

Опыт разработки Ванкорского месторождения**Е. В. Паникаровский*, В. В. Паникаровский, А. Е. Анашкина***Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия***e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru*

Аннотация. Ванкорское месторождение находится в третьей стадии разработки. Основной фонд добывающих скважин составляют горизонтальные и наклонные скважины. Анализ разработки месторождения показал значительные отклонения фактических темпов разработки от проектных: фактические темпы добычи нефти значительно превышают проектные. Энергетический потенциал месторождения значительно исчерпан ввиду снижения пластовых давлений и интенсивного обводнения скважин. Для поддержания проектного уровня добычи нефти необходимо применение новых технологий для восстановления продуктивности скважин. В качестве таковых предлагается использовать кислотные обработки скважин и гидравлический разрыв пласта. Основным методом увеличения добычи нефти должна стать эксплуатация многозабойных скважин.

Ключевые слова: горизонтальная скважина; кислотная обработка; гидравлический разрыв пласта; многозабойная скважина

Vankor oil field development experience**Evgeny V. Panikarovskii*, Valentin V. Panikarovskii, Alexandra E. Anashkina***Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia***e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru*

Abstract. The Vankor oil field is in the third stage of the development. Well stock mostly includes horizontal and directional wells. Analysis of the field development showed that actual development rate is much higher than planned. Energy potential of the field is drained out due to formation pressure decline and water flooding. New technologies for restoring well productivity, such as acid treatment and hydraulic fracturing should be introduced to maintain planned development rate. Drilling multilateral wells should be used as main enhanced oil recovery technique.

Key words: horizontal well; acid treatment; hydraulic fracturing; multilateral well

Месторождения Западно-Сибирского нефтегазоносного комплекса находятся в поздней стадии разработки, а для увеличения добычи нефти и газа необходимо введение в разработку и эксплуатацию нефтяных и газовых месторождений Восточной Сибири. Самыми большими по запасам нефти и газа здесь являются Северо-Ванкорский нефтегазоносный район и Ванкорское месторождение.

Ванкорское месторождение введено в эксплуатацию в январе 2009 года и в данный момент находится на третьей стадии разработки.

Нефтегазовая залежь пласта Нх-3-4 содержит 30 % начальных запасов нефти и залегает на глубинах более 2 000 м. Породы-коллекторы представлены песчаниками с высоким содержанием карбонатного цемента от 2,0 до 23,0 %, который значительно снижает их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). По данным исследования керна пористость изменяется от 17,9 до 30,2 %, проницаемость не превышает

$50,1 \cdot 10^3$ мкм². Пласт характеризуется высокой продуктивностью, дебиты нефтяных скважин достигают от 600 до 700 м³/сут, газовых скважин — до 1 000 тыс. м³/сут.

Пласт Нх-1 залегают выше залежи пласта Нх-3-4 на 100–150 метров. Пласт Нх-1 имеет более низкие ФЕС и нефтенасыщенность, а запасы нефти данного пласта составляют 7 % от общих запасов нефти месторождения. Залежь пласта Нх-1 эксплуатируется как объект совместно-раздельной разработки и как объект освоения возвратным фондом скважин.

Нефтегазовая залежь пласта Як-2-7 залегают на глубинах до 1 800 м и по всей площади подстилается водой. Порода-коллекторы пласта Як-2-7 представлены аркозовыми слаболитифицированными песчаниками с высоким содержанием карбонатного цемента от 1,0 до 18,0 %. По данным исследования керна пористость изменяется от 20,7 до 32,9 %, проницаемость изменяется от $300,3 \cdot 10^{-3}$ до $1 950,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². Нефть в пласте Як-2-7 залегают в виде отдельных пропластков толщиной от 30 до 40 м, а в некоторых пропластках перекрывается газовыми шапками. В общем объеме выявленных запасов углеводородов Ванкорского месторождения на ее долю приходится более 60 %.

С учетом размера залежи и условий залегания углеводородов пласт Як-2-7 разрабатывается как самостоятельный объект собственной сеткой скважин.

Основной фонд добывающих скважин Ванкорского месторождения составляют горизонтальные скважины с длиной горизонтального участка ствола 1 000 м и наклонно направленные скважины, где расстояние между рядами скважин и скважинами в ряду составляет 1 000 метров. Для условий разработки, когда нефтяные залежи залегают в виде отдельных слоев, подстилаемых водой и газовыми шапками, самыми эффективными являются горизонтальные скважины.

Горизонтальные скважины в большей степени, чем вертикальные, позволяют разрабатывать нефтяные месторождения при давлениях, близких к начальному пластовому давлению. Значительные превышения пластового давления над первоначальным приводят к высоким темпам обводнения скважин, снижению охвата продуктивного пласта процессом вытеснения нефти, что приводит к прорывам закачиваемой воды по наиболее проницаемым пластам. Вследствие этого бурение и эксплуатация горизонтальных скважин являются важнейшим направлением в разработке и освоении трудноизвлекаемых запасов нефти [1].

Для геологических условий Ванкорского месторождения эффективность применения горизонтальных скважин определяет целый ряд факторов. К этим факторам относятся трещиноватость пород-коллекторов, значительная разница между вертикальной и горизонтальной проницаемостью, направленное дренирование жидкости по отдельным пропласткам и высокие темпы отбора жидкости. За счет применения горизонтальных скважин на Ванкорском месторождении увеличилась производительность скважин, и возрос объем добычи нефти. Применение вертикальных скважин не позволяет увеличить показатели добычи нефти, так это требует увеличения депрессии на пласт, что приводит к увеличению добычи газа, ухудшению ФЕС пласта, прорывам газа и снижению производительности скважин [2].

Для поддержания пластового давления на Ванкорском месторождении на первом этапе разработки в качестве рабочего агента использовалась вода насоновского водоносного горизонта и техническая вода.

С учетом необходимости утилизации добываемого газа, при отсутствии на месторождении условий для его транспортировки, он используется для поддержания пластового давления путем закачивания его в газовую шапку залежи пласта Як-2-7.

Физико-химические свойства нефти и условия ее залегания в продуктивных пластах определяют основные осложняющие факторы при использовании механизированного способа ее добычи. К этим факторам относятся высокая зональная неоднородность продуктивных пластов, высокий газовый фактор, возможность выпадения асфальтосмолопарафиновых веществ в призабойной зоне скважин [3].

Для добывающих скважин Ванкорского месторождения одним из основных условий является установление минимального забойного давления, чтобы не допустить смятия эксплуатационной колонны горизонтальным горным давлением, значения которого приведены в таблице.

Минимальные забойные давления и предельные депрессии на пласт

Параметр	Пласт Як-2-7	Пласт Нх-1	Пласт Нх-3-4
Минимальное забойное давление, МПа	8,127	13,265	15,008
Предельная депрессия на пласт, МПа	7,673	12,865	12,032
Предельное снижение уровня жидкости в скважине ($\rho = 1\ 000\ \text{кг/м}^3$), м	841,6	1 227,8	1 210,1

Наиболее рациональным способом эксплуатации скважин Ванкорского месторождения является применение электроцентробежных насосов (ЭЦН). Большой опыт их эксплуатации на месторождениях Западной Сибири показывает, что ЭЦН эффективно работают при подаче жидкости до $20\ \text{м}^3/\text{сут}$ и обеспечивают эксплуатацию скважин в диапазоне дебитов от 60 до $1\ 300\ \text{м}^3/\text{сут}$.

Основной проблемой при эксплуатации нефтяных скважин на Ванкорском месторождении является выделение обводненных интервалов методами геофизического контроля, которые являются наиболее массовыми и позволяют устанавливать характер обводнения продуктивных пластов и принимать решения по регулированию процессов разработки залежей нефти.

На решение этой проблемы уходит большое количество времени, так как период эксплуатации скважин с обводненной продукцией значительно превышает период безводной эксплуатации. Особенно важно в этот период определить источник обводнения, установить интервалы водопритока для проведения водоизоляционных работ.

В обсаженных скважинах в отличие от скважин с открытыми стволами применение методов геофизических исследований скважин (ГИС) ограничивается наличием металлической обсадной колонны и цементного кольца. При проведении геофизического контроля за разработкой месторождений используются методы ГИС, входящие в обязательный комплекс ГИС при исследовании необсаженных и обсаженных скважин, а также специальные методы для изучения технического состояния скважин и определения состава флюидов в стволе скважин.

Трудность выделения обводненных пластов в эксплуатационных скважинах обусловлена наличием в стволе скважины неоднородных по физическим свойствам жидкостей, изменением минерализации воды в процессе обводнения скважины, что требует применения специфических комплексов ГИС и технологий проведения измерений при выделении интервалов обводненных пластов. Основными методами ГИС для выделения интервалов обводненных пластов в этом случае являются методы изучения состава флюидов, высокочувствительная термометрия и расходомерия.

Для поддержания пластового давления в пласты Нх-3-4, Нх-1, Як-2-7 проводится закачивание воды. Основные проблемы по снижению обводненности скважин связаны с разработкой пласта Як-2-7, где сосредоточены основные запасы нефти и газа. К этим проблемам относится прорыв воды от нагнетательных к добывающим скважинам с образованием конуса воды, из-за горизонтальной неоднородности строения продуктивных пластов, высокой вязкостью нефти, достигающей $11\ \text{мПа}\cdot\text{с}$, низкой вязкостью вытесняющей воды $0,85\ \text{мПа}\cdot\text{с}$ и низкими пластовыми температурами от 30 до $31,5\ ^\circ\text{C}$.

Для снижения с обводнения пласта Як-2-7 рекомендуется проводить закачивание селективных составов в эксплуатационные скважины с целью снижения проницаемости водонасыщенных пропластков, в нагнетательных скважинах для выравнивания профиля приемистости требуется проводить блокирование высокоприемистых интервалов вязкими составами или цементом [4].

Для вовлечения в разработку зон пласта с низкой проницаемостью и ограничения миграции нефти в пределах продуктивного пласта необходимо проводить закачивание полимерных оторочек или вязкоупругих систем в газовую шапку.

Анализ разработки Ванкорского месторождения показал значительные отклонения фактических темпов разработки от проектных значений, так как фактические темпы добычи нефти значительно превышают проектные, энергетический потенциал месторождения существенно снизился в результате интенсивного обводнения пласта Як-2-7 и снижения пластовых давлений в пластах Нх-3-4, Нх-1 (рисунок).

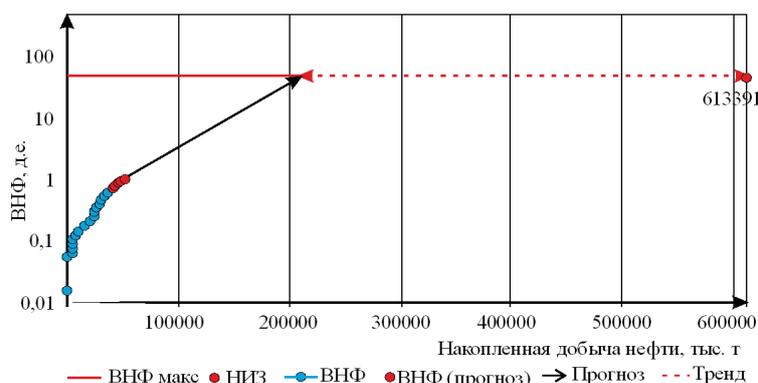


Рисунок. Выработка запасов пласта Як-2-7 к моменту достижения наибольшей обводненности продукции (98 %)

Для поддержания проектного уровня добычи нефти проводился выбор технологий и составов химических реагентов для восстановления продуктивности скважин. Одним из основных методов увеличения дебитов скважин Ванкорского месторождения являются соляно-кислотные обработки призабойных зон пласта (ПЗП), что связано с высоким содержанием карбонатов в пластах Нх-3-4, Нх-1 и Як-2-7, где содержание карбонатов в составе пород-коллекторов может достигать 23,0 %. В качестве основного метода воздействия на ПЗП эксплуатационных скважин рекомендуется проводить двухэтапную кислотную обработку. На первом этапе с целью удаления карбонатов из продуктивного пласта проводят солянокислотную обработку, а на следующем этапе проводится глинокислотная обработка. Для обработки ПЗП скважин рекомендуется оптимальный глинокислотный состав, включающий 8 % HCl + 3 % HF. Для песчаников и алевролитов с высоким содержанием глини и других алюмосиликатов рекомендуется увеличивать содержание HCl в кислотном составе до 12 %, а HF до 5 %.

Для увеличения продуктивности скважин на Ванкорском месторождении рекомендуется использовать направленный интервальный гидравлический разрыв пласта (ГРП) и технологию заканчивания скважин с использованием хвостовиков с заколонными пакерами и муфтами, что позволяет селективно изолировать обводненные интервалы и увеличивает продуктивность скважин.

С целью увеличения дебита горизонтальных скважин рекомендуется применение технологии струйного ГРП, которая позволяет увеличить дебит горизонтальных скважин в 2,9 раза. Она основана на проведении гидropескоструйной перфорации колонны с последующим образованием каверн в заколонном пространстве, повышении давления закачивания для образования трещин в продуктивном пласте.

На скв. 728 был проведен интервальный локальный ГРП, в результате эксплуатации скважины было установлено, что его эффективность составила два месяца.

Низкая эффективность добычи нефти после проведения ГРП связана с прекращением дренирования из низкопроницаемых пластов, в результате чего скважина

вернулась к прежнему режиму эксплуатации до проведения ГРП. При оценке дополнительной добычи нефти в результате проведения ГРП на скважинах Ванкорского месторождения возникают трудности в связи с невозможностью спрогнозировать изменения обводненности скважин, что связано с высокими значениями обводненности продукции скважин.

В последнее время при разработке нефтяных месторождений основным методом увеличения добычи нефти становится бурение многозабойных скважин, так как дополнительные стволы, отходящие от основного ствола, могут рассматриваться как трещины ГРП, однако направления трещин ГРП очень трудно установить, а стволы скважин бурятся в любом заданном направлении [5].

Для увеличения добычи нефти Ванкорское месторождение разрабатывается многозабойными скважинами, пробуренными по технологии «Fishbone», на которых суммарная протяженность боковых стволов достигает 5,3 тыс. м, что позволяет увеличить дебит скважин до 310 т/сут по сравнению с дебитом горизонтальных скважин. Конструкция многозабойных скважин, пробуренных по технологии «Fishbone», предусматривает строительство до девяти боковых горизонтальных стволов протяженностью до 500 м в продуктивном пласте. Бурение многозабойных скважин по технологии «Fishbone» следует рассматривать как основной метод увеличения добычи нефти в пластах со значительной вертикальной и зональной неоднородностью, в которых содержатся основные запасы нефти Ванкорского месторождения.

Библиографический список

1. Газизов А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639 с.
2. Анализ строительства нефтяных скважин в осложненных условиях на месторождениях Восточной Сибири / Ю. В. Ваганов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 6. – С. 97–100. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-1-63-68
3. Муслимов Р. Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2002. – 596 с.
4. Способ ограничения притока подошвенных вод в нефтяных скважинах / Д. С. Леонтьев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 1. – С. 67–71. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-1-67-71
5. Шамсулов Р. Х. Методы повышения нефтеотдачи пластов, состояние и перспектива // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 17. – С. 80–85.

Сведения об авторах

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: panikarovskijvv@tyuiu.ru

Анашкина Александра Евгеньевна, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: anashkinaae@tyuiu.ru

Information about the authors

Evgeny V. Panikarovskii, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Valentin V. Panikarovskii, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: panikarovskijvv@tyuiu.ru

Alexandra E. Anashkina, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: anashkinaae@tyuiu.ru