

Здравствуйтесь, уважаемые члены государственной аттестационной комиссии. Вашему вниманию представляется курсовая работа на тему **«Геологическое строение Мессояхского месторождения в связи с его разведкой».**

Итак, **целью** настоящей курсовой работы является изучение геологического строения Мессояхского месторождения в связи с его разведкой.

Для достижения цели в данной курсовой работе проведен анализ ранее проведенных работ с целью определения особенностей пластов с различным углеводородосодержанием Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения. Первое из группы Мессояхских месторождений — Западно-Мессояхское газонефтяное — было открыто в 1983 году, второе — Восточно-Мессояхское нефтегазоконденсатное — в 1990-м. Это самые северные из разрабатываемых нефтяных материковых месторождений России. Сложное геологическое строение и отсутствие транспортной инфраструктуры отложили начало освоения Мессояхи до второго десятилетия XXI века.

Итак, перспективы развития Восточно-Мессояхского месторождения связаны в числе прочего с вовлечением в добычу запасов глубоких (около 3 000 м) запасов ачимовской толщи. В 2019 году предприятие приступило к полномасштабному освоению ачимовских залежей, геологические ресурсы которых оцениваются в 111 млн тонн. Пробуренные на эти пласты глубокие скважины продемонстрировали дебит в 5-8 раз выше среднего показателя по активу. Разработка Западно-Мессояхского месторождения, извлекаемые запасы которого составляют 129 млн тонн нефти и газового конденсата и 74,2 млрд м³ газа — еще одно направление развития «Мессояхи». Геологические условия двух активов схожи, а значит на Западной Мессояхе могут применяться технологии, уже зарекомендовавшие себя при разработке Восточного участка: горизонтальные скважины и фишбоны.

Далее проведен анализ ранее проведенных работ с целью определения особенностей пластов с различным углеводородосодержанием Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения.

Итак, для анализа были выбраны пласты ПК1-3, МХ1-4, БУ6-8. Далее проследим основные закономерности и связи отдельных данных и проведенных исследований. Литологически отложения пластов групп ПК, МХ, БУ, согласно керновым данным, представлены песчаниками, алевролитами, глинами, аргиллитами и их переслаиванием. Коллекторами нефти и газа в пластах группы ПК являются песчаники слабосцементированные как однородные, так и горизонтально-слоистые. В песчаниках преобладающие размеры обломков 0,10-0,16 мм, сортировка материала средняя, обломки полуокатанные. По составу скелетной части

песчаники аркозовые и близкие к полимиктовым, кварца и полевого шпата примерно в равных количествах, обломков пород от 10% до 25%, слюды – 2-3%. Цемент пленочно-поровый, его количество до 10- 12%.

Таким образом, проведенные исследования показывают, что в результатах геофизических исследований скважин содержится гораздо больше геолого-прогнозной информации, чем это принято считать. На продуктивность конкретного интервала разреза указывает не только геофизические особенности нефтегазонасыщенной части пласта, что очевидно, но и геофизическая характеристика его водоносной части, а также перекрывающих глинистых отложений. Информативными признаками продуктивности разреза являются не только средние значения геофизических параметров, что принимается при интерпретации геофизических данных, но и взаимоотношения между этими параметрами (наличие, знак и теснота корреляционных зависимостей).

Также пласты характеризуются более низкими дебитами, в сравнении с пластами ПК1- 2. Однако и на этом разрезе можно видеть влияние качества локальной покрышки на нефтегазонасыщенность пласта. Самые высокие притоки газа и нефти наблюдаются в пласте под покрышкой, которая отличается самой высокой электропроводностью, низким сопротивлением и очень низкими показаниями нейтронного каротажа.

Таким образом, разложение идет своеобразными волнами, снижение давления ниже равновесного – начало разложения гидрата – начало процесса поддержания давления, охлаждение зоны разложения - остановка разложения — добыча выделившегося газа — прогрев зоны разложения, снижение давления ниже равновесного и начало разложения гидрата снова. Это хорошо видно из графика зависимости давления от времени. Температуры в районе отверстий перфорации у начального контакта газ-газогидрат в скважине №2 соответствуют температурным измерениям в скважине, проводившимся в 1985 и 2010 гг.

Также с позиций геологического времени, совсем недавно, не более 2 тысяч лет тому назад, толща мерзлых пород в данном регионе превышала 500 м, а месторождение полностью было газогидратным. Подошвенные воды могли контактировать с нефтяной оторочкой или непосредственно с газогидратом, зависимо от конкретных термобарических условий месторождения. Залежь свободного газа отсутствовала. С повышением температуры в разрезе пород нижние слои гидрата разлагались, формируя залежь свободного газа и отжимая нефть за пределы данной антиклинали.

Далее в работе рассмотрены запасы газа на добычи на Западно-Мессояхском Восточно-Мессояхском месторождениях и изучено их геологическое строение. Запасы месторождений (Восточно-Мессояхское и

Западно-Мессояхское) по категориям АВС1+В2С2 составляют 492,8 млн тонн нефти и газового конденсата, а также 170,6 млрд кубометров природного и попутного газа. Площадь лицензионных участков — 7278,46 кв. км, глубина залегания основного продуктивного пласта — примерно 800 м. В настоящее время доразведка недр лицензионных участков продолжается.

Также результаты, полученные на модели, дали хорошее совпадение с фактическими показателями разработки. Удалось определить количество газа, полученного при разложении гидрата, и его долю в общей добыче из месторождения. Объем газа, полученного при разложении гидрата, составил 5.4 млрд. мЗ, что составляет 41.8%. Эта же цифра была получена на неизотермической модели. Удалось вычислить объем воды, поступившей в залежь в результате разложения гидратов, который составил порядка 30 млн. мЗ.

Таким образом, Цель работы достигнута.

Спасибо за внимание! Доклад окончен.