

ОБЗОР СПОСОБОВ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ

М.С. Власов

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

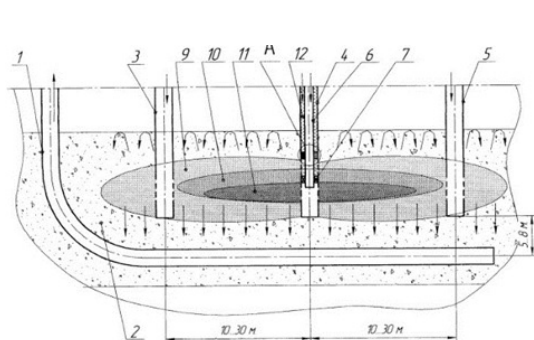
В настоящее время в мире наблюдается тенденция снижения запасов легкой нефти. В связи с этим, необходимо разрабатывать решения для восполнения этих запасов путем разработки месторождений тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов. Тяжелые высоковязкие нефти и природные битумы относятся к числу трудноизвлекаемых запасов по ряду причин: они имеют большую вязкость, что затрудняет их движение в продуктивном пласте; их добыча связана с большими экономическими затратами, по сравнению с легкой нефтью.

Накопленный мировой опыт в освоении залежей тяжелых нефтей и природных битумов позволяет объединить все существующие способы разработки в две большие группы. К первой группе относятся так называемые рудничные или очистные способы разработки. При использовании технологий первой группы добыча высоковязкой нефти или битума осуществляется вместе с породой их вмещающей, с последующим разделением в заводских условиях. Добыча может вестись карьерным и шахтным способом. Ко второй группе относятся так называемые фильтрационные или дренажные способы разработки. При их осуществлении извлечение нефти из пласта проводится путем ее вытеснения или дренирования без выемки пород на поверхность. К способам разработки второй группы относятся шахтная и скважинная добыча. Данные способы разработки практически невозможны без дополнительного воздействия на пласт. Как правило, применяется тепловое воздействие, наиболее зарекомендовавшее себя [1]. Однако имеют место и инновационные методы, одним из которых является волновое или акустическое воздействие.

В настоящее время наиболее актуальны скважинные способы разработки с применением теплового воздействия. Это связано с тем, что основная часть запасов тяжелого углеводородного сырья находится на больших глубинах, недоступных для применения шахтных или карьерных способов разработки [2]. Поэтому необходимо прорабатывать наиболее оптимальные конструкции скважин для качественного и эффективного извлечения нефтепродуктов.

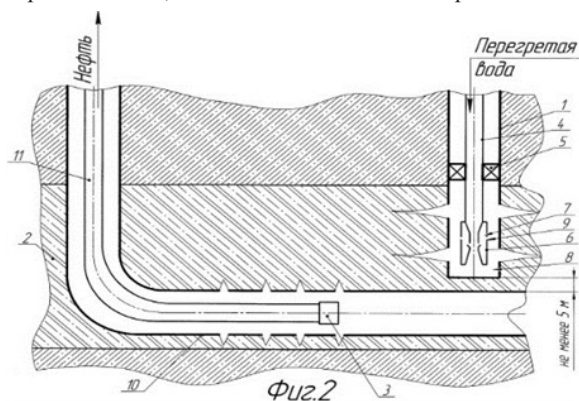
В настоящее время можно выделить следующие конструкции скважин:

1. Нагнетательные скважины являются вертикальными, а добывающая горизонтально



1

Рис. 1. Вертикальные нагнетательные скважины и добывающая скважина с горизонтальным участком и использованием метода внутрипластового горения [4]



2

Рис. 2. Вертикальная нагнетательная скважина и добывающая скважина с горизонтальным участком и использованием закачки теплоносителя [5]

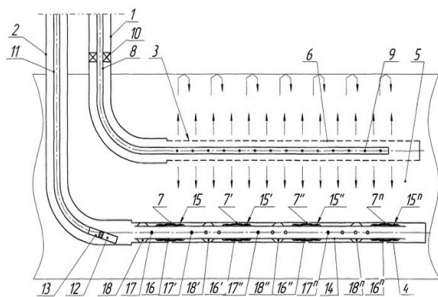
Согласно технологии, представленной на рисунке 1, на месторождении с высоковязкой нефтью строят добывающую скважину с горизонтальным стволом, причем бурение горизонтального участка добывающей скважины осуществляют в подошвенной части продуктивного пласта. Над горизонтальным стволом добывающей скважины строят вертикальные нагнетательные скважины, забои которых располагают в пределах этого же продуктивного пласта над горизонтальным стволом добывающей скважины. Вертикальные нагнетательные скважины между собой располагают на расстоянии 10-30 метров, а забои этих скважин над горизонтальным стволом добывающей скважины располагают на расстоянии 5-8 метров с целью исключения прорыва горячего или окислителя в другие скважины [4]. Откачка нефти после прогрева ведется с помощью погружного насоса.

Подобная технология представлена на рисунке 2. Первоначально строят вертикальные нагнетательные скважины и добывающую горизонтальную скважину. Строят вертикальную и горизонтальную скважину, проложенную у подошвы пласта в направлении вертикальной скважины на расстоянии от ее забоя на менее 5 м (для исключения прорыва пара) [5]. Откачка нефти после прогрева ведется с помощью погружного насоса.

2. Нагнетательные и добывающие скважины представлены только горизонтальными скважинами.

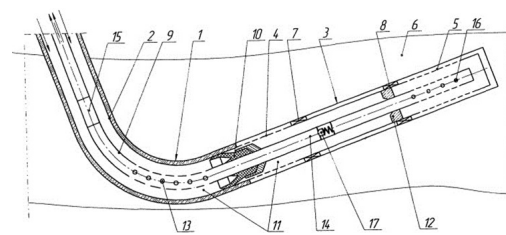
На рисунке 3 представлена технология, по которой первоначально производят строительство верхней нагнетательной скважины и нижней добывающей скважины с горизонтальными участками и, соответственно, расположенными друг над другом и вскрывающими продуктивный пласт с тяжелой нефтью или битумом [6]. Откачка нефти после прогрева ведется с помощью погружного насоса.

Согласно технологии, представленной на рисунке 4, производят монтаж устройства в наклонной скважине. Далее начинают закачку теплоносителя, при этом насос не работает. Закачку теплоносителя (например, пара) от парогенераторной установки (ПГУ) в наклонную скважину осуществляют по затрубному пространству колонны НКТ. По прошествии расчетного времени закачки закачку теплоносителя прекращают. Поток пара благодаря обратному клапану не возвращается обратно во внутреннее пространство колонны НКТ. Разогретая высоковязкая нефть насосом перекачивается по внутреннему пространству колонны НКТ на дневную поверхность. При снижении объемов отбора разогретой высоковязкой нефти насос останавливают и начинают закачку теплоносителя. Таким образом, чередуют закачку теплоносителя и отбор разогретой высоковязкой нефти [7].



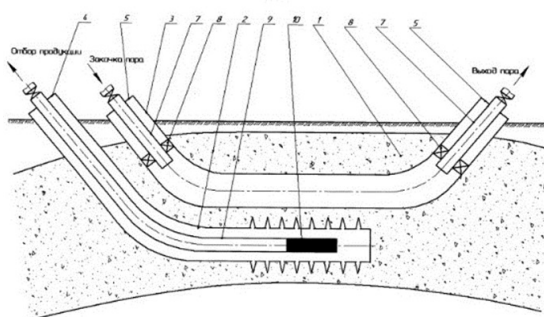
3

Рис. 3. Горизонтальные нагнетательная и добывающая скважины и использованием метода внутрислоевого [6]



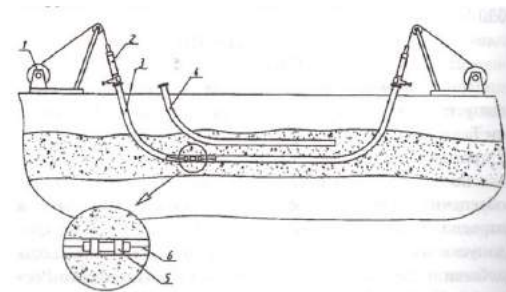
4

Рис. 4. Использование одной скважины в качестве нагнетательной и добывающей [7]



5

Рис. 5. Применение двухствевых скважин [8]



6

Рис. 6. Применение двухствевых скважин [3]

На рисунке 5 представлена технология, согласно которой добывающие горизонтальные скважины оборудуют перфорированными обсадными колоннами и цементируют заколонное пространство от устья до кровли продуктивного пласта, а двухствевые горизонтальные скважины оборудуют неперфорированными обсадными колоннами и цементируют заколонное пространство с обеих сторон от устья до кровли продуктивного пласта. Откачку ведут винтовым, плунжерным или любым другим насосом известной конструкции, предназначенным для перекачки высоковязкой нефти или битума [8].

Согласно технологии, изображенной на рисунке 6, на уровне подошвы пласта пробуривают добывающую скважину с выходом забоя на поверхность, производят спуск перфорированной эксплуатационной колонны и производят её цементирование от устья до кровли продуктивного пласта. Пробуривают горизонтальную нагнетательную скважину. Спускают неперфорированную эксплуатационную колонну, цементируют от устья до кровли продуктивного пласта. Далее до кровли продуктивного пласта спускают лифтовую трубу с пакером. Добычу нефти производят с помощью сваба, который с помощью лебедок перемещают по канату.

Каждая из рассмотренных выше технологий имеет свои достоинства и недостатки, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1

Достоинства и недостатки скважинных способов разработки тяжелых высоковязких нефтей и битумов

Конструкция скважин	Достоинства	Недостатки
Вертикальные нагнетательные скважины и добывающая скважина с горизонтальным участком и использованием метода внутрипластового горения	1.Поддержание в течение длительного времени и продвижение в пласте высокотемпературной зоны; 2.Возможность организации горения на больших глубинах и разработки пластов малой мощности.	Одним из главных недостатков является деструкция нефти.
Вертикальная нагнетательная скважина и добывающая скважина с горизонтальным участком и использованием закачки теплоносителя	1.Сравнительно простая с технологической точки зрения конструкция. 2.Повышенная нефтеотдача.	1.Сложность поддержания высокотемпературной зоны. 2.Неравномерность разогрева пласта
Горизонтальные нагнетательная и добывающая скважины и использованием метода внутрипластового	1.Равномерность разогрева пласта. 2.Возможность разделения добывающей скважины на зоны притока с помощью манжет.	Усложнение конструкции скважины, а вследствие и ее стоимости и времени строительства.
Использование одной скважины в качестве нагнетательной и добывающей	1.Сокращение времени сооружения скважины.	Неравномерность разогрева пласта.
Применение двухствевых скважин	1.Равномерность разогрева пласта. 2.Самая большая нефтеотдача. 3.Возможность разработки пластов малой толщины.	1.Высокая стоимость бурения из за применения специальных буровых установок.

В настоящий момент можно сделать вывод, что наиболее перспективным с технологической точки зрения является способ разработки с применением двухствевых скважин. Однако, применение данного способа долгое время было не эффективно с экономической точки зрения из-за отсутствия отечественного оборудования. Но в настоящий момент подобное оборудование имеется и способно конкурировать с зарубежными аналогами. Использование вертикальных скважин при добыче высоковязкой нефти применяется все реже по причине необходимости строительства большого количества скважин для равномерного разогрева пласта. В данных условиях, целесообразней применять горизонтальные скважины, что приведет к уменьшению числа пробуренных скважин и возможности разогревать пласт равномерно.

Литература

1. Липаев, А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. — М.Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. — 484с.
2. Ефремов И.И. Анализ перспективных технологий в области разработки месторождений высоковязких нефтей на основе российских и международных патентов // Экспозиция Нефть Газ. — 2013. —№2. — С.61-64.
3. Билалова Г.А., Билалова Г.М. Применение новых технологий в добыче нефти: учебное пособие. — Волгоград: Издательский Дом “Ин-Фолио”, 2009. —272с:илл.
4. Пат. 2403382 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Способ разработки месторождения высоковязкой нефти / Ибатуллин Равиль Рустамович (RU), Рамазанов Рашит Газнавинович (RU), Абдулмазитова Гульшат Сагитовна (RU), Страхов Дмитрий Витальевич (RU), Зиятдинов Радик Зяузятрович (RU), Оснос Владимир Борисович (RU). — 2 с: ил. URL: http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2403382&TypeFile=html
5. Пат. 2399754 РФ, МПК Е21 В 43/24. Способ добычи тяжелой или битуминозной нефти / Ибрагимов Наиль Габдулбариевич (RU), Ибатуллин Равиль Рустамович (RU), Кунеевский Владимир Васильевич (RU), Гнедочкин Юрий Михайлович (RU), Суханов Владимир Николаевич (RU), Оснос Владимир Борисович (RU), Захарова Наиля Идрисовна (RU), Суханова Наталья Владимировна (RU), Гнедочкина Галина Леонидовна (RU). — 4 с: ил. URL: http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2399754&TypeFile=html
6. Пат. 2412342 РФ, МПК Е 21В 43/24. Способ разработки месторождения тяжелой нефти или битума с регулированием закачки теплоносителя в скважину / Ибрагимов Наиль Габдулбариевич (RU), Валовский Владимир Михайлович (RU), Амерханов Марат Инкилапович (RU), Страхов Дмитрий Витальевич (RU), Зиятдинов Радик Зяузятрович (RU), Оснос Владимир Борисович (RU). — 4 с: ил. URL: http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2412342&TypeFile=html
7. Пат. 2408781 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Устройство для закачки теплоносителя и отбора высоковязкой нефти из наклонной скважины / Фархутдинов Гумар Науфалович (RU), Амерханов Марат Инкилапович (RU), Шестернин Валентин Викторович (RU), Страхов Дмитрий Витальевич (RU), Зиятдинов Радик Зяузятрович (RU), Оснос Владимир Борисович (RU). — 3 с: ил. URL: http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2408781&TypeFile=html
8. Пат. 2485304 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Способ разработки залежи высоковязкой нефти и битума / Ибатуллин Равиль Рустамович (RU), Насыбуллин Арслан Валерьевич (RU), Салимов Вячеслав

Гайнанович (RU), Салимов Олег Вячеславович (RU). – 4 с: ил. URL: http://www1.fips.ru/fips_serv1/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2485304&TypeFile=html

9. Шипулин А.В. Применение импульсно-волновой технологии при разработке залежей вязких нефтей / А.В. Шипулин // Разработка залежей вязких нефтей. №4. – 2013. – С. 59-62.
10. Морозюк О.А., Л.М. Рузин Инновационные технологии разработки залежей аномально вязких нефтей / О.А. Морозюк, Л.М. Рузин // Нефтепромысловое дело. №2. – 2012. – С. 17-22.
11. Кудинов В.И. Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей / В.И. Кудинов // Научно-технический журнал Георесурсы. №2(30). – 2009. С. 16-19.

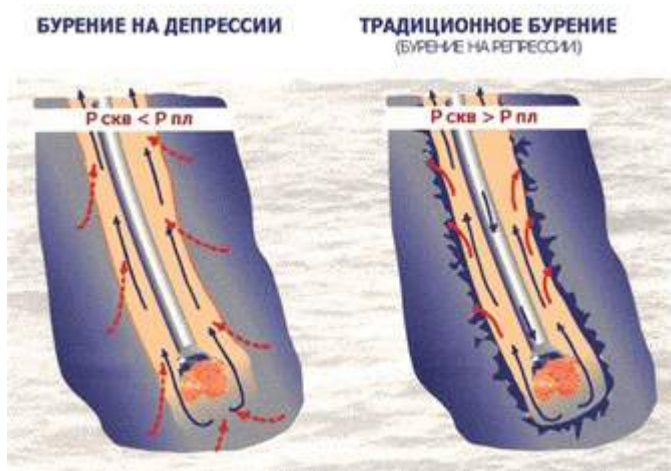
ОБЗОР ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ДЕПРЕССИИ

Б.С. Галсанов

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ состояния вскрытия продуктивных пластов при традиционно применяемой отечественной технологии (на репрессии) свидетельствует, что в большинстве случаев потенциальные возможности продуктивных пластов



используются лишь на 40-75%. Актуальность проблемы получения эффективного притока должна решаться путем применения таких технологий, которые позволяют исключить проникновение рабочих жидкостей и их фильтратов в продуктивный пласт. Наиболее прогрессивным методом вскрытия пластов, обеспечивающим повышение эффективности буровых работ, по сравнению с традиционным, является первичное вскрытие с поддержанием депрессии на пласт. При бурении на депрессии пластовое давление всегда должно быть выше, чем давление в скважине, при этом будет наблюдаться постоянный приток пластового флюида в скважину (см рис.1) [1].

Рис. 1. Бурение на депрессии и традиционное бурение [3]

Бурение на репрессии представляет собой исторически традиционный метод, при котором гидростатическое давление превышает пластовое. В этом случае вскрытие пласта происходит за счет циркуляции бурового раствора средней плотности 1,2–1,3 кг/м³. Подобное бурение достаточно эффективно (в т.ч. и на скважинах незначительной глубины и в неустойчивых грунтах), однако приводит к быстрому снижению дебита. Спустя 15-20 лет эксплуатации, в зависимости от ряда дополнительных характеристик месторождения, продуктивность снижается от 5 до 60 раз. Текущие и капитальные ремонты не позволяют восстановить хотя бы 50% первоначальную отдачу [2]. Причина этого: возникновение явления кольматации при вскрытии продуктивного пласта и, как следствие, быстрое падение проницаемости призабойной зоны пласта под репрессивным воздействием, в независимости от используемого оборудования и типа бурового оборудования.

По этой причине подавляющее число ведущих мировых и российских нефтегазовых компаний при возможности используют бурение на депрессии. Ее кардинальное отличие состоит не в повышенном, а пониженном (по отношению к пласту) создаваемом давлении в скважине – что не только вызывает приток флюидов, но и сохраняет естественные для породы коллекторные характеристики проницаемости на протяжении длительного времени [3].

Таким образом, с точки зрения не только долговечности эксплуатации, но и экологической безопасности бурение на депрессии для скважин значительно целесообразней – что полностью подтверждается и мировым опытом. При этом эффективность данного метода одинакова на всех разновидностях скважин: вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных.

При бурении на депрессии в качестве бурового раствора используют: газообразные смеси, аэрозольные системы, пенные системы, газированные системы, однофазные растворы. Кроме того, используется специальное буровое оборудование:

- скважинное: обратные клапаны, раскрываемые клапаны;
- наземное: газогенераторное оборудование, оборудование для управления скважиной (вращающийся превентор, установка для спуска/подъема под давлением), сепарационная установка.

Обратный клапан предназначен для автоматического перекрытия и герметизации трубного канала бурильного инструмента при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении ремонтных и аварийных работ на скважине. При работе бурильного инструмента буровой раствор, подающийся под давлением, открывает