

В созданную нейронную сеть были загружены данные по 544 исследованиям пластовой нефти с месторождения К, из которых 70 % были использованы для обучения, 15 % для проверки и оставшиеся 15 % для валидации. Нейроны были обучены по механизму Levenberg – Marquardt с алгоритмом обратного распространения ошибки.

Способность нейронных сетей подсчитывать давление насыщения ограничена входными данными, используемыми на стадии обучения, поэтому ниже предоставлены максимумы и минимумы в пределах которых происходило обучение

Таблица 1

Диапазон используемых для тренировки нейронной сети данных

Показатель	Плотность газа, кг/м ³	Газосодержание, м ³ /м ³	Пластовая температура, °С	Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	Давление насыщения, МПа
Минимум	0.78	12.36	58	740	3.2
Максимум	1.937	406	130	865	26.1

Также для проверки эффективности полученной нейронной сети было подсчитано давление насыщения пластовой нефти с использованием наиболее распространенных PVT – корреляций, таких как Vasquez and Beggs, Standing и Glaso. Во всех трех корреляциях входные параметры те же, что и для нейронных сетей.

Таблица 2

Результаты сравнения полученных данных

Показатель	Нейронные сети	Vasquez and Beggs	Standing	Glaso
Средняя относительная погрешность	0.06	0.25	0.13	0.25
Средняя абсолютная погрешность, МПа	-0.9296	4.053213	2.532342	4.019074
Максимальная относительная погрешность	0.53	0.04	0.03	0.04
Минимальная относительная погрешность	-2.98	-0.72	-0.73	-0.94

В результате была рассчитана нейронная сеть, которая позволяет определять давление насыщения. Полученная нейронная сеть имеет большую точность по сравнению с PVT- корреляциями. Однако ее применимость ограничена используемыми для обучения данными. Таким образом, она может быть применима только для группы месторождений, находящихся в одном регионе, и имеющих схожие условия образования и залегаания.

Литература)

1. Standing, M.B. 1981. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, ninth edition. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME.
2. Standing, M.B. 1947. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. API Drilling and Production Practice (1947): 275-287.
3. Vasquez, M. and Beggs, H.D. 1980. Correlations for Fluid Physical Property Prediction. J Pet Technol 32 (6): 968-970. SPE-6719-PA.
4. Glasø, Ø. 1980. Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations. J Pet Technol 32 (5): 785-795. SPE-8016-PA.
5. Ballabio, D. and M. Vasighi, 2012. A MATLAB toolbox for Self Organizing Maps and supervised neural network learning strategies. Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems, 118: 24–32.
6. Буриченко, М. Ю., Иванцев О. Б., Букреева О. В. Использование программного пакета Matlab для построения искусственных сетей нейронных сетей // Электроника та системи управління. – 2011. – № 3 (29). – с. 120– 123.

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ
ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЧАЙВО**

П.С. Бочкарев

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газовый фактор является одним из важнейших параметров разработки месторождений. По его изменению можно делать выводы о внутрипластовом разгазировании нефти, прорыве верхнего газа к забою скважины или о заколонных перетоках.

Доказано, что при снижении давления ниже оптимального возникают условия, при которых скважина теряет устойчивость и переходит в газовый режим. Это объясняет трудности, возникающие при добыче нефти и конденсата из оторочек газовых месторождений. Качественное объяснение этого явления заключается в следующем: при создании депрессии на пласт при некотором значении забойного давления, называемом оптимальным, газовый конус поднимается к перфорационным отверстиям. При этом газовое содержание флюида в скважине начинает увеличиваться, а забойное давление еще сильнее уменьшается, что способствует дальнейшему росту газового конуса и дальнейшему снижению забойного давления. Иными словами, возникает положительная обратная связь. Это, в

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

конечном счете, приводит к оттеснению нефти от перфорационных отверстий и переключению скважины в газовый режим [1].

Фактические уровни добычи нефти в основном соответствуют предварительным прогнозам, сделанным при проектировании берегового комплекса подготовки Чайво. Однако реальные темпы роста газового фактора оказались значительно выше предполагаемых, и к концу 2007 добыча газа на месторождении достигла предельной величины, что привело к необходимости регулирования дебитов скважин, вплоть до полной остановки. Поэтому применяемые в настоящее время на месторождении геолого-технические мероприятия в основном направлены на снижение газового фактора в добывающих скважинах.

Для этих целей на месторождении Чайво в добывающих скважинах установлено оборудование регулирования притока (ICD-фильтры (от англ. ICD – inflow control device)), выполняются операции по капитальному ремонту скважин (КРС) для изоляции газопритока, оптимизируется режим работы скважин (циклическая эксплуатация).

Первоначальной мерой для снижения добычи газа было регулирование дебита скважин с наибольшим газовым фактором при помощи фонтанных штуцеров. Этот метод был эффективен, хотя и имел определенные ограничения: поскольку скважины проектировались как высокодебитные, в них были спущены НКТ большого диаметра, поэтому минимальный устойчивый дебит был достаточно высоким и многие скважины не могли фонтанировать на штуцерах небольшого диаметра.

Также было отмечено, что в результате временного прекращения эксплуатации скважин газовый фактор снижался на некоторое время после их открытия. На рисунках 1-2 приведена фактическая динамика дебита нефти и газового фактора скважин X и Y. Из рисунков видно, что периодическая остановка скважины приводит к временному снижению газового фактора, а в период работы скважины газовый фактор снова увеличивается. Дальнейшее закрытие скважины повторяет цикл снижения газового фактора.

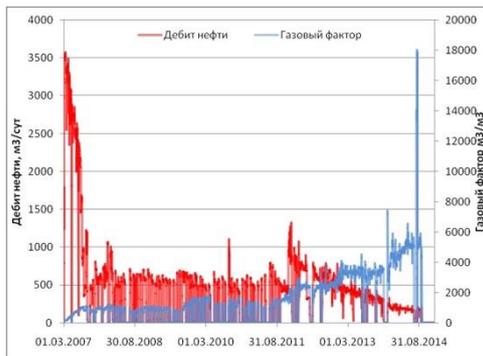


Рис.1 Динамика дебита нефти и газового фактора скважина X

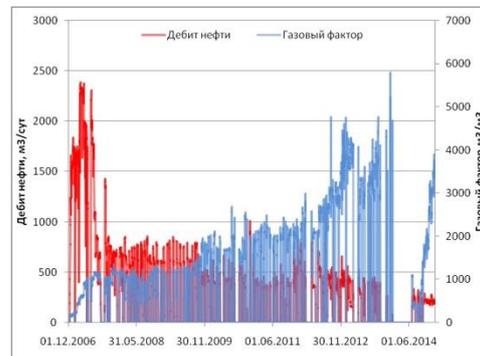


Рис.2 Динамика дебита нефти и газового фактора скважина Y

С целью оптимизации добычи в краткосрочном и среднесрочном плане на месторождении была внедрена технология, предусматривающая циклическую (периодическую) эксплуатацию и штуцирование с учетом работы скважин. При выполнении анализа кратковременной плановой остановки скважин были созданы специальные модели, при помощи которых для каждой скважины определены оптимальные циклы работы/простоя и диаметры штуцеров. Инструкции по циклической эксплуатации, как правило, составляются на четырехнедельный период, при этом каждую неделю их регулируют с учетом конкретных условий на тот момент времени. Такая циклическая эксплуатация скважин обеспечивает достаточную гибкость при поддержании среднего дебита скважины и позволяет довольно эффективно стабилизировать или снижать газовый фактор в некоторых скважинах. Однако этот метод имеет ряд недостатков:

- сложность регулирования ввиду дискретности изменений (дебит газа отдельных скважин может превышать 10% от дебита всего месторождения);
- в некоторых скважинах наблюдается переток газа в нефтяные интервалы, что приводит к увеличению газового фактора при открытии скважин;
- эффективность данного метода является наибольшей в период образования конусов газа и в дальнейшем постепенно снижается по мере приближения ГНК к забойу скважины.

С целью оптимизации режимов работы скважин на месторождении Чайво была выбрана технология регулирования притока, внедрение которой обеспечивает решение вышеуказанных проблем без использования дорогостоящих и сложных интеллектуальных технологий заканчивания скважин. Устройство регулирования притока используется для регулирования перепада давления по стволу скважины в пределах границ продуктивного пласта-коллектора с целью сокращения притока из высокопроницаемых интервалов и, соответственно, с целью увеличения притока нефти из интервалов с более низкой проницаемостью. На уровне высокопроницаемого интервала устанавливается заградительная муфта, в результате чего в интервале возникает больший перепад давления. Тем самым сокращается приток из данного интервала, что в свою очередь ведет к долевым росту притока из других интервалов. Благодаря установленным наружным (разбухающим) пакерам обсадной колонны, поток не может обойти ICD-фильтр по заколонному пространству в стволе скважины. На рисунке 3 показана типичная компоновка заканчивания в пластах месторождения Чайво.

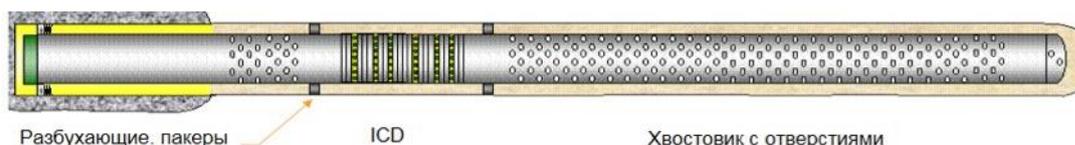


Рис. 3 Схема заканчивания скважины с устройством регулирования притока (ICD)

В настоящее время устройство регулирования притока установлено в ряде скважин. Так как ICD-фильтры устанавливаются при строительстве скважин, то оценить эффективность их использования возможно только по результатам моделирования. Расчеты показали, что на объектах X и Y устройство регулирования притока позволило существенно снизить газовый фактор, и в условиях ограниченной производительности берегового комплекса подготовки по газу, дополнительно добыть около 2,1 млн. т. нефти.

На рисунке 4 показана оконечная труба хвостовика с установленным на ней ICD-фильтром. Жидкость поступает в трубу через противопесочный фильтр и затем проходит через указанные на фото керамические насадки. В результате происходит падение давления между горной породой и трубой.



Рис. 4 Конструкция устройства регулирования притока (ICD)

Фильтры ICD на основе штуцера обеспечивают более однородный профиль притока вдоль скважины, гарантируя более высокую добычу нефти из низкопроницаемых зон коллектора и задерживая нежелательный газ или воду. Кроме того, в случае обводнения скважины система будет ограничивать приток флюида по сравнению со стандартной системой заканчивания [2].

В целях оптимизации производительности берегового комплекса подготовки основные геолого-технические мероприятия направлены на снижение добычи газа. Применяемые методы: установка оборудования регулирования притока (ICD-фильтры) и циклическая эксплуатация. Все выполненные мероприятия показали высокую эффективность, рекомендуется для дальнейшего применения на месторождении, и могут быть предложены для эксплуатации скважин на месторождениях со схожими геолого-физическими особенностями.

Литература

1. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Ихсанов А.И., Кашик А.С. Новая технология оптимизации добычи нефти и/или газоконденсата из оторочек газовых резервуаров и нефтяных месторождений, содержащих нефть с высоким газовым фактором // «Приборы и системы разведочной геофизики». – Саратов, 2014. – Т.49 – С. 25-33.
2. Offshore Magazine [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-66/issue-8/north-sea/petro-canada-positioning-de-ruyter-as-potential-dutch-oilfield-hub.html>. - Petro-Canada positioning De Ruyter as potential Dutch oilfield hub (дата обращения: 20.12.2017).

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ «АНАЛИЗ ДОБЫЧИ»

И.С. Ванчев, Фам Фу Лонг

Научный руководитель – старший преподаватель Е.Г. Карпова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Метод Анализа добычи (Production analysis) является с одной стороны хорошим дополнением традиционным методам анализа ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации (КВД, КВУ, КПУ), так и самостоятельным инструментом, позволяющим провести оценку параметров пласта и скважины.

Гидродинамические исследования скважин являются неотъемлемой частью разработки любого месторождения. Результаты этих исследований используются при планировании геолого-технологических мероприятий, анализе текущего состояния разработки месторождений и составлении проектных документов на разработку месторождений. Однако, их проведение практически всегда связано с остановкой добывающих скважин, что влечет за собой потери нефти в дополнение к затратам на сами исследования.