

УДК 622.24:532.11:552.578.061.4(470.1)

Фенин Г.И, Старостина С.Б, Чумакова О.В., Толкова Е.В., Щепелина Т.Н.

ПРИМЕРЫ ПРОЯВЛЕНИЯ АНОМАЛЬНО-ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ВОДО- И ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТАХ-КОЛЛЕКТОРАХ СЕВЕРА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

В статье рассмотрены примеры проявления аномальных пластовых давлений различного типа в водо- и газонасыщенных пластах-коллекторах, встреченных при бурении скважин на севере Тимано-Печорской провинции, в пределах Лайского и Колвинского валов, Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинского авлакогена и Северо-Предуральского прогиба.

Ключевые слова: Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, аномально высокие пластовые давления, нефтегазоносные комплексы, пласты-коллекторы, технологические данные бурения.

Пластовое давление (Рпл), являясь наиболее важной гидродинамической характеристикой недр, контролирует и определяет потоки миграции флюидов и аккумуляции нефти и газа, задает определённые технико-технологические параметры строительства скважин. Средние глубины поисково-разведочного бурения постоянно растут, вместе с этим растёт вероятность вскрытия нефтегазоносных пластов с повышенными пластовыми (ППД) и аномально-высокими пластовыми давлениями (АВПД). АВПД, зафиксированные, главным образом, на больших глубинах, обеспечивают большую подвижность пластовых флюидов и высокую продуктивность скважин, но вместе с тем осложняют процесс бурения, часто сопровождающегося тяжёлыми авариями и осложнениями. Выявление закономерностей распределения АВПД по площади и разрезу даёт возможность их прогнозирования, которое необходимо для определения плотности бурового раствора и качественного вскрытия пластов-коллекторов, что обеспечит повышение эффективности поисково-разведочных работ.

Основные проявления аномальных пластовых давлений в Тимано-Печорской провинции (ТПП) связаны с песчано-глинистыми среднедевонско-нижнефранскими отложениями (Лайский и Колвинские валы), реже с карбонатными отложениями нижнего девона и силура Варандей-Адзвинской структурной зоны и Хорейверской впадины, и с ордовикскими - Косью-Роговской впадины. Вскрытие пластов-коллекторов с АВПД неоднократно приводило к авариям, включая выбросы бурового раствора, открытое фонтанирование скважин, а также к некачественному вскрытию нефтегазоносных горизонтов. При бурении скважин в таких условиях в результате полной или частичной

потери гидродинамической связи пластов со скважиной имеет место невыявление нефтегазоносных пластов при испытании их на приток, а также искажение результатов опробования [Фенин, Лысцева, 1990; Аронсон, 1999; Белонин, Славин, Чилингар, 2005].

Впервые с проявлением АВПД в ТПП столкнулись в середине 70^х гг. прошлого столетия при бурении скважин на среднедевонские отложения на *Лаявожской* структуре. В тектоническом плане эта структура приурочена к северной части Лайского вала Денисовского прогиба (Лайско-Лодминский нефтегазоносный район) и представляет собой крупную антиклинальную складку. По кровле карбонатных отложений пермско-каменноугольного возраста поднятие представляет собой узко вытянутую антиклинальную складку длиной порядка 40 км (–4400 м), осложненную двумя куполовидными поднятиями. Скважина №1 с забоем 4540 м (D₂) была пробурена на северной переклинали северного купола. Кровля отложений среднего девона вскрыта на глубине 4480 м (-4338м). В процессе бурения скважины №1 с глубины 4485 м, при плотности бурового раствора 1,24 г/см³, возникло интенсивное водопроявление. При закрытом превенторе давление на устье скважины достигло 11,0 МПа. Осложнение ликвидировали периодической закачкой бурового раствора плотностью 1,66-1,72 г/см³. Дальнейшее бурение скважины в интервале 4488-4539 м было продолжено при плотности бурового раствора 1,56-1,58 г/см³. В скважине №1 вскрытая мощность девонских песчаников составляет 59 м. Из песчаников старооскольского горизонта (D_{2st}) в интервале 4480-4484 м и 4480- 4500 м были получены притоки пластовой воды в эксплуатационной колонне с дебитами 700 м³/сут. и свободным переливом 1500 м³/сут.

Скважина №3 с забоем 4700 м (D₂ kd) была пробурена на южной переклинали южного купола структуры. Бурение скважины №3 до глубины 4700 м осуществлялось при плотности бурового раствора 1,54-1,62г/см³ без осложнений. В скважине №3 мощность отложений среднего девона составляет 137 м. В скважине №3 пласты аналоги старооскольского горизонта, выделенные по геофизическим исследованиям скважины (ГИС), - водонасыщены и не опробовались. В скважине были испытаны песчаники эйфельского яруса, из которых был получен приток пластовой воды дебитом -120 м³/сут.

Скважина №4, пробурена на северной переклинали южного купола с забоем 4421,5 м (D₂). Кровля песчаников вскрыта, предположительно, на глубине 4419 м (-4330). Бурение скважины №4 до глубины 4375м осуществлялось при плотности бурового раствора 1,56-1,58 г/см³. При бурении в интервале 4420-4421 м было отмечено снижение плотности бурового раствора и выбросом отдельных «пачек» разгазированного раствора плотностью 1,24 г/см³.

Было проведено утяжеление раствора, однако, при промывке выходил раствор плотностью от 1,36 до 1,47 г/см³. При закрытом превенторе давление поднялось до 5,0 МПа, а затем до 9,5 МПа. При забое скважины 4421,5 м во время проработки ствола инструмент оказался прихваченным на глубине 4397 м, а давление на устье достигло 20,0 МПа. После проведения комплекса работ скважину ликвидировали. Вскрытая мощность среднего девона скважине №4 составляет предположительно 2-3 м.

Таким образом на Лаявожской площади (месторождении), было установлено наличие пластов с АВПД в отложениях среднего девона (D₂) с коэффициентом аномальности K_{ан} - 1,45 (пластовая вода).

Выявленное АВПД на площади, относится к «объемному» типу, так как имеет достаточно большое площадное распространение и охватывает три стратиграфических горизонта: песчаники живетского яруса (D_{2st}-горизонт) и песчаники эйфельского яруса (D_{2kl}, D_{2kdr}-горизонты). Значение K_{ан} в скважине №1 изменяется от 1,46 до 1,456, а в скважине №3 составляет 1,446, а в скважине №4 по ТДБ коэффициент аномальности составляет 1,50-1,55, что несколько больше, чем в скважинах №№1, 3.

В пределах центральной части Лайского вала АВПД зафиксировано также на *Верхне-Лайской структуре*. Структура имеет сложное, блоковое строение с выявленными дизъюнктивными нарушениями в нижних горизонтах осадочного чехла. Отложения среднего девона на площади повсеместно размыты. Под нижнефранскими (джьерско-яранскими) отложениями вскрыты отложения нижнего девона. В скважине №500 верхняя пачка овинпармского горизонта (D_{1орIII}) размыта, а в скважине №502 ее мощность составляет 164 м.

В настоящее время на Верхнелайской структуре выявлена нефтяная залежь в нижнефранских терригенных отложениях. При испытании скважины №500 в интервале 4490-4496 м получен приток нефти - 25,7 м³/сут. При опробовании в процессе бурения интервалов 4483-4510 м и 4484-4555 м были получены притоки нефти с газом. По данным замеров пластовых давлений выявлено АВПД с K_{ан} - 1,611 и 1,558 соответственно. В тоже время, при опробовании аналогичных отложений в скважине №502 притоков не получили, K_{ан} составил 1,21- 1,27 (по 3 объектам).

В процессе бурения скважины №500 при забое 4500 м наблюдалось интенсивное газирование раствора с выплескиванием его над столом ротора. При промывке скважины присутствовала пленка нефти. Плотность бурового раствора при бурении интервала 4500-4543 м была 1,57-1,58 г/см³, а в интервале 4555-4780 м ее увеличили до 1,62г/см³. При

достижении глубины 4834 м, в скважине наблюдался перелив раствора плотностью – 1,60 г/см³. Газопоказания в интервале 4827-4833 м увеличились с 0,06 до 16%, плотность бурового раствора довели до 1,75-1,77 г/см³, а затем - до 1,82 г/см³. При промывке скважины выходил разгазированный раствор плотностью 1,63-1,70 г/см³. Бурение до глубины 4900 м (забой скважины) был продолжен при плотности раствора 1,84 г/см³. В скважине №500, при испытании интервала 4898-4900 м на 3 мм штуцере получен приток газа - 0,92 тыс. м³/сут. При совместном испытании интервалов 4665-4668+4675-4678 м (D_{1ор}) приток газа на 10 мм штуцере составил 0,615 тыс. м³/сут.

В тоже время бурение скважины №502 в интервале 4200-5200 м осуществлялось при плотности бурового раствора 1,50-1,54 г/см³ без осложнений. Анализ результатов испытания, опробования, условий проводки скважин с их оценкой по технологическим данным бурения (ТДБ), а также характер распределения пластовых давлений по разрезу свидетельствует о том, что скважины находятся в разных блоках. Об этом отчасти свидетельствует большой размыв верхней пачки нижнедевонских отложений (D₁-III). Сложный характер тектонического развития поднятия прослеживается по структурным планам по отражающим горизонтам IY₁ (S₁), III-IY (S₂), II (D_{3f1}). При наложении структурных планов друг на друга прослеживается четкая тенденция развития дизъюнктивных нарушений и их внедрения в вышележащие горизонты. Скважина №502 находится практически в зоне разлома, а по нижнефранским отложениям она находится в северо-восточном блоке, в то время как скважина №500 - в юго-восточном.

Таким образом, АВПД на Верхне-Лайской площади можно отнести к «избирательно-локальному» типу, так как АВПД вскрыто одной скважиной №500, в нижнефранских и силурийских отложениях.

Характер изменения пластовых температур и давлений с глубиной по рассмотренным месторождениям показан на рис 1, 2. На графиках наблюдается нормальный рост пластовых давлений по разрезу, лишь глубже 4100 м отмечаются аномальный рост давлений. Что касается характера изменения пластовых температур с глубиной, то на Лаявожском месторождении он носит линейный характер со средним температурным градиентом 2,4-2,6°С/100 м.

АВПД в водонасыщенных пластах было установлено также в пределах Колвинского вала по данным испытания скважины №205 на *Инзырейской* площади, которая вскрыла силурийские карбонатные отложения. При испытании интервалов 4897-4900 и 4816-4828 м были получены притоки пластовой воды. Пластовое давление, замеренное на глубинах 4900

и 4800 м, составило соответственно 73,71 МПа и 73,39 МПа ($K_{ан-1,504}$ и 1,529). В скважине №204 при опробовании джьерских отложений в интервале 4481-4534 м был получен приток разгазированного раствора с пленкой нефти, а дебит газа составил 72,2 тыс. м³/сут. Расчетное пластовое давление на глубине 4471 м составило 82,05 МПа ($K_{ан-1,836}$), что также было подтверждено результатами обработки ТДБ.

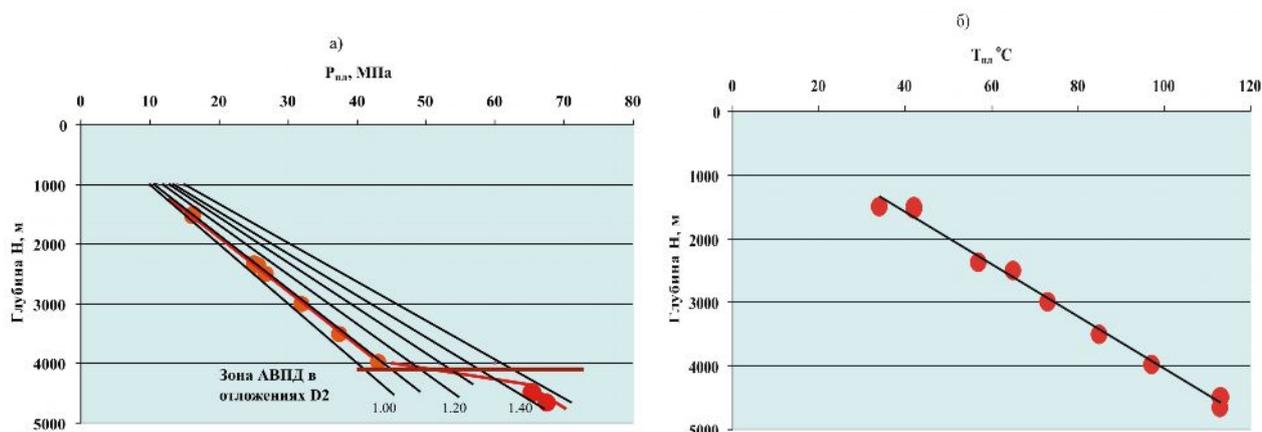


Рис. 1. Изменение пластового давления (а) и пластовой температуры (б) с глубиной на Лаявожском месторождении

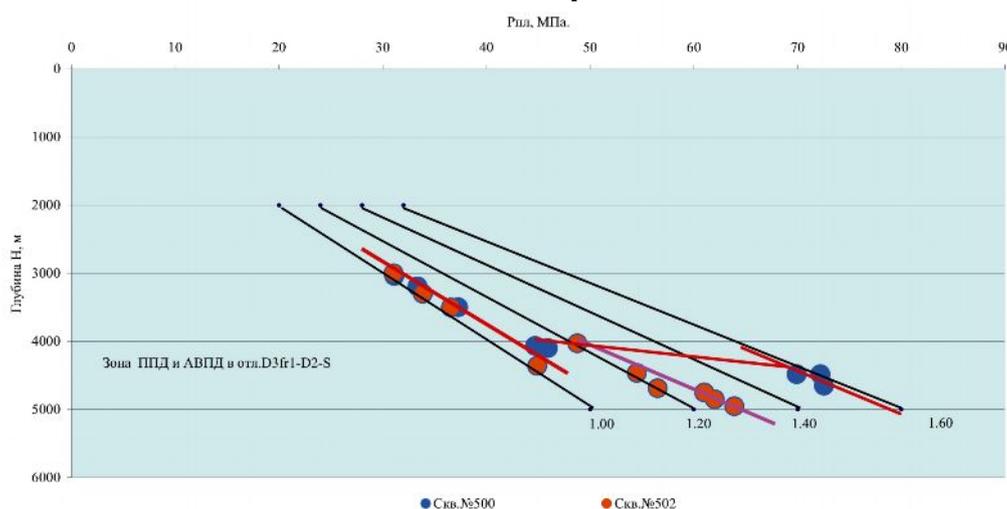


Рис. 2. Изменение пластового давления с глубиной на Верхне-Лайском месторождении

В Хорейверской впадине на *Южно-Баганской* площади при бурении скважины №10 было выявлено АВПД (пластовая вода) в отложениях ордовика-силура на глубине 4196 м с пластовым давлением 60,51 МПа при коэффициенте аномальности равном 1,442. Пласт с АВПД вскрыт на глубине 4298 м. Бурение проводилось при плотности бурового раствора 1,20 г/см³, что привело к интенсивному водопроявлению. По материалам ГИС выделенные пласты в интервале 4250-4298 м характеризуются как низкопористые (пористость 3-5%), лишь на глубине 4298 м пористость увеличивается до 8-9%. При опробовании верхнеордовикско-протерозойских отложений в интервале 4192-4570 м был получен приток

воды в объеме 2,5 м³. Карбонатный пласт перекрывается карбонатно-сульфатной толщей ордовикского возраста мощностью 73 м.

В пределах Верхне-Печорской впадины на *Вуктыльской* площади было зафиксировано АВПД в водонасыщенном пласте среднедевонского возраста на глубине 5500 м с пластовым давлением 80,7 МПа ($K_{ан} - 1,468$ и $T_{пл} +96^{\circ}C$).

На валу Сорокина (Варандей-Адзъвннский авлакоген) в карбонатных отложениях лоховский горизонта (D_{1l}) *Седьягинской площади* АВПД выявлено скважиной №2 в водонасыщенном пласте на глубине 4137 м с пластовым давлением 55,7 МПа ($K_{ан} - 1,347$).

В скважине №68 на *Тобойской* площади при совместном опробовании пласта K_3 и K_2 (карбонатные отложения нижнего девона) был получен слабогазированный фильтрат бурового раствора (ФБР) с пластовой водой и пленкой нефти, свидетельствующий о вскрытии водо-нефтяного контакта залежи пласта K_2 . Пластовое давление, замеренное на глубине 4142 м, составило 73 МПа ($K_{ан} - 1,76$ и $T_{пл} +78^{\circ}C$).

В Косью-Роговской впадине на *Кочмесской* площади АВПД было выявлено в водонасыщенных пластах ордовикских отложений при испытании скважины №6 в интервале 6132-5708 м. Пластовое давление на глубине 6069 м составило 82,50 МПа при $K_{ан}-1,36$ и $T_{пл} +120^{\circ}C$, на глубине 5600 м пластовое давление составило 79,65 МПа при $K_{ан} - 1,423$ и $T_{пл} +111-113^{\circ}C$. При бурении скважины №3-Кочмес (5629 м) в отложениях ордовика возникло интенсивное газопроявление, перешедшее в открытое фонтанирование, в результате которого скважина была ликвидирована. Плотность бурового раствора составляла 1,37 г/см³. В подсолевых карбонатных отложениях ордовика был вскрыт пласт с АВПД ($K_{ан} - 1,45-1,50$). По данным бурения скважин №5 и 6 продуктивных пластов во вскрытом разрезе не установлено. АВПД на Кочмесской площади относится к «избирательно-локальному» типу.

Подводя итоги, можно отметить, что проявление АВПД в газонасыщенных пластах-коллекторах к настоящему времени зафиксированы на трех площадях (Кочмесская, Инзырейская, Верхне-Лайская) в ордовикско-нижнедевонском и среднедевонско-нижнефранском нефтегазоносных комплексах. В водонасыщенных пластах АВПД имеют более широкое распространение по площади и по разрезу. На всех рассматриваемых площадях в пределах Печоро-Колвинского и Варандей-Адзъвинского авлакогенов АВПД зафиксированы на глубинах более 4000 м, а в пределах Косью-Роговской впадины – на глубинах более 5000 м. Необходимо отметить, что АВПД имеют очаговое распространение.

Выявленные зоны с АВПД характеризуются различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород. В среднеордовикско-нижнедевонском нефтегазоносном комплексе

(НГК) зоны с АВПД выявлены в пределах Лайского и Харьягинского валов, в Хорейверской впадине, в Варандей-Адзвинской структурной зоне и Косью-Роговской впадине. В этих зонах коллекторы обладают, как правило, хорошими ФЕС. Пространственно они размещаются на сводовых и склоновых участках крупных палеоподнятий таких как Лайское, Большеземельское, Адзвинское и др. На этих поднятиях породы интенсивно подвергались в процессе литогенеза процессам выщелачивания и доломитизации. Породы с наилучшими коллекторскими свойствами приурочены в среднем и верхнем ордовике к усть-зыбскому горизонту, в нижнем силуре к филиппьельскому и седьельскому горизонтам, в верхнем силуре к гребенскому горизонту, в нижнем девоне к овинпармскому горизонту.

Ёмкостное пространство доломитов и доломитизированных известняков ордовика-силура-нижнего девона определяются, главным образом, пустотами вторичного происхождения. Типы коллектора в ордовикско-нижнедевонском НГК порово-трещинные, реже каверново-поровые. Для глубокопогруженных горизонтов (свыше 4-5 км) характерны трещинные коллекторы. Так, на Южно-Баганской площади, коллекторы средне-верхнеордовикского возраста связаны с вторичными доломитами. На Седьягинской и Тобойской площадях, коллекторы в отложениях нижнего девона (лохковский ярус) связаны с овинпармским горизонтом. В разрезе преобладают иловые и иловодетритовые образования, которые подверглись доломитизации и выщелачиванию. В этих отложениях на глубине более 4 км также преобладают порово-трещинные коллекторы. Значительное улучшение коллекторских свойств, происходит также, в основном, вблизи зон крупных тектонических нарушений.

В среднедевонско-нижнефранском НГК основные коллекторские горизонты связаны с наиболее выдержанными пластами песчаников среднедевонского возраста. Коллекторы джьерского и тиманского горизонтов отличаются невыдержанностью, небольшими толщинами и небольшой продуктивностью, однако в зонах отсутствия среднего девона и на малоамплитудных структурах они приобретают значение поискового объекта. Коллекторы в пределах Денисовской впадины (Лаявожкое, Верхне-Лайское поднятия), как правило, низкоемко- и среднеёмкие, что связано с вторичными процессами постседиментационного преобразования пород на больших глубинах, приведшее к уплотнению пород. Тип коллектора - часто поровый, трещинно-поровый. Для рассмотренных НГК характерен неоднородный природный резервуар.

Таковы некоторые особенности и специфика проявления АВПД в водонасыщенных и газонасыщенных пластах-коллекторах рассмотренных районов провинции. В этой связи

необходимо отметить, что если повышенные и аномальные пластовые давления в водонасыщенных пластах в какой-то мере предсказуемы и закономерны, то для газонасыщенных пластов чётких закономерностей в настоящее время не установлено.

Литература

Аронсон В.Е., Славин В.И., Смирнова Е.М. Фенин Г.И. Использование данных о проявлениях АВПД для оценки перспектив нефтегазоносности северных районов Тимано-Печорской провинции // Доклады международной конференции Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы северо-западного экономического района Российской Федерации. СПб.: ВНИГРИ, 1999. С.61-65.

Белонин М.Д., Славин В.И., Чилингар Д.В. Аномально высокие пластовые давления, происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов. СПб.: Недра, 2005. 323 с.

Фенин Г.И., Лысцева Т.А. Изменение пластовых давлений с глубиной по отдельным тектоническим зонам севера ТПП // СПб.: ВНИГРИ, 1990. С. 45-47.

Рецензент: Макаревич Владимир Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор