

*М.А. Лобусев<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Москва, Россия)

## Повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов путем оптимизации размещения скважин и воздействий на пласт при разработке залежей высоковязкой нефти

Тяжелая нефть и природные битумы – важнейшие альтернативные источники углеводородного топлива, способные в перспективе частично или полностью заменить природную «естественную» нефть. Однако промышленное освоение эффективных методов извлечения тяжелой нефти является сложной научно-технической и технико-экономической проблемой.

В условиях выработанности запасов и истощенности разрабатываемых залежей нефти и газа в России обоснование объемов добычи и прироста запасов углеводородного сырья представляется весьма актуальным, и все большее внимание уделяется сверхвязкой нефти (СВН) и природным битумам (ПБ) как альтернативным источникам топливно-энергетического сырья.

В настоящее время ведутся интенсивные работы по совершенствованию технологических процессов и созданию новых технических средств добычи сверхвязкой нефти и природных битумов не только в России, но и в Канаде, Венесуэле, США.

В пермских отложениях Республики Татарстан установлены значительные ресурсы и запасы тяжелого углеводородного сырья, оцениваемые, при содержании их во вмещающих породах более 4% масс, около 1,4 млрд т. Это более 55% запасов и ресурсов пермских углеводородов всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, по данным Татарского геолого-разведочного управления 2006 г. В связи с этим проблема совершенствования разработки месторождений сверхвязкой нефти и природных битумов приобретает особую актуальность. Эти запасы находятся на небольшой глубине, но относятся к трудноизвлекаемым.

Разработка Ярегского месторождения – это уникальный пример с положительными результатами, многолетним опытом и исследованиями, по аналогии с которым можно разрабатывать месторождения со схожими признаками. По геологическому строению месторождение относится к категории сложных, по величине извлекаемых запасов нефти – к категории средних.

**Ключевые слова:** нефть, газ, углеводороды, свойства пласта, литотипы, поровое пространство, уплотнение, осадконакопление, нетрадиционные запасы, гидроразрыв пласта, проницаемость.

*М.А. Lobusev<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Moscow, Russia)

## Improving the efficiency of reserves difficult to recover development by optimizing the well placement and impacts on reservoir while high-viscosity index oil development

Heavy oils and natural bitumen – most important alternative sources of hydrocarbon fuel that eventually can partially or completely replace the natural "native" oil. However, industrial development of effective methods for extracting the heavy oil is complex scientific and technical, and technical and economic problem.

In terms of reserves depletion and developed oil and gas deposits depletion in Russia the substantiation of the production scopes and hydrocarbon reserves growth seem to be very relevant, and increasing there is focus on extra-viscous oil (EVO) and natural bitumen (NB) as the alternative fuel and energy raw materials sources.

Currently, intensive works on improving the production processes and creating new means for extra-viscous oil and natural bitumen production, not only in Russia but also in Canada, Venezuela, and USA

In Permian deposits of the Republic of Tatarstan the substantial heavy hydrocarbon raw material resources and stocks are found that are evaluated when their content in enclosing rock is more than % wt, about 1.4 billion tons. According to Tatarian geological survey management, 2006, it is more than 55% of Permian hydrocarbon reserves and resources

of the entire Volga-Ural oil and gas province. In this regard, the problem of extra-viscous oil and natural bitumen field development improvement has the particular relevance. These reserves are located in shallow depth but are difficult to recover.

Yaregskoye field development it is the unique example of the positive results, many years' experience and research, by its analogy it is possible to develop the deposits with similar characteristics. According to geological structure field belongs to the category of complex ones, and largest recoverable oil reserves - to the category average ones.

**Keywords:** oil, gas, hydrocarbons, reservoir properties, lithotypes, pore space, seal, sedimentation, unconventional resources, reservoir hydraulic fracturing, permeability.

В настоящее время в России и в мире наблюдаются небольшие объемы прироста запасов за счет геолого-разведочных работ, уже не восполняющие объемы добытой нефти, а также ярко выражена тенденция ухудшения структуры и качества нефтяных ресурсов. По мере выработки запасов нефти на месторождениях, открытых и введенных в разработку еще в прошлом веке, растет доля запасов, относящихся к категории трудноизвлекаемых.

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом что потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет 25–40%. В мировой экономике высоковязкие нефти и природные битумы рассматривают как энергетический источник XXI века. Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, из которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно. Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии средняя нефтеотдача пластов составляет 24–27%, в Иране – 16–17%, в США, Канаде и Саудовской Аравии – 33–37%, в странах СНГ и России – до 40% в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки.

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Основная часть трудноизвлекаемых запасов России приурочена к низкопроницаемым коллекторам – 71%. Запасы высоковязкой нефти оцениваются в 17%, в обширных подгазовых зонах нефтегазовых залежей – 12%. Природные битумы являются комплексным многоцелевым углеводородным полезным ископаемым. Средняя степень выработки трудноизвлекаемых запасов составляет 24%, а активных – 70%. Таким образом, средняя степень выработки активных запасов примерно в 3 раза превышает среднюю степень выработки трудноизвлекаемых запасов, и это на фоне резко ухудшающейся в целом по стране структуре запасов. При этом степень выработанности активных запасов по Волго-Уральскому региону достигает 90%. Освоение трудноизвлекаемых запасов напрямую связано с развитием технологий разведки и добычи. В этом отношении наиболее ярким примером служит нефтяная отрасль Канады, которая в 2003 г. совершила грандиозный скачок из третьей десятки на 2–3-е место по извлекаемым запасам нефти в мире. И это произошло как раз за счет внедрения высокорентабельных технологий добычи углеводородного сырья из битуминозных песчаников. Наша страна имеет также весьма существенные ресурсы и запасы высоковязкой нефти и битумов. Реализация технологий закачки теплоносителя в вертикальные скважины связана

с проблемами: пласт не принимает закачиваемые флюиды вследствие исходной низкой приемистости пласта, языкообразования из-за малой подвижности тяжелой нефти, выноса песка (в терригенных коллекторах). Кроме того, при разработке с использованием вертикальных скважин требуется применение плотных сеток скважин и больших объемов капиталовложений. При этом для обеспечения прогрева пласта в пристволенной зоне и создания гидродинамической связи с соседними скважинами затрачивается весьма значительное время и большое количество теплоносителя с учетом его потерь в период организации циклических обработок. С увеличением числа проведенных циклов эффективность пароциклического воздействия снижается. Для оптимального паротеплового воздействия на пласт в системе вертикальных скважин предлагается выполнить построение 3D геологической модели на опытном участке и определить местоположение устьев с проведением трассировки стволов скважин в продуктивной части пласта. Схема размещения скважин в базовом варианте (пятиточечный элемент) приведена на рисунке 1. По этой схеме закачка пара ведется в центральный ряд скважин, нефть отбирается из контурных скважин.

Однако в настоящее время весьма актуальным и рациональным направлением улучшения использования трудноизвлекаемых запасов тяжелой нефти является переход на системы разработки месторождений с применением горизонтальных скважин. Горизонтальные скважины в настоящее время широко используются

Ссылка для цитирования (for references):

Лобусев М.А. Повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов путем оптимизации размещения скважин и воздействий на пласт при разработке залежей высоковязкой нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 11. С. 106–112.

Lobusev M.A. Improving the efficiency of reserves difficult to recover development by optimizing the well placement and impacts on reservoir while high-viscosity index oil development (In Russ.). *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2015, No. 11. P. 106–112.

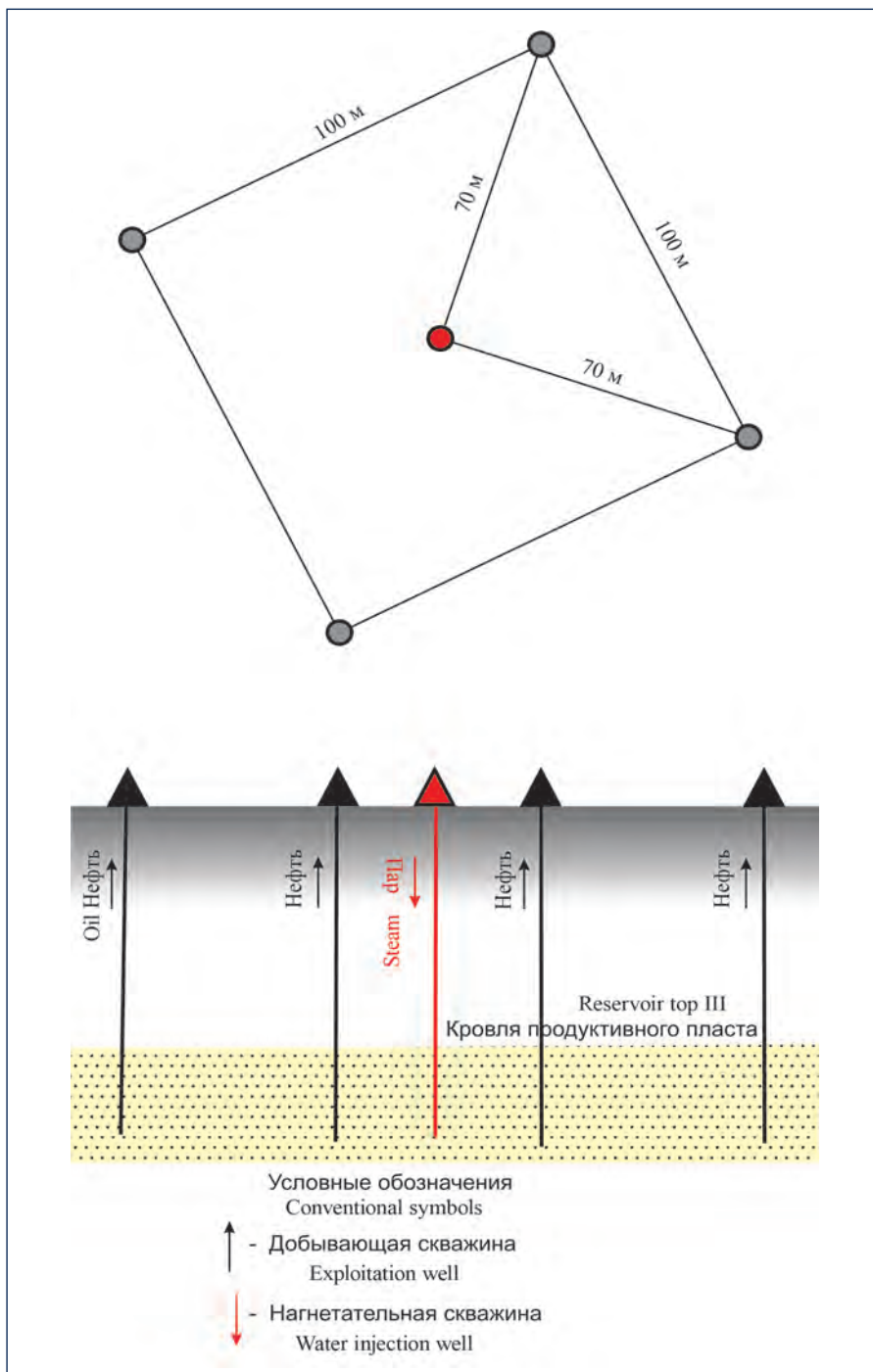


Рис. 1. Расчетная схема размещения скважин. Вариант 1 (базовый)  
 Fig. 1. Well placement analytical model. Variant 1 (basic)

в процессах добычи тяжелой нефти и природных битумов в США, Канаде и Венесуэле.

Основное преимущество горизонтальных по сравнению с традиционными вертикальными скважинами заключается в том, что они позволяют вовлечь в разработку большую часть коллектора, увеличить производительность, ускорить

добычу и сократить конусное обводнение. Несмотря на имеющиеся трудности и сложности с практической реализацией, использование горизонтальных технологий для разработки месторождений тяжелой нефти является высокоэффективным мероприятием.

При разработке залежей с тяжелой нефтью или залежей, имеющих низкую

подвижность, горизонтальные дренажные скважины уменьшают величину перепада давления, что препятствует образованию конуса обводнения и ослабляет приток песка. Использование данной технологии повышает эффективность закачки пара – увеличивается объем пара, закачиваемого в пласт, что ведет к созданию максимально возможной площади прогрева продуктивного пласта и, соответственно, к увеличению площади дренирования скважины.

С 2006 г. ОАО «Татнефть» начало опытно-промышленные работы на Ашальчинском месторождении высоковязкой нефти с использованием горизонтальных скважин. В эксплуатации находятся три пары горизонтальных скважин с выходом на поверхность (рис. 2). Опробованная конструкция двухустевых скважин позволяет регулировать в широких пределах формирование паровой камеры и продвижение фронта прогрева к добывающей скважине, что дает возможность эффективно разрабатывать месторождения высоковязкой нефти со сложными геолого-физическими условиями. Разработана методика контроля режимов работы скважин на основании мониторинга температуры по стволу добывающей скважины с помощью оптоволоконного кабеля и минерализации добываемой жидкости. Суммарный дебит по сверхвязкой нефти достиг 50 т/сут. при паронефтяном отношении около 4 м<sup>3</sup>/т. За 2008 г. способом термогравитационного дренирования пласта добыто 12 тыс. т сверхвязкой нефти, а с начала опытно-промышленной разработки опытного участка – более 24 тыс. т. В 2009 г. на Ашальчинском месторождении начато бурение четвертой пары без выхода на поверхность с использованием буровой установки с наклонной мачтой.

Механизм добычи ашальчинской высоковязкой нефти с помощью термогравитационного дренирования представлен на рисунке 3 и заключается в расширении паровой зоны вверх и вбок из-за низкой плотности пара.

На границе паровой камеры пар конденсируется при передаче тепла нефти, а прогретый битум вытесняется под действием веса и сконденсировавшимся паром по направлению сверху вниз, то есть на производительность горизонтальной



скважины действуют два фактора – гравитационный дренаж и вытеснение под давлением. Нефть и горячий конденсат отбираются нижней горизонтальной добывающей скважиной. При протекании процесса дренирования обратный поток в порах приводит к образованию стабильной 3-фазной системы. Приток нефти интенсифицируется эффектом поверхностного натяжения на «тонкопленочной» поверхности, который эффективно способствует фильтрации. Для поддержания гравитационного потока необходимо обеспечить полную связь фаз и поддерживать высокое давление (рис. 4).

Проведенные исследования на модели залежи Ашальчинского поднятия с помощью термогидродинамического симулятора STARS компании CMG (Канада) показали снижение технологических показателей эксплуатации парных горизонтальных скважин с уменьшением нефтенасыщенной толщины в связи с ростом тепловых потерь в кровлю продуктивного пласта. В качестве границы размещения парных скважин рекомендована эффективная нефтенасыщенная толщина песчаника 15 м. Также с помощью термического модуля STARS программного комплекса CMG, который позволяет решать системы уравнений трехмерной многофазной многокомпонентной неизоэнтальной фильтрации флюидов в трещиноватых пластах, обоснованно расстояние между горизонтальными стволами скважин равно 5 м. При расстоянии 5 м обеспечиваются наименьший расход пара на добычу 1 т нефти и большая степень нефтеизвлечения. Результаты опытно-промышленных работ подтвердили правильность выбранного расстояния между скважинами.

При классической схеме парного расположения горизонтальных скважин в нижней части пласта остаются участки, не вовлеченные в разработку, так как прогревается в основном кровельная часть пласта. Рекомендуется менять попеременно расположение нагнетательных и добывающих горизонтальных стволов, вследствие чего увеличивается охват и равномерно происходит прогрев пласта. Для проектирования, до строительства парных горизонтальных скважин, бурятся вертикальные оценочные скважины,

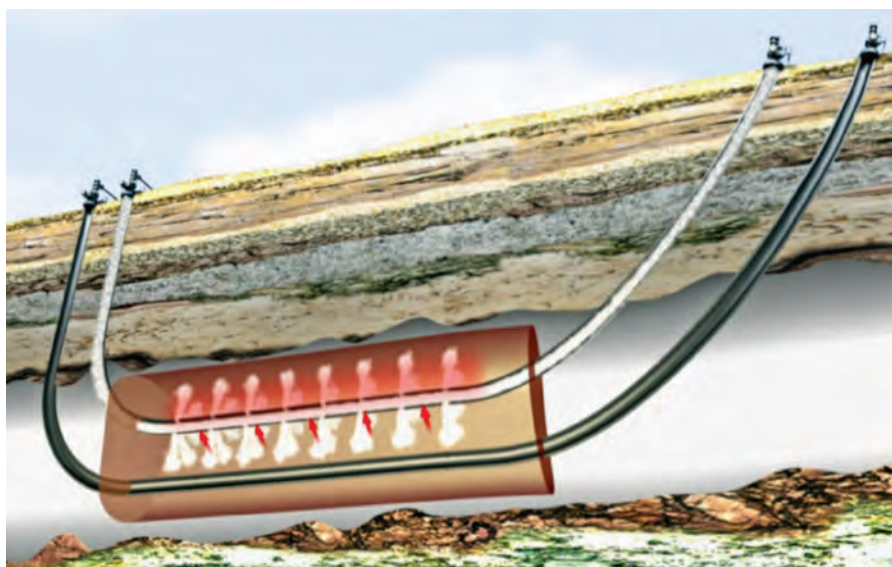


Рис. 2. Расположение скважин с выходом на поверхность при термогравитационном дренаже  
Fig. 2. Well location with access to the surface at the heat-gravitational draining

которые позволяют уточнить фильтрационно-емкостные свойства пород и представление о разрезе продуктивной песчаной пачки. На начальном этапе оценочные скважины используются как наблюдательные, а в дальнейшем переводятся в добывающие. Вертикальные скважины, расположенные рядом с горизонтальными, можно использовать для извлечения тех запасов нефти, которые не вовлекаются в разработку классическими горизонтальными скважинами, например – для закачки пара в верхнюю часть продуктивного пласта или пароциклического воздействия на

нижнюю часть продуктивного пласта, тем самым способствуя повышению дебита в соседних горизонтальных скважинах. При условиях, ограничивающих применение технологии термогравитационного дренажа парой горизонтальных скважин, можно применить систему вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин (рис. 5). В зависимости от геолого-физических особенностей для разработки месторождений высоковязкой нефти и природных битумов можно использовать различные технологические решения на основе комбинаций горизонтальных и вертикальных скважин.

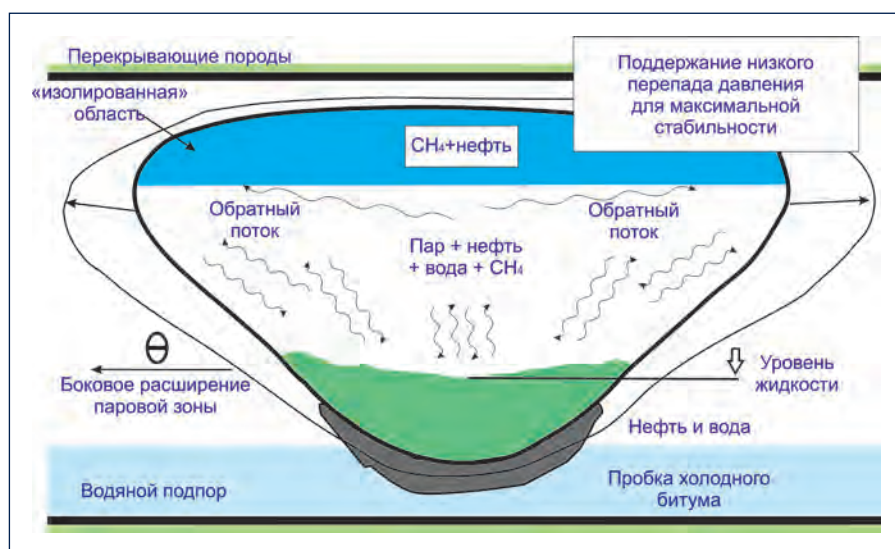


Рис. 3. Механизм процесса термогравитационного дренирования  
Fig. 3. Heat-gravitational draining process mechanism

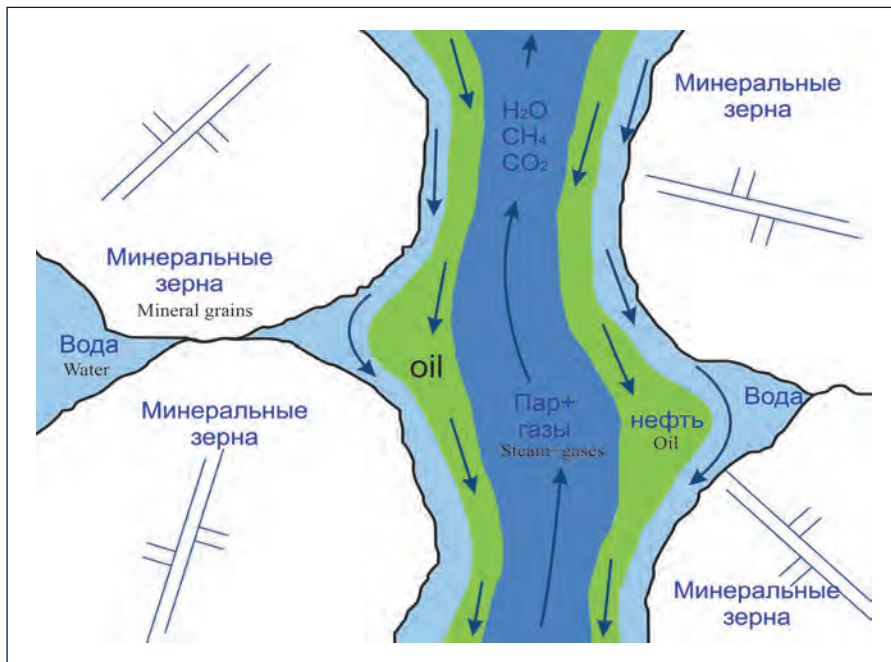


Рис. 4. Процессы в порах при термогравитационном дренаже  
Fig. 4. Processes in pores while heat-gravitational draining

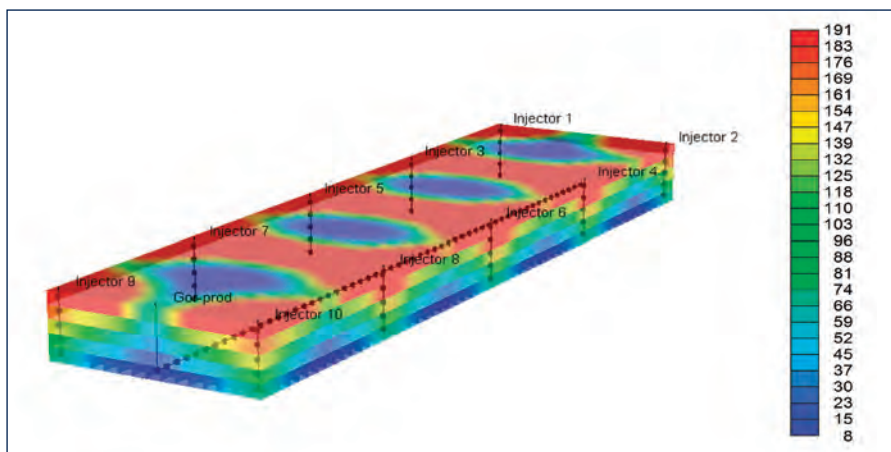


Рис. 5. Распределение температуры по пласту при закачке пара в вертикальные скважины  
Fig. 5. Temperature distribution along the reservoir while steam injection into the vertical wells

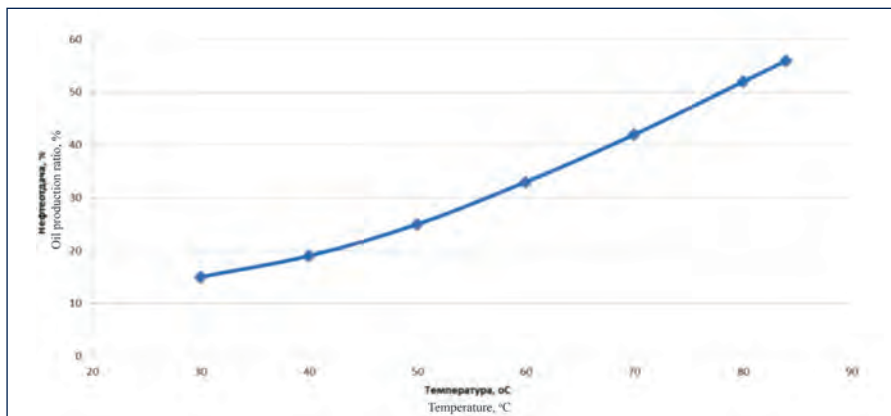


Рис. 6. Зависимость нефтеотдачи пласта от его средней температуры  
Fig. 6. Reservoir oil production ratio dependence from its average temperature

Учитывая мировые тенденции развития технологий разработки высоковязкой нефти, механизм термогравитационного дренирования пласта в системе горизонтальных скважин с длиной горизонтальной части ствола 1000 м – двухскважинном варианте успешно опробован компанией ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на Ярегском месторождении, расположенном в южной части Тимано-Печорской провинции Ухтинского района Республики Коми. Нефтетитановая залежь расположена на глубине около 200 м в песчаниках среднего и верхнего девона и содержит аномально вязкую нефть.

Особенностью механизма нефтеотдачи Ярегского пласта при воздействии на него теплом является прямая зависимость основных факторов, повышающих нефтеотдачу, от температуры пласта. Многолетний опыт разработки месторождения тепловым методом показывает, что существует практически однозначная зависимость между нефтеотдачей и средней температурой пласта, которая, в свою очередь, зависит от объема закачки пара, выраженная в поровых объемах пласта (рис. 6.). При увеличении средней температуры пласта до 80–90 °С его нефтеотдача возрастает до 50–55%. По отдельным участкам, где закачано пара свыше 1,0 порового объема пласта, нефтеотдача достигла 55–60%, накопленное паронефтяное отношение – 2,5 т/т.

Основными отличительными особенностями технологии является наличие при термощахтной технологии добычи нефти хаотического неуправляемого механизма образования многочисленных термогравитационных камер в зонах фильтрации теплоносителя между добывающей и нагнетательной скважинами, отсутствие давления гидростатического столба жидкости, отсутствие необходимости установки насосного оборудования, а также невозможность при существующих мощностях котельных закачивать теплоноситель высших параметров.

Вариант термогравитационного дренирования пласта представляет собой пару горизонтальных скважин, расположенных в нижней части пласта одна над другой на расстоянии 5–10 м (рис. 7). В верхнюю скважину непрерывно закачивается пар, из нижней отбирается



нефть. В процессе закачки пара образуется «управляемая» паровая камера, которая постоянно во времени расширяется. На границе этой камеры пар конденсируется и вместе с нагретой нефтью под действием сил гравитации стекает к добывающим скважинам и далее откачивается на поверхность в случае отсутствия избыточного пластового давления.

Опытный участок разбуривается парами горизонтальных скважин, расположенных в нижней части пласта одна над другой на расстоянии 5–10 м друг от друга. Расстояние между парами скважин – 70 м. В верхнюю скважину закачивается пар, из нижней отбирается нефть (рис. 8).

Анализ и сопоставление основных технологических показателей применения термогравитационного дренирования пласта при принятых исходных данных показали, что при расстоянии между скважинами 10 м при непрерывной закачке возможны прорывы пара в добывающие скважины по трещинам, в результате чего снижается охват и нефтеотдача. В этих условиях реализация классической схемы термогравитационного дренирования пласта может осложниться из-за высоких значений паронефтяного отношения, что может потребовать предварительной изоляции высокопроницаемых трещинных зон гелеобразующими или иными составами. Кроме того, при увеличении расстояния между скважинами применительно к геологической модели опытного участка до 10 м увеличивается срок разработки, что объясняется значительными теплотерями по кровле продуктивного пласта. Также в результате проведенного технико-экономического анализа на основе проведенных расчетов термогравитационного дренирования пласта при различных расстояниях между парами скважин выбрано оптимальное технологическое расстояние – 70 м. Это расстояние подтверждается опытом термощахтной разработки, где за оптимальное расстояние между нагнетательными скважинами принимаются 70 м.

При разработке Ярегского месторождения вертикальными скважинами с применением технологий паротеплового воздействия также определено оптимальное расстояние между скважинами 70 м. При меньших расстояниях между скважинами

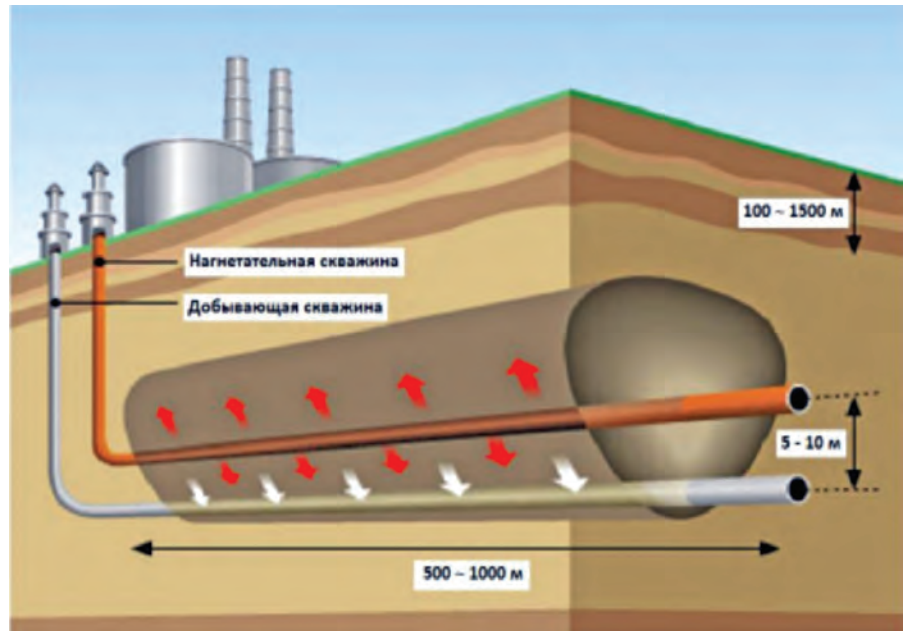


Рис. 7. Схема термогравитационного дренирования пласта  
Fig. 7. Reservoir heat-gravitational draining model

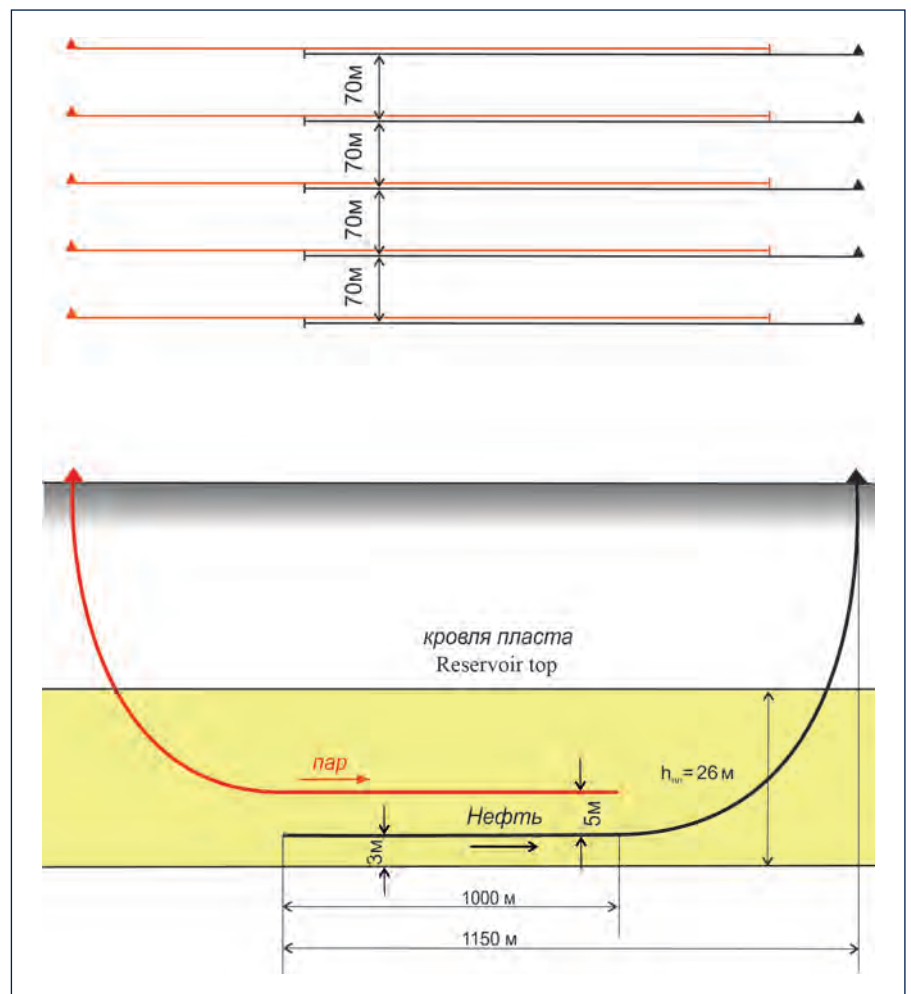


Рис. 8. Расчетная схема размещения скважин при термогравитационном дренировании пласта  
Fig. 8. Well placement analytical model at the reservoir heat-gravitational draining

происходили прямые прорывы теплоносителя в добывающие скважины, при больших – значительно увеличивались паронефтяное отношение и сроки разработки.

Сопоставление показателей разработки пласта различными вариантами показывает, что использование горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными позволяет в 3,5–4 раза повысить темп отбора нефти при значительно меньшем значении паронефтяного от-

ношения. Фактором, подтверждающим возможность достижения расчетных показателей в системе горизонтальных скважин, является многолетний опыт термощахтной разработки Ярегского пласта горизонтальными скважинами длиной до 300 м. Средняя нефтеотдача пласта на отработанных площадях месторождения составляет 55% при паронефтяном отношении 2,5 т/т. Применение более редкой сетки горизонтальных скважин при разработке с поверхности будет ком-

пенсироваться более высокими темпами и параметрами закачиваемого пара, чем при шахтной разработке.

Таким образом, месторождения высоковязкой нефти и природных битумов могут стать дополнительным источником углеводородного сырья для укрепления нефтяной отрасли страны. Однако для реализации проектов их разработки необходимы развитие и внедрение новейших технологий, а также введение налоговых льгот со стороны государства.

## Литература:

1. Хисамов Р.С. и др. Первые результаты опытно-промышленных работ по паротепловому воздействию на Ашалчинском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. С. 47–49.
2. Амерханов М.И. и др. Методы управления парогравитационным воздействием с помощью двухустьевых скважин // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. С. 64–65.
3. Гарушев А.Р. Анализ современного состояния методов добычи высоковязких нефтей и битумов в мире // Нефтепромысловое дело. 2008. № 10. С. 4–7.
4. Отчет о результатах бурения разведочной скважины № 3Л Лыаельская в пределах лицензионного участка ООО «ЛУКОЙЛ-Ками», СЫК 13226 НР. Ухта, 2006.
5. Результаты исследования керна разведочной скважины 3Л (Лыаельская площадь). Ухта: ООО «Петрофизик», 2009.
6. Литолого-физическая и петрофизическая характеристика пород продуктивного пласта III на Лыаельской площади Ярегского месторождения. Ухта: ООО «Петрофизик», 2006.
7. Отчет о научно-исследовательской работе «Изучение физико-химических свойств нефти, газов, конденсата и пластовых вод на площадях и месторождениях Объединения Коминейт» (заключительный), рег. номер №-41-84-7/8. Ухта: ПЕЧОРНИПНЕФТЬ, 1985.
8. Лобусев А.В., Малофеев В.В. Оптимизация размещения горизонтальных и вертикальных скважин при разработке залежей сверхвязкой нефти Татарстана // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2009. № 8. С. 52–55.
9. Лобусев А.В., Лобусев М.А., Страхов П.Н., Бакиева А.Б. Минимизация информационных потерь при учете неоднородностей микроуровня в процессе геологического моделирования // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2012. № 6. С. 76–79.
10. Лобусев А.В., Лобусев М.А., Антипова Ю.А., Осин Д.А., Страхов П.Н. Возможности использования данных сейсморазведки для прогнозирования коллекторских свойств продуктивных отложений Тымпучиканского месторождения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2014. № 3. С. 18–23.
11. Рузин Л.М., Чупров И.Ф. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. Ухта: УГТУ, 2007. 244 с.
12. Рузин Л.М. Инновационные направления разработки залежей высоковязких нефтей и битумов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 1. С. 70–73.

## References:

1. Khisamov R.S. et al. Pervye rezul'taty opytno-promylennyh rabot po paroteplovomu vozdeystviyu na Ashalchinskome mestorozhdenii [The first results of industrial experiment works on steam-thermal influence at Ashalchinskoye field]. *Neftjanoe hozjajstvo = Oil facility*, 2008, No. 7. P. 47–49.
2. Amerkhanov M.I. et al. Metody upravlenija parogravitacionnym vozdeystviem s pomoshh'ju dvuhust'evyh skvazhin [Gravitational influence control methods with two-head wells]. *Neftjanoe hozjajstvo = Oil facility*, 2008, No. 7. P. 64–65.
3. Garushev A.R. Analiz sovremennogo sostojanija metodov dobychi vysokovjazkih neftej i bitumov v mire [Analysis of the current status of high-viscosity index oil and bitumen production methods in the world]. *Neftpromyslovoe delo = Oilfield engineering*, 2008, No. 10. P. 4–7.
4. Otchet o rezul'tatah burenija razvedochnoj skvazhini № 3L Lyael'skaja v predelah licenziionnogo uchastka ООО «ЛУКОЙЛ-Ками», СЫК 13226 НР [Report on the results of drilling the exploratory well No. 3L Lyaelskaya within the license area LUKOIL-Komi LLC, SYK 13226 НР]. Ukhata, 2006.
5. Rezul'taty issledovanija kerna razvedochnoj skvazhini 3L (Lyael'skaja ploshhad') [Results of 3L exploration well core study (Lyaelskaya area)]. Ukhata, Petrofizik LLC, 2009.
6. Litologo-fizicheskaja i petrofizicheskaja harakteristika porod produktivnogo plasta III na Lyael'skoj ploshhadi Jaregskogo mestorozhdenija [Lithologic, physical and petrophysical characteristics of productive reservoir rocks III at Lyaelskaya area of Yaregskoye field]. Ukhata, Petrofizik LLC, 2006.
7. Otchet o nauchno-issledovatel'skoj rabote «Izuchenie fiziko-himicheskikh svojstv neftei, gazov, kondensata i plastovyh vod na ploshhadjah i mestorozhdenijah Ob'edinenija Komineft'» (zakljuchitel'nyj) [Report on the research and development works «The study of physical and chemical properties of oil, gas, condensate and water reservoir in Unified Komineft areas and fields» (final)]. Reg. number No. 41-84-7/8. Ukhata: PECHORNIPINEFT, 1985.
8. Lobusev A.V., Malofeyev V.V. Optimizacija razmeshhenija gorizontal'nyh i vertikal'nyh skvazhin pri razrabotke zalezhej sverhvjazkoj neftei Tatarstana [Optimization of horizontal and vertical wells placement while the extra-viscous oil deposits development in Tatarstan]. *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2009, No. 8. P. 52–55.
9. Lobusev A.V., Lobusev M.A., Strakhov P.N., Bakiyeva A.B. Minimizacija informacionnyh poter' pri uchete neodnorodnostej mikrourovnja v processe geologicheskogo modelirovanija [Information loss minimization, taking into account the micro-level irregularities while geological modeling]. *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2012, No. 6. P. 76–79.
10. Lobusev A.V., Lobusev M.A., Antipova Yu.A., Osin D.A., Strakhov P.N. Vozmozhnosti ispol'zovanija dannyh sejsmorazvedki dlja prognozirovaniya kolektor'skikh svojstv produktivnyh otlozhenij Timpuchikanskogo mestorozhdenija [Possibility for using seismic data to predict Timpuchikanskoye field productive deposits reservoir properties]. *Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory*, 2014, No. 3. P. 18–23.
11. Ruzin L.M., Chuprov I.F. *Tehnologicheskie principy razrabotki zalezhej anomal'no vjazkih neftej i bitumov* [Abnormally viscous oil and bitumen deposits development technological principles]. Ukhata State Technological University, 2007. 244 pp.
12. Ruzin L.M. Innovacionnye napravlenija razrabotki zalezhej vysokovjazkih neftej i bitumov [High-viscosity index oil and bitumen deposits development innovative directions]. *Neftjanoe hozjajstvo = Oil facility*, 2012, No. 1. P. 70–73.