

Особенности разработки подгазовой зоны и газовой шапки залежи АВ1-5 Самотлорского месторождения

Д.С. Смирнов
руководитель проекта
dssmirnov@tnnc.rosneft.ru

О.В. Ланина
эксперт
ovlanina@tnnc.rosneft.ru

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
Тюмень, Россия

В данной работе представлена динамика проектных решений по разработке газонефтяной зоны залежи АВ1-5, оценка текущего характера насыщения газовой шапки, основные предпосылки и стратегия дальнейшей разработки газонефтяной зоны и газовой шапки Самотлорского месторождения.

Материалы и методы

Дается оценка текущего характера насыщения газовой шапки и его изменения, предлагается решение по стратегии дальнейшей разработки газовой и газонефтяной части зоны месторождения, добыче внедренной нефти.

Ключевые слова

газонефтяная зона, газовая шапка, характер насыщения, барьерное заводнение, добыча внедренной нефти

В последнее время, в связи с открытием и началом эксплуатации новых нефтегазовых месторождений и залежей, имеет место актуальность выбора методов их рациональной разработки. На Самотлорском месторождении за более чем полувековой период разработки основные площади газонефтяной зоны разбурены, накоплен существенный многолетний опыт разработки нефтегазовой залежи с обширной газовой шапкой, где запасы нефти и запасы газа имеют равное промышленное значение. На сегодняшний день все основные перспективы развития месторождения, а также поддержание уровней добычи нефти и газа связаны с разработкой пластов группы АВ1-5.

Единую газонефтяную залежь пластов группы АВ1-5 с общими ГНК и ВНК образуют три самостоятельных гидродинамически связанных пласта. Размер газовой шапки составляет 33% от площади месторождения. Эксплуатационные объекты различаются сложностью строения, геолого-физическими характеристиками пластов-коллекторов, объемами извлекаемых запасов нефти. Пласт АВ4-5 представлен, в основном, песчаниками, алевролитами, имеет практически монолитное строение в южной части, в северном и северо-восточном направлениях отложения пласта постепенно глинизируется. В связи с тем, что газовая часть пласта незначительных размеров и ее разработка ведется совместно с нефтяной, без формирования отдельной сетки скважин и без реализации барьерного заводнения, существенного внимания пласту в данной статье не уделяется. Пласт АВ1(3)-АВ2-3 наиболее интересен с точки зрения реализации проектных решений, являясь основным по начальным запасам нефти газонефтяной зоны. Кроме того, пласт обладает большими нефте- и газонасыщенными толщинами, достигающими 20 метров, лучшими коллекторскими свойствами (таблица). Объем начальных геологических запасов газа газовой шапки пласта составляет 36% от запасов по месторождению в целом.

Наибольшие начальные (63%), а также текущие запасы газа газовой шапки (83%) на сегодняшний день сосредоточены в пласте АВ1(1-2). Кроме того, пласт АВ1(1-2) содержит 26% текущих запасов нефти газонефтяных зон. В разрезе пласта выделены два существенно различающихся типа геологического строения коллекторов с разными геолого-физическими характеристиками. Это коллектора представленные частым переслаиванием песчаников с глинисто-алевролитистыми породами и слабоглинистые, слаборасчлененные песчаные тела, идентифицируемые с барьерными палеобарами — «дельтовая» часть пласта. Глинистые «рябчиковые» песчаники занимают большую часть площади пласта АВ11-2 в пределах газонефтяной и газовой зоны месторождения.

В 2017 году выполнен и утвержден новый подсчет запасов углеводородов, являющийся одним из уникальных документов месторождения. В период создания данной работы (2017 год) несколько изменилось текущее представление о геологическом строении газонефтяной залежи АВ1-5. С привлечением обработки всей имеющейся геологической информации, перекорреляции пластов, переинтерпретации данных ПГИС, оценки свойств начальной пластовой нефти и параметров газа газовой шапки выполнено обоснование начального положения газонефтяного контакта на условной средней отметке 1616 м, построены петрофизические зависимости и капиллярная модель, обосновано увеличение коэффициента газонасыщенности по пластам АВ1(1-2) и АВ1(3)-АВ2-3, уточнены РVT свойства углеводородов. В результате выполненных работ за счет расширения площади газоносности, незначительного увеличения пористости (с 0,23 до 0,24 д.ед.) и обоснования большей средней газонасыщенности пород-коллекторов (с 0,46 д.ед. до 0,54 д.ед.) запасы газа газовой шапки увеличены на 35% по пласту АВ1(1-2), на 39% по АВ1(3)-АВ2-3 и на 49% по пласту АВ4-5, по залежи в целом прирост составил 36%.

Параметры пласта (ГЗ, ГНЗ)	Пласт		
	АВ1(1-2)	АВ1(3)-АВ2-3	АВ4-5
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²			
Пористость, д.ед.	0,23	0,27	0,29
эффективная толщина, м:			
газонасыщенная	12,9	10,6	4,7
нефтенасыщенная	7,6	13,8	42,7
Коэффициент газонасыщенности	0,51	0,6	0,58
нефтенасыщенности	0,44	0,6	0,77
Доля НГЗ, %			
газа газовой шапки	63	36	1
нефти газонефтяных зон	21	65	14
Доля ТГЗ газа газовой шапки, %	84	15	1

Таблица. Основные параметры пластов
Table. Main reservoir parameters

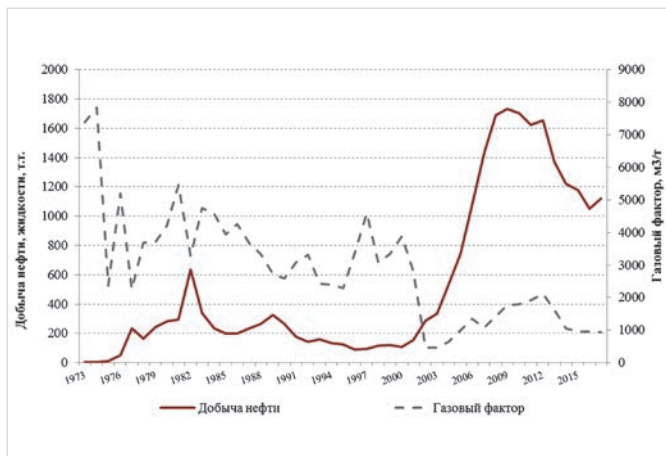


Рис. 1 — Динамика показателей разработки
Fig. 1 — Development indicators profile

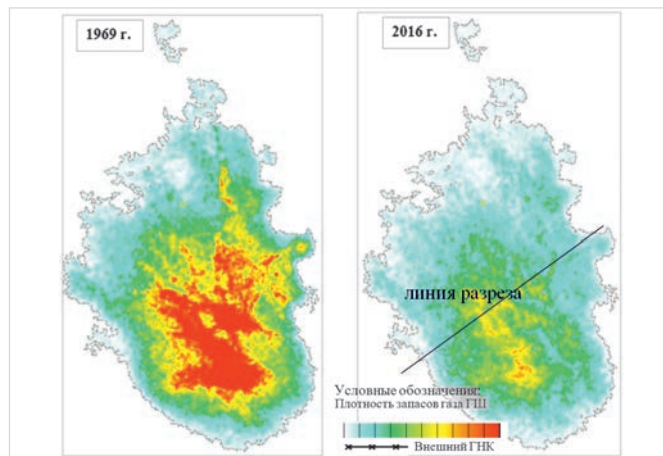


Рис. 2 — Распределение плотности начальных и текущих запасов газа газовой шапки по данным ГДМ
Fig. 2 — The distribution of initial and current gas reserves density in the gas cap according to the flow simulation model reserves density in the gas cap according to the flow

Кроме того, в документе выполнено обоснование объединения пластов АВ1(3) и АВ2-3 (ранее разрабатываемых как самостоятельные объекты) в единый геологический подсчетный объект. Основными причинами принятия такого решения стали: схожие условия осадконакопления; единый контакт (ВНК, ГНК) — отсутствие надежного флюидоупора между пластами, что явилось причиной обширных зон слияния коллекторов, образующих единую гидродинамически связанную систему с одним уровнем ВНК — 1685 $\pm$ 15 м, ГНК — 1616 м; схожие ФЕС пород-коллекторов, а также схожие физико-химические характеристики нефти и газа.

Итоговым результатом изыскательских работ стала уникальная полномасштабная геологическая модель пластов группы АВ1-5, которая в последующем легла в основу построения полномасштабной гидродинамической модели. ГМ и ГДМ в последующем были широко использованы при выполнении анализа текущего состояния разработки, выработки запасов углеводородов и текущего характера насыщения, а также при выборе стратегии дальнейшей разработки газонефтяной и газовой части месторождения.

Все пласты группы АВ1-5 являются самостоятельными объектами, на которых сформированы различные системы разработки. За исторический период разработка основных нефти и газонасыщенных пластов велась в несколько этапов, включающих периоды интенсивного отбора нефти и газа с формированием барьерного заводнения и переход на площадные системы воздействия. Фонд пробуренных скважин подгазовых зон пластов немногим менее четырех тысяч. Особенности геологического строения пластов группы АВ1-5 (наличие газовой шапки, зон слияния пластов) и технологии разработки (совместная эксплуатация, межпластовые перетоки флюидов) осложняют процесс выработки запасов нефти подгазовой зоны.

В работе [1] изложены основные вехи и результаты разработки пластов АВ1(1-2) и АВ1(3)-АВ2-3 с применением барьерного заводнения, которое широко применялось в 80-х — начале 90-х годов. В начальный период разработки барьерные ряды формировались отдельно для пластов АВ1(3) и АВ2-3. Узкая газонефтяная зона (0,5–4,5 км) пласта

АВ1(3) не позволила сформировать эффективную площадную систему воздействия для организации добычи нефти. На пласте же АВ2-3 сформирована регулярная рядная система, которая в последующем переведена на разработку отдельными блоками с очагово-избирательными скважинами. Обширная газонефтяная зона пласта практически полностью полноценно охвачена воздействием закачки, которая производилась как в скважины площадной системы, так и в скважины барьерных рядов, перфорированных в нефтяной и газовой части. В работе [2] для участков пласта АВ2-3, имеющих схожее геологическое строение и коллекторские свойства газонефтяной зоны, представлена сравнительная оценка эффективности реализованных систем разработки.

До 2005 года разработка нефтяной и газовой части залежи АВ1-5 велась одновременно. Фондом газовых скважин осуществлялся отбор газа газовой шапки в целях газлифта, нефтяные же скважины, перфорированные в нефтяной части, попутно с отбором нефти также добывали значительный объем газа ГШ как прорывной. Нефтяная часть в данный период разрабатывалась регулярной сеткой скважин с применением барьерного заводнения. В период 2006–2011 гг. газовый фонд ликвидирован, барьерные ряды расформированы, несмотря на предложение формирование двух барьерных рядов по внешнему и внутреннему контуру газоносности пласту АВ1(1-2) в ПТД 2009 года, в которых предполагалось задействовать порядка 160 скважин. Реализация проектного

внешнего барьерного ряда пласта АВ1(1-2) на 01.01.2012 г. составила лишь 32%, и, в основном, носит единичный характер по площади. Скважины внутреннего барьерного ряда под закачку не переводились. Добыча газа газовой шапки в данный период осуществлялась исключительно попутно с нефтью фондом нефтяным скважин, расположенных в газонефтяной зоне.

В работе [3] можно ознакомиться с обоснованием принятия проектного решения о реорганизации барьерного ряда пласта АВ11-2 в площадную систему разработки на основе качественной и количественной оценки эффективности разработки пласта, выполненной с использованием уникальной полномасштабной гидродинамической модели группы пластов АВ1-5 Самотлорского месторождения. Данное решение утверждено в «Дополнении к технологическому проекту разработки» 2012 года и планомерно реализуется в течении последних лет. С 2012 года, в газонефтяной и приконтурной газовой зоне пласта АВ1(1-2) формируется площадная система ППД, введено под закачку 176 скважин, текущее соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин в газонефтяной зоне составляет 1,8:1. В нагнетательных скважинах вскрываются нефте- и газонасыщенные толщины, что позволяет вести закачку и с целью вытеснения нефти, внедренной в процессе разработки в первоначально газонасыщенные толщины. Одновременный отбор нефти и прорывного газа газовой шапки позволяет осуществлять тщательно подобранное скважинное оборудование с

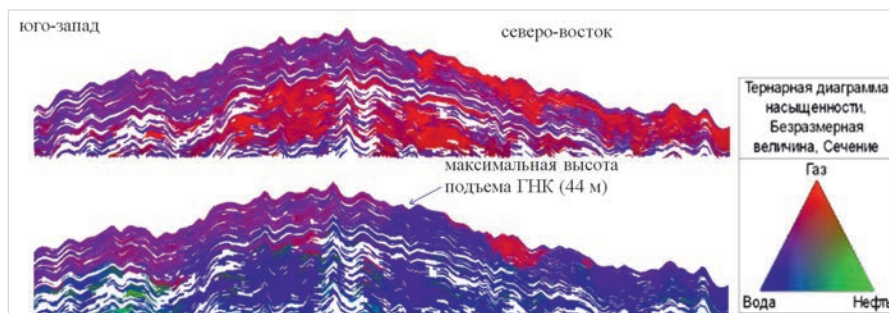


Рис. 3 — Распределение плотности начальных и текущих запасов газа газовой шапки по данным ГДМ
Fig. 3 — Fluid type distribution in the gas cap according to the flow simulation model

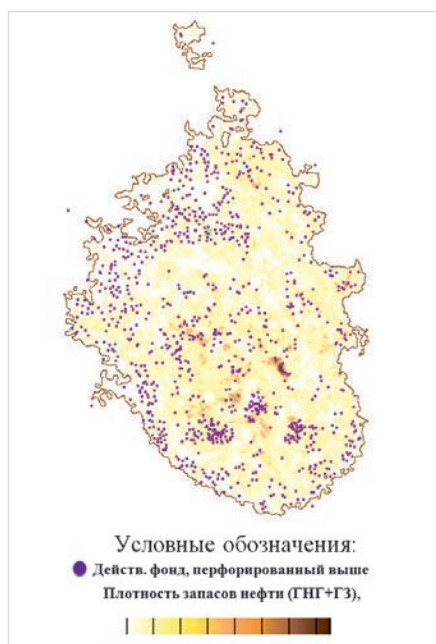


Рис. 4 — Карта текущей плотности запасов внедренной нефти группы пластов АВ1-5

Fig. 4 — Map of the current density of intruded oil reserves of AV1-5 reservoirs

использованием специальных устройств. Как показывает практика, данное решение себя оправдывает. На рис. 1 показана динамика добычи нефти и газа, снижение и стабилизация газового фактора нефтяных добывающих скважин газонефтяной зоны объекта.

Кроме того, своевременная реорганизация барьерного заводнения и реализация проектного решения по формированию площадной системы заводнения по основной площади газонефтяной зоны пласта АВ1(1-2) позволили задать тенденцию роста пластового давления в нефтяной части пласта, что во многом увеличивает эффективность разработки в последнее время (2012 — наст. вр.), способствует поддержанию уровней добычи нефти по месторождению в целом.

Недропользователем на постоянной основе ведется мониторинг текущего характера насыщения газовой шапки месторождения. В период создания нового проектного документа (2017 год) на основе фильтрационной геолого-технологической модели выполнен очередной комплексный анализ текущего характера насыщения и степени выработки запасов газа газовой шапки. Уникальная гидродинамическая модель позволяет исследовать совокупность процессов, протекающих в объеме резервуара при разработке залежей, отслеживать характер вытеснения нефти и газа, фиксировать изменения в энергетическом состоянии залежей, наблюдать в динамике за выработкой запасов, а также определять места сосредоточения текущих запасов газа газовой шапки, зоны внедрения жидкости в процессе разработки, позволяет определять высоту изменения ГНК.

Представленные карты начальной и текущей плотности запасов газа (рис. 2) показывают фактический характер выработки газовой шапки. В исторический период основной отбор производился в зонах их наибольшей концентрации. Наименьшие изменения плотности запасов газа отмечаются в газовых зонах, по направлению юг — северо-запад, что

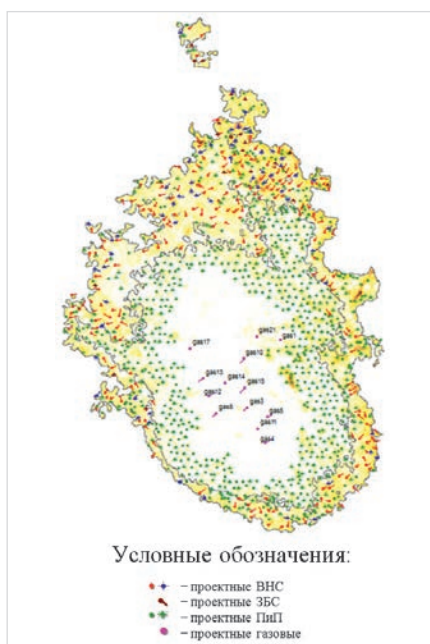


Рис. 5 — Карта текущей плотности запасов нефти в ГШ. Проектный фонд ГЗ, ГНЗ пласта АВ1(1-2)

Fig. 5 — Map of the current density of oil reserves in the gas cap; planned well stock

связано с небольшими отборами в данном районе и отсутствием фонда газовых скважин. Наиболее выработаны запасы газа в восточной — северо-восточной части ГШ (рис. 2), где пласты обладают наиболее высокими ФЕС (район «авандельты»), текущая газонасыщенность в этом районе характеризуются на уровне остаточной.

Существенно изменился и текущий характер насыщения по сравнению с первоначальным, что подтверждает степень выработки запасов газа по разрезу и подъем ГНК. Для месторождения характерно замещение газонасыщенных толщин преимущественно водонефтяной смесью. Максимальная высота подъема ГНК (по данным ИННК и ГДМ) достигает 44 метра и приурочена к начальному периоду разработки нижней пачки пласта АВ1(3)-АВ2-3. В среднем по залежи контакт поднялся на 8,2 метра.

Но изменения характера насыщения отмечены не по всему разрезу. В кровельной части разреза имеются пропластки без изменения газонасыщенности и характера насыщения (рис. 3), расположенные по юго-западному склону и, частично, по восточному. На юго-западном склоне залежи имеют пропластки существенной мощности, имеющие как газонасыщенность близкую к начальной, так и участки внедрения жидкости (нефть, вода) преимущественно с нижележащих пластов.

Значительная часть площади газовой шапки добывающим фондом не охвачена. Снижение газонасыщенности происходит по причине перетоков и миграции газа в зоны активной разработки нефтяной части пласта и отбора газа скважинами подгазовой зоны. Процесс перемещения газа газовой шапки в нефтяную часть и жидкости в газовую часть является явлением закономерным при их одновременной разработке и подразумевает движение флюидов через условную отметку ГНК (1616 м) при отсутствии надежных глинистых разделов на контакте нефть-газ и

наличия гидродинамической связи. Форма границы раздела фаз газонефтяного пласта в данном случае будет определяться в соответствии с законами распределения давления в газо- и нефтенасыщенных частях залежи. Основные же объемы внедренной нефти в газовую часть, в том числе и в центральных зонах, получены за счет наличия гидродинамической связи между пластами и превышения давления в нефтяной части залежи в период увеличения закачки в скважины барьерных рядов. Именно таким образом изменился первоначальный характер насыщения по большей части площади центральной газовой зоны.

Согласно данным гидродинамической модели в первоначально газонасыщенных толщинах пластов АВ1-5 в настоящее время находится порядка 380 млн м³ внедренной жидкости, плотность запасов внедренной нефти при этом различная — от 0,02 до максимум 2,3 т/м³ в зонах, приближенных к ГНК. Степень замещения газонасыщенных толщин на нефть и воду по пластам разная и, по данным ИННК, на сегодняшний день, составляет 45% и 79% по пластам АВ1(1-2) и АВ1(3)-АВ2-3 соответственно.

В настоящее время процессы внедрения воды и нефти в газонасыщенные толщины значительно минимизированы за счет снижения разницы давлений в нефтяной и газовой частях залежи. Анализ текущего пластового давления свидетельствует о разнице средних пластовых давлений между нефтяной и газовой частями залежи в среднем на 12 % по пласту АВ1(1-2) и 4% по пласту АВ1(3)-АВ2-3, что и обусловило снижение перемещения текущих объемов флюидов через условную отметку ГНК.

Кроме того, за период с 2011 года объемы внедренной нефти в газовую часть (без учета ее отбора) увеличились всего на 5%. На протяжении уже нескольких лет ведется извлечение нефти, внедренной в газовую шапку. На дату 01.01.2017 г. действующий добывающий фонд, перфорированный выше начальной абсолютной отметки ГНК 1616 м составляет 1003 скважины (рис. 4) со средней производительностью по нефти 4,9 т/сут. Годовая добыча нефти таких скважин в 2016 году составила 780 тыс. т. Согласно выполненной оценке накопленная добыча внедренной в первоначально газонасыщенные толщины нефти в настоящее время достигла 18 млн т. Добыча нефти ведется со значительным отбором попутной воды, что зависит от степени обводнения дренируемых зон, и в среднем, обводненность продукции составляет 93%.

В период 2013–2017 гг. на пластах АВ1(1-2) и АВ1(3)-АВ2-3 перфорация продуктивного интервала, исключительно выше отметки 1616 м, выполнена в 198 скважинах, территориально расположенных в подгазовой зоне и газовой части, примыкающей к внутреннему ГНК. Входные показатели работы таких скважин по дебиту газа составили 2–9 тыс. м³/сут., дебит нефти от 8,5 до 54 т/сут. с обводненностью продукции 40–90%, что свидетельствует о перспективах организации нефтедобычи в газовой шапке и снижения потерь нефти.

Для дальнейшего извлечения нефти, внедренной в газовую часть, в проектом документе на разработку Самотлорского месторождения, выполненном в 2017 году,

предложены стратегические решения по дальнейшей разработке газонефтяной зоны и газовой шапки залежи АВ1-5 [4].

Согласно принятой стратегии на месторождении предусматривается организация газодобычи газа газовой шапки фондом газовых скважин, размещенных в зонах максимальной плотности запасов газа с подтвержденным ПГИС характером насыщения. Разработка газонефтяных зон пластов регулярной сеткой скважин с уплотнением путем ввода скважин из бурения и переводом с других объектов разработки, зарезок боковых стволов, а также организация и оптимизация площадной системы ППД, усиление воздействия очагово-избирательными скважинами (рис. 5). С целью добычи внедренной нефти предусматривается реализация проектного фонда путем перевода скважин с других объектов разработки со вскрытием пласта перфорацией выше начального ГНК, формирование регулярной сетки скважин в зонах внедрения нефти и организация системы ППД.

Результаты расчета основных показателей разработки, выполненные с использованием полномасштабной гидродинамической модели, показали достаточно высокую технологическую эффективность рекомендуемого варианта разработки на фоне экономической эффективности.

Итоги

В статье изложен многолетний опыт разработки подгазовой зоны и газовой шапки месторождения (постановка и решение проблемы, возможность практической реализации) представленные выводы обоснованы.

Выводы

Самотлорское месторождение имеет полувековой опыт разработки газонефтяной зоны и обширной газовой шапки. В 2017 году по месторождению утверждены два основных документа — это подсчет запасов углеводородов и технологический проект разработки месторождения.

Анализ текущего характера насыщения газовой шапки, выполненный по данным ИННК и с использованием гидродинамической модели, показывает сложную структуру запасов газа газовой шапки, наличие внедренной нефти и воды, снижение газонасыщенности в зонах, прилегающих к внутреннему контуру газозоны, что подтверждается режимами работы скважин.

На месторождении организован отбор внедренной нефти, контроль над изменением ГНК, характером насыщения и объемом внедрения воды и нефти в газовую шапку, проводятся мероприятия, направленные на минимизацию процессов движения флюидов через условную отметку.

Дальнейшей стратегией разработки газонефтяной зоны и газовой шапки месторождения разработана с использованием гидродинамической модели и предусматривают бурение газовых скважин и эффективную организацию добычи внедренной нефти.

Литература

1. Ланина О.В., Чусовитин А.А., Радугин С.А., Яровенко И.В. Реализация барьерного заводнения на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2013. №2. С. 60–62.
2. Ланина О.В., Соколов С.В., Чусовитин А.А. Сравнение эффективности систем разработки подгазовой зоны Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. №10. С. 79–81.
3. Толстолыткин Д.В., Рзаев И.А., Ланина О.В. Обоснование формирования площадной системы заводнения подгазовой зоны пластов АВ1-5 Самотлорского месторождения с использованием геолого-гидродинамической модели // Нефтяное хозяйство. 2013. №6. С. 91–93.
4. Технологический проект разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения (л.у. Самотлорский, л.у. Самотлорский (северная часть) и л.у. Южно-Мыхпайский). Тюмень: ТННЦ, 2017.

Considerations on the development of under-gas-cap and gas cap zones of AV1-5 reservoir on Samotlor Field

Authors:

Dmitry S. Smirnov — project manager; dssmirnov@tnnc.rosneft.ru

Olga V. Lanina — expert; ovlanina@tnnc.rosneft.ru

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

Abstract

The paper describes the evolution of design decisions for the development of the gas-oil zone of AV1-5 reservoir, an assessment of the current fluid type of the gas cap zone, the main assumptions and a strategy for further development of the gas-oil zone and the gas cap of the Samotlor Field.

Materials and methods

The current fluid type of the gas cap and its changes is assessed, a strategy is proposed for further development of the gas and gas-oil part of the field, and the recovery of the intruded oil.

Keywords

gas and oil zone, gas cap, fluid type, barrier flooding, recovery of intruded oil

Results

The article describes the long-term experience of developing the under-gas-cap and gas cap zones of the field (setting and solving the problem, the project feasibility); the conclusions are well-founded.

Conclusions

TSamotlor field has half a century experience in the development of a gas and oil zone and an extensive gas cap. In 2017, two main documents were approved for the field, i. e. HC Reserves Estimation and the Field Development Plan.

The analysis of the current fluid type of the gas cap based on the TDT log data and using a flow simulation model shows the complex structure of gas-cap gas reserves,

the presence of intruded oil and water, decreased gas saturation in the areas adjacent to the internal gas-bearing contour, which is confirmed by well operation conditions.

The activities performed in the field include recovery of the intruded oil, control over the changes in the gas-oil contact, the fluid type and the volume of water and oil intruded into the gas cap, measures are taken to minimize the movement of fluids through the reference elevation.

A further strategy for the development of a gas and oil zone and a gas cap of the field has been developed using a flow simulation model and it includes drilling of gas wells and efficient production of the intruded oil.

References

1. Lanina O.V., Chusovitin A.A., Radygin S.A., Yarovenko I.V. *Realizatsiya bar'ernogo zavodneniya na Samotlorskom mestorozhdenii* [Barrier Waterflooding in Samotlor Field]. Oil Industry, 2013 issue 2, pp. 60–62.
2. Lanina O.V., Sokolov S.V., Chusovitin A.A. *Sravnenie effektivnosti sistem razrabotki podgazovoy zony Samotlorskogo mestorozhdeniya* [Comparison of development patterns for under-gas-cap zone of Samotlor Field]. Oil Industry, 2013, issue 10, pp. 79–81.
3. Tolstolytkin D.V., Rzaev I.A., Lanina O.V. *Obosnovanie formirovaniya ploshchadnoy sistemy zavodneniya podgazovoy zony plastov AV1-5 Samotlorskogo mestorozhdeniya s ispol'zovaniem geologo-gidrodinamicheskoy modeli* [Justification of areal waterflooding pattern for the under-gas-cap zone of AV1-5 reservoirs of Samotlor Field using the geological and flow simulation model]. Oil Industry, 2013, issue 6, pp. 91–93.
4. *Tekhnologicheskii projekt razrabotki Samotlorskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* (l.u. Samotlorskiy, l.u. Samotlorskiy (severnaya chast') i l.u. Yuzhno-Mykhpayskiy) [Field Development plan for Samotlor Oil and Gas Condensate Field (Samotlor LA, Samotlor LA (northern part, Yuzhno-Mykhpaisky LA)]. Tyumen: Tyumen Petroleum Research Center, 2017.