

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии
горючих ископаемых

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И
РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ
ПЛАСТОВ АС9-11 ЛЯНТОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 551 группы
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»
геологического факультета
Добролюбова Алексея Игоревича

Научный руководитель

к.г.-м.н., доцент

_____ А.Т. Колотухин

Зав. кафедрой

д.г.-м.н., профессор

_____ А.Д. Коробов

Саратов 2016

Введение. Базовые месторождения Западной Сибири, обеспечивающие свыше 70% текущей добычи нефти и газа входят в позднюю стадию разработки и характеризуются прогрессирующим ухудшением структур запасов и технико-экономических показателей добычи. В полной мере это относится к Лянторскому месторождению, находящемуся в эксплуатации более 35 лет и являющимся объектом исследования в дипломной работе. В связи с этим особую актуальность приобретают исследования, задачей которых являются повышения нефтеотдачи пластов за счет ввода в эксплуатацию сильнообводненных и бездействующих скважин.

Цель и задачи работы. Целью работы является анализ разработки основного объекта месторождения (пластов АС9–11) и рекомендации по повышению нефтеотдачи путем зарезки боковых стволов.

Задачами являлось: освещение особенностей строения месторождения и залежей пластов АС9–11, изучение комплекса работ, связанных с бурением вторых стволов из существующих скважин и ввода их в разработку, анализ критериев выбора скважин для зарезки в них боковых стволов, анализ результатов разработки залежей с помощью боковых стволов, рекомендации по выбору участков месторождения, а в их пределах скважин для зарезки боковых стволов.Д

Фактический материал. При подготовке дипломной работы использовался фактический материал по геологическому строению, нефтегазоносности и разработке Лянторского месторождения, собранный в период производственных практик, а также опубликованные и фондовые источники.

Объем работы. Работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит 59 страниц текста, 8 таблиц, 21 рисунок, 8 графических приложений. Список использованной литературы включает 20 наименований.

Основное содержание работы. В геологическом строении Лянторского месторождения принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и песчано-глинистые терригенные отложения платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Палеозойский фундамент и полный разрез платформенных образований, включающий в себя отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем, вскрыт на Лянторском месторождении скважиной 17. Общая мощность осадочного чехла в этой скважине составляет 3144м.

Охарактеризованность различных интервалов разреза керновым материалом неравномерна.

Наиболее хорошо изучены керном отложения промышленно нефтеносных горизонтов – АС9, АС10, АС11 (готерив-баррем). Породы верхнего мела, палеогеновые и четвертичные образования керном не охарактеризованы, поэтому для их литолого-стратиграфической характеристики использовались материалы по соседним месторождениям.

В тектоническом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупнейших структурных элементов земной коры, выделяется три структурно-тектонических этажа, различающиеся по степени изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям.

Формирование нижнего этажа закончилось в палеозое и соответствует геосинклинальному этапу развития современной плиты и представлен он изверженными и эффузивными, а также метаморфическими породами. Реже встречаются сильно дислоцированные осадочные породы. Эти отложения слагают складчатый фундамент плиты, изученный крайне слабо, поскольку изучение его возможно, в основном, геофизическими методами.

Промежуточный структурно-тектонический этаж, характеризующий парагеосинклинальный этап в истории развития, соответствует отложениям пермско-триасового возраста. Породы, слагающие данный этаж менее дислоцированы и подвержены метаморфизму.

Наиболее полно изучен верхний структурно-тектонический этаж, сложенный мощной толщей мезозойско-кайнозойских пород, накапливавшихся в условиях устойчивого прогибания фундамента. Именно эти отложения контролируют все известные в настоящее время скопления углеводородов в пределах Западно-Сибирского региона. Лянторское месторождение приурочено к системе локальных поднятий, расположенных на северо-западном склоне Сургутского свода. В тектоническом плане локальные поднятия, контролирующие Лянторское месторождение, приурочены к Пимскому и Востокинскому валам.

В целом, Сургутский свод и осложняющие его структуры низких порядков, относятся к Центральной тектонической области. Для нее характерным признаком является преобладание структур с северо-западным и северо-восточным простиранием. Не являются исключением и локальные поднятия, составляющие Лянторское месторождение, четко выделяющиеся по кровле пластов АС9, АС10. Все поднятия: Комарьинское, Лянторское, Январское, Востокинское, Таняунское, Тайбинское, Тутлимское образуют цепочку, протянувшуюся в меридиональном направлении. Характерным для них являются пологие углы падения крыльев, не превышающие единиц градусов, контуры их, в основном, изрезаны: наиболее четко выражены Лянторская и Востокинская структуры. Эти структуры представляют собой типичные брахиантиклинальные поднятия платформенного происхождения с простиранием, близким к меридиональному.

Большинство месторождений в пределах Сургутского свода — многопластовые, продуктивными являются отложения юры (тюменская и васюганская свиты) и нижнего мела — пласты БС1-11 и АС4-12.

На Лянторском месторождении нефтегазоносность связана с отложениями нижнего мела и средней юры. При подсчете запасов были выделены залежи: газонефтяные - в пластах АС9, АС10, АС11; нефтяные - в пластах БС8¹, БС8², БС16-17, БС18, БС19-20, ЮС2.

В ГКЗ РФ запасы нефти были утверждены по пластам АС9, АС10, АС11,

BC8², BC18.

По соотношению газо- и нефтенасыщенных частей основных продуктивных пластов AC9-11 Лянторское месторождение является нефтегазовым, по геологическому строению - сложнопостроенным.

В отличие от большинства месторождений Сургутского свода, подавляющее большинство запасов нефти и газа на Лянторском месторождении сконцентрировано в узком возрастном и глубинном диапазоне – в пластах AC9-11 верхней части вартовской свиты. В этих гидродинамически связанных между собой песчаных пластах выявлена и разведана единая (площадь около 1200 км²) газонефтяная залежь, протягивающаяся с севера на юг на 60,5 км и с запада на восток на 27 км.

Наиболее широкий контур отмечается по пласту AC9, по нижележащим пластам AC10 и AC11 площадь залежи заметно сокращается и по последнему из них продуктивны лишь наиболее приподнятые участки структуры.

Основная залежь Лянторского месторождения, объединяющая в едином контуре собственно Лянторскую, Январскую, Востокинскую, Таняунскую и Тайбинскую структуры, приурочена к гидродинамически связанным между собой песчаным пластам AC9-11 и относится к пластово-массивному типу. Залежь содержит газовую шапку значительных размеров, подстилаемую огромной по площади нефтяной "подушкой". О гидродинамической связи пластов, составляющих единый резервуар, свидетельствуют многочисленные литологические "окна", выявленные разведочными и эксплуатационными скважинами, идентичность состава и свойств нефти, единство уровней водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК) по всем трем пластам. Залежь пластов AC9-11 является единым объектом разработки.

Пластовые нефти пластов AC9, AC10, AC11 тяжелые с высоким давлением насыщения и сравнительно низким газосодержанием. Содержание метана в нефти достигает 31%. Молекулярная масса нефти 162. Дегазированные нефти пластов, AC10, AC11 тяжелые, а пласта AC9 средней плотности. Нефть пласта

АС11 малосмолистая, остальные пласты смолистые. Все нефти вязкие, парафинистые.

В течение последних нескольких лет в России для повышения добычи нефти из малодебитных скважин стал широко применяться метод восстановления скважин путем бурения боковых стволов.

В настоящее время одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и полноты извлечения ее из недр является разработка месторождений с использованием горизонтальных скважин (ГС). Особую актуальность это приобретает для месторождений со сложным геологическим строением и на поздней стадии разработки, которым и является Лянторское месторождение. В неоднородных коллекторах остается немало невыработанных прослоев, целиков и других зон, заблокированных по различным причинам.

Внедрение в производство бурения боковых стволов позволяет обеспечить стабилизацию темпов снижения добычи.

С этой целью для вовлечения в активную разработку запасов нефти, блокируемых водными или газовыми конусами, а также создания в межскважинных зонах дополнительных воронок депрессией для формирования обратных потоков флюидов, перешедших из нефтяной части в газовую или водную зоны пласта и предлагается бурение вторых ответвляющихся стволов. При этом возможно бурение из одной скважины и нескольких ответвляющихся стволов.

При выборе скважин для бурения из них боковых стволов необходимо учитывать текущие характеристики эксплуатации скважины, техническое состояние эксплуатационной колонны, качество ее крепления, фактическое пространственное положение ствола скважины:

- состояние эксплуатационной колонны выше интервала резки бокового ствола должно быть технически исправным;
- необходимо обладать достоверной информацией о траекториях стволов подобранной и соседних с ней скважин для предотвращения пересечения стволов.

В настоящее время на Лянторском месторождении в разработке находятся два эксплуатационных объекта: АС9-11 и БС₈². Основным продуктивным объектом является АС9-11, который включает в себя залежи пластов АС9, АС10 и АС11.

На конец 2015 года среднее пластовое давление по пласту АС9 составляет 191,2 атм., по пласту АС10 — 198,8 атм. и АС11 — 201,8 атм. В целом энергетическое состояние залежей объекта удовлетворительное, сохранилось на уровне начала 2015 года.

Основные источники обводнения продукции добывающих скважин — нагнетаемая вода и подтягивание пластовой воды из водонасыщенной части пласта.

Для удобства проведения анализа разработки объекта АС9-11, его площадь была разбита на условные участки ДНС (дожимная насосная станция).

В целом по объекту АС9-11 за 2015 год было добыто 4212,6 тыс.т нефти и конденсата, что на 94 тыс.т (2,3%) больше, чем в 2014 году. Основной причиной увеличения объема добычи является высокая успешность проводимых мероприятий по зарезке боковых стволов. В 2015 году из боковых стволов было добыто 1644 тыс.т. нефти, что составило 39% от общей добычи по месторождению.

Внедрение метода зарезки вторых стволов позволяет ввести в работу бездействующий фонд скважин и повысить продуктивность действующих скважин за счет вовлечения в работу неосвоенных участков пласта, при этом снижаются затраты и улучшаются показатели разработки. В основном это скважины с низким притоком, высокой обводненностью и аварийные. Наибольший дебит нефти (13,8-13,5 т/сут) получен по скважинам, вышедшим в бездействие из-за высокого газового фактора и ожидания ликвидации.

При расчете экономической эффективности учитывается дополнительная добыча, определяемая как разность добычи со скважины после зарезки вторых стволов и ожидаемой добычи по скважинам в случае их работы в прежнем режиме без зарезки.

По состоянию на 01.01.2016 фонд скважин Лянторского месторождения составляет: всего - 5988, ликвидировано 528, в ожидании ликвидации 8. Добывающих - 4014, нагнетательных - 1395, газовых - 15, водозаборных - 28.

В консервации находятся 250 скважин, в пьезометрическом и наблюдательном фонде - 520.

Коэффициент использования фонда скважин: добывающих — 0,949, нагнетательных — 0,968. Коэффициент эксплуатации действующего фонда: добывающих скважин — 0,988, нагнетательных — 0,994.

Средние входные дебиты нефти по боковым стволам последние 7 лет держатся на уровне выше 40 т/сут. За последние пять лет наиболее высокие средние входные дебиты нефти боковых стволов наблюдаются по участкам ДНС 5,10, 13,14 (свыше 50 т/сут).

Несмотря на сохранение высоких входных показателей эксплуатации боковых стволов, наблюдается снижение темпов роста накопленной добычи нефти. Это объясняется общей выработкой запасов в процессе эксплуатации месторождения, уплотнением сетки скважин, а также общим снижением количества перспективных участков для зарезки боковых стволов.

Анализ динамики добычи нефти боковыми стволами за первый год эксплуатации показал, что боковые стволы, вступающие с входными дебитами свыше 25 т/сут, окупаются, как правило, уже в первый год эксплуатации и добывают за первый год свыше 6 тыс.т нефти.

На основании анализа текущего состояния разработки объекта АС9-11 Лянторского месторождения, можно сделать вывод, что эффективность скважин после введения в эксплуатацию путем ЗБС складывается из многих факторов, как технических, так и геолого-промысловых. Поэтому при выборе методов увеличения нефтеотдачи на объекте необходимо в первую очередь учитывать геологические и потенциально добывные возможности участка.

По результатам проведенного анализа с учетом критериев выбора скважин для зарезки боковых стволов предлагаются две добывающие скважины для забуривания боковых стволов по кровле пласта АС10 — это скважины 3082

куста 468 и 3925 куста 430. При выборе этих скважин особое внимание уделено геологическим и технологическим факторам. Выбор этих скважин определен состоянием их во время эксплуатации. Основными показателями являются: обводненность продукции и причина обводнения, дебиты скважин по жидкости, выработанность пластов с остаточными запасами, текущая нефтенасыщенность пласта и его строение, а также наличие вод, подстилающих залежь, верхних вод и их разобщенность с продуктивным пластом, наличие газовой шапки и техническое состояние эксплуатационной колонны (герметичность). Предлагаемые скважины располагаются соответственно на участках ДНС-10 и ДНС-13.

Выбор участков определяется геологическими условиями, эксплуатационными показателями и подсчетными параметрами участков, а именно:

- площадь нефтеносности участков ДНС-10 и ДНС-13 составляет 52394 и 71279 тыс. м² соответственно;
- средняя начальная нефтенасыщенная толщина пласта АС9–11 по ДНС-10 составляет 10,8 м, а по ДНС-13 соответственно 9,9 м.;
- коэффициент начальной нефтенасыщенности по участку ДНС-10 — 68%, по участку ДНС-13 — 66%;
- коэффициент открытой пористости пород не менее 25,2%, проницаемости по участку ДНС-10 составляет 0,420 мкм², а по участку ДНС-13 — 0,443 мкм²;
- геологические запасы по участкам ДНС-10 и ДНС-13 составляют соответственно 73939 и 89150 тыс. т;
- текущий коэффициент нефтенасыщенности по участкам с выбранными скважинами составляет не менее 66%;
- средняя обводненность продукции по выбранным участкам составляет 94,8% — на участке ДНС-10 и 95,9% — на участке ДНС-13;
- текущий КИН по ДНС-10 составляет 0,165, по ДНС-13 составляет 0,116;

- текущая накопленная компенсация по участкам ДНС-10 и ДНС-13 составляет 101,7 и 98, 8% соответственно;
- средний дебит жидкости по участкам ДНС с выбранными скважинами составляет: на участке ДНС-10 — 120,4 т/сут; ДНС-13 — 99,7 т/сут;
- средний дебит нефти по участкам ДНС-10 и ДНС-13 составляет 6,3 и 4,1 т/сут соответственно;
- накопленная добыча нефти и конденсата по участкам ДНС-10 и ДНС-13 с выбранными скважинами составляет 12603 и 10826 тыс.т соответственно.

При выборе скважин №№ 3082 и 3925 для зарезки БС предполагается, что при эксплуатации второго ствола скважин, добыча нефти составит не менее 10-12 тыс. тонн до достижения обводненности продукции свыше 97 %. При таких нижних исходных показателях рентабельность эксплуатации таких скважин соответствует эксплуатации средне продуктивной залежи (средний дебит по нефти составит 20 т/сут.)

Исходя из рассмотренных критериев выбора скважин для зарезки БС на Лянторском месторождении, в настоящее время вторые стволы можно бурить в более чем в 930 скважинах по пласту АС9 и 770 скважинах по пласту АС10.

Заключение. Разработка Лянторского газонефтяного месторождения осуществляется уже более 35 лет и находится на поздней стадии разработки. Эта стадия характеризуется значительной выработкой запасов основных залежей и интенсивным снижением темпа разработки на фоне прогрессирующего обводнения продукции. Общая обводненность в настоящее время составляет более 90%.

Одним из эффективных путей повышения нефтеотдачи пластов является технология восстановления старых скважин, бездействующих или эксплуатирующихся с низким дебитом по нефти при помощи зарезки боковых стволов, ввод в работу нефтенасыщенных участков, неохваченных разработкой, довыработка остаточных запасов из высоко обводненных пластов и низко проницаемых коллекторов. Учитывая сложность геологического строения

Лянторского месторождения и сложность строения основного объекта разработки пласта АС9–11, выбор потенциально перспективных для бурения боковых стволов участков и зон залежей, оценка эффективности конкретного бокового ствола проведены с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей разрабатываемых залежей.