-



Рис. 1. Зерно маркированного проппанта с квантовыми маркерами-репортерами [1]

пользовано 2,6 т проппанта на один погонный метр перфорации.

Исследования проводились по пластам А_{ч1}-А_{ч3} Поточного, БВ₈ (нижний и верхний ритм осадконакопления) Повховского, Т₁-Т₂ Лазаревского и ЮШ₂-ЮШ₄ Новомостовского месторождений.

Для пластов ачимовской группы Поточного месторождения (рис. 2) характерны высокорасчлененное строение с чередованием водо- и нефтенасыщенных пропластков и невысокая проницаемость (до 4 мД).

Другой объект – пласт БВ₈ Повховского месторождения, охваченный маркерными исследованиями, состоит из двух ритмов осадконакопления, которые разделяет глинистая перемычка мощностью от 10 до 20 м (рис. 3). Проницаемость отдельных пропластков может достигать нескольких десятков мД.

Коллекторы в пластах Т₁-Т₂ Лазаревского и ЮШ₂-ЮШ₄ Новомостовского месторождений характеризуются низкими эффективными нефтенасыщенными толщинами и низкой плотностью текущих подвижных запасов. В разрезе скважин №№ 3171 и 9844 (рис. 4) отдельные продуктивные отложения представлены заглинизированными песчаниками с высокой расчлененностью.

Динамический маркерный мониторинг проводился на каждой скважине на протяжении более одного года, при этом он отражал картину профилей притоков из пластов в динамике (табл. 2).

По результатам мониторинга можно отметить следующее:

- по трем скважинам №№ 3134, 5060, 3171 на протяжении почти всего цикла мониторинга приток из верхнего интервала оказался выше, чем из нижнего интервала;

- по четырем скважинам №№ 3159, 175, 1130, 9844 происходит выравнивание профиля притока с тенденцией к увеличению притока из верхнего интервала;

- по скважине № 3134 идентифицирован рост обводненности продукции с 66 % в августе 2019 г. до 97 % в июне 2020 г., который характеризуется прорывом воды из вышележащего интервала.

увеличение продуктивности добывающих скважин. повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

Таблица 1

Информация о проведении ГРП в исследуемых наклонно направленных скважинах с двумя эксплуатационными объектами

№ п.п.	Месторождение	Скв.	Пласт	Интервал перфорации, м		Всего перфорация, м	Общая масса пропанта, т	Общая масса пропанта на 1 погонный метр перфорации, т/м	
1	Поточное	3134	Ач ₃	2700	2719	19	40	2,1	
			Ач ₂	2669	2689	20	40	2,0	
2		3159	Ач ₃	2897	2910	13	30	2,3	
			Ач ₂	2844	2881	37	50	1,4	
3		1164	Ач ₃	2887	2895	8	30	3,8	
			Ач ₂	2841	2863	22	50	2,3	
4		175	Ач ₃	2984	3008	24	40	1,7	
			Ач ₂	2958	2970	12	40	3,3	
5		Повховское	5060	БВ ₈ -низ	3269	3277	8	45	5,6
	БВ ₈ -верх			3239	3259	20	15	0,8	
6	5059		БВ ₈ -низ	3032	3042	10	27	2,7	
			БВ ₈ -верх	3008	3013	5	8	1,6	
7	1130		БВ ₈ -низ	2978	2984	6	25	4,2	
			БВ ₈ -верх	2950	2957	7	25	3,6	
8	Лазаревское		3171	Т ₂	2405	2410	5	20	4,0
				Т ₁	2379	2392	13	20	1,5
9	Новомостовское		9844	ЮШ ₄	2657	2676	19	40	2,1
		ЮШ ₂		2616	2638	22	40	1,8	

В среднем по всем скважинам приток из нижних интервалов (53,4 %) оказался сопоставим с притоком из верхних интервалов (46,6 %), что говорит об эффективности выбранной стратегии разработки и МГРП. Также в целом отклонение работы между верхними и нижними интервалами не достигало критических зна-

чений – минимальное достигнутое значение составило 33 % из верхнего пласта скважины № 9844, соответственно, максимальное достигнутое значение – 67 % из нижнего интервала.

В четырех скважинах перед вводом в эксплуатацию проведены ПГИ методом внутрискважинной

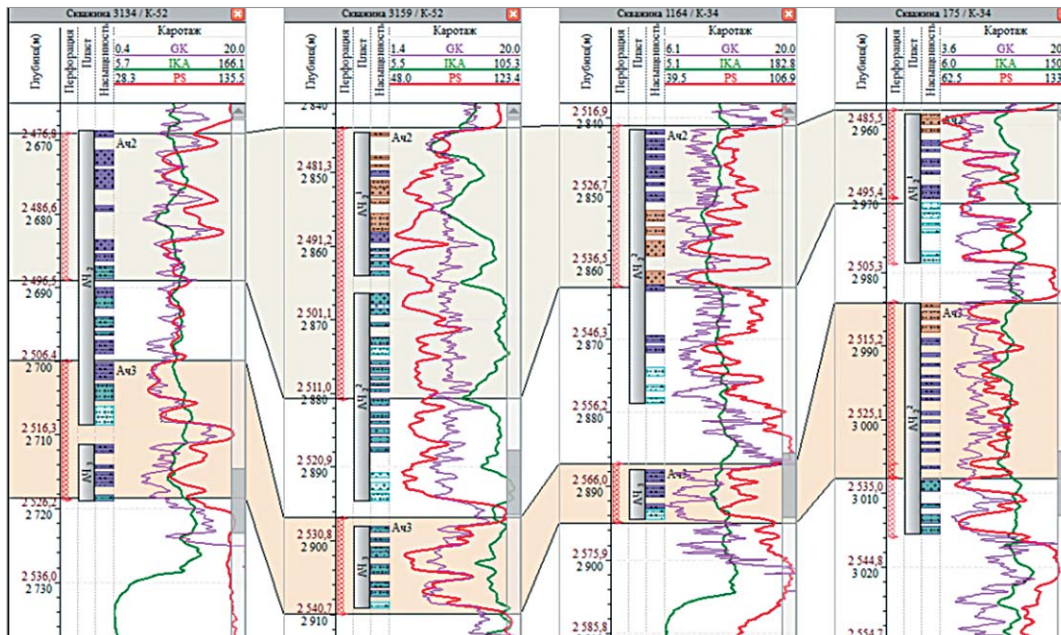


Рис. 2. Корреляция геологического разреза по пластам Ач₂ и Ач₃ Поточного месторождения

увеличение продуктивности добывающих скважин, повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

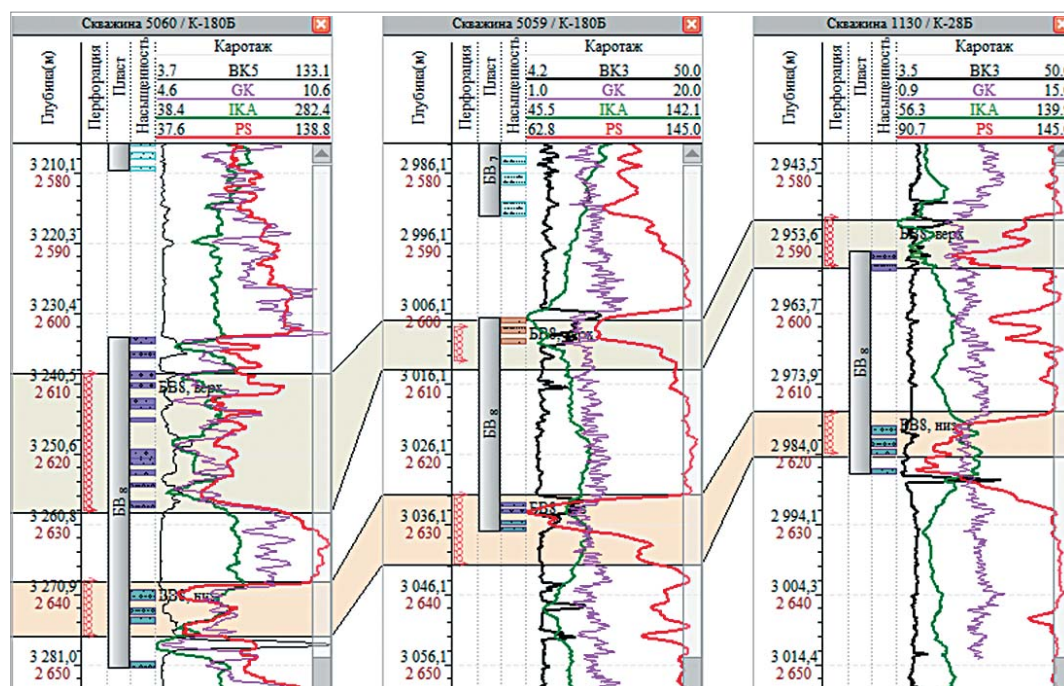


Рис. 3. Корреляция геологического разреза по скважинам Повховского месторождения, пласт БВ₈ (нижний и верхний ритм осадконакопления)

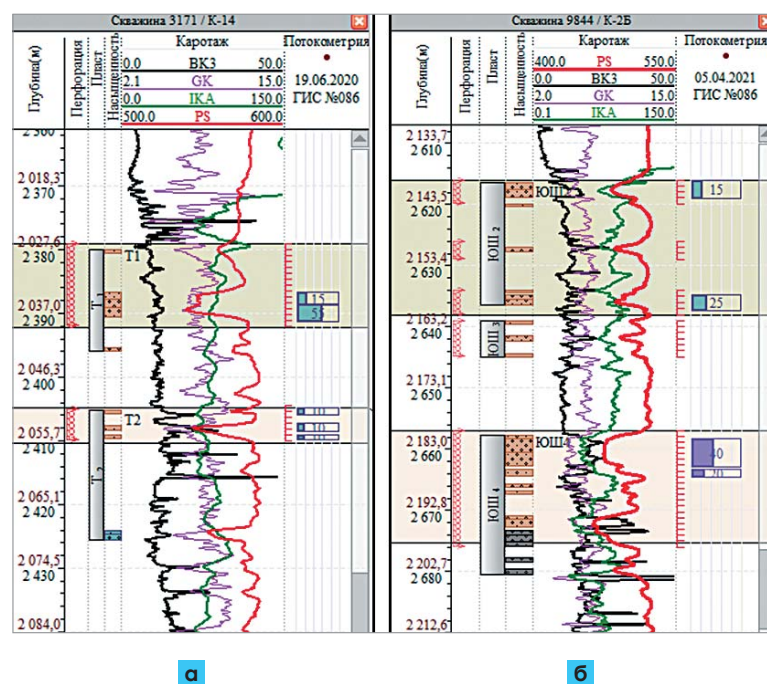


Рис. 4. Каротаж по скважинам № 3171 Лазаревского (а) и № 9844 Новомостовского (б) месторождений

расходомерии. Среднее значение отклонения между данными динамического маркерного мониторинга и ПГИ составило 4,3 %, что является высокоэффективным результатом. Полученные отклонения, вероятнее всего, обусловлены более низкой чувствительностью метода проточной расходомерии при измерении расхода (по ряду скважин чувствительность ПГИ составляла $\pm 10\%$), в то время как дискретность идентификации маркеров-репортеров составляет не более $\pm 0,1\%$. Кроме этого, по скважине № 5060 ввиду низкого притока в процессе компрессирования (дебит по жидкости менее 1 м³/сут) данные

по расходомеру оказались ниже порога чувствительности, и измерить распределение притока при ПГИ не удалось.

Сравнение результатов маркерных исследований с данными геофизического скважинного расходомера с одной турбиной (табл. 3) показывает, что преимущество технологии динамического маркерного мониторинга заключается в возможности уверенной работы независимо от режима и профиля течения флюида в стволе скважины.

С целью обобщения результатов был введен безразмерный комплексный критерий, который формируется на основе шести геолого-физических и технологических факторов, потенциально влияющих на профиль притока:

- общая масса проппанта;
- длина перфорации;
- нефтенасыщенная толщина;
- коэффициент проницаемости;
- коэффициент расчлененности;
- коэффициент песчаности.

Суть использования такого подхода заключается в том, что по каждому объекту индивидуально оцениваются выбранные параметры с присвоением весового значения каждому фактору. Весовое значение в пределах каждого рассматриваемого параметра пропорционально значению этого параметра, при этом значение 0 соответствует его усредненной величине в пределах представленной выборки. Значения по модулю

увеличение продуктивности добывающих скважин. повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

Таблица 2

Обобщенные данные динамического маркерного мониторинга наклонно направленных скважин

№ п/п	Месторождение	Скважина	Пласт	Период мониторинга профиля притока	Распределение притока по месяцам (слева – нижний интервал, справа – верхний интервал)
1	Поточное	3134	Ач ₃ Ач ₂	08.2019–06.2020	
2	Поточное	3159	Ач ₃ Ач ₂	01.2020–12.2020	
3	Поточное	1164	Ач ₃ Ач ₂	01.2020–06.2020	
4	Поточное	175	Ач ₃ Ач ₂	10.2019–06.2020	
5	Повховское	5060	БВ ₈ -низ БВ ₈ -верх	01.2021–06.2021	
6	Повховское	5059	БВ ₈ -низ БВ ₈ -верх	12.2020–04.2021	
7	Повховское	1130	БВ ₈ -низ БВ ₈ -верх	06.2020–10.2020	
8	Лазаревское	3171	Т ₂ Т ₁	07.2020–12.2020	
9	Новомостовское	9844	ЮШ ₄ ЮШ ₂	04.2021–08.2021	

Таблица 3

Сравнение притока из верхнего и нижнего интервалов пласта

№ п/п	Месторождение	Скважина	Пласт	Распределение притока по маркерам, %	Распределение притока по ПГИ, %	Отклонение, %
1	Поточное	3134	Ач ₃	36,5	ПГИ не проводилось	–
			Ач ₂	63,5		–
2		3159	Ач ₃	46,0		–
			Ач ₂	54,0		–
3	Повховское	1164	Ач ₃	60,0	ПГИ не проводилось	–
			Ач ₂	40,0		–
4	Повховское	175	Ач ₃	65,0	ПГИ не проводилось	–
			Ач ₂	35,0		–
5	Повховское	5060	БВ ₈ -низ	36,2	100	–
			БВ ₈ -верх	63,8	Ниже порога чувствительности	–
6	Повховское	5059	БВ ₈ -низ	66,4	ПГИ не проводилось	–
			БВ ₈ -верх	33,6		–
7	Повховское	1130	БВ ₈ -низ	61,2	62	0,8
			БВ ₈ -верх	38,8	38	–
8	Лазаревское	3171	Т ₂	35,0	30	5,0
			Т ₁	65,0	70	–
9	Новомостовское	9844	ЮШ ₄	67,0	60	7,0
			ЮШ ₂	33,0	40	–
Среднее значение отклонения, %						4,3

1 и более присваиваются при отклонениях – чем больше значение, тем более существенное отклонение. Далее рассчитывается комплексный параметр, который является суммой слагаемых переменных значений. Данный подход позволяет наглядно оценить качественное влияние тех или иных параметров

на формирование профиля притока исследуемой скважины.

Проведенный таким образом анализ указывает на существенную степень сходимости данных и выявленных тенденций (табл. 4). В скважинах №№ 3134, 5060, 3171 с положительным комплексным параметром

увеличение продуктивности добывающих скважин. повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

Таблица 4
Сравнение геолого-физических и технологических параметров исследованных скважин

Скважина	Пласт	Масса пропанта, т	Перфорация, м	Нефтенасыщенная толщина, м	K _{пронг} , мД	Расцененность, ед.	Песчаность, дол. ед.	Переменные (по пунктам 1-6)						Сумма переменных	
								1	2	3	4	5	6		
3134	Ач ₃	40	19	9	2,2	7	0,61								
	Ач ₂	40	20	8	4,1	7	0,59	0	0	0	2	0	0	2	
3159	Ач ₃	30	13	5	2,9	7	0,46								
	Ач ₂	50	37	18	2,0	21	0,53	2	3	3	-1	-1	1	7	
1164	Ач ₃	30	8	4	1,1	3	0,60								
	Ач ₂	50	22	14	0,3	10	0,61	2	3	2	-1	-1	0	5	
175	Ач ₃	40	24	10	3,4	16	0,41								
	Ач ₂	40	12	7	1,4	7	0,54	0	-2	-1	-2	-1	1	-5	
5060	БВ ₈ -низ	45	8	3	11,9	3	0,40								
	БВ ₈ -верх	15	20	8	39,0	8	0,41	-2	3	2	3	1	0	7	
5059	БВ ₈ -низ	27	10	2	100,1	4	0,21								
	БВ ₈ -верх	8	5	2	9,5	2	0,29	-2	-2	0	-5	0	1	-8	
1130	БВ ₈ -низ	25	6	3	29,3	3	0,44								
	БВ ₈ -верх	25	7	2	12,6	2	0,24	0	0	-1	-2	0	-2	-5	
3171	T ₂	20	5	2	38,2	3	0,35								
	T ₁	20	13	4	38,7	2	0,33	0	3	1	0	2	0	6	
9844	ЮШ ₄	40	19	9	2,4	6	0,61								
	ЮШ ₂	40	22	6	2,8	5	0,27	0	0	-1	0	-2	-3	-6	

приток из верхнего интервала выше, чем из нижнего интервала, на протяжении всего цикла мониторинга. В скважинах №№ 3159, 1164 также с положительным комплексным параметром отмечается преобладание притока из нижнего интервала в начале исследования, но с ростом доли притока из верхнего интервала в процессе эксплуатации исследуемой скважины. В скважинах №№ 175, 5059, 1130 с отрицательным комплексным параметром приток из нижнего интервала больше, чем из верхнего.

ВЫВОДЫ

■ Данные по профилю притока, полученные в результате использования квантовых маркеров-репортеров, позволили провести долгосрочный анализ работы продуктивных интервалов исследованных наклонно-направленных скважин.

■ Качественный и количественный анализ состава отобранных проб дает возможность делать обоснованные заключения о работе продуктивных интервалов скважины. Для каждого продуктивного интервала используется уникальный код маркеров, что исключает возможность ошибок интерпретации данных.

■ Отмечается высокая степень сходимости данных, которые были получены в результате диагностики с использованием маркеров-репортеров, с данными промыслово-геофизических исследований.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Системы маркерной диагностики и мониторинга для эффективного управления разработкой месторождения / М.Д. Дулкарнаев, К.Н. Овчинников, К.М. Сапрыкина, Е.А. Малякко // Инженерная практика. – 2018. – № 11. – С. 40–47.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2020. – 756 с.
3. Гурьянов А.В. Диагностика и мониторинг притоков скважин с помощью трассеров на квантовых точках // Время колтюбинга. – 2017. – № 2. – С. 42–51.
4. Комплексные исследования трассерных технологий в пластовых условиях. – М.Р. Дулкарнаев, К.Н. Овчинников, А.В. Гурьянов, А.А. Анопов, Е.А. Малякко. SPE-192564-RU, доклад на Ежегодной Каспийской технической конференции и выставке SPE, 31 октября – 2 ноября, 2018, Астана, Казахстан.
5. Федеральное агентство по недропользованию РФ. Недропользование в СМИ. Обзор Роснедр 21.05.2021 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/7613.pdf> (дата обращения 23.11.2021).