

УДК 550.812.1

ЛОКАЛИЗАЦИЯ ЗОН РАСПРОСТРАНЕНИЯ РЕСУРСОВ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ НА МАЛОИЗУЧЕННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ

© 2017 г. | Р.Н. Гатиятуллин, С.Е. Войтович, К.А. Сухов, А.З. Ахметшин

ПАО «Татнефть», Казань, Россия; gatiyatullinrn@tatneft.ru; voytovich@tatneft.ru; suhov.kamil@yandex.ru; akhmetchine87@mail.ru

LOCALIZATION OF OCCURRENCE ZONES OF SUPER-VISCOUS OIL RESOURCES IN POORLY STUDIED AREAS OF THE MELEKESSKIAN DEPRESSION

© 2017 | R.N. Gatiyatullin, S.E. Vojtovich, K.A. Sukhov, A.Z. Akhmetshin

PAO "Tatneft", Kazan, Russia; gatiyatullinrn@tatneft.ru; voytovich@tatneft.ru; suhov.kamil@yandex.ru; akhmetchine87@mail.ru

Поступила 29.05.2017 г.

Принята к печати 16.10.2017 г.

Ключевые слова: пермские отложения; сверхвязкая нефть; поисково-оценочная скважина; паротепловое воздействие; ресурсы нефти.

В статье оценены перспективы нефтеносности пермских отложений в пределах Мелекесской впадины. Для этого собраны, систематизированы и проанализированы геолого-геофизические данные по 358 скважинам структурного бурения. В результате проведенных работ по объекту и выполненных геологических построений обоснованы места заложения двух поисково-оценочных скважин на Восточном участке и двух — на Западном. Основным результатом является выделение четырех участков, рекомендуемых для поиска залежей сверхвязкой нефти, с суммарными геологическими (извлекаемыми) ресурсами 181 384 (14 797) тыс. т. Выявленные благоприятные предпосылки для локализации нефти в пермских отложениях района исследований в совокупности с наличием прямых признаков нефтеносности в структурных и поисково-оценочных скважинах свидетельствуют о перспективах района исследований на выявление залежей сверхвязкой нефти.

Received 29.05.2017

Accepted for publishing 16.10.2017

Key words: Permian deposits; super-viscous oil; prospecting and appraisal well; steam heating; oil resources.

Oil potential of the Permian deposits in poorly studied areas of the Melekesskian depression is evaluated in the article. For this purpose the authors have compiled and analyzed a considerable amount of actual materials which permitted to prepare structural maps, lithofacies maps, geological sections, etc. As a result of performance of these geological studies four places for drilling prospecting and appraisal wells were justifiably pinpointed. The results of drilling and testing of productive layers after the reservoir stimulation with steam heating have confirmed oil productivity of the Permian deposits. The total initial in-place and recoverable super-viscous oil resources of the study area were estimated, and reserves of the preliminarily assessed accumulations were calculated. Based on the combined geological and geophysical information the authors have identified four blocks recommended for exploration for super-viscous oil pools. For further geological exploration activity the authors recommend to perform detailed geophysical studies (seismic, electrical prospecting, etc.) and geochemical surveys using more dense networks of observation within the blocks recommended for licensing. Besides, the experience in completion Wells 1–B, 2–B, 3–3 and 4–3 has permitted to conclude that the flow stimulation technology used in low-permeability reservoirs saturated with abnormally viscous oil is imperfect, and to improve the well testing technology it is necessary to carry out experimental and methodological investigations.

Наиболее крупные месторождения Волго-Уральской НПП находятся на поздней стадии освоения, характеризующейся высокой степенью выработки основных наиболее продуктивных эксплуатационных объектов разработки, значительной обводненностью продуктивных пластов, ростом энергетических и эксплуатационных затрат на добычу нефти. Ежегодно происходит увеличение доли трудноизвлекаемых УВ: сверхвязкой нефти, природных битумов из низкопроницаемых коллекторов и др.

Признание сверхвязкой нефти как наиболее перспективного энергетического сырья в Российской

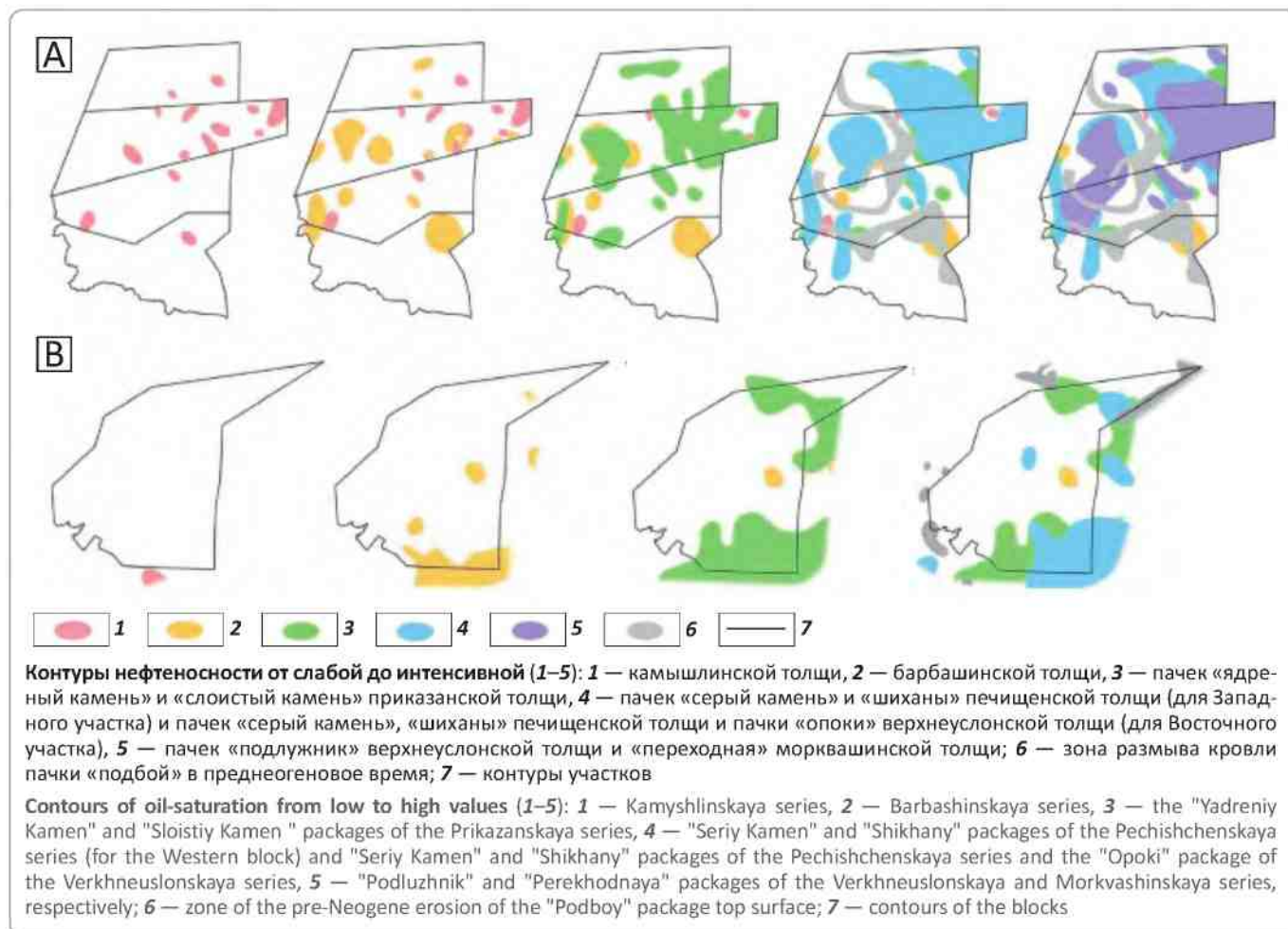
Федерации предусматривает планомерное наращивание сырьевой базы этого вида УВ, подготовку к промышленному освоению и вводу в разработку месторождений данного типа.

В центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Республика Татарстан, Ульяновская, Самарская и Оренбургская области) в пермском комплексе установлены значительные ресурсы сверхвязкой нефти.

Западная часть Республики Татарстан наименее изучена в отношении нефтебитумоносности пермского комплекса, в связи с чем вопросы, связанные

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 1. Схема совмещенных контуров нефтеносности Восточного (А) и Западного (В) участков
Fig. 1. Schematic map of superposed oil-saturation contours of the Eastern (A) and Western (B) blocks



с локализацией зон распространения ресурсов сверхвязкой нефти, на данной территории актуальны.

Район исследований (общая площадь более 5300 км²) по геологическим критериям разбит на два участка: Восточный и Западный. В тектоническом отношении Восточный участок охватывает северную осевую часть Мелекесской впадины, а Западный — преимущественно северо-западную.

По Восточному и Западному участкам проанализирована информация по коллекторам, нефтенасыщенности и литофациальной принадлежности пермских (послекунгурских) отложений, включенных в единую базу данных, отображающую сведения о стратиграфической приуроченности, толщине нефтенасыщенных слоев, интенсивности и равномерности нефтепроявлений, а также характеристике коллекторов и их литофациальной принадлежности. Всего проанализировано 358 структурных скважин (Западный участок — 165, Восточный — 193). На основе этой базы данных составлено три типа карт.

На картах первого типа отображены скважины, вскрывшие интервалы пород умеренной и интенсивной нефтенасыщенности по горизонту с указанием их толщин и области распространения нефтепроявлений (от слабых до интенсивных) по каждому из стратиграфических подразделений казанского яруса.

На карты второго типа вынесены скважины с суммарными нефтенасыщенными толщинами (от слабой до интенсивной степени) казанского яруса, а для интервалов интенсивного нефтебитумонасыщения указаны их толщина и стратиграфическая принадлежность по обоим участкам.

На картах третьего типа совмещены контурсы нефтеносных зон по девяти стратиграфическим подразделениям казанского яруса для Восточного участка и по четырем — для Западного (рис. 1).

Кроме того, был выполнен комплексный анализ коллекторов пермского (послекунгурского) возраста по данным документации керн скважин и лабораторных исследований керн.

Для комплексного анализа коллекторов и изучения закономерностей их распространения в разрезе и по латерали были построены литофациальные карты по 9 стратиграфическим подразделениям пермского возраста для Восточного и 4 — для Западного.

По результатам построений выявлены следующие закономерности проявления нефтеносности в пределах участков работ:

1. В целом площадь распространения нефтеносности составляет около половины Восточного участка, занимая преимущественно центральную, западную и северо-восточную его части. Бесперспективной в отношении нефтеносности является южная часть Восточного участка, охватывающая наиболее погруженную часть (в пределах Республики Татарстан) Мелекесской впадины. Нефтеносные зоны Западного участка приурочены к юго-восточной и северо-восточной областям, занимая суммарно около трети его площади.

2. Нефтепроявления, локализованные в камышлинской толще, имеют относительно небольшие размеры, приурочены преимущественно к северо-восточной части Восточного участка и отсутствуют на Западном, появляясь южнее за его пределами (см. рис. 1). Барбашинские отложения характеризуются несколько большей степенью нефтеносности (см. рис. 1). Нефтеносные зоны этой толщи, образуя более крупные участки по сравнению с таковыми камышлинской толщи, распространены в центральной части Восточного участка, южной и юго-восточной — Западного. Нефтеносные зоны, приуроченные к пачкам «ядренный камень» и «слоистый камень», занимают большие площади как на Восточном (центральная и северо-восточная части), так и Западном (южная и северо-восточная) участках (см. рис. 1). Зоны нефтепроявлений, связанные с пачками «серый камень» и «шиханы», более распространены относительно нефтеносных зон пачек «ядренный камень» и «слоистый камень» на Восточном (северо-восточная, центральная, юго-западная части) участке, но менее — на Западном (юго-восточная, северо-восточная, центральная) (см. рис. 1). Нефтеносные зоны пачек «подлужник» и «переходная» на Восточном участке сопоставимы с нефтеносными зонами пачек «ядренный камень» и «слоистый камень» по площади и областям распространения (северо-восточная, центральная части).

3. Выделенные зоны нефтенакопления приурочены к положительным структурам II порядка: в пределах Восточного участка — к Куркульско-Тигановской валообразной зоне, Поляковской структурной террасе, Алькеевской валообразной зоне и Салмановскому выступу (гемиантиклинали); в пределах Западного участка — к Тархановской структурной зоне, Кищакинской зоне поднятий и Улеминскому валу.

4. Нефтепроявления, приуроченные к межгрядовым участкам, содержат УВ пониженной вязкости, что, вероятно, свидетельствует о миграции УВ из низезалегающих отложений.

5. По числу скважин с интенсивными нефтепроявлениями, мощности нефтенасыщенных интервалов коллекторов (максимальная — 8,4 м для Восточного и 14 м для Западного участков), площади распространения нефтеносности (от слабой до интенсивной) к перспективным на выявление залежей сверхвязкой нефти относятся отложения пачек «подлужник», «шиханы», «серый камень», «слоистый камень», «ядренный камень» и камышлинской толщи.

В результате проведенных работ по объекту и выполненных геологических построений обоснован выбор мест заложения двух поисково-оценочных скважин на Восточном участке и двух — на Западном. При этом были учтены как прямые признаки нефтеносности (вскрытие нефтенасыщенных интервалов в пермском разрезе, мощность и интенсивность нефтепроявлений), так и поисковые предпосылки (структурные, литофациальные, палеотектонические и др.).

Во всех скважинах отобран керн из пермских (послекунгурских) отложений (460 м), проведены комплекс ГИС (930 м; ИК, БК, ПС, КС, ДС, резистивиметрия, БКЗ, КНК, ГК, НГК, АК, ГТКп) масштаба 1:200 и аналитические исследования керна: гранулометрический, химический анализы пород, нефтебитумонасыщенность (объемная и к массе породы), проницаемость, пористость и т.д., всего выполнено 1450 анализов.

Поисково-оценочная скважина 1-В пробурена в пределах Полянкой структурной террасы, между скважинами 7016 и 7022 Курналинской структурной площади.

По данным геологических построений скв. 1-В прогнозировалось вскрытие нефтебитумоносных интервалов в пачках «подлужник», «шиханы», «серый камень», «слоистый камень», «ядренный камень», а также барбашинской и камышлинской толщ казанского яруса. При этом пласты с интенсивным нефтебитумонасыщением мощностью 2–3 м предполагались в пачке «слоистый камень» (карбонатный коллектор) и барбашинской толще (терригенный коллектор). Последний планировалось испытать на приток УВ при естественном режиме и после паротеплового воздействия.

В песчаниках барбашинской толщи, вскрытых в интервале 325,7–332,2 м и проектируемых как объект испытаний по данным близрасположенных скважин 7022 и 7016 Курналинской площади, в скв. 1-В по данным документации керна и ГИС признаки нефтебитумоносности не выявлены.

В качестве объектов испытаний рассмотрено два интервала глубин казанского яруса — 283,3–284,5 м (пачка «шиханы») и 305,6–311,1 м (пачка «слоистый камень»).

По результатам ГИС верхний объект имеет более высокие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов (пористость — 30,8 %, коэффициент нефтебитумонасыщенности по массе — 6,3 %), поэтому он был утвержден как объект испытаний на приток УВ.

Плотность перфорации интервала испытания составила 20 отв/м. Испытания проведены при естественном режиме и после паротеплового воздействия. Откачено 6 м³ пластовой жидкости (вода без признаков УВ) при естественном режиме и 6,5 м³ — после паротеплового воздействия.

Согласно результатам аналитических исследований, полученным после испытания, карбонатный коллектор в интервале испытания имеет пористость 2,54–15,46 %, коэффициент нефтенасыщенности по массе — 0,33–1,91 %.

В связи с отрицательным результатом испытания 1-го объекта в скв. 1-В было принято решение об испытании в скважине в интервале 305,6–311,1 м 2-го объекта, представленного битуминозными доломитами. Перфорация интервала испытания составляет 40 отв/м. После паротеплового воздействия на пласт откачено 3,8 м³ пластовой жидкости (в том числе 0,03 м³ УВ).

По данным аналитических исследований, карбонатный коллектор в интервале испытания имеет пористость 19,97–29,28 %, коэффициент нефтебитумонасыщенности по массе — 2,20–9,82 % (согласно ГИС, карбонатный коллектор в интервале испытания разделен на два пласта-коллектора толщиной 1 и 1,5 м, пористость которых составляет 29,4 и 28,2 % соответственно, коэффициент нефтебитумонасыщенности по массе — 6,3 и 2,3 % соответственно).

Результаты лабораторных исследований показали, что при 20 °С пластовый флюид характеризуется следующими физико-химическими свойствами: плотность — более 900 кг/м³, вязкость — более 45000 мПа·с.

Скважина 2-В пробурена на Салмановском выступе между ранее выявленными Тяжбердинским и Салмановским нефтескоплениями верхнеказанского подъяруса. Предполагалось вскрытие нефтесодержащих отложений пачек морквашинской, «подлужник», «опоки», «шиханы», «серый камень», «ядренный камень», а также барбашинской толщи казанского яруса, характеризующихся неравномерным нефтебитумонасыщением с интенсивностью от слабой до умеренной.

Интенсивно нефтебитумонасыщенные доломиты предполагались в пачке «слоистый камень». Их

планировалось испытать на приток УВ при естественном режиме и после паротеплового воздействия. По данным документации керн и заключению ГИС этаж нефтеносности пермских (послекунгурских) отложений в скв. 2-В определен в интервале 213,2–293,7 м. Нефтепроявления в пределах нефтеносного этажа представлены маломощными слабобитумонасыщенными прослоями и слоями с запахом УВ.

По результатам бурения скв. 1-В можно сделать вывод, что в настоящее время комплекс ГИС, применяемый для исследования карбонатных коллекторов пермского разреза в исследуемом регионе, нельзя считать совершенным. Для выделения в этих отложениях нефтенасыщенных пластов по материалам ГИС накоплен незначительный опыт. В связи с этим проведено сопоставление геолого-геофизических материалов по скв. 2-В и ближайшей к ней ранее пробуренной скв. 168 Бугровской площади, в которой в интервале глубин 207,73–213,22 м вскрыты доломиты бурые, темно-бурые, интенсивно битумонасыщенные, стратиграфически приуроченные к пачке «слоистый камень» приказанской толщи. Эти отложения с высокой точностью коррелируют с аналогичными отложениями в скв. 2-В (интервал глубин 253,0–259,5 м).

В связи с этим выбран рекомендуемый интервал испытаний скв. 2-В на приток УВ, представленный доломитом. Проведена перфорация интервала испытания из расчета 20 отв/м. При естественном режиме и после паротеплового воздействия откачана пластовая жидкость (вода без признаков битума).

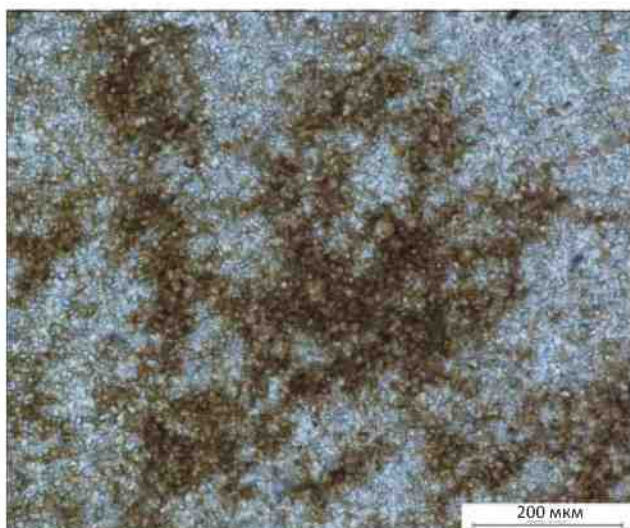
Согласно данным аналитических исследований, породы в интервале испытания имеют пористость 12,8–37,44 %, коэффициент нефтенасыщенности по массе — 2,66–6,44 %.

Под оптическим микроскопом авторами были изучены шлифы образцов пород, представленных доломитом скрытокристаллическим, массивным, кавернозно-пористым. Часть межзерновых пор и некоторые стенки выполнены битумом (рис. 2). Между зернами равномерно по всему шлифу распределены поры и каверны размером до 0,05 мм. По результатам аналитических исследований, пористость доломита составляет 37,44 %, нефтенасыщенность по массе — 5,35 %.

Данные лабораторных исследований образцов керн, результаты петрографического изучения шлифов и испытаний скважин со схожими характеристиками коллекторов свидетельствуют о правильном выборе интервала исследования. Вероятной причиной отсутствия притоков УВ является то, что они аномально вязкие и требуют для перевода в жидкую консистенцию длительного воздействия высокотемпературных агентов.

Рис. 2. Доломит скрытокристаллический кавернозно-пористый умеренно битумонасыщенный (приказанская толща, пачка «слоистый камень»)

Fig. 2. Dolomite crypto-crystalline, cavernous-porous, moderately bitumen-saturated (photo of thin section, the Prikazanskaya series, package "Sloistiy Kamen")



Образец 13, скв. 2-В, глубина 256,35 м, николи //
Sample 13, Well 2-B, depth 256.35 m, Nicols //

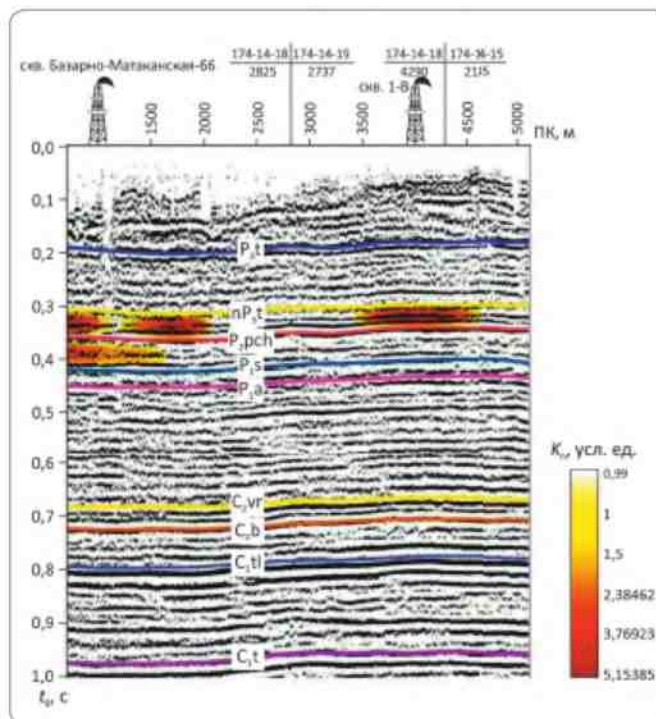
В пределах Восточного участка в процессе бурения скважин Нижне-Волжским институтом геологии и геофизики были проведены следующие опытно-методические работы: малоглубинная модификация МОГТ 2D, электротомография и газометрическая съемка в неглубоких скважинах. Материалы сейсморазведки были комплексированы с данными электроразведки путем перевода электроразведочных данных в масштаб временного сейсмического разреза и совместного анализа двух независимых методов (рис. 3). Данная технология позволила им отработать методику в пределах Восточного участка и попытаться спрогнозировать залежи УВ на Западном участке [2].

Местоположение скв. 3-3 по указанной методике совпало с местом, выбранным по прямым признакам и поисковым предпосылкам. Скважина 3-3 находится в юго-восточной части Атряского поднятия по кровле пачки «подбой», входящей в состав Улеминского вала. В 350 м к юго-западу от проектной скважины пробурена скв. 380 Апастовской структурной площади, вскрывшая неравномерно интенсивно битумонасыщенные доломиты пачки «серый камень» приказанской толщи мощностью 8,3 м (по данным документации керна).

Согласно данным макроописания керна (включая его фотографирование) и материалам комплекса

Рис. 3. Аномалии комплексного сейсмоэлектроразведочного параметра на сейсмическом временном разрезе по опытным профилям МОГТ [2]

Fig. 3. Anomalies of the integral seismic-electrical parameter on seismic time sections along the CDP experimental Lines [2]



ГИС масштаба 1 : 200, выбран рекомендуемый интервал испытаний (91,7–95,0 м от стола ротора) в скв. 3-3 на приток УВ при естественном режиме и после паротеплового воздействия на пласт.

Проведена перфорация интервала испытания из расчета 20 отв/м. При паротепловом воздействии на пласт использовано 33 м³ умягченной воды. После парокапиллярной пропитки осуществлено освоение скважины — откачено 0,4 м³ пластовой жидкости (вода с пленкой битума). Отобрана проба УВ объемом 0,5 л. Дополнительно проведено три откачки с перерывами на ожидание притока пластовой жидкости (от 3 до 13 ч). Отобрано 0,3 м³ пластовой жидкости (вода с запахом УВ). Конечная температура воды на выходе составляла 28 °С.

Пористость пород в интервале испытания варьирует в пределах 16,08–23,45 %, проницаемость — (39,01–248,26) · 10⁻³ мкм², битумонасыщенность — 3,3–8,39 % (в среднем — 5,78 %). Битум, полученный при испытании, был подвергнут аналитическим исследованиям, по результатам которых при 20 °С значение динамической вязкости составляет > 3000000 мПа · с, а плотности — > 1000 кг/м³.

Скважина 4-3 пробурена в южной части Западного участка по результатам комплексирования методов сейсморазведки и электроразведки.

По данным макроописания керна, включая его фотографии, и результатам ГИС выбран интервал испытания. Притока УВ не получено. Пласт характеризуется низкой приемистостью, в том числе и при пароциклическом режиме. Для оценки запасов и ресурсов УВ в пределах пространственных границ объекта исследований были построены карты нефтеносности пермских (послекунгурских) отложений по пяти перспективным нефтеносным горизонтам Восточного и четырем — Западного участков. При этом были использованы геолого-геофизические данные и результаты лабораторных исследований керна, полученные как в ходе проведенных геолого-разведочных работ, так и при бурении и испытании на приток УВ четырех поисково-оценочных скважин — 1-В, 2-В, 3-3 и 4-3.

Анализ результатов выполненных геолого-разведочных работ в пределах объекта позволяет ранжировать выявленные нефтепроявления и скопления УВ по степени их геологической изученности:

1 — предварительно оцененные залежи УВ с запасами категории C_2 , наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытаниями отдельных скважин;

2 — нефтеперспективные объекты (нефтескопления) с ресурсами категории D_0 (локализованные) возможно продуктивных пластов в ловушках, выявленных геологическими и геофизическими исследованиями;

3 — нефтеперспективные зоны с ресурсами категории D_{1n} , наличие нефтеносности (от слабой и выше по интенсивности) подтверждено данными геолого-разведочных работ (документация керна, лабораторные исследования керна, заключения ГИС).

Подсчет геологических и извлекаемых запасов УВ категории C_2 предварительно оцененных залежей и оценка ресурсов категории D_0 нефтеперспективных объектов выполнены объемным методом. Оценка прогнозных локализованных ресурсов осуществлена по методу удельной плотности на единицу площади — одним из вариантов метода сравнительных геологических аналогий [1].

Суммарные начальные геологические и извлекаемые ресурсы УВ района исследований по результатам выполненных работ составили 217918 и 21864 тыс. т соответственно.

Литература / References

1. *Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России.* — М. : Изд-во ВНИГНИ, 2000. — 189 с.

Methodological Guidelines for Quantitative and Economic Evaluation of Oil, Gas and Condensate Resources of Russia. Moscow: Izd-vo VNIGNI; 2000. — 189 p.

2. *Титаренко И.А., Соколова И.П., Титаренко А.В.* Новая комплексная геофизическая технология поисков и разведки залежей сверхвязкой нефти // *Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений : материалы Международной научно-практической конференции.* — Казань : Икхлас АН РТ, 2016. — С. 139–143.

Titarenko I.A., Sokolova I.P., Titarenko A.V. New integrated geophysical technology for exploration and of super-viscous oil pools. *Innovatsii v razvedke i razrabotke neftyanykh i gazovykh mestorozhdeni: materialy Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferentsii.* Kazan: Ikhlal AN RT; 2016. P. 139–143.

На основании комплексного анализа коллекторов в пределах объекта работ выявлено, что на исследуемой площади наиболее развиты карбонатные коллекторы, представленные трещиноватыми, кавернозными, оолитовыми разностями. В северо-восточной части Восточного и северо-западной части Западного участков распространен также и терригенный тип коллекторов, представленный пористыми песчаниками, приуроченными преимущественно к отложениям приказанской и барбашинской толщ.

Все выявленные на исследуемой площади нефтескопления характеризуются сложным геологическим строением и небольшими размерами ловушек. Их отличают неоднородный состав коллекторов и широкие вариации фильтрационно-емкостных свойств и мощностей, часто в них не отмечается четкий структурный контроль.

Анализ результатов геологоразведки, проведенной в пределах объекта работ, позволяет заключить, что в целом исследуемая площадь подготовлена для стадии поиска и оценки залежей сверхвязких нефтей в пермских отложениях. На базе всего массива геолого-геофизической информации выделено четыре участка недр, рекомендуемых для поиска залежей сверхвязких нефтей с суммарными геологическими и извлекаемыми ресурсами 181384 и 14797 тыс. т соответственно.

При проведении дальнейших геолого-разведочных работ для определения оптимального положения проектных поисково-оценочных скважин на первом этапе рекомендуется выполнить детальные геофизические исследования (сейсморазведка, электроразведка и др.) и геохимическую съемку по уплотненной сети наблюдений в пределах рекомендуемых к лицензированию участков недр.

По результатам освоения скважин 1-В, 2-В, 3-3 и 4-3 сделан вывод о несовершенстве технологии интенсификации притока из низкопроницаемых коллекторов, насыщенных аномально вязкой нефтью. Необходимо провести опытно-методические работы для усовершенствования технологии испытания скважин.