

## О проблеме изучения степени влияния охлаждения пластов на изменение их продуктивности

Главным условием стабилизации добычи нефти и дальнейшего развития нефтяной промышленности Республики Татарстан становится разработка и внедрение новых высокоэффективных технологических решений увеличения извлечения нефти из низкопродуктивных и трудноизвлекаемых запасов. На Ромашкинском нефтяном месторождении впервые в мировой практике в широком масштабе было успешно применено внутриконтурное заводнение, позволившее ускорить извлечение запасов нефти из недр и значительно повысить нефтеотдачу пластов. Проблему охлаждения пластов сняли путём закачки подтоварной воды и применения подогретых технологических сточных вод (особенно вод с деэмульсационных и обессоливающих установок) для извлечения нефти из подверженных охлаждению пластов.

Но для доработки остаточных трудноизвлекаемых нефтей терригенного комплекса совместно с разработкой карбонатных отложений девона и нижнего карбона необходимы новые горизонтальные технологии нефтеизвлечения совместно с тепловыми методами. Подбор методов регулирования температурного режима по Ромашкинскому месторождению важен не только для девонского терригенного комплекса, а также для вышележащих нефтегазоносных и битумоносных комплексов. Применение методов регулирования температурного режима совместно с новыми методами горизонтальных технологий и тепловых способов нефтеизвлечения в комплексе уже в самое ближайшее время позволит в значительной мере повлиять на успешность извлечения остаточных трудноизвлекаемых запасов и высоковязких нефтей.

**Ключевые слова:** охлаждение пластов, температурный режим, трудноизвлекаемые запасы, внутриконтурное заводнение, подтоварные и подогретые сточные воды, тепловые способы, горизонтальные технологии нефтеизвлечения, высоковязкие нефти.

На сегодняшний день трудноизвлекаемые запасы нефти во всём мире и в России в частности из года в год неуклонно растут. В связи с этим активно разрабатываются и промышленно осваиваются принципиально новые высокоэффективные, энерго- и ресурсосберегающие технологии повышения нефтеизвлечения пластов с остаточными трудноизвлекаемыми запасами. Главным условием стабилизации добычи нефти и дальнейшего развития нефтяной промышленности Республики Татарстан становится разработка и внедрение новых высокоэффективных технологических решений увеличения извлечения нефти из низкопродуктивных и трудноизвлекаемых запасов.

Как известно, Ромашкинское нефтяное месторождение находится в поздней стадии разработки. Основная по размерам и запасам залежь нефти – пашийский продуктивный горизонт Д1. Залежь имеет весьма сложное строение ввиду крайне неоднородного состава песчано-алевролитовых пород горизонта Д1. Выделяются пять наиболее выдержанных пластов: «а», «б», «в», «г», «д». Кровля горизонта Д1 проводится по подошве тонкого прослоя карбонатных пород (репер «верхний известняк»), лежащего в основании кыновских глин. Нижняя граница пашийского горизонта проводится по кровле глинистой толщи, отделяющей его от пласта Д2. Эта пачка является также довольно выдержанным местным водоупором и теплоизолятором. Общая мощность пашийского горизонта около 40 м.

С теплофизической точки зрения горизонт Д1 четко выделяется на начальной невозмущенной геотерме разреза в виде крутой ступеньки с градиентом температуры  $\Gamma=0,02\pm 0,003$  °С/м. Выше и ниже идут пологие части геотермы, соответствующие покрывающим и подстилающим глинам с градиентом  $\Gamma=0,06-0,08$  °С/м. Внутри нефтеносного горизонта геотерма претерпевает излом. Верхняя

часть менее теплопроводящая (пласты «а», «б», «в»), с меньшим градиентом и нижняя более теплопроводящая («г», «д») с несколько большими геотермическими градиентами (Непримеров, 1978). Для основных нефтеносных районов провинции Татарстана характерны значения потока тепла (3-5)  $10^{-2}$  Вт/м<sup>2</sup>.

Ромашкинское нефтяное месторождение примечательно тем, что здесь впервые в мировой практике в широком масштабе было успешно применено внутриконтурное заводнение, позволившее ускорить извлечение запасов нефти из недр и значительно повысить нефтеотдачу пластов. Как известно, для заводнения применялась вода из поверхностных водотоков (в основном река Кама). Температура воды, закачиваемой в скважины, изменяется в течение года в среднем от 4 до 22 °С. Среднегодовая температура составляет 11 °С, что на 24-35 °С ниже начальной температуры продуктивных пластов основного промышленного горизонта Д1.

Разработка нефтяных месторождений с применением воды в качестве вытесняющего агента сопровождается с самого начала прогрессирующим обводнением добывающих скважин и извлечением попутно с нефтью больших объемов закачиваемой воды. Большинство нефтяных месторождений обводняются закачиваемой водой весьма неравномерно в связи с высокой зональной и послойной неоднородностью нефтяных пластов. Вода в первую очередь прорывается по наиболее проницаемым слоям к добывающим скважинам, оставляя «целики» нефти по площади и разрезу залежей, обводняя добывающие скважины. Огромные объемы добываемой воды весьма затрудняют процесс добычи и подготовки нефти. Большая часть закачиваемой воды по избранным каналам, как по сообщающимся сосудам, не совершая полезной работы по вытеснению нефти, поступает из нагнетательной скважины в

добывающую и, после извлечения ее на поверхность и проведения трудоемких и энергоемких работ по ее подготовке, снова закачивается в пласт и т. д. В среднем по нефтяной отрасли водонефтяной фактор составляет 4,2, а по многим месторождения Татарстана, Башкортостана и Самарской области, находящимся на поздней стадии разработки, он достигает 12 (Ибрагимов и др., 1990).

Источником обводнения в условиях обычного заводнения являются нагнетательные скважины при любом их размещении. Появление закачиваемой воды в продукции добывающих скважин – закономерный процесс.

Влияние закачки холодной воды на тепловое состояние продуктивных горизонтов выдвигает проблему изучения степени влияния охлаждения пластов на изменение их продуктивности по сравнению с продуктивностью при начальной пластовой температуре. Исследования и материалы многолетнего опыта разработки Ромашкинского и других месторождений Волго-Урала показывают, что на отдельных участках, где произошло направленное проникновение значительных объемов воды по высокопористым пластам, охлаждение заводненных пластов имеет локальный характер с распространением температур на расстояние 250-750 м и более. Так, например, на Ромашкинском нефтяном месторождении наибольшее снижение температуры (на 10-30 °С) наблюдается в скважинах, расположенных на расстоянии 250-350 м от нагнетательных.

В связи с затронутой проблемой отметим, что острота этой задачи – предотвращение охлаждения пластов – была снята путём закачки подтоварной воды и применения подогретых технологических сточных вод (особенно вод с деэмульсионных и обессоливающих установок) для извлечения нефти из подверженных охлаждению пластов. Вместе с тем в уже охлаждённых зонах остались запечатанные целики нефти с видоизменёнными свойствами флюидов, так называемые остаточные запасы нефтей. На месторождениях подвергшихся заводнению холодной водой эти запасы огромны, и их уже традиционными методами нефтедобычи не извлечь. Довыработка этих неохваченных заводнением зон и целиков с видоизменёнными свойствами нефтей равносильно открытию новых месторождений. Требуется доработка остаточных трудноизвлекаемых нефтей терригенного комплекса совместно с разработкой карбонатных отложений девона и нижнего карбона. Для этого необходимы новые горизонтальные технологии нефтеизвлечения совместно с тепловыми методами.

Отметим, что пластовое давление в залежах девонского терригенного комплекса изменяется в соответствии с гидростатическим от 16,0 до 20 МПа, температура в пластах колеблется в очень незначительном диапазоне и изменяется от 35 до 40 °С. В карбонатных же отложениях девона и нижнего карбона пластовое давление находится в соответствии с глубиной залегания нефти и составляет от 9,4 до 11,8 МПа, температура пласта от 20 до 30 °С (Муслимов, 2005).

Для разработки карбонатных отложений девона и нижнего карбона, радаевских, бобриковских и тульских горизонтов, алексинских, намюр-серпуховских и башкирских карбонатных отложений, карбонатной толщи верейского горизонта, каширско-гжельских карбонатных отложений и тем более для всего битумоносного комплекса стандартные методы заводнения не применимы. Здесь при ох-

лаждении и без того нетёплых пластов с высоковязкой и сверхвязкой нефтью образуются запечатанные смолами асфальто-смолисто-парафиновые отложения – закольматированные неподвижные зоны, которые обычными методами нефтеизвлечения добыть очень сложно и порой невозможно.

Тепловые же методы разработки месторождений высоковязких нефтей при всей их эффективности требуют значительных энергозатрат и капитальных вложений, что в конечном итоге ведёт к повышению себестоимости добычи нефти. Поэтому совершенствование существующих и создание более эффективных и менее энергоёмких методов является одной из важнейших задач. С учётом всё более возрастающих потребностей ввода в разработку запасов высоковязких нефтей актуальность этой проблемы с каждым годом возрастает. Главным критерием эффективности применения тепловых методов воздействия на пласты является получение высоких конечных коэффициентов нефтеизвлечения с наименьшими материальными затратами в сравнении с существующими традиционными методами (Кудинов, Сучков, 1998).

Критерий эффективности применения того или иного теплового метода может быть определен по энергетическому балансу затрат, т.е. по разности между полученной энергией в виде нефти и затрачиваемой энергией на её извлечение. Совершенствование же технологии разработки нефтяных месторождений с применением закачки теплоносителя в пласт является одной из главных задач. Основной целью совершенствования технологии является повышение эффективности процесса, т.е. когда на добычу одной тонны нефти, при прочих равных условиях, расходуется меньше теплоносителя, а охват залежи воздействием увеличивается, что приводит к более полному вытеснению нефти из пласта и повышению конечного коэффициента нефтеизвлечения.

Воздействие на пласт теплоносителем приводит к проявлению целого ряда факторов, способствующих увеличению нефтеизвлечения. К ним относится снижение вязкости пластовой нефти, дистилляция и испарение, термическое расширение, снижение поверхностного натяжения и другое. Например, вязкость нефти значительно снижается с увеличением температуры, особенно в интервале 30-80 °С. Сравнительно высокая скорость снижения вязкости нефти наблюдается при начальном увеличении температуры (выше пластовой). С повышением температуры вязкость нефти уменьшается более интенсивно, чем вязкость воды, что также положительно влияет на повышение нефтеизвлечения. Снижение вязкости нефти при её нагреве приводит к увеличению коэффициента подвижности нефти, что существенно влияет на коэффициент охвата пласта вытесняющим агентом как по толщине пласта, так и по площади (Кудинов, 2004). Увеличение температуры приводит к существенному увеличению коэффициента вытеснения нефти. Следовательно, добыча высоковязких нефтей наиболее технологически эффективной может быть при использовании тепловых методов.

При тепловом воздействии следует поддерживать в пласте температуру, не превышающую минимально необходимую температуру для вытеснения нефти для данного месторождения, т.е. оптимальную температуру вытеснения. Дальнейшее же повышение температуры бес-

полезно и приводит к росту энергетических затрат и практически не способствует снижению вязкости нефти.

Эффективность теплового воздействия на нефтяной пласт в значительной степени зависит от правильности выбора рабочего агента (Кудинов, 2004), способствующего более высокой степени нефтеизвлечения, с учётом геолого-физических характеристик воздействия. Для этого необходимо первоначальное глобальное и всестороннее изучение и анализ нефтяного месторождения и существующего уровня развития техники. Всё зависит от геологического строения месторождения, физико-химических свойств нефти и конкретных условий с учётом экономических показателей и перспектив разработки месторождения.

Подбор методов регулирования температурного режима по Ромашкинскому месторождению важен не только для девонского терригенного комплекса, а также для вышележащих нефтегазоносных и битумоносных комплексов. Применение методов регулирования температурного режима совместно с новыми методами горизонтальных технологий и тепловых способов нефтеизвлечения в комплексе позволит в значительной мере повлиять

на успешность извлечения остаточных трудноизвлекаемых запасов и высоковязких нефтей.

## Литература

Ибрагимов Г.В., Хисамутдинов Н.И., Кобяков Н.И. и др. Опыт ограничения закачки воды на поздней стадии разработки месторождений. М.: ВНИИОЭНГ. 1990.

Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет. 2004. 720 с.

Кудинов В.И., Сучков Б.М. Новые технологии повышения добычи нефти. Самара: Кн. изд-во. 1998. 368 с.

Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. Казань: Фэн. 2005. 688 с.

Непримеров Н.Н. Трёхмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов. Казань: Изд-во КГУ. 1978.

## Сведения об авторе

*Дильяра Газымовна Яраханова* – старший преподаватель, научный сотрудник кафедры геологии нефти и газа, к.тех.н., Казанский (Приволжский) федеральный университет

420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Тел: +7 (919) 693-88-17

# Studying Influence of Cooling the Reservoirs to Change Their Productivity

*D.G. Yarakhanova*

*Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia, e-mail: dilyara.yar@mail.ru*

**Abstract.** On Romashkino oil field, which is in late stage of the development, for the first time in the world a large scale contour waterflooding has been successfully applied, which allowed accelerating oil extraction from the earth depth and increased oil recovery significantly. Effect of cold water injection on the thermal state of the productive horizons raises the problem of studying influence of cooling the reservoirs to change their productivity compared to productivity at the initial reservoir temperature. The severity of this problem – preventing cooling of reservoirs – was removed by injecting tank water and the applying heated process wastewater for the extraction of oil from reservoirs exposed to cooling. However, in already cooled areas there was sealed bypassed oil with modified fluid properties, the so-called residual oil. Further development of residual oil hard to recover in terrigenous complex is required, together with the development of carbonate sediments of the Devonian and Lower Carboniferous. This calls for new horizontal oil recovery technologies and thermal methods.

For the development of carbonate sediments in the Devonian and Lower Carboniferous, Radaevskian, Bobrikovskian and Tula horizons, Aleksinskian, Namyur-Serpukhovskian and Bashkirskian carbonate deposits, Vereiskian carbonate strata, Kashirsko-Gzhelskian carbonate deposits, and even for the entire bituminous complex standard flooding methods are not applicable. Here at cooling of cool formations with high-viscous and ultra-viscous oil, resin sealed asphalt-resin-paraffin deposits and colmated still areas are formed. They are very difficult and sometimes impossible to obtain by conventional recovery methods. Application of temperature regulation in conjunction with new horizontal

technologies and thermal oil recovery methods will largely affect to the success of extraction of residual reserves difficult to recover and highly viscous oil.

**Keywords:** cooling the reservoirs, temperature control, reserves difficult to recover, contour waterflooding, tank and waste water, thermal methods, horizontal technologies of oil recovery, highly viscous oil.

## References

Ibragimov G.V., Khisamutdinov N.I., Kobayakov N.I. et al. Opyt ogranicheniya zakachki vody na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy [Experience of water injection limitations on the late stage of field development]. Moscow: VNIIOENG Publ. 1990.

Kudinov V.I. Osnovy neftegazopromyslovogo dela [Fundamentals of Oil and Gas business]. Moscow-Izhevsk: Institut kompyuternykh issledovaniy. 2004. 720 p.

Kudinov V.I., Suchkov B.M. Novye tekhnologii povysheniya dobychi nefiti [New technologies to increase the oil production]. Samara: Book Publ. 1998. 368 p.

Muslimov R.Kh. Sovremennyye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovaniye, optimizatsiya i otsenka effektivnosti [Modern methods of enhanced oil recovery: the design, optimization and effectiveness evaluation]. Kazan: Fen Publ. 2005. 688 p.

Neprimerov N.N. Trekhmernyy analiz nefteotdachi okhlazhdennykh plastov [Three-dimensional analysis of cooled oil reservoirs]. Kazan: KSU Publ. 1978.

## Information about author

*Dilyara G. Yarakhanova* – PhD, Senior Lecturer, Scientific Researcher of the Oil and Gas Geology Department

Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga region) Federal University  
420008, Russian Federation, Kazan, Kremlevskaya str., 4/5  
Phone: +7 (919) 693-88-17