

Добыча, транспорт и переработка нефти и газа

УДК 622.276

СПОСОБ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ПРОГРЕВА ПЛАСТА

В.А. Ольховская, А.М. Зиновьев, С.И. Губанов

Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

Разработка месторождений высоковязкой нефти скважинами с дуальной системой стволов предоставляет потенциальную возможность увеличения добычи за счет периодического прогрева пласта. Эффект достигается путем размещения высокотемпературного твердотопливного источника на забое вертикального ствола и отбора пластовой жидкости через дополнительный (боковой) ствол, расположенный за пределами зоны ожидаемого повреждения породы. Технические решения по использованию малогабаритного глубинно-насосного оборудования позволяют оптимизировать процессы термообработки и добычи. Отход бокового ствола от вертикали определяется радиусом прогрева пласта.

Ключевые слова: *высоковязкая нефть, тепловое воздействие, скважина, дуальная система стволов, компоновка оборудования, радиус прогрева.*

Тепловые методы воздействия часто являются единственным средством, позволяющим извлекать и доставлять из пласта на поверхность нефть с высокой вязкостью, склонную к образованию малоподвижных комплексов из асфальтенов, смол и парафинов.

Многие известные способы прогрева залежей и доставки в пласт теплоносителя являются энергоемкими, технически сложными, порой взрывоопасными. В ряде случаев тепловое воздействие сопровождается изменением структуры порового пространства и ухудшением фильтрационных свойств пород.

Скважина с дуальной системой стволов и прогрев пласта

Для поддержания теплового баланса на месторождениях высоковязкой нефти предлагается осуществлять вскрытие продуктивного пласта вертикальными скважинами с бурением дополнительного бокового ствола (БС). И вертикальный, и боковой ствол вскрывают один и тот же нефтенасыщенный пласт. В скважину спускается компоновка глубинно-насосного оборудования по вариантам, показанным на рис. 1.

Валерия Александровна Ольховская, доцент кафедры «Машины и аппараты химических производств».

Алексей Михайлович Зиновьев, старший преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Сергей Игоревич Губанов, студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

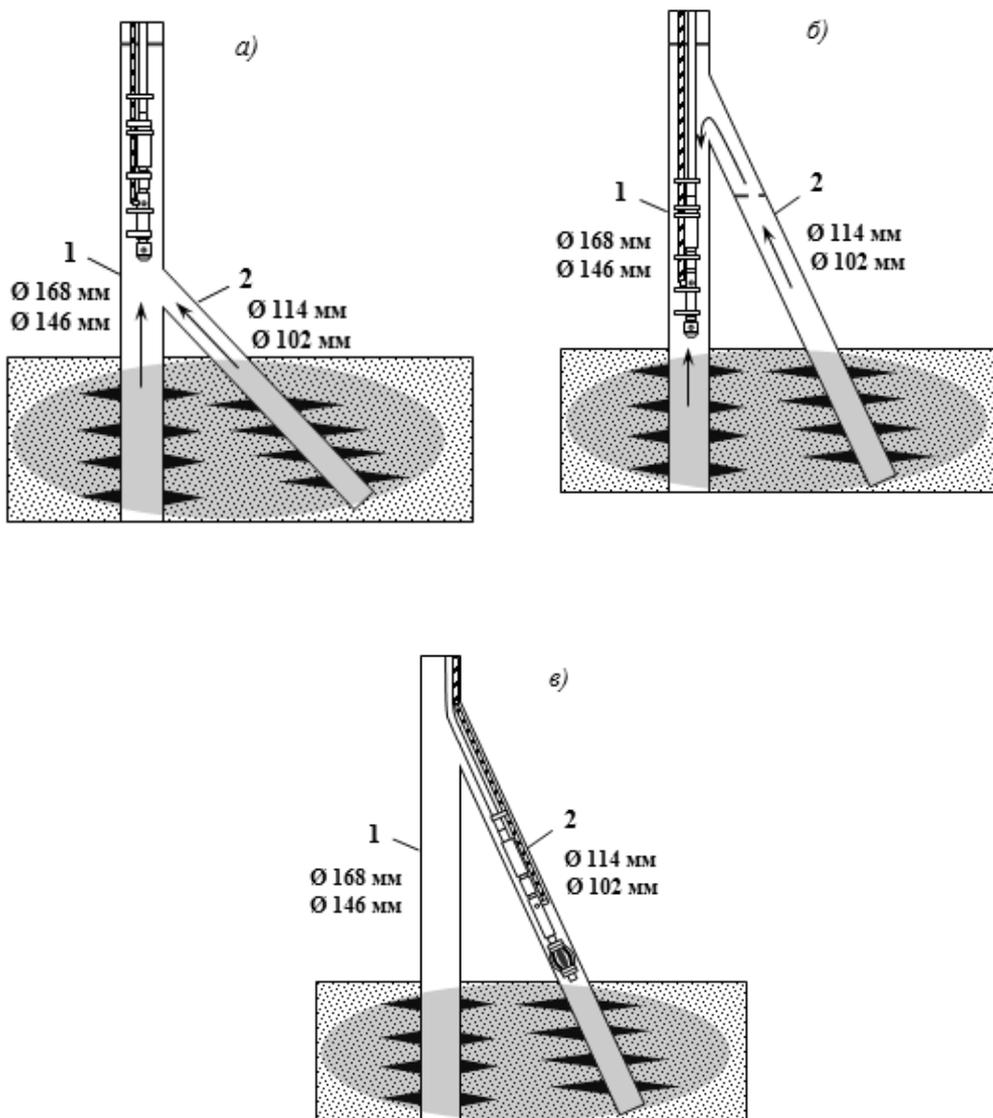


Рис. 1. Вскрытие пласта скважиной с дуальной системой стволов:
a – насос располагается выше уровня забуривания БС;
б – насос располагается ниже уровня забуривания БС;
в – насос располагается в БС;
 1 – вертикальный ствол; 2 – боковой ствол

При этом главное назначение вертикального ствола (ВС) – обеспечить через забой доступ к пласту для проведения работ по его периодическому разогреву. На боковой ствол ложится главная нагрузка по эксплуатации нефтяного пласта.

Разогревать нефтесодержащую породу рекомендуется по технологии термогазохимического воздействия (ТГХВ), термобарохимической обработки (ТБХО) в режиме газогидроразрыва пласта, либо применяя гидроокислительные или горюче-окислительные составы (ГОС).

В технологии ТГХВ с использованием аккумуляторов давления АДС [6] пласт в призабойной зоне подвергается тепловому и химическому воздействию при горении пороховых зарядов и одновременно – ударно-механическому воздействию за счет образования большого количества пороховых газов за 1...5 с горения от 30 до 150 кг твердого топлива.

В технологиях ТБХО [1] также используются пороховые (твердотопливные) заряды, которые сжигаются в интервале перфорации в течение более продолжительного времени (10-30 мин). Если обрабатываемый интервал изолирован пакером, то в нем происходит существенный рост давления, и нагретый газообразными продуктами сгорания топлива химический реагент поступает в пласт в едином газожидкостном потоке. В скважине с предлагаемой дуальной системой стволов нет необходимости отбирать и удалять из пласта продукты реакции, поскольку перфорированный вертикальный ствол 1 не предназначен для добычи нефти. Поэтому на забой скважины на геофизическом кабеле или порожних насосно-компрессорных трубах (НКТ) достаточно доставить два контейнера, включающих модернизированный аккумулятор давления АДС с низкой линейной скоростью горения и химический реагент, в комплексе с пакерно-якорным устройством. Необходимость в спуске оборудования для дополнительного депрессионного или импlosionного воздействия отпадает.

Отличительное свойство жидких гидроокислительных реагентов – способность вступать в термохимические реакции со скважинной жидкостью (водой). К их числу относятся гидрореагирующие составы на основе хлористого алюминия [8], алюминий, активированный галлием, индием, оловом или их эвтектическим расплавом, и целый ряд других. Аналогично взаимодействует с водой твердый или жидкий (суспензионный) состав на основе боргидридов щелочных металлов и щелочи (NaOH или KOH). При соприкосновении с водой боргидриды в скважинных условиях разлагаются с выделением газообразного водорода и большого количества тепла при резком повышении давления.

В свою очередь, горюче-окислительные составы способны к воспламенению после срабатывания высокотемпературного инициатора горения, который размещается в интервале обработки и через кабель-трос подключается к источнику электроэнергии на устье скважины. В качестве инициатора горения используются пороховые заряды из баллиститного или смесового топлива (пороховые генераторы давления ПГД) или, например, по способу [9] – малогазовый, медленно-горящий и высокотемпературный при сгорании твердый состав на основе железоалюминиевого термита (химический прогреватель пласта ППХ). В качестве ГОС широко применяются водные растворы нитрата аммония (аммиачной селитры) с водорастворимым горючим органического происхождения, например глицерин, мочевины, фенол, этаноламиннитрат и др.

Общим недостатком всех указанных технологий является высокая вероятность перегрева приствольной части пласта до температур, приводящих к спеканию пород и коксованию тяжелых углеводородов, т. е. к снижению проницаемости. В результате эффект от интенсификации может оказаться существенно ниже ожидаемого, вплоть до полного отсутствия притока после воздействия. В предлагаемой дуальной системе стволов жидкость из пласта после разогрева будет продолжать поступать в скважину через боковой ствол, находящийся за пределами зоны повреждения породы. Вертикальный ствол с поврежденной приствольной частью пласта можно и дальше использовать для многократного повторного разогрева.

Оборудование для добычи нефти и его размещение в скважине

Отдельного рассмотрения требует вопрос о рациональном размещении глубинно-насосного оборудования в дуальной системе стволов.

Бурение бокового ствола производится с установкой временного моста. После завершения бурения БС мост разрушается и насосное оборудование спускается в скважину. При высоком пластовом давлении и протяженном вертикальном участке ствола 1 возможен спуск глубинного насоса в вертикальный ствол выше или ниже уровня забуривания бокового ствола (рис. 1, варианты *a* и *б*).

Опыт эксплуатации скважин с боковыми стволами на отечественных месторождениях свидетельствует о том, что размещение насоса в основном стволе выше уровня забуривания БС приводит, как правило, к уменьшению депрессии на пласт и снижению добычи нефти. Спуск штанговых насосов ниже уровня забуривания БС создает условия работы, благоприятные по кривизне ствола, и способствует сохранению потенциального дебита малопродуктивных чисто нефтяных скважин.

Однако размещение насоса в вертикальном стволе скважины может препятствовать проведению тепловой обработки. Спуск электроцентробежного насоса 5-го габарита в вертикальный ствол скважины диаметром 168 или 146 мм будет вынуждать извлекать из скважины всю компоновку подземного оборудования для осуществления прогрева пласта. Это увеличит время простоя скважины и потери добычи нефти. Кроме того, низкое пластовое давление и небольшой по длине условно-вертикальный участок ствола 1 часто не оставляют иного пути, кроме как спуск насосной установки в боковой ствол, диаметр которого меньше диаметра БС (рис. 1, вариант *в*).

По опыту эксплуатации отечественных месторождений, в боковые стволы с эксплуатационной колонной диаметром 102 мм возможен спуск штанговых вставных насосов типоразмером 29 и 32 мм, невставных – 32 и 44 мм. В боковые стволы с эксплуатационной колонной диаметром 114 мм возможен спуск всех вставных и невставных штанговых насосов. Однако применение данного способа эксплуатации затруднено из-за больших изгибающих напряжений в штанговой колонне и осложнений, которыми сопровождается добыча высоковязкой нефти (водонефтяной эмульсии). Кроме того, наклонный участок отрицательно влияет на рабочие характеристики оборудования.

Для эксплуатации продуктивного пласта по предлагаемому способу предпочтительнее использовать малогабаритные электроцентробежные и винтовые насосы, в частности линейку малогабаритного оборудования компании «Новомет» и винтовые насосы для добычи нефти ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» [3, 4, 5].

Компанией «Новомет» для колонн диаметром 114 мм создана установка ЭЦН 3-го габарита, для колонн диаметром 102 мм – установка 2А габарита.

Максимальный размер установки 3-го габарита составляет 95 мм, диаметр насоса и двигателя – 81 мм. Установки работают с подачей от 40 до 250 м³/сут и комплектуются вентильными двигателями.

Максимальный размер установки габарита 2А составляет 82 мм, диаметр двигателя – 81 мм, диаметр насоса – 69 мм.

Для обеспечения ввода малогабаритных ЭЦН в боковой ствол добавляется центратор, как показано на рис. 2, а для защиты кабельного удлинителя при спуско-подъемных операциях – специальные протекторы.

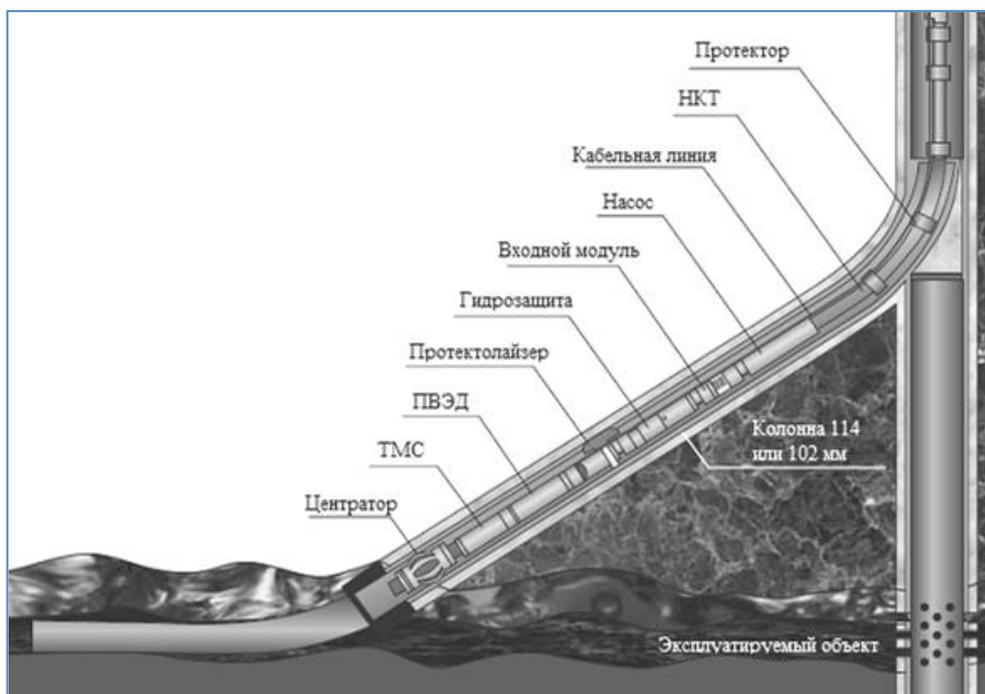


Рис. 2. Применение малогабаритных установок ЭЦН в боковых стволах

В комплект установок производства ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» входят:

а) винтовой насос серии УВНП с наружным диаметром 54 мм для эксплуатации скважин с внутренним диаметром обсадной колонны 89 мм (подача – от 5 до 15 м³/сут, напор – 1200 м);

б) вставной винтовой насос (серия МВНВ) с аналогичными характеристиками, конструкция которого позволяет производить смену насоса без подъема НКТ;

в) винтовые насосы для погружных вентильных электродвигателей (серия НВП) с минимальным диаметром корпуса 90-95 мм двух типоразмеров – с подачей от 80 до 120 м³/сут и напором 1300 м, а также с подачей от 5 до 30 м³/сут и напором до 2500 м;

г) винтовые насосы с подачей от 1 до 40 м³/сут с напором до 2000 м для поверхностных приводов импортного производства.

В отличие от штанговых глубинных насосов винтовые механизмы обеспечивают равномерную подачу и постоянное движение жидкости в одном направлении без пульсаций, создавая за счет самовсасывающей способности постоянную депрессию на пласт. Работоспособность и энергоэффективность установок сохраняется при низких частотах вращения винта, а за счет малой инерционности штанговой колонны параметры работы изменяются достаточно оперативно. Это позволяет эксплуатировать малодобитные и осложненные скважины в стационарном режиме, при оптимальной скорости восходящего потока жидкости с высокой вязкостью и значительным содержанием механических примесей. Соответственно, существенно уменьшается риск образования пробок из асфальтенов, смол, парафинов и твердых частиц пластового и непластового происхождения.

Технические решения по уменьшению числа спуско-подъемных операций

Для проведения тепловой обработки пласта без предварительного извлечения из скважины всей компоновки оборудования может потребоваться спуск двух параллельных колонн насосно-компрессорных труб. О том, что такой вариант технически возможен, говорят следующие примеры.

По способу строительства многоствольной скважины [7], включающему бурение основного ствола и дополнительных боковых стволов, глубинные насосы с цепным или штанговым приводом спускаются в скважину на индивидуальных лифтовых колоннах (рис. 3). Авторы изобретения подчеркивают, что для эксплуатации скважины могут быть использованы любые погружные насосы: штанговые, электроцентробежные, винтовые и т. п. Если позволяют размеры основного ствола 1, могут быть спущены и три лифтовых колонны с насосами, а основным ствол 1 тоже может быть сообщен с продуктивным пластом.

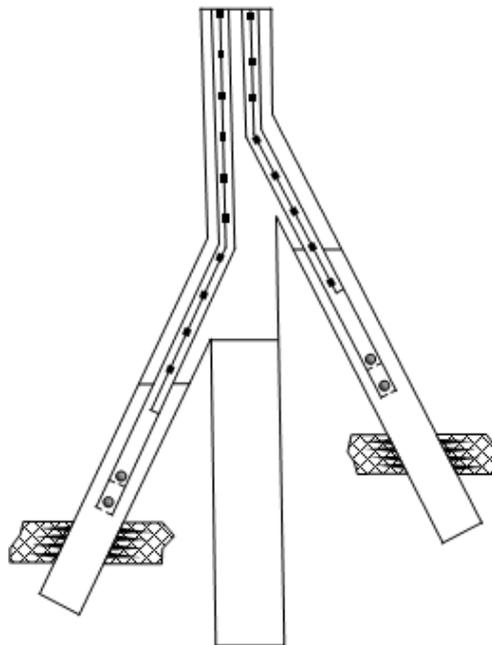


Рис. 3. Схема спуска насосных установок в скважину на индивидуальных лифтовых колоннах

На рис. 4 представлена двухлифтовая установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине. Чтобы исключить возможность закручивания одной колонны НКТ вокруг другой при проведении спуско-подъемных операций, на двухлифтовых скважинах используются децентраторы, что, как отмечает автор [2], снижает аварийность при подземных ремонтах.

Известны байпасные системы (разветвители) типа Y-TOOL и опыт их применения в колоннах диаметром 146 мм для проведения исследований эксплуатируемых объектов с возможностью спуска по НКТ каротажных приборов в обход ЭЦН [4]. Сначала, как показано на рис. 5, производится спуск установки ЭЦН с байпасом и геофизическими приборами на кабеле, после чего установка запускается.

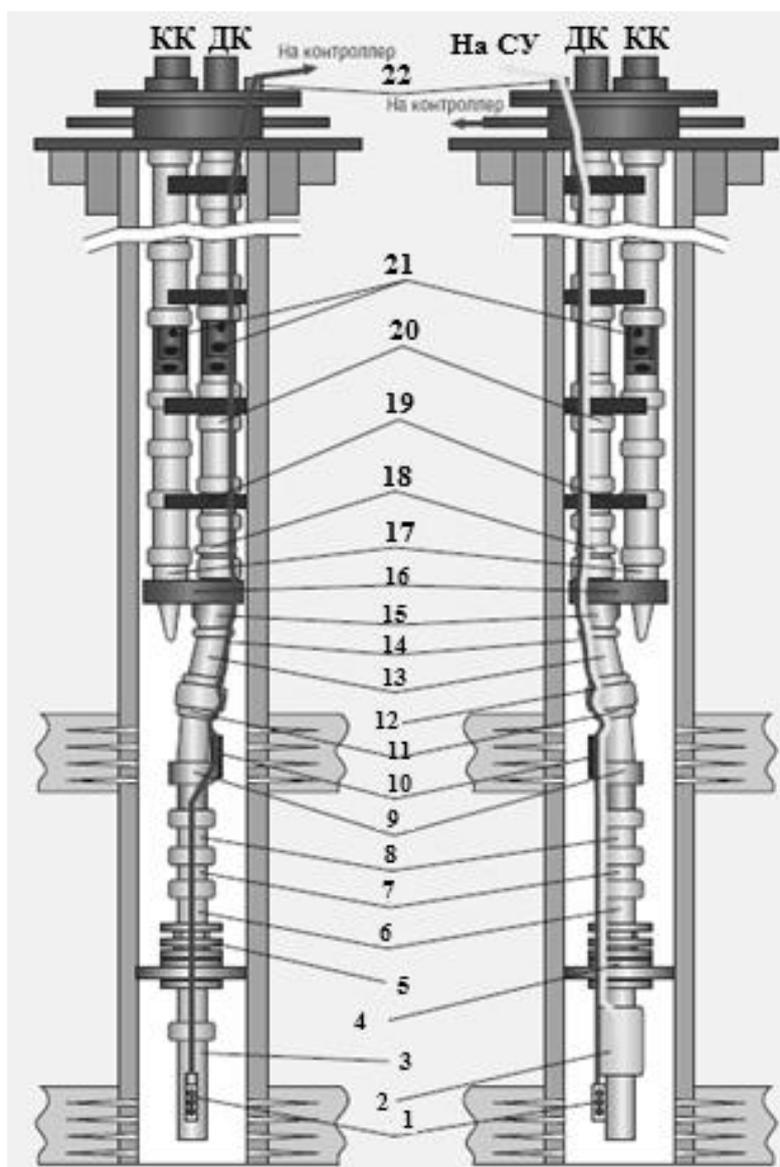


Рис. 4. Схема двухлифтовой установки для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в одной скважине:

1 – глубинный (подпакерный) прибор; 2 – УЭЦН (без кожуха и системы телеметрии); 3 – перфопатрубок НКТ-2,5"; 4 – пакер 1ПРОК-ИВЭ-1; 5 – пакер М-1Х; 6 – НКТ-2,5"; 7 – реперный патрубок НКТ-2,5"; 8 – НКТ-2,5"; 9 – устройство герметичного перевода кабеля УПК-02; 10 – муфта крепления прибора; 11 – верхний манометр-термометр; 12 – защитные скобы с поясами; 13 – НКТ-2,5"; 14 – геофизический кабель КГ 1х0,75-20-1300А; 15 – силовой кабель УЭЦН (КРБП); 16 – переводник НКТ-2"-5"; 17 – параллельный якорь 6" с ниппелем; 18 – клямсы (пояса); 19 – децентраторы самоориентируемые; 20 – патрубки НКТ-2" с муфтами 69 мм; 21 – насосы СШН; 22 – устройство герметичного вывода кабеля

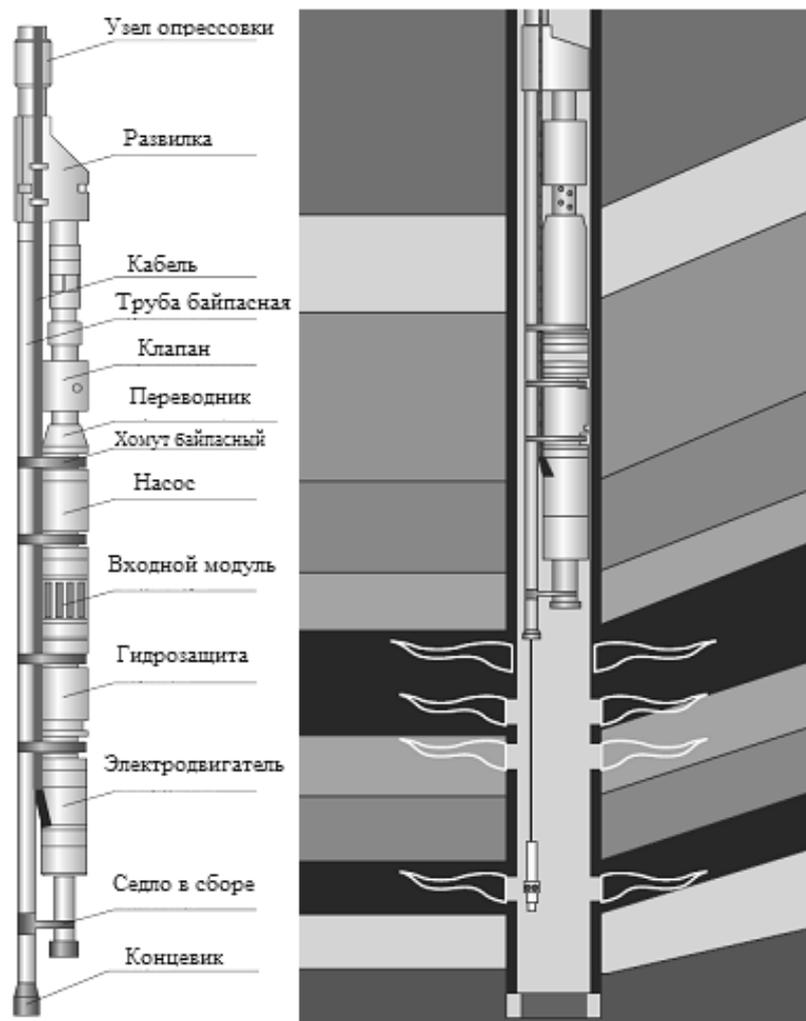


Рис. 5. Принципиальная схема установки с байпасной системой и каротажными приборами на геофизическом кабеле

Таким образом, применение малогабаритного оборудования технически допускает возможность проведения тепловой обработки пласта без предварительного извлечения всей компоновки из скважины. Спуск оборудования для ТБХО может осуществляться одним рейсом на НКТ или геофизическом кабеле.

Обоснование отхода бокового ствола от вертикали

С целью обоснования оптимального отхода бокового ствола от вертикали выполнен расчет радиуса прогрева для условий терригенного пласта Б₂ Волгановского месторождения, расположенного на границе Красноярского и Ставропольского районов Самарской области. Для расчета использован способ Ловерье, позволяющий определять координату температурного фронта в случае закачки в скважину теплоносителя – горячей воды или пара с заданным темпом q (м³/с):

$$r_{np} = \sqrt{\frac{qC_a\rho_a t}{\pi C_n \rho_n h \eta}}, \quad (1)$$

где r_{np} – расстояние от скважины, в пределах которого температура отличается от начальной пластовой;

q – темп закачки теплоносителя;

C_a – теплоемкость агента-теплоносителя;

ρ_a – плотность агента-теплоносителя;

t – время прогрева пласта;

C_n – теплоемкость породы пласта;

ρ_n – плотность пород пласта;

h – нефтенасыщенная толщина пласта;

η – коэффициент охвата пласта воздействием.

Все уравнения в данной статье предполагают использование единиц системы СИ.

В нашем случае в уравнение (1) вместо показателя q подставлялся эквивалентный параметр, значение которого определялось в зависимости от скорости ударной волны, создаваемой импульсом давления в технологии ТБХО.

Скорость ударной волны D рассчитывалась по формуле

$$D = \sqrt{\frac{\rho_c (P - P_0)}{\rho_{0n} (\rho_n - \rho_{0n})}}, \quad (2)$$

где P – давление на фронте ударной волны;

ρ_n – плотность нефти на фронте ударной волны;

ρ_{0n} – плотность нефти перед фронтом ударной волны;

P_0 – давление перед фронтом ударной волны.

Значение параметра, имитирующего темп закачки теплоносителя, рассчитывалось через площадь фильтрации (сумму площадей перфорационных отверстий с плотностью перфорации 40 отв/м) с учетом пористости пласта. При расчете радиуса прогрева сделаны следующие допущения: а) теплопроводность продуктивного пласта по простиранию равна реальной теплопроводности пород, а перпендикулярно напластованию – бесконечности; б) перенос тепла в кровле и подошве происходит только в вертикальном направлении.

Использованный расчетный прием дает значение радиуса прогрева пласта порядка 31 м, но не позволяет оценить степень прогрева пласта по мере удаления от забоя скважины, что указывает на необходимость корректировки и усовершенствования методики расчета. Вместе с тем данные мониторинга состояния пласта после ТБХО, полученные для одной из скважин Ново-Хазинской площади Арланского месторождения [1], указывают на то, что температура ближней зоны пласта через 80 мин после сгорания заряда составила 38 °С. Забойная температура до обработки была равна 26 °С, пластовое давление 13,5 МПа, давление газогидро разрыва пласта 23,9 МПа. Авторы [1] подчеркивают, что в технологиях ТБХО большое значение имеет вес порохового заряда. При увеличении веса заряда прогрев пласта усиливается, однако в реализованных технологиях рост температуры намеренно ограничивался из-за риска «закупорки пласта парафиновыми отложениями, переходящими при температурах выше 120...140 °С вследствие процессов коксообразования в твердое состояние». По этой причине в условиях Узеньского месторождения Республики Казахстан при проведении газогидро разрыва пласта вес заряда, как отмечается, не должен превышать 6-10 кг

на 1 м интервала перфорации. Для Волго-Уральского региона плотная закупорка пласта из-за коксования отложений, по мнению автора [8], возможна в диапазоне температур от 55 до 100...120 °С.

Преимуществом предлагаемого способа разработки месторождений высоковязкой нефти является отсутствие ограничений, связанных с ростом температуры пласта и происходящими в нем изменениями. Вес порохового заряда может быть увеличен (оптимизирован) с целью достижения требуемой температуры на заданном удалении от вертикального ствола скважины. Согласно предварительному расчету, отход БС от вертикали должен составлять 20-25 м.

Выводы

Разработка месторождений высоковязкой нефти скважинами с дуальной системой стволов предоставляет потенциальную возможность периодического прогрева пласта с минимальными энергетическими затратами.

К числу очевидных преимуществ относится генерирование тепла на забое скважины, что приводит к снижению непроизводительных потерь тепла по сравнению с закачкой теплоносителя с поверхности.

Использование в качестве высокотемпературного источника твердого ракетного топлива, как уже доказано практически, способствует его утилизации и не оказывает негативного воздействия на окружающую среду.

Основное ограничение касается глубины залегания пласта (не более 2500 м) и связано с технологией спуска оборудования для термобарообработки в вертикальный ствол. Если учесть, что традиционные тепловые методы эффективны в пластах, глубина залегания которых не превышает 1500 м, то и здесь налицо явное преимущество.

Можно также предположить, что успешность воздействия будет зависеть от толщины непроницаемых пород, экранирующих продуктивный пласт от выше- и нижележащих водоносных горизонтов.

В случае реального прогрева и оптимального температурного режима индикаторами эффективности будут являться интенсификация добычи, увеличение степени выработки запасов и возможность адресного регулирования структурно-механических свойств высоковязкой нефти.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Аглиуллин М.М., Абдуллин В.М., Абдуллин М.М., Курмаев С.А.* Разработка и внедрение термобарохимического метода увеличения продуктивности нефтегазовых скважин // Нефтегазовое дело: Электронный научный журнал. – 2004. http://www.ogbus.ru/authors/Agliullin/Agliullin_1.pdf.
2. *Желонкин А.Л.* Системы постоянного мониторинга для скважин с ОРЭ // Инженерная практика. – 2012. – № 3. – С. 62-67.
3. *Игнатъев М.* Многофакторный анализ // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 12. – С. 50-56.
4. *Устинов В.В.* Технологии добычи и исследования скважин с применением малогабаритного оборудования // Инженерная практика. – 2011. – № 4. – С. 40-45.
5. *Худяков Д.А.* Оборудование малого габарита и технические решения для повышения эффективности добычи // Инженерная практика. – 2011. – № 5. – С. 112-115.
6. *Чазов Г.А., Азаматов В.И. и др.* Термохимическое воздействие на малодебитные и осложненные скважины. – М.: Недра, 1986.
7. Пат. 2494215, Российская Федерация, МПК E21В. Способ строительства многоствольной скважины / Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Ибатуллин Р.Р., Кадыров А.Х., Рахманов И.Н., Глуходел А.В., Балбошин В.А. – №2012114541/03; заявл. 12.04.2012; опубл. 27.09.2013. Бюл. № 27.

8. Пат. 2320862, Российская Федерация, МПК E21B043/22. Способ термохимической обработки призабойной зоны нефтяных скважин / Аглиуллин М.М. – № 2006111111/03; заявл. 05.04.2006; опубл. 27.03.2008. Бюл. № 9.
9. Пат. 2459946, Российская Федерация, МПК E21B43/26. Способ обработки призабойной зоны пласта жидким горюче-окислительным составом / Садыков И.Ф., Брюханова О.А., Марсов А.А., Минуллин Р.М., Мокеев А.А. – № 2009124356/03; заявл. 25.06.2009; опубл. 27.08.2012. Бюл. № 24.

Статья поступила в редакцию 24 апреля 2014 г.

METHOD OF HIGH-VISCOSITY OIL FIELD DEVELOPMENT WITH PERIODIC LAY HEATING

V.A. Olkhovskaya, A.M. Zinoviev, S.I. Gubanov

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

High-viscosity oil field development with dual-well system gives an opportunity for increasing oil extraction with periodic lay heating. The effect is reached by putting of solid-fuel source on the bottom of vertical hole and fluid recovery from additive rat hole drilled beyond lay desctructive zone. Technical decisions of using small-sized downhole pumping equipment allow to optimize heating and extraction processes. Vertical bottom hole deviation with reservoir heating radius is determined.

Keywords: High-viscosity oil, thermal treatment, well, dual-well system, Equipment Lay-out, thermal influence radius.

*Valeriya A. Olkhovskaya, Associate Professor.
Aleksy M. Zinoviev, Senior Lecture.
Sergey I. Gubanov, Student.*