

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СОЗДАЕТ ЦИФРОВУЮ СИСТЕМУ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

«Газпром нефть» создает уникальную цифровую систему для подбора оптимального комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) с учетом их технических особенностей и характеристик пласта. Внедрение разработки может обеспечить снижение капитальных вложений и операционных затрат компании более чем на 450 млн руб. в течение ближайших 10 лет.

Для изучения ключевых характеристик нефтеносного пласта сегодня используются различные виды ГИС, основанных на регистрации естественных и искусственных полей. Чтобы получить наиболее подробную и точную информацию о пласте, для каждой скважины в зависимости от характеристик пород, в которых она пробурена, и особенностей ее строения подбирается отдельный комплекс оборудования. Повысить эффективность планирования комплекса ГИС поможет уникальная цифровая рекомендательная система «iChart Design ГИС», разработанная специалистами Научно-Технического Центра «Газпром нефти» и Информационно-технологической сервисной компании. Она состоит из обновляемой базы данных геофизических приборов и алгоритма выбора комплекса исследований. Система учитывает данные о целевом назначении конкретной скважины и геолого-технологических условиях, в которых будут проводиться исследования, а по результатам предлагает пользователю оптимальный комплекс ГИС.

«iChart Design ГИС» будет развиваться на основе технологий машинного обучения, собирая массив данных из запросов пользователей и накапливая опыт. В перспективе планирование комплекса ГИС будет полностью автоматизировано. Проект реализован в рамках направления Технологической стратегии «Электронная разработка активов» и на текущий момент не имеет аналогов в отрасли.

«Себестоимость каждой добытой на месторождениях компании тонны нефти складывается из различных элементов, поэтому мы должны искать оптимум на всех этапах разведки, разработки и добычи. Только так мы сможем рентабельно осваивать запасы, которые с каждым годом становятся все сложнее. С развитием собственных ИТ-технологий мы привлекаем к решению этих задач интеллектуальных электронных помощников, учитывающих все собранные нами данные, весь необходимый опыт наших специалистов. Именно поэтому Электронная разработка активов — одно из ключевых направлений Технологической стратегии «Газпром нефти», — отметил руководитель дирекции по технологиям «Газпром нефти», генеральный директор Научно-Технического Центра компании Марс Хасанов.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРЯЕТ ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДОВ НА МОЛЕКУЛЯРНОМ УРОВНЕ

«Газпром нефть» впервые в России протестировала инновационный метод поиска углеводородов на молекулярном уровне — площадную геохимическую съемку. Внедрение новой технологии геологоразведки позволит сэкономить свыше 650 млн руб. на проведении исследований только на одном участке. Высокотехнологичный метод основан на регистрации на поверхности земли молекул углеводородных газов, отражающих географическое расположение нефтенасыщенной зоны. Для улавливания частиц были разработаны специальные материалы (сорбенты), способные концентрировать на своей поверхности только молекулы углеводородов. По результатам анализа образцов специалисты определяют наиболее перспективные участки для дальнейшего проведения геологоразведочных работ (ГРП). Площадная геохимическая съемка была успешно испытана на Воргенском лицензионном участке Отдаленной группы месторождений (ОГМ) «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» с использованием 950 точек для установки конструкций-сорбентов на площади 3 500 км². По ее итогам были определены границы перспективных структур. В 2019 году работы будут продолжены с большим числом конструкций на площади 7 000 км². В 2018 году «Газпром нефтью» был получен ряд новых лицензионных участков, характеризующихся большой площадью и слабой геологической изученностью. Для повышения эффективности ГРП и оптимизации затрат на первых этапах освоения активов компания будет комплексно использовать как традиционную 2D и 3D сейсморазведку, так и несейсмические методы разведки, в том числе геохимическую съемку. Объединение нескольких видов технологий обеспечит повышение точности бурения

скважин и выявления новых месторождений, а также сокращение сроков полевых исследований. «Сегодня портфель активов «Газпром нефти» представлен большим количеством участков на ранних стадиях изучения, где нам предстоит исследовать огромные территории, чтобы выявить их ресурсный потенциал и сформировать подходы к дальнейшим геолого-разведочным работам. Именно на данном этапе возможно получение необходимой информации за минимально возможные инвестиции и создаются предпосылки для минимизации рискового капитала. Поэтому мы видим огромный потенциал в развитии программы несейсмических методов ГРП и геохимической съемки, в частности. Вывод лабораторной базы на новый технологический уровень, а также создание цифровых комплексных алгоритмов интерпретации данных должны позволить нам достигнуть прорывного повышения эффективности поисковой геологоразведки», — подчеркнул Алексей Вашкевич, директор по геолого-разведочным работам и развитию ресурсной базы «Газпром нефти».

«Технологии геолого-разведочных работ — одно из приоритетных направлений Технологической стратегии «Газпром нефти». Чтобы сделать весь цикл освоения месторождения более экономически эффективным, нам необходимо получать максимум геологической информации на ранних этапах геологоразведки. В создании новых методов, основанных на фундаментальных науках, для нас неocenимо сотрудничество с ведущими российскими научными центрами», — отметил директор дирекции по технологиям «Газпром нефти», генеральный директор Научно-Технического Центра компании Марс Хасанов.



«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ВНЕДРЯЕТ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

«Газпромнефть-Хантос» (дочернее общество «Газпром нефти») ввел в эксплуатацию первые высокотехнологичные горизонтальные скважины двухколонной конструкции. Оптимизированный дизайн скважин позволил в 2 раза сократить цикл бурения и повысить эффективность вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов в ХМАО-Югре. Первые двухколонные скважины построены на Южной лицензионной территории Приобского месторождения в зонах с переменным пластовым давлением для разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Несмотря на сложные геологические условия, новый подход позволяет повышать эффективность бурения, существенно сокращая производственные издержки. Особая конструкция дает возможность углубить скважину из-под кондуктора с использованием долота одного типоразмера, а также спустить комбинированную эксплуатационную колонну одновременно с хвостовиком. После оптимизации ряда конструктивных и организационных решений технология может быть тиражирована на другие активы «Газпром нефти». Новая технология строительства горизонтальных скважин двухколонной конструкции разработана Научно-Техническим Центром «Газпром нефти» и «Газпромнефть-Хантосом». При проведении буровых работ используются новейшие российские технологии, оборудование и материалы, в том числе буровой раствор на основе специализированного масла Gazpromneft Drilline 3*, выпускаемого компанией «Газпромнефть-смазочные материалы» по собственной рецептуре.

«Доля высокотехнологичных горизонтальных скважин, позволяющих вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы углеводородов на месторождениях «Газпромнефть-Хантоса», с каждым годом увеличивается. В прошлом году на объектах предприятия введено в эксплуатацию почти 200 скважин, более 85 % из них – горизонтальные. Современные подходы к бурению и совершенствование конструкций являются важным инструментом повышения эффективности эксплуатации как зрелых, так и вновь вовлекаемых в эксплуатацию активов», – отметил генеральный директор «Газпромнефть-Хантоса» Алексей Кан.

*Gazpromneft Drilline – линейка масел, разработанных и выпущенных оператором бизнеса масел «Газпром нефти» – компанией «Газпромнефть-СМ» для производства буровых растворов. Проект реализован в рамках программы импортозамещения и позволяет компании практически полностью исключить применение импортных базовых масел и снизить затраты на 30 %. Специализированные масла служат основным компонентом буровых растворов на углеводородной основе, чаще всего используемых при строительстве высокотехнологичных скважин в сложных геологических условиях. Доля применения базовых масел в составе бурового раствора на углеводородной основе составляет от 70 до 90 %.



КОНЦЕПЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ТЕМПЕРАТУРНЫХ МЕТОК В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ В УСЛОВИЯХ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА

THE CONCEPTION OF APPLYING TEMPERATURE MARKS METHOD IN HORIZONTAL WELLS WITH MULTIPHASE FLOW

Р.К. Яруллин, к.ф.-м.н., **А.Р. Яруллин**, к.т.н., **М.С. Гаязов**
Башкирский гос. университет

Электронный адрес: YarullinAR@mail.ru

Ключевые слова: горизонтальная скважина, тепловая метка, многофазный поток, локальная скорость, фазовый расход, контроль разработки месторождений

R.K. Yarullin, A.R. Yarullin, M.S. Gayazov Bashkir state university, RF, Ufa

The article shows results of experimental studies on the applying thermal marks method for solving practical problems in horizontal wells. The studies were carried out at the hydrodynamic test complex of Bashkir state University. The results of research showed the potential of using the method. The error rate of the experimental results did not exceed 5 %. According to the results, the further direction of research has been determined.

Keywords: Horizontal well, thermal marks, multiphase flow, local velocity, phase flow, field development control

DOI: 10.24887/2587-7399-2019-1-7-11

ВВЕДЕНИЕ

Одна из актуальных задач современной промышленной геофизики при исследованиях в действующих горизонтальных скважинах – определение фазовых расходов с оценкой поинтервального дебита. В настоящее время для измерения дебита традиционно используют механические расходомеры. К сожалению, применение метода расходомерии имеет существенные ограничения, особенно в условиях многофазного потока. Механическая турбинка чувствительна к составу флюида, а расслоение фаз в наклонно направленной или горизонтальной скважине не контролируется относительно границ их раздела [1], что увеличивает неопределенность. Задача частично решается за счет применения распределенных механических расходо-

меров, обеспечивающих послойное измерение локальной скорости потока в действующих горизонтальных скважинах в комплексе с датчиками состава [2]. Однако в условиях обводнения продукции и малых скоростей потока, характерных для горизонтальных скважин на большинстве месторождений РФ, данная аппаратура малоэффективна и ее применение не решает поставленную задачу. Для выявления локальных притоков при малом удельном расходе может использоваться метод термоанемометрии, который имеет высокую чувствительность к радиальной составляющей потока. Однако результаты данного метода зависят от состава флюида, кроме того, метод не дает возможности определить количественные параметры расхода в условиях многофазного потока [3].