DOI: 10.25515/PMI.2018.3.263

УДК 550.83; 52.47.15

СПОСОБЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ КОМПЛЕКСНОМ ОСВОЕНИИ ЯРЕГСКОГО НЕФТЕТИТАНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.Е.ДОЛГИЙ
Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Ярегское нефтетитановое месторождение является уникальным в силу того, что на нем в одной геологической структуре сосредоточены два полезных ископаемых – нефть и титановая руда.

В статье приведены горно-геологические условия месторождения, технико-технологические решения по увеличению нефтеотдачи продуктивного пласта, технические и технологические решения по эффективному прогреву пласта теплоносителем. Рассмотрены вопросы вскрытия и подготовки месторождения к эксплуатации, даны с учетом данных практики добычи высоковязкой нефти и титановой руды с начала освоения месторождения обоснованные рекомендации о порядке разработки нефтяной и рудной частей месторождения. Проанализированы применяемые технологические схемы извлечения высоковязкой нефти и паропрогрева пласта, дана оценка их целесообразности. Рассмотрены вопросы подготовки месторождения к эксплуатации с учетом накопленного опыта, даны обоснованные рекомендации о целесообразности применения подземно-поверхностной системы разработки месторождения. Приведены основные достоинства предлагаемой системы и технико-экономические показатели.

Ключевые слова: месторождение, высоковязкая нефть, титановая руда, технология эффективной нефтедобычи, экономическая целесообразность

***Как цитировать эту статью*:** Долгий И.Е. Способы увеличения нефтеотдачи при комплексном освоении Ярегского нефтетитанового месторождения // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 263-267. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.263

Введение. Увеличение нефтеотдачи пластов с высоковязкой нефтью требует особых технико-технологических решений по ее извлечению. Предметом исследования является Ярегское нефтетитановое месторождение. Промышленные запасы нефти находятся в 111-м пласте, приуроченном к среднедевонским отложениям живетского яруса. Пласт залегает на глубине 130-220 м в песчаниках среднего и верхнего девона. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта 26 м. Эффективная средняя пористость пласта 25 %, проницаемость 2,0 мкм^2. Пласт разбит многочисленными тектоническими нарушениями и густой сетью мелких трещин. Плотность нефти 945 кг/м^3, вязкость нефти в пластовых условиях 5-20 Па·с, температура пласта 6-8 °С, начальное пластовое давление 1,0-1,3 МПа.

Постановка проблемы. На базе анализа существующих способов и средств извлечения высоковязких нефтей [2, 3, 6, 9] для условий рассматриваемого месторождения предложена подземно-поверхностная система подготовки и разработки месторождения с применением термошахтного способа. С учетом горно-геологических и производственно-технологических условий эксплуатации месторождения обоснованы параметры предлагаемой системы и порядок ее реализации.

Предложенный способ разработки месторождения высоковязкой нефти обеспечивает значительное сокращение времени для вывода участка на проектный уровень добычи высоковязких углеводородов и значительно сокращает сроки его разработки, а также позволяет более высокими темпами подготовить месторождение к эксплуатации и значительно увеличить нефтеотдачу пласта.

К настоящему времени мировые ресурсы тяжелых и битуминозных нефтей значительно превышают запасы легких нефтей и составляют 750 млрд т [13, 15]. На территории Российской Федерации основная часть ресурсов тяжелых нефтей и природных битумов приурочена к месторождениям Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, их геологические ресурсы, по разным оценкам, составляют 30-75 млрд т [7, 10]. Вопрос освоения ресурсов таких нефтей особенно актуален сейчас, в связи со снижением объемов прироста запасов кондиционных нефтей.

Разработка и внедрение эффективных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) является стратегической задачей для всех нефтедобывающих стран. Решается она двумя путями: финансированием государственных программ промысловых испытаний и освоения современных МУН – США, Канада, Норвегия, Индонезия, Китай (программа «Повторное освоение старых месторождений») [14]; правовым регулированием, направленным на стимулирование недропользователей к участию в реализации государственных программ.

За рубежом предпринимаемые в этих направлениях усилия приносят результаты. Новейшие исследования показывают, что за последние 15 лет на основе промышленного освоения совре-

DOI: 10.25515/PMI.2018.3.263

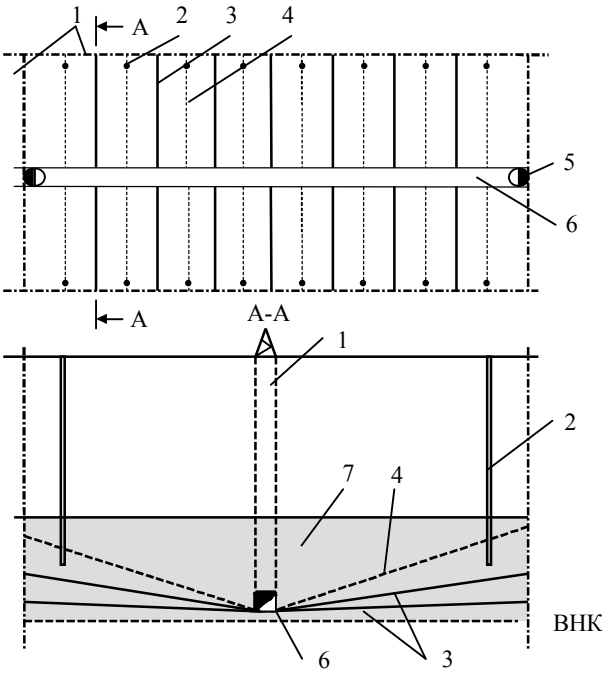


Рис.1. Принципиальная схема подземно-поверхностной системы

1 – граница участка; 2-4 – добычные и пароподающие скважины; 5 – шахтный ствол; 6 – галерея; 7 – нефтяной пласт

менных МУН мировые доказанные извлекаемые запасы увеличились в 1,4 раза – на 65 млрд т [5], а проектная нефтеотдача приблизилась к 50 % (в США), что в 1,6 раза больше, чем в России. Эти показатели достигнуты на фоне заметного ухудшения структуры запасов и увеличения доли трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов нефти.

В Российской Федерации, в частности в Республике Коми, компания «ЛУКОЙЛ» ведет опытно-промышленные работы на Ярегском нефтетитановом месторождении. Извлекаемые ресурсы нефти с высоким содержанием серы на данном месторождении составляют 31 млн т, добывается немногим более 5 тыс.т в год. Планируется, что добыча на Яреге в 2017 г. составит около 6 млн т.

Горно-геологические условия залегания нефтяной и рудной залежей на Ярегском нефтетитановом месторождении определяют возможность добычи нефти из вышележащего старооскольского горизонта с использованием капитальных и подготовительных горных выработок, пройденных для добычи титановой руды из нижележащего афонинского горизонта. Настоящая работа выполнена применительно к лицензионному участку ОАО «ЯрегаРуда», состоящему из четырех блочных элементов общей площадью 77,5 га, с геологическими запасами 2212 тыс.т нефти. Необходимо обосновать технологические показатели разработки, обеспечивающие повышение экономической эффективности подземно-поверхностной технологии добычи нефти за счет использования горных выработок, подготовленных для очистной выемки нефтетитановой руды на участке шахтного поля $3^{бис}$ [1-4].

Методология. Комплексная отработка участка месторождения на нефть и титансодержащую руду предусматривает разработку нефтяной части месторождения, в пределах совместного залегания нефти и титановых руд, подземно-поверхностным способом, с использованием горных выработок, непосредственно построенных для очистной отработки рудной части залежи (рис.1). Для освоения этой технологии и оценки ее влияния на нижележащий рудный горизонт было предусмотрено проведение опытно-промышленных работ на пилотном участке с частичным использованием освоенных технологий по термошахтной добыче нефти на Ярегском месторождении. Принципиальное отличие подземно-поверхностной системы термошахтной разработки высоковязких нефтей от существующих термошахтных систем заключатся в том, что пар подается в пласт не через систему подземных нагнетательных скважин, пробуренных из горных выработок, а через вертикальные нагнетательные скважины, пробуренные с поверхности.

Таблица 1

Сравнение дебитов нефти по скважинам опытного участка 1Т-2 и по блокам НШ-2, т/сутки

Год разработки	Опытный участок 1Т-2				Блоки НШ-2
	Скважины 1н-3н	Скважины 4н-6н	Скважины 7н-9н	Среднее	
1-й	0,01	–		0,01	0,24
2-й	0,08	–	–	0,08	0,45
3-й	0,43	0,08	–	0,40	0,46
4-й	0,92	0,73	0,72	0,86	0,43
5-й	1,16	1,60	0,68	1,17	0,40
6-й	1,82	2,14	1,41	1,81	0,35
7-й	2,07	2,36	2,72	2,33	0,30

DOI: 10.25515/PMI.2018.3.263

Для равномерного распределения пара по нефтеносному пласту к забоям поверхностных нагнетательных скважин из галерей бурят подземные пароразпределительные скважины [2, 10]. В совокупности поверхностная вертикальная и подземная пароразпределительная скважины представляют собой аналог горизонтальной скважины. При закачке пара через подземные нагнетательные скважины действуют жесткие ограничения как на диаметры подземных трубопроводов, так и на параметры закачиваемого пара. Поэтому давление закачки в подземном варианте редко превышает 0,3-0,5 МПа, что соответствует температуре насыщенного водяного пара 130-150 °С.

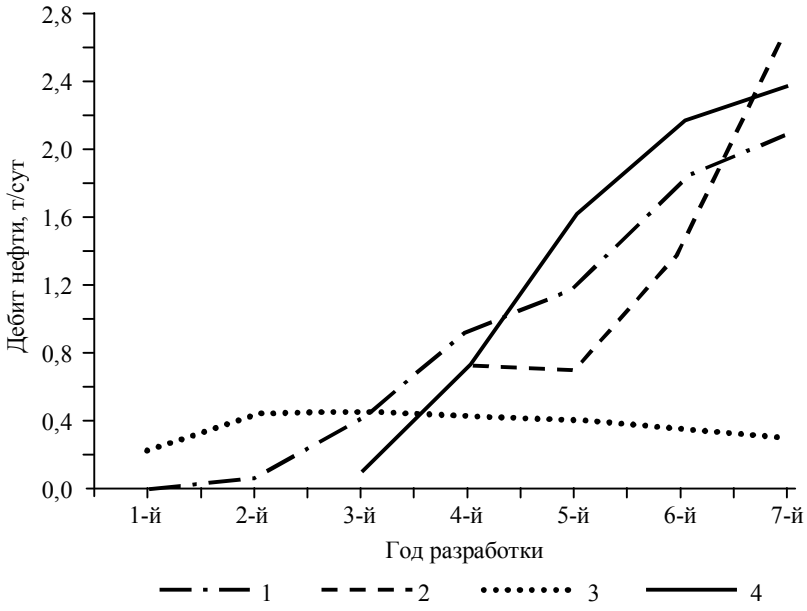


Рис.2. Среднесуточный дебит нефти по скважинам опытного участка 1Т-2 и блокам НШ-2

1 – скважины 1н-3н; 2 – скважины 4н-6н; 3 – скважины 7н-9н; 4 – средний дебит по блокам НШ-2

Низкие параметры закачиваемого пара ведут к длительному сроку разработки шахтных блоков, который составляет 12-15 лет. Несмотря на достигнутое высокое нефтеизвлечение (средний коэффициент извлечения нефти – КИН по отработанным блокам составляет 54 %), длительный срок разработки, а следовательно, и большой срок содержания горных выработок не позволяют получить высокие экономические показатели термошахтной разработки.

Подземно-поверхностная система в значительной мере снимает ограничения на темпы и параметры закачки пара, так как воздействие на пласт осуществляется через поверхностные скважины [6, 9]. Ограничением при разработке Ярегского месторождения является температура пара 200 °С, так как при более высоких значениях происходит дистилляция нефти в пласте, что недопустимо при шахтной разработке. Температуре насыщенного водяного пара 200 °С соответствует давление, равное 1,6 МПа, которое в 3-4 раза выше, чем при закачке через подземные скважины. Высокие темпы закачки пара и его параметры позволяют увеличить темп отбора нефти и сократить срок содержания горных выработок. Следует заметить, что подземно-поверхностная система дает возможность достичь максимального КИН, полученного при термошахтной разработке месторождений, и разрабатывать площадь с более высоким темпом отбора нефти.

Таблица 2

Сравнение показателей отбора нефти от срока эксплуатации месторождения (в числителе – нефтешахта 2, в знаменателе – опытный участок 1Т-2)

Год разработки	Темп закачки пара в объемах пласта, %	Темп отбора нефти от геологических запасов, %	Накопленная закачка пара в объемах пласта, %	Коэффициент извлечения нефти, %
1-й	0,8/6,3	1,9/2,0	0,8/6,3	1,9/2,0
2-й	1,5/2,9	3,2/5,0	2,3/9,2	5,1/7,0
3-й	1,9/2,8	4,3/6,2	4,2/12,0	9,4/13,3
4-й	2,2/2,5	4,7/9,8	6,4/14,4	14,1/23,1
5-й	2,2/2,4	4,7/11,2	8,6/16,8	18,8/34,3
6-й	2,0/–	4,5/–	10,6/–	23,3/–
7-й	1,9/–	4,0/–	12,5/–	27,3/–
8-й	1,9/–	3,7/–	14,4/–	31,0/–
9-й	1,5/–	3,4/–	15,9/–	34,4/–
10-й	1,4/–	3,0/–	17,3/–	37,4/–
11-й	1,3/–	2,8/–	18,6/–	40,2/–
12-й	1,2/–	2,4/–	19,8/–	42,6/–

DOI: 10.25515/PMI.2018.3.263

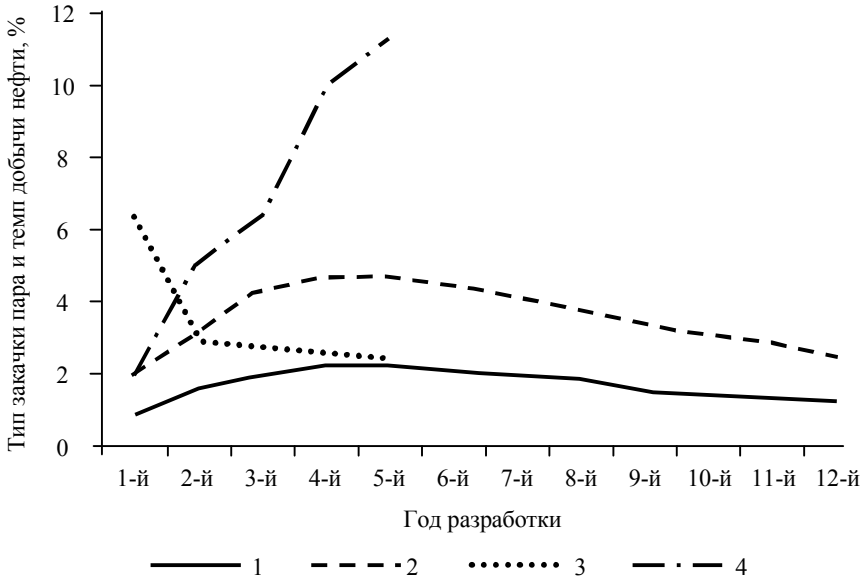


Рис.3. Показатели разработки

1 – темп закачки пара по блокам нефтешахты 2; 2 – темп добычи нефти по блокам нефтешахты 2; 3 – темп закачки пара на опытный участок 1Т-2; 4 – темп добычи нефти на опытном участке 1Т-2

Основным режимом термошахтной разработки является термогравитационное дренирование пласта, скорость которого зависит от температуры [3, 8, 11]. Испытания подземно-поверхностной системы (рис.1) были выполнены на участке шахтного блока 1Т-2, расположенного на нефтешахте 2 (НШ-2).

Основные характеристики опытного участка 1Т-2: площадь 105 тыс.м^2; нефтенасыщенная толщина 27 м, эффективная нефтенасыщенная толщина 21,3 м; коэффициент песчаности 0,79; начальная нефтенасыщенность 0,87; геологические запасы 468,5 тыс.т; утвержденный КИН 0,45; начальные извлекаемые запасы 210,8 тыс.т; КИН на естественном режиме 0,025; остаточные извлекаемые запасы 199,1 тыс.т; плотность нефти в пластовых условиях 933 кг/м^3; начальная температура пласта 8 °С; вязкость нефти в пластовых условиях 12000 мПа·с.

Обсуждение. Сравнение среднесуточного дебита нефти по скважинам опытного участка 1Т-2 со среднесуточным дебитом нефти по блокам нефтешахты 2, разрабатываемым по другим системам термошахтной разработки (табл.1, рис.2), показывает, что дебит нефти по скважинам опытного участка 1Т-2 в 5-7 раз выше, чем по другим блокам нефтешахты 2, за исключением 1-го и 2-го года разработки участка 1Т-2, когда в пласте не было добывающих скважин. Анализ показателей разработки опытного участка 1Т-2 в целом и по частям участка, согласно времени их ввода, показывает, что темпы отбора нефти превысили 9 % в год от геологических запасов и 20 % – от извлекаемых. Эти показатели превышают все достигнутые в мировой практике при разработке месторождений высоковязкой нефти или природного битума.

Были проанализированы зависимости темпа отбора нефти из продуктивного пласта от темпов закачки пара и коэффициента извлечения нефти от накопленной закачки пара в зависимости от срока эксплуатации месторождения (табл.2, рис.3). Сравнение показателей разработки опытного участка 1Т-2 и нефтешахты показывает, что темпы отбора нефти превысили 9 % в год от геологических запасов и 20 % – от извлекаемых. Эти показатели превышают все достигнутые в мировой практике при разработке месторождений высоковязкой нефти или природного битума.

Заключение. Анализ полученных показателей позволяет утверждать, что подземно-поверхностная система добычи нефти термошахтным способом является в настоящее время наиболее перспективной для рассматриваемых условий и может быть рекомендована для разработки старооскольского горизонта Ярегского нефтетитанового месторождения.

Следует также отметить, что подземно-поверхностная система требует в 2,5 раза меньшего объема проходки горных выработок и в 4-5 раз меньшего объема бурения подземных скважин на гектар разрабатываемой площади. Кроме того, разработка нефтяных месторождений по предлагаемой схеме наносит минимальный вред окружающей среде, так как все основные технологические процессы по добыче нефти происходят под землей.

DOI: *10.25515/PMI.2018.3.263*

ЛИТЕРАТУРА

1. *Алиев А.Г.* Автоматизация технологических процессов при термошахтной добыче нефти // Сб. науч. тр. ПечорНИПИнефти. Ухта, 1990. С. 7-9.

2. *Долгий И.Е.* Характеристики и перспективы разработки месторождений нефти и титана Ярегского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2015. № 4. С. 59-61.

3. *Коноплев Ю.П.* Выбор способа прогнозирования добычи нефти термошахтным методом по уклонным блокам // Нефтяное хозяйство. 1992. № 2. С. 7-9.

4. Патент 2117756 РФ, МПК E21843/24. Способ извлечения тяжелых нефтей / И.Е.Долгий, А.Г.Протосеня, Л.Г.Груцкий, А.А.Пранович. Опубл. 20.08.1998.

5. Проблемы развития проекта разработки залежей сверхвязкой нефти ОАО «Татнефть» / Н.У.Маганов, Н.Г.Ибрагимов, Р.С.Хисамов, Р.Р.Ибатуллин, А.Т.Зарипов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 7. С. 21-23.

6. *Рузин Л.М.* Опыт теплового воздействия на нефтяной пласт, разбуренный пологовосходящими скважинами // РНТС. Серия «Нефтепромысловое дело». М.: ВНИИОЭНГ, 1972. № 3. С. 18-21.

7. Создание и промышленное внедрение комплекса технологий разработки месторождений сверхвязких нефтей / Ш.Ф.Тахаутдинов, Н.Г.Ибрагимов, Р.С.Хисамов, Р.К.Сабиров, Р.Р.Ибатуллин, А.Т.Зарипов. Казань: Фэн, 2011. 189 с.

8. *Стебельская Г.Я.* Некоторые особенности разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов // Молодой ученый. 2015. № 13. С. 329-333.

9. *Тюнькин Б.А.* Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термошахтного способа добычи нефти / Б.А.Тюнькин, Ю.П.Коноплев; ПечорНИПИнефть. Ухта, 1996. 160 с.

10. *Хисамов Р.С.* Анализ эффективности выработки запасов сверхвязкой битуминозной нефти при парогравитационном воздействии // Нефтяное хозяйство. 2014. № 7. С. 24-27.

11. *Хисамов Р.С.* «Трудные» богатства // Нефть и жизнь. 2014. № 4. С. 17-19.

12. Advanced Solutions for Steam Assisted Heavy Oil Production from Shallow Reservoirs / R.Ibatullin, N.Ibragimov, R.Khisamov, Sh.Takhautdinov // World Heavy Oil Congress (WHOC 15-269). 24-26 March 2015, Edmonton.

13. Modern SAGD Technology – From Modeling to Field Monitoring / Sh.Tachautdinov, N.Ibragimov, R.Khisamov, R.Ibatullin, M.Amerkhanov, A.Zaripov // World Heavy Oil Congress (WHOC 14-257). 5-7 March 2014, New Orleans.

14. Novel Thermal Technology Uses Two-Wellhead Wells / R.Ibatullin, N.Ibragimov, R.Khisamov, A.Zaripov, M.Amerkhanov // Journal of Petroleum Technology. 2010. Vol. 62. N 3. P. 63-64.

15. Problems and Solutions for Shallow Heavy Oil Production / R.R.Ibatullin, N.G.Ibragimov, R.S.Khisamov, A.T.Zaripov // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October 2012, Moscow, Russia (SPE 161998).

Автор **И.Е.Долгий**, *д-р техн. наук*, *профессор*, *dol-@mail.ru* (*Санкт-Петербургский горный университет*, *Санкт-Петербург*, *Россия*).

Статья поступила в редакцию 25.09.2017
Статья принята к публикации 27.04.2018.