###### 1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1 Орогидрография

Лянторское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты - Мансийского автономного округа Тюменской области (Смотри рисунок 1.1.1 – Обзорная карта).

В орогидрографическом отношении территория Лянторского месторождения представляет собой слабо пересеченную, значительно заболоченную аккумулятивную равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +45м (южная часть) до +80м (северная часть).

Гидрографическая сеть развита широко и представлена рекой Пим и сетью ее притоков.

На водоразделах расположены озера и болота различных размеров. Наиболее крупные озера: Мойкетлор, Токтурилор, Вэнтымлор, Секъяунсораклор и другие.

На территории месторождения судоходна лишь река Пим. Большая часть территории покрыта труднопроходимыми болотами. Лесные массивы расположены вдоль рек, а на водоразделах участками среди обширных болот, занимают 12% от общей площади и состоят из кедра, лиственницы, сосны и березы. Болотистые участки покрыты мхом, реже встречаются редколесье.

Среди источников питьевого и технического водоснабжения возможно использование пресных поверхностных вод, пресных подземных вод четвертичных и палеогеновых отложений, а так же минерализованных и высокотемпературных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса.

Район относится к слабо заселенным. Плотность населения не превышает одного человека на 1 км2, коренное население (ненцы, ханты, манси и селькупы) занимаются исключительно оленеводством, пушным и рыбным промыслом. В последние годы местное население принимает активное участие в проведении работ по разработке и добыче нефти.

В непосредственной близости от месторождения находится город Лянтор, расположенный на левом берегу реки Пим. Наиболее крупный населенный пункт город Сургут, расположен в 80км. к юго-востоку от месторождения. Действующий магистральный нефтепровод Усть-Балык - Омск проходит в 75км к юго-востоку от месторождения.

С развитием работ по разработке и добыче нефти и газа район получил значительные перспективы для экономического развития всего народного хозяйства.

1.2 Тектоника

В пределах Западно-Сибирской плиты выделяются три структурно-тектонических этажа. Формирование нижнего закончилось в палеозое и соответствует геосинклинальному этапу развития плиты. Он представлен изверженными, эффузивными и метаморфическими породами, подвергнувшимися орогенезу.

Промежуточный структурно-тектонический этаж соответствует отложениям пермо-триасового возраста. В пределах Лянторского месторождения он представлен эффузивами (туфами и базальтами) и значительно менее дислоцирован. По данным сейсморазведочных работ, в том числе и методом МОВ ОГГ, два нижних этажа на территории изучаемого месторождения характеризуются наличием дизъюнктивных нарушений. Структурная поверхность по отражающему горизонту «А» представляет чередование приподнятых и опущенных блоков различной ориентации, разности абсолютных отметок вдоль разломов достигают более 40 метров.

Отложения верхнего структурно-тектонического этажа (осадочного чехла) накапливались в условиях устойчивого прогибания фундамента и представлены терригенными отложениями. Они характеризуются пликативными дислокациями.

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы Лянторское месторождение расположено в пределах Хантейской антеклизы в северо-западной части Сургутского свода. Здесь выделяют положительные структуры второго порядка: Востокинский и Пимский валы.

Пимский вал по отражающему горизонту «Б» оконтуривается сейсмоизогипсой -2700м, в пределах которой его размеры составляют 20х190 км. Он имеет субмеридиональное простирание с погружением его оси в южном направлении на 300 м. Вал осложнен рядом локальных поднятий, наиболее северное из которых Лянторское входит в состав одноименного месторождения. Поднятие оконтурено изогипсой 2680 м и имеет субмеридиональное простирание. Его амплитуда составил 90 м.

К северу от Пимского вала находится Востокинский вал, имеющий также субмеридиональное простирание. Его размеры 20х55 км. Он осложнен поднятиями третьего порядка. Два южных из них, Январское и Востокинское, составляют северную часть изучаемого месторождения. Востокинская структура является наиболее крупной, оконтуривается по отражающему горизонту «Б» изогипсой -2680 м и имеет форму брахиантиклинальной складки меридионального простирания с размерами 4х16 км. Ее амплитуда достигает 15 м.

Следует отметить, что объединения в пределах одного месторождения частей двух структур второго порядка, выделенных по отражающему горизонту «Б», ставит под сомнение наличие между ними прогиба достаточной амплитуды и качество сейсморазведки. Представляется достаточно обоснованным выделения здесь Востокинско - Пимского вала как единой структуры.

С востока к Востокинскому поднятию примыкает группа малоамплитудных незначительных по размерам локальных поднятий (Тайбинское, Тутлимское и Таняунское), также входящих в состав Лянторского месторождения.

1.3 Характеристика продуктивных горизонтов

Нефтегазоносность Лянторского месторождения связанна с отложениями нижнего мела и средней юры.

В подсчете запасов были выделены следующие залежи:

- газонефтяные - в пластах АС9, АС10, АС11;

- нефтяные - в пластах БС81, БС82, БС16-17, БС18, БС19-20, ЮС2.

В ГКЗ РФ запасы нефти утверждены по пластам АС9, АС10, АС11, БС82, БС18.

По соотношению газо - и нефтенасыщенных частей продуктивных основных пластов АС9-11 Лянторское месторождение является нефтегазовым, по геологическому строению - сложнопостроенным.

Ниже приводится характеристика продуктивных основных горизонтов Лянторского месторождения.

Залежи пласта АС11 относятся к нижней части эксплуатационного объекта АС9-11 и характеризуются наиболее сложным строением разреза. В соответствии с этим и формы залегания песчаных тел, формирующих пласт, весьма разнообразны (линзы, полулинзы, врезы и т.д.).

Общая толщина пласта АС11 изменяется в очень широком диапазоне значений от 4 до 50 м. Зоны максимальных толщин пласта, как правило, укладываются в вытянутые полосообразные формы, напоминающие разветвленные русла с тенденцией их приуроченности к присводовым зонам Востокинской, Январской и Лянторской структур. Зоны уменьшенных толщин, напротив, тяготеют к межструктурным нарушениям (сочленения Таняунской и Январской, Январской и Лянторской, Январской и Востокинской структур).

Эффективные толщины пласта АС11 также характеризуются широким диапазоном изменения значений от 2-4 до 28-30 м. Зоны эффективных максимальных толщин достаточно четко укладываются в субмеридиальную (относительно узкую) полосу, характеризующуюся на отдельных участках субширотными ответвлениями (Лянторское поднятие в районе ДНС 2, 4, 5, 6).

Уменьшенные эффективные толщины характеризуются преимущественной приуроченностью к восточному и западному бортам Лянторской структуры.Залежь пласта АС11 Лянторской площади приурочена к брахиантиклинальному поднятию, вытянутому в субмеридиональном направлении и осложняющему западное крыло региональной структуры. Размеры поднятия составляют 16х4-6 км, высота 40 м.

Проницаемая часть пласта АС11 изучена по 178 скважинам, в четырех из которых изучена нефтенасыщенная часть. Пористость изменяется от 19,3 до 28,6 % и среднем по пласту составляет 24,5 % (25%), по нефтенасыщенной части 23,9 %, по водонасыщенной - 25,8%. Проницаемость изменяется от 2.2 ∙10-3 до 698∙10-3 мкм2 при среднем значении 266∙10-3 мкм2, по нефтенасыщенной части -258∙10-3 мкм2, по водонасыщенной-276∙10-3 мкм2. Среднее значения по скважинам существенно не различаются и изменяются от 229∙10-3 до 316∙10-3 мкм2.

Коллекторские свойства пласта АС11 определялись также по данным промысловой геофизики. Пористость изменяется от 21 до 26% при среднем значении 24,8 %. Среднее значение проницаемости 536∙10-3 мкм2 при вариациях 1∙10-3 - 1493∙10-3 мкм2.

Эффективные толщины пласта АС10 в пределах месторождения изменяются от 4-8 до 24 м. В их плановом размещении не просматривается четкой геоструктурной привязки. На Январском поднятии они тяготеют к его юго-западному и западному погружениям, а на Востокинском - связываются с его присводовой частью и восточным крылом. Зоны уменьшенных и эффективных минимальных толщин наиболее обширны в южной половине месторождения. Широкой кольцеобразной полосой они трассируются от Тайбинско-Таняунской зоны поднятий через сочленение Январской и Востокинской структур до западного крыла Лянторского поднятия, откуда непрерывно переходят на его южную периклиналь, отвечающей территории ДНС 2, 4, 1, 19. Значительная по размерам зона пониженных значений эффективных толщин субширотного простирания отмечается также и в районе северного купола Востокинской структуры.

Характер изменения песчанистости пласта АС10, очень близок поведению эффективных толщин. Диапазон изменения коэффициента песчанистости весьма широк и находится в пределах 0,2-1,0. Газонефтяные залежи пласта АС10 являются основным добывающим объектом Лянторского месторождения и содержат основные запасы нефти (57,4%).

В подсчете запасов залежи пласта АС10 выделены в пределах единого контура нефтеносности, охватывающего Лянторскую, Январскую, Востокинскую структуры, в районе Тайбинского поднятия и две залежи на Таняунской структуре. На южном окончании основной залежи наметилось расширение контура к юго-востоку на 2 км.

Размеры залежи в пределах основной площади 57х19 км, высотой нефтяной оторочки 15-17 м, высотой газовой шапки на Лянторской структуре - 44м, Январской - 35м, Востокинской - 18м. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,4 до 22м при среднем значении 7,5м. Газонасыщенная толщина изменяется от 0,5 до 24,4 м.

Залежи пласта АС10 отделяются от вышележащего пласта АС9 глинистым экраном толщиной от 2 до 8 м и более, имеющим почти повсеместное распространение. Проницаемая часть пласта АС10 представлена преимущественно мелкозернистыми песчаниками с прослоями песчаников среднезернистых и алевролитов крупно- и среднезернистых. Коллекторские свойства пласта АС10 изучены по 453 скважинам.

Открытая пористость изменяется от 14,8 до 29,9% при среднем значении 24,8% (25%). Большая часть пород (66%) имеет пористость 24-28%. Проницаемость изменяется от 1,3∙10-3 до 2735∙10-3 мкм2. По площади месторождения наибольшая часть пород имеет проницаемость от 100∙10-3 до 500∙10-3 мкм2. Участки с проницаемостью менее 100∙10-3 мкм2 тяготеют к погруженным частям структурных осложнений.

Коллекторские свойства пласта АС10 определялись также по данным ГИС. Среднее значение пористости составляет 25% при вариациях от 21 до 26%. Проницаемость изменяется от 1∙10-3 до 1493∙10-3 мкм2 при среднем значении 590∙10-3 мкм2.

Пласт АС9 выделяется в составе верхневартовской подсвиты, характеризуется всеобщим распространением в пределах месторождения и перекрывается сверху глинистыми аналогами пластов АС7 и АС8, а также типично морскими осадками быстринской пачки глин.

Зоны максимальных значений общих толщин пласта приходятся на северную и южную периклинали Лянторского поднятия, а также присводовые участки Востокинской и Январской структур. Зоны минимальных толщин тяготеют к межструктурному погружению Лянторской и Январской структур и к северной периклинали Востокинского поднятия.

В геоструктурном отношении отмечается тенденция приуроченности эффективных максимальных толщин пласта АС9 к восточным присклоновым участкам структурных поднятий, за исключением Востокинского поднятия, в пределах которого они образуют достаточно обширную зону, совпадающую в плане с территорией ДНС 10, 13, 14.

Залежи пласта АС9 характеризуются самым широким контуром нефтеносности. Продуктивные отложения этого пласта залегают под мощной глинистой покрышкой толщиной 30-44м.

В подсчете запасов газонефтяные залежи пласта АС9 выделены в пределах основной площади (Лянторская, Январская и Востокинская структуры), а также в районе Таняунской, Тайбинской (восточная площадь) и Тутлимской структур.

Основная залежь пласта АС9 имеет размеры 72х22 км, высоту нефтяной оторочки 17 м, газовой шапки на Лянторской структуре - 74 м, Январской- 48 м, Востокинской- 43 м.

Проницаемая часть пласта АС9 представлена мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами.

Коллекторские свойства пласта изучались по разрезу 129 скважин. Открытая пористость, изученная по 3003 образцам, изменяется в широком диапазоне от 16,1 до 29,8% при среднем значении 24,3% (24%).

Наибольшая часть пород (80%) имеет пористость 22-26% , у 13% пород - более 26%.

Проницаемость по пласту в среднем составляет 299∙10-3 мкм2 и изменяется от 1,1∙10-3 до 1830∙10-3 мкм2. Большая часть образцов (64%) имеет проницаемость 100\*10-3 -500\*10-3 мкм2, проницаемость более 500∙10-3 мкм2 характеризуется 16% пород. По площади пласта коллекторы в большинстве скважин имеют проницаемость от 102∙10-3 до 495∙10-3 мкм2. Участки с проницаемостью более 500∙10-3 мкм2 отмечаются в центральной части месторождения, на восточном и западном крыльях Востокинской структуры и на юге Таняунской площади. Участки развития коллекторов с проницаемостью от 10∙10-3 до 100∙10-3 мкм2 выделяются на западном и восточном склонах южной части месторождения, в периферийных участках центральной части месторождения и на севере. Коллекторские свойства по данным промысловой геофизики незначительно отличаются от значений определенных по керну. Среднее значение пористости составляет 24,6% при вариациях от 21 до 26 %, проницаемости- 432∙10-3 мкм2.

1.4 Состояние разработки месторождения

Лянторское нефтегазовое месторождение введено в разработку в 1978 году. Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями нижнего мела:

нефтегазонасыщенные пласты АС-9, АС-10, АС-11, нефтенасыщенные - БС-82, БС-18. Пласты AC-9, AC-10, AC-11 объединены в один объект АС. В текущем году вовлечена в пробную эксплуатацию залежь пласта БС-82 вводом четырех скважин со средним дебитом нефти 21,5 т/сут, добыча из них составила 3,102 тыс. т нефти. Эксплуатация пласта БС-18 ведется одной скважиной. Разработка месторождения велась согласно «Технологической схеме разработки Лянторского месторождения», составленной в 1985 году (протокол ЦКР МНП № 1175 от 25.12.85 г.) и «Анализа разработки Лянторского месторождения», выполненного СибНИИНП в 1989 году (протокол ЦКР МНП № 1341 от 21.06.89 г.), в которых предусматривается:

- выделение одного объекта разработки АС 9-11;

- размещение добывающих и нагнетательных скважинпо обращенной девятиточечной системе с плотностью сетки 16 га/скв.

С 1999 года месторождение разрабатывается на основании «Дополнения к технологической схеме разработки Лянторского месторождения», выполненного ТО «СургутНИПИнефть» (протокол ЦКР Министерства топлива и энергетики РФ № 2375 от 15.07.99 г.). В работе проведена переоценка балансовых запасов нефти и газа на базе уточненных геолого-физических параметров пластов АС9-11 и распределение их по типам геологического строения, рассмотрена эффективность применения площадной девятиточечной системы разработки по участкам ДНС.

Дана характеристика распределения по площади неконтактных нефтенасыщенных толщин и контактных с газом и водой, даны рекомендации по дальнейшему совершенствованию состояния разработки с применением новых методов увеличения нефтеотдачи пластов. На основании анализа разработки выполнены расчеты технологических показателей разработки.

По состоянию на 1.01.2009 года на месторождении пробурено всего 5765 скважин, что составляет 9.5,2 % проектного фонда. Отобрано 164632,217 тыс. т нефти с начала разработки при текущей обводненности 92,67 %. За отчетный год добыто 8257,750 тыс. т нефти при плане 8000 (на 7,137 тыс. т больше чем в 2001 году), что составляет 82,58 % максимального годового уровня добычи нефти, предусмотренного «Технологической схемой разработки Лянторского месторождения». Уровень добычи жидкости за 2002 год составил 113184,276 тыс. т при плане 110195, что на 8774,753 тыс. т больше по сравнению с прошлым годом. Фактический средний дебит по нефти одной действующей скважины за год — 6,5 т/сут, по жидкости 88,5 т/сут, при среднегодовой обводненности 92,70 %, увеличение по отношению к 2001 году составило 0,61 %.

Эффект от проведения капитальных ремонтов за 2002 год составил 1952,613 тыс. т нефти, ГРП провели в 11 добывающих скважинах и 1 нагнетательной, дополнительная добыча составила 59,151 тыс. т, ГПП - в 16 добывающих и 2 нагнетательных скважинах, дополнительная добыча составила 12,315 тыс. т.

Кроме того, провели гидромеханическую щелевую перфорацию в 19 добывающих и 16 нагнетательных скважинах, дополнительно добыто 25,862 тыс. т. В течение отчетного года провели работы по восстановлению герметичности эксплуатационных колонн в 25 добывающих и 15 нагнетательных скважинах, ремонтно-изоляционные работы по ликвидации межпластовых перетоков в 8 добывающих и 57 нагнетательных скважинах, по снижению обводненности продукции в 23 добывающих, с целью регулирования заводнения провели изоляцию пласта в 2 нагнетательных скважинах, в 7 - ликвидацию негерметичности забоя.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин на конец года составил 3836, действующих - 3562, в периодической работе 130 скважин, из них 52 со слабым притоком, 1 с высоким газовым фактором, 77 с высокой обводненностью. На 1.01.2003 года на месторождении фонтанный фонд составил всего 92 скважины, дающих 51 со средним дебитом нефти на конец года 3,3 т/сут. Добыча нефти по фонтанным скважинам составила 67,807 тыс. т - 0,8 % от общей добычи по месторождению. Максимальный объем добычи - 97,3 % составляет добыча из скважин, оборудованных ЭЦН (8037,212 тыс. ). Фонд скважин, оборудованных ЭЦН, на 1.01.2003 года составил 3447 со средним дебитом нефти за год 6,8 т/сут. Фонд скважин, оборудованных ШГН, составил 297 со средним дебитом нефти 1,8 т/сут, добыча за 2002 год из этих скважин составила 152,731тыс. т (1,9 %). Неработающий фонд добывающих скважин на 1.01.2003 года по месторождению составил 361 скважину, добывные возможности которых на конец года составили 1351,5 т/сут.

Извлечение нефти на месторождении сопровождается большими объемами попутно добываемой воды. Практически все скважины работают с водой, с обводненностью до 50 % работают 131 скважина (3,7 % действующего фонда), с обводненностью от 50 % до 90 % работают 793 скважины (22,3 %). Более половины действующего фонда работает с обводненностью выше 90 % (2637 скважин - 74 %), из них 353 скважины работают с обводненностью более 98 % (9,9 %), добыча из них составляет 353,6 т/сут нефти и 26519,8 т/сут жидкости. В ноябре 2002 года составлены мероприятия по сокращению непроизводительных отборов жидкости по 143 высокообводненным скважинам (Протокол № 587 от 6.11.2002г. НТС ОАО «Сургутнефтегаз»), согласно которым 77 добывающих скважин переведены в периодическую эксплуатацию, 28 скважин - в контрольно-пьезометрический фонд, 3 скважины переведены под нагнетание воды, 31 остановлены и переведены в бездействующий фонд, 2 скважины запущены в работу после проведенных ГТМ (дострел, РИР). Из общего числа скважин по 86 запланировано проведение ГТМ (РИР, дострел, бурение бокового ствола), в 2003 году в 44 скважинах, в 2004-2005 годы - в 42 скважинах. Кроме того, 42 высокообводненные скважины переведены в контрольно-пьезометрический фонд.

Распределение обводненности по площади показывает, что по объекту разработки АС9-11 по всем ДНС текущая обводненность составляет > 90 %, за исключением ДНС-1, 17, 18, 19, повышенное обводнение (> 94 %) отмечается как в районах с высокой степенью выработки запасов - ДНС - 2, 3, 4 так и с низкой степенью выработки - ДНС - 10, 13, 14. Контроль за выработкой запасов проводится по районам ДНС. Характер выработки зависим от геологического строения месторождения, максимальное количество остаточных запасов определяется в монолитной зоне, где сосредоточен максимальный процент начальных запасов. Наибольший объем накопленной добычи приходится на ДНС -3, добыча с начала разработки составила 24193,093 тыс. т. нефти, ДНС - 4 -16811,004 тыс.т., ДНС - 6 - 15461,085 тыс.т., что соответственно составляет 14,7 %, 10,2 %, 9,4 % от накопленной добычи по месторождению. Согласно анализу распределения текущих балансовых запасов нефти отмечается неравномерность выработки запасов нефти по ДНС, что в большой степени зависит от соотношения в этих зонах участков с различным типом геологического строения объекта разработки. Наибольшая степень выработки наблюдается на ДНС - 4 - 31,7 %, ДНС - 7 - 25,3 %, ДНС-3 -25,5 %, ДНС - 11 - 24,8 %, наименьшая - в районах ДНС - 13 - 7,1 %, ДНС - 14 - 7,6 %, ДНС-19 - 9,7 %, ДНС - 12 - 10,5 %, Основные текущие отборы нефти сосредоточены на ДНС - 6 (9 % годовой добычи по месторождению), ДНС - 17 (8,9 %), ДНС - 3 (7,3 %). Анализ выработки запасов проводился по результатам исследований методами ГИС по контролю за состоянием разработки, а также по результатам дострелов в газонефтяной и газовой зонах. Отмечено, что продолжается процесс стягивания контуров нефтегазоносности как из-за отборов газа из газовой шапки, так и в результате формирования системы воздействия, при нагнетании воды в подгазовую зону. По данным РК в 2002 году внедрение жидкости в газовую шапку отмечено в 169 скважинах, в том числе внедрение нефти - в двух скважинах. Для вовлечения в разработку контактных и перемещенных запасов нефти за текущий год произведены дострелы в 78 добывающих скважинах. Большая часть дострелов - 67 скважин была направлена на вовлечение в разработку первоначально газонасыщенных интервалов, в процессе разработки замещенных нефтью.

Наиболее эффективными являются дострелы, направленные на подключение контактных нефтенасыщенных интервалов совместно с интервалами замещенными нефтью. Дополнительная добыча нефти от проведения этих мероприятий составила 202,6 тыс. т. Для вовлечения в активную разработку районов со слабо дренируемыми запасами нефти в текущем году восстановлены бурением вторых стволов 59 аварийных и высокообводненных скважин, из которых в 2009 году добыто 159,574 тыс. т нефти, средний дебит на конец года по ним составил 16,9 т/сут. В отчетном году продолжался эффект от восстановления бурением скважин, пробуренных в 2004 - 2009 годы. Общая добыча по скважинам с пробуренными боковыми стволами за год составила 454,085 тыс.т нефти при среднем дебите на конец года - 12,1 т/сут, с начала внедрения метода добыто всего 790,050 тыс. т нефти. Анализ результатов бурения боковых стволов подтверждает, как факт подъема газо-нефтяного контакта и внедрение нефти в газовую шапку, так и подъем водо-нефтяного контакта. Анализ эффективности бурения боковых стволов показывает, что для выбора скважин для бурения боковых стволов недостаточно иметь такие критерии, как текущие геологические запасы и нефтенасыщенные толщины. При прочих равных условиях, положительные результаты получены в скважинах с небольшим этажом газоносности или при неконтактном залегании нефтенасыщенных толщин.

В 2009 году было введено в разработку 66 новых добывающих скважин, добыча по которым составила 221,297 тыс. т нефти, средний дебит нефти одной новой скважины за год составил 18,2 т/сут при среднегодовой обводненности — 61,36 %. Основные показатели разработки Лянторского месторождения приведены в таблице № 5.1.

По основному объекту разработки АС9-11 сформирована площадная обращенная девятиточечная система воздействия с плотностью сетки 16 га/скв. Для поддержания пластового давления в отчетном году было закачано 136747,3 тыс.мЗ воды, на 4871 тыс мЗ больше, чем в 2001 году. Среднесуточная закачка воды составила 374650 мЗ/сут. Всего за 2002 год введено под закачку 23 скважины, эксплуатационный фонд нагнетательных скважин на конец года составил 1292, действующий - 1139 скважин, среднегодовая приемистость одной скважины составила 336,7 мЗ/сут. Компенсация отбора жидкости с учетом добычи прорывного газа закачкой за год по месторождению составила 96,4 %, с начала разработки 108,3 %. По пласту АС-9 пластовое давление стабилизировалось на уровне 202,3 атм, компенсация за год составила 101,3 %, с начала разработки — 108,6 %. Пластовое давление в газовой шапке снижено до 189,3 атм, что на 20,7 атм ниже первоначального. По ДНС пластовое давление удерживается на уровне200-203 атм, по ДНС - 5, 8, 13, 16, 19 превысило 203 атм. По ДНС-17 пластовое давление менее 200 атм (198,1), хотя за год возросло на 6,5 атм. компенсация за год по этой ДНС составила 108,2 %, с начала разработки - 87%. Пластовое давление по пласту АС-10 на конец года составило 203,5 атм при годовой компенсации 94,0 % и 106,7 % с начала разработки. По всем ДНС, за исключением ДНС-10 (Рпл.-199,5 атм), ДНС-1 (Рпл.-199,7 атм.) пластовое давление по пласту АС-10 достигло более 200 атм., а по ДНС-3, 5, 6, 11- более 205 атм при компенсация с начала разработки , превышающей 100 %. По пласту АС-11 пластовое давление на конец года составило 208,1 атм при компенсации за год 84 %, с начала разработки 125,4 %.

По пластам АС-9 и АС-10 Лянторского месторождения отмечается дефицит закачки 25629,648 и 34482,947 тыс. м3 соответственно, по пласту АС-11 дефицит закачки отсутствует. Пластовое давление стабилизировалось на уровне 202,3-208,1 атм при первоначальном 210 атм. Закачка воды сопровождается большим оттоком воды за контур нефтеносности и в подошву пласта. Всего с начала разработки отток воды составил 141563,886 тыс. м3. С целью регулирования заводнения, сокращения непроизводительной закачки за 2009 год установлены штуцера в 40 нагнетательных скважинах, в 125 скважинах произвели замену штуцеров. Для защиты эксплуатационной колонны от высокого давления установлены пакера в 25 скважинах. Для регулирования системы заводнения остановлены 37 нагнетательных скважин на зимний период. Сформировано с начала разработки с целью создания барьеров на линии внутреннего контура газоносности во избежание взаимодействия газовой шапки и нефтяной оторочки по пласту АС-9 5 барьерных рядов (23 нагнетательные скважины), по пласту АС-10 6 рядов (29 нагнетательных скважин). С целью совершенствования системы воздействия и регулирования выработки запасов разработаны совместно с ТО

За отчетный год по месторождению добыто 6129,301 млн. м3 газа. Динамика отборов газа по площадкам ДНС зависит от преобладания типов геологического строения. В целом по месторождению в разрезе 58 % скважин имеют контактные запасы нефти и газа. Добыча нефти по ДНС-2, 3, 13, 14, 20 сопровождается большими объемами добычи газа, что составляет по ДНС-2 - 16,6 %, по ДНС-3 -10,1 %,по ДНС-13 - 12,0 %, по ДНС-14 -9,6 %, по ДНС-20 - 8,4 % от общей добычи газа за год по месторождению. Максимальный общий газовый фактор приходится на ДНС - 2 - 3753 м3/т, ДНС-3 - 1146 м3/т, ДНС-13- 1694 м3/т, ДНС-14 - 2643 м3/т при среднем по месторождению 742 м3/т. В отчетном году из числа скважин, работающих с высоким газовым фактором, две переведены под закачку, две прекратили фонтанирование и переведены на ЭЦН. По состоянию на 1.01.2008 года работающий фонд скважин с высоким газовым фактором составляет 63 скважины (в том числе одна в периодической эксплуатации), 12 - в неработающем фонде, из них 9 скважин из-за прекращения фонтанирования.

Сведения по исследованию скважин приведены в таблицах № 5.8, 5.9. Охват добывающих и пьезометрических скважин замерами пластовых давлений составил 100 %, в т.ч. прямыми замерами - 1,8 %. Всего промыслово-геофизических исследований за 2002 год проведено 1940 при плане 1725 (115 %).

Охват промыслово-геофизическими исследованиями за отчетный год составил 22 % по добывающим и 70,2 % по нагнетательным скважинам. Ведется контроль за изменением газонасыщенности и положением газонефтяного контакта. Всего проведено исследований радиоактивными методами в 136 добывающих скважинах и 46 нагнетательных. Для оценки выработки запасов и определения коэффициента текущей нефтенасыщенности за 2002 год проведены исследования углерод-кислородным каротажем в 28 контрольных скважинах. Всего этим методом исследовано 35 скважин. По контролю за возможными газоперетоками сформирована опорная сеть скважин из числа добывающих, нагнетательных, пьезометрических и контрольных.

Из данной опорной сети исследовано 122 скважины. Контроль за изменением пластового давления в газовой шапке ведется в 138 скважинах. В 2009 году планируемый объем промы слово-гидродинамических исследований по контролю за разработкой месторождений согласно «Регламента по исследованию скважин» составлял 4845 добывающих и нагнетательных скважин, исследовано фактически 4894 скважины.

Физико-химические исследования жидкости проведены в 3803 скважинах, что составляет 100 % охвата от действующего фонда. Скважины, работающие с высоким газовым фактором, по которым нет возможности замерить дебит жидкости и газа стационарными установками АГЗУ из-за технических характеристик, замеряются при помощи передвижной установки «АСМА-Т-03-400». В течении отчетного года всего замерено этой установкой 433 скважины. Исследования по контролю за разработкой ведутся в основном при КРС (1735 исследований при общем количестве – 1940).

Таблица 1.4.1 - Основные показатели разработки по Лянторскому месторождению

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Ед. изм. | Пласт АС-9 | Пласт AC-10 | Пласт  AC-11 | Объект AC | Пласт БС-18 | Пласт БС-82 | Итого |
| 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Добыча нефти за год | т | 3639028 | 4299486 | 315415 | 8253929 | 719 | 3102 | 8257750 |
| в т.ч. фонтан. | т | 47971 | 19043 | 793 | 67807 |  |  | 67807 |
| ЭЦН | т | 3464140 | 4254648 | 314603 | 8033391 | 719 | 3102 | 8037212 |
| ШСН | т | 126917 | 25795 | .19 | 152731 |  |  | 152731 |
| Количество |  |  |  |  |  |  |  |  |
| действующих |  |  |  |  |  |  |  |  |
| скважин в начале года | СКВ | 1851 | 2013 | 143 | 3588 |  |  | 3588 |
| в конце года | СКВ | 1860 | 1985 | 139 | 3558 |  | 4 | 3562 |
| Среднесуточная добыча |  |  |  |  |  |  |  |  |
| нефти за год | т/с | 9969,9 | 11779,4 | 864,2 | 22613,5 | 2,0 | 8,5 | 22624,0 |
| в начале года | " | 9651,8 | 12076,5 | 863,7 | 22592 | 3,6 |  | 22595,6 |
| в конце года | " | 10120,0 | 11940,6 | 806,0 | 22866,6 |  | 60,6 | 22927,2 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | | | | | | | |
| по нефти на конец года | т/с | 5,6 | 6,2 | 5,9 | 6,5 |  | 28,5 | 6,5 |
| в т.ч. фонтан. | " | 4,0 | 1,4 | 1,0 | 3,3 |  |  | 3,3 |
| ЭЦН | " | 6,1 | 6,4 | 6,1 | 6,9 |  | 28,5 | 7,0 |
| ШГН | " | 1,7 | 1,1 |  | 1,7 |  |  | 1,7 |
| Добыча нефти с начала |  |  |  |  |  |  |  |  |
| разработки | т | 59134185 | 95088808 | 10403971 | 164626964 | 2151 | 3102 | 164632217 |
| Обводненность за год | % | 90,87 | 93,68 | 94,00 | 92,71 | 38,02 | 47,77 | 92,70 |
| в начале года | % | 90,71 | 93,39 | 93,86 | 92,49 | 42,86 |  | 92,48 |
| в конце года | % | 90,86 | 93,68 | 93,86 | 92,69 |  | 35,72 | 92,67 |
| Количество |  |  |  |  |  |  |  |  |
| обводненных |  |  |  |  |  |  |  |  |
| скважин в начале года | СКВ. | 1849 | 2013 | 143 | 3586 |  |  | 3586 |
| в конце года | и | 1859 | 1985 | 139 | 3557 |  | 4 | 3561 |
| Закачка воды за год | т.мЗ | 55035,762 | 76984,929 | 4726,609 | 136747,3 |  |  | 136747,3 |
| Приемистость 1 скв. |  |  |  |  |  |  |  |  |
| среднесуточная | мЗ/с | 266,6 | 327,0 | 392,2 | 336,7 |  |  | 336,7 |
| Количество |  |  |  |  |  |  |  |  |
| действующих |  |  |  |  |  |  |  |  |
| нагнетательных скважин |  |  |  |  |  |  |  |  |
| в начале года | СКВ. | 559 | 648 | 33 | 1112 |  |  | 1112 |
|  | СКВ. | 577 | 665 | 33 | 1139 |  |  | 1139 |

Пластовые нефти горизонтов АС9 и АС10 тяжелые, с высокими давлениями насыщения 14,5-20 Мпа и сравнительно низким газосодержанием. Содержание метана в нефтях пласта АС10 достигает 31 процента, молекулярная масса нефти высокая – 162. Дегазированные нефти пластов АС9, АС10 и АС11 тяжелые, пласта АС9 – средней плотности. Нефть пласта АС11 малосмолистая, остальных пластов - смолистые. Все нефти вязкие, парафинистые.

Пластовая вода продуктивных горизонтов в основном гидрокарбонатно-натриевого типа, лишь в восточной части месторождения – хлоркальциевого и хлормагниевого. Минерализация воды колеблется от 10,4 до 16,0 г/л. Основными компонентами воды являются ионы натрия и хлора. При эксплуатации месторождения, в результате нарушения первоначальных условий, на нефтепромысловом оборудовании возможно отложение угольной кислоты.

Таблица 1.4.2 - Лянторское месторождение. Пласты АС9-11.

Геолого-физическая характеристика залежей нефти и газа

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | **АС9** | **АС10** | **АС11** | **АС9-11** |
| Средняя глубина залегания, м | 2093 | 2099 | 2101 | - |
| Тип залежи |  | Пластовые | сводные |  |
| Тип коллектора |  | Терригенн | ый |  |
| Площадь нефтегазоносности, тыс.м2 | 1060535 | 645899 | 81653 | 106053 |
| Средняя общая толщина, м | 11,73 | 22,84 | 23,10 | 62,57 |
| Средняя эффективная  толщина, м | 8,60 | 16,71 | 13,26 | 37,66 |
| Средняя газонасыщенная  толщина, м | 6,59 | 7,27 | 5,84 | 6,82 |
| Средняя нефтенасыщенная  толщина, м | 4,42 | 7,40 | 5,72 | 5,89 |
| Средняя водонасыщенная  толщина, м | 4,07 | 10,50 | 12,69 | 20,89 |
| Пористость газонасыщенного  коллектора, доли ед | 0,248 | 0,247 | 0,240 | 0,247 |
| Пористость нефтенасыщенного коллектора, доли ед | 0,248 | 0,251 | 0,246 | 0,250 |
| Начальная насыщенность  газом, доли ед | 0,665 | 0,688 | 0,673 | 0,675 |
| Начальная насыщенность  нефтью, доли ед | 0,625 | 0,623 | 0,639 | 0,629 |
| Объемный коэффициент газа, доли ед | 0,0048 | 0,0048 | 0,0048 | 0,0048 |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед | 1,17 | 1,17 | 1,17 | 1,17 |
| Объемный коэффициент воды, доли ед | 1,01 | 1,01 | 1,01 | 1,01 |
| Плотность газа в поверхностных условиях, кг/м3 | 0,686 | 0,686 | 0,686 | 0,686 |
|  |  | 905 | 916 | 897 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м3 | 891 |
| Плотность воды в поверхностных условиях,кг/м3 | 1009 | 1008 | 1008 | 1008 |
| Средняя проницаемость по  керну, мкм2 | 0,299 | 0,399 | 0,266 | 0,347 |
| Средняя проницаемость по  геофизике, мкм2 | 0,438 | 0,572 | 0,496 | 0,517 |
| гидродинамике, мкм2 | 0,122 | 0,109 | 0,100 | - |
| Вязкость газа в пластовых  условиях, мПа∙с | 0,0188 | 0,0188 | 0,0188 | 0,0188 |
| Вязкость нефти в пластовых  условиях, нз/гнз, мПа∙с | 3,67/4,53 | 6,18/4,26 | 6,18/4,26 | 6,18/4,2 |
| Вязкость воды в пластовых  условиях, мПа∙с | 0,49 | 0,49 | 0,49 | 0,49 |
| Плотность газа в пластовых  условиях, кг/м3 | 144,8 | 144,8 | 144,8 | 144,8 |
| Плотность нефти в пластовых условиях, нз/гнз, кг/м3 | 812/795 | 846/796 | 846/796 | 846/796 |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжение таблицы 1.4.2 - Геолого-физическая характеристика залежей нефти и газа | | | | |
| Плотность воды в пластовых  условиях, кг/м3 | 1000 | 999 | 999 | 999 |
| Газовый фактор, м3/т | 84 | 89 | 78 | 87 |
| Пластовая температура, 0С | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 |
| Пластовое давление, МПа | 21 | 21 | 21 | 21 |
| Давление насыщения нефти  газом, нз/гнз,Мпа | 15,2/20,0 | 14,5/19,4 | 14,5/19,4 | 14,5/19,4 |
| Средняя продуктивность,  х10 м3 (сут∙МПа) | 0,96 | 1,03 | 1,08 | 1,01 |
| Коэффициент песчанистости, доли ед | 0,733 | 0,732 | 0,574 | 0,602 |
| Коэффициент расчлененности, доли ед | 2,295 | 4,048 | 5,193 | 11,147 |
| Содержание серы в нефти,% | 1,0 | 1,22 | 1,22 | 1,22 |
| Содержание парафина в нефти,% | 2,33 | 1,98 | 1,98 | 1,98 |
| Содержание стабильного  конденсата, г/м3 | 39,7 | 39,7 | 39,7 | 39,7 |
| Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т | 325233 | 554894 | 54217 | 934344 |
| Втом числе по категорииВ+С1 | 319533 | 546661 | 51132 | 917331 |
| по категории С2 | 5695 | 8233 | 3085 | 17013 |
| Начальные балансовые запасы свободного газа, млн.м3 | 166919 | 87558 | 3187 | 257694 |
| В том числе по категории С1 | 166839 | 87556 | 3187 | 257582 |
| по категории С2 | 80 | 2 | - | 82 |
| Начальные балансовые запасы тонденсата, тыс.т | 6627 | 3476 | 126 | 10229 |
| В том числе по категории С1 | 6624 | 3476 | 126 | 10226 |
| по категории С2 | 3 | - | - | 3 |