ЭВОЛЮЦИЯ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ МОДЕЛИ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО ТРЕЩИНОВАТОГО КОЛЛЕКТОРА

CONCEPTUAL MODEL EVOLUTION OF LOW PERMEABILITY NATURALLY FRACTURED RESERVOIR

А. В. Ахмерова
Alina V. Akhmerova

ООО «Газпромнефть НТЦ»,
г. Санкт-Петербург,
Российская Федерация

Gazpromneft STC,
Saint-Petersburg,
Russian Federation

Д. Ч. Галлямова
Dilia Ch. Gallyamova

ООО «Газпромнефть НТЦ»,
г. Санкт-Петербург,
Российская Федерация

Gazpromneft STC,
Saint-Petersburg,
Russian Federation

А. В. Мельников
Alexander V. Melnikov

ООО «Газпромнефть НТЦ»,
г. Санкт-Петербург,
Российская Федерация

Gazpromneft STC,
Saint-Petersburg,
Russian Federation

С увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, зачастую приуроченных к карбонатным коллекторам, возрастает необходимость актуализации и адаптации технологий анализа и проектирования разработки месторождений, в том числе с учетом возможности переинтерпретации уже проведенных исследований. На карбонатные объекты приходится около 40 % остаточных извлекаемых запасов Компании. Эти объекты характеризуются низкой выработкой запасов, и накопленная добыча на карбонатных пластах составляет менее 5 % от величины начальных извлекаемых запасов. Также необходимо отметить, что больше половины месторождений карбонатного портфеля Компании находится на стадии геолого-разведочных работ, а остальная часть — на начальных стадиях разработки, что требует итерационного развития стратегии разработки при получении новой информации. Текущая доля добычи из карбонатов в общей структуре добычи Компании невелика, но в перспективе следующих пяти лет планируется активное бурение на карбонатных месторождениях компании. Таким образом, направление разработки карбонатов является одним из приоритетных, но в то же время находится на стадии активного развития.

В работе представлена эволюция концептуальной модели карбонатного трещиноватого коллектора продуктивной пачки Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения, основанная на комплексном анализе существующих данных. Текущее представление о геологическом строении месторождения не позволяло минимизировать неопределенности и корректно описывать фактическую динамику эксплуатации скважин. Авторами был проведен комплексный анализ геологической, геофизической информации и данных о фактической эксплуатации скважин для построения матрицы гипотез о строении и механизмах работы залежи. Проверка гипотез осуществлялась путем многовариантного гидродинамического моделирования. По результатам работы была предложена новая концептуальная модель коллектора, которая более точно описывает характер работы скважин. Также скорректирована программа исследовательских работ и предложены дополнительные мероприятия для снятия остающихся неопределенностей. Предложенная методика может быть применена к карбонатным и трещиноватым месторождениям, которые характеризуются аналогичными вызовами.

Ключевые слова

карбонатный коллектор;
трещиноватый коллектор;
гидродинамическое
моделирование;
геомеханическое моделирование;
смачиваемость

With the increase in the hard-to-recover reserves share, often confined to carbonate reservoirs, increases the need in updating and adapting technologies for analyzing and designing field development, taking into account the possibility of reinterpreting already conducted studies. About 40 % of the Company's residual recoverable reserves are accounted for carbonate objects, which are characterized by low reserves production, and the accumulated production in carbonate formations is less than 5 % of the initial recoverable reserves. It should also be noted that more than a half of the Company's carbonate portfolio is at the exploration stage, and the rest is at initial development stages, with the need for development strategy evolution with the advent of new information. The current percentage of carbonate production in the Company's overall production structure is small, but over the next five years active drilling of deposits is planned. Therefore, carbonate development direction is one of the major priorities, but at the same time it is at active development stage.

This paper presents the conceptual model evolution of a naturally fractured carbonate reservoir of Archin oil and gas condensate field based on a comprehensive analysis of existing data. Current understanding of field geological structure didn't allow minimizing of uncertainties and correctly describing the actual well operation dynamics. Authors carried out a comprehensive analysis of geological and geophysical information and actual wells operation data to build a matrix of hypotheses about the structure and drainage mechanisms of the reservoir. Hypotheses were checked by analytical calculations and multivariate reservoir simulation. As the results of this work, a new conceptual reservoir model was proposed, which more accurately describes wells performance. The research program has also been adjusted and additional studies have been proposed to remove remaining uncertainties. The proposed methodology can be applied to carbonate and fractured deposits, which are characterized by similar challenges.

Введение

Почти половина остаточных запасов Компании «Газпром нефть» приходится на карбонатные коллекторы, при этом текущая доля добычи из карбонатов в общей структуре добычи Компании невелика, значительная часть карбонатного портфеля находится на стадии геолого-разведочных работ и в перспективе планируется увеличение добычи из коллекторов этого типа.

Одним из примеров таких активов является Арчинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Томской области РФ. Разрез рассматриваемой залежи состоит из пачки девонского возраста и представлен низкопроницаемыми трещиноватыми коллекторами. Залежь массивная, частично тектонически экранированная, с газовой шапкой, подстилается по всей площади подошвенной водой. В соответствии с преобладающим типом проницаемости и пористости Арчинское месторождение может быть отнесено ко второму типу по классификации, предложенной Нельсоном [1]. Результаты специальных исследований свидетельствуют о сложном геологическом строении комплекса, что затрудняет детальный прогноз распространения фильтрационно-емкостных свойств

Key words

carbonate reservoir;
naturally fractured reservoir;
hydrodynamic simulation;
reservoir simulation;
geomechanical modeling;
wettability

коллектора. Кроме того, разрешающая частота сейсмики ограничивает применение полного спектра современных технологий для прогноза продуктивности, латерального распространения трещиноватости и петрофизических характеристик коллектора.

Постановка задачи

Месторождение запущенно в разработку в 1999 году на естественном режиме. В процессе разработки наблюдаются основные признаки, свойственные объектам со значительным влиянием естественной трещиноватости [1]. Так, в процессе строительства каждой горизонтальной скважины встречаются интервалы высоких поглощений бурового раствора, что зачастую не позволяет достигать запланированных длин горизонтальной секции скважин. Низкий процент выноса керна и высокая латеральная неоднородность фильтрационно-емкостных свойств, выраженная в соседстве скважин, значительно различающихся в коэффициентах продуктивности, также подтверждают наличие вторичной пустотности. Более 40 % скважин, пробуренных с 2016 года, характеризуются темпом обводнения продукции выше запланированного.

Несмотря на наличие результатов ряда высокоинформативных исследований, текущее

представление о геологическом строении и механизмах работы залежи не в полной мере описывает фактическое поведение пласта, что затрудняет подбор технологических решений для оптимизации разработки месторождения и оценку их потенциальной эффективности. Это привело к необходимости пересмотра концептуальной модели месторождения.

В рамках предварительного анализа данных по месторождению был выдвинут ряд гипотез, суть которых состоит в предположении зависимости продуктивности скважин от распределения свойств естественной трещиноватости (трещинная ориентация, пористость, проницаемость и интенсивность массообмена с матрицей) и их связи с фациальным распределением и положением и свойствами разломов.

В работе представлена эволюция концептуальной модели коллектора продуктивного пласта, основанная на комплексном анализе существующих данных, ее численная реализация и направление для оптимизации программы исследовательских работ для месторождений такого типа.

Концепция решения

В процессе разработки месторождения нефтепользователем успешно выполняется программа исследовательских работ. Однако имеющихся на месторождении исследований оказалось недостаточно для снятия неопределенностей, поэтому была составлена матрица гипотез о возможных факторах, влияющих на динамику работы скважин (таблица 1). В условиях недостаточности данных ряд гипотез было решено проверить на основе многовариантного моделирования [2]. При решении этой задачи основное назначение гидродина-

мической модели — не прогнозный расчет, а комплексирование и оценка соответствия единой концепции различной геологической информации: структурной, литолого-фациальной, петрофизической моделей, результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и промыслово-геофизических исследований (ПГИ), динамики работы скважин. Один из результатов проведенного анализа — необходимость детализации существующей модели и пересмотра результатов интерпретации части исследований, не вписывающихся в общую концепцию и противоречащих фактической истории разработки месторождения.

Анализ исходных данных и моделирование

Для определения зависимости динамики работы от геологических и технологических условий произведена кластеризация скважин, скважины с разным типом заканчивания рассматривались отдельно. Горизонтальные скважины по характеру обводненности разделены на две основные группы. В первую группу вошли скважины со стартовой обводненностью менее 20 % и плавным ростом обводнения продукции в дальнейшем; ко второй группе отнесены скважины с начальной обводненностью более 20 % с продолжающимся ростом обводненности. Зависимости стартовой обводненности скважин от нефтенасыщенных толщин, изменения структурных отметок или суммарной длины интервалов поглощения не выявлено. Как и предполагалось, получена прямая зависимость величины начальной обводненности от расстояния до уровня водонефтяного контакта (ВНК) с коэффициентом корреляции 0,7 (рисунок 1, а). Среди вертикальных скважин выделены три группы по характеру динамики обводненно-

Таблица 1. Схематичное представление матрицы гипотез

Гипотезы		Подтверждающий вид исследований и их наличие					
		Опробования	FMI	ГДИС	ПГИ	ФА	Керн
Свойства матрицы	Блоковое строение месторождения	+		+	нет данных		+
	Проводимость разломов		+	+		+	+
Свойства системы трещин	Проводимость матрица — трещина			нет данных			
	Высота блоков матрицы		+	нет данных			
	Распределение вертикальной проницаемости		+		нет данных	+	+
	Капиллярные эффекты (пропитка / дренирование)						нет данных

сти: со стартовой обводненностью менее 10 %; с начальной обводненностью более 60 %; с постоянным уровнем обводненности в течение всего времени работы — закономерности в расположении групп по площади месторождения не выявлено. Также не обнаружено зависимости между начальной обводненностью и расстоянием от нижних дыр перфорации до уровня ВНК (рисунок 1, б). Был сделан вывод о том, что обводнение скважин преимуще-

ственно происходит по трещинам, обеспечивающим гидродинамическую связь между продуктивными интервалами и подстилающей водой. Горизонтальные скважины пересекают значительно большее число трещин, чем вертикальные, что и объясняет хорошую зависимость динамики обводнения от ВНК именно для скважин с горизонтальным типом заканчивания.

Рисунок 1. Кластеризация скважин

Комплексный анализ исходных данных (интерпретация пластовых микроимджеров, MDT, VISO, ГДИС, керн) (рисунок 2) позволяет сделать предположения о распределении вертикальной проницаемости, свойствах разломов и строении коллектора. Исследования показали наличие большого количества равномерно распределенных по стволу скважины трещин, однако апертуры трещин по разрезу значительно разнятся. Также выделяются интервалы с отсутствием трещин. При сопоставлении VISO и FMI установлено, что верхняя часть разреза характеризуется более высокими значениями трещинной и каверновой

пористости. Все это позволяет сделать следующие предположения о характере вертикальной проницаемости:

1. Чередование проницаемых и непроницаемых слоев;
2. Рассматриваемый пласт можно представить двумя характерными интервалами, при этом проницаемость прикровельной значительно выше;
3. Наблюдается вертикальная анизотропия, обусловленная неоднородным строением системы трещин (различные плотности и апертуры трещин).

Скважина 1А пересекает субширотный разлом, в котором по данным FMI зафиксировано только две частично проводящие трещины. По описанию керна разломная зона представлена известняковыми брекчиями с матриксом заполнения карстовых полостей (бокситоносный латерит), что соответствует породам коры выветривания. Остальная часть разреза представлена органогенно-обломочным трещиноватым известняком. Принимая во внимание результаты интерпретации ГДИС, которые показывают наличие непроницаемых границ по площади Арчинского

месторождения, и данные эксплуатации скважин, можно предположить, что в районе субширотных разломов наблюдается ухудшение коллекторских свойств пласта, и сами разломы являются частично проводящими. Гипотезы о характере вертикальной проницаемости были проверены с помощью гидродинамического моделирования, и наилучшее совпадение с фактом получено для гипотезы 3, согласно которой пласт представляет собой массивную залежь с разной степенью трещиноватости.

Рисунок 2. Комплексный анализ данных на примере скважины 1А

Помимо свойств самой системы трещин, важным параметром, влияющим на разработку трещиноватых коллекторов, является характеристика взаимодействия между матрицей и трещинами. Рассматриваемые породы Арчинского месторождения в основном являются гидрофобными. Немаловажной особенностью для пород смешанного типа является сочетание механизмов «дренирования» и «пропитки» [3]. При высокой водонасыщенности системы трещин, окружающей матрицу, вода не будет проникать в матрицу и будет циркулировать по системе трещин. В диапазоне «принудительной пропитки» проникновение воды в матрицу будет определяться депрессиями, существующими в пласте при разработке. При «самопроизвольной пропитке» обеспечивается выработка гидрофильной части породы. Взаимодействие трещин и матрицы происходит в нефтяной, газовой и водной зонах, которые для трещин имеют

резко выраженные границы. В зависимости от характера смачиваемости матрицы определяется степень вытеснения нефти водой («пропитка»). Возможность гравитационного дренирования в системе трещин зависит от высоты блоков матрицы и характерного капиллярного давления в матрице. Блоки матрицы хорошо работают в двух случаях:

1. При высоком значении проницаемости и низких капиллярных давлениях;
2. При больших геометрических размерах блока (критический размер блоков определяется соотношением капиллярного давления и давления на противоположных гранях блока матрицы).

Если внешний перепад давления не превышает капиллярное давление, то возникает препятствие процессу дренирования, и нефть удерживается внутри матрицы. Таким образом, существенную роль при дренировании начинают играть размеры блоков матрицы.

В коллекторах с малыми размерами блоков возможны случаи, когда газ или вода обходят блок, причем нефть не извлекается и полностью остается в матричном блоке.

Комбинированные кривые капиллярного давления имеют ветвь, находящуюся в области отрицательных значений капиллярного давления. С физической точки зрения это объясняется тем, что в гидрофильной горной породе всегда существует связанная часть гидрофобизированных пор, и для проникновения в нее воды необходимо приложить определенное давление [4].

В связи с отсутствием исследований капиллярного давления для разных режимов на собственном керне композиционные кривые капиллярного давления строились с использованием данных по месторождениям-аналогам. Критериями применимости месторождения в качестве аналога были приняты степень смачиваемости, а также капиллярное число $\sqrt{k/m}$, где k — проницаемость, m — пористость образца. Проанализировав форму и точки перегиба капиллярных кривых при остаточной водо- и нефтенасыщенности, из исходной кривой «дренирования» Арчинского месторождения масштабированием построена кривая для «пропитки» и получена комбинированная кривая капиллярного давления. Результаты гидродинамического моделирования показали существенное различие расчетных параметров при использовании композиционной кривой капиллярного давления и учета режимов пропитки и дренирования. Значительно улучшилось совпадение расчетных и фактических данных разработки.

Композиционная кривая капиллярного давления позволяет вычислить критическую высоту блока матрицы, необходимую для гравитационного дренирования нефти водой в гидрофобном коллекторе [5]. Из-за отсутствия собственных композиционных кривых капиллярного давления невозможно провести такие вычисления, однако результаты интерпретации микроимиджеров и построение модели трещин позволяют решить так называемую «обратную задачу», и, исходя из размеров блоков матрицы, определить давление, необходимое для полного замещения в них нефти водой. Среднее значение высоты блоков матрицы по результатам FMI — 0,6; минимальное — 0,01; максимальное — 5. По результатам расчетов получены намного меньшие значения капиллярного давления, чем по месторождениям-аналогам. Эти результаты показывают высокий приоритет необходимости отбора собственного керна и выполнения дополнительных экспериментов для построения корректной композиционной капиллярной кривой.

На следующем этапе актуализации концептуального представления о строении залежи были пересмотрены значения уровней ВНК и газонефтяного контакта (ГНК), а также пересмотрены результаты всех специальных исследований с учетом новой промысловой информации, что привело к обновлению и детализации модели системы трещин. Количество скважин с полным комплексом данных невелико, и в основном ими охвачена только южная часть площади месторождения (рисунок 3).

Рисунок 3. Карта изученности объекта разработки специальными исследованиями

По описанию керна выделяются следующие литологические разности: известняк серый, буровато-серый, крепкий, с многочисленными разнонаправленными трещинами, залеченными кальцитом и сидеритом, с включениями линз и прослоев аргиллитов, углестого материала; кремнисто-глинистые породы; зоны карстовых известняковых брекчий и бокситоносного латерита, которые относятся к породе коры выветривания. Процент выноса керна изменяется в диапазонах от 10–50 % до 90–100 %; керна разрушен в интервалах обеих литологических разностей. Вторичные процессы в виде кавернозности и доломитизации наблюдаются не на всех скважинах — порода пласта была слабо подвержена вторичным-катагенетическим преобразованиям [6]. Таким образом, все скважины можно условно разделить на две группы: к первой относятся скважины, в которых число интервалов с проникновением пород коры выветривания в пласт полностью отсутствует либо невелико; ко второй группе относятся скважины, в которых наблюдается частое переслаивание известняков и породы коры выветривания.

Для скважин из каждой группы проведено сопоставление описания керна и результатов интерпретации микроимиджеров. Качество имиджей оценено как среднее: в интервалах, обозначенных как трещиноватые известняки на кернах, изображение является четким; в брекчиевидных интервалах бокситоносных латеритов изображение часто размыто из-за

наличия затяжек прибора и обвалов стенок скважины. Выделение трасс трещин в брекчиях затруднено, поэтому на графике накопленной по стволу скважины интенсивности трещин данные интервалы нарушают тренд, но в остальных частях вид трасс говорит о равномерном развитии трещин по разрезу. Среднее значение плотности трещин составляет порядка 5–10 1/м. Ориентация проводящих трещин хаотична, но преобладает система направления 340–3500 СЗ-ЮВ. Для ряда скважин проинтерпретированы трещины, залеченные кальцитом; преобладающее направление — З-В. Апертура трещин колеблется в диапазоне 100–500 мкм — данный диапазон соответствует значениям макротрещин, характеризующихся большой протяженностью и системностью.

Для прогноза в скважинах интервалов известняка и бокситоносных латеритов использовались результаты интерпретации стандартного комплекса ГИС, анализ которых показал, что литологические типы можно разделить по данным интервального времени пробега продольной волны и динамического модуля Юнга. Эта информация была использована для сопоставления с результатами опробований скважин. Отсутствие промыслово-геофизических исследований не позволяет точно определить интервалы притока, но по скважинам с MDT видно, что в интервалах породы коры выветривания приток отсутствует (рисунок 4).

Рисунок 4. Сопоставление интервалов притока по MDT и литологического состава породы

Рисунок 5. Сопоставление адаптации гидродинамической модели до и после уточнения концептуального строения коллектора

Таким образом, получено следующее концептуальное представление о строении пласта, согласующееся с данными разработки: в процессе погружения палеозойского комплекса по зонам разуплотнения породы и проводящей трещиноватости произошло проникновение глинистого материала, породы коры выветривания, формирование карстовых пустот и брекчий, впоследствии образовавших барьеры для потока и ухудшающие вертикальную проницаемость. Концепция была использована при актуализации численной гидродинамической модели (рисунок 5). Для увеличения прогнозной способности модели необходим поиск технических решений для детального прогноза интервалов ухудшенных фильтрационно-емкостных свойств в межскважинном пространстве.

Результаты и выводы

Интегрированный подход к анализу результатов проведенных исследований, аналитических и численных расчетов, а также информации о работе скважин позволил актуализировать представление о геологическом строении и основных механизмах работы рассматриваемой залежи. Обновленная концептуальная модель предполагает, что коллектор продуктивного пласта Арчинского месторож-

дения представлен породами двух типов: известняками и бокситоподобными породами. Известняки отличаются значительной трещиноватостью, в то время как бокситоподобные породы являются непроницаемыми и выступают барьерами для потока. Трещиноватость обусловлена тектоническим фактором, характеризуется равномерным распределением по разрезу и площади месторождения и является наиболее влияющим параметром на технологические показатели разработки. Технологический режим эксплуатации некоторых скважин и высокие депрессии приводят к конусообразованию посредством системы трещин, обеспечивающих гидродинамическую связь продуктивных и водонасыщенных интервалов. Расчетные значения высоты блоков матрицы варьируются в интервале от 0,01 до 5 м, что исключает возможность гравитационного дренирования нефти водой. Определены приоритетные направления развития программы исследовательских работ для месторождения. Основные усилия будут направлены на уточнение геометрических характеристик вторичной пустотности, определение взаимодействия между матрицей и системой трещинной, уточнение текущего уровня ВНК и ГНК.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Nelson R.A. *Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Gulf Professional Publishing, 2001. 332 p.
2. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. 400 с.
3. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М.: Недра, 1986. 608 с.
4. Свалов А.М. Анализ проблем построения кривых капиллярного давления при моделировании пластовых процессов // Нефтяное хозяйство. 2015. № 5. С. 70–73.
5. Reiss L.H. *The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations*. Paris, 1980. 108 p.
6. Ковешников А.Е., Недоливко Н.М. Вторично-катагенетические преобразования доюрских пород Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. 2012. № 1. Т. 320. С. 82–86.
2. Kosentino L. *Sistemnye podkhody k izucheniyu plastov* [Systemic Approaches to the Study of Formations]. Izhevsk, Institute of Computer Research, 2007, 400 p. [in Russian].
3. Golf-Rakht T.D. *Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov* [The Basics of Oilfield Geology and Development of Fractured Reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 608 p. [in Russian].
4. Svalov A.M. Analiz problem postroeniya krivyykh kapillyarnogo davleniya pri modelirovani plastovykh protsessov [Analysis of Problems of Construction of Capillary Pressure Curves in Reservoir Process Modeling]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2015, No 5, pp. 70–73. [in Russian].
5. Reiss L.H. *The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations*. Paris, 1980. 108 p.
6. Koveshnikov A.E., Nedolivko N.M. Vtorichno-katageneticheskie preobrazovaniya doyrskikh porod Zapadno-Sibirskoi geosineklizy [Secondary Catagenetic Transformations of the Pre-Jurassic Rocks of the West Siberian Geosyncline]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta — Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, No 1, Vol. 320, pp. 82–86. [in Russian].

REFERENCES

1. Nelson R.A. *Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Gulf Professional Publishing, 2001. 332 p.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ
ABOUT THE AUTHORS

Ахмерова Алина Валерьевна, ООО «Газпромнефть НТЦ», главный специалист отдела Геологии и разработки месторождений Восток, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

Alina V. Akhmerova, Gazpromneft STC, Chief Specialist of Geology and Exploration Department of Vostok Oil Fields, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: Akhmerova.AV@gazpromneft-ntc.ru

Галлямова Диля Чулпановна, ООО «Газпромнефть НТЦ», ведущий специалист отдела Геологии и разработки месторождений Оренбург, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

Dilia Ch. Galliamova, Gazpromneft STC, Leading Specialist of Geology and Exploration Department of Orenburg Oil Fields, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: Gallyamova.DCh@gazpromneft-ntc.ru

Мельников Александр Викторович, ООО «Газпромнефть НТЦ», руководитель программ, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

Alexander V. Melnikov, Gazpromneft STC, Program Manager, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: Melnikov.AVik@gazpromneft-ntc.ru