

# Принципы разработки ультранизкопроницаемых коллекторов



**А.Н. ЯНИН,**  
генеральный директор  
ООО «Проектное Бюро «ТЭРМ»  
term@term-pb.ru

## THE DESIGN PRINCIPLES OF ULTRA-LOW PERMEABILITY RESERVOIRS

A. YANIN, «Design Bureau «TERM» LLC

In a brief are thesis spelled out key modern approaches to design, providing efficient, cost-effective development of large and unique oil fields in Western Siberia; are confined to the lithological traps in ultra-low permeable reservoirs (UNPK). (To UNPK are related productive oil reservoirs with extremely low absolute permeability of core –  $K_{пр} \leq 2$  мД, as a separate group in the Federal Law No. 213-FZ dd. 23.07.2013. This criterion is very important in the economic evaluation of projects development of ultra-low permeability reservoirs).

Formulated 15 key principles the implementation of which will allow you to obtain successful results in the development of ultra-low-permeability reservoirs.

**Keywords:** design principles, ultra-low permeability reservoir, field development, large and unique oil reservoir, horizontal wells, multiple hydraulic fractured, of fracture, simultaneous-separate water injection

*В кратком тезисном виде сформулированы ключевые современные подходы к проектированию, обеспечивающие эффективную, рентабельную разработку крупных и уникальных нефтяных залежей Западной Сибири, приуроченных к литологическим ловушкам в ультранизкопроницаемых коллекторах (УНПК). К УНПК отнесены продуктивные нефтяные пласты, имеющие крайне низкую абсолютную газопроницаемость по керну –  $K_{пр} \leq 2$  мД, выделенные в самостоятельную группу в Федеральном законе № 213-ФЗ от 23.07.2013. Указанный критерий весьма важен при экономической оценке проектов разработки ультранизкопроницаемых коллекторов.*

*Сформулировано 15 основных принципов, реализация которых позволит получить успешные результаты при разработке ультранизкопроницаемых нефтеносных пластов.*

**Ключевые слова:** принципы проектирования, ультранизкопроницаемые коллекторы, разработка месторождений, крупные и уникальные нефтяные залежи, горизонтальные скважины, множественные гидроразрывы пласта, техногенные трещины, одновременно-раздельная закачка воды

### Принцип № 1

#### Рациональное выделение эксплуатационных объектов

В общем случае, при разработке УНПК путем бурения наклонно-направленных скважин (ННС) с гидроразрывом пласта (ГРП) в состав единого эксплуатационного объекта следует включать максимально возможное количество пластов. Практика показала, что отдельные попытки выделения на первом этапе разработки в составе общей толщи коллекторов с  $K_{пр} = 1 - 2$  мД каких-то самостоятельных объектов оказались безуспешными из-за нерентабельных (даже с ГРП) дебитов скважин по нефти – менее 10 т/сут. Регулирование выработки запасов из отдельных разнопроницаемых пачек крупного эксплуатационного объекта (ЭО) с УНПК должно осуществляться в течение всего последующего периода разработки с помощью специальных технологий (см. об этом ниже). В то же время в случае разбуривания отдельных пластов внутри общего крупного объекта протяженными горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта (МСГРП) в толще УНПК может быть сразу выделено – более одного ЭО, или же реализовано некое комбинированное (по площади) решение.

### Принцип № 2

#### Выбор оптимальной системы разработки

Для обеспечения высоких темпов отбора от активных, охваченных сеткой разбуривания НИЗ (по нефти до 4 – 5 %, по жидкости – до 7 – 10 % и более в год) при разработке пластов с ультранизко-

проницаемыми коллекторами, как правило, требуется применение наиболее «жестких» и интенсивных систем – однорядной (или площадной пятиточечной) с соотношением числа добывающих  $N_{доб}$  и нагнетательных  $N_{нагн}$  скважин – до 1:1 и менее. Прочие известные, широко и успешно применяемые в пластах средней проницаемости, но менее интенсивные системы (трехрядные, блочно-замкнутые, обращенные девятиточечные и т.п.) характеризуются неудовлетворительным соотношением  $N_{доб}/N_{нагн}$  – до 3:1. Эти системы не позволяют организовать в зоне отбора УНПК эффективное поддержание пластового давления и обеспечить приемлемые дебиты скважин по жидкости, необходимые темпы отбора запасов, разумные сроки разработки, КИН. Сейчас установлено, что оптимальным считается подход, предусматривающий разбуривание участков УНПК с наибольшими и средними нефтенасыщенными толщинами системами вертикальных добывающих (с ГРП) и нагнетательных (с ГРП) скважин. Освоение же участков с меньшими толщинами следует проводить с использованием новой технологии, а именно – системами горизонтальных скважин в сочетании с многостадийными гидроразрывами пластов (ГС+МСГРП).

### Принцип № 3

#### Назначение оптимальной первоначальной плотности сетки скважин

На объектах с УНПК в случае наличия больших (например, свыше 30 м) нефтенасыщенных толщин (см. п.1) и значительных удельных запасов на одну буримую скважину с самого начала целесообразно





применять достаточно плотные сетки скважин  $\cong 15 - 20$  га/скв. При этом расстояние между забоями нагнетательных и добывающих скважин может составлять 350 – 450 м. В случае применения (как, например, на ЮЛТ Приобского месторождения) однорядной треугольной системы разработки типа 433×500 м (ПСС – 21,7 га/скв.) в зонах максимальных нефтенасыщенных толщин (более 25 – 30 м) на втором этапе разработки могут быть избирательно пробурены уплотняющие добывающие скважины (или забурены боковые стволы) с доведением плотности сетки по объекту – до 15 га/скв.

#### Принцип № 4

**Правильный и своевременный учет направления природного регионального стресса напряженного состояния пласта, а также трещин гидроразрыва**

При проектировании систем размещения скважин (как ННС, так и ГС) в УНПК принципиально важно заблаговременно определить и правильно учесть вероятное азимутальное направление распространения трещин большеобъемных ГРП в добывающих скважинах, а также трещин «автоГРП» – от нагнетательных скважин. При удачно сориентированной (например, однорядной) системе, с размещением рядов скважин параллельно (вдоль) трендам трещин ГРП, можно существенно увеличить безводную нефтеотдачу и обеспечить более благоприятную характеристику дальнейшего обводнения объекта.

В случае менее удачного выбора направления сетки разбуривания, т.е. при расположении «в лоб» пары скважин: «нагнетательная-добывающая» перпендикулярно (поперек) линии регионального стресса, может возникнуть более быстрое обводнение добывающих скважин – по трещинам «автоГРП». Последние трещины могут распространяться на ряде объектов на расстояние – до 1000 м и более. Бывают промежуточные случаи, когда недропользователь выбирает на некоторых объектах угол между направлением рядов скважин и азимутом трещин ГРП  $\sim 45^\circ$ , однако такое решение вряд ли является оптимальным.

#### Принцип № 5

**Массовое, многократное и периодическое проведение большеобъемных гидроразрывов пласта в наклонно-направленных скважинах**

Важнейшим условием получения успешных результатов в УНПК является то, чтобы вся нефтенасыщенная толща крупного эксплуатационного объекта, разрабатываемого ННС, уже в цикле строительства скважин была охвачена разветвленной системой протяженных трещин гидроразрыва. Применяемые ГРП должны быть непременно большеобъемными (с закачкой не менее 100 т/скв. проппанта) при удельной закачке от 6 до 12 (в среднем 8 – 9) тонн проппанта на 1 м нефтенасыщенной толщины разреза. В УНПК целесообразно многократно выполнять также повторные гидроразрывы – ГРП-2, ГРП-3, ГРП-4 и т.д. в различных интервалах объекта. Суммарная масса проппанта, закачанного в одну скважину, в мощном разрезе УНПК за несколько скважино-операций ГРП может превышать 1000 тонн. Некая усредненная величина фактической кратности роста дебита жидкости, достигаемая за счет проведения гидроразрыва УНПК в ННС, оценивается нами ориентировочно в 5 раз.

#### Принцип № 6

**Создание предельно низких забойных давлений при эксплуатации добывающих скважин механизированным способом**

В УНПК, даже в условиях применения интенсивной однорядной системы разработки, при соотношении  $N_{доб}/N_{нагн} = 1:1$  и высоком (до 20 МПа и более) давлении нагнетания текущее пластовое давление непосредственно в области отбора добывающих скважин неизбежно снижается – примерно на 1/3 от первоначальной величины  $P_{пл}$ . Указанное явление существенно снижает рабочую депрессию на пласт. В этих условиях создаваемые в добывающих скважинах  $P_{заб}$  необходимо снижать до предельно минимальных уровней. Следует учитывать, что теоретически обоснованные допустимые величины  $P_{заб.мин}$  не всегда подтверждаются на практике. Реально в добывающих скважинах, эксплуатирующих УНПК, особенно по мере существенного обводнения продукции, есть возможность снизить забойное давление с помощью ЭЦН до уровня 40 – 50 % от давления насыщения нефти газом (и ниже), без каких-либо выраженных отрицательных последствий для разработки (типа разгазирования флюида в призабойной зоне пласта).

#### Принцип № 7

**Создание оптимально высоких устьевых давлений при закачке воды в нагнетательные скважины**

Ультранизкопроницаемые коллекторы требуют при закачке воды применения весьма высоких устьевых давлений – до 19 – 20 МПа и более. Это связано с необходимостью обеспечения необходимой расчетной нормы закачки воды в скважину с целью эффективного поддержания пластового давления в залежах. Длительные попытки некоторых компаний применять в условиях УНПК давления нагнетания пригодные для среднепроницаемых коллекторов (СПК) и высокопроницаемых коллекторов (ВПК) на уровне 12 – 16 МПа – оказались безуспешными. При создании значительных давлений нагнетания ( $P_{наг}$ ), превышающих давление разрыва пласта и обуславливающих создание трещин «автоГРП», необходимо руководствоваться принципами №№ 4, 8 и 10 настоящей статьи.

#### Принцип № 8

**Правильный выбор типа закачиваемой воды на первом этапе разработки (в т.ч. применяемой для глушения скважин)**

Многочисленными исследованиями, проведенными специалистами в различных районах страны и за рубежом, доказан факт существенного влияния типа закачиваемой воды (пресная или минерализованная) на приемистость скважин, фазовую проницаемость призабойной зоны слабопроницаемого пласта по воде, а также коэффициент вытеснения нефти водой. Достоверно установлено, что из-за набухания глинистых частиц закачка пресной воды на начальной стадии заводнения УНПК обеспечивает гораздо менее эффективное вытеснение, чем при нагнетании минерализованной воды. Отметим, что с ростом пластового давления в залежах с УНПК эта разница – только усиливается.

По результатам многих десятков лабораторных опытов, проведенных для пласта АС<sub>12</sub> ( $K_{пр} = 2,5$  мД) Приобского месторождения, установлено, что при закачке пресной (0,7 г/л) воды фазовая проницаемость пласта по воде снижается по сравнению с абсолютной газопроницаемостью – в 6,3 раза, а при закачке минерализованной (18 – 20 г/л) воды всего лишь – в 3,3 раза, что почти вдвое лучше. Более того, для УНПК с особо низкой  $K_{пр} = 0,7$  мД это снижение увеличивается на 30 % (отн.) и составляет 8,2 и 4,3 раза соответственно.



Отсюда следует вывод о том, что для обеспечения одинаковой приемистости при закачке пресной воды требуется создать более высокое устьеовое давление нагнетания, нежели при закачке минерализованной воды. На практике неоправданно высокие  $P_{нар}$ , возникающие при закачке пресной воды, могут отрицательно повлиять на техническое состояние нагнетательных скважин и целостность их эксплуатационных колонн. Более того, известны случаи, когда в отдельных нагнетательных скважинах, пробуренных на аналогичные УНПК, пласт вообще не принимал пресную воду и эти скважины переводились в простаивающий фонд.

Совершенно очевидно, что на начальной стадии организации поддержания пластового давления в ультранизкопроницаемых коллекторах нефтяных месторождений Западной Сибири следует создавать (в необходимом объеме) оторочку из минерализованной (сеноманской) воды с переходом в последующий период на закачку других типов вод и их смесей (включая пресную воду – на завершающих стадиях разработки).

**Принцип № 9**

**Ускоренное формирование системы ППД на объектах с УНПК**

Отработка нагнетательных скважин на нефть в течение – примерно 0,5 – 1 года при поддержании самых минимальных забойных давлений ( $P_{заб}$ ) в этих скважинах в указанный период времени. Это одно из важных условий успешной разработки ультранизкопроницаемых коллекторов.

**Принцип № 10**

**Поддержание рационального баланса «отбор жидкости» – «закачка воды» по элементам (участкам) разработки**

Правильное и оперативное нормирование и регулирование текущего и накопленного соотношения «отбор жидкости» – «закачка воды» является важнейшим условием рациональной разработки литологических залежей, приуроченных к УНПК. Известно, что за соблюдением и поддержанием необходимого (в т.ч. и с учетом «утечек» воды в непродуктивные интервалы) рационального баланса  $Q_{зак} / Q_{ж}$  постоянно следят специально созданные в нефтяных компаниях (или их научных центрах) группы разработчиков, использующих в работе самое современное программное обеспечение по 3D-моделированию процессов нефтеизвлечения.

**Принцип № 11**

**Применение горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта в благоприятных геологических условиях**

Теоретические исследования и обобщение опыта разработки УНПК, в т.ч. и в Западной Сибири, показали, что традиционное бурение обычных горизонтальных скважин (без их адресной стимуляции по всей длине горизонтального участка) в слоистых низкочесчаных разрезах – малоэффективно. С учетом указанного настоящего прорывом в области разработки УНПК в Западной Сибири, начиная с 2011 г., стало массовое внедрение технологии бурения горизонтальных скважин с проведением в них многостадийных гидроразрывов пласта.

При этом условия и параметры применения указанной технологии были следующими:

– общая толщина высокорасчлененного объекта в зоне бурения горизонтальных скважин, как правило, не превышала 50 – 60 м, глубина залегания – 2,5 – 3 км;

– длина горизонтального участка обычно изменялась от 700 до 1000 м (иногда доходила до 1500 м), ко-

личество стадий МсГРП чаще всего – от 5 до 10, в отдельных случаях (при «бесшаровой» технологии) достигает 15 – 20 – 30;

– суммарная масса проппанта, закачанного в одну скважину, изменялась в диапазоне от 300 до 550 т, в отдельных случаях доходя до 1500 т (при 30-стадийном ГРП);

– по данным ведущих нефтяных компаний (ООО «Газпромнефть-Хантос», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и др.) фактическая кратность роста дебита жидкости в случае применения технологии ГС+МсГРП была в 2,1 – 2,2 раза выше, чем по окружающим их «обычным» ННС+ГРП. Укажем также, что фактические  $P_{заб}$  и депрессии на пласт по отмеченным двум группам скважин (ГС и ННС) – поддерживались на весьма близких уровнях.

**Принцип № 12**

**Организация одновременно-раздельной закачки воды в разнопроницаемые пачки мощного эксплуатационного объекта с УНПК** – при высоких давлениях нагнетания. Указанный подход к регулированию разработки позволяет увеличить охват продуктивного разреза воздействием и увеличить конечный коэффициент нефтеизвлечения на 3 – 4 %.

**Принцип № 13**

**Максимально высокие темпы разбуривания крупных и уникальных эксплуатационных объектов, приуроченных к УНПК в залежах литологического типа** – с доведением объемов эксплуатационного бурения до 1 млн м в год, существенно повышают технико-экономическую эффективность проектов освоения подобных низкорентабельных месторождений.

**Принцип № 14**

**Необходимость своевременного проведения массовых и достоверных специальных лабораторных экспериментов на керне** по изучению геомеханических характеристик, установлению направления стресса пластов, определению остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти из ультранизкопроницаемых коллекторов – различными агентами (вода, газ+вода, ASP-растворы и т.п.).

**Принцип № 15**

**Необходимость заблаговременной организации на каждом крупном и уникальном объекте с УНПК нефтяных месторождений Западной Сибири специальных промысловых полигонов.**

Цель их создания – проведение опережающих опытно-промышленных работ по апробации новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов, таких как – газовое и водо-газовое воздействия, закачка воздуха (термогазовое воздействие), дымовых газов ТЭЦ, а также опробование ряда других технологий, способствующих снижению остаточной нефтенасыщенности и увеличению (на 20 – 65 % (отн.) коэффициента вытеснения нефти по сравнению с заводнением).

**Выводы**

Массовое и системное применение изложенных в статье важнейших принципов и подходов к разработке крупных объектов в Западной Сибири, представленных ультранизкопроницаемыми коллекторами, позволит существенно повысить эффективность извлечения нефти из них, переведя значительное количество запасов на десятках нефтяных месторождений из категории «трудноизвлекаемые» – в экономически рентабельно разрабатываемые запасы УВС. ■