

и простирающейся в субширотном направлении в северной части Припятского прогиба. К западу от месторождения находится Осташковичское, южнее – Южно-Осташковичское, севернее – Западно-Тишковское, и восточнее – Южно-Тишковское и Речицкое месторождения нефти.

Для межсолевых отложений Тишковской структуры характерным является пликативно-блоковое строение, обусловленное движением блоков по разломам, а также проявлениями соляного тектогенеза в ливенском горизонте. Межсолевые и подсолевые залежи Тишковского месторождения в плане не совпадают и находятся на расстоянии 11,5 км друг от друга. В тектоническом отношении Тишковская межсолевая структура (I блок) приурочена к центральной части Речицко-Вишанской ступени Северной структурной зоны Припятского прогиба. Поверхность межсолевого комплекса погружается в юго-восточном направлении под углом 42 градуса от абсолютных отметок минус 2850 м до минус 3400 м.

На исследуемой территории были пробурены поисковые и разведочные скважины, но границы и структурный план межсолевых елецко-задонских отложений не установлены. В связи с этим в 2012 г. в южной присводовой части подсолевой структуры Тишковского нефтяного месторождения с целью эксплуатации нефтяной залежи семилукского горизонта была заложена скважина № 60s2 Тишковская. По результатам бурения скважины 60s2 Тишковская на Тишковском месторождении в предполагаемой ранее зоне отсутствия межсолевых отложений открыта новая залежь (I блок) в тонежско-кузьмичевских слоях задонского горизонта (рисунок 2).

На глубине 3380 м (минус 3117 м) скважина вскрыла межсолевые отложения мощностью 213 м (елецкий (туровские слои) и задонский (вишанские, тремлянские, тонежские и кузьмичевские слои) горизонты). По геофизическим исследованиям скважин в тонежских и кузьмичевских слоях задонского горизонта выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы суммарной эффективной толщиной 59 м (46,4 м по абсолютным отметкам).

По результатам бурения скважины 60s2 Тишковская проведена оценка запасов задонской (тонежские и кузьмичевские слои) залежи. Запасы в количестве 25 тыс.т. подсчитаны объемным методом и классифицированы по категории C1.

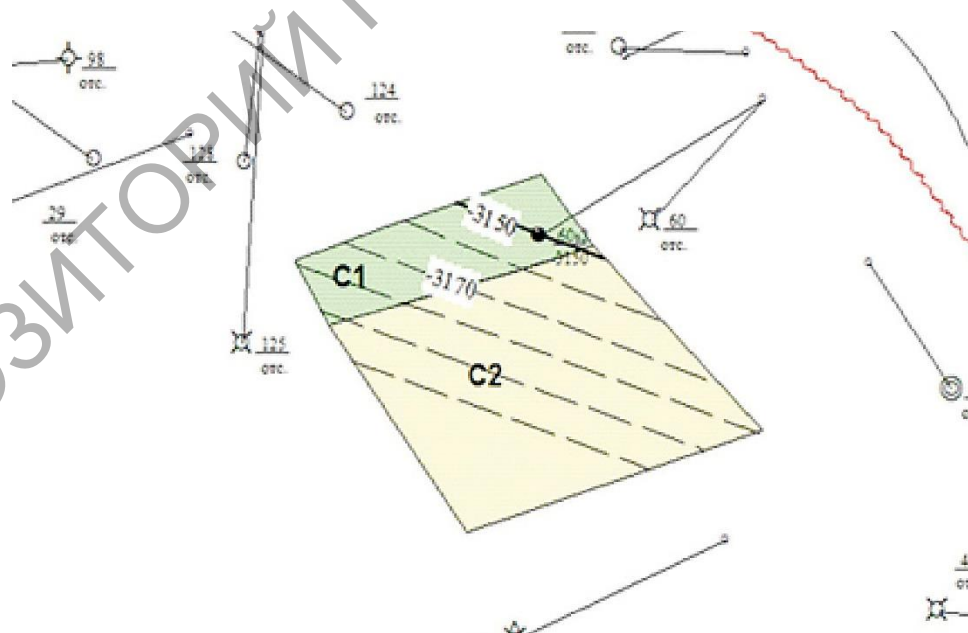


Рисунок 2 – Фрагмент структурной карты поверхности задонского (тонежские слои) горизонта по результатам бурения скв. 60s2 Тишковская (Тишковская площадь), 2012 г., масштаб 1:20000

Контур подсчета ограничен на северо-западе тектоническим нарушением вскрытым скважинами 40, 125, 60 Тишковские, на юго-западе скв. 125 Тишковская и 72 Ю-Тишковская, в которых межсолевые отложения отсутствуют, северо-восточная граница ограничена скв. 60 Тишковской (межсолевые отложения отсутствуют) и возможно контролируется тектоническим нарушением, ограничивающим восточный подсолевой блок Тишковского месторождения. Юго-восточная граница взята условно по 2-м вариантам. В 1 варианте залежь возможно контролируется нарушением, вскрытым скв. 72 Ю-Тишковская, во втором случае взята на расстоянии 200 м к западу от скважины 72 Ю-Тишковская, при условии, если нарушение не контролирует межсолевые отложения [1].

В 2013 г. с целью доразведки задонской залежи и эксплуатации семилукского горизонта центрального блока Тишковского месторождения забурена скважина 47s2 Тишковская, которая вскрыла межсолевую залежь задонского горизонта и уточнила северную границу межсолевой залежи I блока.

В 2014 г. по результатам бурения скважины 156 Тишковская уточнено строение межсолевой (тонежские слои задонского горизонта) залежи I блока и открыты новые залежи нефти в елецких (туровские слои) и задонских (тремлянские слои) отложениях. При испытании в процессе бурения совместно туровских слоев елецкого и тремлянских слоев задонского горизонтов в интервале 3433 – 3490 м получен промышленный приток нефти дебитом 300 м³/сут.

В 2015 г. с целью дальнейшей доразведки и организации закачки в юго-восточной части месторождения пробурена скважина 9072 Тишковская, вскрывшая полный разрез межсолевых отложений, и уточнившая строение и подсчетные параметры месторождения [1].

В лаборатории оперативного мониторинга запасов с учетом всех пробуренных скважин проведена оперативная оценка запасов нефти. Запасы классифицированы по категории С1, посчитаны объемным методом и составили: категории С1 – геологические – 522 тыс.т.; извлекаемые – 119 тыс.т. Начальные геологические запасы, посчитанные методом материального баланса, составляют 1061 тыс.т., что практически в 2 раза больше, посчитанных объемным методом, что говорит о возможно иных (больших по площади) размерах блока.

В тектоническом отношении Тишковская межсолевая структура (I блок) приурочена к центральной части Речицко-Вишанской ступени Северной структурной зоны Припятского прогиба.

Поверхность межсолевого комплекса погружается в юго-восточном направлении под углом 42 градуса от абсолютных отметок минус 2850 м до минус 3300 м.

С целью дальнейшей разведки залежи и определения возможных границ блока специалистами геологоразведочного направления БелНИПИнефть проанализирован геологический и сейсмический материал данного района. Построены плоскости сбрасывателя по скважины № 61 Ю-Тишковская и скважины № 72 Ю-Тишковская (скважины из ливенских отложений вошли в породы кристаллического фундамента).

Согласно результатам бурения скважин, в пределах месторождения, разлом, вскрытый скважиной № 72 Ю-Тишковская не контролирует межсолевые отложения. Юго-восточную границу можно провести практически до скважины № 72, в которой межсолевые отложения отсутствуют.

На северо-западе блок возможно контролируется подсолевым тектоническим нарушением центрального блока, на северо-востоке – тектоническим нарушением по результатам бурения скважин 47s2 и 60s2 (из оресского горизонта вошли в туровские слои елецкого горизонта).

Полностью и однозначно определиться с размерами блока по данным сейсморазведочных работ 3D не представляется возможным в связи со сложными

сейсмологическими условиями (небольшие размеры блока, соляно-купольная тектоника) [1].

Анализ толщин межсолевого комплекса, фильтрационно-емкостных свойств и насыщения пород-коллекторов соседних месторождений позволяет предположить о единой истории формирования фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов с Южно-Тишковским месторождением. В процессе осадконакопления в лебедянско-полесское время межсолевые отложения претерпели значительные сдвигово-разрывные подвижки в условиях соляного тектогенеза, северная часть Южно-Тишковского месторождения сместилась относительно основного блока в северо-восточном направлении.

Ориентируясь на данные предположения можно говорить о наличии возможно узкого протяженного блока, вытянутого с юго-запада на северо-восток.

С целью уточнения структурного плана месторождения, определения фильтрационно-емкостных свойств и нефтенасыщения, предлагается восстановить скважину № 61 Южно-Тишковскую боковым стволом и забурить разведочную скважину № 9061 Тишковская с глубины 2156 м и проектной глубиной 3845 м в домановичских отложениях (рисунок 3).

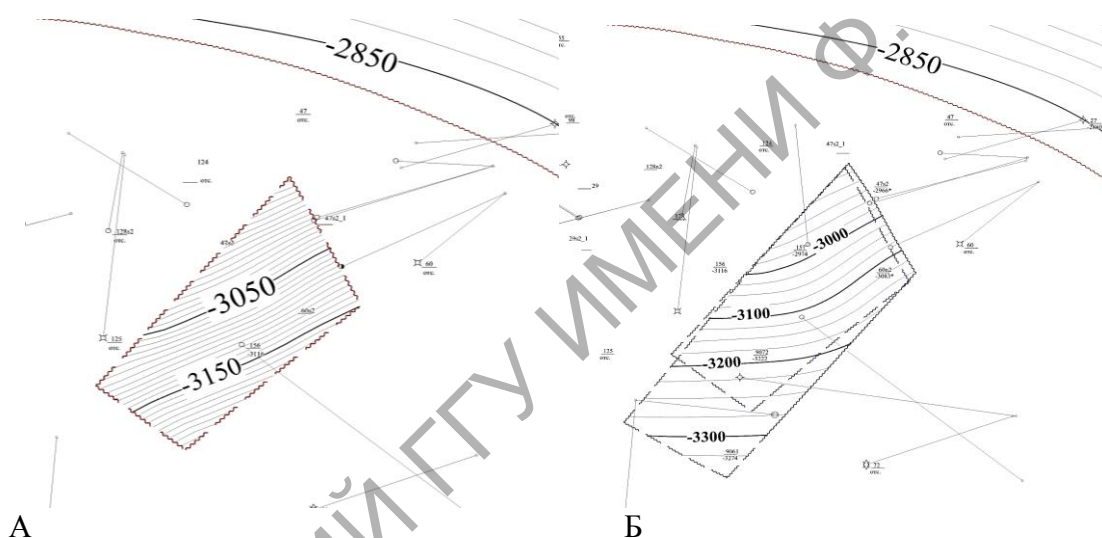


Рисунок 3 – Фрагмент структурной карты по поверхности елецко-задонского горизонта, 2015 г.: А – фрагмент структурной карты поверхности петриковских отложений до бурения скв. №9061; Б – фрагмент структурной карты поверхности петриковских отложений после бурения скв. 9061 (масштаб 1:10000) [по материалам РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»]

В конце 2015 г. с целью доразведки залежи и определения границ залежи по результатам геолого-геофизического анализа всего имеющегося материала было рекомендовано бурение разведочной скважины № 9061.

В 2017 г. по результатам бурения скважины № 9061:

1. Уточнено прогнозное геологическое строение блока.
2. Уточнены фильтрационно-емкостные характеристики елецко-задонской залежи I блока Тишковского месторождения.
3. Скважиной вскрыт практически весь межсолевой разрез, на глубине 3749 м скважина пересекает юго-восточное нарушение (из верхней части домановичского горизонта входит в ливенские отложения).

4. С целью уточнения границы распространения межсолевых нефтепродуктивных отложений в скв. № 9061 были проведены скважинные сейсмические исследования.

5. По результатам работ вертикального сейсмического профилирования (ВСП) уточнено местоположение северо-западной и западной границы промежуточного межсолевого блока по кровле петриковского горизонта.

Северо-западная граница блока контролируется подсолевым тектоническим нарушением центрального блока и уточнена результатами ВСП со скв. № 9072 и № 9061, на северо-востоке – тектоническим нарушением по результатам бурения скважин 47s2 и 60n2 (из оресского горизонта вошли в туровские слои елецкого горизонта), с юго-запада – условной границей отсутствия межсолевых отложений, с юго-востока – границей развития межсолевого комплекса определенной по результатам бурения скважины № 9061 (вскрыла верхнюю часть домановичского горизонта и вошла в ливенский горизонт). Поверхность петриковского горизонта погружается в юго-восточном направлении от абсолютных отметок минус 2900 м до минус 3350 м [1].

Таким образом форма и размеры блока, кроме юго-западной границы определены. В данной работе были рассмотрены: геологическое строение изучаемой площади, тектоническое строение, нефтеносность. В конце 2015 г. была пробурена разведочная скважина № 9061. По результатам бурения которой, было уточнено прогнозное геологическое строение блока, уточнены фильтрационно-емкостные характеристики залежи, скважиной был вскрыт практически весь межсолевой разрез и по результатам работ вертикального сейсмического профилирования уточнено местоположение северо-западной и западной границы промежуточного межсолевого блока по кровле петриковского горизонта.

Список литературы

1 Фондовые материалы. Проект доразведки Тишковского месторождения нефти (скв. № 9061 Тишковская): Отчет / РУП «ПО «Белоруснефть» / Список исполнителей: И.В. Зайцев, Л.И. Иванова, А.И. Макаренко, В.Г. Некрашевич – Договор № 11-3.2017. № Гос. регистрации 220-04-3-17/17. – Гомель, 2017.

Н.И. КОНДРАТЕНКО¹, А.В. КОНДРАТЕНКО²

¹ филиал «Мозырская нефтеразведочная экспедиция глубокого бурения»,

г. Гомель, Республика Беларусь,

nykondratenko@mail.ru

² НГДУ «Речицанефть»,

г. Речица, Республика Беларусь,

A.Kondratenko2@beloil.by

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ ГАЛИТОВОЙ ПОДТОЛЩИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Прогнозные ресурсы верхнесоленосного комплекса Южного нефтеперспективного района оценены в 5,7 млн. тонн, что составляет менее 3 % от неразведанных извлекаемых ресурсов Припятского прогиба. Из 15 залежей нефти, выявленных в верхнесоленосном комплексе, три залежи установлены в Южном нефтеперспективном районе, но все они непромышленные [2].

Верхнесоленосный комплекс включает нижнюю галитовую и верхнюю глинисто-галитовую субформации и все залежи нефти установлены в нижней, галитовой подтолще. Поэтому ниже будут рассматриваться перспективы нефтеносности галитовой подтолщи, а если быть точнее, внутрисолевого прослоя галитовой подтолщи