

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В работе приведены основные методические положения по подсчету запасов сверхвязких нефтей и оценке их промышленной ценности. Описаны необходимые требования к изученности залежей, к комплексу выполняемых основных методов ГИС и отбору ядерного материала, необходимых для подсчета запасов сверхвязких нефтей и постановки их на учет Государственного Баланса полезных ископаемых.

Ключевые слова: пермские отложения, сверхвязкая нефть, залежь, запасы, песчаник, коэффициенты пористости и проницаемости, вязкость, керн.

В России ресурсы сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) по разным оценкам, составляют от 30 до 75 млрд. тонн, это вторые по величине запасы в мире. Около трети изученных запасов РФ находятся на территории Республики Татарстан, которая по этому показателю занимает ведущее место в стране.

Значительные запасы сверхвязкой нефти являются одним из стратегических направлений деятельности ОАО «Татнефть», объектом наращивания добычи.

На остроту проблемы их разработки указывает принятая «Программа развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на 2006-2020 годы». В этих условиях подсчет запасов, открытых к настоящему моменту залежей сверхвязкой нефти, с последующей постановкой их на учет Государственного баланса, становится одним из основных источников прироста запасов, наряду с приростом по новым открытым месторождениям нефти и пересчетом запасов по старым месторождениям (Тахаутдинов и др., 2011).

Разработка месторождений сверхвязкой нефти активизировалась буквально в последние лет пять. Этому способствовали новые технологии и экономическая ситуация: при сегодняшней стоимости нефти добыча приближается к уровню рентабельности.

Исходя из этого, руководство ОАО «Татнефть» поставило новую задачу, и с 2007 года Татарское геологоразведочное управление (НПЦ «Запасы») занимается подсчетом запасов сверхвязкой нефти и постановкой их на учет Государственного Баланса.

В отложениях пермской системы в пределах Республики Татарстан выделены 4 нефтеносных комплекса: нижнепермский карбонатный; уфимский терригенный; нижнеказанский терригенно-карбонатный; верхнеказанский карбонатно-терригенный.

В качестве первоочередных объектов промышленного освоения в республике планируются залежи сверхвязкой нефти шешминского горизонта уфимского яруса верхней перми, имеющие наиболее широкое распространение и характеризующиеся наиболее благоприятными геолого-экономическими условиями локализации. Район их распространения обладает развитой нефтепромысловой инфраструктурой.

В тектоническом плане район распространения отложений шешминского горизонта приурочен к западному, южному склонам и сводовой части Южно-Татарского свода (Войтович и др., 2006). Залежи нефти приурочены к

отложениям песчаной пачки $P_2u_2^2$ шешминского горизонта уфимского яруса верхней перми, представленным песками, интенсивно пропитанными нефтью, и маломощными прослоями песчаников и алевролитов.

Характерной особенностью пространственного размещения отложений пачки является их залегание в виде серии линейно вытянутых в северо-западном направлении, образованных в седиментационных ловушках, положительных структурных форм III порядка, именуемых грядами. Гряды образованы цепочечно расположенными локальными раздувами песчаников песчаной пачки ($P_2u_2^2$), мощностью до 46м, отделенных друг от друга по простиранию участками сокращенной мощности песчаной пачки (до 3-5м). В крест простирания они разделены между собой зонами сокращенной мощности песчаной пачки (менее 10м), вплоть до их полного выклинивания (Хисамов, Гатиятуллин, 2007).

Выдержанные, достаточно мощные пласты песчаников распространены в верхней части шешминского горизонта, которые имеют близкие стратиграфические уровни и представляют собой зонально-развитую проводящую систему, единую в гидродинамическом отношении в пределах обширной территории (Хисамов и др., 2012). Региональной покрывкой для нефтенасыщенных песчаников является пачка «лингуловых глин» нижнеказанского подъяруса с минимальной мощностью 2м к крыльевым частям структур мощность их увеличивается до 30м.

Глубина залегания всех залежей уфимского комплекса не превышает 250м и изменяется в довольно широких пределах от 32м до 240м (Рис. 1). В подавляющем большинстве они залегают на глубине 100-200м, что в 2 раза меньше предельно допустимых глубин, оптимальных для добычи сверхвязких нефтей скважинными методами с применением паротеплового воздействия.

Площади залежей СВН изменяются в довольно широких пределах от 0,1 до 10 км² (Рис. 2).

К настоящему времени на учете Государственного Баланса полезных ископаемых числится 91 залежь СВН (Рис. 3), две из которых (Ашальчинское, Мордово-Кармальское) находятся в опытно-промышленной разработке (ОПР). «Пилотным» месторождением для разработки залежей СВН в России стало Ашальчинское, на котором «Татнефть» добыла в ноябре 2011 г. 100-тысячную тонну сверхвязкой нефти.

Опытно-промышленная эксплуатация Ашальчинского месторождения с использованием парогравитационной технологии воздействия на нефтяной пласт через парные

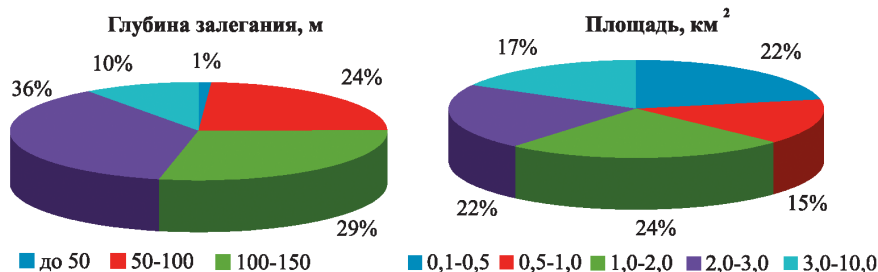


Рис. 1. Диаграмма распределения глубины залегающих залежей СВН, учтенных Государственным Балансом.

Рис. 2. Диаграмма распределения площади залежей СВН, учтенных Государственным Балансом.

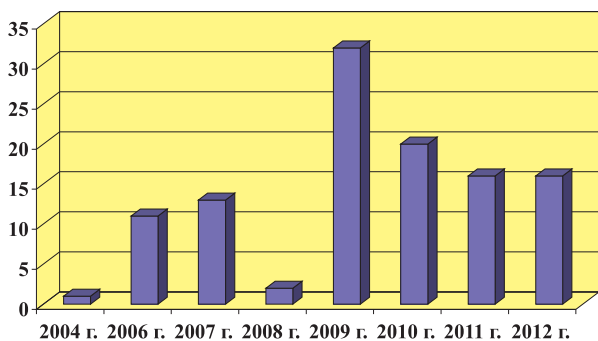


Рис. 3. Количество утвержденных в ФБУ ГКЗ РФ залежей сверхвязких нефтей.

горизонтальные скважины осуществляется с 2006 г.

На сегодняшний день пробурены 15 пар скважин, 13 из которых введены в эксплуатацию. На месторождении достигнут средний дебит одной скважины свыше 52 т/сут.

Идет подготовка к промышленному освоению скважин, учтенных Государственным Балансом, с суммарными извлекаемыми запасами СВН категорий C_1 и C_2 в количестве более 90000 тыс.т.

Всего на территории Республики Татарстан выявлено более 150 залежей СВН в отложениях шешминского горизонта уфимского яруса верхней перми.

Кроме того, ОАО «Татнефть» в результате выполненных работ в 2010-2011 гг. с использованием материалов структурного, нефтепоискового и эксплуатационного бурения в пределах лицензионных территорий Ново-Елховского и Ромашкинского месторождений нефти был очерчен 131 перспективный участок на выявление залежей СВН в отложениях шешминского горизонта. В 2012 г. проведены работы по обоснованию подготовленности 69 нефтеперспективных объектов шешминского горизонта Ново-Елховского месторождения к поисково-оценочному бурению и оценка их геологических и извлекаемых ресурсов категории C_3 .

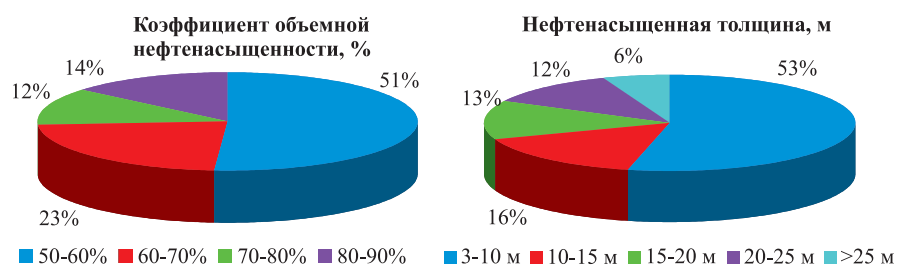


Рис. 4. Диаграмма распределения коэффициента нефтенасыщенности к объему пор по залежам, учтенным Государственным Балансом.

Рис. 5. Диаграмма распределения нефтенасыщенных толщин залежей, учтенных Государственным Балансом.

Подсчет запасов сверхвязких нефтей в РТ ведется по давно сложившемуся принципу, который основывается на объемной методике подсчета запасов, адаптированной для нефтей высокой вязкости.

Существенное отличие месторождений сверхвязких нефтей от традиционно нефтяных – отсутствие четко определенного контакта (ВНК). Для нефтяных месторождений ВНК представляется, преимущественно, горизонтальной поверхностью, линия пересечения которой с кровлей нефтенасыщенного пласта является внешним контуром нефтеносности месторождения.

Для залежей сверхвязких нефтей их границей является поверхность, определяемая кондиционными значениями весовой нефтенасыщенности равной 4,5%. Морфология её весьма сложная, характеризуется волнистостью, ступенчатостью, неровностью и даже в скважинах, находящихся в соседстве, часто фиксируется со значительной разницей гипсометрических отметок (Шаргородский и др., 2007).

Для подсчета запасов залежей СВН выполняются структурные построения по кровле коллектора. Границы песчаных тел, проводятся с учетом всех точек, полученных при совмещении двух структурных поверхностей – кровли продуктивного коллектора с подошвой залежи, и с помощью построения максимально возможного количества схематических геологических профилей – продольных и поперечных, с использованием большей части фонда скважин. Точки пересечения абсолютных отметок подошвы залежи с её кровлей принимаются за нулевые точки нефтенасыщенной толщины. Совокупность всех полученных точек служит определением контура залежи.

Основными геофизическими методами, данные которых используются для определения коэффициентов насыщения углеводородами горных пород, являются методы низкочастотной электротомии (БК, БКЗ) и высокочастотные электромагнитные методы (волновой диэлектрический каротаж (ВДК)).

Выделение эффективных нефтенасыщенных толщин в разрезе продуктивного горизонта проводится по керну и по комплексу ГИС. Но, для подсчета запасов, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности принимаются как наиболее надежные, представительные и достоверные величины, отображающие коллекторские свойства. Это результаты количественных определений весовой нефтенасыщенности по данным лабораторных исследований керна. За нижнюю границу весовой нефтенасыщенности принята величина 4,5%, ниже которой отмечается резкое из-

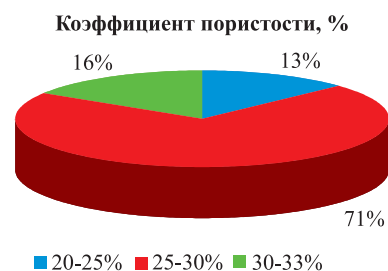


Рис. 6. Диаграмма распределения коэффициента пористости по залежам, учтенным Государственным Балансом.

менение значений нефтенасыщенности (Рис.4).

В лабораторных условиях чаще всего определяют нефтенасыщенность к весу породы, измеряемую отношением массы извлеченной из образца нефти к общей массе нефтенасыщенной породы (Инструкция ТатНИПИнефть, 1977).

Для залежей СВН, учтенных Государственным Балансом, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина залежей колеблется в значительных пределах от 3м до 15м, составляя в основном от 5 до 10м (Рис. 5).

Лабораторные исследования керн используются как при определении всех основных подсчетных параметров (нефтенасыщенной толщины, пористости, нефтенасыщенности и плотности скелета породы), так и при изучении фильтрационно-емкостных и литолого-минералогических характеристик коллекторов, подстилающих и перекрывающих залежь пород, а также для надежной интерпретации ГИС с построением петрофизических зависимостей.

Коэффициент пористости по материалам ГИС определялся по компенсационно-нейтронному каротажу (КНК) и по данным радиоактивного каротажа (НГК и ГК) методом двух опорных пластов. Компенсационно-нейтронный метод проводится в основном в разведочных скважинах, диаметр которых равен 216мм. В скважинах структурного бурения из-за малого диаметра скважины (93мм), проведение исследований методом КНК невозможно, в данных скважинах проводились исследования ГИС методом радиоактивного каротажа (Инструкция ГКЗ СССР, 1987).

Анализ распределения пористости в нефтенасыщенной части продуктивных отложений шешминского горизонта по результатам лабораторных исследований керн показывает, что многие образцы при экстрагировании из них нефти рассыпались.

Это свидетельствует о высоких коллекторских свойствах нефтенасыщенных отложений. Распределение значений утвержденных коэффициентов пористости по зале-

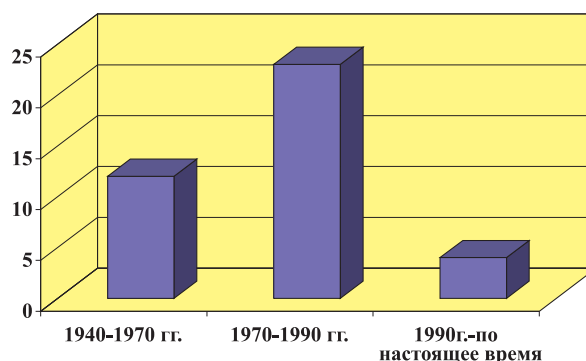


Рис. 12. Разбуривание залежей СВН скважинами структурного и поисково-разведочного бурения по годам.

жам СВН, стоящим на Государственном Балансе, приведено на рис. 6. Значение пористости для подавляющего числа залежей изменяется в пределах от 20 до 30% и более. За нижнюю кондиционную границу по пористости принята величина 18%.

Среднее значение пористости составляет 25%. Данной величиной должны быть охарактеризованы сводовая, приобортовая и периклинальные части залежи.

Среднее значение проницаемости составляет 0,470 мкм². Отбор образцов должен проводиться через 0,2-0,5м для абсолютной проницаемости, 0,5-1м для фазовой. Распределение значений проницаемости по залежам СВН приведено на рис. 7.

Величина вязкости в пластовых условиях является одним из основных критериев, определяющих выбор перспективного метода разработки залежей.

Для подсчета запасов нефти были использованы значения плотности нефти, как средние, полученные при анализе отобранных на залежах пластовых проб нефти. Из-за незначительной глубины залегания залежей СВН при подсчете запасов коэффициент перевода не учитывался.

Физико-химические свойства сверхвязкой нефти меняются в широком диапазоне: плотность 0,914-0,979 г/см³ (Рис. 9), динамическая вязкость при 8° С 307,2-27350 мПа·с, содержание смол и асфальтенов 14-45%, серы 1,8-4,5%, парафинов 0,2-3,9%. В СВН также присутствуют ванадий (0,0127-0,039%) и никель (0,0048-0,012%).

Минимальная величина запасов, при которой целесообразно организовывать разработку месторождения с применением термических методов считается один млн. тонн. По величине извлекаемых запасов месторождения сверхвязких нефтей относятся к мелким, по сложности геологического строения – к

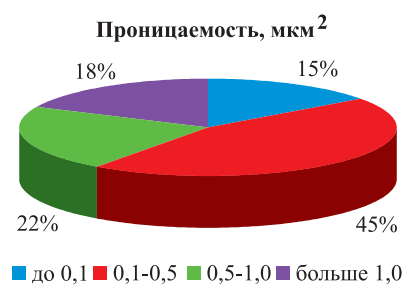


Рис. 7. Диаграмма распределения проницаемости по залежам, учтенным Государственным Балансом.

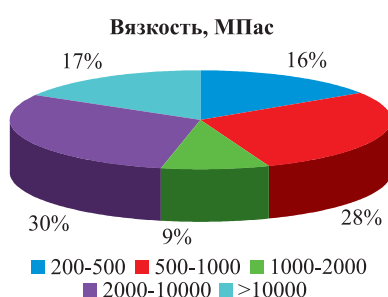


Рис. 8. Диаграмма распределения динамической вязкости по залежам, учтенным Государственным Балансом.

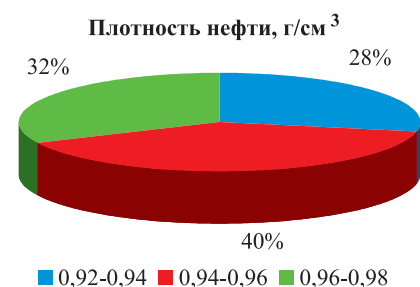


Рис. 9. Диаграмма распределения плотности СВН по залежам, учтенным Государственным Балансом.



Рис. 10. Диаграмма распределения извлекаемых запасов СВН категорий C₁+C₂, учтенных Государственным Балансом.

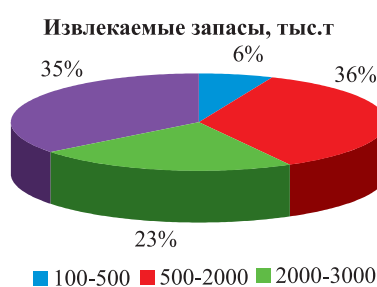


Рис. 11. Диаграмма распределения геологических запасов СВН категорий C₁+C₂, учтенных Государственным Балансом.

сложным, характеризующимся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных отложений. Распределения геологических и извлекаемых запасов сверхвязкой нефти категорий C_1+C_2 по месторождениям, стоящим на Государственном Балансе, представлены на рисунках 10, 11.

Учитывая сходство геологического строения и близкое расположение залежей друг к другу, для более рационального ввода их в эксплуатацию, мелкие соседние залежи объединяются в группы.

Все залежи сверхвязкой нефти на территории Республики Татарстан на сегодняшний день выявлены по результатам структурного бурения скважин прошлых лет.

Разбуривание месторождений сверхвязкой нефти скважинами структурного и поисково-разведочного бурения по годам приведено на рисунке 12.

Практически все поисковые и разведочные скважины востока и северо-востока Республики Татарстан, вскрывшие нефтяные пласты в отложениях карбона и девона, испытывались и опробовались именно на эти нефтеносные объекты, не затрагивая потенциально перспективные объекты пермских отложений. Результаты сейсморазведочных работ, комплексы ГИС и опробования в колонне, в лучшем случае, охватывали отложения каширского горизонта среднего карбона.

Поэтому все выявленные на сегодняшний день залежи нуждаются в проведении доразведочных работ с целью детального изучения их геологического строения, переоценке запасов категории C_2 и подготовке месторождений к промышленному освоению.

Для успешной постановки запасов СВН на учет Государственного Баланса полезных ископаемых необходимо соблюдение основных критериев.

– Интервалы отбора керн и проведения оптимального комплекса ГИС должны обеспечивать изучение перспективных на нефть, перекрывающих и подстилающих залежь отложений.

– Выход керн из нефтенасыщенных пород должен быть не менее 70-80%.

– Частота отбора образцов для лабораторных исследований должна составлять 0,1-0,5м (Инструкция ТатНИПИнефть, 1975).

– При вскрытии скважиной нефтенасыщенного пласта толщиной не менее 3м (что определяется по документации керн и результатам оптимального комплекса ГИС масштаба 1:200), в ней необходимо проведение пробной эксплуатации, которая включает в себя испытание на приток флюидов как на естественном режиме, так и с паротепловым воздействием на продуктивный пласт четырьмя циклами.

– Лабораторное изучение сверхвязких нефтей должно предусматривать исследование проб, полученных на естественном режиме и после паротепловой обработки с установлением их физико-химических свойств, фракционного и группового составов.

– При изучении состава сверхвязкой нефти необходимо оценивать промышленное значение содержащихся в них серы, металлов и других компонентов.

В эксплуатационных скважинах, бурящихся на разрабатываемых традиционно нефтяных месторождениях, в интервале, затрагивающем перспективные объекты пер-

мских отложений, необходимо выполнять оптимальный комплекс геофизических исследований скважин, включающий в себя ПС, нейтронный гамма каротаж, гамма-каротаж, индукционный каротаж, боковой каротаж, волновой диэлектрический каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, боковое каротажное зондирование. А также должен быть вынесен керн с интервала продуктивного горизонта с определением литолого-физических свойств, с определением пористости, нефтенасыщенности к весу породы (а в отдельных случаях, где образцы не рассыпались, – к объему пор), минералогической плотности скелета породы, карбонатности и проницаемости.

Литература

Закон Республики Татарстан от 13 января 2007г. N 7-ЗРТ «Об утверждении Программы развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на 2006-2020 годы».

Инструкция по лабораторному исследованию образцов керн и грунтов. Бугульма. ТатНИПИнефть. 1975. 34.

Инструкция по лабораторному определению остаточной нефтенасыщенности образцов керн, отобранного на месторождениях Татарстана. АССР. Бугульма. ТатНИПИнефть. 1977. 55.

Инструкция по применению материалов промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керн и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа. Москва. ГКЗ СССР. 1987. 45.

Тахаутдинов Ш.Ф., и др. Создание и промышленное внедрение комплекса технологий разработки месторождений сверхвязких нефтей. Казань. Изд-во «ФЭН» АН РТ. 2011. 178.

Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б., Гатиятуллин Н.С., Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. Казань. Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ. 2006. 328.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань. Изд-во «ФЭН» АН РТ. 2007. 295.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Сухов К.А. Мат-лы межд. научно-практ. конф. Казань. Изд-во «ФЭН» АН РТ. 2012. 379.

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е. и др. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань. Изд-во «ФЭН» АН РТ. 2007.

S.E. Voitovich, T.P. Akhmanova, N.V. Akchurina. **Basic Principles of Calculation of Ultra-viscous Oil Reserves of the Republic of Tatarstan**

In this work we give main methodological provisions for the calculation of high-viscous oil reserves and evaluation of their industrial value. Necessary requirements to the exploration degree of deposits, complex of main executed log survey methods and core sampling required for calculation of high-viscous oil reserves and registration in the government's balance of mineral resources are described.

Keywords: Permian deposits, ultra-viscous oil, deposit, reserves, sandstone, porosity and permeability coefficients, viscosity, core material.

Сергей Евгеньевич Войтович

Главный геолог – первый заместитель начальника
Тел.: (843) 292-52-06

Татьяна Петровна Ахманова

Начальник НПЦ «Запасы». Тел.: (843) 292-25-38

Надежда Владимировна Акчурина

Заместитель начальника НПЦ «Запасы»
Тел.: (843) 292-97-43

Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть». 420111 г. Казань, ул. Чернышевского, 23/25.