

Экспериментальные исследования процесса разработки залежей нефти в условиях АВПД

*Э.А. Гарушев, К.Э. Джалалов, Е.А. Насонов,
А.А. Рогозин (ООО «НК «Роснефть-НТЦ»)*

Лимано-плавневая часть Приазовья является наиболее перспективным объектом для поисков углеводородов в Краснодарском крае. В 1996-2008 гг. в пределах Сладковско-Морозовского и Темрюкско-Ахтарского участков открыты и введены в разработку 14 месторождений, приуроченных к чокракским отложениям среднего миоцена и залегающих на глубинах от 2800 до 3700 м. Месторождения характеризуются близкими свойствами коллекторов и пластовых флюидов. Отличительными особенностями всех залежей являются аномально высокое пластовое давление (АВПД) 45,3-62,4 МПа, превышающее гидростатическое в 1,7-1,9 раз, низкая вязкость пластовой нефти 0,15-0,44 мПа·с, высокое газосодержание 320-1170 м³/м³.

В ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» выполнен комплекс экспериментальных исследований процесса разработки залежей нефти в условиях АВПД.

Физическое моделирование процесса вытеснения нефти выполнено с соблюдением критериев приближенного моделирования, т.е. в условиях, максимально близких к пластовым: пластовое давление – 59,5 МПа, горное – 67 МПа, пластовая температура – 112 °С, вязкость пластовой нефти – 0,3 мПа·с. В экспериментах использованы образцы кернового материала, отобранного из скв. 1 площади Новая.

В первой серии экспериментов определялись коэффициенты вытеснения и остаточной нефтенасыщенности при отборе углеводородов на естественном режиме с последующим довытеснением пластовой водой, во второй – моделировалось вытеснение нефти пластовой водой при начальных термобарических условиях.

Результаты экспериментов свидетельствуют о достаточно высоком коэффициенте вытеснения нефти на естественном режиме (0,47), что подтверждает высокую потенциальную энергию упругого режима, а после снижения пластового давления ниже давления насыщения (40,5 МПа) – режима растворенного газа. Довытеснение нефти пластовой водой позволяет повысить коэффициент вытеснения до 0,75. В условиях непрерывного вытеснения нефти пластовой водой при начальных термобарических условиях коэффициент вытеснения не превышает 0,72.

С учетом того, что в рассматриваемых залежах отсутствует ВНК, а в процессе их эксплуатации со временем наблюдается появление воды в добываемой продукции, были проведены специальные исследования процесса отжима воды из глин при изменении начальных термобарических условий.

На первом этапе на установке АР-608 на 10 образцах керна проведены исследования изменения пористости глинистых пород по газу в зависимости от изменения эффективного давления ($p_{гео} - p_{пл}$). При этом при увеличении эффективного давления на 20 МПа среднее уменьшение пористости составляет 25 %.

На следующем этапе на установке УИК-ПС были проведены эксперименты по моделированию напряженного состояния глин при начальных пластовых условиях и определению водоотдачи и уплотнения глин при изменении пластовых условий (четыре обработки). Увеличение эффективно-го давления на 20 и 30 МПа снизило пористость соответственно на 20 и 25 %.

Выполненный комплекс исследований позволяет обосновать рациональную систему разработки залежей нефти с АВПД.