

Трудноизвлекаемые запасы. Нетрадиционные источники УВ сырья

УДК 665.61 (470.56)

ВЫСОКОВЯЗКИЕ И СВЕРХВЯЗКИЕ (БИТУМИНОЗНЫЕ) НЕФТИ В ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

© 2019 г. В.О. Кутеев

Оренбургский госуниверситет

Аннотация: на примере Ашальчинского месторождения в Республике Татарстан показана возможность промышленной добычи высоковязкой и сверхвязкой нефти на севере Оренбургской области. Определены комплексы развития ее залежей. Наиболее перспективными для промышленного освоения являются залежи в терригенных породах уфимского яруса перми. Дан прогноз зоны их развития. Приведены фактические данные по нефтепроявлениям в пермских отложениях в скважинах структурного бурения и результаты опробования скважин месторождений. По экспертной оценке геологические ресурсы высоко- и сверхвязких нефтей на севере Оренбургской области составляют 800 млн т, извлекаемые 200 млн т.

Ключевые слова: сверхвязкая нефть, высоковязкая нефть, уфимский ярус, ресурсы, южный склон Татарского свода, север Оренбургской области.

Кутеев Виталий Олегович e-mail: v-kuteev@mail.ru

HIGH VISCOUS AND SUPER VISCOUS (BITUMINOUS) OILS IN PERMIAN DEPOSITS IN THE NORTHERN PART OF THE ORENBURG REGION

V. O. Kuteev

Orenburg State University

Abstract: the example of the Ashalchinskoxe field in the Republic of Tatarstan shows possibility of commercial super viscous and high vicious oil production in the north of the Orenburg region. Complexes of development of its deposits were identified. Fields in terrigenous sediments of Ufa Stage of Permian rocks are the most perspective for industrial extraction. The prediction of areas of their development was made. Factual data of ingresses of oil in Permian rocks in boreholes of structure drilling and sampling results are given. According to the expert assessment of geological resources of high and super viscous oils on the north of the Orenburg region amount to 800 million and 200 million tons of petroleum reserves.

Key words: super viscous oil, high viscous oil, Ufa stage, resources, Southern slope of Tatarian arch, north of the Orenburg region.

Трудноизвлекаемые запасы. Нетрадиционные источники УВ сырья

Оренбургская область, а также прилегающие районы республик Татарстан и Башкортостан относятся к районам нефтедобычи с большой степенью выработанности запасов углеводородного сырья и нефти. Запасы нефти месторождений севера Оренбургской области выработаны уже более чем на 70%. При этом актуальными становятся поиск, разведка, доразведка и разработка трудноизвлекаемых запасов.

К категории трудноизвлекаемых запасов относятся и залежи вязких нефтей: высоковязкой (пластовая вязкость 30–200 МПа·с) и сверхвязкой (пластовая вязкость более 200 МПа·с). Как правило, все эти нефти по плотности тяжелые ($> 0,87 \text{ г/см}^3$) и битуминозные (свыше $0,9 \text{ г/см}^3$).

Сверхвязкие (СВН) нефти пермской системы изучены на территории Республики Татарстан, где они разрабатываются в промышленном масштабе. В тектоническом плане основная часть запасов сверхвязкой нефти сосредоточена в пределах Мелекесской впадины, а также западного, юго-за-

падного, юго-восточного склонов Татарского свода.

На сегодняшний день в нижнепермских отложениях (приуральский отдел) уфимского яруса (шешминского горизонта) на Государственном балансе числятся запасы СВН 109 залежей, входящих в состав 32 месторождений нефти. Общие суммарные утвержденные геологические запасы категорий ($C_1 + C_2$) составляют около 300 млн т, извлекаемые – 105 млн т. Средний коэффициент извлечения нефти 0,35. Оценка ресурсов СВН производилась неоднократно с учетом новых нефтебитуминозных комплексов пермской системы: нижнепермский карбонатный, уфимский терригенный, нижнеказанский терригенно-карбонатный, верхнеказанский карбонатно-терригенный. При оценке прогнозных ресурсов рассматриваются породы с концентрацией битумов $\geq 4\%$. Расчетные прогнозные ресурсы (категория D_1) в отложениях пермской системы приведены в таблице 1, где также показаны текущие запасы УВ категории ABC_1 и C_2 [1].

Таблица 1

Прогнозные и начальные суммарные ресурсы УВ в отложениях пермской системы Республики Татарстан по состоянию на 01.01.2016

Комплекс	Добыча, тыс. т	ABC_1 текущие		C_2 текущие		Д		Начальные суммарные извлекаемые ресурсы, тыс. т
		геологические, тыс. т	извлекаемые, тыс. т	геологические, тыс. т	извлекаемые, тыс. т	геологические, тыс. т	извлекаемые, тыс. т	
Нижнепермский карбонатный	0	1236	309	0	0	110608	3683	3992
Уфимский терригенный	342	210248	74683	65383	23515	425154	106521	205061
Нижнеказанский терригенно-карбонатный	0	5029	1724	17133	5296	517371	42647	49667
Верхнеказанский карбонатно-терригенный	0	8223	2964	0	0	551232	47842	50806
Итого по Республике Татарстан	342	224748	79680	82516	28811	1604364	200693	309526

Трудноизвлекаемые запасы. Нетрадиционные источники УВ сырья

Расчеты проведены по 11 горизонтам четырех нефтебитумных комплексов.

Прогнозные извлекаемые ресурсы (категория D_1) в отложениях Татарстана по состоянию на 2016 г. оцениваются в 200693 тысяч тонн.

Наиболее перспективными для промышленного освоения являются ресурсы уфимского терригенного комплекса, как по состоянию их подготовленности, так и по количественным параметрам. В общей структуре по стратиграфическим комплексам ресурсы распределены следующим образом: уфимский – 76%, нижеказанский – 12%, верхнеказанский – 10%, нижепермский – 2% [1].

На месторождениях республики Татарстан были выявлены аномальные показатели динамической вязкости СВН, колеблющиеся в пределах от нескольких сотен до десятков тысяч МПа·с при температуре 8 °С. При повышении температуры до 20 °С вязкость резко падает. Величина плотности при температуре 8 °С достигает порядка 0,7–0,9 г/см³. В связи с этим для разработки месторождений сверхвязкой нефти используют особые технологии паротеплового воздействия на пласт с целью понижения ее динамической вязкости.

В последнее время в результате многолетних испытаний в различных проектах обоснована эффективность закачки пара и растворителя для добычи тяжелых нефтей и битумов сверхвязких нефтей, в том числе в карбонатных коллекторах. В качестве растворителя обычно используют легкие алканы и их смеси (пропан, бутан, пентан), а также газовый конденсат. Закачиваемые в пласт смеси должны быть преимущественно газообразны, чтобы происходило заполнение свободного порового пространства пласта, возникшего в результате его разработки, также смеси должны обладать хорошей растворяющей способностью и быть относительно недорогими. Для разработки Ашаль-

чинского месторождения ПАО «Татнефть» на основании лабораторных исследований применяли композиционный растворитель на основе легких нефтяных дистиллятов. Использование композиционного растворителя в объеме 10–20% позволяет снизить вязкость сверхвязкой нефти до 100–300 МПа·с при температуре 20 °С [6].

Кроме того, обоснованы специальные добавки для ингибирования процесса образования асфальтенов. Однако для более эффективного и экономически целесообразного извлечения необходимо применение комбинированной технологии закачки растворителя с предварительным электромагнитным прогревом пласта. Электромагнитный прогрев применяется таким же образом, как и в микроволновой печи, но используют радиоволны низкой частоты. Излучатели в стволах скважины генерируют электромагнитные волны, и после того как залежь нагрета, вводят растворитель [6].

В зависимости от экономической ситуации, особенностей строения залежей, физических и химических параметров различные предприятия развивают свои технологии добычи. По оценке зарубежных специалистов, себестоимость добычи СВН на основе новых комбинационных технологий может составить в будущем около 30 \$ за баррель [7].

ПАО «Татнефть» является лидером в разработке СВН не только в России, но и в мире. С 2006 г. начат пилотный проект на Ашальчинском месторождении по испытанию модифицированной технологии теплового воздействия через двухустьевые горизонтальные скважины (патент РФ № 2287677). Участок включает две пары двухустевых скважин с длиной горизонтального ствола от 200 до 400 м (рис. 1).

Пилотный проект развивается успешно. В настоящее время в разработке находится залежь сверхвязкой нефти шешминского горизонта Ашальчинского месторождения.

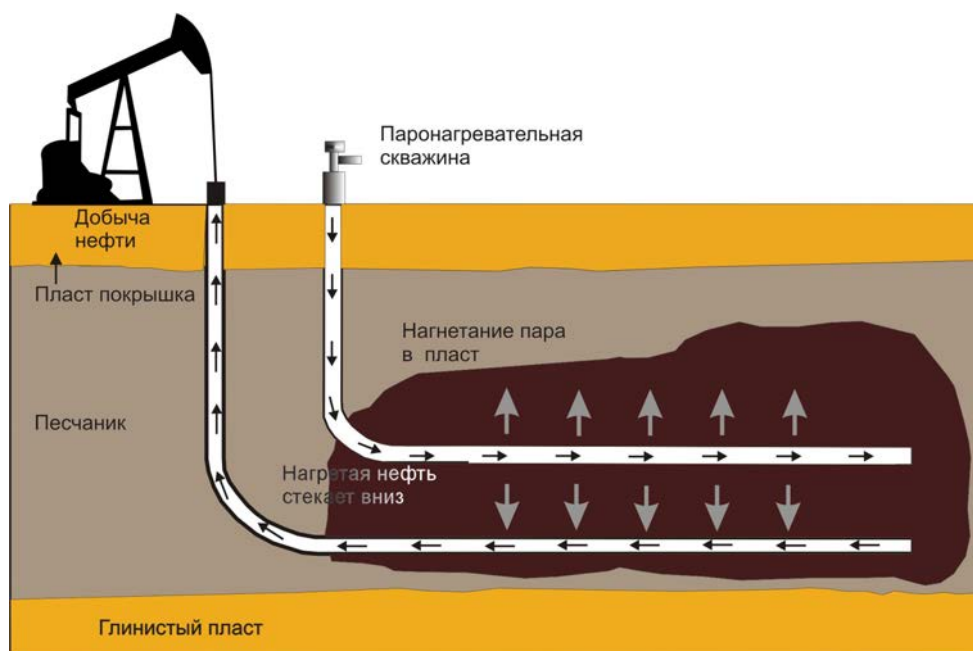


Рис. 1. Схема добычи нефти на Ашальчинском месторождении СВН [3]

Суточный дебит скважин, которые вышли на стабильный режим работы, составил 30–32 т. Накопленная добыча на Ашальчинском месторождении превысила 1 млн т (2016 г.). Запасы нефти Ашальчинского, Лангуевского и Ново-Елховского месторождений республики Татарстан утверждены в ГКЗ РФ [1].

Значительные запасы сверхвязкой нефти являются существенным ресурсным активом ПАО «Татнефть» и перспективным объектом наращивания добычи. Компанией разработаны технико-экономические обоснования освоения пятидесяти первоочередных месторождений СВН с суммарными запасами около 200 млн т. Тем не менее, несмотря на наличие опробованных и эффективных технологий добычи СВН, при действующей налоговой системе экономическая эффективность таких месторождений является весьма низкой. В 2018–2025 годах специалисты ПАО «Татнефть» будут проводить работу, направленную на выработку мер государственной поддержки, в том числе в виде налоговых льгот для их разработки [1].

Себестоимость добычи одной тонны СВН по разным источникам оценивается в 9–11 тыс. руб., в то время как в начале промышленной добычи она составляла порядка 49 тыс. руб. [2].

Изученность вязких битуминозных нефтей на территории Оренбургской области значительно уступает изученности Республики Татарстан. Примером разработки высоковязкой нефти в области служит Байтуганское многопластовое месторождение, расположенное в северной части, а в структурно-тектоническом плане – на южном окончании Татарского свода (на границе с Самарской областью). Оно открыто в 1951 г. и находится в разработке. Глубины залегания продуктивных пластов башкирского яруса и протвинской свиты среднего и нижнего карбона 790 и 820 м. Разработка высоковязкой залежи осуществляется с применением методов теплового воздействия. Продуктивные породы представлены известняками. Накопленная добыча нефти – 6 млн т (2017 г.), степень выработанности запасов 39%. Вязкость нефти в пластовых условиях ко-

Трудноизвлекаемые запасы. Нетрадиционные источники УВ сырья

леблется от 66 до 85 МПа·с, плотность – 0,902 г/см³.

Нефтяные месторождения перми в Оренбургской области в настоящее время не разрабатываются и, кроме Бугурусланского месторождения, практически не разрабатывались. Изучение вязких и битуминозных нефтей осуществлялось структурным и поисково-разведочным бурением путем исследования kernового материала и редко-го опробования скважин, в основном на се-

вере Оренбургской области – в пределах южного склона Татарского свода, включая структуру второго порядка – Большеки-нельский вал (рис. 2). В других районах области, где пермские отложения залегают глубже (на глубине свыше 600 м), пермские породы практически не изучались.

Залежи СВН в отложениях перми разрабатывались в 30–40-х годах прошлого столетия на Бугурусланском газонефтяном месторождении. Залежи тяжелой и высо-

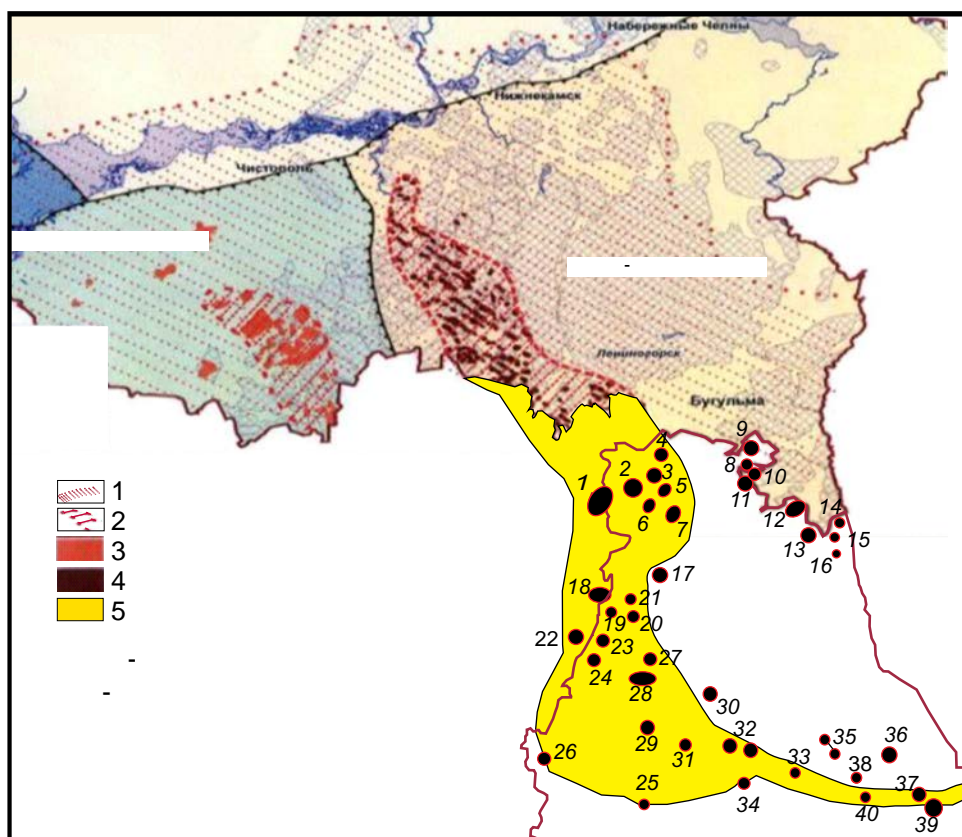


Рис. 2. Прогнозная схема нефтеносности отложений перми (Республика Татарстан и север Оренбургской области)

Территории на месторождения сверхвязких нефтей в отложениях перми в Республике Татарстан: 1 – перспективные, 2 – высокоперспективные; месторождения свехвязких нефтей в отложениях ярусов: 3 – казанского, 4 – уфимского; 5 – зона прогнозной нефтегазоносности отложений уфимского яруса на севере Оренбургской области (В. О. Кутеев, 2018 г.).

Месторождения Оренбургской области: 1 – Байтуганское, 2 – Сокское, 3 – Черновское, 4 – Домосейкинское, 5 – Пашкинское, 6 – Обручальное, 7 – Исайкинское, 8 – Кирсановское, 9 – Бавлинское, 10 – Алексеевское, 11 – Подгорное, 12 – Тат-Кандызское, 13 – Шалтинское, 14 – Восточно-Шалтинское, 15 – Медовое, 16 – Родниковое, 17 – Северо-Алпаевское, 18 – Соврушенское, 19 – Херсонское, 20 – Ново-Кудринское, 21 – Каменское, 22 – Западно-Степановское, 23 – Карповское, 24 – Бугурусланское, 25 – Ивановское, 26 – Садкинское, 27 – Северо-Красноярское, 28 – Красноярское, 29 – Султангулово-Заглядинское, 30 – Кислинское, 31 – Южно-Султангуловское, 32 – Тарханское, 33 – Ашировское, 34 – Березовское, 35 – Школьное, 36 – Спасское-Зыковское, 38 – Ефремово, 39 – Самодуровское, 40 – Пономарёвское

ковязкой нефти сосредоточены в доломитах калиновской свиты казанского яруса (пласт КС), в песчаниках уфимского яруса (пласты $У_1$ и $У_2$) и карбонатах кунгурского яруса нижней перми (пласты P_2 , P_3). Глубины залегания пермских нефтяных залежей 220–380 м (рис. 3).

Характерная особенность нефтегазоносности месторождения – наличие «газовых шапок» в пластах КС, $У_1$, $У_2$. Она является общей для всего Большекирельского вала и расположенного южнее Муханово-Ероховского прогиба.

Залежи Бугурусланского месторождения пластовые, пластово-сводовые. Газовые залежи практически выработаны (300 млн $м^3$). Накопленная добыча нефти из пластов КС, $У_1$, $У_2$ и P_3 суммарно составила 48 тыс. т за период с 1938 по 1967 годы. Нефти тяжелые и битуминозные (0,8833–0,958 г/см³), высоковязкие (20–64 Мпа·с), содержание серы 2,45–3,85 %, смол, 55–87 %. Добыча нефти приостановлена из-за низких дебитов (1,5–3,0 м³/с) и появившейся возможности вовлечения в эксплуатацию более глубоких и продуктивных залежей «легкой» нефти. Остаточные запасы нефти в пермских отложениях составляют: геологические – 1759 тыс. т, извлекаемые – 522 тыс. т.

Степень выработанности – 8,4%. В настоящее время месторождение находится в консервации.

Чисто нефтяные залежи нижней и средней перми установлены на Саврушинском месторождении, но в разработку не вводились из-за низких дебитов. Плотность нефти 0,883–0,907 г/см³. Нефть высокосмолистая (смол 45 %), высоковязкая (45 Мпа·с), содержание серы 1,8–2,0 %. Продуктивные пласты: КС – доломиты казанского яруса, $У_1$ – песчаники уфимского яруса. Глубина залегания 230–250 м.

На Западно-Степановском газонефтяном месторождении структурным бурением установлена газонефтяная залежь в доломитах калиновской свиты казанского яруса (пласт КС). Газ выработан, нефть не извлекалась. Параметры нефти: плотность 0,863–0,892 г/см³, вязкость 20–70 Мпа·с, сера 2–3 %, смолы – до 40 %. Газовый фактор 8,9 м³/г. На нефть опробованы две скважины дебитом 1,5–1,7 м³/с. Залежи нефти не оценивались (В.И. Кобряков, В.М. Матросов, 1967 г.).

На Ивановском газонефтяном месторождении выявлены газонефтяные залежи в калиновской свите (пласт КС) и нефтяные залежи в кунгурском ярусе (пласты P_1 и P_2).

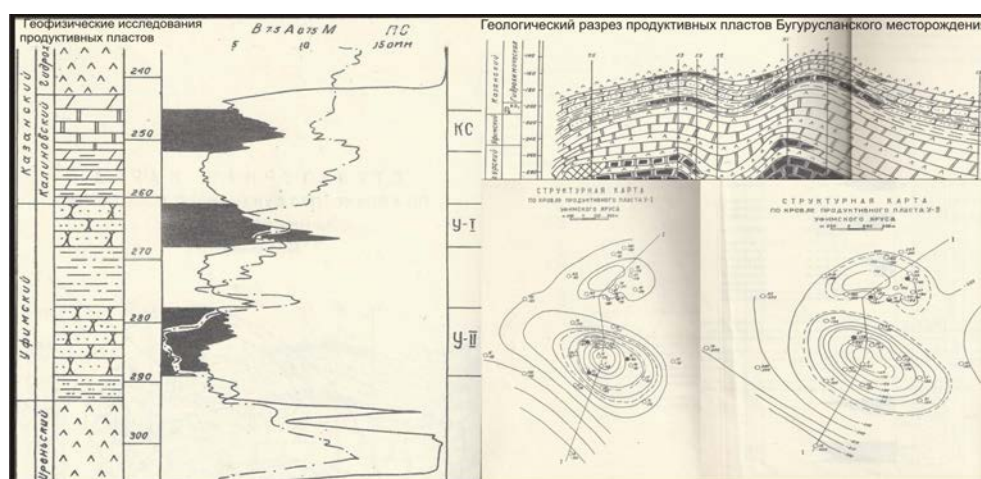


Рис. 3. Характеристика продуктивных отложений уфимского яруса нижней перми и казанского яруса средней перми (Бугурусланское месторождение)

Трудноизвлекаемые запасы. Нетрадиционные источники УВ сырья

Залежь пласта КС пластовая с газовой шапкой, структурная. Коллектор карбонатный: доломиты и известняки. Газ выработан. Нефть не извлекалась, но опробование производилось. Залежи пластов $P_{II} - P_{III}$ массивные, карбонатные. Пласты не разрабатывались.

Нефти Ивановского месторождения тяжелые ($0,847-0,869 \text{ г/см}^3$), высоковязкие ($30-40 \text{ МПа}\cdot\text{с}$), сера 1,6%, смолы 28–56%. Результаты опробования приведены в таблице 2. Методы интенсификации притоков в скважинах не применялись, чем, видимо, и объясняются низкие дебиты.

Садкинское месторождение также газонефтяное. Газовая залежь залегает в калиновской свите (КС), подстилается нефтяной оторочкой. Нефть черная, окисленная. Пласт P_1 в кунгуре газонефтяной, пласт P_2 чисто нефтяной. Нефть пластов P_1 и P_2 тяжелая ($0,9136 \text{ г/см}^3$), вязкая – 24 Мпа·с, высокосмолистая (до 76%), сернистая (2,9%). Из пласта P_{IV} артинского яруса получена нефть дебитом $0,2 \text{ м}^3/\text{с}$, плотностью $0,900 \text{ г/см}^3$ (скв.6, интервал 650–690 м). Газ Садкинского месторождения выработан. Нефть не извлекалась, запасы не подсчитывались.

На Байтуганском месторождении в поисковой скв.15 из интервала 247–254 м артинского яруса нижней перми получен приток нефти дебитом 1 т/сут. Нефть густая, тяжелая (свыше $0,9 \text{ г/см}^3$), сверхвязкая ($205 \text{ МПа}\cdot\text{с}$). По результатам структурного бурения на Байтуганской площади по дан-

ным изучения керна отмечены обильные нефтепризнаки в отложениях средней перми. Литологически это песчаники бугурусланской свиты казанского яруса. Нефть по керну черная, буровато-черная, местами окисленная и загустевшая.

В разрезе артинских отложений (пласт P_{IV}) нефтеносность связана с бурыми и буровато-серыми, неравномерно пористыми, участками кавернозными доломитами. Нефть буровато-черная, окисленная, густая, заполняет поры и каверны. Пористость пород по керну от 4 до 9%, проницаемость от 0 до 5 мД. (Ф.Н. Манацевич 1946–1947 г.). В структурных скважинах опробование не проводилось.

В пределах Сокского, Черновского, Пашкинского, Домосейкинского и Кирсановского нефтяных месторождений с запасами нефти в каменноугольных и девонских отложениях нефтегазосность пермских отложений практически не изучалась. По результатам структурного бурения 1965–1967 гг. на этих площадях в пермских отложениях нефтеносность установлена в скважинах по кернавым данным. Диапазон выявленных нефтепроявлений весьма широкий. Битуминозные или пропитанные нефтью породы были встречены в отложениях пермской системы: ассельском, сакмарском, артинском, кунгурском и уфимском ярусах нижней перми и казанском ярусе средней перми. Всего в пределах северной части Оренбургской области неф-

Таблица 2

Результаты опробования пластов на Ивановском месторождении

Номер скважины	Интервал опробования, м	Пласт	Дебит нефти при уровне, м ³ /сут
3	578-586	КС	0,314 (356м)
11	577-582	КС	0,290 (300м)
4	602-608	КС	0,216 (400м)
5	630-634	КС	0,147(540м), с водой
3	601-605	P_2	0,890 (330м), с водой
7	570-602	P_2	1,4 (250м)
1	595-599	P_2	0,423 (307м)

тепроявления встречены в 53 структурных скважинах, хотя распределение их неравномерно как по площади, так и по вскрытому разрезу (В.И. Кобряков, В.М. Матросов, 1967 г.).

Нефтепроявления ассельского яруса (пласт P_{VII}) встречены в пределах существующих месторождений (Черновское, Домосейкинское, Кирсановское, Бавлинское). Общая мощность пород, пропитанных битумом (тяжелой нефтью), изменяется от 1 до 22 м. Нефтедержащими породами являются доломиты и известняки, мелкозернистые, органогенные, пористые, кавернозные и трещиноватые. Битум (нефть) обычно заполняет поры, трещины и каверны. Пористость пород 10–20%, проницаемость 0,03–1,9 мД.

Нефтепроявления сакмарского яруса (пласт P_{VI}) распространены более широко, чем в ассельском ярусе: от Сокского месторождения на западе до Бавлинского на востоке. Мощность пород, пропитанных битумом (нефтью), изменяется от 0,2–0,5 до 5–15 м. Коллекторами для нефти являются доломиты и известняки. Пропитка нефти неравномерная. Пористость пород – 2,9–21,5%, проницаемость 0,003–1,97 мД.

Нефтепроявления артинского яруса (пласта P_V) аналогичны нефтеносности сакмарского яруса.

Нефтепроявления кунгурского яруса приурочены к карбонатным отложениям нижней части филипповского горизонта (пласты P_1 , P_2 , P_3). Битуминозные породы встречены в западной части района на Спасском месторождении. Нефтепроявления приурочены к прослоям доломитов пористых, трещиноватых. Битум (тяжелая нефть) заполняет поры, полости, каверны и трещины. Общая толщина битуминозных пород изменяется от 2 до 13 м. Коллекторские свойства карбонатов низкие, пористость до 6%, проницаемость – сотые доли мД.

Нефтепроявления уфимского яруса приурочены к песчаникам шешминского горизонта и встречаются в большинстве пробуренных структурных скважин (пласты U_1 и U_2). Битум выполняет поры, трещины песчаных битуминозных пород. Наиболее выдержан по простиранию прослой битуминозного песчаника, залегающий в кровле яруса. В отдельных районах прослеживается не повсеместно. Пористость изменяется от 6,8 до 22,4%, проницаемость от 8 до 600 мД. Содержание битума (нефти) в породе колеблется от 4,9 до 13,2% [1].

Нефтепроявления казанского яруса средней перми встречены только в двух структурных скважинах на севере Оренбургской области. Битуминозными являются прослой мергелей и глинистого известняка. Мощность прослоев 0,6–1,2 м. Физико-коллекторские свойства: пористость 15,3%, проницаемость 330 мД (1 образец), содержание смолистого битума 6,8%. Стратиграфическая принадлежность битуминозных пород – условно калиновская свита (пласт КС).

В отложениях верхнеказанского подъяруса и татарского яруса при проведении структурного бурения нефтепроявления не отмечены. По данным результатов люминесцентных анализов все нефтепроявления, отмеченные выше, представлены полужидким или твердым битумом нефтяного ряда. Последние, вероятно, связаны с миграцией нефти в пермские отложения из нижележащих пластов карбона и девона.

При проведении поисково-разведочного бурения на глубокие горизонты карбона и девона в пределах известных месторождений Большекинельского вала попутно опробовались отложения нижней и средней перми (табл. 3).

Песчаники уфимского яруса практически везде нефтегазоносны. Дебиты небольшие – от 0,5 до 4,6 м³/сут. Нефть тяжелая, вязкая. Сводовые части поднятий обыч-

Результаты опробования месторождений Большекинельского вала

Месторождение	Скважина	Интервал опробования, м	Продуктивные пласты	Дебит нефти, м ³ /сут
Красноярское	6	263-266	У ₂	1,5
	14	251-254	У ₂	1,4
	43	362-366	Р ₁ +У ₁₊₂	1,9
	22	255-260	У ₂	1,9
Заглядинское	141	304-324	Р ₄	Газ+Нефть
	1	254-258	У ₁	3,0
	4,8,11	249-290	У ₁	0,5-4,6
	18,26		У ₁	
Тарханское	184	242-255	У ₁ +У ₂	Газ+Нефть
Ефремо-Зыковское	22	109-111	У ₁	Газ+Нефть

но содержат газовые шапки. Газ выработан, а нефть не извлекалась. Запасы нефти в пермских отложениях не подсчитывались.

Таким образом, по материалам структурного и поисково-разведочного бурения территории южного склона Татарского свода и Большекинельского вала установлена нефтеносность и нефтепроявления карбонатно-терригенных отложений пермской системы. Залежи пермского возраста содержат тяжелые, вязкие, сверхвязкие и битуминозные нефти, запасы и ресурсы которых не подсчитывались, кроме Бугурусланского месторождения.

Ограниченность отбора керна, слабая изученность опробованием и неприменение методов интенсификации притоков нефти не позволяют в полной мере проследить характер нефтегазоносности как по разрезу, так и по площади.

На основе выполненного анализа нефтегазоносности пермских отложений можно сделать главный вывод: залежи тяжелых высоко- и сверхвязких нефтей в северной части Оренбургской области следует рассматривать как объект промышленной добычи нефти. В рассматриваемом регионе выделены следующие комплексы, к которым приурочены залежи высоко- и сверхвязкой нефти:

- карбонатные породы нижней перми;
- терригенные породы уфимского яруса нижней перми;

- терригенно-карбонатные породы верхнеказанского подъяруса средней перми.

Зона развития продуктивных пород пермских отложений Оренбургской области расположена в ее северной части в пределах южного склона Татарского свода и Большекинельского вала. Территориально эта зона совпадает с выявленными месторождениями нефти в отложениях карбона и девона.

Количественная оценка ресурсов СВН в северной части Оренбургской области не проводилась. По экспертной оценке авторов статьи, геологические ресурсы сверхвязких нефтей отложений перми составляют 0,4–1,2 млрд т, геологические ресурсы высоко- и сверхвязких нефтей трех выделенных комплексов отложений перми составляют 800 млн т, извлекаемые – 200 млн т при прогнозном коэффициенте нефтеизвлечения 0,25 [5].

На Бугурусланском месторождении в отложениях перми на сегодняшний день числятся геологические и извлекаемые запасы вязкой нефти по категории А + В + С₁, соответственно 1758 и 522 тыс. т, текущий коэффициент извлечения 0,3, степень выработанности запасов всего 8%.

Запасы и ресурсы нефти пермских отложений относятся к категории трудноизвлекаемых. В условиях наблюдаемого сокращения промышленно значимых запасов традиционной («легкой») нефти, особенно в районах с развитой инфраструктурой, расширение ресурсной базы углеводородов за счет тяжелой высоковязкой нефти является актуальной задачей.

Выводы и рекомендации:

1. Нефти залежей пермских отложений в северной части Оренбургской области характеризуются повышенной вязкостью и плотностью.

2. На примере Ашальчинского месторождения в Республике Татарстан показана возможность промышленной добычи СВН на севере Оренбургской области.

3. В северной части Оренбургской области выделены три комплекса развития залежей высоковязких и сверхвязких нефтей: карбонатные породы нижней перми, терригенные породы уфимского яруса нижней перми, терригенно-карбонатные породы верхнеказанского подъяруса средней перми.

4. Дан прогноз зоны развития нефтегазоносности терригенных пород уфимского яруса в пределах северной части Оренбургской области.

5. Ресурсы высоковязких и сверхвязких нефтей в отложениях перми в северной части Оренбургской области оценены в 800 млн т, извлекаемые в 200 млн т (экспертная оценка).

6. Рекомендуется выполнить НИР. Ее главные задачи:

– количественная оценка ресурсов высоковязких и сверхвязких нефтей в отложениях перми северной части Оренбургской области;

– обоснование технологии картирования их залежей;

– обоснование технологий интенсификации притоков при опробовании скважин и добычи нефти (гидроразрыв, тепловое воздействие, закачка органических растворителей, уголекислоты и другие);

– геолого-экономическая оценка добычи высоковязких и сверхвязких нефтей.

Л и т е р а т у р а

1. Казаков Э.Р., Либерман В.Б., Сухов К.А. Особенности оценки перспектив нефтеносности пермского разреза на территории деятельности. – Казань: ПАО «Татнефть», 2015. – С. 175–178.

2. Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный потенциал месторождений тяжелых нефтей Европейской части Российской Федерации // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – Санкт-Петербург: ФГУП «ВНИГРИ», 2012. – 78 с.

3. Нургалиев А.А., Яруллин Э.Г. Организация использования попутно-добываемых вод при разработке месторождений СВН // Промышленная безопасность. – 2015. – № 6.

4. Пантелеев А.С., Козлов Н.Ф. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области. – Оренбург: ОНАКО, 1997.

5. Политыкина М.А., Тюрин А.М., Дроздов В.В. Углеводородное сырье нетрадиционных источников – перспектива развития ООО «Газпром добыча Оренбург» // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 12. – С. 48–51.

6. Хисамов Р.С., Хайруллина Н.Р., Войтович С.Е., Акчурина Н.В., Хадеева А.Ф. Результаты первых пересчетов запасов сверхвязких нефтей шешминского горизонта верхнепермских отложений, первоочередных объектов промышленного освоения. – Альметьевск: ПАО «Татнефть», Казань: ТГРУ ПАО «Татнефть», 2015. – С. 330–334.

7. Якубов М.Р., Амерханов М.И., Хисамов Р.С. Мировой опыт и перспективы циклической закачки растворителя для добычи сверхвязкой нефти. Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН, Институт «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть» г. Альметьевск, 2015. – С. 378–380.