

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
АЛЕКСАНДРОВСКОГО СВОДА

М.О. Андреев

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция – один из крупнейших нефтегазоносных регионов России. Однако все основные крупные месторождения уже изучены.

Рассмотрим перспективы нефтегазоносности на примере Александровского свода. Стоит отметить, что большинство открываемых на его территории месторождений являются небольшими по площади и запасам, но с большим этажом нефтегазоносности – залежи вскрыты от неокома до палеозоя. Изучаемый район относится к Александровскому нефтегазоносному району (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО), а рассматриваемое месторождение приурочено к Южно-Александровскому локальному поднятию в юго-западной части Западно-Александровского выступа [2].

Юрские отложения являются основными для добычи нефти и газа. Основным нефтегазоносным объектом является васюганский горизонт. Такое различие объясняется развитием этапов регрессии и трансгрессии при образовании осадочного бассейна.

По кровле пласта Ю₁ структура представляет собой куполовидное поднятие, вытянутое в меридиональном направлении и осложнённое двумя локальными поднятиями – западным и центральным, которые в свою очередь осложнены более мелкими куполами. Поднятие осложнено серией тектонических нарушений.

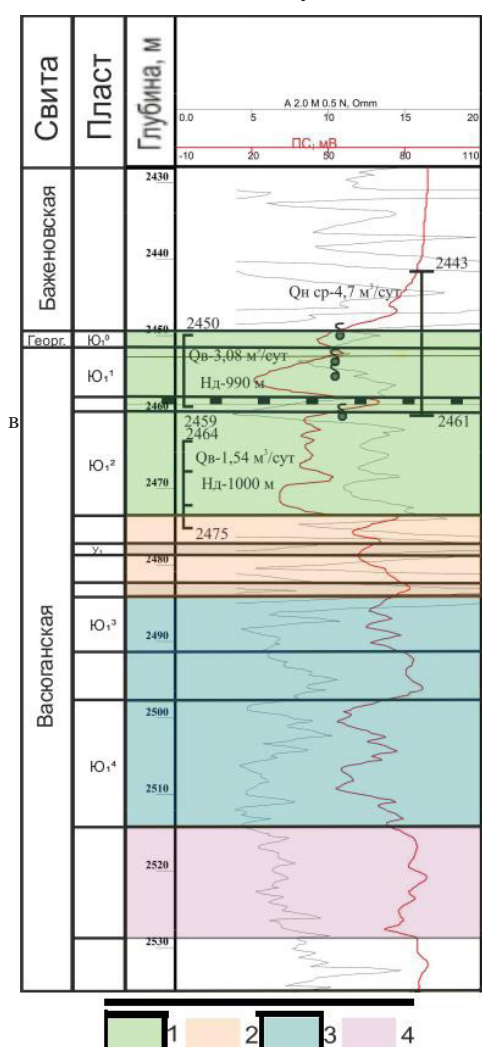


Рис. Выделение комплексов формирования васюганского горизонта:
1-4 – комплексы: 1 – верхнебат-келловейский, 2 – келловей-нижнеоксфордский, 3 – среднеоксфордский, 4 – средневерхнеоксфордский

Продуктивными являются отложения надугольной пачки верхневасюганской подсвиты (пласты Ю₁¹ и Ю₁²), которые формировались в прибрежно-морских трансгрессивных условиях. Пласт Ю₁¹ представлен песчаниками тонкозернистыми известковистыми с трещинами, минерализованными кальцитом; пласт Ю₁² – песчаниками мелко-, средне- и крупнозернистыми, плотными и средней плотности с прослойками углистого материала. Коллекторские свойства надугольного резервуара ухудшаются как в направлении наиболее приподнятых участков палеорельефа, так и в направлении депрессионных зон. Залежь пласта вскрыта разведочными скважинами, в которых доказана промышленная продуктивность. При испытаниях в скважинах получен приток нефти до 6 м³/сут. А одной из скважин получен фонтан нефти дебитом 59,6 м³/сут.

Васюганский горизонт на территории Александровского свода имеет слабую литолого-фациальную изученность, хотя в настоящее время в группе пластов горизонта Ю₁ здесь насчитывается 19 месторождений.

На исследуемой территории можно выделить 4 комплекса формирования васюганского горизонта: верхнебат-келловейский, келловей-нижнеоксфордский, среднеоксфордский, средневерхнеоксфордский (рис.).

Начало накопления васюганского горизонта связано с региональной трансгрессией, в результате которой установился морской режим седиментации.

Верхнебат-келловейский комплекс характеризуется формированием отложений в мелководно-морских обстановках в пределах дальней и переходной зон побережья. Комплекс сложен глинистым материалом и имеет довольно однородное строение [1].

Келловей-нижнеоксфордский комплекс на изучаемой территории включает подугольную толщу горизонта Ю₁ (пласты Ю₁³ и Ю₁⁴). Пласт Ю₁⁴ сложен мелкозернистым песчаником с участками тонкогоризонтально-, волнисто-слоистых алевритоглинистых пород. Формирование пласта происходило в пределах ложбин и предфронтальной зоны пляжа. Пласт Ю₁³ сложен алевропесчаниками и мелкозернистыми песчаниками с небольшим увеличением размера зерен вверх по разрезу, содержащими углефицированный растительный детрит (УРД). Пласт образован в условиях приливной дельты в пределах лагунно-барового участка побережья [1].

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].