

**НИЗКООМНЫЕ НЕФТЯНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ ПРОТЕРОЗОЙСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ ОСТАШКОВИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ****Е. И. Машечко***Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Научный руководитель И. С. Шепелева

С целью эксплуатации семилукского горизонта в восточной части Осташковичского месторождения и поиска залежей нефти в породах терригенного комплекса 05.05.2021 г. начата бурением скважина 241s2 Осташковичская. Скважина пробурена с использованием части ствола скважины 241, глубина зарезки – 2153 м. Скважина окончена бурением 28.07.2021 г. в породах кристаллического фундамента при глубине 3670 м.

Согласно программе отбора керна и испытаний на 2021 г. по скважине 241s2 Осташковичская планировались следующие мероприятия: отбор керна и ИП в отложениях ланского горизонта с целью уточнения литологического разреза и получения гидродинамической характеристики; отбор керна и ИП в нижней части старооскольского горизонта с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и характера насыщения.

В процессе бурения отложения подсолевого терригенного комплекса вскрыты на отметках, близких к проектным (D_3ln ниже на 8 метров).

По керну: *отложения ланского горизонта* – К-1 (инт. 3285-3291 м – 6,0 м – в/к – 100 %) – песчаники светло-серые, зеленовато-серые, серые, темно-серые, коричневатосерые, участками розоватые, мелко-, микрзернистые, слоистые с включениями и маломощными пропластками глин аргиллитоподобных, серо-зеленых, зеленых, пестроцветных, плотных, крепких. В интервалах 3285,5–3287,5 м и 3288,5–3288,7 м отмечается слабый запах УВ и незначительные точечные выпоты нефти.

*Рис. 1*

Отложения старооскольского горизонта – К-2 (инт. 3408–3414 м – 6,0 м – в/к – 100 %) – переслаивание глин аргиллитоподобных, бурых, темно-коричневых, серых, плотных и песчаников светло-серых, зеленовато-серых, серых, темно-серых, коричневатого-серых, крепких. Весь керн без признаков УВ.

К-3 (инт. 3414–3420 м – 6,0 м – в/к – 100 %) – песчаники серые, темно-серые, коричневатого-серые, реже ржаво-бурые, мелко-, тонкозернистые, участками алевритовые с включениями и тонкими пропластками глин серо-зеленых, зеленых. Порода преимущественно средней крепости и плотности. Признаки УВ отсутствуют.

Верхнепротерозойские отложения – К-4 (инт. 3504–3510 м – 6,0 м – в/к – 95 %) – песчаники серые, светло-серые, зеленовато-серые, кварцевые и кварц-полевошпатовые, на глинистом цементе, разнозернистые, преимущественно средне-крупнозернистые, в отдельных интервалах грубозернистые до гравелитов (4,9–5,7 м), плохо сортированные, массивные и неясно слоистые. На глубине 2,5 м присутствует включение розового кварцита (0,14 м). По всему интервалу встречаются полуокатанные обломки розово-красных полевых шпатов и розовых кварцитов неправильной формы размером до нескольких сантиметров. Породы слабосцементированные, на глинистом цементе, слабой крепости. В пределах верхних 1,5 м и внизу интервала (нижние 0,7 м) наблюдаются слабые точечные выделения коричневой нефти, ощущается слабый запах УВ.

К-5 (инт. 3510–3516 м – 6 м – в/к – 100 %) – 4,80 м – песчаники серые, светло-серые, преимущественно кварцевые, реже кварц-полевошпатовые, средне-крупнозернистые, участками грубозернистые, с единичными прослоями толщиной до 0,1 м, состоящими из плохо сортированных зерен кварца, обломков и гальки полевых шпатов и розовых кварцитов овальной окатанной, полуокатанной и неправильной формы, размером до нескольких сантиметров. 1,20 м – конгломерат, состоящий из несортированных зерен кварца разного размера, окатанной гальки и полуокатанных обломков кварцитов и полевых шпатов. Породы всего интервала керна слабой крепости. По всему интервалу запах УВ на скеле, местами слабые точечные выделения коричневой нефти.

По данным ГИС в открытом стволе: в отложениях ланского горизонта породы-коллекторы не выявлены, в отложениях старооскольского горизонта выявлены нефтенасыщенные породы-коллекторы ($H_{эф}$ – 25,6 м, $K_{п}$ – 14,8 %) и водонасыщенные породы-коллекторы ($H_{эф}$ – 17,1 м, $K_{п}$ – 13,3 %), в верхнепротерозойских отложениях водонасыщенные породы-коллекторы ($H_{эф}$ – 9,8 м, $K_{п}$ – 15,1 %).

По данным ИП в открытом стволе: ланский горизонт (инт. 3255–3291 м) – приток не был получен, в пробоотборной свече фильтрат бурового раствора. Относительный компонентный состав характерен составу диффузионного газа. Признаков наличия пластовых рассолов не отмечено. Градиент пластового давления составил 0,761.

Совместное испытание ланского и старооскольского горизонтов (инт. 3255–3445 м) – дебит по КВД составил – 1,31 м³/сут, в пробоотборной свече фильтрат бурового раствора. Газ характерен составу газа нефтяных месторождений. Признаков наличия пластовых рассолов не отмечено.

Верхнепротерозойские отложения (инт. 3436–3516 м) – испытание на уровне опробования. Осложнено перетоком из затрубного пространства в связи с нарушением герметичности пакеровки. В герметичном пробоотборнике: 98 % – коричневая вязкая масса; 2 % – вода с нефтью. Признаков наличия пластовых рассолов не отмечено.

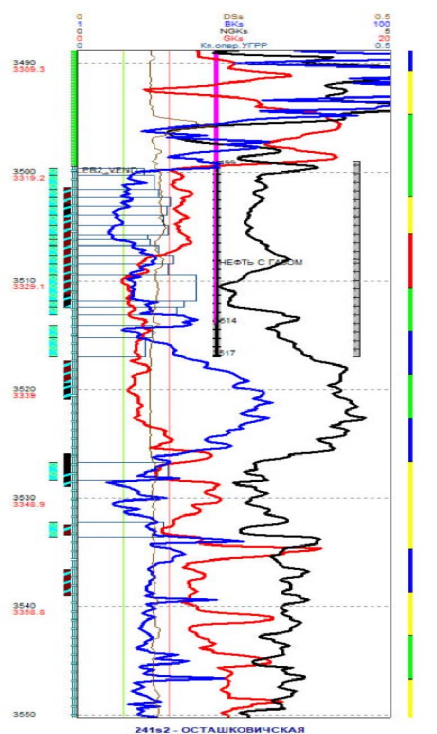


Рис. 2

По данным ГИС в колонне:

- **Заключение по ИННК:** в отложениях ланского горизонта породы-коллекторы не выявлены, в отложениях старооскольского горизонта выявлены нефтенасыщенные породы-коллекторы ($H_{эф} - 25,4$ м, $K_{п} - 14,8$ %) и водонасыщенные породы-коллекторы ($H_{эф} - 17,0$ м, $K_{п} - 13,3$ %), в верхнепротерозойских отложениях выявлены нефтенасыщенные породы-коллекторы ($H_{эф} - 19,2$ м, $K_{п} - 14,2$ %) и водонасыщенные породы-коллекторы ($H_{эф} - 50$ м, $K_{п} - 14,2$ %).

- **При освоении скважины 241s2 Осташковичской** выполнили перевод скважины на рабочую жидкость плотностью (техническая вода плотностью $1,22$ г/см³), перфорировали интервал 3499–3517 м (PR2), после чего отмечался перелив нефти, $P_{изб} = 0,8$ МПа. Заглушили скважину рабочей жидкостью с отмывом нефтегазовых пачек, спустили воронку с пусковыми муфтами Н – 3162 м, п. м. 3 мм – 1800 м, 2 мм – 1200 м, 1,5 мм – 800 м. Выполнили компрессирование, после отработки 52,5 м³ жидкости скважину перевели на работу самоизливом на штуцере диаметром 6 мм, буферное давление стабилизировалось на уровне 4,6 МПа. После суммарной наработки 89,5 м³ жидкости скважину остановили на КВД. Пластовое давление составило 39,33 МПа на глубине 3508 м, градиент – 1,133, $K_{прод} = 6$ м³/(сут · МПа). В настоящее время скважина работает в нефтелинию фонтанным способом на штуцере диаметром 4 мм, $P_{6/3} = 5,7/10$ МПа, дебит нефти составляет 49,9 у. е., продукция безводная.

Литература

1. Чоловский, И. П. Промыслово-геологический контроль разработки месторождений углеводородов / И. П. Чоловский, Ю. И. Брагин. – М. : Нефть и газ, 2002.