

Среднеоксфордский комплекс включает в себя пласт Ю₁^{мр}. Накопление комплекса происходило в обстановках лагунно-маршевого побережья. Комплекс представлен неравномерным чередованием аргиллитов и алевролитов с маломощными прослоями алевролито-песчаных пород [1].

Средневерхнеоксфордский комплекс горизонта Ю₁ представлен надугольной толщей (пласты Ю₁¹ и Ю₁²). Пласт Ю₁² по условиям формирования представляет серию вдольбереговых баров. Согласно керновым данным, подошва пласта эрозионная, в породах отмечаются намывы глинистого и углисто-глинистого вещества. Формирование пласта Ю₁¹ происходило в обстановке подводного вала. Породы отличаются широким развитием волнисто-слоистых и массивных текстур, значительным проявлением кальцитизации [1].

Таким образом, в результате проведенных исследований достаточно четко отмечается закономерная смена обстановок осадконакопления по разрезу в связи с регрессивными и трансгрессивными этапами развития осадочного бассейна.

Литература

1. Вакуленко Л.Г., Дульцева О.В., Бурлева О.В. Строение и обстановки формирования васюганского горизонта на территории Александровского свода // Геология и геофизика, 2011. – Т. 52. – № 10. – С. 1538 – 1556.
2. Тектоника и нефтегазоносность центральной части Александровского свода / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, В.В. Лапковский и др. // Геология нефти и газа, 2011. – № 5. – С. 119 – 127.

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ПЕТРИКОВСКО-ЕЛЕЦКОЙ ЗАЛЕЖИ ДАВЫДОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ (ПРИПЯТСКИЙ ПРОГИБ, РЕСПУБЛИКА БЕЛАРУСЬ)

М.А. Аниськова

**Научный руководитель старший преподаватель Т.А. Мележ
Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины,
г. Гомель, Республика Беларусь**

В настоящее время на петриковско-елецкой залежи Давыдовского месторождения добыча нефти ведется в скважинах №№ 16s2, 17, 33, 34s2, 35, 55, 56s2, 57, 58, 60, 62, 65s2, 66, 68, 69, 70, 80, 82s2, 83, 84, 85, 86, 88, 89, 90, 91, 93, 95, 99, 104, 106, 108, 121, 9001. Закачка воды в пласт с целью поддержания пластового давления осуществляется через скважины №№ 53, 59, 63, 67, 79, 87, 100, 110, 111r [2]. Максимальные нефтенасыщенные толщины составляют 43,7-62,2 м и уменьшаются к периферии залежи; минимальные (3,5 м) – отмечаются в скважине 86, расположенной в восточной части.

По величине среднего дебита залежи выделяется 2 группы скважин:

– к 1-й группе относятся скважины, расположенные в зоне с большими нефтенасыщенными толщинами и относительно высокими коллекторскими свойствами пород, они находятся в зоне влияния закачки (центральная часть залежи).

– 2-я группа, которая составляет 41 % добывающего фонда, представлена скважинами, расположенными в приконтурной зоне с ухудшенными коллекторскими свойствами пород [3].

Доля низкодебитного фонда (<5 т/сут.) составляет 38 % (14 скважин). Количество скважин, эксплуатирующих залежь нефти петриковско-задонского горизонта с дебитами от 5 до 10 т/сут., составило 19 скважин – наибольшее количество скважин.

Скважины добывающего фонда межсолевой залежи нефти Давыдовского месторождения по содержанию в них воды делятся на три основные группы:

а) добывающие скважины, расположенные в зонах влияния нагнетательных скважин (в основном в сводовой части залежи) с устойчивым наличием воды в добываемой продукции (источником поступления воды являются, как закачиваемые воды, так и пластовые, а также техническая вода, используемая для промывки скважин);

б) скважины с периодическим появлением воды в добываемой продукции. Причиной этому служит большое количество проводимых по скважинам технологических обработок (57, 85, 60, 89, 66, 97, 54s2, 16s2, 58, 94п, 121, 124);

в) скважины, работающие стабильно с безводной продукцией. В 2012 году большинство безводных скважин располагалось в самой южной части межсолевой залежи (рис.) [1].

Основной объём добычи нефти сосредоточен в южной части залежи, где отбирается 53 % (51,872 тыс. т) от годовой добычи нефти в целом по межсолевой залежи нефти. Максимальный отбор в данной части обеспечивают высокодебитные скважины 106, 80, 60 и 89, оборудованные электрическим центробежным насосом (ЭЦН), годовые отборы которых превышают 5,0 тыс. т в год. Продукция всех скважин южной части в настоящее время обводнена. В то время как в 2012 году в данной части залежи было сосредоточено большинство безводных скважин межсолевой залежи [1].

Разработка межсолевой залежи нефти Давыдовского месторождения осуществляется с системой поддержания пластового давления. По состоянию на 01.01.2014 года под нагнетанием находятся 13 скважин. Фонд нагнетательных скважин в 2013 году был увеличен на две единицы – скважина 82s3, введенная в центральной части залежи и скважина 81s2 Давыдовская, переведенная под нагнетание в северо-западной части залежи с целью усиления поддержания пластового давления (ППД) в районе добывающих скважин 108, 101, 54s2 [1, 2].

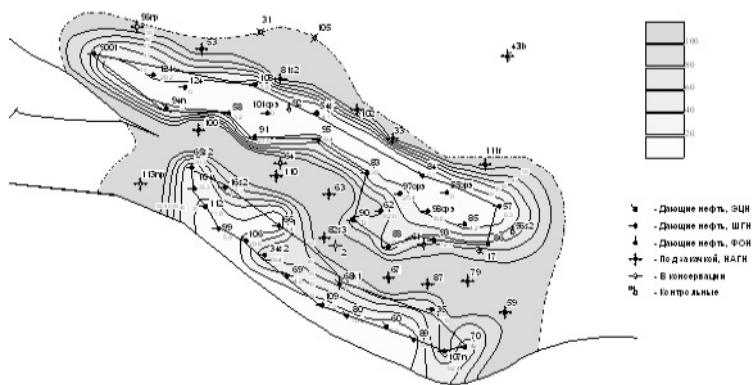


Рис. Карта обводненности петриковско-елецкого резервуара Давыдовского месторождения

Особенности геологического строения залежи непосредственным образом сказываются и на поведении пластового давления в скважинах добывающего фонда и на характере обводнения скважин. Так, по добывающим скважинам, расположенным вблизи очагов нагнетания (центральная часть залежи), значения пластового давления, как и содержание воды в продукции, по большинству скважин выше, нежели в скважинах, расположенных на более удаленном расстоянии от зон нагнетания [1].

Недостаток в пластовой энергии испытывают скважины, расположенные в северо-восточной и северо-западной частях вблизи контура нефтеносности, в зоне развития пород с ухудшенными коллекторскими свойствами. К данным скважинам относятся скважины 108, 54s2, 84, 57, динамические уровни в которых составляют порядка 2000 м. С целью недопущения снижения динамических уровней ниже 2000 м и обеспечения работы насосного оборудования скважины 108, 54s2 работают в периодической эксплуатации, в добывающей скважине 84, оборудованной ЭЦН. Низкая энергетика этой части залежи объясняется недостатком объемов нагнетания в приконтурных скважинах [1].

Таким образом, исходя из приведенных данных, можно сделать следующие выводы, касательно текущей системы разработки и ее эффективности:

- а) сеть добывающих скважин довольно густая и охватывает все нефтенасыщенные компоненты;
- б) среди скважин добывающего фонда преобладают низкодебитные (5-10 т/сут и менее);
- в) значительная часть добывающих скважин дает обводненную продукцию, доля воды в которой составляет более 20-50 %;
- г) сеть нагнетательных скважин разрежена, вследствие чего наблюдаются низкие пластовые давления в приконтурной части залежи;
- в) система ППД не учитывает мероприятия по интенсификации отборов нефти, вследствие чего наблюдаются падения давления и в центральной части залежи.

Главной проблемой текущей системы разработки можно назвать недостаточное внимание к приконтурной части залежи, где значительны остаточные запасы нефти и низка обводненность, но в то же время ее коллекторские и фильтрационные свойства несколько хуже, чем в центральной.

На основании проведенного анализа можно предложить следующие мероприятия, направленные на рост добычи нефти из петриковско-елецкой залежи:

1. для увеличения пластового давления необходимо бурение новых нагнетательных скважин в приконтурной части залежи, главным образом в южной и северо-западной;
2. для правильного подбора скважин с целью интенсификаций, выбора объектов для закачки ПНП и в целом для контроля за процессом разработки необходимо проведение на залежи трассирования фильтрационных потоков, позволяющее определять основные направления движения закачиваемой воды, скорости фильтрации и объемы закачиваемой воды, оказывающие непосредственное влияние на скважины добывающего фонда;
3. для увеличения дебитов нефти необходимы мероприятия, направленные на интенсификацию и увеличения отборов нефти. Однако при этом необходимо учитывать, что при увеличении отбора нефти из пласта крайне важно увеличивать объем нагнетаемой жидкости для ППД: как показала практика, невнимание к этому приводит к падениям пластовых давлений и, как следствие, к уменьшению дебита нефти.

Литература

1. Авторский надзор за выполнением проектов (схем) разработки месторождений РУП «ПО «Белоруснефть»: Отчет о НИР // БелНИПИнефть / Руководитель Н.К. Карташ. – Гомель, 2014. – 301 с.
2. Анализ разработки месторождений и залежей нефти и газа Беларуси // Мониторинг разработки месторождений и залежей нефти и газа РУП «ПО «Белоруснефть». Заключительный отчет по договору 42.2010 «Дополнение к проекту разработки Давыдовского месторождения» / Под рук. Н.Л. Лобовой. – Гомель: Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти, 2011. – Кн. 19. – 423 с.
3. Корфанты Е.К., Субботин Г.А., Слободянюк И.А. Геологическое строение и промышленная оценка Давыдовского месторождения нефти Гомельской области Белорусской ССР по состоянию на 1.04.1973 г. – Гомель, 1973. – 196 с.