



https://segeda-pornim.com/uploads/posts/2023-10/1696111293_vseгда-pornim-com-p-zavodnenie-mestorozhdeniya-foto-18.jpg

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДИНАМИЧЕСКОГО МАРКЕРНОГО МОНИТОРИНГА ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ КАКИМ ОБРАЗОМ МОЖНО ОРГАНИЗОВАТЬ ФИСКАЛЬНЫЙ УЧЕТ НЕФТИ И ГАЗА В СКВАЖИНАХ И ОТРАЖЕНИЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГОСБАЛАНСЕ?

КСЕНИЯ САПРЫКИНА¹

Руководитель
операционно-
технической группы

АЛЬБИНА ДРОБОТ

Коммерческий
директор

ДМИТРИЙ ВАСЕЧКИН

Ведущий инженер
технической группы

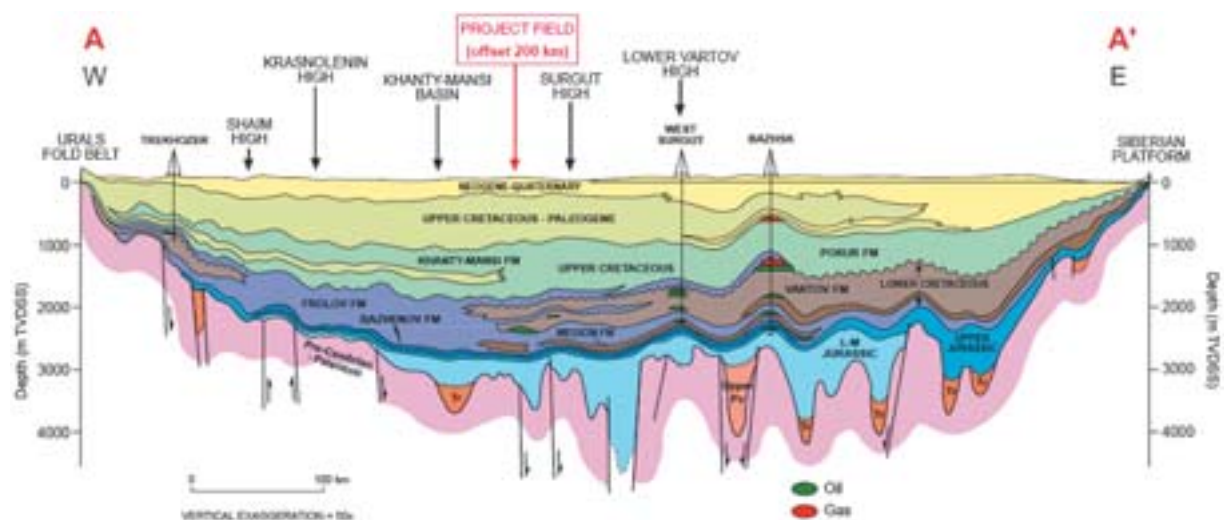
НИКИТА ТИТОВСКИЙ

Ведущий эксперт
технической группы

Более 70% месторождений углеводородов России являются многопластовыми, то есть месторождениями, где отдельные залежи приурочены к пластам, которые занимают самостоятельное положение в разрезе и характеризуются индивидуальными геолого-физическими свойствами, физико-химическими свойствами нефтей, размерами залежей, а также разделены между собой толщами непродуктивных пород. Эксплуатация таких месторождений возможна как отдельно по горизонтам, так и с помощью скважин, которыми вскрывают несколько продуктивных пластов.

¹ Авторы являются сотрудниками компании ООО «Геосплит».

Рис. 1. Геологический разрез по линии AA' (по Gustavson, 1992) [2]



Проектирование системы разработки месторождений углеводородов, особенно многопластовых, – важный процесс, который определяет рентабельность добычи целевого флюида, в основе формирования эффективной системы разработки закладываются принципы рационального использования недр. Одним из ключевых элементов проектирования является объект разработки – пласт или совокупность пластов, массив, структура в пределах разрабатываемого месторождения. Объект разработки содержит промышленные запасы углеводородного сырья, извлекаемого из недр с помощью единой сетки скважин или иных горнотехнических сооружений. Если в объект разработки объединяются несколько продуктивных пластов, относящихся к одной залежи, или серия залежей, расположенных в разных продуктивных пластах, то он называется многопластовым.

В соответствии с требованиями «Правил разработки месторождений углеводородного сырья» (далее – УВС), утвержденными Министерством природных ресурсов РФ [1], при эксплуатации многопластовых объектов недропользователю не только необходимо обеспечивать возможность регулирования разработки каждого продуктивного пласта по отдельности, но и осуществлять отдельный учет добываемых флюидов и закачиваемого рабочего агента по залежам, в которых содержатся учетные на Государственном балансе запасы. Данное требование является одним из основополагающих условий в области контроля и регулирования разработки месторождений УВС для соблюдения принципов рационального использования недр. Осуществление контроля за выработкой запасов каждой залежи и продуктивного пласта необходимо для правильной оценки остаточных запасов каждого пласта, а также для формирования дальнейших геолого-технических мероприятий (ГТМ).

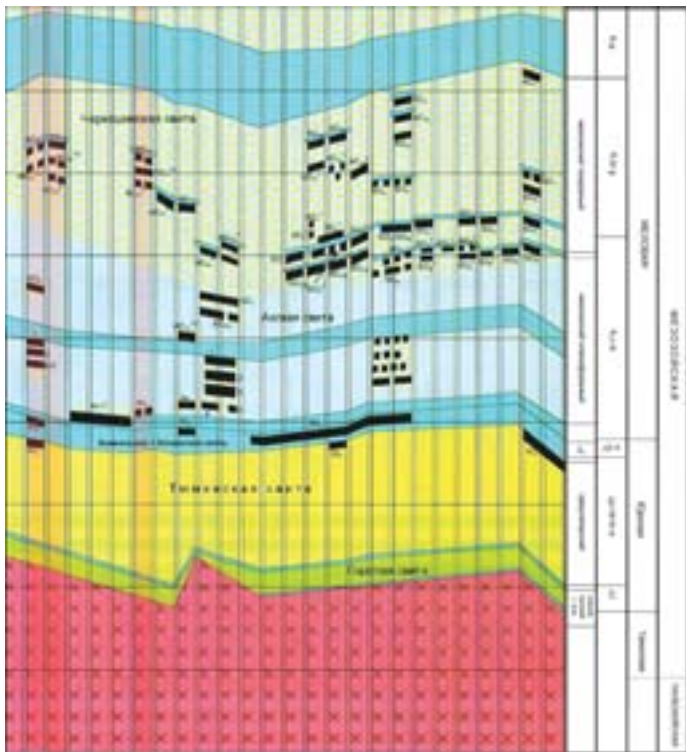
В настоящее время существует ряд инструментальных методов, которые основаны на использовании различных физических явлений и расчётных методов для определения качественных и количественных показателей притока в скважину флюидов из нескольких пластов. Однако полученная с помощью инструментальных методов информация не предназначена для фискального учета добычи нефти и газа и отражения запасов углеводородов в Госбалансе, а установка в скважинах систем одновременно-раздельной эксплуатации, позволяющих проводить прямые замеры профиля притока, имеет ряд технических ограничений. В связи с этим перед недропользователями стоит проблема раздельного учета добычи нефти по совместно разрабатываемым пластам.

Решением данной проблемы стало применение технологии динамического маркерного мониторинга скважин для раздельного учета добычи нефти для совместно разрабатываемых пластов. Технология была представлена на заседании секции УВС Экспертно-технического совета Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) и рекомендована к применению.

Особенности геологического строения месторождения

Западно-Сибирская нефтегазовая провинция – главная база добычи нефти, конденсата, газа в России. В частности, огромный запас топливно-энергетических ресурсов России сосредоточен в ХМАО, где и находится группа месторождений, на которой была применена технология динамического маркерного мониторинга. Разрез представлен мощной (более 3000 м) толщей осадочных пород, перекрывающих вулканические образования перми и триаса (см. рис. 1).

Рис. 2. Схема размещения залежей Фроловской НГО. Составители С.Л. Белоусов, Н.А. Лебедева, В.Н. Вахрушева, Г.П. Мясникова, А.Г. Мухер, Н.Л. Мариненкова, Л.И. Мамыкина 2000 г. [3]



Изучение образцов керна, полученного из скважин соседних месторождений (по причине отсутствия достаточной информации о породах из скважин месторождений группы), позволяет сделать вывод о том, что палеозойские породы фундамента представлены гранит-порфирами, кварцевыми порфирами, пятнистыми крупнозернистыми песчаниками и туфами, а также мощными кварцевыми песчаниками. Породы – крепкие, хлоритизированные и трещиноватые. Предполагается, что породы фундамента, в пределах месторождения сложены палеозойскими кремнисто-аргиллитовыми глинами и гранитоидами.

Исследуемая группа месторождений относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Фроловской нефтегазоносной области.

Геологический разрез месторождения представлен породами двух структурных комплексов: песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и метаморфизованными породами доюрского фундамента.

По величине начальных извлекаемых запасов месторождение относится к категории средних, по строению – к очень сложным. Продуктивные пласты имеют локальное (ограниченное) распространение. Линейно-вытяну-

тые в северо-восточном направлении зоны присутствия коллектора чередуются с зонами полной глинизации пластов. Фактором, также осложняющим освоение месторождения, является наличие большого этажа нефтеносности – 845 м (от 2175 до 3020 м).

На площади исследуемого месторождения выделены два нефтегазоносных комплекса (НГК) – средне-верхнеюрский и неокомский, включающих в себя девять продуктивных пластов: АС₉, АС₁₀, АС₁₁¹⁻², БС₈¹, Ач₁, Ач₃, Ач₄₋₅, Ю₀ и Ю₂₋₃. Схема размещения залежей нефти на группе месторождений представлена на рисунке 2.

Промышленная нефтеносность месторождения связана главным образом с пластами группы «АС» и БС₈¹. Промышленный потенциал нижезалегающих юрских отложений и пластов «Ач» очевиден и подтвержден разведочным бурением, хотя и требует серьезного, более детального изучения.

Исследуемая группа месторождений – пока что единственная в Западной Сибири, где на всем эксплуатационном фонде был выполнен современный комплекс ГИС, записанный за одну спускоподъемную операцию, и где реализован комплекс гидродинамических исследований скважин (ГДИС), обеспечивающий дифференциальные замеры пластового давления и параметры пластового флюида, что является рутинной операцией, проводимой в каждой пятой скважине.

Из теории и практики разработки нефтяных месторождений известно, что для лучшей выработки запасов и получения более высоких коэффициентов извлечения нефти предпочтительна раздельная эксплуатация пластов самостоятельными сетками скважин. Совместная эксплуатация пластов при неблагоприятных условиях может сопровождаться разноскоростной выработкой запасов по пластам, существенно отличающимся по своим характеристикам, а в результате снижением КИН и извлекаемых запасов. Однако в целом ряде случаев реализовать проект раздельной эксплуатации не представляется возможным.

В случае, когда скважина вскрывает более одного пласта, требуется проводить раздельный учёт добычи по каждому объекту разработки. Для этих целей была выбрана технология динамического маркерного мониторинга, которая в отличие от традиционных промыслово-геофизических методов является менее трудозатратной и более эффективной на протяжении длительного времени эксплуатации.

Описание используемой технологии динамического маркерного мониторинга

Технология динамического маркерного мониторинга скважин основана на применении квантовых маркер-репортеров, которые являются высокоточными индикаторами притока пластового флюида [4]. Маркеры-репор-

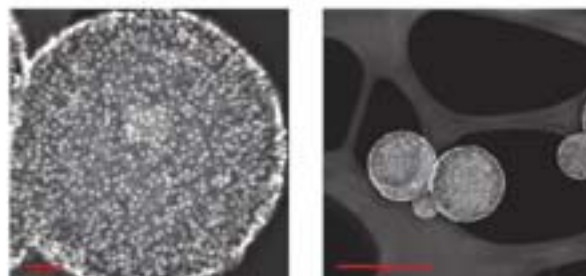
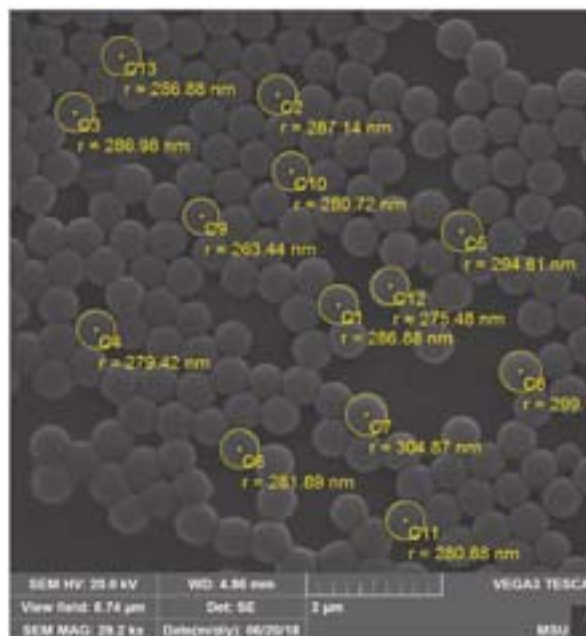
теры – это полимерные микросферы, созданные из квантовых точек (см. рис. 3). Различные комбинации квантовых точек формируют код маркера.

Данный подход заключается в размещении композиционного материала с маркерами в специальные внутрискважинные кассеты, устанавливаемые в компоновку нижнего заканчивания скважины (см. рис. 4). Маркированный материал представляет собой пластичный композит – маркерные ленты, которые высвобождают индикаторы в пластовый флюид с устойчивой концентрацией и длительностью (мониторинг проводится не менее пяти лет). Комбинация разных типов маркерных лент, олеофильных и гидрофильных, обеспечивает высвобождение маркеров исключительно в целевую фазу пластового флюида, соответственно, в нефть и в воду. Для оценки работы каждого из продуктивных интервалов скважины предусматривается индивидуальный код маркеров.

После завершения полевой операции по спуску компоновки нижнего заканчивания и последующего ввода скважины в эксплуатацию производится отбор проб пластового флюида на устье. Затем отобранные образцы транспортируются в исследовательскую лабораторию для проведения анализа. В лаборатории на первоначальном этапе проводится пробоподготовка: водная и углеводородная фазы разделяются, а затем отдельно анализируются в аналитическом программно-аппаратном комплексе. В данном комплексе формируется поток жидкости малого диаметра в виде тонкой струи (см. рис. 5). В этом потоке маркеры выстраиваются в ряд, проходящая струя облучается лазером, и по сигналу светорассеяния – прямого и бокового – поштучно идентифицируется маркер каждого кода. Таким образом, анализ общего объема поступивших проб позволяет выявить количественное соотношение работы интервалов по фазам (вода и углеводород) в общем дебите.

Одним из базовых элементов технологии является использование методов машинного обучения, характерная черта которых заключается в обучении в процессе применения решений множества сходных задач. Исследования добывающих скважин подразумевают работу с боль-

Рис. 3. Фотография маркеров-репортеров в сканирующем электронном микроскопе



шими объемами данных. Например, информация об идентификации каждого маркера-репортера представляет собой облако в 15-мерном пространстве координат, поэтому ручной метод подсчетов будет очень трудоемок. В связи с этим в технологии динамического маркерного мониторинга применяется специализированное интеллектуальное программное обеспечение, основанное на машинном обучении с использованием алгоритма «Random Forest».

Рис. 4. Внутрискважинные кассеты с маркерными лентами

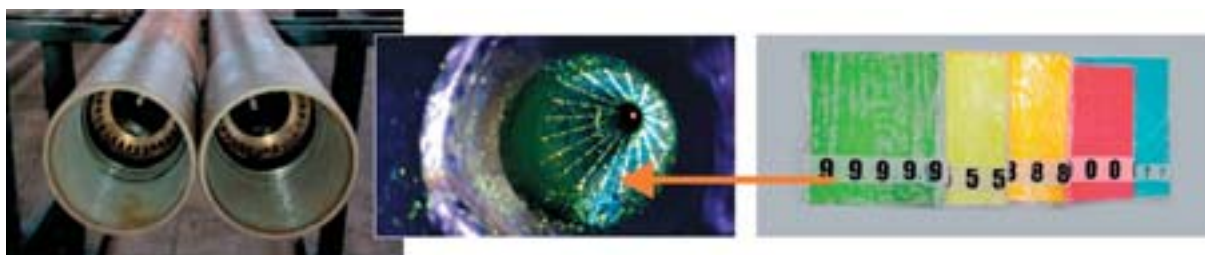
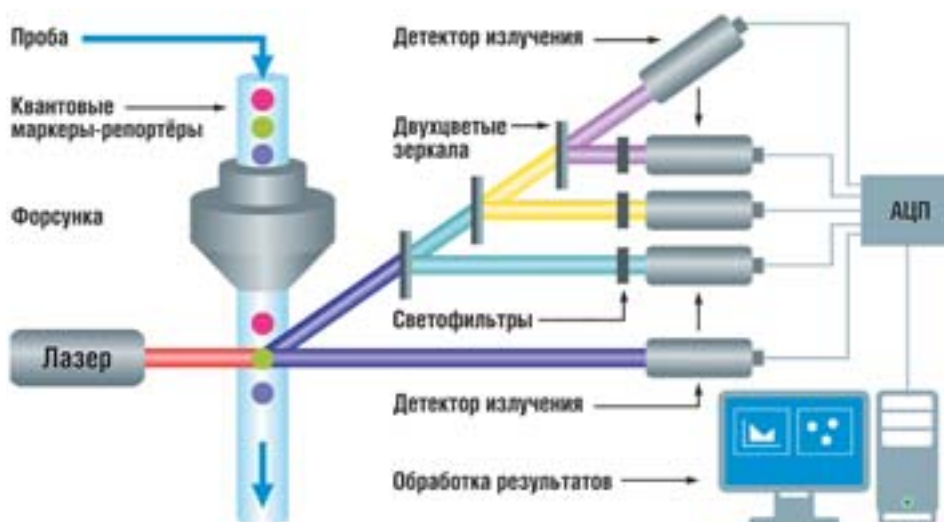


Рис. 5. Аналитический аппаратно-программный комплекс, реализующий метод проточной цитометрии



Принцип действия можно описать следующим образом: изначально нейронную сеть обучают на эталонных образцах маркеров-репортеров, строится «дерево принятия решений», где на каждом этапе глубины происходит сортировка оцениваемых параметров. Таких деревьев генерируется великое множество. В результате, проходя по данному дереву, маркер нужного кода попадает в строго определенную директорию. После обучения алгоритмы понимают, в какую директорию должен встать каждый конкретный код. Затем смесь из большого числа маркеров проходит все созданное дерево и сортируется, то есть алгоритм подсчитывает конкретное количество маркеров каждого типа в смеси (см. рис. 6).

В целом алгоритмы машинного обучения позволяют обрабатывать большой массив данных с определенной точностью в короткие временные периоды, при этом исключаются случайные ошибки, связанные с челове-

ским фактором. Таким образом, данный алгоритм является высокоточным и быстрым методом анализа поступивших проб.

Далее осуществляется визуализация самого профиля притока вдоль ствола скважины с разделением по составу флюида. Регулярные отборы и последующий анализ позволяют определить, как проходит выработка и извлечение углеводородов во времени путем оценки накопленных объемов дифференциально по каждому продуктивному интервалу вдоль ствола скважины.

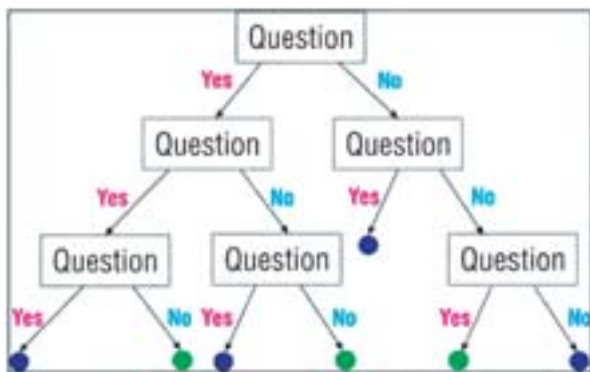
Особенности конструкции исследуемой скважины

Скважина № 1 является наклонно-направленной. Ствол исследуемого объекта добывающего фонда вскрыт двумя перфорациями, расположенными напротив целевых продуктивных горизонтов AC_9^0 и AC_{11}^1 . Таким образом, на скважине происходит одновременно-раздельная добыча с помощью погружного оборудования – электроцентробежного насоса. Для учета объемов извлекаемого флюида из каждого продуктивного интервала в скважину спущена двухпакерная компоновка с внедренными маркерными кассетами (см. рис. 7).

Каждая из двух маркерных кассет в составе двухпакерной компоновки обладает своими уникальными кодами для мониторинга притока целевого флюида – нефти и воды.

Нижняя маркерная кассета расположена под нижним пакером, тем самым через нее проходит флюид, поступающий из пласта AC_{11}^1 . Пакеры изолируют интервал, в котором находится перфорация на пласт AC_9^0 . Флюид из данного продуктивного горизонта поступает в ствол сква-

Рис. 6. Алгоритм машинного обучения и построения дерева принятия решений



жины через перфорационный фильтр. Затем поток пластовой жидкости из обоих продуктивных горизонтов смешивается и омывает верхнюю кассету. Тем самым, количество маркеров, выделенных из верхней кассеты, будет соответствовать общему дебиту скважины, количество маркеров, выделенных из нижней кассеты – дебиту из пласта AC_{11}^1 . Вычитая количество маркеров, полученных от нижней кассеты, из количества маркеров от верхней кассеты, получаем дебит пласта AC_9^0 . Таким образом, происходит одновременный контроль выработки запасов обоих продуктивных коллекторов.

Мониторинг выработки запасов продуктивных коллекторов с помощью динамического маркерного мониторинга

Исследуемую скважину № 1 запустили в эксплуатацию в 2009 году, двухпакерная компоновка с внедренными маркерными кассетами была спущена в декабре 2022 года.

На рисунке 8 показана история работы скважины № 1 с декабря 2022 года по февраль 2023 года. На графике отмечен период отбора проб пластового флюида для анализа в лаборатории.

Как видно из истории работы скважины № 1, дебит жидкости после повторного запуска в эксплуатацию увеличивается со 120 до 167 м³/сут. Затем, к началу января, значение параметра снижается до 106 м³/сут и в целом стабилизируется на этом уровне до конца февраля.

Рис. 7. Схематичное расположение внутрискважинного оборудования в скважине № 1

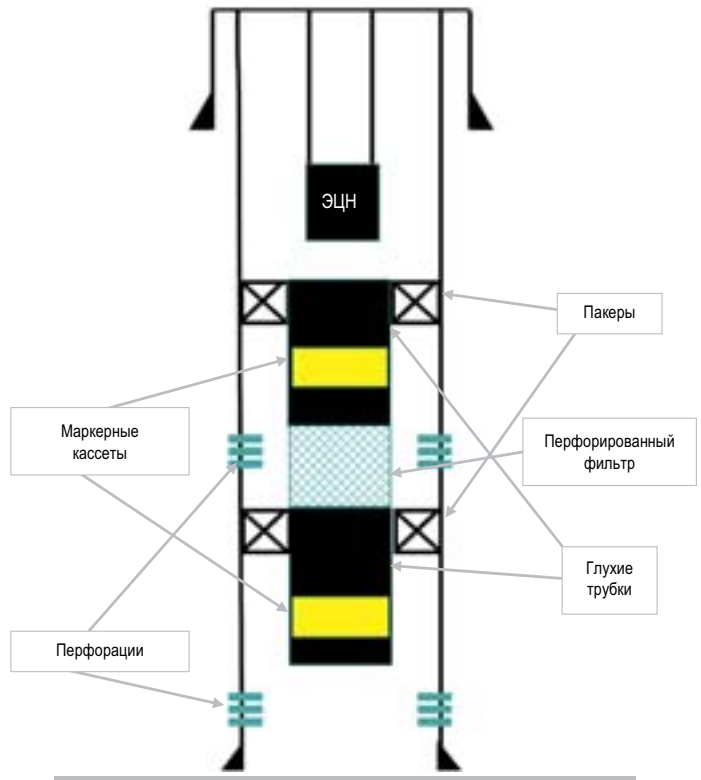


Рис. 8. История работы исследуемой скважины № 1 с декабря 2022 года по февраль 2023 года

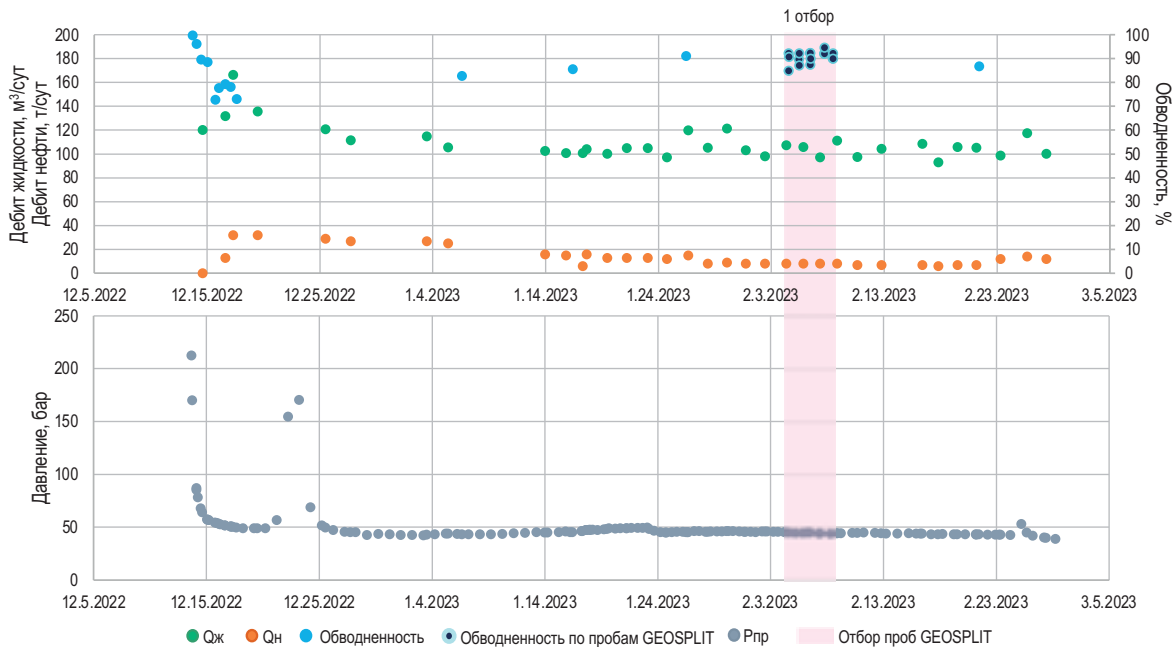
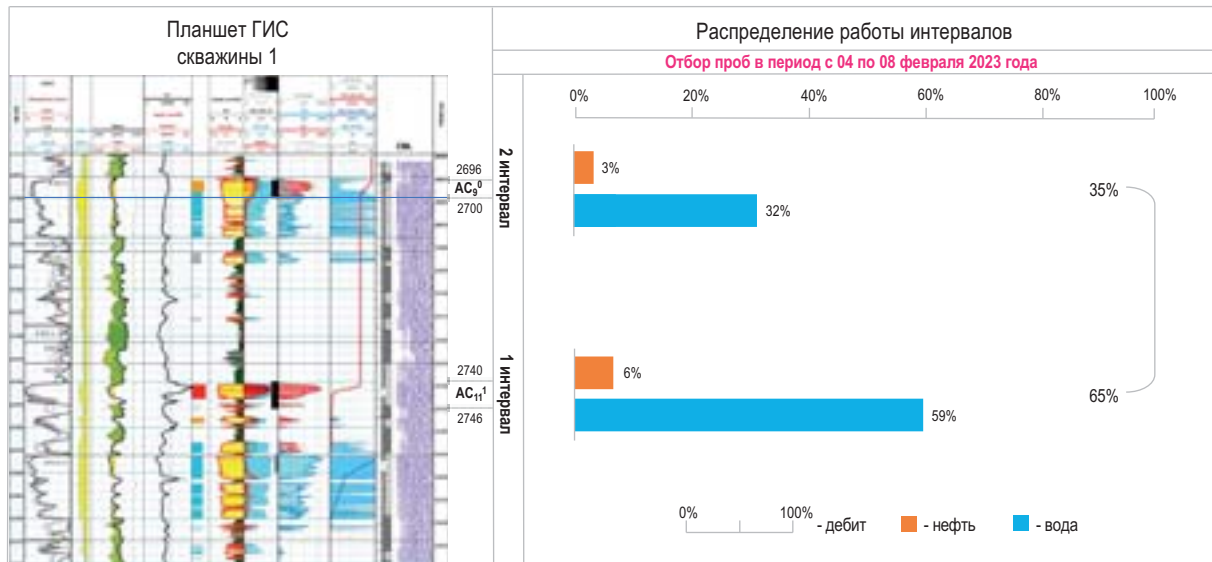


Рис. 9. Распределение работы интервалов скважины № 1 в феврале 2023 года



Давление на приеме в период с 13 по 18 декабря 2022 года снижается с 212 до 49 атм. К 23 декабря 2022 года значение параметра увеличивается до 170 атм. Однако к 27 декабря 2022 года давление вновь снижается – до 45 атм и в целом стабилизируется на этом уровне до 24 февраля 2023 года. Затем отмечается кратковременный рост параметра до 53 атм с последующим снижением к концу февраля до 39 атм.

Обводненность пластовой продукции с 13 по 17 декабря 2022 года снижается со 100 до 73%. К началу января значение параметра увеличивается до 83%. Затем, в течение двух месяцев эксплуатации, обводненность варьируется от 86 до 92%, составляя в среднем 89%.

Отбор проб пластовой жидкости для проведения исследований по определению профиля притока методом динамического маркерного мониторинга скважины был проведен в период с 4 по 8 февраля 2023 года. На рисунке 9 представлено распределение работы интервалов скважины № 1 в сопоставлении данными ГИС.

Обводненность пластовой продукции по отобраным пробам составила 91%. Преимущественный приток пластовой жидкости отмечается через интервал 1, который де-

монстрирует добычу из пласта AC₁₁¹. Вклад данного интервала равен 65%, из которых 59% по воде и 6% по нефти.

Интервал 2, отображающий поступление пластовой продукции из пласта AC₉⁰, обрабатывает с интенсивностью 35%, из которых 3% занимает целевой флюид и 32% водная фаза.

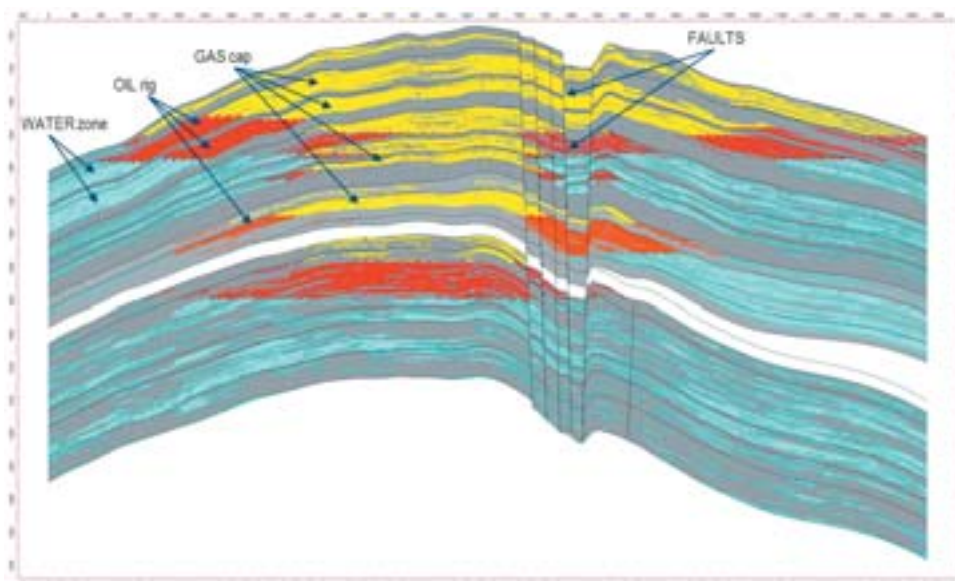
Результаты динамического маркерного мониторинга демонстрируют высокую сходимость с данными ГИС. По данным геофизических исследований, продуктивный горизонт AC₁₁¹ содержит нефтяной пропласток высотой три метра, а также пропласток с насыщением нефть+вода высотой 1,3 метра. В коллекторе AC₉⁰ находится только пропласток с насыщением нефть+вода высотой 2,4 метра. Пласт AC₁₁¹ обладает большими запасами нефти, что, в свою очередь, могло привести к большему притоку целевого флюида (в два раза) из данного продуктивного горизонта по сравнению с коллектором AC₉⁰.

В период отбора проб для проведения исследования дебит жидкости был равен 105,7 м³/сут. Данное значение было нормировано на приток из каждого продуктивного интервала по фазам. В таблице представлены значения среднесуточного дебита жидкости, нефти и воды.

Таблица 1. Среднесуточный дебит жидкости, нефти и воды на скважине № 1

Продуктивная зона	Среднесуточный дебит жидкости, нефти и воды по интервалам скважины №1, м ³			Добыча нефти за квартал, м ³
	Жидкость	Нефть	Вода	
1 интервал (AC111)	68,7	6,3	62,4	567,0
2 интервал (AC90)	37,0	3,2	33,8	288,0

Рис. 10. Разрез поперек купольной структуры Новопортовского месторождения



Поскольку основные технологические параметры скважины в течение трех месяцев довольно стабильны, значения дебита, полученные во время проведения исследования, можно интерполировать на целый квартал. Таким образом, общая добыча нефти из пласта AC_{11}^1 за квартал составляет $567,0 \text{ м}^3$, из пласта AC_9^0 – $288,0 \text{ м}^3$. Эта информация может быть использована при подаче сведений в государственные органы по учету запасов при одновременно-раздельной добыче.

Опыт применения технологии динамического маркерного мониторинга при эксплуатации скважины конструкции TamI-1 для раздельного учета добычи из каждого пласта на Новопортовском месторождении

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение – крупнейшее на полуострове Ямал за пределами северного полярного круга. Значительные запасы нефти и газа были доказаны еще в 1964 году, но отсутствие транспортной инфраструктуры и сложное геологическое строение долгое время не позволяли начать полномасштабную разработку.

В ходе разведки месторождения большинство скважин, пробуренных в первые три года, оказались водяными или не затрагивающими продуктивные пласты. Скважины, пробуренные в своде структуры, вскрыли продуктивные пласты на наиболее высоких гипсометрических отметках и при испытании дали притоки газа с высоким содержанием конденсата. Эти результаты дали повод

считать Новопортовское месторождение газоконденсатным. Слабые признаки нефти, полученные при испытании некоторых скважин, позволили предположить наличие нефтяных оторочек.

Промышленно значимые запасы нефти, газа и конденсата сосредоточены в терригенных отложениях нижнего мела и в юрских пластах на глубине от -1850 до -2020 м.

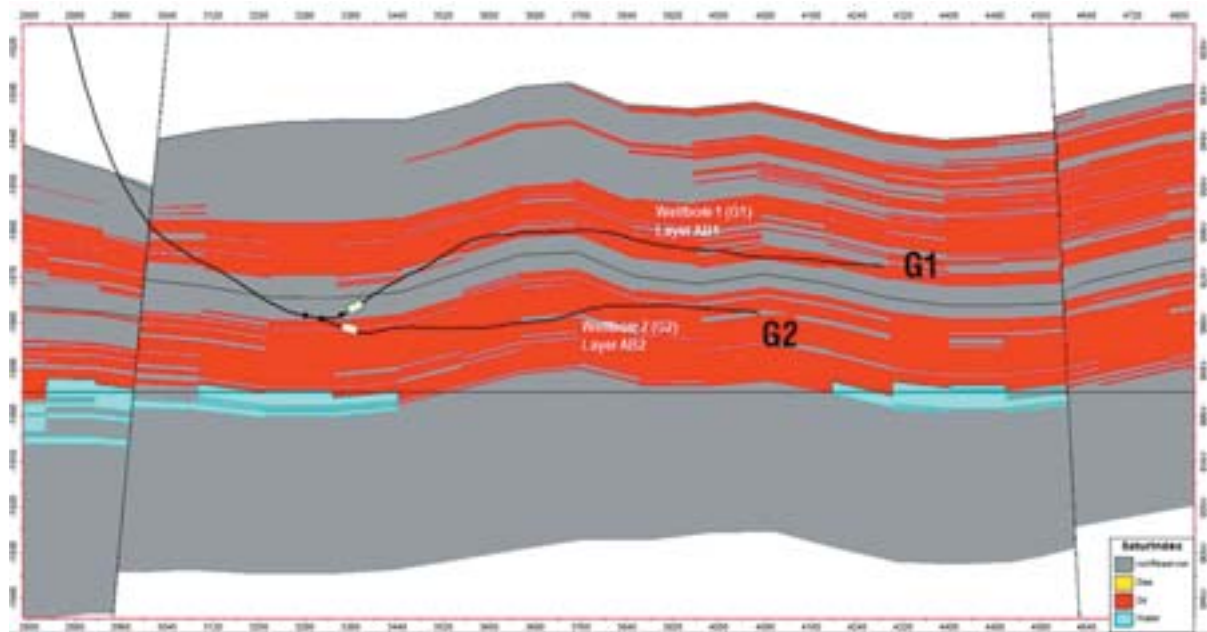
Пласты в основном представлены морскими, дельтовыми песчаниками с переслаиванием глин и плотных карбонатизированных пропластков с проницаемостью от 1 до 30 мД. В верхнеюрских породах встречаются также угольные отложения континентального происхождения.

Восточная часть месторождения осложнена многочисленными тектоническими нарушениями, приводящими к высокоамплитудным смещениям пластов от нескольких до десятков метров. Все продуктивные пласты в купольной части представлены газовой шапкой с промышленно значимыми запасами природного газа (см. рис. 10).

Основными объектами разработки нефтяной оторочки на старте проекта являлись продуктивные пласты с высокой проницаемостью 25-100 мД и с мощностью пласта до 35 м. Однако основная часть запасов месторождения сосредоточена в верхнеюрских отложениях пластов мощностью до 25 м с высокой изменчивостью геологического разреза, расчлененностью коллекторов и проницаемостью не более 5 мД, а также в маломощных нижнемеловых пластах мощностью до пяти метров и проницаемостью 10-15 мД.

Разработка таких комплексных объектов требует новых подходов в бурении, освоении и разработке месторождения, поскольку тиражируемые решения нерента-

Рис. 11 .Разрез исследуемой горизонтальной скважины по кубу насыщения



бельны в силу высокой стоимости технологий бурения, которые не окупаются добычей нефти и газа в современных экономических реалиях.

Традиционная конструкция скважин Новопортовского месторождения предполагает бурение скважин многоколонной конструкции, со спуском эксплуатационной колонны в кровлю целевого продуктивного пласта и длиной горизонтального участка от 1000 до 2000 метров.

Работы по динамическому маркерному мониторингу профиля и состава притока в двустволенной скважине Новопортовского месторождения проводились с декабря 2020 года по октябрь 2021 года. Горизонтальные стволы

объекта исследования вскрывают тектонически-экранированную ловушку, ограниченную двумя разломами, формирующими структуру в виде ступенчатого сброса (см. рис. 11). Целевые пласты разделены непроницаемыми пропластками преимущественно глинистого состава, что позволяет разделить добычу по каждому стволу. Поскольку траектория нижнего горизонтального ствола проходит вблизи водонефтяного контакта, существуют риски роста обводненности скважины в процессе эксплуатации.

За весь период мониторинга проведено восемь исследований, по результатам которых получено распределение работы стволов скважины за каждый период (см. рис. 12).

Рис. 12. Динамика работы стволов скважины № 2

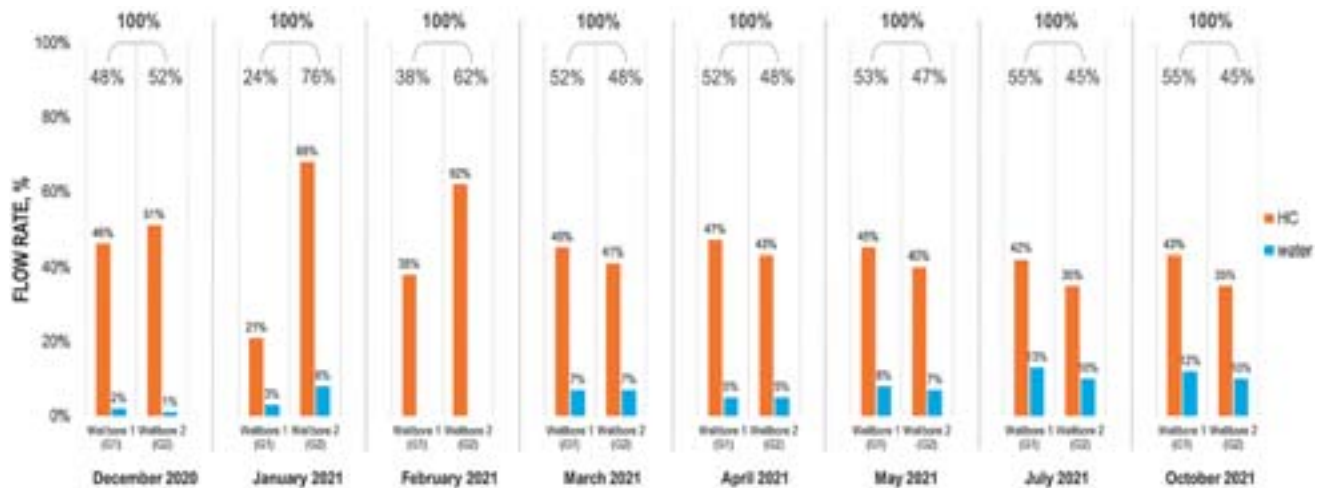
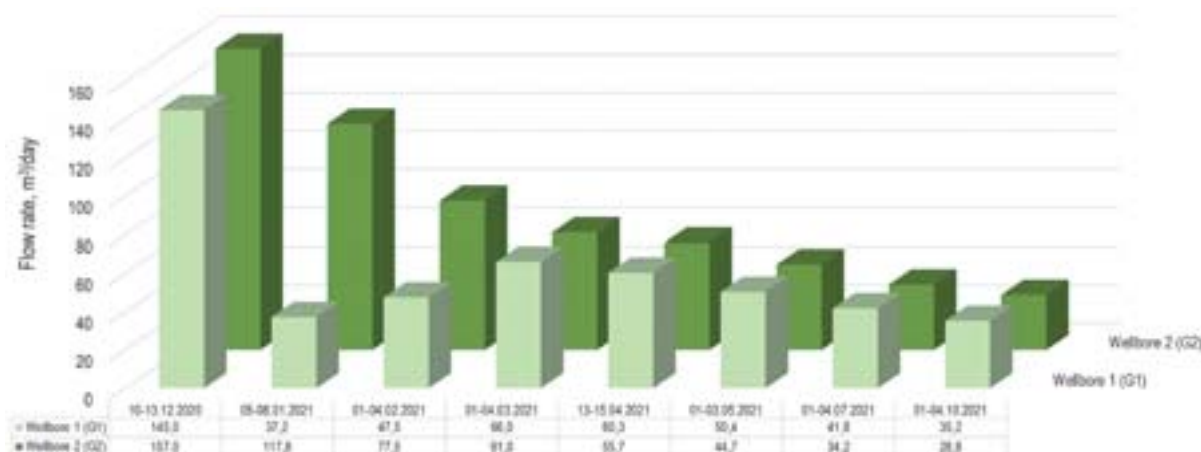


Рис. 13. Динамика работы стволов скважины в абсолютных значениях



По данным маркерного мониторинга и проведенного анализа геологических особенностей участка и имеющихся на нем объектах, формализованы следующие наблюдения. В первые три месяца мониторинга отмечается неравномерная работа стволов с преимущественным вкладом второго горизонтального ствола, что связано с неустановившимся режимом фильтрации флюида по объектам разработки. Начиная со следующего квартала, прослеживается относительно равномерная выработка пластов с незначительным преобладанием вклада первого горизонтального ствола, а также постепенное увеличение обводненности пластовой продукции в процессе эксплуатации скважины.

Площадь расположения исследуемой маркированной скважины № 2 включает множественные разломы. С востока от объекта исследования расположен водонефтяной контакт – возможная система проводящих трещин могла способствовать образованию процесса фильтрации воды при снижении пластового давления в восточной части рассматриваемого участка, в том числе в области дренирования маркированной скважины.

При переходе от относительных величин (процентного распределения работы стволов) к абсолютным отметкам (кубическим метрам в сутки) видна тенденция к снижению энергетического состояния объектов разработки в процессе эксплуатации скважины (см. рис. 13).

По динамике работы в абсолютных значениях отмечается значительное расхождение в работе стволов скважины в первые месяцы эксплуатации: резкое падение дебита жидкости в январе 2021 года (проседание) в работе первого ствола, вскрывающего пласт АВ1 свидетельствует о нестационарном характере процессов фильтрации в дренируемой зоне.

Динамика работы второго горизонтального ствола, вскрывающего пласт АВ2, демонстрирует плавное сни-

жение промышленного параметра, обусловленное наличием газонапорного режима, при котором основной энергией, продвигающей нефть, является напор газа газовой шапки. В данном случае нефть вытесняется под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии в прикровельной части залежи. Высокая проницаемость пласта АВ₂, в несколько раз превышающая проницаемость пласта АВ₁, является благоприятным условием для наиболее эффективного проявления газонапорного режима.

Сложность эксплуатации скважин при таком режиме заключается в том, что прорывы газа приводят к неконтрольному расходу газовой энергии при одновременном уменьшении притока нефти, в связи с чем рекомендуется проводить непрерывный контроль за работой исследуемого объекта и скважин, расположенных вблизи газовой шапки.

Динамика изменения промышленных показателей (снижение дебита жидкости и забойного давления) указывает на явный эффект истощения в области дренирования скважины (см. рис. 14). Данный вывод также подтверждается запускным давлением после длительной остановки скважины, которое по сравнению с начальным значительно уменьшилось.

Стремительное увеличение газового фактора с момента повторного запуска скважины после остановки характеризуется понижением уровня газонефтяного контакта. По мере уменьшения уровня контакта газ прорывается к скважинам, находящимся ближе к контуру газоносности. В таком случае важно оптимизировать расход энергии расширения газа газовой шапки с целью рентабельной эксплуатации нефтяных скважин.

Резкое увеличение газового фактора также может быть связано с изменением режима работы залежи, а именно с переходом из газонапорного режима в режим

Рис. 14. История работы маркированной скважины № 2



растворенного газа, при котором нефть продавливается по пласту к забоям скважин под действием энергии пузырьков расширяющегося газа при выделении его из нефти. Естественная смена режимов работы залежи может быть обусловлена изменением равновесия в пласте, вызванного, в свою очередь, снижением забойного давления.

Помимо распределения работы стволов исследуемой скважины для раздельного учета добычи из двух пластов с разными фильтрационно-емкостными свойствами, данные динамического маркерного мониторинга позволяют выполнять контроль показателей добычи без остановки работы скважины, а также сформировать рекомендации по ее оптимизации.

Для уменьшения обводненности пластовой продукции и снижения газового фактора, рекомендовано рассмотреть возможность изменения режима работы исследуемой скважины № 2 путем незначительного снижения депрессии, а также контролировать величину забойного давления для исключения режима эксплуатации скважины при забойном давлении ниже давления насыщения.

Одним из основных направлений увеличения качества проектирования, управления и контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений является применение фильтрационных моделей. Цифровые гидродинамические модели пластов и месторождений дают возможность отслеживать в динамике количество оста-

точных запасов углеводородов, точнее прогнозировать добычу нефти и газа, моделировать геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи и эффективности работы предприятия, более обоснованно рассчитывать наиболее рациональные и экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов.

С целью верификации технологии динамического маркерного мониторинга в условиях Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения проводилось сравнение с совместной секторной моделью пластов АВ1 и АВ2, что учитывает основные геолого-физические и технологические факторы и с требуемой точностью описывает реальные гидродинамические процессы, происходящие в залежах углеводородов. При проведении моделирования рассмотрены различные варианты адаптации модели и подобран вариант с наилучшей сходимостью модели с историей разработки.

После проведения интегральной настройки сектора и адаптации модели было сопоставлено распределение добычи по гидродинамической модели с результатами динамического маркерного мониторинга. Итоги сопоставления данных представлены на рисунке 15.

По итогам сопоставления наблюдается удовлетворительная корреляция между результатами динамического маркерного мониторинга и расчетами гидродинамической модели. Отклонения первых месяцев связаны с не-

Рис. 15. Сопоставление результатов гидродинамической модели и динамического маркерного мониторинга профиля притока

Wellbore №	Layer	Flow rate (liquid), %		Flow rate (oil), %	
		Hydrodynamic modelling data	GeoSplit LLC	Hydrodynamic modelling data	GeoSplit LLC
<i>December, 2020 (1 batch of samples)</i>					
1	AB1	68	48	67	46
2	AB2	32	52	29	51
<i>January, 2021 (2 batch of samples)</i>					
1	AB1	46	24	46	21
2	AB2	54	76	48	68
<i>February, 2021 (3 batch of samples)</i>					
1	AB1	48	38	48	38
2	AB2	52	62	45	62
<i>March, 2021 (4 batch of samples)</i>					
1	AB1	54	52	54	45
2	AB2	46	48	40	41
<i>April, 2021 (5 batch of samples 1 series)</i>					
1	AB1	52	52	52	47
2	AB2	48	48	41	43
<i>May, 2021 (5 batch of samples 2 series)</i>					
1	AB1	48	53	46	45
2	AB2	52	47	44	40

стабильным режимом фильтрации флюида по пласту, что, в свою очередь, коррелирует с выводом скважины на режим [5].

Таким образом, применение технологии динамического маркерного мониторинга многоствольных скважин на разные объекты разработки особенно актуально при одновременно-раздельной эксплуатации объектов, поскольку задача сокращения затрат на разбуривание, обустройство и эксплуатацию месторождений для недропользователей имеет неоспоримо высокий приоритет. Особенно эффективно использование технологии при комплексном изучении работы участка месторождения с несколькими маркированными скважинами, поскольку в условиях комплексных исследований экономический эффект достигается сразу в нескольких сегментах (добыча углеводородов, разработка месторождений, стимуляция скважин, бурение новых объектов).

Традиционные скважинные компоновки не обеспечивают такой возможности: в скважине необходимо провести дополнительные работы, чтобы определить, из каких пластов идет приток продукции. С целью изучения профиля притока необходимо проводить комплекс дорогостоящих геофизических работ. Более того, технология динамического маркерного мониторинга привлекательна с точки зрения экономики и экологии проекта, так как с ее внедрением решается задача сокращения затрат на раз-

буривание, обустройство и эксплуатацию месторождения, а также соблюдаются требования законодательства в области охраны недр.

Заключение

Разработка многопластовых месторождений предполагает осуществление недропользователем контроля выработки запасов углеводородов в процессе разработки месторождения при соблюдении оптимальных технико-экономических показателей эксплуатируемых объектов.

В исследуемой наклонно-направленной скважине нефть добывается из разных пластов с неоднородной структурой после перфорационных операций в двух независимых зонах. В период наблюдения скважина длительное время находилась обводненной. Остаточные запасы нефти требуют детального учета на периодической основе.

По результатам динамического маркерного мониторинга были получены характеристики притока для каждого интервала скважины. В фазовом составе добываемой жидкости преобладала водная фаза, средняя обводненность составила более 90%. Наибольший вклад как по нефти, так и по воде, вносит нижележащий интервал (пласт AC₁₁¹), тогда как верхний (пласт AC₉⁰) характеризуется работой с меньшей интенсивностью.

Краткое описание метода

Согласно регламенту разработки запасов углеводородов при одновременном заканчивании и добыче из разных пластов нефтегазодобывающие компании должны обеспечить отдельный учет добытых флюидов по каждому пласту и вести производственно-геофизический контроль. Существующие оценочные и инструментальные методы позволяют решить эту проблему лишь частично. В статье рассмотрен опыт применения маркерной технологии PLT в наклонно-направленной скважине путем спуска компоновки дозакачивания с маркерными кассетами для отдельного контроля добычи из разных эксплуатируемых объектов.

Для решения задачи отдельного учета добычи с применением динамического маркерного мониторинга в обсаженном стволе скважины была установлена двухпакерная компоновка с маркерными кассетами, оснащенная уникальными индикаторами притока для каждого продуктивного интервала. Маркеры выделяются из композитного материала в жидкость при взаимодействии с углеводородами и водой. Пробы флюида последовательно отбирались на устье скважины во время установившегося режима эксплуатации скважины. Применяемая колонна дозакачивания обеспечивает отдельный учет каждого эксплуатируемого объекта без остановки скважины и извлечения насосного оборудования. Пробы анализировались в лаборатории с использованием проточной цитометрии для количественной оценки распределения дебитов по зонам скважины.

Существующие методы контроля притока при одновременно-раздельной добыче обладают рядом недостатков: требуют мобилизации дополнительной техники и оборудования (повышает затраты), подразумевают остановку скважины для проведения исследований и в целом обладают рядом ограничений, связанных с конструктивными особенностями объектов добывающего фонда.

Данные об изменении уровней добычи нефти и нефтеотдачи по пластам объекта являются основой для учета и регулирования процесса разработки многопластовых залежей, в связи с чем контроль за изменением этих

показателей также должен быть непрерывным. Технология динамического маркерного мониторинга позволяет в течение длительного периода времени определять текущую выработку запасов двух и более продуктивных горизонтов, выделять каждую фазу пластового флюида. Полученная информация может быть использована недропользователем для принятия управленческих решений для поддержания динамики добычи целевого флюида по объектам и может передаваться в государственные органы на постоянной основе. **✎**

Список литературы

1. Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 14 июня 2016 г. N 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья» (с изменениями и дополнениями).
2. Field Evaluation Report. Salym Field. West Siberian Basin, Russia: C&C Reservoirs the analog company (2013). – 40 p.
3. Атлас. Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. – Ханты-Мансийск: Государственное предприятие Ханты-Мансийского автономного округа «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилльмана, 2004. – 148 с.
4. О технологии маркерного мониторинга горизонтальных скважин / Дулкарнаев М., Гурьянов А., Каташов А., Овчинников К., Лисс В., Малявко, Е // Нефтегазовая вертикаль. 2020. №9. С. 99-103.
5. Самигуллин Л.Р., Алексеев А.В., Зимогляд М.Б., Наговицын В.М., Васечкин Д.А., Быдзан А.Ю., Большаков В.В., Дробот А.В. Адаптация технологии строительства многоствольных скважин по уровню TAML-1 на Новопортовском месторождении для отдельного учета добычи по каждому пласту // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 44-50.

