

the Yastreb rig, the world's largest land-based drilling rig. Overall, the Chayvo field reached its peak production rate of 250,000 barrels (34,000 metric tons) per day in February 2007 after an on-schedule startup in October 2005. The Z-11 is the 17th ERD producing well to be completed as part of the Sakhalin-1 Project. It was drilled in 61 days, more than 15 days ahead of schedule and below expected cost with no safety or environmental incidents.

Since the first Sakhalin-1 well was drilled in 2003, the time required to drill these world-class wells has been reduced by more than fifty percent. When compared to industry benchmarks, Sakhalin-1 wells are the world's fastest drilled ERD wells.

"Exxon Mobil, through the operatorship of Exxon Neftegas Limited, is pleased that the Sakhalin-1 Consortium achieved this record-setting milestone," said Neil Duffin, president of Exxon Mobil Development Company. "Our consortium is committed to the continuing development of the Sakhalin-1 Project which will require significant investment, planning, execution, operating expertise and the employment of leading-edge technology."

The project team applied ExxonMobil proprietary technologies, including Integrated Hole Quality (IHQ) technology and the Fast Drill Process, to deliver the Z-11 well.

"The physics based modeling and experimental validations of our IHQ technology allowed us to successfully design and drill the Z-11," said Steve Cassiani, president of Exxon Mobil Upstream Research Company. "With this technology we were able to take into account a broad range of interdependent design variables including rock strengths, stresses, and wellbore hydraulics to successfully drill this well."

Used in conjunction with IHQ technology was an optimization process called Fast Drill, which is a unique energy-based analysis tool and work process that allows rig site and drilling engineering personnel to maximize performance in every foot of hole drilled.

The Sakhalin-1 Project will bring significant economic benefits to Russia including over US\$50 billion in direct revenues to the Russian state, major infrastructure improvements, technology transfer and the supply of natural gas to customers in the Khabarovsk Krai in the Russian Far East. Notably, over 80 percent of the Sakhalin-1 Project drilling rig operators are Russian nationals and project contract awards to Russian companies have reached approximately US\$3.8 billion.

Exxon Neftegas Limited (30 percent interest) is operator for the project, which includes the Japanese company Sakhalin Oil and Gas Development Co. Ltd., (30 percent); affiliates of Rosneft, the Russian state-owned oil company, RN-Astra (8.5 percent), Sakhalinmorneftegas-Shelf (11.5 percent); and the Indian state-owned oil company ONGC Videsh Ltd. (20 percent).

CANARGO: MANAVI TESTING CONTINUES IN GEORGIA

CanArgo Energy Corp. on Monday provided an update on its operations activities in Georgia, in particular the ongoing testing operations on the Manavi M12 well.

An initial acid stimulation program has been completed on the M12 well, located on the potentially significant Manavi oil discovery in eastern Georgia. The operation was performed over a 564 foot (172 meter) interval consisting primarily of Cretaceous limestone where the best hydrocarbon shows were observed during drilling. On

КОМПАНИЯ CANARGO ПРОВОДИТ ПРОБНОЕ БУРЕНИЕ НА ГРУЗИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ MANAVI

Компания CanArgo Energy Corp. возобновила бурильные работы в Грузии, где проводится испытание скважины Манави M12.

В этой скважине, расположенной на потенциально нефтеносном месторождении Манави в восточной Грузии, было произведено пробное стимулирование притока с помощью кислотной обработки. Операция проводилась на глубине 564 футов (172 метров) в породе, состоящей преимущественно из мелового известняка. Именно в этом слое были получены оптимальные пробы углеводорода. После стимулирования, проводившегося с помощью кислотной обработки под низким давлением и колтюбинговой установки, на скважине забил фонтан, дающий 46 баррелей жидкости в час (1.104 баррелей в день) со значительной примесью газа. Непосредственно перед началом процесса давление в скважине было увеличено, приблизительно, до 1.600 фунтов/кв. дюймов (110 баров). В течение 12 часов из скважины поступило 402 барреля жидкости, состоящей из технического раствора и реагентов, полимерного бурового раствора, нефти и газа. Максимальное содержание нефти в жидкости – более 50%.

Однако затем приток нефти прекратился. Из этого был сделан вывод о том, что повреждение пласта не может быть устранено простым стимулированием. Для возобновления естественного притока придется прибегнуть к более мощному оборудованию и вызвать гидравлический разрыв пласта, сопровождаемая его кислотной обработкой. В прочем, вероятность того, что придется прибегнуть к подобному методу, никогда не исключалась. Поскольку фонтан в скважине иссяк, а в обратном потоке был обнаружен буровой раствор, очевидно, что там образовалась закупорка, главным образом, из-за проникновения бурового раствора. Бурение показало эффективность использования кислоты для вызова притока и подтвердило наличие нефти в месторождении. Однако необходимо дополнительное давление для проникновения через поврежденный пласт и установления постоянного притока из неповрежденной зоны.

В настоящее время в Грузии нет оборудования, необходимого для произведения гидравлического разрыва, и компании придется прибегнуть к услугам ведущих производителей подобного оборудования для строительства установки на скважине M12 в кратчайшие сроки.

Еще одна вышка CanArgo расположена на скважине Кумиси №1. Это поисковая скважина, находящаяся на меловом газоконденсатном месторождении Западное Рустави №16, открытом еще в советские времена. Сейсмический анализ, проведенный CanArgo в данном регионе, указывает на большие запасы пласта и его хорошую продуктивность. Месторождение расположено к югу от Тбилиси, в непосредственной близости от промышленной зоны г. Рустави, ТЭЦ г. Гардабани и Южно-Кавказского газопровода, ведущего из Азербайджана в Турцию. На скважине будет произведено пробное бурение сквозь слой мелового известняка, начинающийся на глубине 9,845 футов (около 3,000 метров), и вулканический слой эллипсоидной лавы, начинающийся на глубине 10,830 футов (около 3,300 метров).

В скважину в Кумиси была спущена колона из 7 обсадных труб, которая была закреплена на глубине 8,881 футов (2,707 метров) в палеоценовом слое, нанесенный меловыми и карбонатными горными породами. В июне скважина будет углублена до отметки 12,140 футов (3,700 метров).

В скважине N52 Нинотсминдского месторождения, прорубленной еще в 1987 г, компания CanArgo осуществляет капитальный ремонт. Из скважины было извлечено 6,560 футов (около 2,000 метров) поврежденных труб, при этом предполагается, что еще 2,300 футов (приблизительно 700 метров)

stimulation, which involved a low pressure acid squeeze using a coiled tubing unit, the well flowed back unaided and produced liquids at rates of up to 46 barrels per hour (1,104 barrels per day) and a sizeable gas flare. Immediately prior to the treatment process, the wellhead pressure had increased to approximately 1,600 psig (110 bars). Over a 12 hour period, the well produced a total of 402 barrels of liquids consisting of pumped fluid and chemicals, polymer drilling mud released from the reservoir, oil and gas. The maximum oil cut observed was in excess of 50%.

The well, however, did not sustain flow, and it is now concluded that the extent of the formation damage is beyond that which can be cleaned using a simple acid stimulation process, and will require more powerful pumping equipment to perform a hydraulic fracturing of the formation with acid, this having always been regarded as a possibility. As the well was not able to sustain flow, and as drilling mud was observed in the return flow, it is clear that there continues to be a blockage in the vicinity of the well bore and invasion of drilling mud would appear to be a major factor. The results of the treatment suggest that acid is the correct approach to opening this formation up to flow while at the same time has proven the presence of oil in the reservoir. However, additional pump pressure is required to fracture the reservoir beyond the damaged zone and establish communication with undamaged formation.

Currently, equipment to carry out a hydraulic fracturing operation is not available in Georgia and the Company is now approaching the major service companies which provide hydraulic fracturing services and equipment in order to get a unit to Georgia to perform this work on the M12 well as quickly as possible.

The Kumisi #1 well which is being drilled with CanArgo Rig #2, is an appraisal well to the West Rustavi #16 Cretaceous gas condensate discovery made in Soviet times. Seismic data shot by CanArgo indicates a potentially large structure may be present and test data from the discovery well indicates that reservoir productivity should be good. This prospect is situated just to the south of the capital city, Tbilisi, close to the Rustavi industrial complex, the Gardabani thermal power plant and the route of the new South Caucasus gas trunkline from Azerbaijan to Turkey. The well is designed to test the Cretaceous limestones, the top of which is prognosed to be at a depth of approximately 9,845 feet (approximately 3,000 meters), and an underlying volcanic sequence of pillow lavas at a depth of approximately 10,830 feet (approximately 3,300 meters).

In the Kumisi well, a 7" casing string has been successfully run and cemented at a depth of 8,881 feet (2,707 meters) in Palaeocene shales, which are expected to provide a potential cap rock to the Cretaceous, carbonates. The well is currently preparing to drill ahead and is expected to reach target depth of 12,140 feet (3,700 meters) in June.

At the Ninotsminda Field, the workover on the N52 well which was drilled in 1987 prior to CanArgo's involvement in the field is progressing well with over 6,560 feet (approximately 2,000 meters) of the lost production tubing having been recovered from the well with possibly as much as a further 2,300 feet (approximately 700 meters) of tubing remaining in the well. On recovering all of the tubing, it is planned to perforate the Middle Eocene reservoir interval and put the well on production. The well had never been put into production and is located in the

по-прежнему остается в скважине. После того, как остатки труб будут извлечены, планируется произвести бурение среднего эоценового слоя и запустить скважину. Это скважина, которая еще ни разу не эксплуатировалась, находится в восточной части Нинотсминдского месторождения, которое почти не имеет стоков и потому представляется одним оптимальным объектом для эксплуатации в самом ближайшем будущем.

ROXAR ВЫПУСТИЛ НОВУЮ ВЕРСИЮ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ

Рохар объявил о выпуске последней версии своего программного обеспечения по моделированию гидроразрыва FracPerm 2.0.

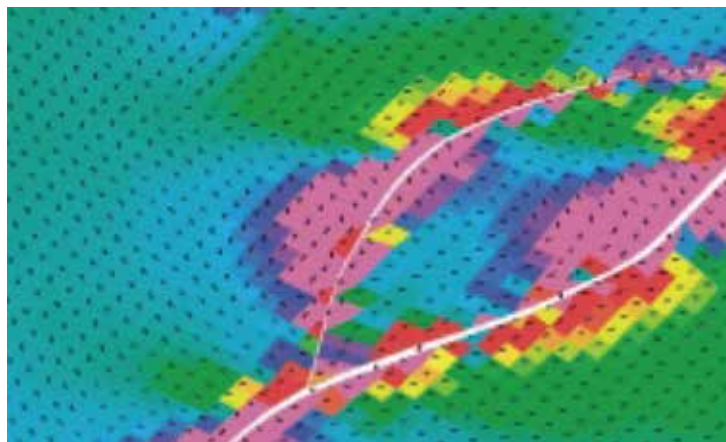
FracPerm является интегрированным, простым в использовании программным пакетом для моделирования гидроразрыва, который позволяет геологам и инженерам по изучению коллектора создавать детализированные, надёжные карты проницаемости, использующиеся при стимуляции притока и истории развития коллектора для снижения неопределённости.

Работая вместе с моделирующим программным обеспечением IRAP RMS, FracPerm 2.0 объединяет данные измерений, геологическую статистику и историю, рассматривая их с точки зрения обработки данных; такой подход обеспечивает максимальное использование доступных данных и даёт возможность быстро и интерактивно качественно управлять построенной моделью. Основными улучшениями пакета FracPerm 2.0 стали новый дизайн, простой интерфейс, упрощённый порядок работы и новая структура приложений, позволяющая работающему с ним инженеру лучше интегрировать другие программные средства и настраивать систему «под себя».

Руководитель Roxar Санди Эссломонт отмечает: «Когда в 2005 году пакет FracPerm впервые появился на рынке, он сразу же изменил отношение к моделированию гидроразрыва. Если ранее оно воспринималась как узкоспециализированная область производства, то сейчас это широко применяющийся инструмент, помогающий геологам, геофизикам и всей работающей команде достичь самых точных результатов при работе с моделями коллектора».

«Новая версия – следующий шаг на этом пути. Поскольку роль гидроразрыва продолжает расти, особенно с учётом того, что две трети мировых доказанных запасов лежит в областях, которые рассматриваются как возможные цели для проведения гидроразрыва пласта, улучшенная доступность, скорость и ответственность пакета FracPerm 2.0 гарантируют, что моделирование гидроразрыва останется краеугольным камнем для оценки рисков и управления неопределённостями коллектора на многие грядущие годы».

FracPerm работает как с геологическими, так и с имитационными моделями, рассматривая структуру коллектора и распределение фаций. Комбинация в FracPerm структурной геологии, интеграции



FracPerm 2.0 – Fracture Modeling Software

FracPerm 2.0 – Программное обеспечение для моделирования разрыва