УДК 622.276.

ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕНОМАНСКИХ СКВАЖИН
PROBLEMS OF WELLS OPERATION IN CENOMANIAN DEPOSITS

Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский
E. V. Panikarovski, V. V. Panikarovski

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: призабойная зона пласта; депрессия; песчаная пробка;
Пескопроявление; противопесочный фильтр*

Key words: bottomhole formation zone; depression; sand bridge; sand production; sand filter

Одним из основных объектов разработки при добыче газа являются верхнеапт-сеноманские отложения, сложенные слабосцементированными породами. Кроме газовых залежей в данных отложениях открыты газонефтяные залежи на Русском, Северо-Комсомольском, Комсомольском, Ваньёганском, Харампурском и других месторождениях.

Проблемы освоения и эксплуатации скважин, призабойная зона пласта (ПЗП) которых сложена слабосцементированными коллекторами, обусловлены выносом песка в ствол скважины и образованием песчаных пробок и каверн, что приводит к снижению фильтрационных характеристик пласта и падению дебита, поэтому без проведения предупредительных геолого-технических мероприятий дальнейшая эксплуатация таких скважин очень затруднительна.

Решение этих проблем связано с определением максимально допустимой депрессии на слабосцементированные породы-коллекторы с учетом их прочностных характеристик.

Исследования устойчивости пород-коллекторов при эксплуатации скважин показывают, что для большинства пород нефтяных и газовых месторождений уменьшение или увеличение объема пор пластов происходит в соответствии с законом Гука

$$\Delta V_{\text{пор}}/V_0 = \beta_c \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где $\Delta V_{\text{пор}}$ — изменение объема пор исследуемого пласта, м³; V_0 — объем элемента пласта, м³; β_c — коэффициент объемной упругости пористой среды, м²/н; ΔP — изменение пластового давления, МПа.

По лабораторным данным $\beta_c = (0,3-2,0) \cdot 10^2$ м²/н.

Марморштейном Л. М. были проведены исследования упругих характеристик горных пород по скорости распространения упругих волн в горных породах.

Полученные результаты свидетельствуют о зависимости упругих характеристик исследуемых пород от давления и согласуются с данными других исследователей [1].

Установлено, что статическая сжимаемость существенно больше динамической и значительно уменьшается с ростом давления. Мирзаджанзаде А. Х., Аметов И. М. установили, что прочность пород является их важнейшей характеристикой при различных видах деформаций. Предел прочности пород зависит от многих факторов, в том числе от пористости, характера и вида цементирующего материала [2].

Сеноманская продуктивная толща характеризуется значительной неоднородностью литологического состава и представляет собой переслаивание песчано-алевролитовых и глинистых пластов.

По структурным особенностям песчаники подразделяются на два типа (песчаники и алевролиты).

Песчаники с преобладающей фракцией от 0,10 до 0,16 мм. Примесь алевритового материала в них колеблется от 25 до 30 %, а глинистого — от 10 до 15 %. Пористость в них изменяется от 30 до 40 %, проницаемость колеблется от 1,0 до 3,5 мкм².

Алевриты — это наиболее распространенный вид пород-коллекторов. В разрезе скважин выделяют три типа алевритов:

- алевриты крупнозернистые с незначительной примесью песчаников. Пористость в них изменяется от 26 до 30 %, проницаемость от 0,139 до 0,455 мкм²;
- алевриты разномелкозернистые, в которых мелкопесчаная фракция составляет от 12 до 18 %. Открытая пористость колеблется от 26 до 30 %, проницаемость — от 0,004 до 0,077 мкм²;
- алевриты мелкозернистые, характеризующиеся низкими коллекторскими свойствами. Открытая пористость находится в пределах от 22 до 24 %, проницаемость достигает 0,021 мкм².

Среди глинистых минералов цемента преобладают каолинит, гидрослюда, монтмориллонит — гидрослюдистые образования.

Фильтрационно-емкостные свойства пород сеноманских отложений зависят от литолого-минералогического состава скелета и цемента породы. Породы, сложенные мелкоалевритовой фракцией от 0,01 до 0,05 мм, практически непроницаемы для газа, а содержание воды в них превышает 80 %.

Физико-химическая характеристика глинистых минералов цемента и их объемное содержание в породе оказывает существенное влияние на прочностные характеристики породы, а для условий разработки газовых месторождений определяет значение депрессий, прилагаемых к разрабатываемому пласту.

Для определения максимально допустимой депрессии, при которой в ПЗП скважины пласт не разрушается, может быть использована формула, определяющая устойчивость ПЗП скважины:

$$P_{пл} - P_3 \leq \delta_{сж}/2 - K_p(\rho \cdot g \cdot H \cdot 10^{-6} - P_{пл}), \quad (2)$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа; P_3 — давление на забое скважины, МПа; $\delta_{сж}$ — предел прочности пород на сжатие, МПа; ρ — плотность горных пород, кг/м³; g — ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²; H — глубина залегания пласта, м; K_p — коэффициент бокового распора.

$$K_p = \theta / (1 - \theta), \quad (3)$$

где θ — коэффициент Пуассона.

При освоении скважин, вскрывших сеноманские отложения, установлено, что разрушение пласта и образование песчаных пробок начинается уже при депрессии от 1,42 до 1,91 МПа, а в отдельных случаях вынос песка из ПЗП скважин может происходить при депрессии около 0,025 МПа.

Присутствие песка в продукции газовых скважин способствует интенсивному изнашиванию фонтанной арматуры, насосно-компрессорных труб (НКТ), резьбовых и фланцевых соединений. Одним из основных факторов, влияющим на абразивный износ оборудования, является скорость движения частиц в потоке газа, а интенсивность износа оборудования определяется по формуле

$$\Delta V/V = \alpha \cdot v \cdot m, \quad (4)$$

где ΔV — абсолютный износ оборудования, м³; V — объем абразивного материала, вызывающего износ V , м³; α — коэффициент, зависящий от физико-механических свойств изнашиваемого оборудования и абразивного материала;

v — скорость движения абразивных частиц, м /с; m — коэффициент газоабразивного потока, изменяется от 1,42 до 1,60.

Начало выноса песка можно установить по данным газогидродинамических исследований. С началом выноса песка из ПЗП скважины возникают значительные гидродинамические сопротивления, которые фиксируются по индикаторной диаграмме и графику $\Delta P^2/Q = f(Q)$. С сокращением выноса песка из скважины дополнительное гидравлическое сопротивление в ПЗП исчезает, и фильтрационная характеристика пласта улучшается.

Изучение начальных гидродинамических условий, при которых происходит вынос песка из сеноманских отложений, проводилось на скв. 29 Медвежьего месторождения, где перфорацией вскрыты сеноманские отложения в интервалах 1 058–1 100 м и 1 130–1 170 м. Вынос песка в данной скважине произошел при депрессиях от 0,188 до 0,326 МПа и от 0,452 до 0,476 МПа, а дебит скважины при этом увеличился от 1 890 до 2 466 тыс. м³/сут. В случае увеличения депрессии и дебита скважины вынос песка увеличивался.

В настоящее время для предотвращения выноса песка применяются химические, физико-химические, механические методы или комбинации этих методов.

Для выбора способа борьбы с выносом песка из ПЗП скважин большое значение имеет конструкция забоя скважины. На скважинах с открытым забоем применяются главным образом механические методы, а физико-химические методы используются в скважинах, находящихся в эксплуатации незначительный период.

Из химических методов используют закачку водного раствора хлористого кальция, закрепляют ПЗП, закачивая в пласт фенолформальдегидные, эпоксидные смолы, тампонажные цементы с наполнителями, обеспечивающие образование проницаемого цементного камня, пластмассы.

Физико-химические методы обеспечивают закрепление пород-коллекторов в ПЗП скважин с использованием физических (температура, давление и др.) и химических методов, когда происходит химическая реакция, а продукты ее образования закрепляют ПЗП, сохраняя ее проницаемость.

Наиболее распространенные механические методы для борьбы с пескопроявлениями — это использование фильтров различных конструкций (гравийных, гравийно-намывных, каркасоговальных, многослойносетчатых и др.).

Анализ результатов промысловых работ по ликвидации пескопроявлений выявил целый ряд недостатков при проведении данных работ. При использовании механических методов происходит засорение фильтров механическими примесями (песок, глина), механическая и химическая коррозия фильтров. Применение смол для закрепления коллектора требует проведения дополнительных операций по получению проницаемого состава.

Аналогичные работы необходимо проводить с тампонажным цементом, чтобы получить проницаемый цементный камень. Однако эффективность проводимых работ по ликвидации пескопроявлений остается низкой и составляет от 30 до 40 % от общего количества работ.

Для предотвращения выноса песка из ПЗП скважин механическим способом используют фильтры, изготовленные из стандартных труб с прорезанными отверстиями с проволоочной обмоткой, фильтры, заполняемые песком, гравийные фильтры из отсортированного песка.

При установке гравийного фильтра в скважине необходимо определить литолого-минералогический состав гравия, соотношение между размером щелей хвостовика и размерами частиц гравия и песка, выносимого при эксплуатации.

Размер зерен гравия выбирается на основе ситового анализа образцов пластового песка. Основным условием при этом является то, что диаметр зерен гравия должен превышать в 10 раз размер зерен песка, слагающего пласт.

Гравийные фильтры устанавливаются в эксплуатационных скважинах и являются эффективным средством для предотвращения выноса песка в ПЗП скважин. Главный недостаток гравийных фильтров — снижение их проницаемости из-за выноса песка при высоких депрессиях.

Химические методы предотвращения выноса песка разделяются по типу промывки ПЗП скважин. Основная цель промывки ПЗП скважин — снижение количества воды в породе-коллекторе, чтобы обеспечить сцепление смолы с породой. Основным преимуществом химических методов над механическими является то, что они не требуют дополнительного внутрискважинного оборудования.

Однако химические методы имеют целый ряд недостатков, главный из них — пленки большинства смол дают усадку, растрескиваются и не обеспечивают надежного сцепления смолы с породой продуктивного пласта, а в начальный период защитный экран, создаваемый смолой, снижает проницаемость продуктивного пласта.

При правильном выборе режима эксплуатации скважины с учетом промысловой характеристики пласта можно избежать образования песчаных пробок или столба жидкости в стволе скважины при самых неблагоприятных условиях, и наоборот, при неоптимальных режимах в самых устойчивых коллекторах можно создать условия для образования столба жидкости или песчаной пробки в стволе скважины. В условиях разработки можно обеспечить режим эксплуатации скважин без образования песчаных пробок путем увеличения депрессии на пласт, но только в случае неразрушающихся коллекторов.

Пробки могут образовываться и в стволе скважины в виде псевдосжиженного слоя. Размеры этого слоя зависят от размеров твердых частиц, свойств флюидов и скорости потока газа. В зависимости от этих параметров существует определенная скорость потока газа, при которой неподвижный слой пробки начинает переходить в псевдосжиженное состояние. Влияние псевдосжиженного слоя на дебит меньше, чем неподвижной пробки, но при скорости потока газа, меньшей скорости выноса воды, этот слой после остановки скважины оседает на забой, что приводит к падению дебита при дальнейшей эксплуатации.

При близких проницаемостях пласта и песчаной пробки, а также в случае, когда проницаемость пробки меньше проницаемости пласта, влияние песчаной пробки на производительность газовой скважины может быть оценено как влияние несовершенства по степени вскрытия пласта.

На различных этапах образования песчаной пробки в зависимости от конструкции скважины меняется фракционный состав пробки, который зависит от глубины спуска фонтанных труб в зону интервала перфорации.

На газовых месторождениях Западной Сибири, кроме известных технологий по ограничению песковыноса, для повышения эффективности работ по креплению ПЗП эксплуатационных скважин применяются технологии с использованием уретанового полимера, состава на основе тампонажных композиций «Гранит», состава на основе модифицированного кремнезема «Кварц», состава «Stab Plast».

Применение традиционной технологии по креплению ПЗП водным раствором портландцемента с добавлением полипропиленовой фибры иногда приводит к полной изоляции ПЗП, как это произошло на скв. 522 Комсомольского месторождения.

Для крепления ПЗП скважин на Медвежьем месторождении используется технология с закачиванием в ПЗП скважин реагента «Темпоскрин».

Особенностью реагента «Темпоскрин» является предварительная обработка полиакриламида облучением, что приводит к формированию «сетчатого» полимера, характеризующегося регулируемой кинетикой гелеобразования, однородностью и непрерывностью геля, с плавно регулируемыми реологическими свойствами.

Испытание тампонажной композиции «Гранит» на скважинах Медвежьего и Ямсовейского месторождений показало, что применение данной технологии при-

водит к кольтматации ПЗП скважин, связанной с технологической сложностью проведения работ в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД).

Для поддержания проектных уровней добычи газа в условиях выноса песка из эксплуатационных скважин, ПЗП которых сложена слабосцементированными коллекторами, требуется установка противопесочных фильтров в ПЗП или в стволе скважины. Основной вынос песка из ПЗП происходит при увеличении скорости газового потока, что приводит к срыву и выносу песчинок из слабосцементированного коллектора вследствие разрушения скелета породы-коллектора.

Состав закрепляющих композиций для образования фильтров в ПЗП или в стволе скважины должен обеспечивать установку фильтра без глушения скважины, возможность закачивания состава в условиях АНПД с использованием колтюбинговой установки и экранировать проникновение песка в ствол скважины.

Установленный в скважине фильтр должен обладать высокой проницаемостью, которая должна быть не ниже проницаемости продуктивного пласта, обладать высокой прочностью на разрушение при максимальных депрессиях, сохранять свои фильтрационные свойства при взаимодействии с пластовой водой, иметь высокую адгезию с материалом труб и породой-коллектором.

В результате проведенного анализа для выбора композиции с целью создания фильтра в стволе скважины была выбрана композиция на основе полистирола марки «ПСМ-115».

Для подтверждения гидродинамической эффективности предложенной композиции была проведена оценка потерь давления газа при движении в стволе эксплуатационной скважины после установки фильтра.

Были подготовлены образцы фильтра, у которых проводилось определение пористости и абсолютной проницаемости. Значения пористости данных образцов изменялись от 45 до 48 %, а коэффициент абсолютной проницаемости превысил значение 5 мкм^2 .

Для установления реальных потерь давления газа при движении в стволе эксплуатационной скважины после установки фильтра можно использовать уравнение Дарси [3].

*Рисунок. Зависимость
потерь давления на фильтре
от давления
на входе фильтра:
1 — дебит скважины
20 тыс. м³/сут; 2 — дебит
скважины 30 тыс. м³/сут;
3 — дебит скважины
40 тыс. м³/сут; 4 — дебит
скважины 50 тыс. м³/сут;
5 — дебит скважины
100 тыс. м³/сут*

Расчеты потерь давления газа в стволе эксплуатационных скважин после установки фильтра для сеноманских скважин показали, что они составляют от 0,1 до 0,2 МПа. Для снижения потерь давления после установки фильтров необходимо увеличивать их пористость от 48 до 56 %, а вследствие этого будет увеличиваться проницаемость фильтров (рисунок).

Список литературы

1. Марморштейн Л. М. Петрофизические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. — М.: Недра, 1985. — 190 с.

2. Мирзаджанзаде А. Х., Аметов И. М. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Ижевск. Институт компьютерных исследований, 2005. – 280 с.
3. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 312 с.

Сведения об авторах

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)296697, e-mail: 273014@gmail.com

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры «Геология месторождений нефти и газа», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)305700

Information about the authors

Panikarovski E. V. Candidate of Science in Engineering, associate professor of the chair «Drilling of oil and gas wells», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)286697, e-mail: 273014@gmail.com

Panikarovski V. V., Doctor of Engineering, professor of the chair «Geology of oil and gas fields», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 8(3452)305700