

УДК 622.276

АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ ПЛАСТА АС4-8 ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Юрасев А.Э., Романова М.Ю.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: yurasev_ae@mail.ru

Контроль за изменением текущей нефтенасыщенности объекта АС4-8 осуществляется следующими методами: углерод-кислородный каротаж в наблюдательных и эксплуатационных скважинах, в которых исследуемый пласт не перфорирован; данные электрометрии открытого ствола скважин, пробуренных на поздней стадии разработки (транзитные скважины); электрический каротаж в металлической колонне (наноэлектрический каротаж). По результатам исследований добывающих и нагнетательных скважин определялись параметры выработки пластов: коэффициент вторичного вскрытия, коэффициент работающей толщины, коэффициент охвата толщины пласта процессом вытеснения, коэффициент заводненной толщины, коэффициент вытеснения по данным геофизических исследований. По результатам промыслово-геофизических исследований добывающих, нагнетательных, наблюдательных и транзитных скважин построена карта текущих нефтенасыщенных толщин объекта АС4-8. Подвижные запасы нефти сосредоточены преимущественно в кровельных интервалах объекта АС4-8. Отмечается существенная дифференциация текущих запасов нефти по площади объекта.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, анализ выработки, геофизические исследования

ANALYSIS OF OIL AS4-8 FORMATION RESERVES DEVELOPMENT ON FEDOROVSKOE FIELD

Yurasev A.E., Romanova M.Y.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: yurasev_ae@mail.ru

Monitoring the changes in the current oil saturation AS4-8 object carried by the following methods: carbon-oxygen logging in observation and production wells in which the analyzed layer is not perforated; data electrometry open hole drilled in the late stage of development (transit wells); electrical logging in the metal column (nanoelectronic logging). According to the research of production and injection wells were determined by the parameters generating layers: the coefficient of secondary opening coefficient operating thickness, the thickness of the reservoir sweep efficiency displacement process, the flooded thickness factor, displacement factor according to geophysical research. As a result of geophysical studies of mining, injection, observation wells and transit based map of current net pay thicknesses AS4-8 object. Movable oil reserves are concentrated mainly in roofing intervals AS4-8 object. Noted significant differentiation of current oil reserves of the object area

Keywords: oil, gas, field, production analysis, geophysical exploration

Промыслово-геофизические исследования по контролю за выработкой запасов нефти объекта АС4-8 проведены в 345 добывающих, 796 нагнетательных, 73 наблюдательных и 518 транзитных скважинах.

Промыслово-геофизические исследования проводятся целью [1-5]:

- определения интервалов притоков пластового флюида и поглощения нагнетаемой воды;
- выявления источника обводнения;
- определения коэффициентов текущей нефтенасыщенности и вытеснения;
- изучения технического состояния эксплуатационной колонны и затрубного пространства;
- уточнения интервалов перфорации.

Контроль за текущей нефтенасыщенностью пластов осуществляется методом углерод-кислородного каротажа (С/О). В трех скважинах, оборудованных стеклопластиковой колонной, проводятся исследования методом высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ). Исследования проводятся в эксплуатационных и наблюдательных скважинах, в которых контролируемые пласты не перфорированы.

Контроль за изменением газонасыщенности в газовой шапке осуществляется методом нейтронного каротажа (НК). Исследования проводятся в эксплуатационных скважинах нижележащих пластов, в которых исследуемый пласт не перфорирован.

По результатам исследований добывающих и нагнетательных скважин определялись параметры выработки пластов:

- коэффициент вторичного вскрытия - отношение эффективной перфорированной толщины к общей эффективной толщине пласта;
- коэффициент работающей толщины - отношение работающей толщины к эффективной перфорированной толщине пласта (определяется методами термометрии и расходомерии);
- коэффициент охвата толщины пласта процессом вытеснения - отношение работающей толщины ко всей эффективной толщине пласта;
- коэффициент заводненной толщины - отношение заводненной толщины к общей эффективной толщине пласта (определяется методами на приток и состав флюида: термометрия, расходомерия, влагометрия, резистивиметрия, гамма-каротаж (радиогеохимический эффект));
- коэффициент вытеснения по данным ГИС - отношение разницы между начальной и текущей нефтенасыщенностью к коэффициенту начальной нефтенасыщенности (определяется по электрометрии скважин, пробуренных

на поздней стадии разработки, или по данным С/О каротажа и ВИКИЗ наблюдательных скважин).

Начальная эффективная нефтенасыщенная толщина объекта АС₄₋₈ в исследованных добывающих скважинах изменяется в диапазоне от 0.6 до 13.3 м и в среднем составляет 6.8 м.

В разрезе объекта присутствуют газ, нефть и вода, что отражается на степени вторичного вскрытия. В половине исследованных скважин непроницаемый раздел на уровне ГНК или ВНК отсутствует.

Контроль за изменением текущей нефтенасыщенности объекта АС₄₋₈ осуществляется следующими методами: углерод-кислородный каротаж в наблюдательных и эксплуатационных скважинах, в которых исследуемый пласт не перфорирован; ВИКИЗ в скважинах, оборудованных стеклопластиковой колонной; данные электрометрии открытого ствола скважин, пробуренных на поздней стадии разработки (транзитные скважины); электрический каротаж в металлической колонне (наноэлектрический каротаж НЭК).

Исследования методом углерод-кислородного каротажа проведены в 73 скважинах. В 20 скважинах по ряду геолого-технологических причин интерпретация проведена только на качественном уровне. Коэффициенты текущей нефтенасыщенности и вытеснения определены в 53 скважинах.

По результатам проведенных исследований установлен различный характер вытеснения запасов нефти по площади и разрезу объекта: отмечаются интервалы опережающего кровельного, подошвенного вытеснения, зоны равномерной выработки, участки с полностью выработанными подвижными запасами.

В целом отмечается более интенсивное вытеснение нефти из интервалов подошвы объекта АС₄₋₈.

Текущий коэффициент нефтенасыщенности в среднем составляет 0.37. Коэффициент вытеснения - 0.30.

В трех скважинах, оборудованных стеклопластиковой колонной, ежегодно проводятся исследования по определению текущей нефтегазонасыщенности методом ВИКИЗ.

Преимуществом метода является возможность количественной оценки вытеснения не только по нефтенасыщенной, но и по газонасыщенной части пласта. В совокупности с нейтронным методом возможна достоверная оценка интервалов внедрения нефти в газовую шапку пласта, выявление интервалов прорыва закачиваемой воды. Недостатком является недостоверность результатов в случае существенного изменения минерализации воды (прорыв пресной закачиваемой воды).

По результатам исследований установлено, что в подошве и середине нефтенасыщенной части объекта произошло полное вытеснение нефти водой. Удельное электрическое сопротивление (УЭС) в этих интервалах в среднем составляет 2.6 Ом·м (критерий получения промышленного притока нефти – 4.3 Ом·м).

Нефтенасыщенная толщина в среднем уменьшилась на 8.1 м (начальная нефтенасыщенная толщина — 9.4 м). В газонасыщенной части объекта 7.5 м замещено нефтью с водой.

Текущий уровень ВНК изменяется в диапазоне 1807-1813 м и в среднем составляет 1809.3 м.

Текущий коэффициент нефтенасыщенности в нефтенасыщенной части объекта в среднем составляет 0.31, коэффициент вытеснения - 0.44.

Для определения коэффициента текущей нефтенасыщенности использовались данные электрометрии 518 транзитных скважин, пробуренных на нижележащие объекты в период с 2011 по 2013 год.

Текущая нефтенасыщенная толщина в чистонефтяной и водонефтяной зоне в среднем составляет 5.1 м. Коэффициент нефтенасыщенности - 0.39. С учетом полностью промытых интервалов (к ним относятся водонасыщенные пропластки, расположенные выше принятого для объекта АС₄₋₈ начального уровня ВНК) коэффициент текущей нефтенасыщенности равен 0.36.

В связи с недостаточным объемом временных исследований нейтронным методом оценка коэффициента нефтенасыщенности в газонефтяной зоне транзитных скважин проведена по всей эффективной нефтегазонасыщенной толщине без разделения нефтенасыщенной толщины от газонасыщенной.

Текущая нефтегазонасыщенная толщина в газонефтяной зоне в среднем составляет 14.5 м. Коэффициент нефтегазонасыщенности - 0.46. С учетом полностью промытых интервалов коэффициент нефтегазонасыщенности равен 0.44.

В некоторых скважинах часть пропластков была исключена из расчетов средних показателей в связи с неоднозначностью оценки коэффициента нефтегазонасыщенности, преимущественно обусловленной прорывом пресной закачиваемой воды, а также рядом геологических факторов (влияние плотных прослоев, малая толщина пропластков и другие).

В скважине №7072 проведены исследования по определению коэффициента текущей нефтегазонасыщенности методом НЭК.

По данным электрического каротажа в металлической колонне произошло полное вытеснение нефти по всей эффективной толщине.

Промыслово-геофизические исследования по определению профиля приемистости проведены в 794 нагнетательных скважинах, включая пять законтурных.

Перфорацией вскрыто 83 % эффективной нефтенасыщенной толщины объекта. Коэффициент работающей толщины - 1.13. Коэффициент охвата поглощением в среднем равен 0.93.

В 269 нагнетательных скважинах, в том числе пяти законтурных, проведена перфорация водонасыщенных интервалов объекта. Перфорированная водонасыщенная толщина в этих скважинах в среднем составляет 3.2 м.

По данным механической расходомерии этих скважин за контур нефтеносности в среднем поступает 70 % закачиваемой воды. В целом по объекту объем воды, поступающий за контур нефтеносности вследствие перфорации водонасыщенной части, составляет 25 %.

В 192 нагнетательных скважинах отмечаются перетоки закачиваемой воды в неперфорированную водонасыщенную часть, что обусловлено отсутствием надежных непроницаемых разделов на уровне ВНК.

Работающая толщина по нефтенасыщенной части в среднем составляет 5.8 м. С учетом перетоков в контактные водонасыщенные интервалы работающая толщина в целом по водонефтенасыщенной части составляет 7.6 м.

В 339 нагнетательных скважинах проведена перфорация первоначально газонасыщенной толщины объекта. В 255 скважинах (32 % исследованного фонда) отмечаются перетоки закачиваемой воды в газонасыщенную часть.

В целом по первоначально газонасыщенной части коэффициент вторичного вскрытия равен 0.15.

Практически монолитное строение газонасыщенной части объекта обуславливает большое количество перетоков в контактные газонасыщенные интервалы и высокий коэффициент работающей толщины, равный 3.49.

В поглощении закачиваемой воды принимает участие 52 % эффективной первоначально газонасыщенной толщины объекта.

По результатам промыслово-геофизических исследований добывающих, нагнетательных, наблюдательных и транзитных скважин построена карта текущих нефтенасыщенных толщин объекта АС₄₋₈ (рисунок 1).

Подвижные запасы нефти сосредоточены преимущественно в кровельных интервалах объекта АС₄₋₈. Отмечается существенная дифференциация текущих запасов нефти по площади объекта

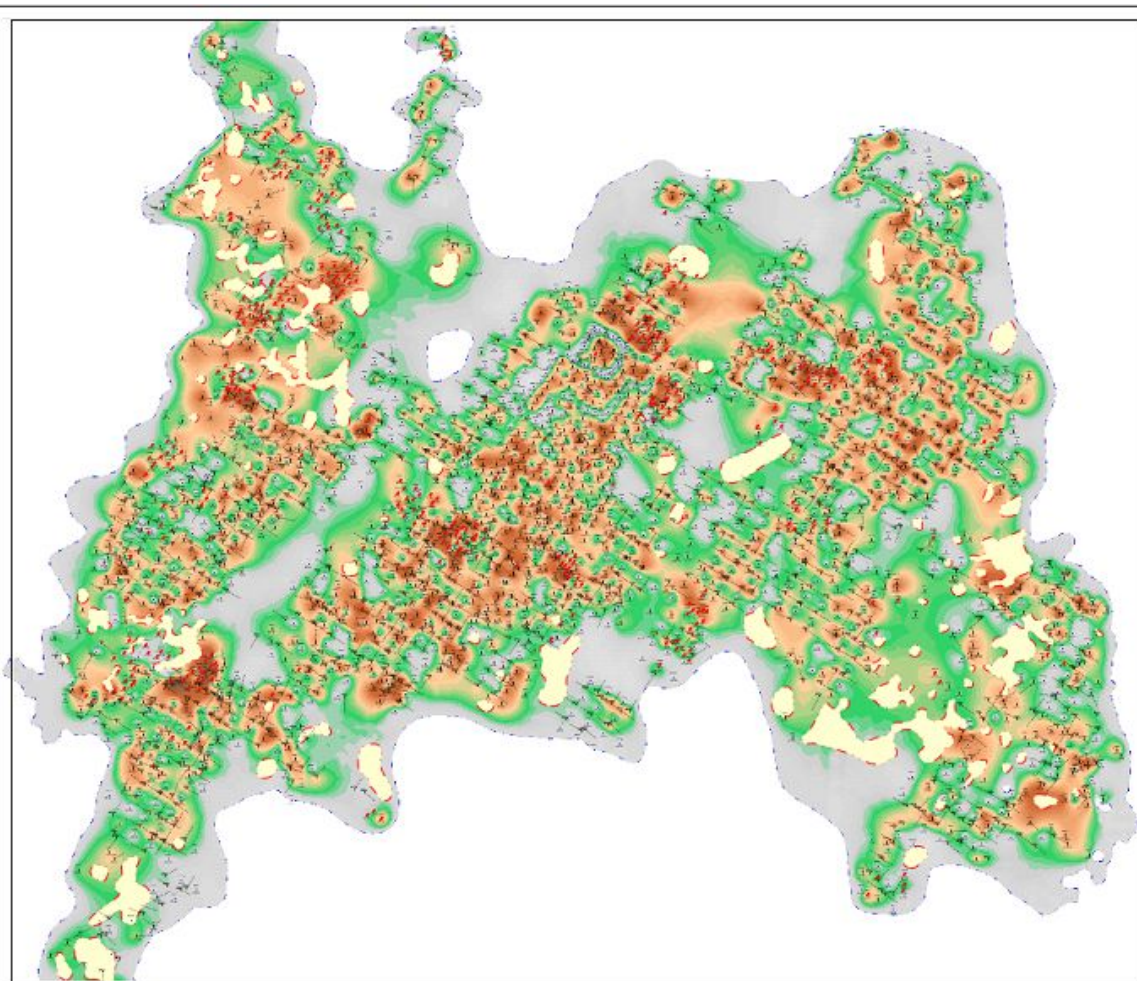


Рисунок 1 - Карта текущих нефтенасыщенных толщин объекта АС₄₋₈

Контроль за изменением газонасыщенности в газовой шапке объекта АС₄₋₈ осуществляется методом нейтронного каротажа. Исследования проводятся в эксплуатационных скважинах нижележащих пластов, в которых объект АС₄₋₈ не перфорирован.

В целом по объекту АС₄₋₈ исследования по контролю за изменением газонасыщенности и газоперетоками проведены в 3860 скважинах.

По результатам исследований установлено, что первоначально газонасыщенная часть объекта АС₄₋₈ имеет следующее насыщение: газ, газ+ жидкость (нефть или вода) и жидкость. Изменение в газонасыщенной части пласта произошло в 3621 скважинах (94 % исследованного фонда).

Полное замещение газонасыщенной толщины пласта жидкостью отмечено в 222 скважинах, частичное – в 3399 скважинах. В 239 скважинах газонасыщенная толщина объекта не изменилась.

Суммарная газонасыщенная толщина, замещенная жидкостью в исследованных скважинах – 23395.2 метра, что составляет 58 % от общей газонасыщенной толщины в исследованных скважинах.

Замещение газонасыщенной толщины преимущественно обусловлено прорывом нагнетаемой воды. Так как исследования нейтронным каротажем проводятся в неперфорированных интервалах, единственным признаком прорыва нагнетаемой воды является наличие радиогеохимического эффекта, сопровождаемое замещением газа по нейтронному методу, и в редких случаях – охлаждением по термометрии.

Замещение газонасыщенной толщины вследствие прорыва нагнетаемой воды выявлено в 2476 скважинах (64.1 % исследованного фонда скважин). Наибольшее количество скважин с прорывом нагнетаемой воды по газонасыщенной части объекта выявлено на Восточно-Моховой (север) и Моховой площадях, наименьшее – на Северо-Сургутской площади.

Замещение газонасыщенной толщины вследствие стягивания газожидкостного контакта (ГЖК) выявлено в 856 скважинах (22.2 % исследованного фонда). На Северо-Сургутской площади стягивание ГЖК – основной источник замещения газонасыщенной толщины.

Существенное влияние на замещение газонасыщенной толщины оказывает подключение к работе неперфорированных газонасыщенных интервалов вследствие перетока. Всего выявлено 654 скважины с перетоками в газонасыщенные интервалы. Наибольшее влияние на замещение газонасыщенной толщины оказывают перетоки закачиваемой воды в нагнетательных скважинах (перетоки в газонасыщенную часть выявлены в 32 % исследованных нагнетательных скважин).

В интервалах, где выявлено замещение газонасыщенной толщины, проводится ее дострел. Также в рамках организованной системы барьерного заводнения осуществляется закачка в газонасыщенную толщину в нагнетательных скважинах. Всего перфорация газонасыщенной толщины проведена в 831 исследованной скважине.

Для скважин, в которые замещение газонасыщенной толщины связано со стягиванием контура нефтеносности, характерен низкий и относительно постоянный (в пределах площади) уровень ГЖК: в среднем по объекту – 1799.9 м (по площадям изменяется от 1797.7 м до 1804.0 м).

В скважинах, где замещение газонасыщенной толщины обусловлено прорывом закачиваемой воды, перетоками или перфорацией текущий уровень ГЖК изменяется в более широком диапазоне и расположен на глубине 1791.2-1793.0 м (по площадям изменяется от 1790.0 м до 1800.0 м).

В целом по объекту текущий уровень ГЖК находится на отметке 1796.3 м.

По данным метода ВИКИЗ наблюдательных скважин в скважине №3539К текущий коэффициент нефтегазонасыщенности по первоначально газонасыщенной части объекта в среднем равен 0.44, коэффициент вытеснения – 0.41, отмечаются интервалы полного вытеснения газа водой. В скважине №3540К коэффициент нефте-газонасыщенности равен 0.43, коэффициент вытеснения – 0.19. В скважине №3541К замещения газа практически не произошло, коэффициент нефтегазонасыщенности в среднем составляет 0.52.

По данным электрометрии транзитных скважин максимальный коэффициент нефтегазонасыщенности в газовой шапке объекта на Восточно-Моховой (юг) площади – 0.57, минимальный на Моховой площади – 0.40.

Текущая газонасыщенная толщина в среднем по объекту составляет 4.4 м. Максимальное замещение произошло на Федоровской и Моховой площадях.

Литература.

1. Аржиловский А.В., Гусева Д.Н. Сравнение методов анализ выработки остаточных запасов // Нефтепромысловое дело. — 2016. — № 10. — С. 14-19.
2. Балин В.П., Мохова Н.А., Синцов И.А., Остапчук Д.А. Учет расчлененности пласта в расчетах коэффициента охвата воздействием // Нефтепромысловое дело. — 2016. — № 1. — С. 14-20.
3. Вафин Р.В., Вафин Т.Р., Щекатурова И.Ш. Об опыте разработки совмещенно-разноименных пластов с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации // Нефтепромысловое дело. — 2014. — № 8. — С. 5-11.
4. Синцов И.А., Остапчук Д.А. Диагностика причин обводнения горизонтальных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2014. — № 5. — С. 30-33.
5. Федорова К.В., Кривова Н.Р., Колесник С.В., Решетникова Д.С. Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов покурской свиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2014. — № 11. — С. 54-58.