

О.А.Каршиев, К.М.Токарева

**ИЗУЧЕНИЕ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ
БЕШКЕНТСКОГО ПРОГИБА БУХАРО-ХИВИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РЕГИОНА**



**Каршиев Одаш
Абдугафорович** –
директор ГУ
«ИГИРНИГМ»,
докт. философии (PhD)
по геол.-мин. наукам.
E-mail: igirnigm@ing.uz



**Токарева Ксения
Муджахидовна** –
младший научный
сотрудник
ГУ «ИГИРНИГМ».
E-mail: tokarevaksenia5@
gmail.com

Изучение зон проявления аномально высоких пластовых давлений (АВПД) – актуальная и важная задача в нефтегазовой отрасли, особенно при бурении глубоких скважин, в процессе которого может возникать ряд проблем, связанных как с геологическими факторами, так и с техническими. Аварийные ситуации в буровых работах зачастую связаны с зонами проявления АВПД. Определяя физические свойства пластов АВПД, характеризуют их естественный энергетический потенциал, от которого в разной степени зависят коллекторские и фильтрационные свойства пород.

Опираясь на выводы, сделанные многими исследователями по причинам происхождения АВПД [7], можно обобщить несколько гипотез, согласно которым возрастающее пластовое давление может быть связано с нагрузками, вызванными вышележащими толщами, или тектонической активностью Земли, а также возможны благодаря результату воздействия обоих механизмов.

Обобщая информацию о факторах, влияющих на генезис АВПД, можно выделить условия, благодаря которым с течением времени контролируется данный процесс. К ним можно отнести седиментационные условия, литологические особенности и форму зерен осадков, территориальные особенности локального и

регионального характера, характеризующиеся факторами накопления, осаждения уплотнения осадков, а также их последующим пребыванием в деформированном состоянии. Таким образом, генезис АВПД весьма разнообразен и зависит от многих факторов.

Одна из отличительных особенностей месторождений и перспективных участков, расположенных на территории Бешкентского прогиба, – повсеместное присутствие АВПД. Согласно исследованиям Г.А.Бабаева [1], зоны АВПД приурочены именно к территории Бешкентского прогиба. Коэффициент аномальности пластового давления в пределах рассматриваемого объекта исследований изменяется от 0,96 до 2.

Геологические условия, приводящие к появлению АВПД в пределах Бешкентского прогиба, можно классифицировать как два направления. В первом предположении считается, что процессы, происходившие в разные периоды развития нефтегазоносных осадочных толщ, сформировали условия изолированности продуктивных пластов карбонатной формации, наблюдаемые на сегодняшний день в виде проявления АВПД. Второе предположение относит проявление АВПД как результат современных геотектонических процессов, протекающих в земной коре.

В трудах Б.А.Тхвостова, К.А.Аникиева, Э.Ю.Бегметова и др. подробно описаны оба предположения природы происхождения АВПД [2-4].

В Юго-Западных отрогах Гиссарского хребта и в пределах Чарджоуской ступени присутствует мощный подсолевой комплекс юрского времени, выражающийся в совокупности поочередно сменяющихся соляных и ангидритовых слоев. Соляно-ангидритовая формация (САФ) обладает всеми необходимыми экраняющими свойствами, позволяющими создать гидродинамическую изолированность залежей углеводородов. Это обстоятельство дало предпосылки к изучению факторов, вызывающих повышение пластового давления, а также к определению связи с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) карбонатных пород коллекторов.

В рамках исследования были изучены показания пластовых давлений и ФЕС верхне- и среднеюрских отложений по 87 объектам, расположенным в пределах Бешкентского прогиба (рис. 1, 2). Диапазон изменения пластовых давлений составил 290,5-638,5 атм., пористости 5,4-12,15%, мощности САФ 55-992 м.

Между диаграммами (см. рис. 1, 2) прослеживается тенденция увеличения пластового давления и коэффициента аномальности при увеличении мощности САФ, при этом значения пористости зеркально понижаются. Наличие зависимости между рассматриваемыми параметрами позволило построить корреляционные связи с целью определения уравнения регрессии между пористостью и пластовым давлением.

Мощность САФ, как отмечалось ранее, может быть рассмотрена как основополагающий фактор, способный влиять на напряженное состояние пород и на изменение пористости в них. Зависимости А, Б (рис. 3) демонстрируют данное положение, достоверность которого подтверждается коэффициентом корреляции больше 0,74.

Связь между мощностью САФ и коэффициентом аномальности пластового давления для полной территории Бешкентского прогиба может быть описана линией тренда с коэффициентом корреляции $\sim 0,7$.

Исходя из полученных результатов, САФ можно считать основным геологическим региональным фактором, от которого зависит наличие АВПД в карбонатных отложениях Бешкентского прогиба.

Достоверность между рассматриваемыми зависимостями позволила найти связь между коэффициентом аномальности пластового давления и пористостью (см. рис. 3, Г), характеризующейся коэффициентом корреляции -0,705. По уравнению зависимости можно оценить

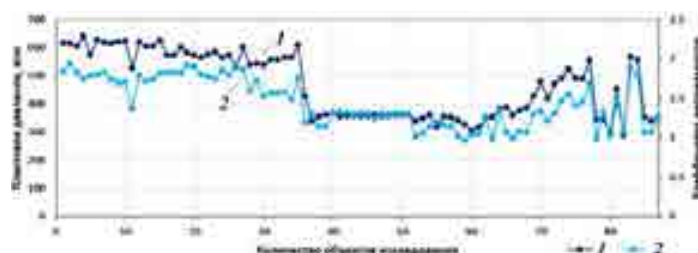


Рис. 1. Диаграммы показаний пластового давления и коэффициента аномальности в интервале юрских отложений Бешкентского прогиба. 1 – пластовое давление; 2 – коэффициент аномальности.

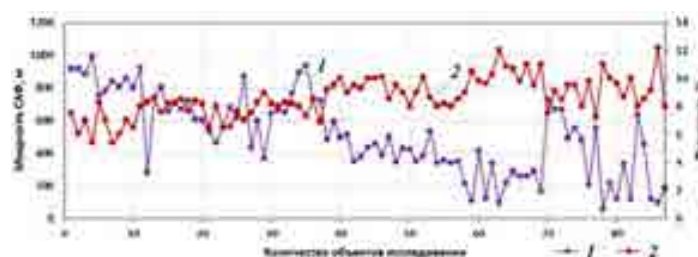


Рис. 2. Диаграммы вариативности фильтрационно-емкостных и геологических параметров в интервале юрских отложений Бешкентского прогиба. 1 – мощность САФ; 2 – пористость.

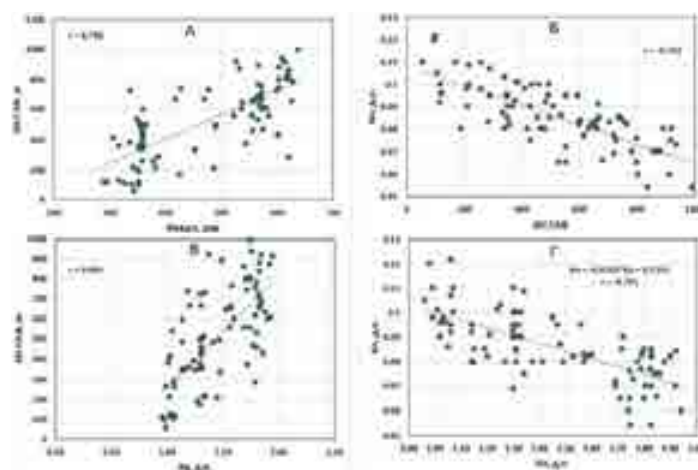


Рис. 3. Зависимости для карбонатных пород – верхне- и среднеюрского возраста Бешкентского прогиба: А – пластового давления; Б – пористости; В – коэффициента аномальности пластового давления от мощности САФ; Г – пористости от коэффициента аномальности пластового давления.

средние значения пористости в пределах исследуемых участков на территории Бешкентского прогиба.

Для карбонатных продуктивных пластов в рамках столь больших территорий как Бешкентский прогиб отмечается обратная зависимость между пористостью и коэффициентом аномальности. Такая зависимость может быть объяснена влиянием сопутствующих внутрипластовых геологических факторов, таких как сильная глинизация коллектора или влияние вторичных процессов, например, переотложение кальцита, доломитизация и т. д., в результате чего увеличению пористости будет соответствовать понижение давления, и наоборот.

В пределах Бешкентского прогиба выделяются три фациальные зоны: лагунная, рифовая, депрессионная, характеризующиеся различием в строении карбонатной формации и разной мощностью САФ. Наблюдается тенденция в увеличении мощности САФ с северо-запада на юго-восток, где максимальные значения порядка 1000 м вскрыты в пределах депрессионной части Бешкентского прогиба. Прослеживается связь между фациальными зонами и показаниями коэффициента аномальности пластовых давлений таким образом, что лагунной фации соответствуют значения коэффициента аномальности $\sim 0,96-1,1$, рифовой фации $\sim 1,15-1,3$, депрессионной фации $\sim 1,35-1,85$.

Являясь важным геомеханическим фактором, АВПД обеспечивает изменчивость пористости пород и служит источником пластовой энергии, определяющей фильтрацию флюида [5]. Полученные результаты свидетельствуют о том, что вариации АВПД могут влиять на продуктивность отложений.

Принимая во внимание существующую связь между эффективным напряжением и упругими свойствами пород, можно отметить, что последние зависят от изменчивости АВПД [6]. Таким образом, создаются предпосылки для возможности прогноза в межскважинном пространстве показаний пластового давления на основании данных сейсморазведки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабаев Г.А. Главные особенности структуры и нефтегазоносность карбонатной формации верхней юры Бешкентского прогиба: Автореф. дисс... канд. г.-м. наук. - Т., 1975.
2. Аникеев К.А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. - Л.: Недра, 1964. - 168 с.
3. Тхвостов Б.А. Начальное пластовое давление в нефтяных и газовых месторождениях. - М.: Гостоптехиздат, 1960. - 106 с.
4. Бегметов Э.Ю. Типизация скоплений нефти и газа карбонатной формации верхнеюрских отложений юго-восточных районов Бухаро-Хивинского региона применительно к задачам разведки и опытно-промышленной эксплуатации: Автореф. дисс... канд. г.-м. наук. - Т., 1971. - 30 с.
5. Александров Б.Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. - М.: Недра, 1987. - 216 с.
6. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномально высоких пластовых давлений. - М.: Недра, 1989. - 114 с.
7. Swarbrick R.E., Osborne M.J. Mechanisms that generate abnormal pressures: an overview // AAPG memoir. - 1998. - № 70. - P. 13-34.

Статья представлена членом редколлегии докт. г.-м. наук Г.С.Абдуллаевым.