

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 обоснование доразведки
Новосеминского месторождения
(Башкирский свод)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Студента 6 курса 611 группы заочного обучения

Специальности 21.05.02- «Прикладная геология»

геологического ф-та

Чернецкого Дмитрия Николаевича

Научный руководитель

кандидат геол. мин. наук доцент _____ М.П. Логинова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин.наук, профессор _____ А.Д. Коробов

Саратов 2017

ВВЕДЕНИЕ

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция долгое время была лидирующей по количеству запасов и уровню добычи нефти в нашей стране. И, несмотря на длительный срок эксплуатации запасов, добыча углеводородного сырья здесь остается на высоком уровне. Тем не менее, большая часть крупных и средних месторождений находится на завершающем этапе эксплуатации. Эти месторождения послужили базой для создания инфраструктуры нефтегазового комплекса в основных нефтедобывающих регионах. Наличие таких объектов как дороги, трубопроводы, нефтехранилища и т.п. позволяют экономически обосновано производить разработку мелких месторождений.

Одним из них является Новосеминское месторождение нефти, расположенное в Октябрьском и Чернушинском районах Пермского края (Жуковский ЛУ). Ближайшими месторождениями являются Павловское, Судановское, Софьинское, Камышловское, Шароновское и др.

Ввиду того, что Новосеминское месторождение имеет сложное строение, значительная часть запасов его до сих пор оценена по категории С2. С целью полного извлечения запасов и достижения максимального уровня добычи, актуальным вопросом является перевод запасов в более высокие категории и вовлечение всех эксплуатационных объектов месторождения в разработку.

Целью дипломной работы является геологическое обоснование доразведки Новосеминского месторождения.

Для достижения данной цели были решены следующие задачи: сбор и анализ геолого-геофизических материалов, характеризующих геологическое строение и нефтегазоносность Новосеминского месторождения; - рекомендации по доразведке без бурения дополнительных скважин, с использованием фонда уже пробуренных.

Дипломная работа основана на анализе, систематизации, обобщении фактического материала (материалы сейсморазведки, результаты бурения и

испытаний разведочных скважин, лабораторных исследований керна, шлама, флюидов), опубликованных и фондовых источников, в которых рассматриваются вопросы геологического строения и нефтегазоносности Новосеминского месторождения и Пермско-Башкирской НГО.

Дипломная работа состоит из 5 глав, введения, заключения и содержит 42 страницы текста, 2 рисунка, таблицу, 16 графических приложений. Список использованных источников включает 12 наименований.

Основное содержание работы

Открытию Новосеминского месторождения предшествовали длительные исследования на территории Башкирского свода.

Изучаемая площадь покрыта геолого-съёмочными работами, гравиразведкой, магниторазведкой и аэромагнитной съёмкой.

По территории месторождения проходили многочисленные профили электроразведочных и сейсморазведочных работ, проводимых с 1970 по 2003гг. в различной степени дополнявших и уточнявших друг друга.

На месторождении в разные годы проводилось структурное и поисково-разведочное бурение. Первая поисковая скважина на месторождении была пробурена в 1976 г. Из-за катастрофического поглощения в отложениях фаменского яруса и невозможностью дальнейшего углубления, скважина остановлена забоем 2003 м. В этом же году в присводовой части на северо-западе Семинского поднятия, была пробурена поисковая скважина 4, с аналогичным результатом.

После проведения дополнительных сейсморазведочных работ, было установлено, что основной купол поднятия находится восточнее скважины 1. Структура была переименована в Новосеминскую и в 1990 г. с целью поиска залежей нефти в отложениях карбона и карбонатного девона на своде Новосеминского поднятия пробурена поисковая скважина 536. При опробовании в колонне интервала 1670-1677 (а.о. -1417,1 - -1424,1) была установлена промышленная нефтеносность фаменских отложений. В этом же году с целью уточнения контура нефтеносности на северо-восточном крыле этого поднятия пробурена разведочная скважина 534. В результате перфорации радаевских, турнейских и фаменских отложений открыты залежи нефти в пластах Мл, Т1, Фм2 и Фм3.

В 2001 г. с целью поиска залежей нефти в отложениях нижнего карбона и верхнего девона в своде Борниельского поднятия Жуковского лицензионного участка, пробурена поисковая скважина 560 до отложений

фаменского яруса. На поднятии открыты промышленные залежи нефти в турнейских и фаменских отложениях.

Всего на месторождении пробурено 5 поисково-разведочных скважин общим метражом более 10 км.

Во всех скважинах проведён стандартный комплекс ГИС, а также гидродинамические исследования некоторых интервалов.

Нефтеносность исследуемой площади связана с терригенными отложениями визейской толщи (пласты Тл2-а, Тл2-б и Мл), а также с карбонатными породами турнейского (пласт Т1) и фаменского (пласты Фм1, Фм2 и Фм3) ярусов.

В геологическом строении Новосеминского месторождения принимают участие терригенные и карбонатные отложения протерозойской и палеозойской эратем, почти повсеместно перекрытые четвертичными суглинками.

Кристаллический фундамент на территории Новосеминского месторождения по данным сейсморазведки залегает на абсолютной отметке –6000 - -6500 м и бурением не вскрыт. Осадочный чехол изучен по разрезам структурных, поисковых и разведочных скважин до глубины 2210 м и представлен отложениями вендской, девонской, каменноугольной и пермской систем.

Вендские отложения представлены переслаиванием алевролитов, аргиллитов, песчаников. Разрез девона начинается переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов живетского и нижней части франского яруса, а начиная с позднегиманского времени терригенные породы сменяются карбонатными разностями. Осадконакопление в этот период характеризуется существенными изменениями палеоструктурного плана, широким развитием глубоководных и рифовых фаций и возникновением Камско-Кинельской системы прогибов. В пределах последних, на протяжении позднедевонско-турнейского времени периодически формировались мелководные и относительно глубоководные фации, а также

карбонатно-рифовые массивы. [1,2] Именно с позднедевонскими и турнейскими отложениями связаны основные залежи нефти в изучаемом районе.

Визейский ярус характеризуется ритмичностью осадконакопления, проявляющейся в закономерной смене песчаных пластов алевролитами и аргиллитами. Терригенные отложения представлены бобриковскими, радаевскими и раннетульским возрастом.

Позднетульское время характеризуется началом визейской трансгрессии нормально-морского бассейна, сменой терригенного литогенеза на карбонатный, который просуществовал до конца каменноугольного периода и в раннепермское время.

В артинский и кунгурский века сформировалась региональная карбонатно-сульфатная толща. Уфимский ярус характеризуется развитием доломитов, известняков и мергелей, и, наконец, с шешминского времени наступил преимущественно континентальный режим развития, завершившийся общим подъемом территории и размывом ранее отложившихся образований.

В тектоническом отношении территория Новосеминская и Борниельская структуры находятся в пределах Чернушинской валообразной зоны, осложняющей северо-западный склон Башкирского свода, во внешней прибортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов.

Северная часть Башкирского свода в пределах Пермской области прослеживается по отложениям венда и палеозоя. Наиболее четко эта свод вырисовывается по кровле девона и отложениям карбона. Его восточное крыло по всем маркирующим горизонтам карбона и девона пологое и имеет угол наклона $<1^{\circ}$.

По пермским отложениям восточная часть Башкирского свода выделяется в качестве самостоятельного крупного выступа – ”Уфимского плато”. Резкое увеличение мощности артинского яруса в восточном направлении, существование гряды сылвинско-саргинских рифовых

сооружений вдоль границы платформы и Предуральяского прогиба привели к образованию крутого флексуобразного склона по восточному краю "Уфимского плато" (углы 2^0-3^0). Резкое воздымание пород артинского яруса в восточном направлении искажает представление о морфологии структурных планов карбона и девона. Поэтому маркирующая поверхность для картирования пермских отложений берется – репер НГК, в нижней части сакмарского яруса. [1]

Как уже говорилось, северная часть Башкирского свода осложнена Чернушинской валообразной зоной, которая образовалась в позднедевонскую эпоху. Это тектоно-седиментационное сооружение, состоящее из цепочки кольцеобразных локальных поднятий, основные из которых – девонские рифы. Эта цепочка условно разделена на две субмеридиональные ветви – западную и восточную.

Кристаллический фундамент на территории изучаемого района по данным сейсморазведки залегает на абсолютной отметке $-6000 - -6500$ м.

В региональном плане кровли вендских отложений на месте Чернушинской валообразной зоны выделяется одноименный выступ субмеридионального простирания, погружающийся на север. Градиент погружения пород на площади составляет $50 - 75$ м/км. Вендские отложения вскрыты на абсолютных отметках минус 1890 м.

По кровле терригенных отложений тиманского горизонта на месте валообразной зоны прослеживается аналогичный вендскому – Чернушинский выступ, погружающийся с юга на север, северо-восток.

По отражающим горизонтам Π^K и $\Pi^П$, приуроченным, соответственно, к кровле тульских терригенных и турнейских карбонатных отложений, структуры представляют собой купола вытянутые в северо-восточном направлении, размеры, амплитуда и площади приведены в нижеследующей таблице. Структуры характеризуется плановым соответствием горизонтов карбона.

Таблица 1 - Характеристика структур Новосеминского месторождения

Название структуры	Тип объекта	Отражающий горизонт	Оконтуривающая изогипса, м	Размеры, км	Амплитуда, м	Площадь, км ²	
Борниельская	тектоноседиментационный	S'	-305	0.8 x 0.6	2	0.4	
		I ^K	-790	1.6 x 1.4	9	1.6	
		II ^K	-1225	2.1 x 1.4	27	2.7	
		II ^{II}	-1295	2.2 x 1.4	33	3.0	
		III	Структурный нос				
Новосеминская	тектоноседиментационный	S'	-285	1.7 x 0.7	2	1.0	
		I ^K	-785	2.3 x 1.6	14	2.4	
		а	II ^K	-1230	2.0 x 1.4	29	2.2
		б		-1230	0.5 x 0.5	6	0.2
		II ^{II}	-1300	2.7 x 1.7	34	2.8	
		III	Структурный нос				

В нефтегазоносном отношении Новосеминское месторождение находится в Башкирском нефтегазоносном районе Пермско-Башкирской НГО Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Для данного района характерна нефтегазоносность в интервале разреза от воробьевского горизонта среднего девона, до подольского горизонта среднего карбона. Основными нефтегазоносными комплексами района являются: эйфельско-нижнефранский терригенный, среднефранко-турнейский карбонатный, нижнекаменноугольный терригенный и нижне-среднекаменноугольный карбонатный. [3]

Нефтеносность Новосеминского месторождения связана с среднефранко-турнейским (фаменский и турнейский ярусы) и нижнекаменноугольным нефтегазоносными комплексами (радаевский и тульский горизонты).

Промышленная нефтеносность тульских, радаевских, турнейских и фаменских отложений установлена промыслово-геофизическими исследованиями и результатами опробования скважин в процессе бурения и колонне.

Залежи нефти приурочены к следующим стратиграфическим интервалам и поднятиям:

- тульский горизонт: терригенные пласты Тл2-а и Тл2-б (Новосеминское поднятие);

- радаевский горизонт: терригенный пласт Мл (Новосеминское поднятие);

- турнейский ярус: карбонатный пласт Т1 (Новосеминское и Борниельское поднятия).

- фаменский ярус: карбонатные пласты Фм1, Фм2 и Фм3 (Новосеминское и Борниельское поднятия).

Таким образом, всего на месторождении в пределах указанных стратиграфических горизонтов и поднятий выделено 11 залежей, в том числе в фаменском ярусе - 6, в турнейском - 2, в визейском - 3: радаевский горизонт - 1 и тульский - 2.

Целью доразведки является уточнение строения выявленных залежей нефти и перевод запасов залежей пластов Тл2-а, Тл2-б, Фм1 на Новосеминском поднятии и Т1, Фм1, Фм3 на Борниельском поднятии из предварительно оцененных запасов категории С₂ в промышленные категории С₁.

Все залежи месторождения имеют сложное строение. В пластах-коллекторах находятся многочисленные непроницаемые прослои. Фильтрационно-емкостные свойства пластов не выдержаны как по площади, так и по разрезу. Залежи нефти вскрыты единичными скважинами, расположенными в сводовых частях. Проведенные в них исследования не позволили достоверно определить положение ВНК по большинству залежей и для подсчета запасов использовались условно-подсчетные уровни, требующие уточнения. Освещенность нефтеносных интервалов керновым материалом также недостаточна.

В связи с небольшими размерами месторождения бурение новых разведочных скважин является нецелесообразным. Все намечаемые к

эксплуатации объекты уже вскрыты скважинами, поэтому решение задач доразведки будет осуществляться проведением испытаний пластов в эксплуатационной колонне в разведочных скважинах 534, 536 и 560.

Во всех скважинах перед выполнением прострелочно-взрывных работ необходимо провести исследования технического состояния обсадных колонн и цементного камня за ними. Опробование будет производиться по схеме «снизу-вверх». Т.е. будут последовательно опробованы проницаемые интервалы, начиная с нижнего пласта, с последующей изоляцией и переходом на вышележащий объект. Перфорация пластов будет производиться на репрессии, величина забойного давления должна превышать пластовое на 5-10%. В качестве прострелочно-взрывной аппаратуры рекомендуются корпусные перфораторы многократного использования типа ПК 105. Плотность перфорации должна составлять 18-20 отверстий на метр. [4] Интервалы перфорации выбираются исходя из анализа геолого-геофизических исследований. Вызов притока осуществляется методом снижения плотности жидкости в стволе скважины, если этот метод окажется неэффективным, то рекомендуется применить метод вытеснения жидкости из скважины сжатым воздухом. При необходимости интенсификации притока рекомендуется произвести солянокислотную обработку призабойной зоны. Данный метод эффективен в породах, содержащих карбонатные отложения. Применение более сложных методов воздействия на пласты должно быть обосновано технико-экономическими расчетами.

Проектируемый комплекс геофизических исследований является стандартным, и включает в себя определение пластового давления и температуры, установление интервалов поступления флюида и его состава, отбор пластовых и поверхностных проб. Намечается использование следующих методов: гамма-каротаж (ГК), локатор муфт (ЛМ), термометрия (ТМ), профиль (расходомерия) и состав притока (влагометрия, резистивиметрия и гамма-плотнометрия). [5]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате анализа всего фактического материала, собранного в ходе выполнения дипломной работы и изучения геологического строения Новосеминского месторождения были даны рекомендации по доразведке месторождения с целью повышения категории запасов и перехода к следующему этапу геологического изучения – опытно-промышленной эксплуатации.

На месторождении пробурено 3 разведочных скважины, вскрывших промышленные залежи нефти. Учитывая небольшую площадь месторождения, разведочное бурение на месторождении можно считать законченным. Опробование недоизученных залежей рекомендуется производить в существующих скважинах путем перфорации соответствующих интервалов.

По результатам рекомендованных работ будет решен вопрос о переводе большей части запасов категории С2 в категорию С1 или в разряд забалансовых.

Уточнение размеров и формы залежей позволит разработать эффективную систему эксплуатации месторождения, выбрать оптимальные места заложения эксплуатационных скважин, методы повышения нефтеотдачи и т.д.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Подсчет запасов нефти и газа по месторождениям Пермской области. Геологическое строение и пересчет запасов нефти и газа Павловского месторождения. ПермНИПИнефть, Пермь, 2002.
2. Сеницын И.М., Шевченко А.М. и др. Геологическое строение и гидрогеологические условия территории листа 0-40-XXXIII. Отчет по объекту: Гидрогеологическая съемка масштаба 1:200000 лист О-40-XXXIII (Чернушка) за период 1975-1978 гг. Уфа, 1983 г.
3. Шестов И.Н., Софроницкий П.А., Рыбаков В.Н. Газонефтеводоносные комплексы Пермского Прикамья. В сб.: Геология и петрография Западного Урала. Вып.6. Пермь,1974.-С.109-133.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: Учеб. пособие для вузов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
5. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах: РД 153-39.0-072-01 Минэнерго России, 2001.: М., Изд-во ГЕРС.