

Выводы:

Проведя анализ имеющихся данных по содержанию в низкоомных породах-коллекторах глинистой фракции, железосодержащих соединений и минералов, а также анализируя условия осадконакопления, можно сделать вывод о том, что низкоомность коллекторов, вскрытых скважинами Катальгинского месторождения, вероятно, связана с ухудшением ФЕС пласта Ю₁¹ из-за особенностей условий седиментации и, возможно, с увеличением алевроитовой фракции и формированием первичного преимущественно мелкопорового коллектора. Наличие низкоомности в пределах Западно-Катальгинского месторождения с геологическими причинами не коррелируется, что обуславливает актуальность проблемы по выяснению причин возникновения низких удельных электрических сопротивления в продуктивных пластах.

Литература

1. Ежова А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия ТПУ, 2006. – Т. 309. – № 6. – С. 23 – 26.
2. Мельник И.А. Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах // Геофизические исследования, 2014. – Т. 15. – №3. – С. 44 – 53.

**УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
С ПОМОЩЬЮ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

К.Ю. Майков

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

В связи с кризисной ситуацией в мире и принятием стран ОПЕК решения о заморозке добычи УВ, недропользователям остается лишь снизить объемы бурения на действующих месторождениях и отложить запуск новых. Для зрелых месторождений необходимо скорректировать схемы разработки участков с учетом сохранения коэффициента извлечения нефти на целевом уровне.

Поэтому перед нефтедобывающими компаниями ставится целый ряд задач касательно оптимизации, повышения нефтеотдачи и минимизации рисков возможных осложнений в процессе разработки месторождений. Решение данных задач во многом возможно за счет применения различных методов воздействия на пласты, осуществляемых с конечной целью наиболее полного извлечения углеводородного сырья из горных пород при оптимальных экономических затратах. Однако планирование данных мероприятий невозможно без максимально полного комплекса геологической информации, особенно если месторождение имеет достаточно сложное геологическое строение [2, 3].

Цель работы заключается в уточнении геологического строения месторождений с помощью гидродинамических исследований скважин (ГДИС), на примере одного из месторождений Западной Сибири, расположенного на территории Каргасокского района Томской области.

Месторождение открыто в 2007 году в результате бурения и испытания поисковой скважины 2 и получения в ней притока нефти на глубине 2979-3004 м (пласт Ю₁⁵) объемом 14,4 м³/сут на СДУ 1310 м.

Промышленная нефтеносность месторождения установлена в терригенных отложениях васюганской (пласт Ю₁³⁻⁴) и пешковской (пласт Ю₁⁵) свит позднечулымского возраста.

Рассмотрим наиболее подробно отложения пласта Ю₁³⁻⁴, представленного переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Пористость изменяется от 13,0 до 21,1%, проницаемость варьируется в пределах 1,0-318,2·10⁻³ мкм². Остаточная водонасыщенность изменяется от 17,5 до 47,2%.

По результатам лабораторных анализов проб флюида, нефть можно классифицировать как легкую (плотность нефти в поверхностных условиях составляет 829,6 кг/м³), малосернистую (содержание серы – 0,4%), смолистую (содержание смолисто-асфальтеновых веществ – 6,8%), парафинистую (содержание парафинов – 4,4%).

Так как в процессе разработки пласты Ю₁³, Ю₁⁴ были объединены в единый эксплуатационный объект, то для принятия оперативных решений по повышению эффективности нефтеизвлечения необходимо иметь достоверную информацию о расположении высокопроницаемых каналов (возможно, системы трещин) в межскважинном пространстве. В этих условиях актуально проведение помимо стандартных методов ГДИС, еще и трассерных (индикаторных) исследований для определения фильтрационных параметров пласта.

Основными задачами подобных исследований является:

- установление гидродинамической связи между выбранными нагнетательными скважинами и окружающими добывающими скважинами;
- определение основных источников обводнения реагирующих добывающих скважин;
- оценка текущих фильтрационно-емкостных параметров исследуемых пластов;
- трассирование и определение производительности фильтрационных потоков от исследуемых нагнетательных скважин.

Индикаторные исследования на исследуемом месторождении проводились по 10 нагнетательным скважинам. Работы начались с закачки разнотипных меченых жидкостей в нагнетательные скважины, перфорированные на

пласты Ю₁³, Ю₁⁴. В качестве индикаторов для приготовления меченых жидкостей использовались стабильные, экологически безвредные химические вещества: флуоресцеин натрия, тринатрийфосфат, эозин, родамин «Ж», роданистый аммоний, карбамид.

В ходе исследования было проанализировано 10 опытных участков, включающих 10 нагнетательных и 14 добывающих скважин. Были проанализированы розы-диаграммы трассирования фильтрационных потоков по пластам и построены карты распределения фильтрационных параметров, полученных по результатам ГДИС (как стандартными методами, так и трассерными исследованиями).

Анализ результатов трассерных исследований показал, что основные объемы меченой воды в районе исследованных нагнетательных скважин направлены к двум-трем добывающим скважинам, определяющим гидродинамическую обстановку участков. Характер распределения фильтрационных потоков по направлениям от большинства нагнетательных скважин свидетельствуют о высокой фильтрационной неоднородности пластов Ю₁³⁻⁴, как по разрезу, так и по площади распространения коллекторов. Исследования показали основное распределение фильтрационных потоков от большинства нагнетательных скважин с севера на юг.

В процессе разработки рассматриваемого месторождения происходит увеличение гидропроводности пласта в направлении ряда добывающих скважин по сети высокопроницаемых трещин. Наличие высокопроницаемых трещин приводит к преждевременному прорыву воды (опережающая фильтрация), растущей непроизводительной закачке и соответственно низкому охвату процессом заводнения. Следует отметить, что результаты исследований показали низкую производительность фильтрации воды по трещинам (0,001-0,4 м³/сут) и соответственно небольшие значения непроизводительной закачки в пределах опытных участков (0,2-2,3). Однако в процессе исследований определены высокие скорости фильтрации меченых жидкостей (30-170 м³/сут) и выявлена аномально высокая проницаемость трещин (2-8,5 мкм²) в направлении ряда добывающих скважин и особенно это характерно для южной и северной частей месторождения. Кроме того, в южной части месторождения определены более высокие значения эффективного водозамещенного объема, составляющего 60-116 м³, по сравнению со значениями на остальных участках исследований.

В результате влияния на залежь нагнетательного фонда и отборов горизонтальными эксплуатационными скважинами образуются сложные гидродинамические поля с глубокими депрессионными воронками. В этих условиях линии тока от одних нагнетательных скважин могут иметь сложную конфигурацию и глубоко проникать в зоны влияния других нагнетательных скважин, что четко установлено трассерными исследованиями по оценке их совместного воздействия на одни и те же добывающие скважины на всех 10 опытных участках.

Промышленно-геофизические исследования, произведенные по нагнетательным скважинам, показали, что основная часть закачиваемой воды (40-80%) поглощается узкими интервалами, толщиной 0,5-1 м преимущественно в кровельной области пласта. Предполагаем, что основное перемещение меченой жидкости, и соответственно нагнетаемой воды осуществляется именно по кровле пласта Ю₁³.

Для оптимизации гидродинамической обстановки участка и увеличения охвата заводнением предлагается запланировать геолого-технические мероприятия по обработке пласта «мягкими» физико-химическими композициями – например, гелеобразующие системы (Геопан + CaCl₂) [1].

Рекомендуется не увеличивать производительность погружного насосного оборудования по добывающим скважинам с высоким процентом выноса индикатора. В противном случае увеличение депрессии на пласт приведет к резкому увеличению темпа обводнения продукции добывающих скважин и соответственно уменьшению дебитов нефти.

Для определения дополнительного источника обводнения добывающих скважин необходимо запланировать физико-химические методы контроля (определение коэффициента светопоглощения, диэлектрической проницаемости, скорости ультразвука в пробах нефти) с целью определения скорости и направления перемещения нефтеносных контуров на месторождении, а также прогнозирования резкого обводнения добывающих скважин.

Литература

1. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И., Телин А. Г., Потапов А.М. Разработка нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1994. – 312 с.
2. Костюченко С.В., Тюнькин А.И. и др. Методика уточнения структур геолого-технологических моделей по результатам трассерных и гидродинамических исследований // Нефтяное хозяйство, 2008. – № 5. – С. 42 – 45.
3. Костюченко С.В., Ямпольский В.З. Мониторинг и моделирование нефтяных месторождений. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 246 с.