

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

**«Обоснование комплекса работ по доразведке Песчанодольского  
месторождения (Самарская область)»**

**АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса, 611 группы, заочной формы обучения  
геологического факультета  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»,  
специализация «Геология нефти и газа»  
Фролова Никиты Александровича

Научный руководитель  
ассистент кафедры



\_\_\_\_\_ А.В. Чуваев

Зав. кафедрой  
доктор геол.-мин.наук, профессор

\_\_\_\_\_ А.Д. Коробов

Саратов 2020

## Введение

Целью дипломной работы является обоснование комплекса работ по доразведке Песчанодольского нефтяного месторождения.

По состоянию на 01.01.2019 года в пределах Песчанодольского месторождения пробурено 2 поисковых скважины (№100, №102) и одна разведочная скважина (№101). Скважина №100 была ликвидирована по геологическим причинам. В результате опробования перспективных на нефть горизонтов были выявлены промышленные залежи нефти в отложениях турнейского яруса (пласт В<sub>1</sub>) и окского надгоризонта (пласт О<sub>2</sub>).

Целью доразведки и исследовательских работ является изучение геологического строения месторождения, уточнение строения пластов О<sub>2</sub> и В<sub>1</sub> (получение дополнительной и недостающей промысловой информации по выявленным залежам нефти), определение четкого положения ВНК пластов О<sub>2</sub> и В<sub>1</sub>, а также разведка девонских залежей нефти.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи: анализ геолого-геофизического материала по объекту изучения, обобщение и оценка материалов о геологическом строении месторождения, обоснование рекомендаций на проведения разведочного бурения, определение точки заложения скважины, глубинной и стратиграфической привязки забоя.

В основу данной дипломной работы положены материалы, собранные в период прохождения второй производственной практики: геолого-геофизические данные Песчанодольского лицензионного участка, полученные путем сейсморазведочных работ в совокупности с данными поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, структурные карты, геологические профильные разрезы, данные о результатах бурения, отбора керна и проб флюида.

В административном отношении Песчанодольское месторождение расположено на территории Нефтегорского административного района Самарской области, в 72 км к юго-востоку от областного центра г. Самара.

Дипломная работа состоит из введения, 4 глав, заключения и содержит

47 страниц текста, 6 таблиц, 6 рисунков, 8 графических приложений. Список использованных источников включает 11 наименований.

### **Основное содержание работы**

Впервые Песчанодольская структура была выявлена по горизонту «Тр» сейсморазведочными работами МОГТ в 1985-87гг. на Песчанодольской площади [1]. В результате проведенных сейсмических исследований изучено строение площади по горизонтам карбона и девона. Кроме того, на Песчанодольской структуре рекомендовано проведение детальных сейсморазведочных работ методом МОВ ОГТ.

В 1987 году сейсморазведочной партией №14/87-88 на Голубевской площади были проведены детальные сейсморазведочные работы методом ОГТ [2]. Данными работами изучено и уточнено строение Песчанодольского поднятия, а также даны рекомендации на бурение поисковой скважины в своде поднятия. В последующие годы полевые сейсморазведочные работы на месторождении не проводились.

Поисковое бурение на Песчанодольской площади было начато в 1989 году бурением скважины №100 в приподнятой части северо-западного купола, выявленного сейсморазведкой МОГТ по отражающему горизонту «Тр», сопоставляемому с «покровской» пачкой тарусского горизонта серпуховского яруса нижнего карбона. Скважина была пробурена с целью поиска нефтяных залежей в отложениях окского надгоризонта. В процессе бурения при испытании с помощью ИПТ пласта  $O_4$  была получена пластовая вода, а из пласта  $O_2$  - слабый приток нефти ( $0,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Скважина была ликвидирована по геологическим причинам при забое на глубине 2340м.

В 1995 году были пробурены две скважины - одна поисковая (№102) и одна разведочная (№101). Пробуренные скважины вскрыли карбонатные отложения турнейского яруса в сводовой части собственно Песчанодольского поднятия, закартированного в результате детальных сейсморазведочных работ (сейсморазведочной партией №14/87-88) по отражающим горизонтам «Тр» и «А». Горизонты сопоставляются, соответственно, с «покровской» глинисто-

карбонатной пачкой тарусского горизонта серпуховского яруса и кровлей кристаллического фундамента. В результате опробования перспективных на нефть горизонтов на Песчанодольском месторождении выявлены промышленные залежи нефти в отложениях турнейского яруса (пласт В<sub>1</sub>) и окского надгоризонта (пласт О<sub>2</sub>). Перспективно-продуктивные отложения терригенного девона указанными скважинами не вскрыты.

Песчанодольское месторождение расположено в центральной части юго-восточной оконечности Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Эта часть территории характеризуется увеличенными глубинами залегания фундамента до 4 км, довольно значительным развитием эвапоритовых формаций, преобладанием в разрезе карбонатного комплекса отложений, фаціальным разнообразием терригенных осадков.

Пробуренные скважины вскрыли осадочную толщу лишь до карбонатных пород верхнего девона. Сверху вниз вскрытая часть геолого-геофизического разреза представлена отложениями четвертичной, неогеновой, третичной, пермской и каменноугольной систем.

В региональном тектоническом отношении Песчанодольское месторождение расположено в северо-западной части Бузулукской впадины, где наиболее четко выраженными тектоническими элементами II порядка являются Бариновско–Лебяжинская и Кулешовская структурно-тектонические зоны, тесно связанные с системой кулисообразно ориентированных тектонических разломов кристаллического фундамента. Это указывает на блоковый характер строения рассматриваемой территории. В результате региональных тектонических движений этих сложно построенных блоков фундамента, помимо формирования в осадочной толще упомянутых выше структурных зон, на соседних с ними участках происходило образование целой системы различно ориентированных, более мелких структур и локальных куполов. Их формирование происходило при активном участии седиментационных процессов, протекавших в наиболее благоприятных условиях существования полужамкнутых солеродных и

сульфатно-карбонатных лагун окского времени и сравнительно мелководных биогермобразующих (рифобразующих) водоемах турнейского века. В результате была сформирована целая система куполов и поднятий Верхне-Ветлянского и Ветлянского месторождений, включая расположенную между ними Песчанодольскую структуру. В целом, по большинству основных опорных (маркирующих) горизонтов разреза отмечается совпадение структурных планов для всей этой группы куполов и локальных поднятий, что свидетельствует о преобладающей роли тектонического фактора. Некоторые изменения в их морфологии, амплитуде и ориентации связаны с наличием неравномерных размывов карбонатных отложений башкирского и турнейского ярусов, а также окского надгоризонта и последовавших затем процессов седиментации терригенных отложений верейского, бобриковского и тарусского горизонтов [3, 4].

В нефтегазоносном отношении Песчанодольский участок недр находится в Северо-Бузулукском нефтегазоносном районе Бузулукской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Промышленная нефтеносность отложений нижнего карбона (пласт  $O_2$  окского надгоризонта и  $B_1$  турнейского яруса) установлена в 1995 году в результате освоения (перфорации) этих пластов в разведочной скважине №101 и в поисковой скважине №102. Основой для построения геологических моделей рассматриваемых залежей, помимо указанных выше скважин, послужили материалы сейсморазведки МОГТ по отражающему горизонту «Тр» («покровская» пачка тарусского горизонта) для пласта  $O_2$  окского надгоризонта и отражающему горизонту «У», сопоставляемому с кровлей бобриковского горизонта, для пласта  $B_1$  турнейского яруса. Детальное изучение продуктивных пластов  $O_2$  и  $B_1$ , а также сопутствующих им пластов ( $O_3$ ,  $O_4$  и  $B_2$ ), выполнялась по данным ГИС [3, 5].

Продуктивный пласт  $O_2$  приурочен к кровельной части окского надгоризонта и представлен доломитами и известняками, пористыми, проницаемыми, местами ангидритизированными. Пласт выдержан по

площади месторождения и залегает между двумя пачками ангидритов толщиной около 25 м. Региональной покрывкой, кроме верхнего ангидрита, служит преимущественно глинистая «покровская» пачка тарусского горизонта серпуховского яруса толщиной около 30 м. Средняя глубина залегания продуктивного пласта – 2242 м.

Открывательницей залежи является разведочная скважина №101, пробуренная в сводовой части Песчанодольского поднятия, выявленного сейсморазведочными работами МОГТ в 1985 - 87 г.г. В этой скважине пласт  $O_2$  залегает в интервале глубин 2255,6 – 2260,8 м (абс. отм. минус 2096,5 - минус 2101,7 м) и имеет эффективную толщину – 5,2 м. Пласт был перфорирован (ПС-112) в интервале глубин 2254 –2262 м (абс.отм. минус 2094,8 - минус 2102,8 м), в результате был получен приток нефти дебитом 1,5 м<sup>3</sup>/сут. В поисковой скважине №102 пласт был опробован испытателем пластов в интервале глубин 2221-2247 м (абс. отм. минус 2071,2 – минус 2097,2 м), при этом было получено 0,8 м<sup>3</sup> нефти.

Граница залежи и контур запасов приняты на абс. отм. минус 2101,6 м по подошве эффективного нефтенасыщенного пропластка в скважине №101, вскрытого перфорацией. Залежь нефти пластовая сводовая не нарушенная. Её размеры в пределах принятого контура нефтеносности – 1,6×1,0 км. Установленная высота залежи – 9,4 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина 3,2 [3, 6].

К настоящему моменту из пласта  $O_2$  отобраны четыре поверхностные пробы из скважин №№100, 101, 102 (три поверхностные пробы ИПГ). Глубинные пробы не отбирались.

Пластовая нефть относится к легким – с плотностью 794,0 кг/м<sup>3</sup>, маловязким – 2,68 мПа·с. Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре – 4,87 МПа, газосодержание – 44,7 м<sup>3</sup>/т.

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 838,0 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор – 37,4 м<sup>3</sup>/т,

объёмный коэффициент – 1,105, динамическая вязкость разгазированной нефти – 7,23 мПа·с.

Газ, выделившийся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, характеризуется отсутствием сероводорода. Содержание углекислого газа – 0,40% и азота – 8,312%. Содержание гелия в газе 0,012%. Мольное содержание метана – 36,86%, этана – 24,62%, пропана – 20,18%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 29,81%. Относительная плотность газа по воздуху – 1,065, а теплотворная способность – 56511,4 кДж/м<sup>3</sup>.

По «товарной» характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 1,68%), смолистая (6,65%), парафиновая (4,34%). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 44,0% [3, 7].

Продуктивная часть пласта В<sub>1</sub> турнейского яруса представлена двумя прослоями (скважина №101) и пятью (скважина №102) тонкими (от 0,4 до 2,4 м) пористыми и проницаемыми прослоями известняков, переслаивающимися с их плотными разностями, толщина которых колеблется от 0,6 до 2,0 м. Покрышкой залежи пласта В<sub>1</sub> служат глины нижней части бобриковского горизонта толщиной 11-13 м.

Залежь нефти пласта В<sub>1</sub> открыта в пределах Песчанодольского поднятия поисковой скважиной №102, пробуренной в присводовой части структуры, закартированной по отражающему горизонту «У», сопоставляемому с кровлей бобриковского горизонта нижнего карбона. Пласт В<sub>1</sub> в этой скважине выделяется в интервале глубин 2544,8 – 2558 м (абс. отм. минус 2395 - минус 2408,2 м). В 1995 году пласт был перфорирован в интервале 2544,0 – 2554 м (абс.отм. минус 2394,2 – минус 2404,2 м), в результате были получены притоки нефти дебитом 18м<sup>3</sup>/сут и 14м<sup>3</sup>/сут, соответственно, на 3,5 мм и 2 мм штуцерах.

В разведочной скважине №101, пробуренной в 750 м к северо-западу от скважины №102, пласт В<sub>1</sub>, залегающий в интервале глубин 2562 – 2585,2 м (абс. отм. минус 2402,9 - минус 2426,1 м), был опробован в открытом стволе

испытателем пластов ИПГ в интервале 2561 – 2571 м (абс.отм. минус 2401,8 - минус 2411,8 м), в результате за 93 минуты было получено 0,35 м<sup>3</sup>/сут. нефти и 0,8 м<sup>3</sup>/сут. пластовой воды. Граница залежи и контур запасов категории С<sub>1</sub> приняты на абсолютной отметке 2404,6 м по подошве эффективного нефтенасыщенного пропластка в скважине №102, вскрытого перфорацией. Залежь нефти пластовая сводовая слабонарушенная. Ее размеры в пределах принятого контура нефтеносности – 1,6×0,6 км. Установленная высота залежи – 9,6 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина – 2,3 м.

Физико-химические свойства нефти и газа пласта В<sub>1</sub> определены по данным исследования двух глубинных и двух поверхностных проб из скважины №102.

По результатам исследований пластовая нефть относится к легким – с плотностью 790,0 кг/м<sup>3</sup>, маловязким – с динамической вязкостью 2,16 мПа·с. Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре – 5,14 МПа, газосодержание – 43,21 м<sup>3</sup>/т.

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 835,0 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор – 34,34 м<sup>3</sup>/т, объёмный коэффициент – 1,111, динамическая вязкость 5,43 мПа·с.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, следующее: сероводорода – 3,22%, углекислого газа – 1,07%, азота – 14,52%, гелия – 0,029%, метана – 24,02%, этана – 19,92%, пропана – 24,12%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 37,25%. Относительная плотность газа по воздуху – 1,192, теплотворная способность – 58040,5 кДж/м<sup>3</sup>.

По «товарной» характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 1,36%), малосмолистая (2,74%), высокопарафиновая (6,17%). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 44,0% [3, 7].

Оценка запасов нефти и растворенного газа залежей пластов О<sub>2</sub> окского надгоризонта и В<sub>1</sub> турнейского яруса нижнего карбона Песчанодольского



месторождения была произведена оперативным путем ИТЦ ОАО «Самаранефтегаз» в 1996 году.

Начальные запасы нефти в целом по месторождению утверждены по промышленной категории  $C_1$  в количестве 509 тыс.т. балансовых и 141 тыс.т. извлекаемых, в том числе 118/35 тыс.т по пласту  $B_1$  и 391/106 тыс.т по пласту  $O_2$  [3, 8].

В 2005г. в процессе выполнения проекта пробной эксплуатации Песчанодольского месторождения ООО «СамараНИПИнефть» было произведено уточнение геологического строения залежи. В продуктивном пласте  $B_1$  принята граница залежи по подошве нефтенасыщенного пропластка на абсолютной отметке минус 2404,6 м в разведочной скважине №102, из которой был получен промышленный приток нефти при нижней дыре перфорации на абсолютной отметке минус 2404,2 м (ранее принималась за границу запасов категории  $C_1$ ). В результате выполненной работы был уточнён ряд таких подсчетных параметров, как нефтенасыщенность (0,88 по обоим пластам вместо 0,87 и 0,881 по пластам  $O_2$  и  $B_1$  соответственно), а также плотность нефти (по пласту  $O_2$  - 0,836 вместо 0,871) и пересчетный коэффициент (0,908 и 0,907 вместо 0,905 и 0,906 по пластам  $O_2$  и  $B_1$  соответственно). Существенного влияния на запасы нефти эти изменения не оказали.

### **Заключение**

Целью комплекса работ по доразведке является более полное изучение геологического строения месторождения, которое включает в себя:

- уточнение строения пластов  $O_2$  и  $B_1$ ;
- получение необходимой промыслово-геофизической информации по выявленным залежам нефти;
- определение четкого положения ВНК пластов  $O_2$  и  $B_1$ ;
- опоскование перспективных отложений терригенного девона.

Доразведку уже выявленных залежей нефти пластов  $O_2$  и  $B_1$  Песчанодольского месторождения рекомендуется осуществить путем

бурения двух разведочных скважин №№103Р, 104Р. Бурение указанных скважин необходимо для получения более полной промыслово-геофизической информации.

Остаются непоискованными нижележащие девонские пласты (Дл заволжского надгоризонта фаменского яруса, Дк тиманского, Д<sub>1</sub> пашийского горизонтов франского яруса и Д<sub>3</sub> ардатовского горизонта живетского яруса), промышленно нефтеносные на соседних Ветлянском и Верхне-Ветлянском месторождениях. На наличие замкнутого Песчанодольского локального поднятия в отложениях девона указывают материалы сейсморазведки МОГТ 1988 года по отражающему горизонту «А», сопоставляемому с поверхностью кристаллического фундамента. Опоискование указанных отложений планируется выполнить при бурении разведочной скважины № 104Р, расположенной в сводовой части структуры по отложениям терригенного девона.

Разведочную скважину №103Р рекомендуется пробурить в 3750м юго-восточнее скважины № 101 с целью оконтуривания залежей продуктивных пластов О2 и В1 на северном крыле структуры. Проектный забой скважины 2420 м, проектный горизонт – пласт В1 турнейского яруса.

Разведочную скважину №104Р рекомендуется пробурить в 2000м юго-западнее скважины № 101 с целью оконтуривания залежей продуктивных пластов О2 и В1 на южном крыле структуры и опоискования всех перспективно-продуктивных горизонтов терригенного девона. Проектный забой скважины 3700 м, проектный горизонт – кристаллический фундамент.

Конструкция скважин должна предусматривать их перевод в категорию эксплуатационных.

При бурении разведочных скважин №103Р, №104Р необходимо выполнить следующий комплекс геолого-геофизических исследований:

1. Оперативное изучение литологического состава разреза скважины и характера насыщения перспективно-продуктивных коллекторов при помощи станции геолого-технического контроля (ГТК);

2. Отбор кернa из всех перспективно - продуктивных отложений с целью получения сведений о фильтрационно-ёмкостных свойствах (ФЕС) и степени нефтенасыщенности коллекторов продуктивных пластов;

3. Геофизические исследования скважины (ГИС).

4. Испытание продуктивных интервалов в открытом стволе (ИПТ) для оперативной оценки характера насыщения перспективных коллекторов и определения глубины спуска эксплуатационной колонны;

5. Проведение вертикального сейсмического профилирования и непродольного профилирования (ВСП+НВП) с целью уточнения морфологии залежи;

6. Комплексные гидродинамические исследования в эксплуатационной колонне нижнего продуктивного объекта для определения основных добычных характеристик скважины и параметров пласта.

В проектных разведочных скважинах после выхода из бурения необходимо произвести отбор глубинных и поверхностных проб нефти с последующим полным комплексом лабораторных испытаний.

Полученные в ходе выполнения указанного комплекса геолого-геофизических исследований данные позволят детализировать структурные планы продуктивных пластов и выяснить их взаимосвязи с распространением коллекторов по площади; уточнить геологическое строение выявленных залежей, ловушек и их контуров нефтеносности, значительно уточнить фильтрационно-ёмкостные свойства пород-коллекторов, характер их насыщения; определить дебит скважины, установить коэффициент продуктивности по разведочным скважинам, изучить физико-химические свойства флюидов.

Указанные параметры позволят выполнить уточненный подсчет запасов по уже открытым нефтяным залежам пластов  $O_2$  и  $B_1$ . Кроме того, в случае получения промышленных притоков нефти при опoисковании перспективно-продуктивных горизонтов терригенного девона даст возможность значительного прироста запасов нефти по месторождению в

целом. Предложенный комплекс работ по доразведке месторождения позволит определить оптимальную систему его разработки с учетом выбора эксплуатационных объектов и ввести месторождение в промышленную разработку.

#### **Список использованных источников**

1. Заболотский В. В. Отчет. Отчет о сейсморазведочных работах с/п №14/85-86 на Песчанодольской площади за 1985-87гг. Куйбышев: Трест «Куйбышевнефтегеофизика», 1987г.
2. Заболотский В. В. Отчет. Отчет о сейсморазведочных работах с/п №14/87-88 на Голубевской площади. Куйбышев: Фонды Трест «Куйбышевнефтегеофизика», 1988г.
3. Архипов В.С., Тихонов О.М., Хлуднев Д.М., Нефёдов А.П. и др. Отчет. Технологическая схема разработки Песчанодольского месторождения. Самара: Фонды ОАО «Самаранефтегаз», 2009г.
4. Коноваленко С.С. Отчет. Авторский надзор за внедрением комплексных проектов и разработка предложений к плану геолого-разведочных работ по Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и Куйбышевской области. Куйбышев: Фонды ВОИГ и РГИ, 1987г.
5. «Проект Стандарта Компании ОАО «НК Роснефть» по исследованиям пластов и скважин», 2007г.
6. «Справочник гидродинамических параметров продуктивных пластов Куйбышевской области». ЦНИЛ ОКН, Куйбышев, 1990г.
7. Справочник Физико-химических свойств нефтей, газов и пластовых вод Куйбышевской области (Период с 1.01.1990–1.01.2000). ООО «СамараНИПИнефть», 2000г.
8. Инструкция по определению газовых факторов и количества растворенного газа, извлекаемого вместе с нефтью из недр. РД-39-0147035-225-88, 2001г.