

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

А.К. Бурков

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

К месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами нефти, кроме нефтяных месторождений в баженовской свите, относят также нефтегазоконденсатные месторождения, если извлечение нефти из нефтяных оторочек целесообразно по геолого-экономическим показателям. Типичным примером такого месторождения является Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение, содержащее самые крупные на полуострове Ямал запасы нефти. По информации разрабатывающей компании ПАО «Газпром нефть» к середине 2016 года накопленная добыча нефти достигла 1 млн. тон. Специально для отгрузки нефти этого месторождения морским путем в 2016 году был введен в эксплуатацию нефтеналивной терминал «Ворота Арктики». Проблемы с извлечением нефти из нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) обусловлены мощными залежами газа и конденсата над нефтяными оторочками. Основным решением проблемы трудноизвлекаемых запасов нефти на Новопортовском НГКМ является бурение горизонтальных скважин по нефтеносной части пласта (в частности, компанией «Газпром нефть» пробурена скважина с горизонтальным стволом 2000 м), а также поддержание естественной энергетики пласта с помощью обратной закачки в него высушенного газа [3].

Новопортовское НГКМ отличается сложным геологическим строением и большим интервалом нефтегазоносности (около 2500 м). Залежи углеводородов локализованы от сеномана (пласт ПК₁, газ) до нижней юры (пласты Ю₁₁, газоконденсат). Нефтегазоконденсатные залежи размещены в нижнемеловых отложениях новопокурской толщи (пласты групп БЯ₂₃₋₂₄ и НП₁₋₈) и среднеюрских отложениях тюменской свиты (Ю₂₋₆). Наибольшие запасы нефти и газа сосредоточены в пластах Ю₂₋₆ [3].

Цель исследования – выявление геофизических особенностей нефтеносных интервалов Новопортовского НГКМ. Объекты исследований: основной нефтепродуктивный горизонт Ю₂₋₆; пласты новопокурской серии (для сравнения). Анализировались результаты геофизических исследований (ГИС) по трем скважинам (номера скважин условные). Скважина 6 (количественный анализ, рис. 1, 2 и табл.) размещена в интервале нефтенасыщенных толщин 10-20 м, при испытании дала однофазный приток нефти. Скважины 4 и 2 (качественный анализ) размещены в зоне нефтенасыщенных толщин 0-10 м и за пределами нефтенасыщенности горизонта Ю₂₋₆ соответственно.

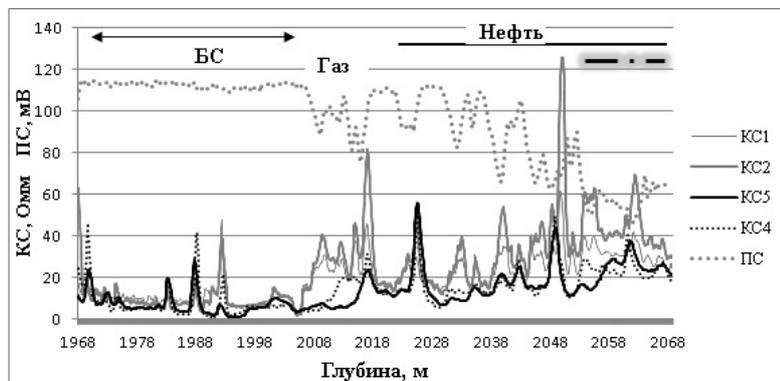


Рис. 1. Изменение показаний электрических методов ГИС в интервале «баженовская свита – горизонт Ю₂₋₆» (скважина 9). На диаграмме показаны интервалы баженовской свиты (БС), газовой и нефтяной части пластов горизонта, положение мощного пласта с однофазным притоком нефти

Качественный анализ результатов ГИС позволил выявить следующие особенности Новопортовского НГКМ:

- в многопластовости НГКМ большую роль играют покрывки. Пласты наиболее продуктивного горизонта Ю₂₋₆ отделены от пластов новопокурской серии региональной покрывкой – баженовской свитой, а вторжению газа в пласты Ю₂₋₆ снизу препятствуют отложения тогурской свиты – региональной покрывки для газоконденсатных залежей Ю₁₁;
- геофизическая характеристика баженовской свиты существенно отличается от таковой нефтяных месторождений Западной Сибири [1]. Главное отличие заключается в том, что она не выделяется аномально высокими значениями радиоактивности (ГК) и электрического сопротивления (КС).
- в сравнении с непродуктивной скважиной 2 в разрезах скв. 4 и 9 широко развиты процессы карбонатизации (максимумы показаний методов КС, нейтронного каротажа, глубокие минимумы ГК и индукционного каротажа ИК) по всему интервалу нефтенасыщенности, а также более выразительные показания метода электрической поляризации ПС (глубокие отрицательные аномалии) в группе пластов Ю₂₋₆.

Количественный анализ результатов ГИС был направлен на выявлении геофизических характеристик покрывок нефтеносной части разреза Новопортовского НГКМ и наиболее продуктивного из пластов Ю₂₋₆.

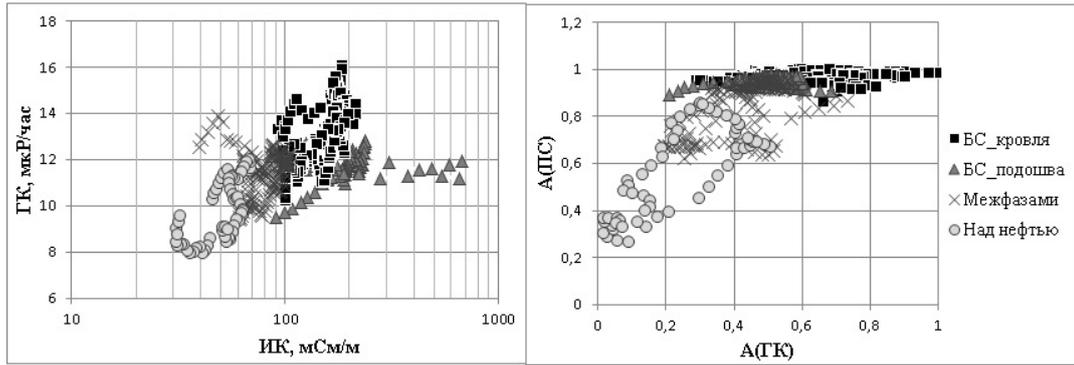


Рис. 2. Кроссплоты геофизических параметров региональной покрывки (кровельная и подошвенная части баженовской свиты) и пород-неколлекторов: между группами газовых и нефтяных пластов; в нефтяной группе выше основного нефтепродуктивного пласта. А(ПС) и А(ГК) – нормированные значения показаний соответствующих методов

Результаты количественного анализа данных ГИС по интервалу разреза скважины 9 «баженовская свита – пласты Ю_{2,6}» (рис. 1, 2; табл.):

- баженовская свита на каротажных диаграммах выделяется пониженными сопротивлениями (КС, рис. 1) и повышенными показаниями ИК (рис. 2). По данным ГИС подошвенная и кровельная части баженовской свиты различаются. Граница соответствует карбонатизированным породам на глубине около 1993 м;
- в направлении к наиболее продуктивному пласту понижаются показания ПС против пластов и увеличиваются показания КС разных размеров зондов против пластов и в межпластовом пространстве. Пласт с однофазным притоком нефти отличается улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (глубокий минимум ПС), повышенными показаниями наиболее глубоких зондов КС и наиболее карбонатизированными надпластовыми неколлекторами (рис. 2). Большая мощность пласта и устойчивая кровля благоприятны для бурения горизонтальных скважин с многократным ГРП.

Таблица 2

Статистические характеристики (медиана/среднее, интервал изменения) пород-покрывок нефтегазоносных комплексов Новопортовского НГКМ (скважина 9)

Покрывка групп:	БК, Омм	ИК, мСм/м	ГК, мкР/час	МГЗ-МПЗ*, Омм
Газоносных пластов БЯ ₂₃ ... НП ₄	5,6 / 5,5 (4,0...6,9)	186,9 / 187,9 (154,1...241,0)	11,9 / 11,8 (9,6...13,7)	0,21 / 0,28 (-4,02...5,28)
Нефтеносных пластов НП _{5,1} ... НП ₇	7,7 / 8,3 (6,3...21,7)	129,5 / 126,5 (77,6...143,3)	9,5 / 11,3 (8,1...14,4)	1,74 / 1,95 (-2,67...10,90)
Газо-нефтеносных пластов Ю _{2,6}	6,8 / 9,5 (2,2...140,1)	163,1 / 168,2 (86,2...670,8)	12,4 / 12,7 (9,5...16,1)	0,8 / 1,0 (-18,31...11,13)

*Разность между показаниями микроградиент и микропотенциал зондов

Анализ количественных показателей пород-покрывок основных групп пластов (табл.) показывает, что хорошими изоляционными свойствами обладает покрывка, перекрывающая пласты новопортовской серии (пласты БЯ₂₃...НП₄). Она отличается высокой однородностью показателей и очень высокими значениями ИК (низкими БК). Причина – тонкозернистый состав, возможно, аномально высокое поровое давление. Данная покрывка может быть признана близким геофизическим аналогом алымской свиты, отложения которой перекрывают неокотский нефтеносный комплекс центральной части Западной Сибири.

Отложения, перекрывающие нефтеносные пласты НП_{5,1}...НП₇, скорее всего, в небольшой степени карбонатизированы (низкие показания ИК и ГК, повышенные БК).

Баженовская свита как покрывка несет в себе черты и уже упомянутой покрывки новопокурской серии, и баженовской свиты нефтяных месторождений Западной Сибири, породы которой в разной степени карбонатизированы. Отсюда следует очень высокая геофизическая неоднородность пород свиты. Пока нет обоснованного ответа на вопрос, ухудшает или улучшает это обстоятельство изоляционные свойства баженовской свиты Новопортовского НГКМ. Не ясна и причина существования нефти в пластах Ю_{2,6} с растущей при увеличении глубины нефтеносностью, которые отделены от баженовской свиты газовой шапкой. Также остается открытым вопрос, какое значение для строения и продуктивности разреза имеют отложения тогурской свиты.

Литература

1. Номоконова Г. Г. Геофизическая характеристика и нефтеносность баженовской свиты // Геофизические методы при разведке недр: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, посвященной 70-летию основания в Томском политехническом институте кафедры "Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых". – Томск, 2016. – С. 154-157.
2. Повышев К.И., Вершинин С.А., Верниковская О.С. Комплексная модель «пласт-скважина-инфраструктура» и ее возможности // «ПРОнефть. Профессионально о нефти». – 2016. – № 2. – С. 48-53.
3. Ушаев О.С., Чамеев И.Л., Баженов Д.Ю., Артамонов А.А. Оптимизация обратной закачки газа с целью увеличения нефтеотдачи на нефтегазоконденсатном месторождении // «ПРОнефть. Профессионально о нефти». – 2016. – № 2. – С. 54-60.