

М. А. Савченко

**АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ  
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ЕЛЕЦКО-ЗАДОНСКОЙ ЗАЛЕЖИ  
II БЛОКА ВИШАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ  
ОБОСНОВАНИЯ БУРЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН**

*Статья посвящена изучению и анализу изменений коллекторских свойств (таких как пористость, нефтенасыщенные толщины), а также свойств неоднородностей в пределах елецко-задонской залежи второго блока Вишанского месторождения. На основании этого анализа был сделан и обоснован выбор мест, где бурение эксплуатационных скважин, как добывающих, так и нагнетательных, будет наиболее эффективным.*

В елецко-задонских отложениях I и II блоков Вишанского месторождения коллекторами являются доломиты, реже доломитизированные известняки. Доломиты скрытокристаллические и мелкозернистые, массивные, местами с включениями белого ангидрита, трещиноватые, пористые и кавернозные, каверны обычно мелкие размером 0,5–1 мм до 3 мм, иногда до 10–30 мм. Иногда каверны заполнены жидкой нефтью. Трещины разноориентированные, шириной 0,5–1,5 мм, иногда до 4 мм.

Основную емкость пород-коллекторов в межсолевых отложениях Вишанского месторождения составляют каверны выщелачивания и поры. Во всех коллекторах имеются также трещины [1].

Тип коллектора межсолевых отложений каверново-порово-трещинный.

По данным 655 определений керна, отобранным из 7 скважин, открытая пористость по межсолевым отложениям составляет 0,047 %. Проницаемость образцов меняется составляет в среднем 0,0020 мкм<sup>2</sup>.

Нефтенасыщенные толщины елецко-задонской залежи II блока, распространены по разрезу неравномерно. Максимальные нефтенасыщенные толщины приурочены к центральной части залежи и составляют 45 м (скв.115) и 45,8 м (скв.134) (рисунок 1). Нефтенасыщенная толщина в западной части залежи составляет 6,3 м (скв.34), в восточной части залежи – 12,1 м (скв.5).

Средневзвешенная открытая пористость пластов-коллекторов, по данным ГИС, изменяется от 4,3 % (скв.96) до 12,3 % (скв.63), составляя в среднем 9 %. В характере распространения значений пористости можно отметить следующую закономерность – минимальные ее значения приурочены к юго-восточной периферийной части залежи и составляют 4–6 %. В центральной (сводовой) части пористость несколько увеличивается до 7–8 % в западной части свода и 9–10 % – в восточной его части. Максимальные же значения отмечаются в северной части, где пористость составляет 12 % и более (максимальное значение коэффициента пористости – в скважине 63–12,2 %). Таким образом, в распределении пористости в пределах залежи можно отметить ее увеличение к северной части при переходе от центральной части свода [2].

Значение нефтенасыщенности, средневзвешенной по толщине, изменяется по скважинам от 74 % (скв.5) до 91 % (скв. 63).

Коэффициент песчаности по залежи II блока составляет 0,33 доли ед., коэффициент расчлененности изменяется от 4 доли ед. до 24 доли ед. При детальном рассмотрении коэффициента песчаности можно отметить, что минимум его отмечается в южной части залежи и составляет менее чем 0,10 (достигая 0,02–0,03 в юго-западной части залежи). В сводовой части отмечается резкое его увеличение и экстремум

приурочен к наиболее приподнятым частям залежи, где песчаность составляет 0,40-0,50. К северной периферии залежи этот параметр снижается до 0,20-0,10.

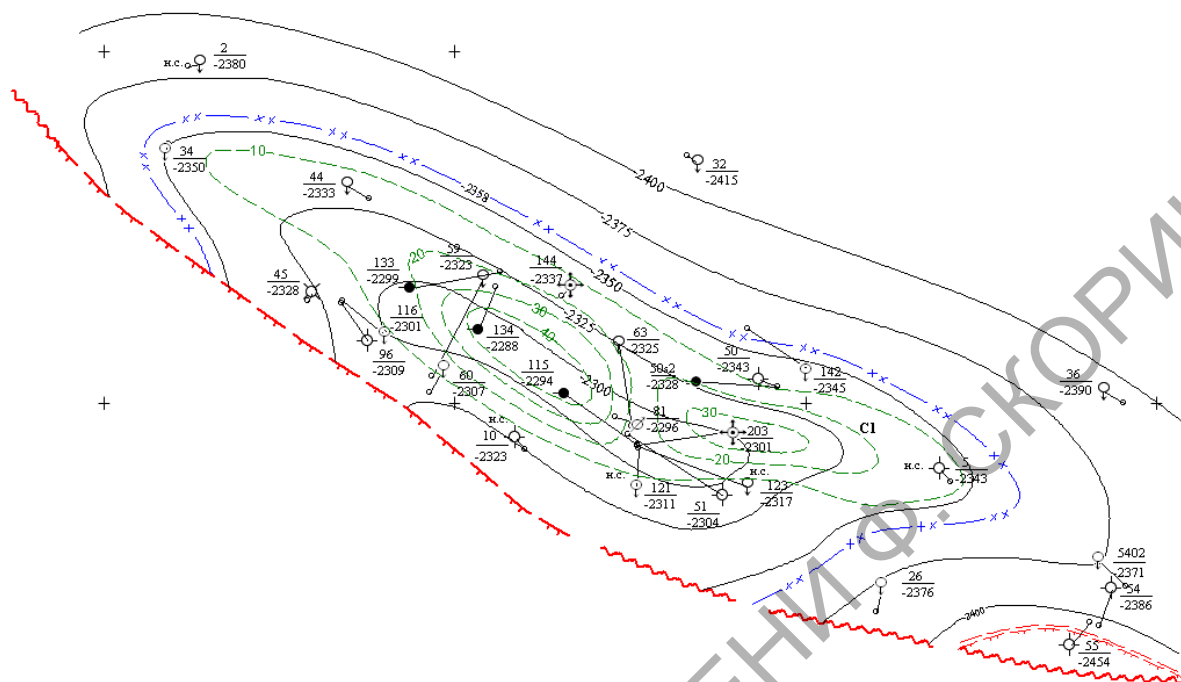


Рисунок 1 – Структурная карта поверхности елецко-задонской залежи II блока Вишанского месторождения [2]

В выработке запасов залежи нефти елецко-задонского горизонта II блока принимает участие 7 скважин – 5 добывающих (133, 134, 115, 157n, 50s2) и 2 нагнетательные.

Остаточные извлекаемые запасы нефти на 01.01.2011 г. – 1036,7 у.е. Удельные остаточные извлекаемые запасы на 1 скважину добывающего фонда – 259,2 у.е.

Залежь разрабатывается с поддержанием пластового давления и линейной системой размещения скважин. Система заводнения – внутриконтурная с размещением нагнетательных скважин внутри контура нефтеносности [1].

В связи с тем, что выработать запасы существующим фондом скважин не представляется возможным, необходимо увеличение добывающего и нагнетательного фонда скважин.

По материалам РУП «ПО «Белоруснефть» (рисунок 2) следует, что наибольшие запасы сконцентрированы в сводовой части залежи между скважинами 134 и 115. Видимо, для более полного отбора нефти из залежи здесь необходимо бурение добывающей скважины. Ожидаемая глубина вскрытия кровли елецко-задонской залежи порядка –2100 м. По состоянию на 01.01.2011 г. пластовое давление в скважине 134 составляет 9,63 МПа. Дебит составляет 6,8 т/сут безводной нефти, а скважина 115 работает в постоянном режиме со среднесуточным дебитом 7 т/сут и обводненностью 10,9 %. Текущее пластовое давление, замеренное по уровню 16.07.2010 г. и пересчитанное на ВНК, составило 10,73 МПа. Таким образом, можно ожидать, что и проектируемой скважине дебит будет составлять порядка 7 т/сут, а пластовое давление составит порядка 10 МПа. Ожидаемая мощность коллектора более 40 м.

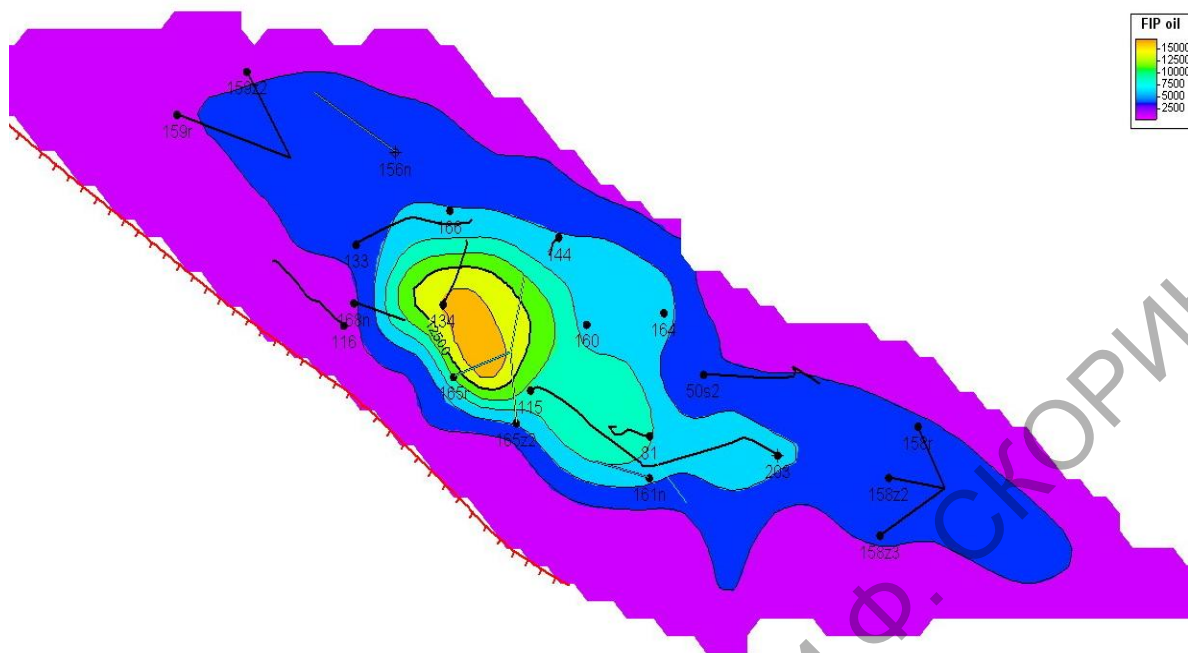


Рисунок 2 – Карта текущих запасов по елецко-задонской залежи II блока Вишанского месторождения по состоянию на 01.01.2011 г. [2]

Вторым перспективным для объекта участком может быть площадь, образованная треугольником, в вершинах которого расположены скважины 115, 144 и 203. Этот участок залежи характеризуется довольно большими значениями текущих запасов, однако пласты здесь имеют небольшую мощность (особенно в северной части указанного района) и большую расчлененность. Добывающую скважину здесь целесообразно бурить на линии скважин 115–203. Ожидаемая глубина вскрытия кровли елецко-задонской залежи – 2332 м, ожидаемая мощность коллектора 20 м. Предположительные оценки показателей разработки в данном случае возможно дать, основываясь лишь на скважину 115, расположенную вблизи проектируемой. Так, дебит ожидаем порядка 7 т/сут, пластовое давление – 10,7 МПа.

Возможен вариант бурения добывающей скважины в районе скважины 63, вышедшей из числа эксплуатационных. До 2005 года она была нагнетательной на подсолевой залежи. Возможен перевод этой скважины в фонд добывающих. Глубина вскрытия коллектора – 2325 м, эффективная мощность 19 м; пористость 12,2 %, что является максимальным значением на залежи и позволяет рассматривать ввод в эксплуатацию этой скважины. В непосредственной близости пробурены и эксплуатируются две скважины – 50s2 и 144 (добывающая и нагнетательная соответственно).

Скважина 50s2 введена в эксплуатацию в октябре 2009 года. Пластовое давление в скважине пересчитанное на ВНК (–2358 м) – 22,63 МПа. В настоящее время скважина работает с дебитом жидкости 14,5 т/сут и обводненностью 17,4 % (удельный вес воды – 1,14 г/см<sup>3</sup>).

Скважина 144 введена в отработку на нефть в феврале 2010 года, с начальным дебитом по нефти 4,4 т/сут и обводненностью 17 %. Пластовое давление в скважине пересчитанное на ВНК (–2358 м) составило 16,47 МПа. В декабре 2010 г. скважина была переведена под нагнетание с начальной приемистостью 50 м<sup>3</sup>/сут. По состоянию на 01.01.2011 г. в скважину за 8 дней закачено 400 м<sup>3</sup> воды. Закачка осуществляется

с помощью МКНС, давление закачки 12 МПа. Таким образом, ожидаемые дебиты нефти составят порядка 9-10 т/сут, ожидаемое пластовое давление – 18 МПа.

Для более полного вытеснения нефти из коллекторов следует планировать бурение и нагнетательных скважин.

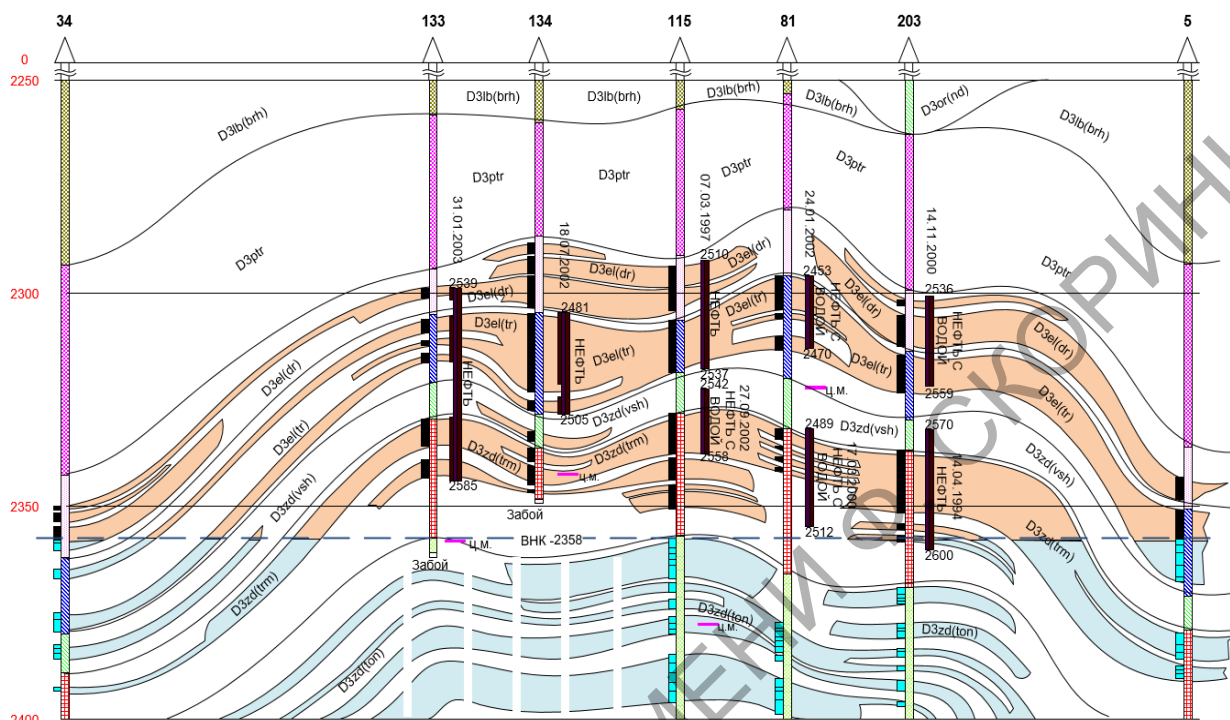


Рисунок 3 – Геолого-промысловый профиль по линии скважин 34-133-134-115-81-203[2]

Вдоль южной и юго-западной границы залежи бурение нагнетательных скважин не целесообразно ввиду резкой расчлененности разреза, многочисленных выклиниваний пластов-коллекторов и отсутствия гидродинамической связи между слоями.. Бурение нагнетательной скважины может быть эффективным на участке между скважинами 34 и 133, где имеется хорошо прослеживаемая связь дроздовских, туровских, вишанских и тремлянских слоев со скважинами добывающего фонда – 133, 134 и 115, а также выше описанной запроектированной скважиной (рисунок 3). Таким образом будет достигнут максимальный охват заводнением продуктивных горизонтов, обеспечивающий максимальное вытеснение нефти из нескольких взаимосвязанных пропластков (компонент). Проектная отметка вскрытия кровли залежи порядка –2400м. Забой планируется на глубине около –2380 м., то есть ниже ВНК. Такое расположение скважины и ее параметры позволят повысить пластовое давление и получить большие дебиты нефти как в уже имеющихся, так и в проектируемых скважинах.

### Литература

- 1 Максимов, С. П. Геология нефтяных месторождений Белоруссии / под ред. С. П. Максимова. – М.: Недра, 1972 – 230 с.
- 2 Уточненный проект разработки Вишанского месторождения / Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти БелНИПИнефть – Гомель, 2011 – 268 с.