УДК 622.272.33:621.315(470.13)

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОПТОВОЛОКОННОГО КАБЕЛЯ НА ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

THE RESULTS OF THE USE OF FIBER OPTIC CABLE AT THE PRODUCTION WELL OF YAREGSKOYE OIL FIELD

Миклина Ольга Алексеевна
ст. преподаватель
кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
omiklina@ugtu.net

Бучак Руслан Викторович
ведущий инженер,
отдел добычи нефти и ремонта скважин,
ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
ruslan.buchak@lukoil.com

Аннотация. Описан опыт применения оптоволоконной системы типа СТВОР на добывающих скважинах, которые эксплуатируются с помощью технологии SAGD.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, оптоволоконный кабель, скважина, замер температуры, горизонтальный ствол.

Miklina Olga Alekseevna
Senior lecturer, the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics, Ukhta State Technical University
omiklina@ugtu.net

Buchak Ruslan Viktorovich
Lead Engineer of Oil Production and Well Workover Department, TPP «LUKOIL-Ukhtaneftegas» LLC «LUKOIL-Komi»
ruslan.buchak@lukoil.com

Annotation. The experience of using a fiber-optic system of the STOR type on production wells that are operated using the SAGD technology is described.

Keywords: oil field, fiber optic cable, well, Temperature measurement, horizontal well-bore

Ярегское нефтяное месторождение высоковязкой нефти относится к уникальным объектам в мире, на котором применяются термические методы воздействия на пласт. На Лыаельской площади данного месторождения добыча нефти осуществляется с помощью технологии SAGD (встречного термогравитационного дренирования пласта) [1] с длиной горизонтального ствола скважины до 1 км. Интеллектуальная разработка месторождения включает в себя множество различных систем, в том числе контроль за температурой вдоль горизонтального ствола скважины с помощью оптоволоконной системы (далее по тексту ОВС), которая позволяет решить ряд технологических проблем в контроле за эксплуатацией скважины.

Средняя толщина продуктивного пласта Лыаельской площади составляет примерно 35 м, а средняя толщина нефтенасыщенных песчаников – 8,5 м на контуре нефтеносности. Среднее значение коэффициента пористости песчаников по продуктивному пласту равняется 25 %, а коэффициент эффективной проницаемости – $1{,}9 \times 10^{-12}$ м^2.

Статья посвящена вопросам применения ОВС (волоконно-оптическая система распределенного типа СТВОР) на добывающих скважинах Лыаельской площади Ярегского месторождения. Система позволяет замерять температуру по длине оптового волокна с шагом 1,63 м, диапазон измерения температур от –55 до +300 °С (возможная погрешность ±2,0 °С). Рассматриваемая система состоит из:

– поверхностного оборудования (станция управления, находящаяся около устья скважины, способная работать в диапазоне на открытом воздухе при температуре окружающей среды от –60 до +50 °С; оптоволоконный наземный кабель до 250 м, соединяющий станцию управления с кабелем, спускаемым в скважину; специальное программное обеспечение, устанавливаемое на пульте управления оператора по добыче нефти и газа, для визуализации термограмм, для контроля и сохранения данных замеров);

– скважинное оборудование (оптоволоконный бронированный кабель-датчик длиной до 1200 м, комплект монтажных частей).

Оптоволоконный кабель содержит одномодовое оптическое волокно, которое является чувствительным элементом системы (рис. 1), непосредственно воспринимающим тепловое воздействие окружающей среды (рис. 2).

Опытно-промысловые испытания системы термометрии ОВС типа СТВОР были проведены на фонде добывающих скважин Лыаельской площади Ярегского месторождения в 2018 году. Спуск ОВС осуществлялся в гибкой НКТ на скважинах, на которых используется технология SAGD.

Рисунок 1 – Внешний вид оптоволоконного кабеля

Применение ОВС на скважинах позволяет выполнять работы по:

– выявлению неработающих интервалов по стволу добывающей скважины и интервалов с прорывами пара;

– оперативной регулировке параметров работы паро-нагнетательной и добывающей скважины;

– увеличению наработки на отказ скважинного оборудования УЭЦН.

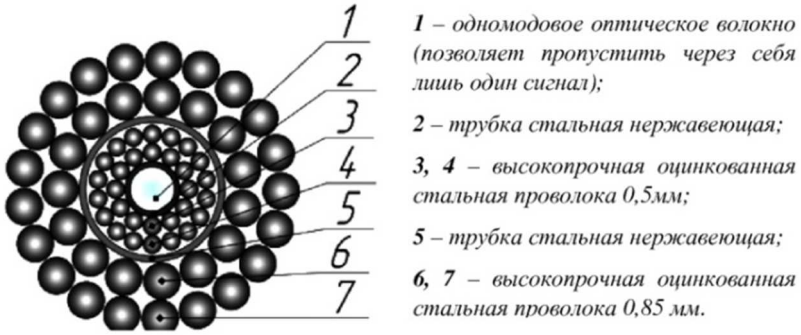

Рисунок 2 – Поперечное сечение оптоволоконного кабеля

Рассмотрим пример применения данной системы на добывающей скважине № 2801Д. Сначала перечислим основные характеристики скважины: длина горизонтального ствола составляет около 1000 м, глубинно-насосное оборудование в виде УЭЦН спущено на глубину 373 м. Параллельно данной скважине пробурен горизонтальный ствол паронагнетательной скважины № 2801н. Утвержденный технологический режим для скважины: по нефти – 22 т/сут., по жидкости– 81 м^3/сут.

На начало 2019 г. фактический дебит скважины снизился и составлял по нефти 18,7 т/сут., а по жидкости – 77 м^3/сут. Несоответствие фактического дебита с утвержденным технологическим режимом показывает, что присутствуют причины, которые необходимо исключить. Для чего на скважине были выполнены работы по замеру температуры геофизическими приборами. Однако, проведенные замеры не позволили выявить в полной мере причины уменьшения дебита скважины.

Необходимо также отметить, что на начало 2019 г. наработка на отказ ЭЦН составляла всего 37 суток.

С целью мониторинга разогрева пласта во второй половине января 2019 г. скважина была оборудована системой ОВС. Спущенное оборудование системы ОВС позволило выполнить замер температуры по всему стволу горизонтального ствола скважины. После совмещениягеологического разреза скважины и показаний температуры ОВС (рис. 3) стало очевидно, что фактическое изменение температурного профиля во время эксплуатации скважины кардинально отличается от показаний, полученных при проведении геофизических замеров температурыво время ремонта скважины.

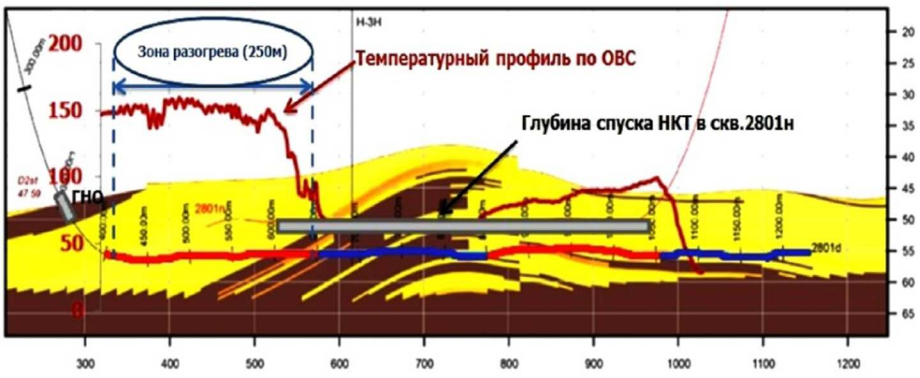

Рисунок 3 – Скважина 2801Д (блок Н)

По результатам контроля температурывыявлен неравномерный прогрев ствола добывающей скважины № 2801Д. Выделяются несколько участков вдоль горизонтального ствола данной скважины. На первом участке выделяется интервал длиной 250 м (400–650 м), который разогревается до требуемой температуры, но на его конце происходит её снижение – со 160 °С до 50 °С. Следующий участок (650–900 м, 25 % работающего интервала), является плохо разогретым, средняя температурапласта составляет 50–60 °С. Данная причина может связана с особенностью геологического строения. Согласно геологическому разрезу в данном интервале ствол скважины проходит вдоль непроницаемогопропластка (аргиллит). Третий участок (900–1000 м) характеризуется неравномерным распределением температуры, однако температура прогрева ниже предусмотренных рабочих характеристик. Интервал горизонтального ствола длиной 200 м (1000–1200 м) также не разогревается.

Совокупность данных факторов говорит нам о том, что интервалы 650–900 м и 1000–1200 м являются неохваченными теплоносителем и в данных интервалах отсутствует приток жидкости (не дренируемая зона).

Анализ показаний ОВС показывает, что высокая температура на глубине спуска ЭЦН также может отрицательно влиять на его работу, что подтверждает небольшой интервал наработки на отказ.

По показаниям ОВС было принято решение о подъеме НКТв паронагнетательной скважине № 2801Н, которое выполнялось в следующей последовательности:

– 21.01.2019 г. выполнены работы по подъёму НКТ с глубины 713 м до глубины 649 м. Повторные замеры температуры показали, данные работы не позволили снять причину неполного прогрева ствола скважины;

– через два месяца (21.03.2019 г.) в стволе были размещены перфорированные муфты в интервале 722–572 м, что также не позволило снятьпроблему;

– дополнительные перфорированные муфты в ствол скважины (интервал 619–469 м) были спущены 05.06.2019 г., что позволило частично снять обозначенную проблему;

– 15.09.2019 г. выполнили работы по размещению перфорированных муфт уже в другом интервале 519–369 м.

Кроме работ на паро-нагнетательной скважине был выполнен подъём ЭЦН в скважине № 2801Д (21.01.2019 г.) с 373 м до 292 м с целью уменьшения влияния высокой температуры на его работу.

После проведения всего комплекса работ была организована закачка пара в буфер скважины 2801Н, что обеспечило наиболее равномерный разогрев массива продуктивного разреза (рис. 4), а это, в свою очередь, повлекло за собой увеличение дебита жидкости скважины с 58 м^3/сут. (за 2018 г.) до 80 м^3/сут. (за 2019 г.). На текущий день температура в данном интервале увеличилась до 140 °С.

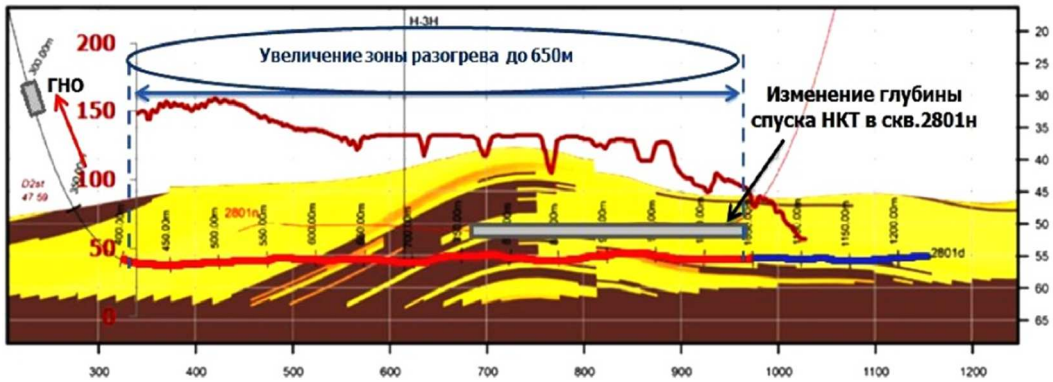

Рисунок 4 – Подземная конструкция скважины после проведения ремонтных работ

После внедрения ОВС на скважине 2801Д средняя наработка на отказ ЭЦН увеличилась до 232 суток, текущая наработка составляет 800 суток.

По результатам проведенных исследований можно сформулировать следующие выводы:

– при анализе данных ГИС, полученных во время выполнения капитального ремонтана добывающих скважинах Лыаельской площади Ярегского месторождений, из-за их неточности могут быть приняты неверные геолого-технологические решения и, в следствии чего, выполнены нерациональные действия по дальнейшим изменениям параметров работы скважины;

– достоверность получаемых данных по фактической температуре с помощью ОВС типа СТВОР позволяет выполнить работы по оперативному регулированию закачки пара и принять правильные решения по увеличению отбора жидкости на скважине;

– наличие ОВС позволяет оперативно перераспределять объемы закачки теплоносителя и не допускать отказов по причине «Перегрев».

Литература:

1. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов [Текст]: учеб. пособие – 2-е изд., перераб. и доп. – Ухта : УГТУ, 2015. – 166 с.
2. Термошахтная разработка нефтяных месторождений [Текст] / Ю.П. Коноплев [и др.] / Под ред. д-ра техн. наук Н.Д. Цхадая. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 288 с.

References:

1. Ruzin L.M., Morozyuk O.A. Development of high-viscosity oil and bitumen deposits using thermal methods [Text]: textbook. allowance – 2nd ed., revised. and additional. – Ukhta : UGTU, 2015. – 166 p.
2. Thermal mine development of oil fields [Text] / Yu.P. Konoplev [et al.] / Ed. Dr. tech. Sciences N.D. Tskhadai. – M. : Nedra-Business Center LLC, 2006. – 288 p.