Вскрытие и бурение зон
с аномально высоким и низким пластовым давлением

А. С. НОВИКОВ *– к.т.н., технический директор ООО «МИП Георазведка плюс»*
Д. Ю. СЕРИКОВ *– д.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина*

В данной статье описаны специфика и сложности вскрытия и бурения зон с аномально высоким и низким пластовым давлением. Проведен анализ возможных осложнений при сооружении и эксплуатации скважин в данных условиях. Даны рекомендации, позволяющие снизить риски возникновения внештатных ситуаций при проведении буровых и эксплуатационных работ в зонах с аномально высоким и низким пластовым давлением.

Ключевые слова: аномально высокое и низкое пластовое давление, проходка скважины, глубина залегания пород, эксплуатационная колонна.

Как известно, при нормальных условиях пластовое давление в каждой точке залежи нефти и газа равно гидростатическому давлению, замеренному на уровне ВНК, плюс избыточное давление. В природных условиях существует много залежей, особенно на больших глубинах, имеющих пластовое давление, значительно превосходящее расчетное гидростатическое. Возникновение аномально высокого пластового давления объясняется следующими причинами:

1. Передачей части горного давления на залежь. Если скелет породы слабый, то часть горного давления передается на жидкость или газ, находящиеся в ее порах. К таким породам со слабым скелетом, в частности, относятся глины. Поэтому в изолированных линзовидных, карманообразных резервуарах, находящихся внутри глинистых толщ, возникают аномальные давления, превышающие нормальное гидростатическое давление.
2. Кратковременное повышение пластового давления возникает при землетрясениях или сдвигах земной коры. Многочисленные наблюдения показывают, что в сейсмически активных областях перед землетрясением повышаются дебиты нефти в скважинах.
3. Тектонические движения по разломам. В приподнятом блоке залежи, разорванной разломами, в течении длительного времени, будет сохраняться прежнее высокое пластовое давление, характерное до ее вздымания.
4. Вторичное увеличение объема залежи в зонах высоких температур. В зонах больших глубин и высоких температур

сложные углеводородные соединения с длинными цепями разрушаются с образованием большого количества простых молекул. Увеличение числа молекул приводит к увеличению объема. Увеличение объема залежи приводит к возрастанию давления внутри замкнутого резервуара. По этой причине в газоконденсатных залежах, образующихся за счет разрушения газонефтяной залежи, часто наблюдается аномально высокое пластовое давление.

5. Вторичное сокращение объема пор в коллекторах при кристаллизации цемента в законтурных частях резервуара. Залежь при этом приобретает замкнутый или полузамкнутый характер.

Таким образом, аномально высокое пластовое давление может возникать под действием разных причин, но главными из них являются замкнутая линзовидная форма резервуара и ее запечатанность со всех сторон непроницаемыми породами.

Все аномально высокие пластовые давления фиксируются только в непрочных коллекторах (глины, соль), в то время как в крепких телах, обладающих более жестким и прочным скелетом, аномально высокое пластовое давление практически нигде не зафиксированы.

В недрах Земли существуют также залежи, имеющие аномально низкое пластовое давление. Его появление может быть обусловлено вторичным увеличением объема резервуара ввиду возникновения вторичной трещиноватости.

Пониженные давления возникают и при повторном опускании залежей. При этом восстановление нового пластового давления происходит не сразу, и в течение длительного геологического времени в залежи будет сохраняться низкое пластовое давление, существовавшее до ее опускания. Теоретическим обоснованием смены с глубиной нефтяных залежей газоконденсатными и газовыми явились по критериям определения границ существования жидких углеводородов. Согласно мнению отдельных исследователей, зона исчезновения нефтяных залежей располагается под изотермической поверхностью 200°С, залегающей в зависимости от градиентов на глубинах от 2,8 до 9,5 км.

ВСКРЫТИЕ И БУРЕНИЕ ЗОН С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

На природу возникновения аномально высокого пластового давления существует две гипотезы: экзогенная и эндогенная. Экзогенная включает в себя явления уплотнения, катагенетических преобразований, пород, осмоса, теплового воздействия на залежь и др. Эндогенная гипотеза объединяет явления тектогинеза, внедрения флюидов из подкорковых глубин. Эндогенная гипотеза наиболее предпочтительна, так как рассматривает больше аспектов, которые могут являться причиной аномально высокого пластового давления.

Месторождения с аномально высокими пластовыми давлениями широко распространены во всем мире: Новая Гвинея, Ява, Бирма, Пакистан, Афганистан, Иран, Румыния, Алжир, Колумбия, Перу, США, Россия, Туркмения, Украина, Казахстан, Азербайджан.

Наряду с аномально высокими пластовыми давлениями встречаются, так называемые сверхдавления. Это давления равные горному и выше. В Пакистане на месторождении Кхаур на глубине 1800 м коэффициент аномальности составляет 2,3 и более. В США (район Миссисипи) на глубине 6096 м встречен пласт с давлением 1928 кг/см^2, т. е. коэффициент аномальности равен 3,1. При бурении самой глубокой скважины в США «Берта Роджерс» на глубине 9583 м вскрыт пласт «арбакал» с давлением 1690 кг/см^2. Произошел выброс расплавленной серы, скважина была ликвидирована.

Прогнозирование и количественное определение зон аномально высокого пластового давления в процессе бурения необходимо для безаварийной проводки скважин в глубокозалегающих мощных глинистых толщах. Решение этой задачи входит в обязательный комплекс геолого-технологических исследований. Для выделения зон с аномально высоким пластовым давлением используются как технологические параметры, так и данные геолого-геофизических исследований разрезов скважин.

Существуют три группы метода прогноза аномально высокого пластового давления:

- **методы прогноза давлений до начала бурения скважин** – осуществляется по данным плевой разведочной геофизики (сейсморазведки, гравиразведки, электроразведки, магниторазведки), по геологической аналогии;
- **методы оценки пластовых давлений в процессе бурения скважин** – осуществляется как при остановках углубления, так и без остановок углубления (по данным геофизических исследований в скважинах, по данным о гидродинамическом взаимодействии пласта с промывочной жидкостью, по технологическим данным бурения, по петрофизическим данным);
- **методы оценки пластовых давлений после завершения процесса бурения** – до спуска эксплуатационной колонны (по данным испытания объектов испытателями пластов). После спуска эксплуатационной колонны (по результатам освоения скважин).

Оперативным методом прогноза пластовых давлений без остановки бурения является метод d-экспоненты и метод σ-каротажа. Эти методы основаны на математической зависимости геометрии долота, показателей работы долота и режима бурения.

ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОХОЖДЕНИИ ЗОН С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Обеспечить исправное состояние бурильных труб, противовыбросового и бурового оборудования. При возникновении проявления, принять меры к герметизации устья. После закрытия превенторов при газонефтеводопроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины и пропусков (жидкости, газа) в соединениях и узлах противовыбросового оборудования.

Для предупреждения газонефтеводопроявлений и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить контролируемый долив и контролировать объем вытесненного бурового раствора. Режим долива должен обеспечивать поддержание

уровня раствора в скважине, близком к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня раствора устанавливается проектом с учетом допусков, установленных правилами. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла труб бурильной колонны. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м^3 подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные документацией по действию вахты при прямых и косвенных признаках начала и развития газонефтеводопроявлений.

Перед и после вскрытия пластов с аномально высоким давлением, при возобновлении промывки скважины после спускоподъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев начинать контроль плотности, вязкости, газосодержания бурового раствора следует сразу после восстановления циркуляции.

При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонны) должен проводиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.

Запрещается производить подъем бурильной колонны до выравнивания свойств бурового раствора по всему циклу циркуляции.

При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает фоновое на 5%, то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.) и их устранению.

Таким образом, вскрытие и бурение зон с аномально высоким и низким пластовым давлением обладают своей спецификой и связано с определенными сложностями. Однако, соблюдение описанных выше рекомендаций позволит существенно снизить риски возникновения внештатных ситуаций при проведении буровых и эксплуатационных работ в зонах с аномально высоким и низким пластовым давлением, и как следствие повысить безопасность персонала, а также снизить сроки и стоимость строительства скважин.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Мищевич В. И., Сидоров Н. А. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. Изд.: Недра. 1973.
2. Сериков Д. Ю., Гинзбург Э. С. Повышение эффективности разрушения средних и твердых пород за счет использования косозубого вооружения шарошек // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №4. – С. 18–22.
3. Новиков В. С., Новиков А. С. Укрощение огня. – М.: Полиграф-защита, 2010. – 216 с.
4. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: Автореф. дис. … докт. техн. наук. – Ухта, 2018.
5. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю. Виброгаситель-калибратор // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №3. – С. 39–43.
6. Спиридонов С. В., Сериков Д. Ю. Методика определения геометрических параметров вооружения бурового инструмента на основе математического моделирования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – №6. – С. 29–33.
7. Васильев А. А., Сериков Д. Ю., Близнюков В. Ю. Совершенствование буровых долот различных типов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №6. – С. 28–31.
8. Егоров Н. Г. Бурение скважин в сложных геологических условиях. – Тула: ИПП «Гриф и К», 2006. – 301 с.