

НОВОСТЬ
23.05.2022

ЛУКОЙЛ СОЗДАЛ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКУЮ МОДЕЛЬ ПЕРМОКАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Специалисты ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (100% дочернее общество ПАО «ЛУКОЙЛ») создали постоянно действующую геолого-гидродинамическую модель уникального по запасам и строению объекта – пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения.

Использование модели значительно сокращает рутинные процессы расчетов технологических параметров, оптимизирует процесс формирования таблиц, снижает субъективность расчетов. При этом модель отражает все физико-химические процессы, происходящие при разработке месторождения. На гидродинамической модели специалисты ЛУКОЙЛ-Инжиниринга проводят оперативные расчеты по оценке эффективности пароциклических обработок, закачки горячей воды, поверхностно-активных веществ, а также эксплуатационного бурения. Ранее специалисты ЛУКОЙЛ-Инжиниринга разработали геолого-литологическую модель месторождения пермокарбонтовой залежи Усинского месторождения, которая стала основой для геолого-гидродинамической модели.

В перспективе модель планируется применять для расчетов технологических показателей для проектной технической документации на разработку месторождения, расчетов эффективности геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта, для оценки эффективности бурения новых скважин и принятия оперативных решений по разработке залежи.

Особенности разработки пермокарбонтовой залежи обусловлены сложным геологическим строением массивного трещинновато-кавернозно-порового карбонатного резервуара высотой около 300 метров, содержащего сверхвязкую нефть. Неоднородность фильтрационно-емкостных свойств, развитие трещинноватости, кавернозности и карстовых полостей оказывают значительное влияние на процессы фильтрации флюида в пласте.

Для учета влияния вторичных изменений коллектора в геолого-гидродинамической модели применен подход комплексирования разномасштабных исследований. При создании массива проницаемости пласта использовались результаты геофизических исследований скважин, данные

керна, результаты гидродинамических исследований, данные о поглощениях буровых растворов, результаты 3D-сейсмических исследований. Также в геолого-технологической модели построен куб компонентного состава нефти с учетом вязкостей псевдокомпонентов при температуре и давлении, свойства которой соответствуют проведенным лабораторным исследованиям с привязкой к глубине отбора пробы. Для учета теплопереноса горных пород при воздействии тепловых методов в процессе моделирования учтен неколлектор.